



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών

Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών

**«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»**

Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 15793, Ζωγράφου – 210 7724655 – [epminfo@power.ece.ntua.gr](mailto:epminfo@power.ece.ntua.gr)

**ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

***ΤΕΧΝΙΚΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ  
ΥΒΡΙΔΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΩΝ  
ΕΡΓΩΝ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ***

**Του Μεταπτυχιακού Φοιτητή**

**Χρήστου Δήμου**

**Επιβλέπων**

**Γεώργιος Τσεκούρας, Επίκουρος Καθηγητής, Πανεπιστήμιο  
Δυτικής Αττικής, Σχολή Μηχανικών. Τμήμα Ηλεκτρολόγων  
και Ηλεκτρονικών Μηχανικών**

**Αθήνα, Οκτώβριος 2023**

(Υπογραφή)

---

**Χρήστος Κ. Δήμου**

Κάτοχος Διατμηματικού Μεταπτυχιακού Διπλώματος Ειδίκευσης στην Επιστημονική Περιοχή:  
«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

© 2023 – All rights reserved

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή τις παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος τις, 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 τις εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται τις 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.

Γιώργο σε Ευχαριστώ για το χρόνο, την υπομονή σου και τις ατέλειωτες συζητήσεις μας, με σκοπό να πετύχουμε αυτό το τελικό αποτέλεσμα

Let there be light (Genesis 1:3)

Στους γονείς οφείλομεν το ζην, στους δε διδασκάλους το ευ ζην

Στους γονείς μου.

## Περιεχόμενα

<b>1</b>	<b>Γενική Εισαγωγή</b>	<b>24</b>
<b>1.1</b>	<b>Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας</b>	<b>24</b>
<b>1.2</b>	<b>Τεχνολογίες Παραγωγής</b>	<b>28</b>
1.2.1	Μονάδες στο Σύστημα Μεταφοράς	28
1.2.2	Διεσπαρμένη Παραγωγή	38
<b>1.3</b>	<b>Δίκτυα Μεταφοράς / Διανομής</b>	<b>39</b>
1.3.1	Δίκτυο Μεταφοράς Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας	39
1.3.2	Δίκτυο Διανομής Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας	40
<b>1.4</b>	<b>Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας</b>	<b>41</b>
<b>1.5</b>	<b>Ανακεφαλαίωση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας</b>	<b>45</b>
<b>1.6</b>	<b>Αντικείμενο Μεταπτυχιακής Εργασίας</b>	<b>46</b>
<b>2</b>	<b>Περιγραφή Σχεδιασμού Φωτοβολταϊκών Πάρκων</b>	<b>47</b>
<b>2.1</b>	<b>Εισαγωγή</b>	<b>47</b>
<b>2.2</b>	<b>Φωτοηλεκτρικό Φαινόμενο</b>	<b>47</b>
<b>2.3</b>	<b>Φωτοβολταϊκή Μετατροπή</b>	<b>48</b>
2.3.1	Δίοδος p-n	48
2.3.2	Δίοδος Schottky	50
2.3.3	Σύγκριση Στοιχείων με διόδους p-n και διόδους Schottky	50
<b>2.4</b>	<b>Ισοδύναμο Κύκλωμα Φωτιζόμενης Διόδου p-n</b>	<b>51</b>
<b>2.5</b>	<b>Χαρακτηριστική Καμπύλη I-V Φωτοβολταϊκού Στοιχείου</b>	<b>52</b>
<b>2.6</b>	<b>Ανάλυση Ισοδύναμου Ηλεκτρικού Κυκλώματος Φωτοβολταϊκού Στοιχείου</b>	<b>54</b>
2.6.1	Ιδανικό Φωτοβολταϊκό Στοιχείο	54
2.6.2	Μη Ιδανικό Φωτοβολταϊκό Στοιχείο	55
<b>2.7</b>	<b>Τύποι Φωτοβολταϊκών Στοιχείων (Κελιών)</b>	<b>58</b>
2.7.1	Εισαγωγή	58
2.7.2	Μονοκρυσταλλικά Φωτοβολταϊκά Στοιχεία	58
2.7.3	Πολυκρυσταλλικά Φωτοβολταϊκά Στοιχεία	59
2.7.4	Στοιχεία Λεπτού Υμενίου	60
2.7.5	Στοιχεία Άμορφου Πυριτίου (a-Si)	60
2.7.6	Περοβσκίτες	60
<b>2.8</b>	<b>Φωτοβολταϊκά Πλαίσια</b>	<b>61</b>
<b>2.9</b>	<b>Φωτοβολταϊκά Πάρκα</b>	<b>63</b>
2.9.1	Εισαγωγή	63
2.9.2	Βάσεις Φ/Β και Φ/Β Στοιχεία Διπλής Όψης (Bifacial)	63
2.9.3	Τεχνολογίες Μετατροπών	65
2.9.3.1	Εισαγωγή	65
2.9.3.2	Κεντρικοί Αναστροφείς	67
2.9.3.3	Κλαδικοί Αναστροφείς	67
2.9.3.4	Αναστροφείς Πολλαπλών Κλάδων	67
2.9.3.5	Μικρό Αναστροφείς σε Φ/Β πλαίσια	67
<b>2.10</b>	<b>Απόδοση Φωτοβολταϊκών Τεχνολογιών Μετατροπής Ενέργειας</b>	<b>68</b>
2.10.1	Επίπεδο Κελιού	68
2.10.2	Επίπεδο Στοιχείου (Module) – Εργαστηριακές Συνθήκες	70
2.10.3	Επίπεδο Στοιχείου (Module) – Πραγματικές Συνθήκες	71
2.10.4	Λόγος παραγόμενης προς προσπίπτουσα Ενέργεια	72
<b>2.11</b>	<b>Χρόνος Αναπλήρωσης Αναλωθείσης Ενέργειας - Energy Payback Time</b>	<b>72</b>

<b>2.12</b>	<b>Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φ/Β Πάρκα</b>	<b>73</b>
<b>2.13</b>	<b>Αρχές Σχεδιασμού Φ/Β Πάρκων</b>	<b>75</b>
2.13.1	Εισαγωγή	75
2.13.2	Χώρος Εγκατάστασης Φ/Β πάρκου	75
2.13.3	Συνολική Ισχύς Φ/Β Πάρκου	76
2.13.4	Τύπος, κλίση και προσανατολισμός των Φ/Β πλαισίων μέσα στο Φ/Β Πάρκο	76
2.13.5	Τύπος, Ισχύς και κατανομή Αναστροφών	76
2.13.6	Καλωδιώσεις	77
2.13.7	Μέτρα Προστασίας Φ/Β Πάρκου	77
2.13.8	Μέση ετήσια παραγωγή του Φ/Β Πάρκου	78
2.13.9	LCOE της επένδυσης	78
2.13.10	Αδειοδοτική Διαδικασία Φ/Β Πάρκων	78
<b>2.14</b>	<b>Παραγωγή από Φ/Β – Προοπτικές Ανάπτυξης</b>	<b>80</b>
<b>3</b>	<b>Περιγραφή Σχεδιασμού Υδροηλεκτρικών και Αντλιοσταμειντικών Έργων</b>	<b>82</b>
<b>3.1</b>	<b>Εισαγωγή</b>	<b>82</b>
<b>3.2</b>	<b>Βασική Δομή Συστήματος Αντλιοσταμειντικής Ηλεκτρικής Ενέργειας</b>	<b>82</b>
3.2.1	Άνω και Κάτω Ταμιευτήρας	84
3.2.2	Σήραγγες Προσαγωγής και Φυγής	85
3.2.3	Σταθμός Παραγωγής και Υποσταθμός	86
<b>3.3</b>	<b>Υδροδυναμικό</b>	<b>87</b>
<b>3.4</b>	<b>Γραμμή Ενέργειας – Πιεζομετρική Γραμμή – Ροές Ενέργειας</b>	<b>87</b>
<b>3.5</b>	<b>Τύποι Στροβίλων</b>	<b>89</b>
<b>3.6</b>	<b>Σημείο Λειτουργίας Υδροηλεκτρικού Σταθμού (ΥΗΣ)</b>	<b>91</b>
<b>3.7</b>	<b>Γεννήτρια ΥΗΣ</b>	<b>92</b>
3.7.1	Αρχές λειτουργίας σύγχρονης μηχανής	92
3.7.2	Ισχύς και Ροπή Σύγχρονης Γεννήτριας	93
<b>3.8</b>	<b>Υδροηλεκτρική Παραγωγή</b>	<b>94</b>
3.8.1	Κόσμος	94
3.8.2	Ευρώπη	97
3.8.2.1	Υφιστάμενη Κατάσταση – Προκλήσεις	97
3.8.2.2	Ευρωπαϊκές Προοπτικές	98
3.8.2.3	Ιταλία – Προοπτικές Εξέλιξης	100
3.8.2.4	Ισπανία – Προοπτικές Εξέλιξης	101
3.8.3	Ελλάδα – Προοπτικές Ανάπτυξης	102
<b>3.9</b>	<b>Κόστος Ανάπτυξης Νέων Έργων</b>	<b>104</b>
3.9.1	Εκτιμήσεις IRENA	104
3.9.2	Εκτιμήσεις EIA	108
<b>3.10</b>	<b>Συμπεράσματα</b>	<b>108</b>
<b>4</b>	<b>Υβριδοποίηση αντλιοσταμειντικών μέσω σύζευξης με πλωτά Φ/Β πάρκα</b>	<b>110</b>
<b>4.1</b>	<b>Εισαγωγή</b>	<b>110</b>
<b>4.2</b>	<b>Παράγοντες κόστους πλωτών Φ/Β πάρκων</b>	<b>112</b>
<b>4.3</b>	<b>Κοστολόγηση Έργων πλωτών Φ/Β</b>	<b>113</b>
4.3.1	Διαφορές κόστους μεταξύ επίγειων και πλωτών Φ/Β	113
4.3.2	Εκτίμηση κόστους πλωτών Φ/Β στην Ελλάδα	115
<b>4.4</b>	<b>Χωροθέτηση πλωτών Φ/Β πάρκων</b>	<b>118</b>
4.4.1	Κριτήρια Επιλογής	118
4.4.2	Πλωτό Φ/Β Πάρκο – Συγκρότημα Αλιάκμονα	120
4.4.3	Πλωτό Φ/Β Πάρκο – Συγκρότημα Νέστου	125
4.4.4	Πλωτό Φ/Β Πάρκο – Συγκρότημα Κάτω Αχελώου	138

<b>4.5</b>	<b>Χαρακτηριστικά Ακτινοβολίας και Θερμοκρασίας στις περιοχές ενδιαφέροντος</b>	<b>144</b>
<b>4.6</b>	<b>Παραγόμενη Ενέργεια – Σταθμισμένο Κόστος πλωτών Φ/Β πάρκων</b>	<b>149</b>
4.6.1	Αυτοτελείς επενδύσεις	149
4.6.2	Ενιαία επένδυση	151
<b>4.7</b>	<b>Σύζευξη Πλωτών Φ/Β πάρκων και Υπαρχόντων Αντλησιοταμιευτικών</b>	<b>151</b>
4.7.1	Εισαγωγή	151
4.7.2	Σταθμός Αντλησιοταμίευσης Σφηκιάς	151
4.7.3	Σταθμός Αντλησιοταμίευσης Θησαυρού	154
4.7.4	Προφίλ λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικών Έργων	157
4.7.5	Παραδοχές Ζεύξης πλωτών Φ/Β πάρκων και Αντλησιοταμιευτικών	159
4.7.5.1	Εισαγωγή	159
4.7.5.2	Παραδοχές πλωτών Φ/Β πάρκων	160
4.7.5.3	Παραδοχές Απωλειών και Κόστους Χρήσης Δικτύου Μεταφοράς	160
4.7.5.4	Παραδοχές λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικών	161
4.7.5.5	Υπολογισμός μεταβλητού Κόστους Θερμικών Μονάδων	161
4.7.5.6	Σενάρια Υποκατάστασης Παραγωγής από Θερμικές Μονάδες	162
4.7.5.7	Σενάρια Παραγωγής & Κόστους πλωτών Φ/Β πάρκων – πλήθος συνδυασμών	163
4.7.5.8	Πίνακας παραδοχών αντλησιοταμιευτικών & πλωτών Φ/Β	163
4.7.5.9	Συνδυασμοί σεναρίων	164
4.7.6	Αποτελέσματα	165
4.7.6.1	Μέσο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας	165
4.7.6.2	Εξοικονόμηση Πρωτογενούς Ενέργειας και Εισαγωγών Ενέργειας	165
4.7.6.3	Εξοικονόμηση Εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου	166
4.7.6.4	Εσωτερική Απόδοση Επένδυσης	167
4.7.6.5	Τροποποιημένη Εσωτερική Απόδοση Επένδυσης	168
<b>4.8</b>	<b>Συμπεράσματα</b>	<b>169</b>
<b>5</b>	<b>Επιρροή Στοχαστικότητας –Καμπύλες Εξυπηρέτησης Φορτίου</b>	<b>170</b>
<b>5.1</b>	<b>Καμπύλες ισχύος ανά εγκατεστημένο kWp</b>	<b>170</b>
<b>5.2</b>	<b>Βασικά Στατιστικά Απόδοσης Φ/Β πάρκων</b>	<b>172</b>
<b>5.3</b>	<b>Σύνθεση τεχνητών προφίλ ηλεκτροπαραγωγής.</b>	<b>181</b>
<b>5.4</b>	<b>Καμπύλες εξυπηρέτησης Φορτίου Συστήματος Μεταφοράς</b>	<b>186</b>
5.4.1	Ωριαία μεταβολή ζήτησης από Μονάδες στο Σύστημα	186
5.4.2	Μεταβολή της ζήτησης από Διασυνδέσεις	200
5.4.3	Καμπύλες εξυπηρέτησης Φορτίου Συστήματος	205
5.4.3.1	Μεταβολή ανά χρονική περίοδο σε επίπεδο έτους	205
5.4.3.2	Αθροιστικό πλεόνασμα ζήτησης ενέργειας	221
5.4.3.3	Στατιστικά Χαρακτηριστικά Αθροιστικού Πλεονάσματος Ζήτησης Φορτίου	229
5.4.3.4	Σύνθεση τεχνητών προφίλ πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας	232
<b>5.5</b>	<b>Σύζευξη πλωτών Φ/Β με υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά – Στοχαστική Ανάλυση</b>	<b>235</b>
5.5.1	Εισαγωγή	235
5.5.2	Αποτελέσματα Στοχαστικής Ανάλυσης	235
5.5.2.1	Εισαγωγή – Παραμετρικές Αναλύσεις βασικής στοχαστικής ανάλυσης	235
5.5.2.2	Αποτελέσματα βασικής ανάλυσης	237
<b>5.6</b>	<b>Συμπεράσματα</b>	<b>247</b>
<b>6</b>	<b>Ανάλυση Εναισθησίας - Παραμετρικές Μελέτες</b>	<b>248</b>
<b>6.1</b>	<b>Εισαγωγή</b>	<b>248</b>
<b>6.2</b>	<b>Αποτελέσματα Παραμετρικών Αναλύσεων</b>	<b>250</b>
6.2.1	Μέσο Σταθμισμένο Κόστος Κεφαλαίου (WACC)	250
6.2.2	Εκτιμώμενη ετήσια απώλεια απόδοσης Φ/Β κελιού Φ/Β κελιού	252
6.2.3	Κόστος Κεφαλαιακής Επένδυσης	254
6.2.4	OPEX πλωτών Φ/Β πάρκων	255
6.2.5	Κόστος Φ.Α.	256
6.2.6	Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών αερίων ρύπων	258
6.2.7	Απόδοση OCGT Μονάδων	259

6.2.8	Απόδοση CCGT Μονάδων	260
6.2.9	Απόδοση Λιγνιτικών Μονάδων	261
6.2.10	Συμπεράσματα Παραμετρικών Μελετών	262
<b>7</b>	<b>Συμπεράσματα – Θέματα προς μελλοντική διερεύνηση</b>	<b>265</b>
<b>7.1</b>	<b>Ανασκόπηση</b>	<b>265</b>
<b>7.2</b>	<b>Ζητήματα προς περαιτέρω διερεύνηση</b>	<b>266</b>
<b>7.3</b>	<b>What if?</b>	<b>267</b>
7.3.1	Γιατί όχι επίγεια Φ/Β πάρκα;	267
7.3.2	Γιατί όχι χημική αποθήκευση αντί για αντλησιοταμίευση;	267
7.3.3	Γιατί Φ/Β και όχι Αιολικά;	268
7.3.4	Γιατί όχι Πυρηνικά;	268
<b>8</b>	<b>Βιβλιογραφικές Αναφορές</b>	<b>270</b>
<b>9</b>	<b>Παραρτήματα</b>	<b>276</b>
<b>9.1</b>	<b>Παράρτημα Α – Μονάδες – Πολλαπλάσια</b>	<b>276</b>
<b>9.2</b>	<b>Παράρτημα Β – Ταχείς Υπολογισμοί Απόδοσης Φ/Β Πάρκου</b>	<b>277</b>
9.2.1	Θέση 1 <sup>η</sup> – Εντός του Αστικού Τοπίου	277
9.2.2	Θέση 2 <sup>η</sup> – Λίμνη Πολυφύτου	278
<b>9.3</b>	<b>Παράρτημα Γ - Προσωρινός Μηχανισμός Επιστροφής Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς</b>	<b>282</b>
9.3.1	Εισαγωγή	282
9.3.2	Νομικό Καθεστώς	282
9.3.3	Ρυθμιζόμενη τιμή εσόδου παραγωγού – Ανάλυση Κόστους	284
9.3.4	Ανακεφαλαίωση	290
<b>9.4</b>	<b>Παράρτημα Δ – Μετασχηματισμός της αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα</b>	<b>291</b>
9.4.1	Εισαγωγή	291
9.4.2	Περίοδος 1990 - 2006	291
9.4.3	Περίοδος 2004 - 2022	293
<b>9.5</b>	<b>Παράρτημα Ε – Ρόλος Αντλησιοταμίευσης στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας</b>	<b>298</b>
9.5.1	Εισαγωγή	298
9.5.2	Τιμές Ενεργειακών Προϊόντων	298
9.5.3	Γεωπολιτικές Εξελίξεις – Απεξάρτηση από το Ρωσικό Φυσικό Αέριο	302
9.5.4	Εξέλιξη των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας στην προ-ημερησία αγορά	304
9.5.5	Τιμές ενέργειας σε λιανική και βιομηχανία (Ελλάδα – ΕΕ)	314
9.5.6	Υδροδυναμικά Αποθέματα – Μέσος Βαθμός Πλήρωσης Ταμιευτήρων	321
9.5.7	Ετήσια Δεδομένα άντλησης	334
9.5.8	Ενδοημερήσια Μεταβολή Ωρών Άντλησης και Αντλούμενης Ενέργειας	335
9.5.9	Ενδοημερήσια Μεταβολή της συνεισφοράς των τεχνολογιών παραγωγής	349
9.5.10	Ανάπτυξη ΑΠΕ – Συνεισφορά στο Ενεργειακό Μείγμα	353
9.5.11	Ανακεφαλαίωση	356
<b>9.6</b>	<b>Παράρτημα ΣΤ – Ανατολή, Δύση και Μεσουράνημα Ηλίου</b>	<b>358</b>

## Ευρετήριο Πινάκων

Πίν. 1-1. Περιγραφή των Τεχνολογιών Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας και η επιτηδειότητα χρήσης τους. ....	43
Πίν. 3-1. Μείγμα Ηλεκτροπαραγωγής – Προσχέδιο για την Ενέργεια και το κλίμα – Ισπανία [80]. ....	102
Πίν. 3-2. Μείγμα Ηλεκτροπαραγωγής – Προσχέδιο για την Ενέργεια και το κλίμα – Ελλάδα. ....	104
Πίν. 4-1. Διαφορές Επίγειων και Πλωτών Φ/Β [85] .....	113
Πίν. 4-2. Εκτίμηση Κόστους πλωτών Φ/Β - Ελλάδα (πηγές [47], [85]). ....	117
Πίν. 4-3. Προσπίπτουσα Ηλιακή Ακτινοβολία (KW/m <sup>2</sup> /mo) Έτη 2005 έως 2020– Πάρκο 1. ....	121
Πίν. 4-4. Προσπίπτουσα Ηλιακή Ακτινοβολία (KW/m <sup>2</sup> /mo) – Μέση μηνιαία τιμή και Τυπική απόκλιση - Πάρκο 1. ....	121
Πίν. 4-5. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 1 – Σημείο 1 και 2. ....	122
Πίν. 4-6. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 1 – Σημείο 3 και 4. ....	122
Πίν. 4-7. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 1 – Σημείο 5. ....	123
Πίν. 4-8. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 1. ....	124
Πίν. 4-9. Προσπίπτουσα Ηλιακή Ακτινοβολία (KW/m <sup>2</sup> /mo) Έτη 2005 έως 2020– Πάρκο 2 – Περιοχή 1 έως 4. ....	128
Πίν. 4-10. Όπως Πίν. 4-9 – Μέση τιμή και Τυπική απόκλιση Μήνα - Πάρκο 2 – Περιοχή 1 έως 4. ....	128
Πίν. 4-11. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 1 - Σημείο 1 έως 4. ....	129
Πίν. 4-12. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 2 - Σημείο 1 έως 4. ....	130
Πίν. 4-13. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 3 - Σημείο 1 έως 4. ....	131
Πίν. 4-14. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 4- Σημείο 1 έως 4. ....	132
Πίν. 4-15. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 4- Σημείο 5 έως 8. ....	133
Πίν. 4-16. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 1. ....	134
Πίν. 4-17. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 2. ....	135
Πίν. 4-18. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 3. ....	136
Πίν. 4-19. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 4. ....	137
Πίν. 4-20. Όπως Πίν. 4-9 – Πάρκο 3 – Περιοχή 1 έως 2. ....	139
Πίν. 4-21. Όπως Πίν. 4-10 – Πάρκο 3 – Περιοχή 1 έως 2. ....	139
Πίν. 4-22. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 3 – Περιοχή 1 - Σημείο 1 έως 4. ....	140
Πίν. 4-23. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 3 – Περιοχή 2 - Σημείο 1 έως 4. ....	141
Πίν. 4-24. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 3 – Περιοχή 1. ....	142
Πίν. 4-25. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 3 – Περιοχή 2. ....	143
Πίν. 4-26. Απόδοση (kWh/kWp/annum), $H_i_m/H_i_{opt_m}$ , ισχύς, συνολική παραγωγή. ....	150
Πίν. 4-27. LCOE, CAPEX σε τρέχουσες τιμές. ....	150
Πίν. 4-28. Πλήθος Μηνών με αρνητικό ισοζύγιο ενέργειας – ΣΑΗΕ Σφηκιάς. ....	159
Πίν. 4-29. Όπως Πίν. 4-28 – ΣΑΗΕ Θησαυρού. ....	159
Πίν. 4-30. Ώρες όπου $P > 440\text{MW}$ . Σεπτέμβριος 2023 – ΑΔΜΗΕ [21]. ....	160
Πίν. 4-31. Σενάρια Υποκατάστασης Παραγωγής. ....	163
Πίν. 4-32. Ονοματολογία Συνδυασμών Κόστους – Ενέργειας πλωτών Φ/Β πάρκων. ....	163
Πίν. 4-33. Παραδοχές ζεύξης αντλησιοταμειντικών & πλωτών Φ/Β πάρκων. ....	164
Πίν. 4-34. LCOE Ζεύξης Αντλησιοταμειντικών και πλωτών Φ/Β πάρκων. ....	165
Πίν. 4-35. Εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας (MWh). ....	165
Πίν. 4-36. Εξοικονόμηση εισαγόμενης πρωτογενούς ενέργειας (MWh). ....	166
Πίν. 4-37. Αποφυγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (tCO <sub>2</sub> ). ....	166
Πίν. 4-38. Εκπομπές κύκλου ζωής GHG πλωτών Φ/Β πάρκων (tCO <sub>2</sub> ). ....	167
Πίν. 4-39. Λόγος $GHGROI$ . ....	167
Πίν. 5-1. Εκτίμηση Μέσης ετήσιας παραγωγής για κάθε πάρκο - Συγκρίσεις. ....	171
Πίν. 5-2. Εκτιμήσεις Ισχύος και άλλα στοιχεία. ....	171
Πίν. 5-3. Βασικά Στατιστικά Στοιχεία των χρονοϊστοριών παραγωγής. ....	181
Πίν. 5-4. Βασικά Στατιστικά Στοιχεία των συνθετικών χρονοϊστοριών παραγωγής. ....	182
Πίν. 5-5. Βασικά Στατιστικά Στοιχεία των συνθετικών χρονοϊστοριών παραγωγής μετά την τροποποίηση θέσης. ....	185
Πίν. 5-6. Μέση τιμή και τυπική απόκλιση του αθροιστικού πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας για τα 4 Σενάρια. ....	232
Πίν. 5-7. Παράμετροι Βασικής Ανάλυσης. Επιρροή Στοχαστικότητας. ....	236
Πίν. 5-8. Βασικά στατιστικά στοιχεία της ενέργειας που θα διατεθεί άμεσα στο σύστημα. ....	241
Πίν. 5-9. Όπως Πίν. 5-8 για ενέργεια από αντλησιοταμειντικά. ....	243



Πίν. 5-10. Όπως Πίν. 5-8 για απώλειες ενέργειας. ....	243
Πίν. 5-11. Αποτελέσματα βασικής Ανάλυσης για διακίνηση ενέργειας. ....	244
Πίν. 5-12. Όπως Πίν. 5-8 για NPV (τιμές σε €). ....	244
Πίν. 5-13. Όπως Πίν. 5-8 για MIRR. ....	245
Πίν. 6-1. Τιμές μεταβλητών σχεδιασμού των παραμετρικών μελετών. ....	250
Πίν. 6-2. Στατιστικά Στοιχεία. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού WACC. ....	251
Πίν. 6-3. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού WACC. ....	251
Πίν. 6-4. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού WACC. ....	252
Πίν. 6-5. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού PVDEG. ....	252
Πίν. 6-6. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού PVDEG. ....	253
Πίν. 6-7. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού PVDEG. ....	253
Πίν. 6-8. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού CAPEX. ....	254
Πίν. 6-9. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού CAPEX. ....	254
Πίν. 6-10. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού CAPEX. ....	255
Πίν. 6-11. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού OPEX Park. ....	255
Πίν. 6-12. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού OPEX Park. ....	256
Πίν. 6-13. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού OPEX Park. ....	256
Πίν. 6-14. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού NG Price. ....	257
Πίν. 6-15. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού NG Price. ....	257
Πίν. 6-16. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού EUCP. ....	258
Πίν. 6-17. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού EUCP. ....	258
Πίν. 6-18. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού OCGT Efficiency. ....	259
Πίν. 6-19. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού OCGT Efficiency. ....	259
Πίν. 6-20. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού CCGT Efficiency. ....	260
Πίν. 6-21. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού CCGT Efficiency. ....	260
Πίν. 6-22. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού BROWN COAL Efficiency. ....	261
Πίν. 6-23. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού BROWN COAL Efficiency. ....	261
Πίν. 9-1 Θέση 1 <sup>ου</sup> Σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα. ....	278
Πίν. 9-2 Θέση 2 <sup>ου</sup> σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα. ....	279
Πίν. 9-3 Θέση 2 <sup>ου</sup> σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα. – 0° κλίση προς τον ορίζοντα και αζιμούθιο. ....	280
Πίν. 9-4 Θέση 2 <sup>ου</sup> σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα. – 15° κλίση προς τον ορίζοντα και -5° αζιμούθιο. ....	281
Πίν. 9-5: Τιμές άρθρου 62 του Ν. 4986/2022 (πηγή ΠΑΕ) ....	285
Πίν. 9-6: Σύγκριση συνεισφοράς τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και διασυνδέσεων . ....	297
Πίν. 9-7 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Οικιακό Τιμολόγιο – Ημερήσια Χρέωση). ....	318
Πίν. 9-8 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Οικιακό Τιμολόγιο – Ημερήσια/Νυχτερινή Χρέωση). ....	318
Πίν. 9-9 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Βιοτεχνικό - Βιομηχανικό Τιμολόγιο – Ημερήσια Χρέωση). ....	318
Πίν. 9-10 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Βιοτεχνικό - Βιομηχανικό Τιμολόγιο – Ημερήσια/Νυχτερινή Χρέωση). ....	319
Πίν. 9-11: Συμμετοχή Τεχνολογίας ΑΠΕ στη συνολική Παραγωγή Ενέργειας από ΑΠΕ (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]). ....	355
Πίν. 9-12: Συντελεστής Εκμετάλλευσης τεχνολογιών ΑΠΕ (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]). ....	355

## Ευρετήριο Σχημάτων

Σχ. 1-1: Τυπικό (Κλασικό) Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ΗΠΑ	24
Σχ. 1-2: Σύγχρονο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας	25
Σχ. 1-3: Σύγχρονο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας	27
Σχ. 1-4: Σχηματικό Διάγραμμα της ΘΗΣ καύσης λιγνίτη στο Soma της Τουρκίας [8] (Σχ. από [5])	29
Σχ. 1-5: Διάγραμμα Αναφοράς για υπέρ-υπέρ-κρίσιμο ΘΗΣ καύσης άνθρακα – Σχ. από [7]	29
Σχ. 1-6: Σχηματικό Διάγραμμα Αεριοστροβιλικής Μονάδας [10]	30
Σχ. 1-7: Σχηματικό Διάγραμμα Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου – Σχ. από [11]	30
Σχ. 1-8: Σχηματικό Διάγραμμα Μονάδας APWR – Σχ. από [12]	31
Σχ. 1-9 Σχηματικό Διάγραμμα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Γεωθερμική Πηγή – Σχ. από [17]	31
Σχ. 1-10: Αντλιοσταμειντικός Σταθμός Παραγωγής Nant di Drance	32
Σχ. 1-11: Όπως Σχ. 1-10 - Διαμήκης Τομή Σταθμού Παραγωγής [19]	32
Σχ. 1-12: Όπως Σχ. 1-10 – Χαρτογραφική Αποτύπωση- Τοπογραφικό Διάγραμμα και Οριζοντιογραφία [19]	33
Σχ. 1-13: Όπως Σχ. 1-10 - Έργο Εισόδου Σήραγγας Προσαγωγής – Κάτω ταμειντήρας (Emosson) [19]	33
Σχ. 1-14: Όπως Σχ. 1-10 - Εγκάρσια Τομή ΣΠ [19]	34
Σχ. 1-15: Όπως Σχ. 1-10 - Βαλβίδα τύπου Πεταλούδας - Αρχικό Φράγμα - Ανύψωση - Νέο Φράγμα [19]	35
Σχ. 1-16: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης παραγωγής Αιολικών – Ελλάδα – Έτος 2018. [21]	36
Σχ. 1-17: Παρόχθιο Αιολικό Πάρκο [22] (Δανία)	36
Σχ. 1-18: Επίγειο Αιολικό Πάρκο [24] (Καλιφόρνια, ΗΠΑ)	37
Σχ. 1-19: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης παραγωγής φωτοβολταϊκών – Ελλάδα – Έτος 2018. [21]	37
Σχ. 1-20: Επίγειο φωτοβολταϊκό Πάρκο [25] (ΕΛΠΕ Κοζάνη)	37
Σχ. 1-21: Πλωτό φωτοβολταϊκό Πάρκο [26] (Alqueva reservoir – Portugal)	38
Σχ. 1-22: Ηλιοθερμικό Πάρκο [27]	38
Σχ. 1-23: Μετοχική Σύνθεση ΑΔΜΗΕ (Σύμφωνα με [31])	40
Σχ. 1-24: Γραμμές Δικτύου Μεταφοράς [32]	40
Σχ. 1-25: Μονάδα Αποθήκευσης Ενέργειας υπό τη Μορφή Πεπιεσμένου Αέρα [37]	41
Σχ. 1-26: Σφόνδυλος Αποθήκευσης Ενέργειας [38]	42
Σχ. 1-27. Σχηματικό Διάγραμμα Μπαταρίας Λιθίου Ιόντων [39]	43
Σχ. 1-29. Βέλτιστη τεχνολογία με βάση το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας	44
Σχ. 1-28. Σχηματικό Διάγραμμα Κυψέλης Ροής Βαναδίου (ή Βανναδίου) [40]	45
Σχ. 2-1. Εκπομπή ηλεκτρονίων από μεταλλική πλάκα, λόγω προσβολής της επιφάνειας από φωτόνια [41]	47
Σχ. 2-2. Δίοδος p-n . Σχηματικό και Συμβολισμός	48
Σχ. 2-3. Ζεύξη p-n	49
Σχ. 2-4. Κρυσταλλική Δομή ημιαγωγού πυριτίου (Si) [46]	49
Σχ. 2-5. Φωτοηλεκτρικό/φωτοβολταϊκό φαινόμενο [46]	50
Σχ. 2-6. Δίοδος Schottky . Σχηματικό και Συμβολισμός	50
Σχ. 2-7. Παραγωγή φωτοβολταϊκών κελιών ανά τεχνολογία (Fraunhofer Institute [47])	51
Σχ. 2-8. Ισοδύναμο Κύκλωμα μίας μη ιδανικής φωτιζόμενης διόδου p-n [42]	52
Σχ. 2-9. Καμπύλη I-V (τάσης – έντασης ρεύματος) [42]	52
Σχ. 2-10. Ηλεκτρικό Κύκλωμα για την καταγραφή της χαρακτηριστικής ρεύματος - τάσεως [42]	53
Σχ. 2-11. Κύκλωμα Ιδανικού Φ/Β Στοιχείου [42]	54
Σχ. 2-12. Κύκλωμα Μη Ιδανικού Φ/Β Στοιχείου [42]	56
Σχ. 2-13. Καμπύλες I-V - Σημείο MPP ως συνάρτηση της θερμοκρασίας $T$ του στοιχείου και της ακτινοβολίας $q$ [48]	57
Σχ. 2-14. Καμπύλες I-V και σημείο MPP – Επιρροή $RS$ και $Rshunt$ [42]	57
Σχ. 2-15. Προσδιορισμός αντιστάσεων $Rshunt$ και $RS$ [42]	58
Σχ. 2-16. Μεγέθη κελιών [49]	59
Σχ. 2-17. Μεγέθη κελιών [50]	59
Σχ. 2-18. Κρυσταλλική δομή Περοβσκίτη κόκκινο = Τύπος X (συνήθως αλογόνα), μπλε = Τύπος B, πράσινο = Τύπος A	61
Σχ. 2-19. Τομή Φ/Β πλαισίου. Τα στοιχεία εγκιβωτίζονται σε διαφανές μη αγώγιμο υλικό. [42]	62
Σχ. 2-20. Κάτοψη Φ/Β πλαισίου 72 στοιχείων. [42]	62
Σχ. 2-21. Δίοδοι Παράκαμψης (by pass diode). [42]	62
Σχ. 2-22. Φάσμα προσπίπτουσας δέσμης για τη πόλη του Βερολίνου [60]	63

Σχ. 2-23. Εκτίμηση της διείσδυσης των διφασικών Φ/Β κελιών στην Παγκόσμια Αγορά [61].	64
Σχ. 2-24. Ακτινοβολία Σκέδασης αναλόγως του υλικού επί του οποίου προσπίπτει η φωτεινή ακτινοβολία [61].	65
Σχ. 2-25. Διαφορά απόδοσης μονοφασικού και διφασικού Φ/Β στοιχείου [61].	65
Σχ. 2-26. Τύποι Αναστροφών [46].	66
Σχ. 2-27. 3Φ μετατροπέας 2 επιπέδων με έλεγχο SPWM [46].	66
Σχ. 2-28. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για κελιά τεχνολογίας λεπτού υμενίου (πηγή [51]).	68
Σχ. 2-29. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για μονοκρυσταλλικά και πολυκρυσταλλικά κελιά πυριτίου (πηγή [51]).	69
Σχ. 2-30. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για μονοπολικά κελιά Γαλλίου – Αρσενικού (πηγή [51]).	69
Σχ. 2-31. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για πολυπολικά κελιά (πηγή [51]).	69
Σχ. 2-32. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για νεοφυείς τεχνολογίες μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια. ..	70
Σχ. 2-33. Σύγκριση μεταβολής της απόδοσης μετατροπής λόγω μαζικής παραγωγής [47].	71
Σχ. 2-34. Μέγιστη, ελάχιστη και μέση απόδοση Φ/Β (αριστερά) και Ισχύ (δεξιά) σε πραγματικές συνθήκες.	71
Σχ. 2-35. Λόγος παραγόμενης Ενέργειας προς προσπίπτουσα Ενέργεια Φ/Β πλαισίου [47].	72
Σχ. 2-36. Πάχος υποστρώματος ημιαγωγού; ανάληψη poly-Si για παραγωγή κελιού ισχύος 1 Wp [47].	73
Σχ. 2-37. Χρονική Εξέλιξη του EPBT ως συνάρτηση της συνολικής παραγωγής Φ/Β κελιών [47].	73
Σχ. 2-38. Χρονική Εξέλιξη LCOE και CAPEX Φ/Β συστήματος [47].	74
Σχ. 2-39. Χρονική Εξέλιξη ποσοστού συμμετοχής του κόστους των Φ/Β κελιών στο CAPEX [47].	75
Σχ. 2-40. Χρονική Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β – Κόσμος. [67].	80
Σχ. 2-41. Χρονική Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή – ΕΕ27 [67].	81
Σχ. 3-1. Βασικά Υποσυστήματα του έργου Προσαγωγής ενός τυπικού αντλιοσταμειωτικού Έργου [69].	83
Σχ. 3-2. Βασικά Υποσυστήματα της γραμμής ισχύος τυπικού υδροηλεκτρικού Έργου [69].	83
Σχ. 3-3. Φάσεις Σκυροδέτησης κύριου Η/Μ Εξοπλισμού Υδροηλεκτρικού Σταθμού. [69].	86
Σχ. 3-4. Υδροστρόβιλος τύπου Francis [71].	89
Σχ. 3-5. Υδροστρόβιλος τύπου Kaplan [72].	90
Σχ. 3-6. Υδροστρόβιλος τύπου Pelton [73].	90
Σχ. 3-7. Διάγραμμα ισχύος, υδροδυναμικού και παροχής υδροστροβίλων [74], [75].	90
Σχ. 3-8. Διάγραμμα ισχύος, διαφοράς δυναμικού στροβίλου μονού και πολλαπλού σταδίου τύπου Francis [69].	91
Σχ. 3-9. Διαγράμματα λειτουργίας υδροστροβίλου. [70].	91
Σχ. 3-10. Καμπύλες λειτουργίας μηχανής μεταβλητής ταχύτητας σε αντλητική λειτουργία [69].	92
Σχ. 3-11. Σύγχρονη τριφασική τετραπολική μηχανή [77].	93
Σχ. 3-12. Ροή Ισχύος και βαθμός απόδοσης σύγχρονης γεννήτριας (από [77]).	94
Σχ. 3-13. Εγκατεστημένη ισχύς και ηλεκτροπαραγωγή από την εκμετάλλευση υδροδυναμικού (από [78]).	95
Σχ. 3-14. Μεταβολή της Εγκατεστημένης ισχύος (από [78]).	96
Σχ. 3-15. Ηλεκτροπαραγωγή ανά γεωγραφική περιοχή – Πηγή: Υδροδυναμικό (πηγή [67]).	97
Σχ. 3-16. Ευελιξία Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής (πηγή [79]).	98
Σχ. 3-17. Μονάδες Μεταβλητών Στροφών. Αριστερά: Σύγχρονη Μηχανή. Δεξιά: Ασύγχρονη Μηχανή. [69]	99
Σχ. 3-18. Ευελιξία ΣΑΗΕ με 1 έως 4 μονάδες σε λειτουργία - μηχανές σταθερής ταχύτητας/μεταβλητών στροφών. [69]	99
Σχ. 3-19. Κύκλωμα Υδραυλικής Βραχυκύκλωσης. [69]	100
Σχ. 3-20. ESOI τεχνολογιών αποθήκευσης. [69]	100
Σχ. 3-21. Εγκατεστημένη ισχύς νέων υδροηλεκτρικών (πηγή IEA)	105
Σχ. 3-22. Κόστος εγκατάστασης, συντελεστής εκμετάλλευσης και LCOE υδροηλεκτρικών έργων [83].	105
Σχ. 3-23. Ισχύς μεγάλων υδροηλεκτρικών, παραγωγή, συντελεστής εκμετάλλευσης - Ελλάδα. [21], [76].	106
Σχ. 3-24. Ισχύς ΣΑΗΕ, κατανάλωση ενέργειας για άντληση, συντελεστής εκμετάλλευσης – Ελλάδα. [21].	106
Σχ. 3-25. CAPEX υδροηλεκτρικών ως συνάρτηση της ισχύος ανά έτος [83].	107
Σχ. 3-26. CAPEX υδροηλεκτρικών ως συνάρτηση της ισχύος (5%, 50% & 95% πιθανότητα μη υπέρβασης) [83].	107
Σχ. 3-27. CAPEX υδροηλεκτρικών – διαχωρισμός σε μεγάλα και μικρά υδροηλεκτρικά [83].	107
Σχ. 3-28. LCOE – LCOS τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής - Ένταξη στο ΣΗΕ ΗΠΙΑ το 2028 [84].	108
Σχ. 3-29. Όπως Σχ. 3-28 – Χωρική Μεταβλητότητα Δαπάνης.	108
Σχ. 4-1. Πλωτό Φ/Β - Σχηματικό (πηγή [85]).	110
Σχ. 4-2. Εγκαταστάσεις Πλωτών Φ/Β και συνολική εγκατεστημένη ισχύ (πηγή [85]).	111
Σχ. 4-3. Χάρτης πλωτών Φ/Β σε λειτουργία, κατασκευή και τελικό σχεδιασμό (πηγή [78]).	111
Σχ. 4-4. Κατανομή πλωτών Φ/Β ανά χώρα [85].	112

Σχ. 4-5. Ανάλυση Κόστους πλωτών Φ/Β – Ισχύς Φ/Β πάρκου 10MW <sub>DC</sub> [85].....	114
Σχ. 4-6. Οικονομίες κλίμακας πλωτών Φ/Β [85]. .....	114
Σχ. 4-7. Καμπύλες προσαρμογής οικονομιών κλίμακας πλωτών Φ/Β (πηγή [85]). .....	116
Σχ. 4-8. Εκτιμήσεις Κόστους πλωτών Φ/Β πάρκων ως συνάρτηση της ισχύος αυτών. ....	118
Σχ. 4-9. Θέσεις Εγκατάστασης πλωτών Φ/Β Πάρκων. ....	119
Σχ. 4-10. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Αλιάκμονα. ....	120
Σχ. 4-11. Φ/Β Πάρκο Πολυφύτου. Καθρέπτης ταμιευτήρα σε διάφορες περιόδους του έτους.....	121
Σχ. 4-12. WACC για Φ/Β έργα (στοιχεία 2021 – πηγή υποσημείωση 49). ....	125
Σχ. 4-13. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 1 (Ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης). ....	126
Σχ. 4-14. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 2 (Ταμιευτήρας Θησαυρού). ....	126
Σχ. 4-15. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 3 (Ταμιευτήρας Θησαυρού). ....	126
Σχ. 4-16. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 4 (Ταμιευτήρας Θησαυρού). ....	127
Σχ. 4-17. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου– Περιοχή 1. ....	138
Σχ. 4-18. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου – Περιοχή 2.....	138
Σχ. 4-19. Χαρακτηριστικά προσπίπτουσας ακτινοβολίας στην περιοχή του Πάρκου 1. ....	145
Σχ. 4-20. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 2 του Συγκροτήματος Νέστου. ....	146
Σχ. 4-21. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 3 του Συγκροτήματος Νέστου. ....	147
Σχ. 4-22. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 1 του Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου.....	148
Σχ. 4-23. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 2 του Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου.....	149
Σχ. 4-24. Οριζοντιογραφία Φράγματος – ΣΑΗΕ Σφηκιάς. ....	152
Σχ. 4-25. Τυπική Διατομή Φράγματος – ΣΑΗΕ Σφηκιάς. ....	152
Σχ. 4-26. ΣΑΗΕ Σφηκιάς – Όψη από ανάντη. ....	153
Σχ. 4-27. ΣΑΗΕ Σφηκιάς – Όψη από δεξιά αντέρεισμα κατάντη του φράγματος. ....	153
Σχ. 4-28. ΣΑΗΕ Σφηκιάς – Όψη από αριστερά αντέρεισμα κατάντη του φράγματος. ....	153
Σχ. 4-29. ΣΑΗΕ Σφηκιάς – Παραγωγή από Ταμίευση και Άντληση. ....	154
Σχ. 4-30. Οριζοντιογραφία Φράγματος – ΣΑΗΕ Θησαυρού. ....	155
Σχ. 4-31. Τυπική Διατομή Φράγματος – ΣΑΗΕ Θησαυρού. ....	155
Σχ. 4-32. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Όψη από ανάντη. ....	156
Σχ. 4-33. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Όψη από δεξιά αντέρεισμα κατάντη του φράγματος. ....	156
Σχ. 4-34. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Όψη από αριστερά αντέρεισμα κατάντη του φράγματος. ....	156
Σχ. 4-35. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Παραγωγή από Ταμίευση και Άντληση. ....	157
Σχ. 4-36. ΣΑΗΕ Σφηκιάς – Παραγωγή από Ταμίευση και Άντληση (μηνιαία εξέλιξη). ....	158
Σχ. 4-37. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Παραγωγή από Ταμίευση και Άντληση (μηνιαία εξέλιξη). ....	158
Σχ. 4-38. Εσωτερική απόδοση επένδυσης (IRR) ζεύξης πλωτών Φ/Β πάρκων και αντλιοσταμειντικών. ....	168
Σχ. 4-39. Τροποποιημένη εσωτερική απόδοση επένδυσης (MIRR) ζεύξης πλωτών Φ/Β πάρκων και αντλιοσταμειντικών. ....	169
Σχ. 5-1. Μοναδιαίες Καμπύλες ισχύος ανά εγκατεστημένο kWp για τα επιλεγμένα Φ/Β πάρκα. ....	170
Σχ. 5-2. Ελάχιστη, Μέγιστη Καμπύλη ισχύος ανά kWp για τα επιλεγμένα Φ/Β πάρκα. ....	171
Σχ. 5-3. Μέση ωριαία παραγωγή ανά kWp, ώρα & μήνα έτους – Ταμιευτήρας Πολυφύτου. ....	172
Σχ. 5-4. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης – περιοχή 1.....	173
Σχ. 5-5. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 2. ....	173
Σχ. 5-6. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 3. ....	174
Σχ. 5-7. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 4. ....	174
Σχ. 5-8. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Κρεμαστών.....	175
Σχ. 5-9. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Στράτου. ....	175
Σχ. 5-10. Τυπική απόκλιση ωριαίας παραγωγής ανά kWp, ώρα & μήνα έτους – Ταμιευτήρας Πολυφύτου.....	176
Σχ. 5-11. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης – περιοχή 1.....	176
Σχ. 5-12. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 2. ....	177
Σχ. 5-13. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 3. ....	177
Σχ. 5-14. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 4. ....	178
Σχ. 5-15. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Κρεμαστών.....	178
Σχ. 5-16. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Στράτου. ....	179
Σχ. 5-17. Μηνιαία παραγωγής (Wh) για Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος 1kWp. ....	179

Σχ. 5-18. Συναρτήσεις αυτοσυσχέτισης της μηνιαίας παραγωγής των υπό εξέταση πάρκων. ....	180
Σχ. 5-19. Εξέλιξη της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης σε σχέση με το πλήθος των βελτιώσεων. ....	184
Σχ. 5-20. Εξέλιξη του πλήθους των βελτιώσεων ως συνάρτηση των βημάτων. ....	184
Σχ. 5-21. Συνθετικές Χρονοϊστορίες – Καμπύλες Μέγιστης και Ελάχιστης Παραγωγής. ....	185
Σχ. 5-22. Μέση ωριαία ζήτηση Ισχύος στο Σύστημα- Έτος 2010 – Μήνας Ιανουάριος. ....	186
Σχ. 5-23. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2010 – Μήνας Απρίλιος. ....	187
Σχ. 5-24. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2010 – Μήνας Ιούλιος. ....	187
Σχ. 5-25. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2010 – Μήνας Οκτώβριος. ....	188
Σχ. 5-26. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Ιανουάριος. ....	188
Σχ. 5-27. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Απρίλιος. ....	189
Σχ. 5-28. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Ιούλιος. ....	189
Σχ. 5-29. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Οκτώβριος. ....	190
Σχ. 5-30. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 – Μήνας Ιανουάριος. ....	190
Σχ. 5-31. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 – Μήνας Απρίλιος. ....	191
Σχ. 5-32. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 – Μήνας Ιούλιος. ....	191
Σχ. 5-33. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 – Μήνας Οκτώβριος. ....	192
Σχ. 5-34. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2019 – Μήνας Ιανουάριος. ....	192
Σχ. 5-35. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2019 – Μήνας Απρίλιος. ....	193
Σχ. 5-36. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2019 – Μήνας Ιούλιος. ....	193
Σχ. 5-37. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2019 – Μήνας Οκτώβριος. ....	194
Σχ. 5-38. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2020 – Μήνας Ιανουάριος. ....	194
Σχ. 5-39. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2020 – Μήνας Απρίλιος. ....	195
Σχ. 5-40. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2020 – Μήνας Ιούλιος. ....	195
Σχ. 5-41. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2020 – Μήνας Οκτώβριος. ....	196
Σχ. 5-42. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Ιανουάριος. ....	196
Σχ. 5-43. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Απρίλιος. ....	197
Σχ. 5-44. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Ιούλιος. ....	197
Σχ. 5-45. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Οκτώβριος. ....	198
Σχ. 5-46. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2022 – Μήνας Ιανουάριος. ....	198
Σχ. 5-47. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2022 – Μήνας Απρίλιος. ....	199
Σχ. 5-48. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2022 – Μήνας Ιούλιος. ....	199
Σχ. 5-49. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2022 – Μήνας Οκτώβριος. ....	200
Σχ. 5-50. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2010. ....	201
Σχ. 5-51. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2013. ....	201
Σχ. 5-52. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2016. ....	202
Σχ. 5-53. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2019. ....	202
Σχ. 5-54. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2020. ....	203
Σχ. 5-55. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2021. ....	203
Σχ. 5-56. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2022. ....	204
Σχ. 5-57. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 01. ....	205
Σχ. 5-58. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 02. ....	206
Σχ. 5-59. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 03. ....	206
Σχ. 5-60. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 04. ....	207
Σχ. 5-61. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 05. ....	207
Σχ. 5-62. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 06. ....	208
Σχ. 5-63. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 07. ....	208
Σχ. 5-64. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 08. ....	209
Σχ. 5-65. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 09. ....	209
Σχ. 5-66. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 10. ....	210
Σχ. 5-67. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 11. ....	210
Σχ. 5-68. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 12. ....	211
Σχ. 5-69. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 13. ....	211

Σχ. 5-70. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 14 .....	212
Σχ. 5-71. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 15. ....	212
Σχ. 5-72. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 16. ....	213
Σχ. 5-73. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 17. ....	213
Σχ. 5-74. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 18. ....	214
Σχ. 5-75. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 19. ....	214
Σχ. 5-76. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 20. ....	215
Σχ. 5-77. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 21. ....	215
Σχ. 5-78. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 22. ....	216
Σχ. 5-79. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 23. ....	216
Σχ. 5-80. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 24. ....	217
Σχ. 5-81. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 03. ....	218
Σχ. 5-82. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 06. ....	218
Σχ. 5-83. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 09. ....	219
Σχ. 5-84. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 12. ....	219
Σχ. 5-85. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 15. ....	220
Σχ. 5-86. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 18. ....	220
Σχ. 5-87. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 21. ....	221
Σχ. 5-88. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 24. ....	221
Σχ. 5-89. Μέση ωριαία ζήτηση ισχύος για το Έτος 2022 – Πηγή ΑΔΜΗΕ [77]. ....	222
Σχ. 5-90. Αθροιστικό πλεόνασμα ζήτησης ενέργειας. ....	223
Σχ. 5-91. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Ιανουάριος. ....	223
Σχ. 5-92. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Φεβρουάριος. ....	224
Σχ. 5-93. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Μάρτιος. ....	224
Σχ. 5-94. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Απρίλιος. ....	225
Σχ. 5-95. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Μάιος. ....	225
Σχ. 5-96. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Ιούνιος. ....	226
Σχ. 5-97. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Ιούλιος. ....	226
Σχ. 5-98. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Αύγουστος. ....	227
Σχ. 5-99. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Σεπτέμβριος. ....	227
Σχ. 5-100. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Οκτώβριος. ....	228
Σχ. 5-101. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Νοέμβριος. ....	228
Σχ. 5-102. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Δεκέμβριος. ....	229
Σχ. 5-103. Εξέλιξη Αθροιστικού Πλεονάσματος ζήτησης φορτίου σε ημερήσια βάση. ....	230
Σχ. 5-104. Εξέλιξη Αθροιστικού Πλεονάσματος ζήτησης φορτίου σε μηνιαία βάση <sup>77</sup> . ....	230
Σχ. 5-105. Αυτοσυσχέτιση αθροιστικού πλεονάσματος ζήτησης φορτίου (ημερήσια βάση). ....	231
Σχ. 5-106. Αυτοσυσχέτιση αθροιστικού πλεονάσματος ζήτησης φορτίου (μηνιαία βάση). ....	231
Σχ. 5-107. Στατιστικές συνθετικών χρονοϊστοριών πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας (MWh) – Σενάριο #1. ....	233
Σχ. 5-108. Όπως Σχ. 5-107 – Σενάριο #2. ....	233
Σχ. 5-109. Όπως Σχ. 5-107 – Σενάριο #3. ....	234
Σχ. 5-110. Όπως Σχ. 5-107 – Σενάριο #4. ....	234
Σχ. 5-111. Μέση τιμή LCOE. (Σενάρια Ζήτησης – Μεταβλητό Κόστος PSHEP) – €/MWh. ....	238
Σχ. 5-112. Ελάχιστη τιμή LCOE. (Σενάρια Ζήτησης – Μεταβλητό Κόστος PSHEP) – €/MWh. ....	238
Σχ. 5-113. Μέγιστη τιμή LCOE. (Σενάρια Ζήτησης – Μεταβλητό Κόστος PSHEP) – €/MWh. ....	239
Σχ. 5-114. Παραγόμενη Ενέργεια από τα Φ/Β. (για ζωή Έργου – τιμές σε GWh) ....	240
Σχ. 5-115. Ενέργεια από τα Φ/Β που διατίθεται άμεσα στο σύστημα. (για ζωή Έργου – τιμές σε GWh) ....	240
Σχ. 5-116. Αποτελέσματα βασικής Ανάλυσης – Ενέργεια που προσφέρεται άμεσα στο Σύστημα. ....	241
Σχ. 5-117. Ενέργεια από αντλιοσταμειντικά. ....	242
Σχ. 5-118. Όπως Σχ. 5-116 για ενέργεια που εγχέεται από τα αντλιοσταμειντικά. ....	242
Σχ. 5-119. Όπως Σχ. 5-116 για απώλειες ενέργειας. ....	243
Σχ. 5-120. NPV έργου για τα υπό εξέταση σενάρια υποκατάστασης παραγωγής. ....	244
Σχ. 5-121. Όπως Σχ. 5-120 για MIRR. ....	245

Σχ. 5-122. Εξοικονόμηση Πρωτογενούς Ενέργειας .....	246
Σχ. 5-123. Μείωση εκπομπών GHG .....	246
Σχ. 6-1. Εξέλιξη τιμών Φ.Α. στο χρηματιστήριο της Ολλανδίας . .....	249
Σχ. 6-2. Εξέλιξη τιμών δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της Ευρωπαϊκής Αγοράς . .....	249
Σχ. 6-3. Προβλέψεις τιμών Φ.Α. και δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (πηγή trading economics) .....	250
Σχ. 6-4. Εξέλιξη της μέσης, διάμεσης, ελάχιστης και μέγιστης τιμής του LCOE για τις τέσσερις μεταβλητές σχεδιασμού. ....	262
Σχ. 6-5. Βασικά στατιστικά για μεταβλητές σχεδιασμού που επηρεάζουν σημαντικά το NPV. ....	263
Σχ. 6-6. Βασικά στατιστικά για μεταβλητές σχεδιασμού που επηρεάζουν σημαντικά το MIRR. ....	264
Σχ. 9-1: Θέση 1 <sup>οο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Ορίζοντας – Περιοχή Αθηνών.....	277
Σχ. 9-2: Θέση 1 <sup>οο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία. ....	277
Σχ. 9-3: Θέση 2 <sup>οο</sup> Σημείου για ταχύ υπολογισμό – Ορίζοντας – Λίμνη Πολυφύτου .....	278
Σχ. 9-4: Θέση 2 <sup>οο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία. ....	279
Σχ. 9-5: Θέση 2 <sup>οο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία. – 0° κλίση προς τον ορίζοντα και αζιμούθιο. ....	280
Σχ. 9-6: Θέση 2 <sup>οο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία. – 15° κλίση προς τον ορίζοντα και -5° αζιμούθιο. ....	280
Σχ. 9-7: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού (πηγή ΡΑΕ).....	286
Σχ. 9-8: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού – Λιγνίτης – Ανάλυση κόστους (πηγή ΡΑΕ). ....	287
Σχ. 9-9: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού – Φ.Α. Συνδυασμένος Κύκλος – Ανάλυση κόστους (πηγή ΡΑΕ). ....	287
Σχ. 9-10: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού – Φ.Α. Ανοιχτός Κύκλος – Ανάλυση κόστους (πηγή ΡΑΕ). ....	287
Σχ. 9-11: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Όλες (πηγή ΡΑΕ).....	288
Σχ. 9-12: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Λιγνίτης (πηγή ΡΑΕ). ....	288
Σχ. 9-13: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Φ.Α. Συνδυασμένος Κύκλος (πηγή ΡΑΕ). ....	288
Σχ. 9-14: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Μεγάλα υδροηλεκτρικά (πηγή ΡΑΕ). ....	289
Σχ. 9-15: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = ΑΠΕ (πηγή ΡΑΕ). ....	289
Σχ. 9-16: Πίνακας Αποτελεσμάτων Εφαρμογής Προσωρινού Μηχανισμού – 29/08/2022 (πηγή ΡΑΕ). ....	290
Σχ. 9-17: Μικτή Παραγωγή Ηλεκτρισμού για το σύνολο της Χώρας ανά ενεργειακό πόρο (περίοδος 1990-2006 - [100]) .....	292
Σχ. 9-18: Εκτίμηση Παραγωγής & Ισοζύγιο Διασυνδέσεων για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα (περίοδος 2004-2022). ....	293
Σχ. 9-19: Παραγωγή από Ανθρακικές Πηγές (περίοδος 2004-2022). ....	294
Σχ. 9-20: Παραγωγή από πηγές Χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος (περίοδος 2004-2022). ....	295
Σχ. 9-21: Παραγωγή από Εγχώριες ή Εισαγόμενες Πηγές Ενέργειας (περίοδος 2004-2022 – στοιχεία ΑΔΜΗΕ). ....	295
Σχ. 9-22: Παραγωγή από ενεργειακές πηγές με χαμηλό και υψηλό ανθρακικό αποτύπωμα (περίοδος 2004-2022 – ΑΔΜΗΕ). ....	296
Σχ. 9-23: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών. ....	299
Σχ. 9-24: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών – Crude Oil WTI (\$/bbl). ....	299
Σχ. 9-25: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών – Brent Oil (\$/bbl) <sup>107</sup> . ....	299
Σχ. 9-26: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών –Coal (\$/T) <sup>107</sup> . ....	300
Σχ. 9-27: Χρονική Εξέλιξη της τιμής του Φ.Α. ....	300
Σχ. 9-28: Χρονική Εξέλιξη των τιμών χονδρικής του Φ.Α. στην Ελλάδα. ....	301
Σχ. 9-29: Χρονική Εξέλιξη των τιμών δικαιωμάτων άνθρακα (€/T of CO <sub>2</sub> ). ....	302
Σχ. 9-30: Εισαγωγές Φ.Α. στην Ευρωπαϊκή Ένωση. (πηγή 113). ....	303
Σχ. 9-31: Εισαγωγές Φ.Α. σεTWh κατά το πρώτο ενδεκάμηνο του 2022. (πηγή 113). ....	303
Σχ. 9-32: Εισαγωγές υδροποιημένου Φ.Α. από ΗΠΑ 01/2021 έως 11.2022 (πηγή 113). ....	304
Σχ. 9-33: Μέση ωριαία τιμή προ-ημερήσιας αγοράς. Έτος 2008 (πηγή ENEX). ....	306
Σχ. 9-34: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2009 (πηγή ENEX). ....	306
Σχ. 9-35: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2010 (πηγή ENEX). ....	306
Σχ. 9-36: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2011 (πηγή ENEX). ....	307
Σχ. 9-37: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2012 (πηγή ENEX). ....	307
Σχ. 9-38: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2013 (πηγή ENEX). ....	307
Σχ. 9-39: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2014 (πηγή ENEX). ....	308
Σχ. 9-40: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2015 (πηγή ENEX). ....	308
Σχ. 9-41: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2016 (πηγή ENEX). ....	308
Σχ. 9-42: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2017 (πηγή ENEX). ....	309

Σχ. 9-43: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2018 (πηγή ENEX).....	309
Σχ. 9-44: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2019 (πηγή ENEX).....	309
Σχ. 9-45: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2020 (πηγή ENEX).....	310
Σχ. 9-46: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2021 (πηγή ENEX).....	310
Σχ. 9-47: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2022 (πηγή ENEX).....	310
Σχ. 9-48: Μέση ημερήσια τιμή προ-ημερήσιας αγοράς για την περίοδο 2022-2023 (πηγή ENEXGROUP).....	311
Σχ. 9-49: Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας (ΣΠΠ) και Αθροιστική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας (ΑΣΠΠ).....	312
Σχ. 9-50: Όπως Σχ. 9-49 για την περίοδο 2012-2015 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).....	312
Σχ. 9-51: Όπως Σχ. 9-49 για την περίοδο 2016-2019 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).....	313
Σχ. 9-52: Όπως Σχ. 9-49 για την περίοδο 2020-2022 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).....	313
Σχ. 9-53: Μέση ωριαία τιμή ηλεκτρικής ενέργειας περίοδος 2008 – 2022 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).....	314
Σχ. 9-54: Λόγος ωριαίας τιμής ηλεκτρικής ενέργειας προς μέγιστη ημερήσια τιμή, περίοδος 2015 – 2022.....	314
Σχ. 9-55: Κατανομή ωριαίας τιμής χονδρικής, περίοδος 2015 – 2022 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).....	314
Σχ. 9-56: Εξέλιξη τιμών λιανικής για οικιακούς καταναλωτές σε όρους αγοραστικής δύναμης - Ελλάδα (πηγή Eurostat).....	315
Σχ. 9-57: Όπως Σχ. 9-56 για την ΕΕ27 (πηγή Eurostat).....	316
Σχ. 9-58: Εξέλιξη τιμών για βιομηχανικούς καταναλωτές σε ευρώ στην Ελλάδα (πηγή Eurostat).....	316
Σχ. 9-59: Εξέλιξη τιμών για βιομηχανικούς καταναλωτές σε ευρώ στην ΕΕ27 (πηγή Eurostat).....	317
Σχ. 9-60: Κόστος MWh για το τιμολόγιο της καθολικής υπηρεσίας – Ημερήσιο Οικιακό (πηγή ΡΑΕ).....	319
Σχ. 9-61: Όπως Σχ. 9-60 – Νυχτερινό Οικιακό (πηγή ΡΑΕ).....	319
Σχ. 9-62: Όπως Σχ. 9-60 – Ημερήσιο Βιοτεχνικό (πηγή ΡΑΕ).....	320
Σχ. 9-63: Όπως Σχ. 9-60 – Νυχτερινό Βιοτεχνικό (πηγή ΡΑΕ).....	320
Σχ. 9-64: Εξέλιξη μηνιαίας τιμής, προ-ημερήσιας αγοράς, αγοράς εξισορρόπησης και τελικής τιμής αγοράς [21].....	321
Σχ. 9-65: Όπως Σχ. 9-64 αλλά σε ετήσια βάση [21].....	321
Σχ. 9-66: Υδροδυναμικά αποθέματα (ΑΔΜΗΕ, ΔΥΗΠ/ΔΕΗ).....	322
Σχ. 9-67: Υδροδυναμικά αποθέματα – μέγιστη και ελάχιστη τιμή μήνα.....	323
Σχ. 9-68: Υδροδυναμικά αποθέματα – μέση τιμή, τυπική απόκλιση, μέγιστη, ελάχιστη τιμή (ΑΔΜΗΕ, ΔΥΗΠ/ΔΕΗ).....	323
Σχ. 9-69: Υδροδυναμικά αποθέματα – Λοξότητα και Κύρτωση για κάθε μήνα (N=23) (ΑΔΜΗΕ, ΔΥΗΠ/ΔΕΗ).....	324
Σχ. 9-70: Βαθμός πλήρωσης ταμιευτήρων ως ποσοστό του μεγίστου θεωρητικού (ΑΔΜΗΕ).....	325
Σχ. 9-71: Βαθμός πλήρωσης ταμιευτήρα ως ποσοστό του μεγίστου θεωρητικού (ΥΗΣ Κρεμαστόν).....	325
Σχ. 9-72: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πολυφύτου).....	326
Σχ. 9-73: Όπως Σχ. 9-71 (ΣΑΗΕ Θησαυρού).....	326
Σχ. 9-74: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πουρναρίου).....	327
Σχ. 9-75: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Λάδωνα).....	328
Σχ. 9-76: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πλαστήρα).....	328
Σχ. 9-77: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πηγών Αωού).....	329
Σχ. 9-78: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Ασωμάτων).....	331
Σχ. 9-79: Όπως Σχ. 9-71 (ΣΑΗΕ Σφηκιάς).....	331
Σχ. 9-80: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πλατανόβρυσης).....	332
Σχ. 9-81: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Ιλαρίωνα).....	333
Σχ. 9-82: Ενέργεια που αναλώθηκε για άντληση σε ετήσια βάση (ΑΔΜΗΕ).....	334
Σχ. 9-83: Ενέργεια που αναλώθηκε για άντληση σε μηνιαία βάση (ΑΔΜΗΕ).....	335
Σχ. 9-84: Ενέργεια που αναλώθηκε για άντληση – Μέση Τιμή ανά Μήνα (ΑΔΜΗΕ).....	335
Σχ. 9-85: Πλήθος ωρών άντλησης – ωριαία κατανομή έτος 2015 (ΑΔΜΗΕ).....	336
Σχ. 9-86: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2016 (ΑΔΜΗΕ).....	336
Σχ. 9-87: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2017 (ΑΔΜΗΕ).....	337
Σχ. 9-88: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2018 (ΑΔΜΗΕ).....	337
Σχ. 9-89: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2019 (ΑΔΜΗΕ).....	337
Σχ. 9-90: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2020 (ΑΔΜΗΕ).....	338
Σχ. 9-91: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2021 (ΑΔΜΗΕ).....	338
Σχ. 9-92: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2022 (ΑΔΜΗΕ).....	338
Σχ. 9-93: Ενδοημερήσια κατανομή ωρών άντλησης για τα έτη 2015 - 2022 (ΑΔΜΗΕ).....	339
Σχ. 9-94: Ημερήσια κατανομή ενέργειας που αναλώθηκε για άντληση τα έτη 2015 - 2022 (ΑΔΜΗΕ).....	339



Σχ. 9-95: Μηνιαία κατανομή ενέργειας που αναλώθηκε για άντληση τα έτη 2015 - 2022 (ΑΔΜΗΕ). .....	340
Σχ. 9-96: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Ιανουαρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	340
Σχ. 9-97: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Φεβρουαρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	341
Σχ. 9-98: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Μαρτίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	341
Σχ. 9-99: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Απριλίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	341
Σχ. 9-100: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Μαΐου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	341
Σχ. 9-101: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Ιουνίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	342
Σχ. 9-102: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Ιουλίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	342
Σχ. 9-103: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Αυγούστου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	342
Σχ. 9-104: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Σεπτεμβρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	342
Σχ. 9-105: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Οκτωβρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ). .....	343
Σχ. 9-106: Ενδομερήσια κατανομή κατανάλωσης Ενέργειας για Άντληση - Ιανουάριος (ΑΔΜΗΕ). .....	343
Σχ. 9-107: Όπως Σχ. 9-106 - Φεβρουάριος (ΑΔΜΗΕ). .....	344
Σχ. 9-108: Όπως Σχ. 9-106 - Μάρτιος (ΑΔΜΗΕ). .....	344
Σχ. 9-109: Όπως Σχ. 9-106 - Απρίλιος (ΑΔΜΗΕ). .....	345
Σχ. 9-110: Όπως Σχ. 9-106 - Μάιος (ΑΔΜΗΕ). .....	345
Σχ. 9-111: Όπως Σχ. 9-106 - Ιούνιος (ΑΔΜΗΕ). .....	346
Σχ. 9-112: Όπως Σχ. 9-106 - Ιούλιος (ΑΔΜΗΕ). .....	346
Σχ. 9-113: Όπως Σχ. 9-106 - Αύγουστος (ΑΔΜΗΕ). .....	347
Σχ. 9-114: Όπως Σχ. 9-106 - Σεπτέμβριος (ΑΔΜΗΕ). .....	347
Σχ. 9-115: Όπως Σχ. 9-106 – Οκτώβριος (ΑΔΜΗΕ). .....	348
Σχ. 9-116: Όπως Σχ. 9-106 - Νοέμβριος (ΑΔΜΗΕ). .....	348
Σχ. 9-117: Όπως Σχ. 9-106 - Δεκέμβριος (ΑΔΜΗΕ). .....	349
Σχ. 9-118: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2015 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	350
Σχ. 9-119: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2016 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	350
Σχ. 9-120: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2017 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	351
Σχ. 9-121: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2018 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	351
Σχ. 9-122: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2019 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	351
Σχ. 9-123: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2020 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	352
Σχ. 9-124: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2021 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	352
Σχ. 9-125: Ενδομερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2022 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE). .....	352
Σχ. 9-126: Εγχώρια Παραγωγή από Συμβατικές Μονάδες (θερμικές – μεγάλα υδροηλεκτρικά), Εισαγωγές, Εξαγωγές και Ισοζύγιο Εισαγωγών – Εξαγωγές (ΑΔΜΗΕ). .....	353
Σχ. 9-127: Εξέλιξη της Εγκατεστημένης Ισχύος των ΑΠΕ ανά τεχνολογία (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]). .....	354
Σχ. 9-128: Εξέλιξη της Εγκατεστημένης Ισχύος των ΑΠΕ (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]). .....	354
Σχ. 9-129: Εξέλιξη της Παραγωγής Ενέργειας για τις ΑΠΕ ανά τεχνολογία (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]). .....	354
Σχ. 9-130: Συνολική Παραγωγή από τεχνολογίες ΑΠΕ – περίοδος 2012 - 2022 (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ). .....	356
Σχ. 9-131: Αποζημιώσεις τεχνολογιών ΑΠΕ – περίοδος 2012 - 2022 (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ). .....	356
Σχ. 9-132: Εξίσωση του χρόνου ως συνάρτηση της ημέρας του έτους. ....	359
Σχ. 9-133: Μεσουράνημα στην επίσημη ηλιακή ώρα (UTC+2) για επιλεγμένες περιοχές της χώρας. ....	359
Σχ. 9-134: Μεσουράνημα στην επίσημη ηλιακή ώρα (UTC+2) για τους πέντε ταμιευτήρες. ....	360

<b>ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:</b>	<b>ΤΕΧΝΙΚΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ</b>
<b>ΦΟΙΤΗΤΗΣ:</b>	<b>ΧΡΗΣΤΟΣ ΔΗΜΟΥ</b>
<b>ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ:</b>	<b>ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΤΣΕΚΟΥΡΑΣ, ΕΠΙΚΟΥΡΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ, ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ, ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ, ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ</b>
<b>ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΟ ΈΤΟΣ:</b>	<b>2022-2023</b>

## Σύνοψη

Στην παρούσα μεταπτυχιακή εργασία, παρουσιάζεται η Τεχνικό-οικονομική αξιολόγηση της υβριδοποίησης υπαρχόντων αντλιοσταμειωτικών υδροηλεκτρικών έργων (ΣΑΗΕ) με πλωτά Φ/Β πάρκα ως μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Σκοπός της Εργασίας είναι η αξιολόγηση της Τεχνικής και Οικονομικής Βιωσιμότητας της Υβριδοποίησης ενός ΣΑΗΕ με χρήση πλωτού ή επίγειου φωτοβολταϊκού Πάρκου (ΠΦΠ ή ΕΦΠ) με κύριους στόχους: α) την αύξηση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας από τα υπάρχοντα ΣΑΗΕ για τη βελτίωση της οικονομικής απόδοσης τους, β) τη βελτίωση της ευελιξίας των ΣΑΗΕ για την ικανοποίηση αιτημάτων του Διαχειριστή του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, γ) την απόζευξη μέρους του κόστους άντλησης από τη δυναμική της αγοράς και κατ' επέκταση τη θωράκιση του παραγωγού ενέργειας από τις συνέπειες της ευμεταβλητότητας του κόστους αγοράς των βασικών προϊόντων πρωτογενούς ενέργειας (άνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο), δ) τη βελτίωση του συντελεστή εκμετάλλευσης του υπάρχοντος δικτύου Μεταφοράς και ε) τον περιορισμό της εξάρτησης της χώρας από ανθρακικές και εισαγόμενες πηγές ενέργειας. Ως μονάδες παραγωγής χωροθετούνται επτά (7) πλωτά Φ/Β πάρκα, μεταβλητής εγκατεστημένης ισχύος και συνολικής ισχύος 480MWp περίπου, στα Συγκροτήματα Κάτω Αχελώου, Αλιάκμονα και Νέστου. Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) εκτιμάται από 104€/MWh έως 145€/MWh με πλέον πιθανή τιμή τα 125€/MWh όταν συμπεριληφθούν οι αβεβαιότητες αναφορικά με την αναμενόμενη προσπίπτουσα ακτινοβολία στις περιοχές των πλωτών Φ/Β πάρκων και τις απαιτήσεις ισχύος στο σύστημα, τις ώρες αιχμής. Η καθαρή παρούσα αξία (NPV) της πρότασης, κυμαίνεται από 100Μ€ έως 400Μ€, ανάλογα του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής, με την τροποποιημένη εσωτερική απόδοση επένδυσης (MIRR) να κυμαίνεται από 11.5% έως 14.5% για σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC) και απόδοση επανεπένδυσης ίση με 10%.

## Περίληψη

Στην παρούσα μεταπτυχιακή εργασία, παρουσιάζεται η Τεχνικό-οικονομική αξιολόγηση της υβριδοποίησης υπαρχόντων αντλιοσταμειωτικών υδροηλεκτρικών έργων (ΣΑΗΕ) με πλωτά Φ/Β πάρκα ως μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.

Σκοπός της εργασίας είναι η αξιολόγηση της τεχνικής και οικονομικής βιωσιμότητας της υβριδοποίησης ενός ΣΑΗΕ με χρήση πλωτού ή επίγειου φωτοβολταϊκού Πάρκου (ΠΦΠ ή ΕΦΠ) με βασικούς στόχους:

- Την αύξηση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας από τα υπάρχοντα ΣΑΗΕ, για την βελτίωση της οικονομικής απόδοσης τους. Κάτι το ιδιαίτερα επιθυμητό, καθώς από το 2010 έως και τα μέσα του 2021, οι συνθήκες λειτουργίας της αγοράς, το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα και οι διαθέσιμες διασυνδέσεις είχαν ως αποτέλεσμα ο συντελεστής αυτός να περιοριστεί σημαντικά και να μην διαφέρει ουσιαστικά από τον συντελεστή εκμετάλλευσης των μεγάλων υδροηλεκτρικών της Ελλάδας.
- Τη βελτίωση της ευελιξίας των ΣΑΗΕ για την ικανοποίηση αιτημάτων του Διαχειριστή του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς λόγω της διείσδυσης των ΑΠΕ είναι ολοένα αυξανόμενη η ζήτηση υπηρεσιών για τη διατήρηση της ευστάθειας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Την απόζευξη μέρους του κόστους της άντλησης από τη δυναμική της αγοράς, με αποτέλεσμα τη θωράκιση του παραγωγού ενέργειας από τις συνέπειες της ευμεταβλητότητας του κόστους αγοράς των βασικών προϊόντων πρωτογενούς ενέργειας (άνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) ή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, κάτι που κατέστη σαφές τη χρονική περίοδο 2021-2022.
- Τη βελτίωση του συντελεστή εκμετάλλευσης του υπάρχοντος δικτύου Μεταφοράς που επιτρέπει στον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας να εστιάσει σε νέα έργα που

θα βελτιώσουν τις διασυνδέσεις με χώρες του εξωτερικού (σε Ευρώπη και Ανατολική Μεσόγειο) και σε έργα για την διασύνδεση των μη Διασυνδεδεμένων Νήσων.

- Τον περιορισμό της εξάρτησης στην ηλεκτροπαραγωγή από εισαγόμενες πηγές ενέργειας υψηλού ανθρακικού αποτυπώματος και την περαιτέρω ανάπτυξη των εγχώριων πηγών ενέργειας χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος, που αποτελούν στρατηγική προτεραιότητα.
- Τη διασφάλιση μακροπρόθεσμα, της γεωπολιτικής και ενεργειακής ανεξαρτησίας της χώρας από τρίτες χώρες.

Συνολικά αναπτύσσονται 7 πλωτά Φ/Β πάρκα, μεταβλητής εγκατεστημένης ισχύος και συνολικής ονομαστικής ισχύος 480MWp στα Συγκροτήματα Κάτω Αχελώου, Αλιάκμονα και Νέστου. Τα έργα θεωρείται ότι θα εγκατασταθούν σε πέντε ταμιευτήρες (Πλατανόβρυσης, Θησαυρού, Πολυφύτου, Κρεμαστών και Στράτου Ι) με εγκατεστημένη ισχύ που κυμαίνεται από 7.5MWp (ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης) έως και 155.4MWp (ταμιευτήρας Κρεμαστών). Η λύση των πλωτών Φ/Β πάρκων επιλέγει για την αποφυγή δέσμευσης πολύτιμης γης που είναι σήμερα διαθέσιμη για άλλες δραστηριότητες. Η λύση των πλωτών Φ/Β πάρκων, όπως και των επίγειων πάρκων στις περιοχές των ορυχείων εξόρυξης λιγνίτη, έχει το πρόσθετο πλεονέκτημα της εκμετάλλευσης υπαρχόντων υποδομών του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Αυτό επιτρέπει στον διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς να εστιάσει στην ανάπτυξη νέων υποδομών που θα συνδέσουν τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά με το Ηπειρωτικό δίκτυο καθώς και την ανάπτυξη διεθνών διασυνδέσεων με τις γειτονικές χώρες αλλά και με τις χώρες της Ανατολικής Μεσογείου για την αποφυγή του φαινομένου της απομόνωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, που οδηγεί σε μειωμένο ανταγωνισμό με τελικό αποτέλεσμα τις αυξημένες τιμές.

Σε συνέχεια της τελικής χωροθέτησης των πλωτών Φ/Β πάρκων στις θέσεις ενδιαφέροντος, υπολογίζεται η ετήσια και μηνιαία παραγωγή ενέργειας από την προσπίπτουσα ακτινοβολία έχοντας λάβει υπόψη τους σχετικούς τεχνικούς περιορισμούς (κλίση Φ/Β πλαισίων, απόσταση από την ακτογραμμή κ.λπ.). Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται η διαδικτυακή εφαρμογή PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) στην έκδοση 5.2 όπως αυτή έχει τροποποιηθεί και ισχύει από 01/03/2022. που έχει αναπτυχθεί από το Joint Research Centre της Ευρωπαϊκής Επιτροπής. Αρχικά χρησιμοποιήθηκαν η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της παραγωγής ενέργειας όπως αυτές υπολογίζονται από τη διαδικτυακή εφαρμογή σε επίπεδο μήνα. Στη συνέχεια για να εκτιμηθεί η συνεισφορά των αβεβαιοτήτων αντλήθηκαν τα στοιχεία της ωριαίας παραγωγής ανά εγκαταστημένη kWp στις θέσεις που έχουν επιλεγεί για τη χρονική περίοδο 2005-2020 (βάση δεδομένων PVGIS-SARAH2) ώστε να υπολογιστούν οι βασικές στατιστικές ροπές και οι συσχετίσεις μεταξύ των χρονοϊστοριών των επιλεγμένων θέσεων.

Μετά, για την πληρέστερη οικονομική αξιολόγηση της προτεινόμενης λύσης, εξετάζεται ως λύση υποκατάστασης παραγωγής από θερμικές μονάδες, με διαφορετικά ποσοστά συμμετοχής αεριοστροβιλικών μονάδων Φυσικού Αερίου ανοιχτού και συνδυασμένου κύκλου, καθώς και με λιγνιτικές μονάδες. Συνολικά παράγονται 7 σενάρια μείγματος για τα οποία υπολογίζονται, σε σύγκριση με την προτεινόμενη λύση, οι εξοικονομήσεις σε πρωτογενή ενέργεια, εισαγόμενη πρωτογενή ενέργεια και εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

Με βάση τα προφίλ ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα των ετών 2010-2022, εξετάζεται το σχετικό πλεόνασμα ζήτησης ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής της ζήτησης (από 19:00 έως 22:59) σε σχέση με τις ώρες αιχμής της παραγωγής των Φ/Β πάρκων (12:00 έως 15:59).

Ακολουθώντας παράγονται συνθετικές χρονοϊστορίες παραγωγής και πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας ώστε να περιληφθούν στην ανάλυση οι όποιες στατιστικές αβεβαιότητες όσον αφορά την παραγωγή των Φ/Β πάρκων και του πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας στο σύστημα. Επίσης ορίζεται και οι βασικές τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού.

Τέλος, μετά την κατάστρωση του πλαισίου της βασικής λύσης, εκτελούνται παραμετρικές αναλύσεις για να διαπιστωθεί η στιβαρότητα της προτεινόμενης τεχνικής λύσης ως προς τις τεχνικές (τεχνικά χαρακτηριστικά Φ/Β πάρκου, τεχνικές αποδόσεις και μοναδιαίες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου των θερμικών μονάδων, απώλειες συστήματος μεταφοράς και απώλειες μετασχηματισμών στα αντλησιοταμιευτικά έργα) και τις οικονομικές μεταβλητές σχεδιασμού (σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου, τιμές ενεργειακών προϊόντων και τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών GHG και μεταβλητό κόστος λειτουργίας των αντλησιοταμιευτικών).

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) κυμαίνεται για την επένδυση αυτή από 104€/MWh έως 145€/MWh με πλέον πιθανή τιμή τα 125€/MWh με την συμπερίληψη των στατιστικών αβεβαιοτήτων αναφορικά με την αναμενόμενη προσπίπτουσα ακτινοβολία στις περιοχές των πλωτών Φ/Β πάρκων και με τις αναμενόμενες απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αιχμής και τις ώρες μέγιστης παραγωγής από τα πλωτά Φ/Β πάρκα. Χωρίς την συμπερίληψη της στοχαστικότητας το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 102€/MWh έως 135€/MWh με πλέον πιθανή τιμή τα 118€/MWh. Παρατηρείται ότι η συμπερίληψη των στατιστικών αβεβαιοτήτων αυξάνει το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από 2€/MWh έως και 10€/MWh με πλέον πιθανή προσαύξηση τα 7€/MWh.

Η μέση καθαρή παρούσα αξία (NPV) της εξεταζόμενης λύσης κυμαίνεται από 100M€ έως και 400M€ ανάλογα του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής από θερμικές μονάδες. Στην περίπτωση πολύ χαμηλών τιμών για την τιμή του ΦΑ ή πολύ υψηλό σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης προκύπτει αρνητική. Αντίστοιχα σε πολύ υψηλές τιμές αγοράς του ΦΑ προκύπτει για κάποια σενάρια υποκατάστασης της θερμικής παραγωγής και καθαρή παρούσα αξία που υπερβαίνει τα 1.5 δις ευρώ.

Η μέση τροποποιημένη εσωτερική επένδυση (MIRR) κυμαίνεται από 11.5% έως 14.5% για σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC) και απόδοση επανεπένδυσης ίση με 10%. Παρατηρούνται και ακραίες τιμές υπό του 10% και πλησίον του 20% για ακραίες τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού.

Η προτεινόμενη τεχνική λύση αναμένεται να οδηγήσει σε εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας που κυμαίνεται από 17TWh έως και 27TWh στη διάρκεια ζωής του έργου (25 έτη) και στην αποφυγή εκπομπών GHG από 3Mt έως και 6Mt CO<sub>2e</sub>.

Η σύζευξη πλωτών Φ/Β πάρκων με τα υφιστάμενα αντλησιοταμιευτικά έχει σε σχέση με την τυπική υβριδοποίηση με επίγεια Φ/Β πάρκα το σχετικό πλεονέκτημα της μη απαίτησης δέσμευσης γης για την ανάπτυξη του πάρκου που θα περιόριζε άλλες χρήσεις και που συνεπάγεται ένα σημαντικό κεφαλαιακό (στην περίπτωση αγοράς) ή μεταβλητό (στην περίπτωση της μακροχρόνιας ενοικίασης) κόστος. Επίσης η μερική σκίαση του ταμιευτήρα οδηγεί σε μικρότερες απώλειες υδάτινων πόρων λόγω εξάτμισης. Η προτεινόμενη λύση μειονεκτεί όσον αφορά το κεφαλαιακό κόστος για την υλοποίηση των Φ/Β πάρκων ενώ υπάρχουν ακόμα τεχνολογικά (αντοχή των υποσυστημάτων σε ένα πιο εχθρικό από τις τυπικές συνθήκες ενός επίγειου πάρκου περιβάλλον) και περιβαλλοντικά ζητήματα (συνέπειες της μερικής σκίασης στην ισορροπία του λιμνιαίου οικοσυστήματος). Τέλος η απόδοση του πλωτού Φ/Β πάρκου είναι μειωμένη λόγω της επιλογής κλίσης των Φ/Β πλαισίων ίσο με 15° την ώρα που το βέλτιστο για τα σημεία ενδιαφέροντος ποικίλει με τιμές περί τις 30°~33°.

Η επιλογή της ζεύξης επίγειων ή πλωτών Φ/Β πάρκων με συστοιχίες μπαταριών, υπερτερεί λόγω μικρότερου ποσοστού απωλειών μετασχηματισμού της τελικής εγγεόμενης ενέργειας (απώλειες ενέργειας λόγω μετασχηματισμών μικρότερες του 10% για Li-Ion κελιά έναντι του 28% ποσοστού απωλειών ενέργειας λόγω των μετασχηματισμών στα υφιστάμενα αντλησιοταμιευτικά). Οι συστοιχίες μπαταριών έχουν το πλεονέκτημα της άμεσης (σε λιγότερο από 100ms) απόκρισης για παροχή υπηρεσιών ευστάθειας στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Έχουν επίσης το πλεονέκτημα της δυνατότητας σταδιακής ανάπτυξης. Παρουσιάζουν όμως υψηλό κόστος, ευαισθησία στις κλιματικές συνθήκες με αποτέλεσμα υψηλό μεταβλητό κόστος, έχουν μικρότερη διάρκεια ζωής και έχουν ιδιαίτερες απαιτήσεις πυροπροστασίας. Τέλος δεν είναι έργα πολλαπλού σκοπού οπότε τα οποία κοινωνικά οφέλη περιορίζονται στις υπηρεσίες ηλεκτροπαραγωγής.

Η ζεύξη Αιολικών με αντλησιοταμιευτικά αντί των Φ/Β προσφέρει μία σειρά από πλεονεκτήματα όπως υψηλότερο συντελεστή εκμετάλλευσης (περίπου διπλάσιο των υφιστάμενων Φ/Β), ενέργεια οποιαδήποτε στιγμή της ημέρας που μπορεί να συμπίπτει και με τις ώρες πραγματικής αιχμής ζήτησης, υπηρεσίες ευστάθειας στο δίκτυο μεταφοράς, ενώ επιδεικνύουν την ίδια τεχνολογική ωριμότητα με επιπρόσθετο πλεονέκτημα την κατάληψη λιγότερου πραγματικού χώρου. Σήμερα όμως παρουσιάζουν υψηλότερο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, και η αδυναμία πρόβλεψης του μελλοντικού προφίλ παραγωγής περιορίζει τα οφέλη από τη συνέργεια με τα υφιστάμενα αντλησιοταμιευτικά.

Η εκπόνηση της εργασίας αυτής δεν εξετάζει ζητήματα που αφορούν τεχνικές λύσεις για την υλοποίηση των πλωτών Φ/Β πάρκων, ούτε προχωρά σε διαστασιολόγηση των συστημάτων που τα αποτελούν (πλωτήρες, ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός, Φ/Β κελιά, καλωδιώσεις χαμηλής, μέσης και υψηλής τάσης, μηχανισμοί αγκύρωσης, μηχανισμοί προστασίας έναντι κυματισμού κ.λπ.). Επίσης η προτεινόμενη σύζευξη δεν εξετάζεται στο πλαίσιο της υφιστάμενης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να μελετηθούν διεξοδικά οι αλληλεπιδράσεις στην τιμή χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας και στα βασικά οικονομικά και τεχνικά μεγέθη της προτεινόμενης λύσης. Δεν εξετάστηκαν επίσης, λύσεις περαιτέρω υβριδοποίησης όσον αφορά τις μεθόδους αποθήκευσης (μπαταρίες, αποθήκευση πεπιεσμένου αέρα, υδρογόνο) και τις τεχνολογίες πρωτογενούς ηλεκτροπαραγωγής (Αιολικά, Βιοκαύσιμα, άλλες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής με χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα). Τέλος παραμένουν άγνωστες σε μεγάλο βαθμό οι περιβαλλοντικές μεταβολές (θετικές και αρνητικές) που θα επέλθουν με την υλοποίηση ενός έργου που θα προκαλέσει σημαντική μεταβολή της ανακλαστικότητας του καθρέπτη του ταμιευτήρα και μέσω της σκίασης θα μεταβάλει τις συνθήκες ισορροπίας του οικοσυστήματος.

**POST-GRADUATE THESIS:** **TECHNOECONOMIC EVALUATION OF A PUMPED STORAGE-FLOATING PV PARK HYBRID SCHEME**

**STUDENT:** **CHRISTOS DIMOU**

**SUPERVISOR:** **GEORGE TSEKOURAS ASSISTANT PROFESSOR, UNIVERSITY OF WEST ATTICA, FACULTY OF ENGINEERING, DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING**

**ACADEMIC YEAR:** **2022-2023**

## Synopsis

In this work, the technical and economic aspects of the hybridization of existing Pumped Storage Hydroelectric Power Plants (PS-HEPP) with P/V parks as sources of electric energy, is examined. The main goals of this work are: a) increase the utilization factor of the existing PS-HEPPs to improve their economic value, b) improve the flexibility of existing PS-HEPPs to fulfill the ever-increasing need for secondary and tertiary energy reserves, c) partially decouple the cost of acquiring the necessary energy for pumping from the dynamics of the energy market and, reduce the exposure of the producer from price volatility of the main energy products (coal, oil, natural gas), d) increase the utilization factor of the existing HV and UHV network of the Transmission System Operator and e) reduce the dependence of the Greek energy mix from carbon intense energy sources and from imports of energy products. In total, 7 floating PV parks with varying installed capacities and with a total capacity of around 480MWp, are considered for possible development, at the reservoirs of 3 cascade schemes. These schemes are a) the Kato Acheloos cascade situated in Western Greece, b) the Aliakmon cascade scheme, situated in the region of Western Macedonia and c) the Nestos (Mesta in English) cascade scheme, situated in the region of Eastern Macedonia and Thrace. The Levelized Cost of Electricity (LCOE) is expected to range from 104€/MWh up to 145€/MWh with an average expected price of 125€/MWh when statistical uncertainties regarding solar irradiation and energy need during peak hours, are included. A Net Present Value (NPV) ranging from 100M€ (million €) up to 400M€ is expected with a modified internal return of revenue (MIRR) ranging from 11.5% up to 14.5% when a weighted average cost of capital (WACC) factor and a re-investment revenue factor of 10%, is considered.

## Abstract

In this work, the technical and economic aspects of the hybridization of existing Pumped Storage Hydroelectric Power Plants (PS-HEPP) with P/V parks as sources of electric energy, is examined. The main goals of this work are summarized as:

- Increase the utilization factor of the existing PS-HEPPs to improve their economic value.
- Improve the flexibility of existing PS-HEPPs to fulfill the ever-increasing need for secondary and tertiary energy reserves.
- Partially decouple the cost of acquiring the necessary energy for pumping from the dynamics of the energy market and, reduce the exposure of the producer from price volatility of the main primary energy products (coal, oil, natural gas).
- Increase the utilization factor of the existing HV and UHV network of the Transmission System Operator.
- Reduce the dependence of the Greek energy mix from carbon intense energy sources and from imports of energy products.
- Reduce the geopolitical dependence of the Greek state from energy exporting countries.

In total seven (7) floating PV parks, with varying installed capacities are considered. Their total installed capacity is just over 480MWp. These parks are situated in three (3) cascade schemes and five (5) reservoirs. These schemes are:

- the Kato Acheloos cascade situated in Western Greece,
- the Aliakmon cascade scheme, situated in the region of Western Macedonia and,
- the Nestos (Mesta in English) cascade, situated in the region of Eastern Macedonia and Thrace.

Installed capacities vary from 7.5MWp (Platanovryssi Reservoir) up to 155.4MWp (Kremasta Reservoir). The solution of floating PV parks is selected to avoid constraints from land availability or due to high costs. In addition, these parks take advantage of the existing HV and UHV network of the Transmission System Operator. For each of the five reservoirs) one (1) floating PV park is considered (HEP Platanovryssi, HEP Polyfytoy, HEP Kremasta and HEP Stratos I) except for the reservoir of PSHEP Thissavros where three (3) parks are considered.

Following the placement of the floating PV parks, the monthly and annual unitary production for the typical monocrystalline silicon PV cell is calculated. The web app PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)

version 5.2 (released 01/03/2022) is used. This app provides both an average value and a standard deviation regarding the expected output of a PV system (considering basic climate parameters and the topography of the site selected for installation) in a monthly basis, and a time series with calculated values regarding the unitary production of a typical mono-si PV system based on the actual irradiation data from 2005 up to 2020 (PVGIS-SARAH2 database). The time series are used to extract basic statistical information (mean values, standard deviation etc.) regarding the monthly variability of production at each specific site. Moreover, the correlation coefficients of the time series are calculated, to obtain information regarding the dependency of expected production of each park with the other considered parks.

To investigate the economic value of the proposed project, the project is considered as a substitution solution for production derived from conventional thermal power plants. The types of plants considered are; a) Open Cycle Gas Turbine (OCGT), b) Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) and c) Lignite Thermal Plants. Seven (7) scenarios are considered, with varying percentages for each of the available generation technologies of the Greek Electricity System. For each of the seven scenarios, the reduction of the need for primary energy, imports of energy products and the avoided GHG emissions are calculated.

Using the capacity demand from conventional units (Thermal Plants, Large Hydro and Renewables connected to the Transmission grid) at an hourly basis, to calculate the capacity demand surplus expressed as the difference of the cumulative capacity demand during peak hours (19:00 to 22:59 UTC+2) minus the cumulative capacity demand during peak PV generation hours (12:00 to 15:59 UTC+2), sets of daily values of the difference for the aforementioned sums are produced. These sets are used to produce the synthetic energy demand, on a monthly basis, for energy produced from the PSHEPs during peak demand hours. The hourly energy demand of the system from 2010 up to 2022 is used to produce the daily time series. Four (4) scenarios are considered about the relative importance of each of the capacity demand time series in a yearly basis to consider the effects of the evolution of the Greek electricity generation mix from 2010 up to 2022.

Synthetic time series are produced for the expected PV production and the capacity demand surplus, to investigate the effects of variability of these two main parameters of the problem. In addition, the most likely values for the design parameters of the problem are calculated. These synthetic time series are adjusted to consider the correlations of PV production and the autocorrelation of the capacity demand surplus.

Following the solution of the basic problem, numerous parametric studies are performed to investigate the robustness of the proposed solution against technical (PV cell degradation data, Plant efficiencies, GHG emissions, transmission losses and losses due to storage) and economic design variables (Weighted Average Cost of Capital – WACC, CAPEX and OPEX of floating PV parks, price of Natural Gas, prices of EU Carbon Permits and the OPEX of existing PSHEPs).

The levelized cost of electricity (LCOE) for this project, when statistical uncertainties are included in the analysis, ranges from 104€/MWh up to 145€/MWh with the most expected value at 125€/MWh. Without the statistical uncertainties regarding irradiation and surplus of energy demand, the LCOE ranges from 102€/MWh up to 135€/MWh with the most expected value at 118€/MWh.

The average Net Present Value (NPV) of the proposed solution, ranges from 100 million euros up to 400 million euros, depending on the selected energy mix of the scenarios regarding the substitution of production from conventional thermal plants. In the case of low NG prices (less than 20€/MWh(th)) and high values of WACC (12% and higher) the NPV of the project under investigation is negative. Subsequently for extremely high values for NG (over 150€/MWh(th)) and NPV over 1.5 billion euros is expected.

The average Modified Internal Return of Investment (MIRR) ranges from 11.5% up to 14.5% for a WACC equal to 10% and an equal re-investment interest. Values as high as 20% and well below 10% are also observed for extreme values of the design variables.

In average the avoided GHG emissions are expected to range from 3Mt up to 6Mt of CO<sub>2e</sub> and the average primary energy saved during the lifetime of the project is expected to range from 17TWh up to 27TWh. These values also hold for the imported primary energy savings.

Coupling floating PV parks with existing PSHEPPs is a promising solution with an acceptable cost (for small consumers). Still it is not the only available combination and numerous technological aspects are still unknown. Floating PV parks, are expected to take advantage of their symbiosis with water through natural cooling. Still water poses unique challenges with respect to the longevity of the PV panels and the electrical BOS. Moreover, floating PV parks are expected to reduce evaporation thus, aid in the conservation of precious water resources.

Substituting floating PV parks with terrestrial PV parks will result in a considerable decrease of the LCOE of the energy produced for the project if the cost for the acquisition of the necessary land is kept under control and no land constraints are in effect. Moreover, terrestrial PV parks are mature enough and their technical difficulties are easily tackled and resolved. When land is at a premium or not available floating PV parks possess unique advantages.

Battery Energy Storage Systems (BESS) are also a viable alternative for substituting PSHEPPs in the project under investigation. BESS are more energy efficient (90% for Li-Ion based BESS less so for sodium-based chemistries), more versatile, can be scaled up with ease and they are responsive enough to provide primary reserve services as well. On the other hand, BESS need a controlled environment to perform according to their spec sheet (temperature control is a vital aspect for the longevity of a BESS), and their resistance against wear due to cycling or waiting for discharge is still questionable and less than of PSHEPPs. PSHEPPs can also provide numerous other social services with respect to water management (potable water, irrigation, flood control) and various other services regarding secondary economic activities (fish parks, tourism etc.).

Wind energy is a viable alternative to PV solar energy. The utilization factor of wind parks in Greece is at the range of 25% to 30% (for onshore wind parks) which is considerably higher compared to the utilization factor of PV parks. They occupy less land and their technology is mature enough. Still their LCOE is higher than the LCOE of PV parks and their temporal variability make them rather unsuitable for coupling their production with the existing PSHEPPs infrastructure in Greece.

This work is far from complete since it does not tackle technical aspects regarding the key components of a floating PV park like the floating platform which should be durable enough to withstand the cyclic loading of waves induced stresses but at a reasonable price, the anchoring system which should provide sufficient anchoring for various water levels and resist corrosion, the electrical BOS like inverters, controllers, cabling, which should be adapted for use in a marine environment. Moreover, the effect of projects like this one, on the dynamics of the energy market and vice versa, is not examined in this work. In addition, comparison with numerous other hybridization schemes using alternative solutions for storage (BESS, CAES, Hydrogen) and primary generation (Wind, Biofuels, other low carbon electricity generation technologies) are not specifically considered. Finally, the effects on the environment, either positive or negative, are not examined.

# 1 ΓΕΝΙΚΗ ΕΙΣΑΓΩΓΗ

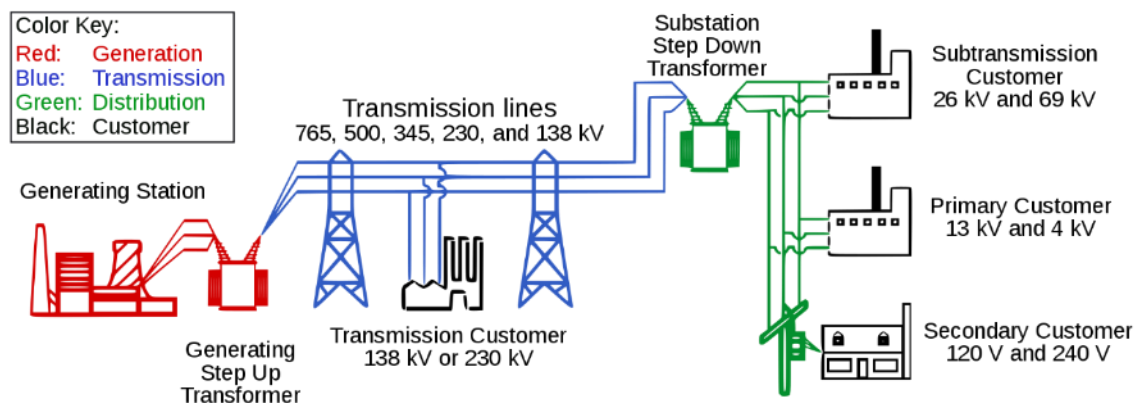
## 1.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ως Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας νοείται το σύνολο των υποσυστημάτων, τα οποία μέσω της εκμετάλλευσης διάφορων ενεργειακών πηγών και τεχνολογιών, εξυπηρετούν την παραγωγή, μεταφορά, διανομή και εμπορία της ηλεκτρικής ενέργειας.

Βασική προϋπόθεση κάθε Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι να καλύπτει τις ενεργειακές ανάγκες, σε όποιο σημείο του δικτύου, όποτε ζητηθεί και για όσο ζητηθεί, με την απαραίτητη αξιοπιστία, υπό την αυστηρή τήρηση των προδιαγραφών όσον αφορά την τάση, τη συχνότητα, το περιεχόμενο των παρασιτικών αρμονικών, του ηλεκτρικού θορύβου κ.λπ. Αυτό, θα πρέπει να επιτυγχάνεται κατά τρόπο οικονομικά βέλτιστο, τεχνικά άρτιο και με το μικρότερο δυνατό περιβαλλοντικό αποτύπωμα.

Μετά την επικύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο το 1997 [1] που επέκτεινε τη Συμφωνία Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για Θέματα Κλιματικής Αλλαγής του 1992, αναγνωρίστηκε ως θεμελιώδους σημασίας η λήψη μέτρων, τεχνικού, οικονομικού και κοινωνικού χαρακτήρα, για τη μείωση αρχικά και τον μηδενισμό στη συνέχεια των εκπομπών των Αερίων του Θερμοκηπίου που προέρχονται από ανθρωπογενείς δραστηριότητες. Ως αποτέλεσμα ο όρος «περιβαλλοντικό αποτύπωμα» περιλαμβάνει πέραν των συνεπειών άμεσων και έμμεσων από τις εκπομπές ρύπων (CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PMs, υγρά και στερεά απόβλητα κ.λπ.) και τη μείωση της χρήσης πηγών ενέργειας τα οποία προκαλούν την έκλυση αερίων του θερμοκηπίου και συνεισφέρουν στο φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής.

Ένα τυπικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας παρουσιάζεται στο Σχ. 1-1 [2]. Στα παραδοσιακά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας η ροή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μονόδρομη. Από τις κεντρικές Μονάδες Παραγωγής η ηλεκτρική ενέργεια εγχέεται στα, βρογχικής μορφής, Δίκτυα Μεταφοράς μέσω Υποσταθμών ανύψωσης της τάσης, στη συνέχεια μέσω των Υποσταθμών υποβιβασμού της Τάσης στα, ακτινικής μορφής, Δίκτυα Διανομής για την άφιξη του, μετά τον υποβιβασμό της τάσης στο επιθυμητό επίπεδο, στον τελικό καταναλωτή.



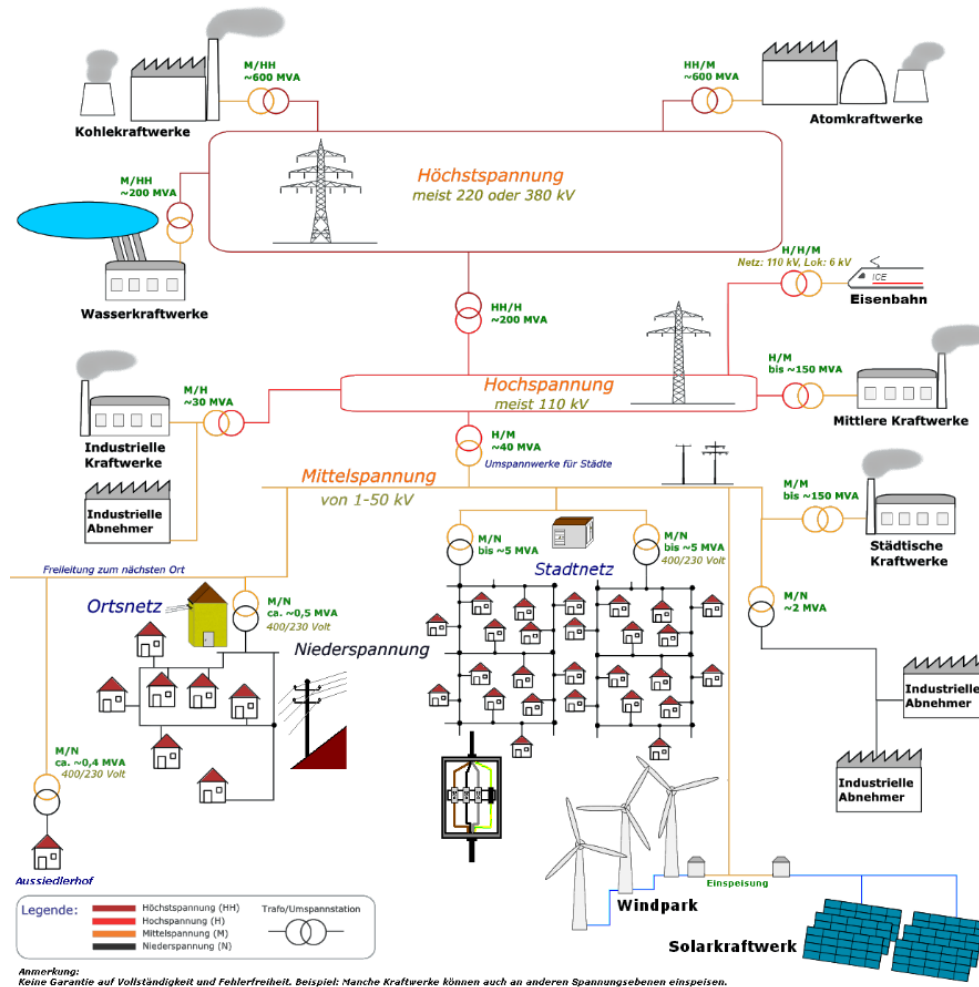
Σχ. 1-1: Τυπικό (Κλασικό) Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ΗΠΑ<sup>1,2</sup>.

<sup>1</sup> [Electricity Grid in North America](#), τελευταία επίσκεψη στη σελίδα 2022-X-24.

<sup>2</sup> Με κόκκινο χρώμα το τμήμα της Παραγωγής. Με μπλε χρώμα το Δίκτυο Μεταφοράς. Με πράσινο χρώμα το Δίκτυο Διανομής. Με μαύρο χρώμα οι καταναλωτές (Υψηλή Τάση, Μέση Τάση και Χαμηλή Τάση). Αντιστοιχίσεις



Με την επέκταση της χρήσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και την ένταξη νέων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής ένα τυπικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως παρουσιάζεται στο Σχ. 1-2. [3] και στο Σχ. 1-3, επιδεικνύει αυξημένη πολυπλοκότητα.



Σχ. 1-2: Σύγχρονο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας<sup>3,4</sup>.

Σε αντίθεση με τα τυπικά / συμβατικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας όπου η ροή κινείται μονόδρομα από τις μονάδες παραγωγής προς τους καταναλωτές, σε ένα σύγχρονο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας η ροή είναι πολύδρομη (αμφίδρομη) μεταξύ των κόμβων του Συστήματος. Τα Δίκτυα (Διανομής και Μεταφοράς) καθίστανται ο βασικός κορμός του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς αναλαμβάνουν το έργο της μεταφοράς και διανομής της Ενέργειας, από κάθε πιθανό κόμβο του δικτύου που παράγει ενέργεια στον κόμβο όπου παρατηρείται ζήτηση. Σε ένα τέτοιο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, η αγορά παύει να είναι ενιαία ή ζωνική και μετατρέπεται, λόγω του τρόπου λειτουργίας της, σε κομβική.

με Τάσεις στο Ελληνικό Σύστημα Ενέργειας. Υψηλή Τάση: 66kV 150kV και 400kV. Μέση Τάση : 15kV, 20kV, 22kV και 66kV. Χαμηλή Τάση 400/230V. Συχνότητα Ελληνικού Δικτύου 50Hz. Δικτύων ΗΠΑ 60Hz.

<sup>3</sup> ΣΗΕ . τελευταία επίσκεψη στη σελίδα 2022-X-24.

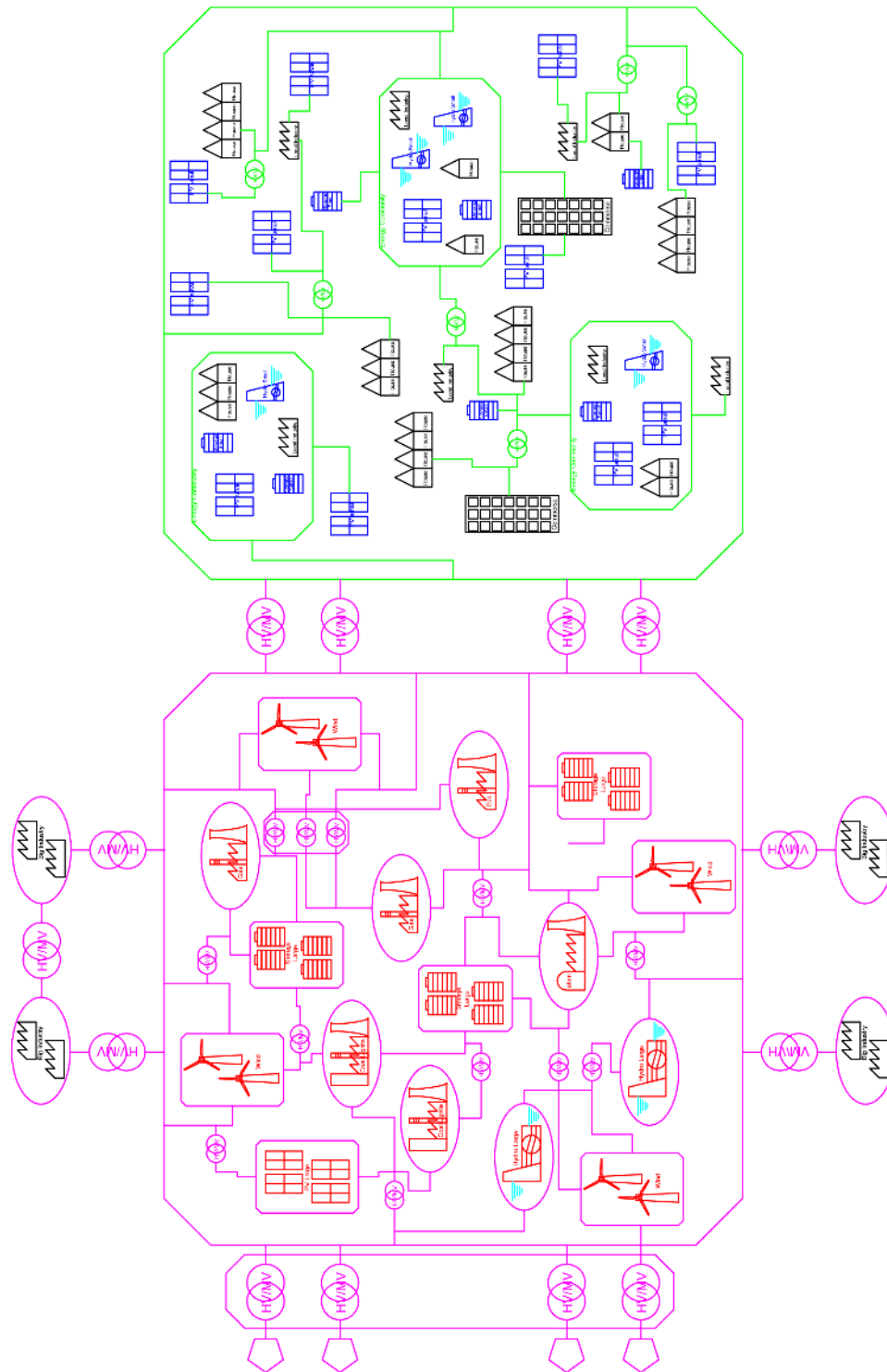
<sup>4</sup> Διακρίνονται δύο βασικές μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα Μεταφοράς (σύνδεση με το Δίκτυο Υψηλής Τάσης) και στο Δίκτυο Διανομής (Μέση και Χαμηλή Τάση). Η φορά της ηλεκτρικής ενέργειας στο Δίκτυο Διανομής είναι αμφίδρομη καθώς οι απλοί καταναλωτές έχουν μετατραπεί σε καταναλωτές παραγωγούς είτε μεμονωμένοι, είτε υπό τη μορφή ενεργειακών κοινοτήτων. Για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης στο σύστημα των στοχαστικών ΑΠΕ (Αιολική Ενέργεια, Φωτοβολταϊκά, κ.λπ.) καθίσταται αναγκαία η έξυπνη διαχείριση του δικτύου (ευέλικτη ζήτηση), όσο και η ένταξη του τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε ένα σύγχρονο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, δύναται, με το κατάλληλο νομοθετικό και τεχνικό πλαίσιο, να αναπτυχθούν ενεργειακές κοινότητες παραγωγών/καταναλωτών που έναντι σχετικού τιμήματος πρόσβασης στα δίκτυα οργανώνουν τοπικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, με τις οποίες καλύπτονται οι ενεργειακές ανάγκες. Οι παραδοσιακοί παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας εστιάζουν κυρίως σε μεγάλους καταναλωτές που επιθυμούν αδιάληπτη τροφοδοσία 24/7/365, στην κάλυψη των κενών που δημιουργεί η νέα δομή ηλεκτροπαραγωγής με τις στοχαστικές ΑΠΕ να έχουν το κύριο βάρος στο χώρο της ηλεκτροπαραγωγής και στην προσφορά υπηρεσιών ευστάθειας (εφεδρείες – ρύθμιση συχνότητας), άεργου ισχύος κ.λπ. (βλέπε Σχ. 1-3).

Το μέγεθος και η πολυπλοκότητα των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας διαφέρει σημαντικά, αλλά υπάρχουν μία σειρά από κοινά χαρακτηριστικά. Αυτά είναι:

1. Τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι εναλλασσόμενου ρεύματος τριών φάσεων στη συντριπτική τους πλειοψηφία. Η διαφορά φάσης στο εναλλασσόμενο ρεύμα τριών φάσεων ισούται με  $120^\circ$ . Η ονομαστική τάση λειτουργίας της μία φάσης στη χαμηλή τάση κυμαίνεται από 100V έως 240V και η συχνότητα εναλλαγής είναι 50Hz ή 60Hz.
2. Για τον περιορισμό των απωλειών κατά τη Μεταφορά και Διανομή της Ηλεκτρικής Ενέργειας η τάση λειτουργίας ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας διαφέρει. Σύμφωνα με το Ευρωπαϊκό Πρότυπο EN 50160 [4] τα τμήματα ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με ονομαστική τάση λειτουργίας κάτω από το 1kV (=1000V βλέπε Παράρτημα Α – Μονάδες – Πολλαπλάσια) κατατάσσονται στο τμήμα της Χαμηλής Τάσης. Τα τμήματα με ονομαστική τάση λειτουργίας από 1kV έως 35kV κατατάσσονται στο τμήμα της Μέσης Τάσης και τέλος τα τμήματα με ονομαστική τάση λειτουργίας άνω των 35kV κατατάσσονται στο τμήμα της Υψηλής Τάσης.

Στις παραγράφους που ακολουθούν γίνεται αναφορά στις πλέον διαδεδομένες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής στα Δίκτυα Μεταφοράς και Διανομής της Ελλάδας, όπου παρουσιάζονται βασικά στοιχεία των Δικτύων αυτών και σε τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής Ενέργειας που αποκτούν όλο και μεγαλύτερη σημασία, όσο ο κύριος όγκος ηλεκτροπαραγωγής μετατοπίζεται προς τις Στοχαστικές Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.



Σχ. 1-3: Σύγχρονο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Κόκκινο = Μονάδες Συνδεδεμένες στο Δίκτυο Μεταφοράς, Μπλε = Διεσπαρμένη Παραγωγή, Μαύρο = Καταναλωτές στο Δίκτυο Διανομής / Μεταφοράς, Μωβ = Δίκτυο Μεταφοράς, Πράσινο = Δίκτυο Διανομής. Το Δίκτυο Μεταφοράς διακρίνεται για τις πολλαπλές διαδρομές και τους κόμβους έγχυσης ενέργειας. Στο Δίκτυο Διανομής διακρίνονται Ενεργειακές Κοινότητες στις οποίες διαμορφώνεται μία τοπική αγορά. Οι αγορές αυτές δύναται να αναλάβουν και την τροφοδοσία με ηλεκτρική ενέργεια και μεμονωμένων καταναλωτών εκτός της κοινότητας.

## 1.2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Στις παρακείμενες παραγράφους παρουσιάζονται οι Τεχνολογίες Ηλεκτροπαραγωγής διαμοιρασμένες σε Μονάδες που συνδέονται στο Σύστημα Μεταφοράς και σε Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής που συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής στη Μέση και Χαμηλή Τάση.

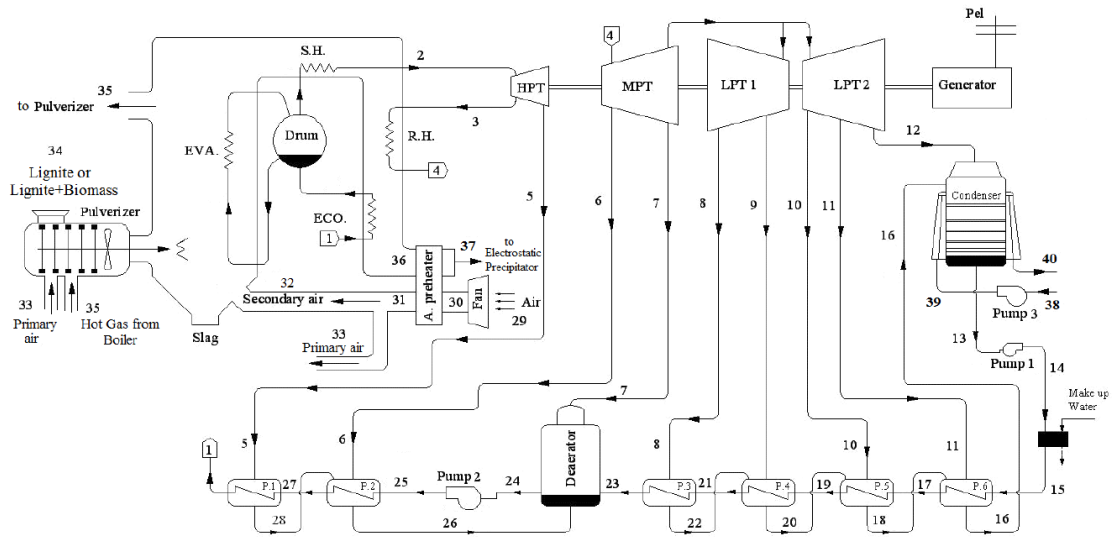
### 1.2.1 Μονάδες στο Σύστημα Μεταφοράς

**Θερμική Παραγωγή. Μονάδες Καύσης Λιγνίτη.** Στους Θερμοηλεκτρικούς Σταθμούς με καύσιμο τον λιγνίτη [5] το καύσιμο μετά την εξόρυξη του από το Ορυχείο, μεταφέρεται στην αυλή λιγνίτη του Σταθμού. Στη συνέχεια εισάγεται στον κονιοποιητή όπου θερμαίνεται (για τη ξήρανση του) και κονιοποιείται ώστε να μεταφερθεί στην κάμινο όπου και καίγεται. Εντός της καμίνου βρίσκεται το εσωτερικό κύκλωμα νερού πρόσληψης της θερμότητας όπου προ-θερμασμένο νερό μετατρέπεται σε υπέρθερμο ατμό για να εξέλθει από την κάμινο με προορισμό τον στρόβιλο υψηλής πίεσης. Μετά την έξοδο του από τον στρόβιλο υψηλής πίεσης ο ατμός εισέρχεται στο στρόβιλο μέσης πίεσης. Μετά την έξοδο του από τον στρόβιλο μέσης πίεσης μέρος του ατμού απομαστεύεται και ο υπόλοιπος κατευθύνεται στον στρόβιλο (στροβίλους) χαμηλής πίεσης. Τμήμα του ατμού που εξέρχεται από τους στροβίλους χαμηλής πίεσης απομαστεύεται εκ νέου ενώ το υπόλοιπο οδηγείται στον υγροποιητή (στοιχείο ψύξης). Το ψυχρό νερό με τη βοήθεια αντλίας κατευθύνεται στους προθερμαντές και στον απαεριοποιητή πριν εισέλθει εκ νέου στον προθερμαντή, εξαερωτή και υπερθερμαντή της καμίνου και εξέλθει στη συνέχεια προς τον στρόβιλο υψηλής πίεσης. Οι στρόβιλοι συνδέονται αξονικά με τη γεννήτρια η οποία μετατρέπει το ωφέλιμο μηχανικό έργο σε ηλεκτρική ενέργεια. Ο Θερμοδυναμικός κύκλος των συγκεκριμένων Σταθμών είναι ο κύκλος Rankine. Η απόδοση του συνόλου των θερμικών μονάδων οριοθετείται από την απόδοση του κύκλου Carnot. Ο μεικτός συντελεστής απόδοσης<sup>6</sup> των σύγχρονων μονάδων καύσης λιγνίτη βρίσκεται περί το 45% με τον καθαρό συντελεστή απόδοσης<sup>7</sup> να υπερβαίνει (με το καύσιμο αναφοράς) το 40%. Τα υποπροϊόντα της καύσης πριν αφεθούν στο περιβάλλον υπόκεινται σε επεξεργασία σύμφωνα με τους εκάστοτε περιβαλλοντικούς όρους [6].

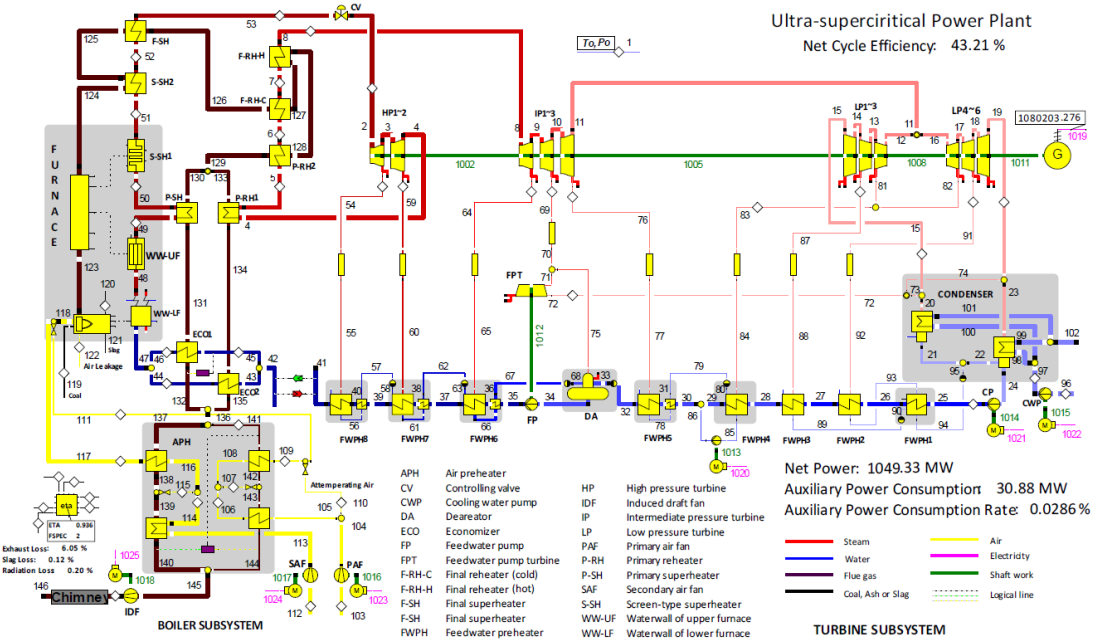
**Θερμική Παραγωγή. Μονάδες Καύσης Άνθρακα.** Στις μονάδες αυτές το καύσιμο είναι άνθρακας υψηλής ποιότητας. Η διαδικασία για την ηλεκτροπαραγωγή δεν διαφέρει ουσιωδώς από τις θερμικές μονάδες λιγνίτη με εξαίρεση τη βελτίωση της απόδοσης της μετατροπής της θερμικής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια όπου ο καθαρός συντελεστής απόδοσης (με το καύσιμο αναφοράς) υπερβαίνει το 44%. [7]

<sup>6</sup> Μεικτός Συντελεστής Απόδοσης: Ο λόγος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς τη συνολική ενέργεια που εγχέεται στη μονάδα υπό μορφή καυσίμου.

<sup>7</sup> Ο λόγος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μείον της πάσης φύσεως ιδιοκαταναλώσεις αυτής προς τη συνολική ενέργεια που εγχέεται στη μονάδα υπό μορφή καυσίμου.

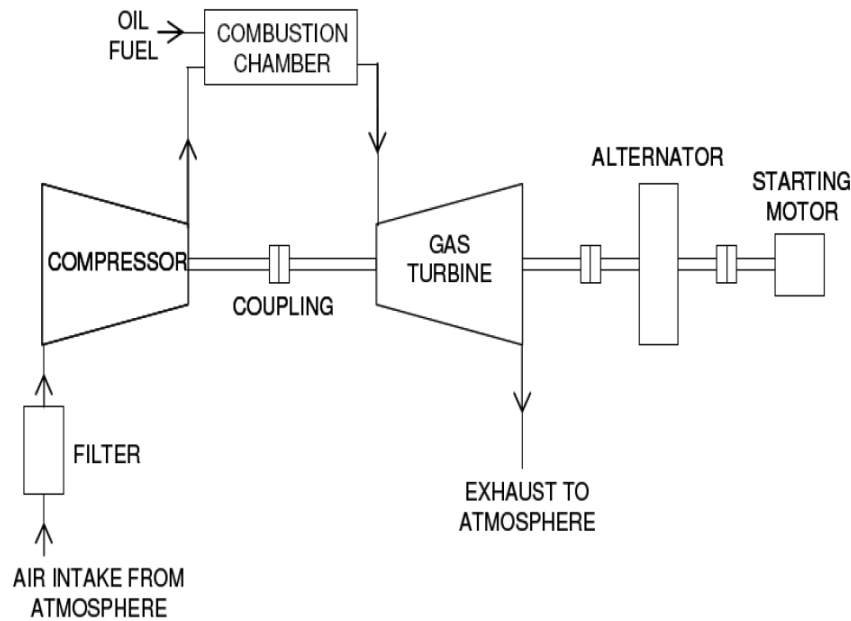


Σχ. 1-4: Σχηματικό Διάγραμμα της ΘΗΣ καύσης Λιγνίτη στο Soma της Τουρκίας [8] (Σχ. από [5]).

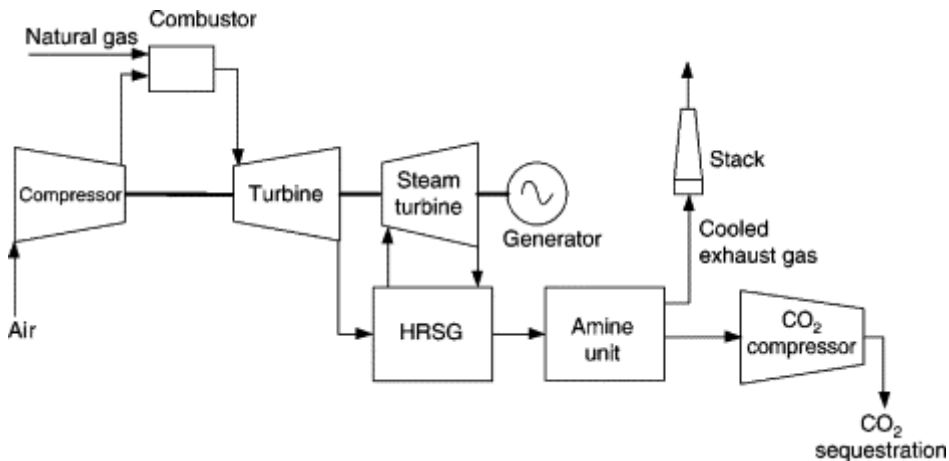


Σχ. 1-5: Διάγραμμα Αναφοράς για υπέρ-υπέρ-κρίσιμο ΘΗΣ καύσης άνθρακα – Σχ. από [7].

**Θερμική Παραγωγή. Μονάδες Καύσης Αερίου - Πετρελαίου (Αεριοστροβιλικές – Συνδυασμένου Κύκλου).** Στις μονάδες αυτές ως καύσιμο χρησιμοποιείται Φυσικό Αέριο ή Πετρέλαιο. Το καύσιμο εγχέεται σε μία αεριοστροβιλική μονάδα κύκλου Brayton, η οποία συνδέεται με μία ηλεκτρογεννήτρια για τη μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρικής. Η απόδοση των αεριοστροβιλικών μονάδων κυμαίνεται από 31%-41% αναλόγως των τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για τη βελτίωση της απόδοσης και του τύπου του καυσίμου που χρησιμοποιείται. Βασικό πλεονέκτημα των Μονάδων αυτών είναι η ευελιξία παραγωγής. Για την επίτευξη υψηλότερης απόδοσης οι αεριοστροβιλικές Μονάδες συνδυάζονται με Μονάδες ανάκτησης της διαφεύγουσας Θερμικής Ενέργειας (κύκλος Rankine) για την υλοποίηση Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου. Οι μονάδες αυτές είναι ιδιαίτερα υψηλής απόδοσης (μεικτή απόδοση άνω του 60% - καθαρή απόδοση άνω του 50%) [9].



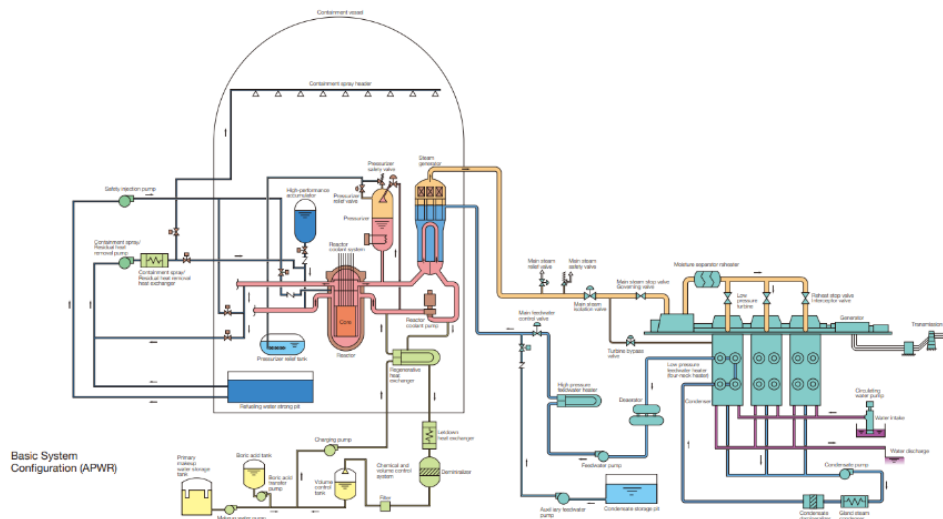
Σχ. 1-6: Σχηματικό Διάγραμμα Αεριοστροβιλικής Μονάδας [10].



Σχ. 1-7: Σχηματικό Διάγραμμα Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου – Σχ. από [11].

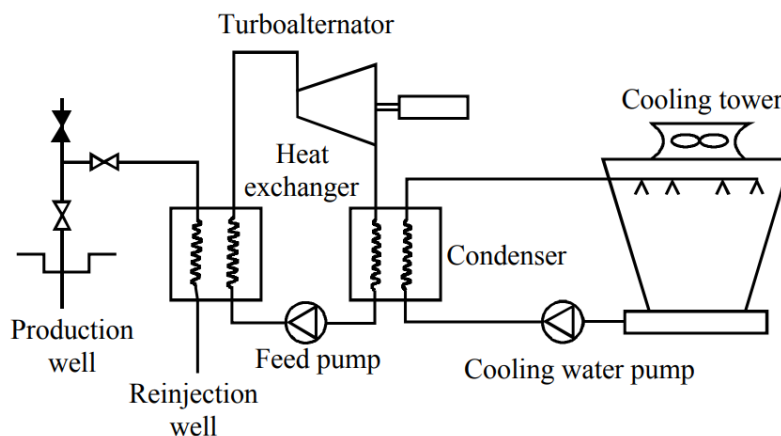
**Θερμική Παραγωγή. Πυρηνικές Μονάδες Πεπιεσμένου Ύδατος.** Οι Πυρηνικοί Σταθμοί Πεπιεσμένου Ύδατος αποτελούν την πλέον διαδεδομένη λύση για την εκμετάλλευση της διάσπασης του ατόμου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για την ηλεκτροπαραγωγή ακολουθείται η ακόλουθη διαδικασία. Εντός του κελύφους του αντιδραστήρα αναρτώνται ράβδοι με το καύσιμο και ράβδοι ελέγχου της αλυσιδωτής αντίδρασης. Οι ράβδοι αυτές βρίσκονται εντός ύδατος υπό πίεση. Η διάσπαση των ατόμων του καυσίμου εκλύει θερμότητα. Η θερμότητα αυτή θερμαίνει το πεπιεσμένο νερό (πρωτεύων κύκλωμα) το οποίο εξέρχεται από την κορυφή του κελύφους του αντιδραστήρα και εναλλάσσει την προσλαμβανόμενη θερμότητα με ύδωρ το οποίο κινείται στο δεύτερο εξωτερικό κύκλωμα. Το νερό αυτό μετατρέπεται σε ατμό, ο οποίος κινεί έναν ατμοστρόβιλο (δύο ή τριών σταδίων), όπως και στις ατμοηλεκτρικές μονάδες με στερεά καύσιμα. Ο θερμοδυναμικός κύκλος των συγκεκριμένων Σταθμών είναι, ο κύκλος Rankine. Βασικό χαρακτηριστικό των Μονάδων αυτών είναι η λειτουργία τους σε χαμηλές σχετικά πιέσεις και θερμοκρασίες (κύκλωμα υψηλής πίεσης  $P=15\text{MPa}$ ,  $T=300^\circ\text{C}$ ) [12] με αποτέλεσμα η καθαρή απόδοσή τους να κυμαίνεται περί το 35%. Άλλοι τύποι με βάση το μέσο που χρησιμοποιείται ως επιβραδυντής της αλυσιδωτής αντίδρασης είναι α) αντιδραστήρες ζέοντος ύδατος, β)

αντιδραστήρες ταχέων νετρονίων (breeder reactors,  $\gamma$ ) αντιδραστήρες ψύξης αερίου,  $\delta$ ) αντιδραστήρες νερού γραφίτη κ.λπ. [13]



Σχ. 1-8: Σχηματικό Διάγραμμα Μονάδας APWR – Σχ. από [12].

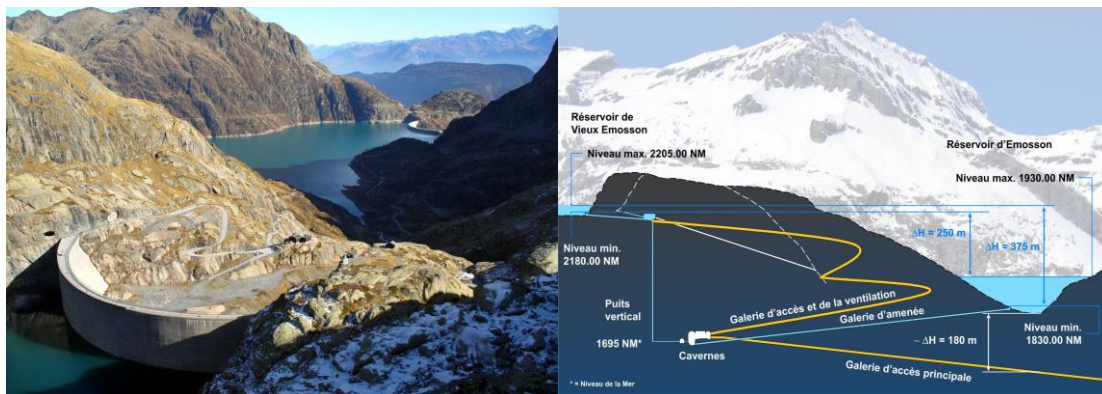
**Θερμική Παραγωγή. Γεωθερμία Υψηλής Ενθαλπίας.** Η γεωθερμική ενέργεια προέρχεται από τη ροή της θερμικής ενέργειας του εσωτερικού του πλανήτη προς την επιφάνεια. Η ενέργεια αυτή προέρχεται από τη φυσική μεταστοιχείωση των ραδιενεργών ισωτόπων τα οποία βρίσκονται στο εσωτερικό του πλανήτη, αλλά και από διεργασίες που σχετίζονται με τον τρόπο που αυτός σχηματίστηκε [14]. Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το υπέρθερμο υγρό που ανακτάται από το γεωθερμικό πεδίο, θερμαίνει ένα κλειστό κύκλωμα νερού, το οποίο μετατρέπεται σε ατμό και κινεί έναν ατμοστρόβιλο. Στη συνέχεια το ρευστό, σε κατάσταση χαμηλής ενθαλπίας, επιστρέφει με αντλίες στο γεωθερμικό πεδίο. Γεωθερμικά πεδία θερμοκρασίας υψηλότερης των  $150^{\circ}\text{C}$  χαρακτηρίζονται ως γεωθερμικά πεδία υψηλής ενθαλπίας. Το 2020 η συνολική εγκατεστημένη θερμική ισχύς ανερχόταν σε  $107.3\text{GW}$  με την παραγωγή ενέργειας να εκτιμάται περί τις  $284\text{TWh}$  [15]. Η ηλεκτρική ενέργεια που παρήχθη παγκόσμια από την εκμετάλλευση γεωθερμικών πεδίων υψηλής ενθαλπίας το 2020, έφτασε τις  $97\text{TWh}$  με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται σε  $14.5\text{GW}$  [16].



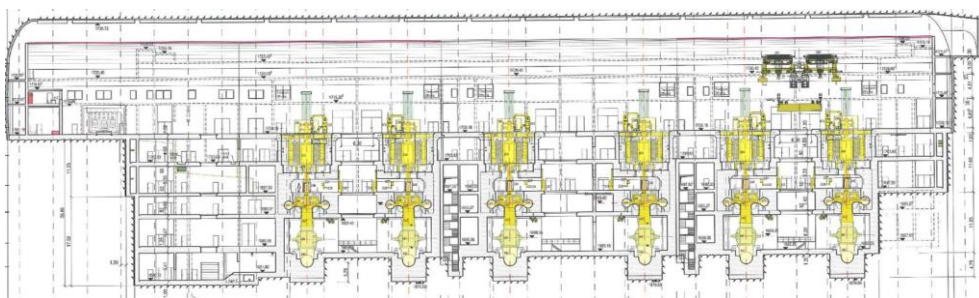
Σχ. 1-9 Σχηματικό Διάγραμμα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Γεωθερμική Πηγή – Σχ. από [17].

**Μη Θερμική Παραγωγή. Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής.** Στην περίπτωση των Υδροηλεκτρικών Σταθμών ως πηγή ενέργειας χρησιμοποιείται το υδροδυναμικό που προέρχεται

από α) τη φυσική ροή ενός ποταμού (σταθμοί φυσικής ροής – Run off River), και β) από την ταμίευση ύδατος σε τεχνητό ή φυσικό υδάτινο ταμιευτήρα. Η καθαρή απόδοση μετασχηματισμού του υδροδυναμικού σε ηλεκτρική ενέργεια είναι ιδιαίτερα υψηλή και σε περιπτώσεις υπερβαίνει το 90%, καθώς δεν περιορίζεται από τον κύκλο Carnot όπως συμβαίνει στις διαδικασίες μετασχηματισμού της χημικής ενέργειας σε θερμική. Μια ενδιαφέρουσα υποπερίπτωση των Υδροηλεκτρικών Σταθμών Παραγωγής είναι οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί, όπου το νερό κυκλοφορεί μεταξύ δύο ταμιευτήρων με τις μονάδες παραγωγής να λειτουργούν και αντλητικά. Οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί έχουν το πλεονέκτημα της αποθήκευσης υπό τη μορφή υδροδυναμικού, της ηλεκτρικής ενέργειας την οποία καταναλώνουν από το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ώρες μη αιχμής, η οποία στη συνέχεια μετατρέπεται εκ νέου σε ηλεκτρική ενέργεια η οποία εγχέεται στο σύστημα τις ώρες αιχμής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ως αποθηκευτικές μονάδες ο συνολικός συντελεστής απόδοσης είναι χαμηλότερος (της τάξης του 70% για μεγάλες μονάδες με ελάχιστη τιμή το 50% για μικρές μονάδες) σε σχέση με τους Συμβατικούς Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς Παραγωγής. Στο Σχ. 1-10 έως το Σχ. 1-15 παρουσιάζεται ο Αντλησιοταμιευτικός Σταθμός Nant di Drance, ο οποίος ετέθη σε λειτουργία στα τέλη του 2021. Το συγκρότημα αυτό είναι ισχύος 900MW, με εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή 2.5TWh και αποθηκευτική ικανότητα 20GWh (διάρκεια κύκλου αποφόρτισης στη μέγιστη ισχύ ~22h) [18].



Σχ. 1-10: Αντλησιοταμιευτικός Σταθμός Παραγωγής Nant di Drance<sup>8</sup>



Σχ. 1-11: Όπως Σχ. 1-10 - Διαμήκης Τομή Σταθμού Παραγωγής [19]

<sup>8</sup> Φράγματα Vieux-Emosson και Emosson - Στοιχεία από [19]

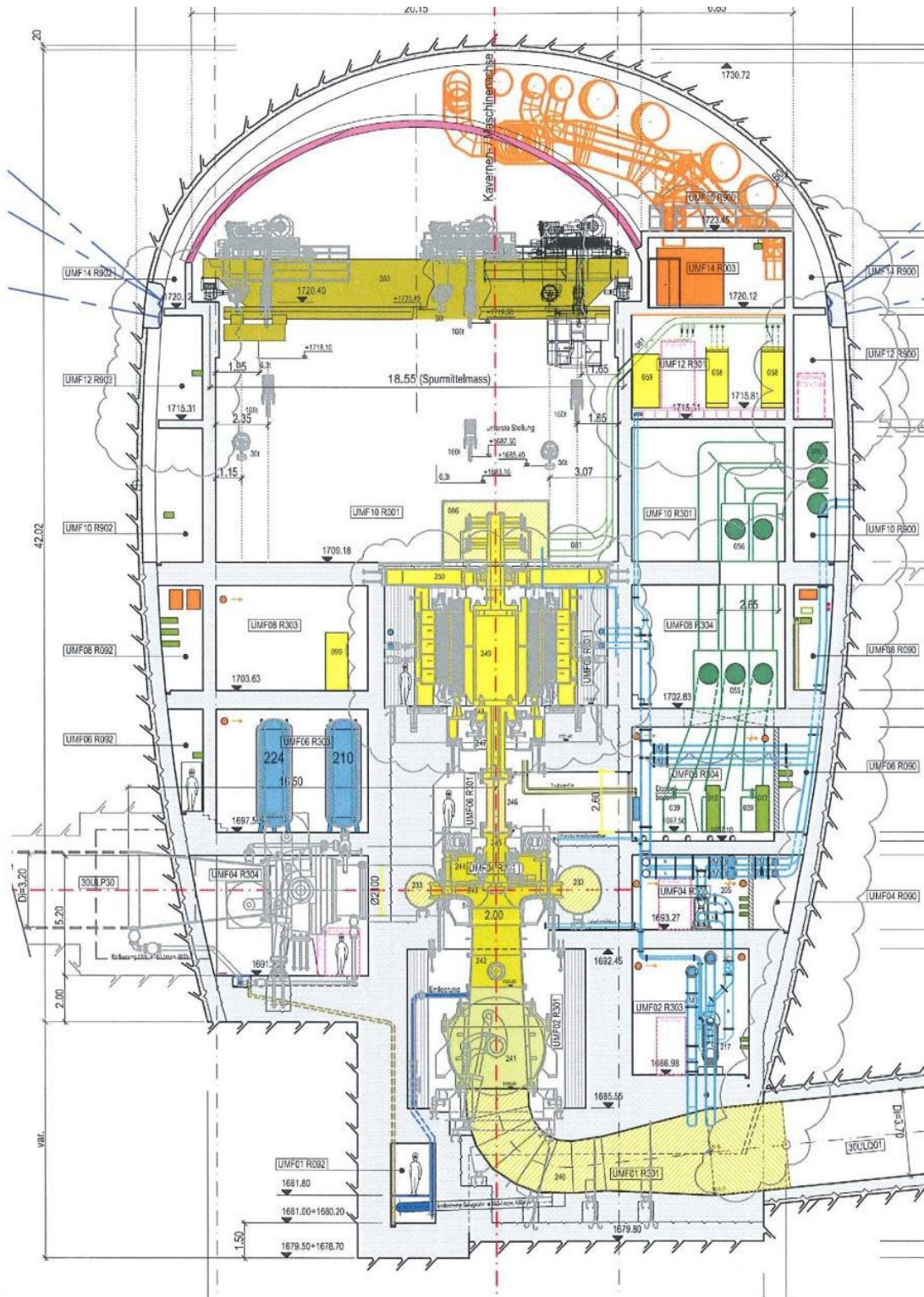




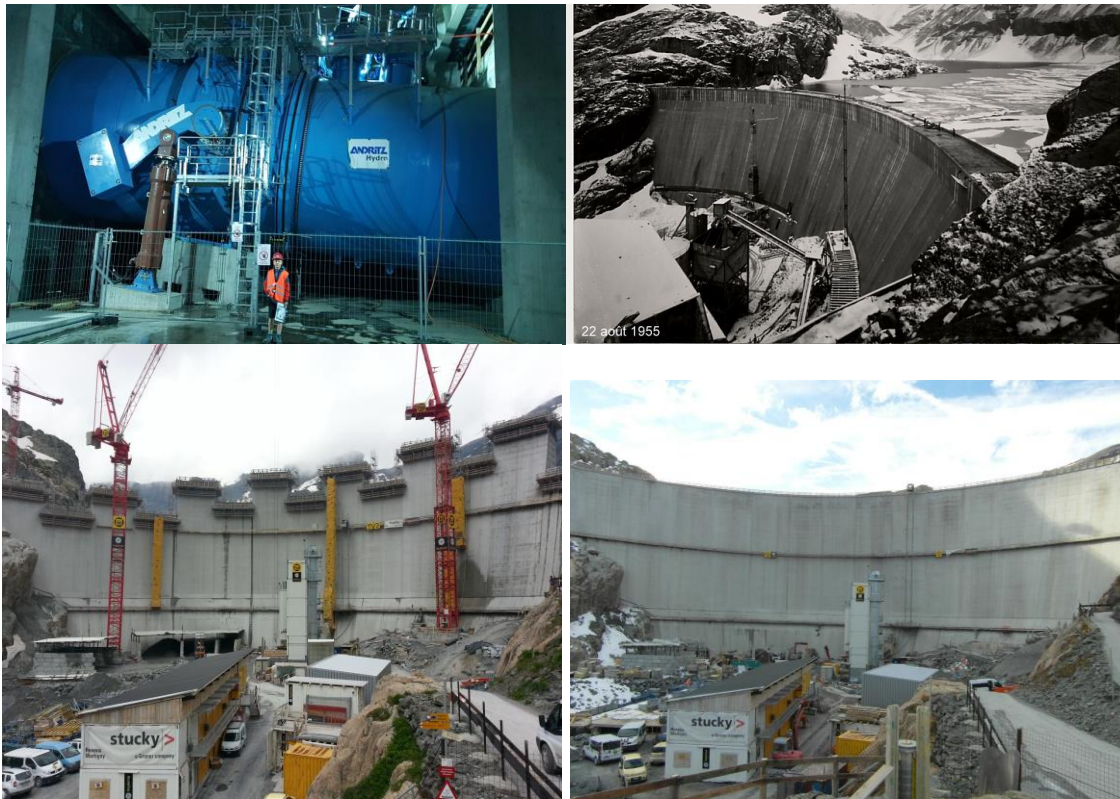
Σχ. 1-12: Όπως Σχ. 1-10 – Χαρτογραφική Αποτύπωση- Τοπογραφικό Διάγραμμα και Οριζοντιογραφία [19]



Σχ. 1-13: Όπως Σχ. 1-10 - Έργο Εισόδου Σήραγγας Προσαγωγής – Κάτω ταμιευτήρας (Emosson) [19]



Σχ. 1-14: Όπως Σχ. 1-10 - Εγκάρσια Τομή ΣΠ [19]



Σχ. 1-15: Όπως Σχ. 1-10 - Βαλβίδα τύπου Πεταλούδας - Αρχικό Φράγμα - Ανύψωση - Νέο Φράγμα [19]

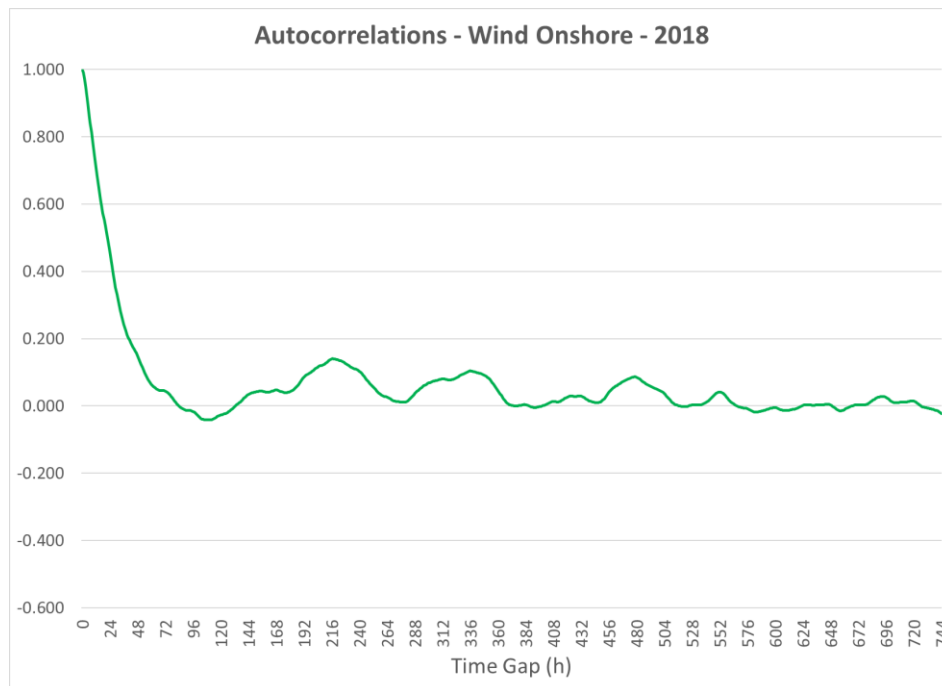
**Μη Θερμική Παραγωγή. Αιολική Ενέργεια.** Στην περίπτωση των Αιολικών Πάρκων Ανεμογεννητριών ως πηγή ενέργειας χρησιμοποιείται το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής. Η μέγιστη ικανότητα μετατροπής του Αιολικού Δυναμικού σε Μηχανική Ενέργεια περιορίζεται από τη σχέση του Benz [20]. Ο λόγος αυτός είναι ίσος με  $16/27$  ή περίπου  $59\%$ . Βασικό χαρακτηριστικό του Αιολικού Δυναμικού είναι η χρονική του τυχαιότητα. Ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης<sup>9</sup> της μέσης ωριαίας παραγωγής μετά την πάροδο  $36\text{h}-72\text{h}$  τείνει σε τιμές μικρότερες του  $10\%$  κατά απόλυτη τιμή (Σχ. 1-16). Ο συντελεστής εκμετάλλευσης ποικίλει από  $25\%$  έως και  $55\%$  (παρόχθια πάρκα στη Βαλτική Θάλασσα). Ο συντελεστής εκμετάλλευσης  $CF$  με βάση τη ετήσια παραγωγή ενέργειας  $E_{year}$  (MWh) για ονομαστική ισχύ  $P_{nom}$  (MW) ορίζεται ως:

$$CF = \frac{E_{year}}{8760\text{h} \cdot P_{nom}}$$

Ο μέσος συντελεστής εκμετάλλευσης για τα Ελληνικά Αιολικά Πάρκα την τελευταία 10ετία κυμαίνεται από  $25\%$  έως και  $30\%$ .

<sup>9</sup> Η αυτοσυσχέτιση καταδεικνύει τη συσχέτιση μεταξύ δύο διαδοχικών τιμών της ίδιας μεταβλητής [99] [99] οι οποίες απέχουν μεταξύ τους συγκεκριμένη χρονική διαφορά. Ο συντελεστής αυτοσυσχέτιση  $r_{u(t),u(t-h)}$  για τη μεταβλητή  $u(t)$  και χρονική απόσταση (gap)  $h$  δίνεται ως:  $r_{u(t),u(t-h)} =$

$$\frac{\sum_{t=h+1}^T u(t) \cdot u(t-h)}{\sqrt{\sum_{t=1}^T u(t)^2} \cdot \sqrt{\sum_{t=h+1}^T u(t-h)^2}}$$



Σχ. 1-16: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης παραγωγής Αιολικών – Ελλάδα – Έτος 2018. [21]

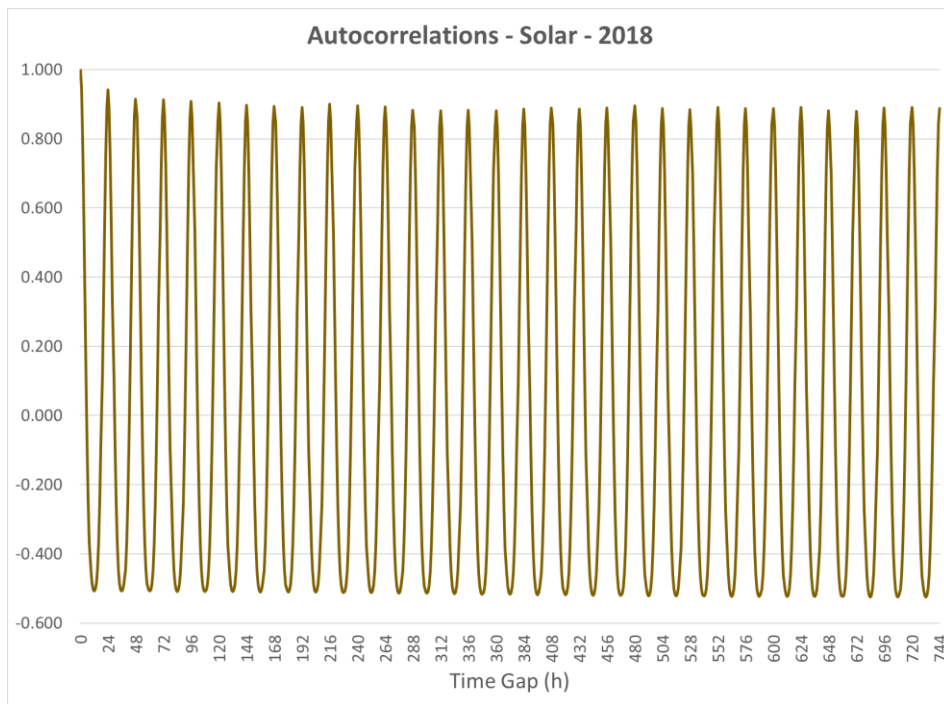


Σχ. 1-17: Παρόχθιο Αιολικό Πάρκο [22] (Δανία)

**Μη Θερμική Παραγωγή. Φωτοβολταϊκά Πάρκα.** Στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών Πάρκων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται χρήση του φωτοηλεκτρικού φαινομένου [23]. Το φωτοηλεκτρικό φαινόμενο είναι η διαδικασία εκπομπής ηλεκτρονίων όταν ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία συγκεκριμένου μήκους κύματος προσβάλει ένα υλικό. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά Πάρκα χαρακτηρίζεται από την περιοδικότητα της. Η συνάρτηση αυτοσυσχέτισης παρουσιάζει περιοδικό χαρακτήρα με μικρή απόσβεση και εκτιμήσεις για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να γίνουν με ασφάλεια για μέρες ή και εβδομάδες στο μέλλον (βλέπε Σχ. 1-19). Στην Ελλάδα ο συντελεστής εκμετάλλευσης κυμαίνεται περί το 17% κάθε έτος.



Σχ. 1-18: Επίγειο Αιολικό Πάρκο [24] (Καλιφόρνια, ΗΠΑ)



Σχ. 1-19: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης παραγωγής φωτοβολταϊκών – Ελλάδα – Έτος 2018. [21]

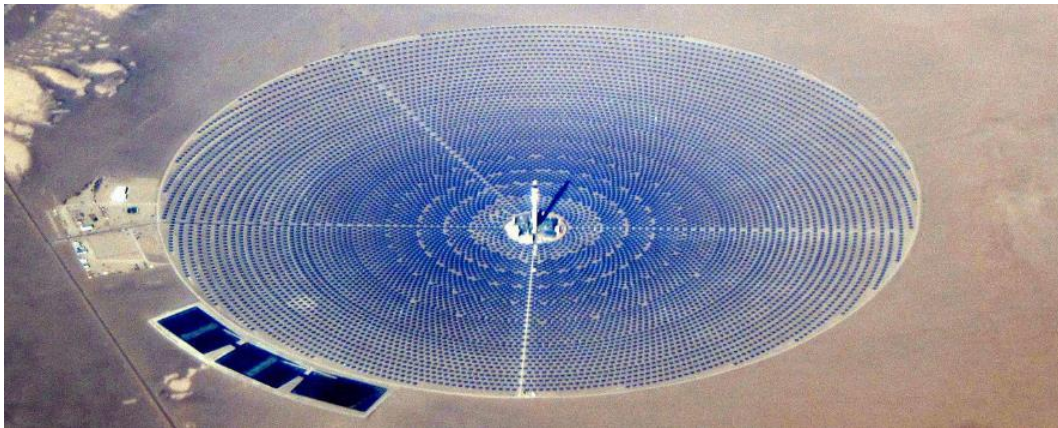


Σχ. 1-20: Επίγειο φωτοβολταϊκό Πάρκο [25] (ΕΛΠΕ Κοζάνη)



Σχ. 1-21: Πλωτό φωτοβολταϊκό Πάρκο [26] (Alqueva reservoir – Portugal)

**Θερμική Παραγωγή. Ηλιοθερμικά Πάρκα.** Στην περίπτωση των Ηλιοθερμικών Πάρκων η ηλιακή ακτινοβολία μέσω παραβολικών κατόπτρων ή άλλων διατάξεων συγκεντρώνεται σε μία μικρή επιφάνεια (δέκτης) και θερμαίνει ένα «ρευστό». Το υπέρθερμο ρευστό στη συνέχεια θερμαίνει νερό για την παραγωγή ατμού ο οποίος κινεί έναν ατμοστρόβιλο. Όπως και σε άλλες τεχνολογίες μετατροπής της θερμότητας σε μηχανικό έργο ο κύκλος του Carnot αποτελεί το θεωρητικό μέγιστο για συγκεκριμένο εύρος θερμοκρασιών λειτουργίας. Βασικό πλεονέκτημα των Ηλιοθερμικών Πάρκων σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά Πάρκα είναι ότι μπορούν να παράγουν ηλεκτρική Ενέργεια όταν αυτό απαιτείται καθώς αποτελούν σε έναν βαθμό διατάξεις αποθήκευσης Ενέργειας. Βασικό τους μειονέκτημα, το οποίο έχει ως αποτέλεσμα την πρακτική διακοπή περαιτέρω ανάπτυξης τους, είναι το κεφαλαιακό τους κόστος και το χαμηλό σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά Πάρκα που αποτελούν ανταγωνιστική προς τα Ηλιοθερμικά Πάρκα τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής.



Σχ. 1-22: Ηλιοθερμικό Πάρκο [27].

## 1.2.2 Διεσπαρμένη Παραγωγή

**Θερμική Παραγωγή. Γεωθερμία Χαμηλής Ενθαλπίας.** Γεωθερμικά πεδία θερμοκρασίας χαμηλότερης των  $100^{\circ}\text{C}$  χαρακτηρίζονται ως γεωθερμικά πεδία χαμηλής ενθαλπίας και δύναται, υπό προϋποθέσεις, να χρησιμοποιηθούν πέραν από την κάλυψη των αναγκών σε θέρμανση και για ηλεκτροπαραγωγή. Λόγω της χαμηλής θερμοκρασίας του πεδίου ο συντελεστής απόδοσης των μονάδων αυτών είναι χαμηλός. Στην Ελλάδα έχει εκτιμηθεί ότι από σειρά γεωθερμικών πεδίων

χαμηλής ενθαλπίας μπορούν να παραχθούν περί τις 45GWh ηλεκτρικής ενέργειας το έτος ποσότητα ικανή για να καλύψει τις ανάγκες 9000 νοικοκυριών [28].

**Μη Θερμική Παραγωγή. Μικρά Φωτοβολταϊκά Πάρκα.** Αφορούν εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών Πάρκων συνολικής Ισχύος κάτω των 8MWe, φωτοβολταϊκά στη Στέγη ισχύος έως 10kWe και φωτοβολταϊκά τα οποία αποζημιώνονται μέσω των διαδικασιών του Ενεργειακού Συμφηφισμού. Στην Ελλάδα ο συντελεστής εκμετάλλευσης κυμαίνεται περί το 15% κάθε έτος.

**Μη Θερμική Παραγωγή. Μικρές Ανεμογεννήτριες.** Αφορούν Μικρές Ανεμογεννήτριες διάφορων σχεδιασμών ισχύος (οριζόντιου ή κατακόρυφου άξονα) από <1kW έως και 20+kW [29], οι οποίες συνδυάζονται με συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (κυρίως μπαταρίες). Συνήθως βρίσκουν εφαρμογή σε μικρό και νάνο δίκτυα που είναι ανεξάρτητα από το δίκτυο διανομής.

### 1.3 ΔΙΚΤΥΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ / ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Τα δίκτυα Μεταφοράς και Διανομής έχουν ως αποστολή τη μεταφορά και διανομή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Στο σύγχρονο τοπίο που σχηματίζεται με τη διεύθυνση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας τα Δίκτυα παίζουν καθοριστικό ρόλο στην εύρυθμη λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

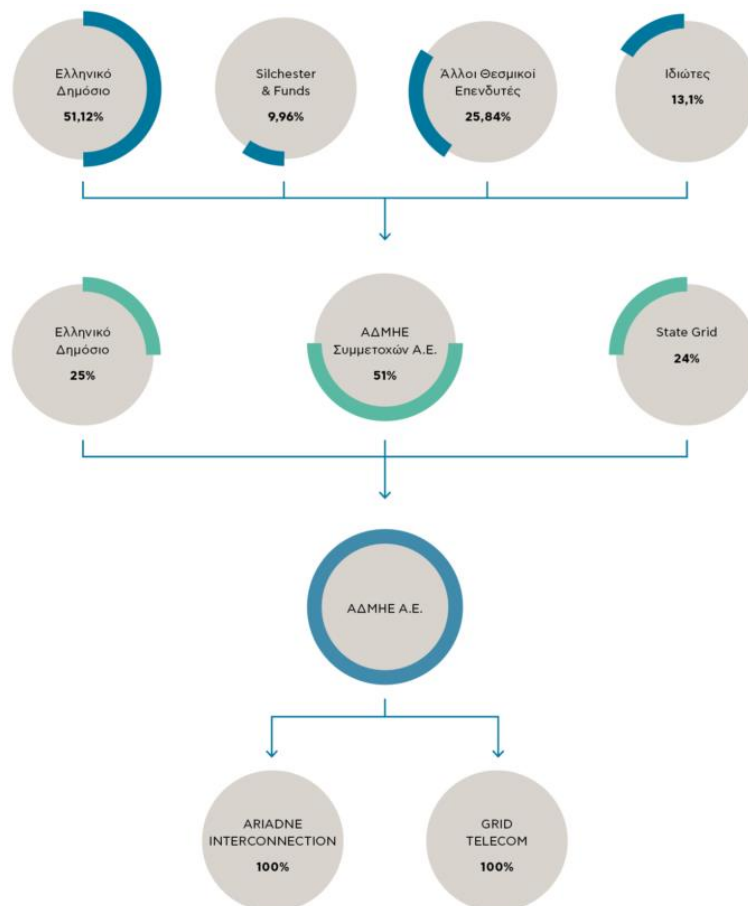
#### 1.3.1 Δίκτυο Μεταφοράς Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του Ελληνικού Συστήματος λειτουργεί ως φυσικό μονοπώλιο και υπεύθυνος για τη διαχείριση του είναι ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Δικτύου Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Σύμφωνα με την Εταιρεία η αποστολή της είναι [21]:

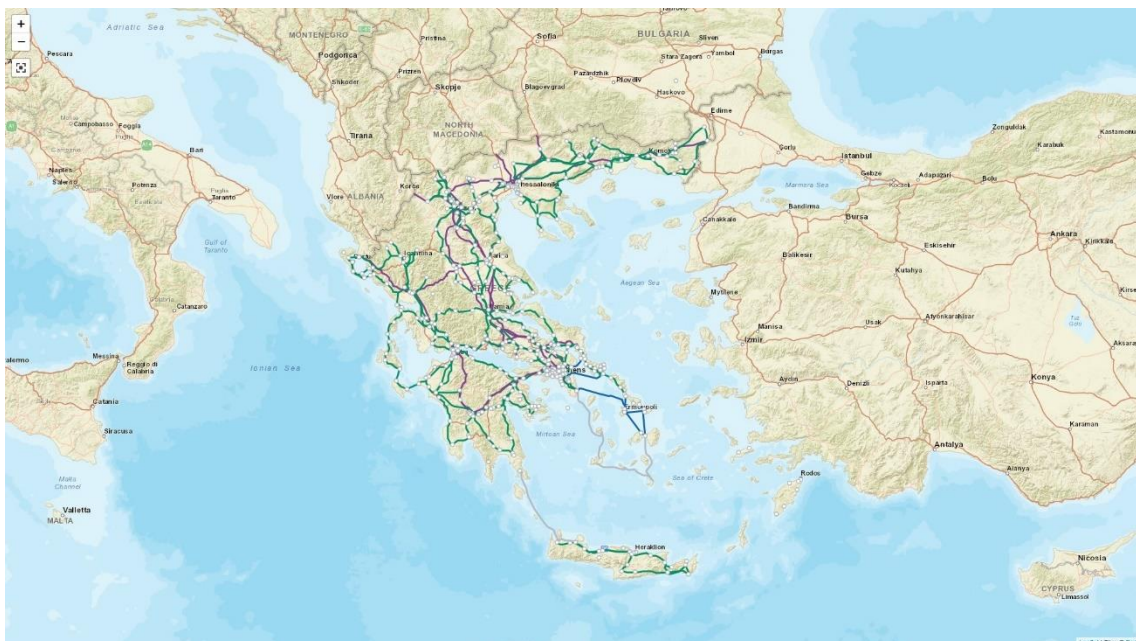
*«Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) έχει ως σκοπό την αξιόπιστη, αποδοτική και πράσινη ηλεκτροδότηση της χώρας, προωθώντας την ανάπτυξη του ελεύθερου ανταγωνισμού στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.»*

Μέτοχοι του ΑΔΜΗΕ είναι α) ΑΔΜΗΕ Συμμετοχών εταιρεία εισηγμένη στο Χρηματιστήριο που κατέχει το 51% της εταιρείας, β) η ΔΕΣ ΑΔΜΗΕ που ανήκει στο Δημόσιο που κατέχει το 25% της εταιρείας και γ) η State Grid θυγατρική της State Grid Corporation of China η οποία ως στρατηγικός επενδυτής κατέχει το 24% της Επιχείρησης. Μέσω της συμμετοχής του στην ΑΔΜΗΕ Συμμετοχών με ποσοστό 51.12% το Ελληνικό Δημόσιο κατέχει το 51.07% του ΑΔΜΗΕ (25%+51.12% X 51% - βλέπε Σχ. 1-23).

Το συνολικό μήκος του δικτύου Μεταφοράς στο τέλος του Ιουνίου του 2022 είχε διαμορφωθεί σε 13,200km περίπου εκ των οποίων 2,900km αφορούσαν γραμμές συνεχούς και εναλλασσόμενου ρεύματος στα 400kV (υπερύψηλη τάση) [30].



Σχ. 1-23: Μετοχική Σύνθεση ΑΔΜΗΕ (Σύμφωνα με [31]).



Σχ. 1-24: Γραμμές Δικτύου Μεταφοράς [32].

### 1.3.2 Δίκτυο Διανομής Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας του Ελληνικού Συστήματος λειτουργεί ως φυσικό μονοπώλιο και υπεύθυνος για τη διαχείριση του είναι ο Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ). Σύμφωνα με την Εταιρεία η αποστολή της είναι [33]



«Η ανάπτυξη και λειτουργία του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας και των συστημάτων ηλεκτρισμού των μη διασυνδεδεμένων νησιών και η διασφάλιση ισότιμης πρόσβασης σε αυτά, όλων των καταναλωτών, παραγωγών και προμηθευτών, με διαφάνεια και αντικειμενικότητα.»

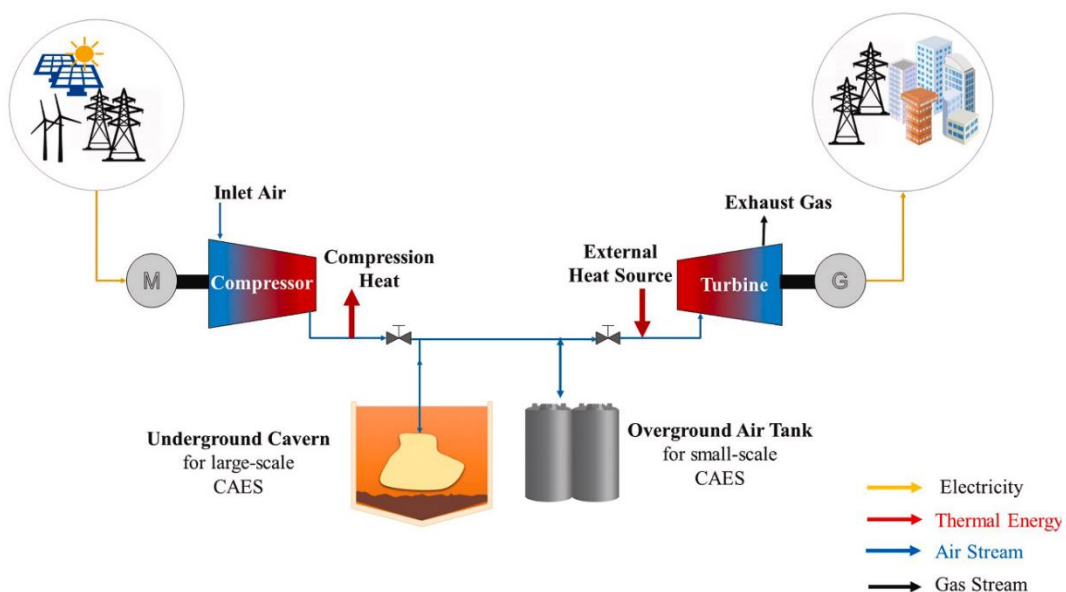
Το μετοχικό κεφάλαιο της Εταιρείας ανήκει κατά 51% στη ΔΕΗ Α.Ε. και κατά 49% στη Macquarie Asset Management. Στο τέλος του 2020 το μήκος του δικτύου του ΔΕΔΔΗΕ ανερχόταν σε 242,000km περίπου, εκ των οποίων 113,000km στο δίκτυο της Μέσης Τάσης [34].

## 1.4 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα βασικό Εργαλείο για την αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και για την αντιμετώπιση των προκλήσεων στη μετάβαση από ένα κεντροποιημένο τοπίο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα αποκεντρωμένο τοπίο ηλεκτροπαραγωγής. Στις παραγράφους που ακολουθούν, θα παρουσιαστούν οι βασικές τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας [35].

**Αντλησιοταμίευση.** Ωριμη τεχνολογικά λύση όπου η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε υδροδυναμικό με την άντληση νερού από ταμιευτήρα σε χαμηλότερο υψόμετρο προς ταμιευτήρα σε υψηλότερο υψόμετρο. Στη συνέχεια το υδροδυναμικό μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια με την αντίστροφη διαδικασία [36]. Η συγκεκριμένη τεχνολογία είναι η πλέον διαδεδομένη για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας κατέχοντας μερίδια άνω του 95% τόσο όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ όσο επίσης αφορά και την αποθήκευση ενέργειας.

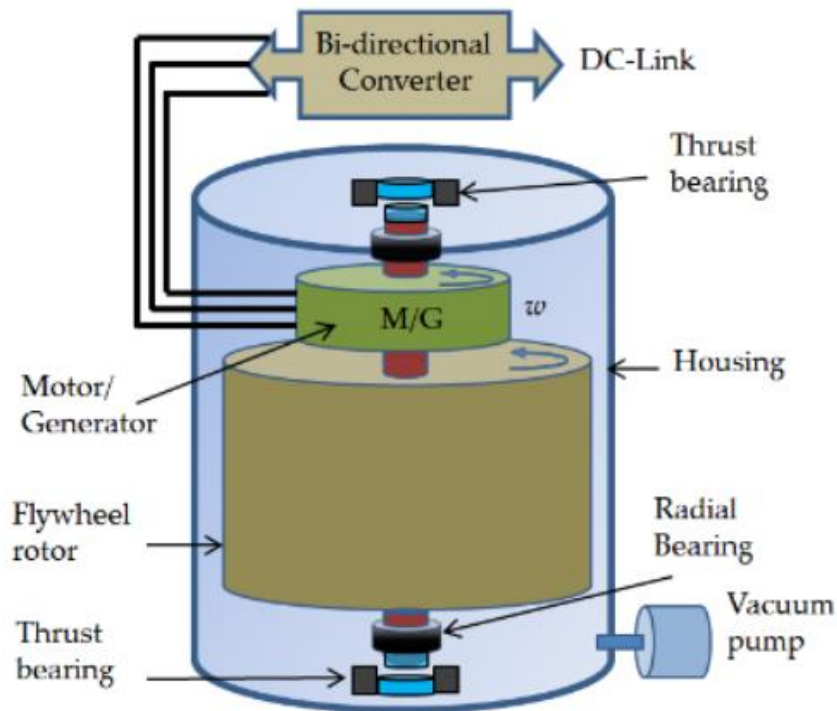
**Πεπιεσμένος Αέρας.** Στην περίπτωση της αποθήκευσης Ενέργειας υπό τη μορφή συμπίεσης κάποιου αερίου, με εξωτερική παροχή ενέργειας συμπιέζεται και ψύχεται κάποιο αέριο (συνήθως αέρας) το οποίο αποθηκεύεται σε δεξαμενές (για μικρές και μεσαίες εφαρμογές) ή σε υπόγειους αεροστεγείς γεωλογικούς σχηματισμούς (μεγάλες εφαρμογές). Όταν παραστεί ανάγκη για την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο, το συμπιεσμένο αέριο, αφού θερμανθεί για να αυξηθεί η ενθαλπία του, οδηγείται σε στρόβιλο συνδεδεμένο με γεννήτρια για την ηλεκτροπαραγωγή [37].



Σχ. 1-25: Μονάδα Αποθήκευσης Ενέργειας υπό τη Μορφή Πεπιεσμένου Αέρα [37].

**Σφόνδυλοι.** Ιδιαίτερα διαδεδομένη μέθοδος αποθήκευσης Μηχανικής Ενέργειας, σε Μηχανές Εσωτερικής Καύσης. Σε εφαρμογές στην ηλεκτροπαραγωγή, ένας κινητήρας/γεννήτρια στρέφει

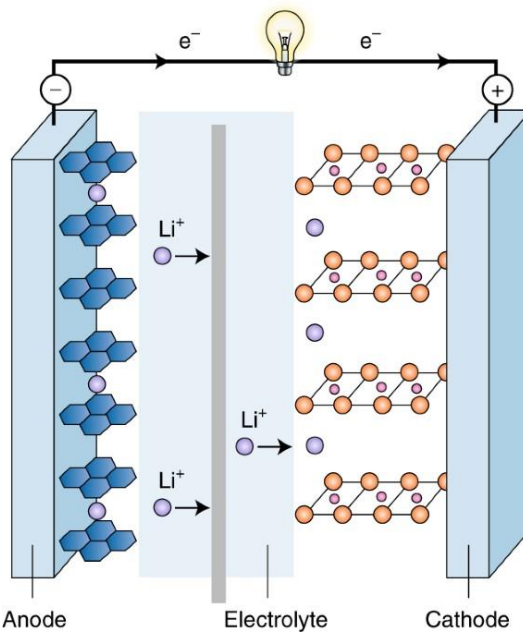
έναν σφόνδυλο μεγάλης πολικής αδράνειας συνήθως σε περιβάλλον χαμηλής πίεσης για τον περιορισμό των αεροδυναμικών απωλειών.



Σχ. 1-26: Σφόνδυλος Αποθήκευσης Ενέργειας [38].

**Χημική Αποθήκευση Ενέργειας.** Η χημική συσσώρευση Ενέργειας (Μπαταρίες Λιθίου Ιόντων [39], Νατρίου Θείου, Μόλυβδου Οξέος, κυψέλες καυσίμου, Κυψέλες Ροής Βαναδίου [40], υδρογόνο, συνθετικά καύσιμα, κ.λπ.) αποτελεί τη νέα κυρίαρχη μορφή αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία εκτιμάται ότι θα προσφέρει τεχνολογικές λύσεις για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας από στοχαστικές Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας κατά οικονομικό και ευέλικτο τρόπο.

Καμία από τις ευρέως γνωστές τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας δεν κυριαρχεί των υπολοίπων τόσο όσον αφορά τις προσφερόμενες υπηρεσίες όσο όσον αφορά το Σταθμισμένο Κόστος της Ηλεκτρικής Ενέργειας [35]. Στον Πίν. 1-1, παρουσιάζονται οι πλέον γνωστές τεχνολογίες για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και σημειώνεται η επιτηδειότητα χρήσης τους. Στο Σχ. 1-28, παρουσιάζεται η πλέον βέλτιστη τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με βάση το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης ενέργειας και ως συνάρτηση του ετήσιου αριθμού των κύκλων φόρτισης / αποφόρτισης και της διάρκειας του κύκλου αποφόρτισης. Παρατηρείται ότι με τον καιρό οι χημικές τεχνολογίες αποθήκευσης αναμένεται να περιορίσουν την επιτηδειότητα των συμβατικών τεχνολογιών μηχανικής αποθήκευσης. Παρόλα αυτά έως και το 2040 παρατηρείται ότι τόσο η Αντλησιοταμίευση, όσο και οι σφόνδυλοι δύνανται να προσφέρουν την πλέον οικονομική λύση για αποθήκευση ενέργειας, για συγκεκριμένο εύρος ετήσιων κύκλων φόρτισης αποφόρτισης και διάρκειας κύκλου αποφόρτισης.

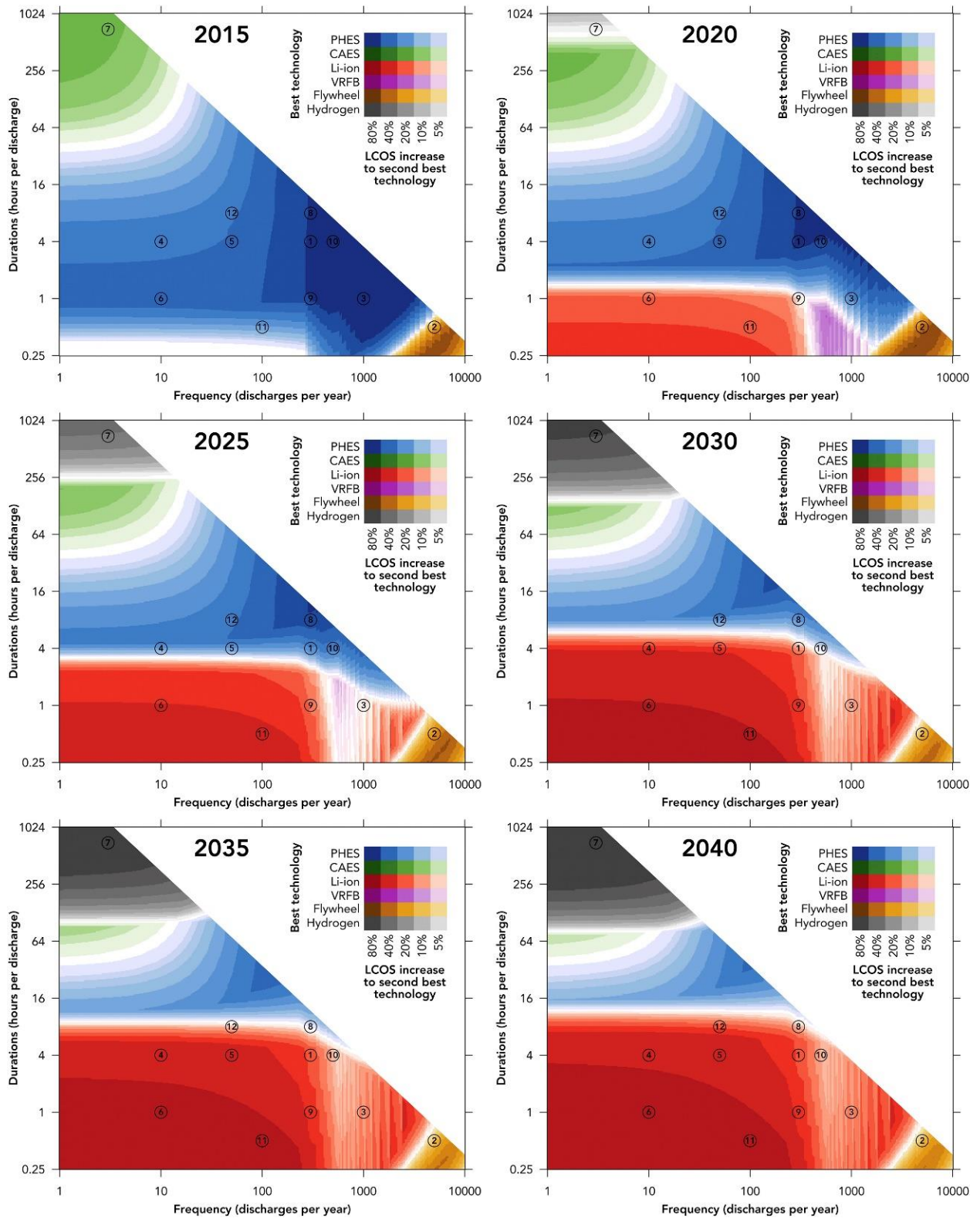


Σχ. 1-27. Σχηματικό Διάγραμμα Μπαταρίας Λιθίου Ιόντων [39]

Ρόλος	Εφαρμογή	Περιγραφή	Ανληκτικά	Πεπαισμένος Αέρας	Σφόνδυλοι	Μπαταρίες Λιθίου Ιόντων	Μπαταρίες Νατρίου - Θείου	Μπαταρίες Μολύβδου Οξέως	Κυψέλες Ροής Βαναδίου	Υδρογόνο	Υπερπυκνωτές
Λειτουργία Συστήματος	1. Αρμιπράξ Ενέργειας (Μεταφορά Ισχύος εντός Χρονολογικής Καμπύλης)	Αγορά Ενέργειας σε περιόδους Χαμηλών Τιμών - Πώληση σε Περίόδους Αιχμής	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	2. Πρωτεύουσα Εφεδρεία	Διόρθωση συνεχών και στιγμιαίων μεταβολών συχνότητας και τάσης του δικτύου	‡	‡	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	3. Δευτερεύουσα Εφεδρεία	Αντιμέτωπη Αναμενόμενων και Αιφνιδίων Ανισορροπιών μεταξύ Προσφοράς και Ζήτησης	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	4. Τριτεύουσα Εφεδρεία	Υποκατάσταση Πρωτεύουσας και Δευτερεύουσας Εφεδρείας σε παρατεταμένες χρονικά περιόδους υψηλών απαιτήσεων από το Δίκτυο	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	5. Εξομάλυνση Αιχμών Ζήτησης	Διασφάλιση Επάρκειας Ισχύος τις Περιόδους Αιχμής	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	6. Εκκίνηση Δικτύου	Αποκατάσταση Παραγωγικής Βάσης μετά από την απώλεια ηλεκτρικής του δικτύου	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	7. Εποχική Αποθήκευση	Αναπλήρωση Μακροχρόνιων ή Εποχικών Ανισορροπιών μεταξύ προσφοράς και Ζήτησης	✓	✓					✓	✓	
Λειτουργία Δικτύου	8. Αποφυγή Επέκτασης Δικτύων Μεταφοράς & Διανομής	Αποφυγή Επενδύσεων Επέκτασης & Ενίσχυσης των Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής για ασφαλή κάλυψη των Αιχμών Ζήτησης	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	9. Διαχείριση Υπερπαραγωγής Ενέργειας	Αποφυγή Ανακατανομής Φορτίων λόγω τοπικών διαφορών Τιμών Αγοράς και για την Αποφυγή Υπερφόρτισης των Διαθέσιμων Υποδομών Δικτύου	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Κατανάλωση	10. Διαχείριση Τιμής Αγοράς	Βελτιστοποίηση Τιμών Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ελαχιστοποίηση Κόστους Ζήτησης και Μεγιστοποίηση Ιδιοκατανάλωσης από Φ/Β				✓	✓	✓	✓	✓	
	11. Ποιότητα προσφερόμενης Ισχύος	Προστασία Φορτίων από βραχύβιες απώλειες Ενέργειας ή μεταβολές σε τάση και συχνότητα			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	12. Αξιοπιστία Προσφερόμενης Ισχύος	Κάλυψη προσωρινής έλλειψης προσφοράς Ενέργειας και παροχή ισχύος κατά την απώλεια ηλεκτρικής του δικτύου				✓	✓	✓	✓	✓	
	‡	Μέσω Ρυθμίσεων Σύγχρονης Γεννήτριας									

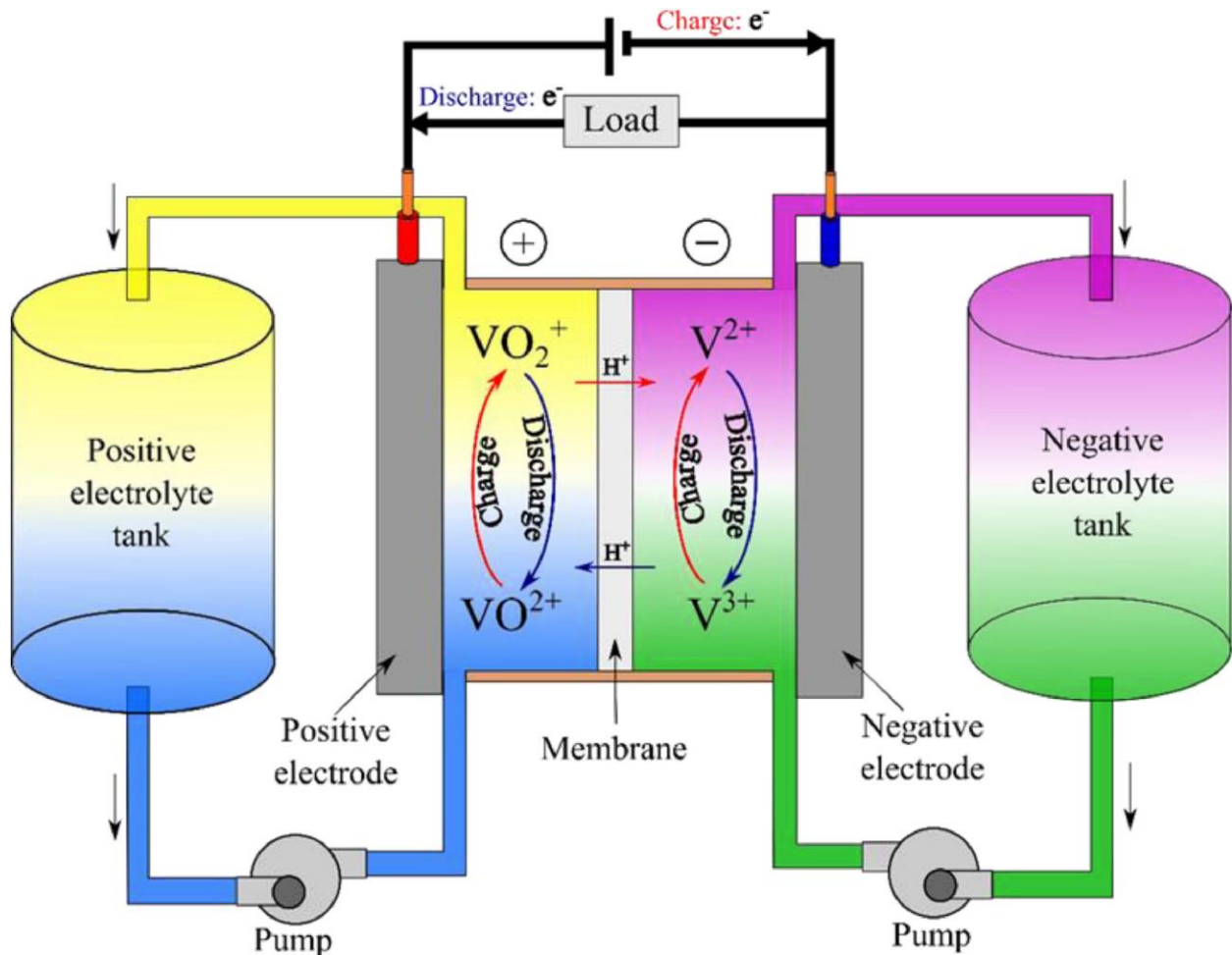
Πίν. 1-1. Περιγραφή των Τεχνολογιών Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας και η επιτηδειότητα χρήσης τους<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> (Σύμφωνα με [35]) – Με ‡ προσθήκες στα στοιχεία της σχετικής δημοσίευσης βάσει των Στοιχείων για Συστήματα Στροβίλων Γεννητριών μεταβλητών στροφών [41]



Σχ. 1-28. Βέλτιστη τεχνολογία με βάση το Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης Ενέργειας<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Η επιλογή γίνεται ως συνάρτηση της συχνότητας φόρτισης αποφόρτισης και της διάρκειας αποφόρτισης για το 2015, 2020, 2025, 2030, 2035 και 2040 (από [35]). Στο μέλλον, θεωρείται ότι οι χημικές τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας θα υποκαταστήσουν σε μεγάλο βαθμό της παραδοσιακές (μηχανικές) τεχνολογίες. Στο γράφημα παρουσιάζεται για δεδομένη συχνότητα χρήσης (εγχύσεις ενέργειας στο σύστημα το έτος) και διάρκεια της έγχυσης η καλύτερη τεχνολογία (αποχρώσεις του μπλε = αντλιοσταμείωση, αποχρώσεις του πράσινου = πεπιεσμένος αέρας, αποχρώσεις του κόκκινου = μπαταρίες ιόντων λιθίου, αποχρώσεις του μωβ = Κυψέλες Ροής Βαναδίου, αποχρώσεις του χρυσού = σφόνδυλοι, αποχρώσεις του γκρι = υδρογόνο). Όσο πιο έντονο είναι το βασικό χρώμα τόσο το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης ενέργειας (Limit Cost of Storage - LCOS) της 2<sup>ης</sup> καλύτερης



Σχ. 1-29. Σχηματικό Διάγραμμα Κυψέλης Ροής Βαναδίου (ή Βανναδίου) [40]

## 1.5 ΑΝΑΚΕΦΑΛΑΙΩΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στις παραγράφους 1.2 έως και 1.4, παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Μονάδες Παραγωγής, Δίκτυα Μεταφοράς – Διανομής και Συστήματα Αποθήκευσης). Η πληθώρα των τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας σε συνδυασμό με τους δυνατούς συνδυασμούς καθώς και με τα ιδιαίτερα μοναδικά χαρακτηριστικά κάθε Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, κάνει το πρόβλημα της εύρεσης του βέλτιστου μείγματος τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα πολύπλοκο και δυσεπίλυτο. Λαμβάνοντας υπόψη τη γεωπολιτική σημασία της πρόσβασης σε φθηνή, γεωπολιτικά ασφαλή, περιβαλλοντικά φιλική και σε αφθονία ενέργεια οι σχεδιαστικές παράμετροι που θα πρέπει να εξεταστούν πολλαπλασιάζονται.

εξεταζόμενης τεχνολογίας είναι υψηλότερο. Όπου δεν επικρατεί κάποιο από τα προαναφερόμενα χρώματα υπάρχουν δύο ή περισσότερες τεχνολογίες αποθήκευσης που είναι εξίσου ανταγωνιστικές. Το έτος 2025 παρατηρούμε ότι εκτιμάται ότι η χημική αποθήκευση θα έχει επικρατήσει πλήρως για διάρκεια έγχυσης ενέργειας στην ονομαστική ισχύ της τάξης της μίας ώρας και θα είναι η πλέον οικονομική έως και για διάρκεια έγχυσης 3 ωρών περίπου και για έως 500 φορτίσεις εκφορτίσεις το έτος. Για 4 έως και 16 ώρες συνεχούς λειτουργίας η πλέον οικονομική τεχνολογία αποθήκευσης εκτιμάται ότι θα είναι η αντλησιοταμίευση. Το υδρογόνο εκτιμάται ότι θα είναι ανταγωνιστικό για διάρκεια εκφόρτισης άνω των 256h (~11days) και κρίνεται ως η πλέον δόκιμη τεχνολογία για μακροχρόνια αποθήκευση (διάρκεια εκφόρτισης άνω των 1000h). Το έτος 2050, οι χημικές μέθοδοι αποθήκευσης (μπαταρίες) θα έχουν επικρατήσει πλήρως στο χώρο της βραχυχρόνιας αποθήκευσης με το υδρογόνο να εκτιμάται ότι θα μπορεί να ανταγωνιστεί την αντλησιοταμίευση για διάρκεια εκφόρτισης από 64h και άνω. Σε κάθε περίπτωση για πολύ υψηλό αριθμό κύκλων φόρτισης – εκφόρτισης εκτιμάται ότι η πλέον δόκιμη τεχνολογία θα είναι οι σφόνδυλοι ήτοι μηχανικά μέσα αποθήκευσης ενέργειας υπό τη μορφή στρεφόμενης εφεδρείας.

Η πολυπλοκότητα του όλου αντικειμένου αποτέλεσε και το έναυσμα για την παρούσα μεταπτυχιακή εργασία όπου θα εξεταστεί ένας πιθανός συνδυασμός παραγωγής / αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Το αντικείμενο της παρούσας μεταπτυχιακής Εργασίας παρουσιάζεται αναλυτικά στην παράγραφο 1.6.

## 1.6 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στην παρούσα μεταπτυχιακή εργασία παρουσιάζεται η Τεχνικό-Οικονομική Αξιολόγηση Υβριδοποίησης υπαρχόντων Αντλησιοταμιευτικών Υδροηλεκτρικών Έργων (ΣΑΗΕ) Ηλεκτροπαραγωγής με χρήση φωτοβολταϊκών Συστημάτων.

Στόχος της Εργασίας είναι η αξιολόγηση της Τεχνικής και Οικονομικής Βιωσιμότητας της Υβριδοποίησης ενός ΣΑΗΕ με χρήση πλωτού ή επίγειου Φ/Β Πάρκου (ΠΦΠ ή ΕΦΠ) με κύριους στόχους: α) την αύξηση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας από τα υπάρχοντα ΣΑΗΕ με σκοπό την βελτίωση της οικονομικής απόδοσης των υπαρχουσών κεφαλαιακών υποδομών, β) τη βελτίωση της ευελιξίας του ΣΑΗΕ για την ικανοποίηση αιτημάτων του Διαχειριστή του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας όσον αφορά υπηρεσίες ευστάθειας του Συστήματος, γ) την απόξεση μέρους του κόστους της άντλησης από τη δυναμική της αγοράς και δ) τη βελτίωση του συντελεστή εκμετάλλευσης του υπάρχοντος δικτύου Μεταφοράς.

## 2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ

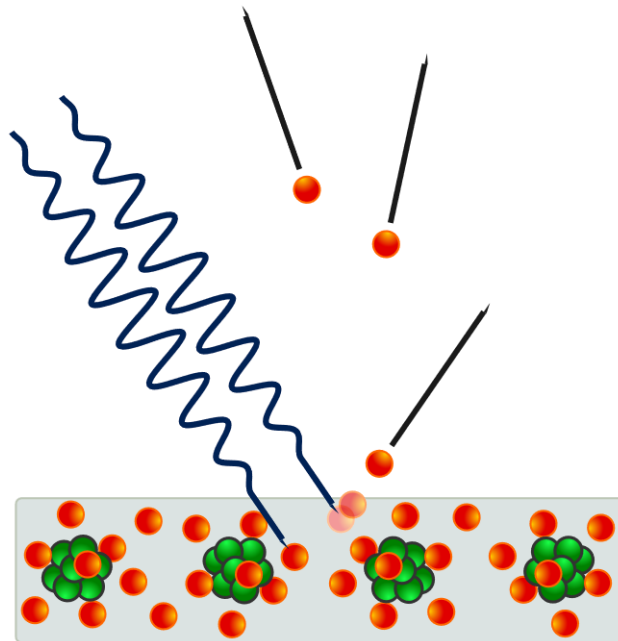
### 2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και την αξιοποίηση των εγχώριων ενεργειακών πόρων, η μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί για την Ελλάδα μία από τις στρατηγικές επιλογές.

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται ανασκόπηση του φωτοηλεκτρικού φαινομένου, της φωτοβολταϊκής μετατροπής, του ισοδύναμου κυκλώματος και της καμπύλης τάσης – έντασης, παρουσιάζονται οι πλέον δημοφιλείς τύποι φωτοβολταϊκών Στοιχείων, το πώς αυτά συνδυάζονται για να δομηθούν τα φωτοβολταϊκά Πλαίσια και πώς στη συνέχεια δομείται ένα Φ/Β Πάρκο.

### 2.2 ΦΩΤΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα Φ/Β Πάρκο βασίζεται στην εκμετάλλευση του φωτοηλεκτρικού φαινομένου [23]. Ως φωτοηλεκτρικό φαινόμενο περιγράφεται η διαδικασία εκπομπής ηλεκτρονίων όταν ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία συγκεκριμένης συχνότητας προσβάλει την επιφάνεια ενός υλικού (Σχ. 2-1). Το ηλεκτρόνια που εκπέμπονται σε αυτήν την περίπτωση ονομάζονται φωτοηλεκτρόνια.



Σχ. 2-1. Εκπομπή ηλεκτρονίων από μεταλλική πλάκα, λόγω προσβολής της επιφάνειας από φωτόνια [41]

Η εξήγηση του φωτοηλεκτρικού φαινομένου οφείλεται στον Albert Einstein που διατύπωσε το θεωρητικό υπόβαθρο της θεωρίας το 1905 και για την εργασία αυτή, βραβεύτηκε με βραβείο Nobel Φυσικής το 1921. Στην περίπτωση του φωτοηλεκτρικού φαινομένου η μέγιστη κινητική ενέργεια  $K_{max}$  δίνεται ως συνάρτηση της σταθεράς του Planck  $h$ , της συχνότητας του φωτονίου  $\nu$  που προσπίπτει στην επιφάνεια και της συχνότητας κατωφλίου  $\nu_0$  ως:

$$Eq. 2-1 \quad K_{max} = h \cdot (\nu - \nu_0)$$

Στην Eq. 2-1, το γινόμενο της συχνότητας κατωφλίου με τη σταθερά του Planck ορίζεται ως έργο εξαγωγής και καθορίζει την ελάχιστη ενέργεια που απαιτείται για την εκπομπή ενός ηλεκτρονίου.

Για συχνότητα φωτονίου μικρότερη ή ίση της συχνότητας κατωφλίου η κινητική ενέργεια ισούται με το μηδέν ανεξάρτητα της ποσότητας της ακτινοβολίας που προσβάλλει το υλικό.

## 2.3 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗ

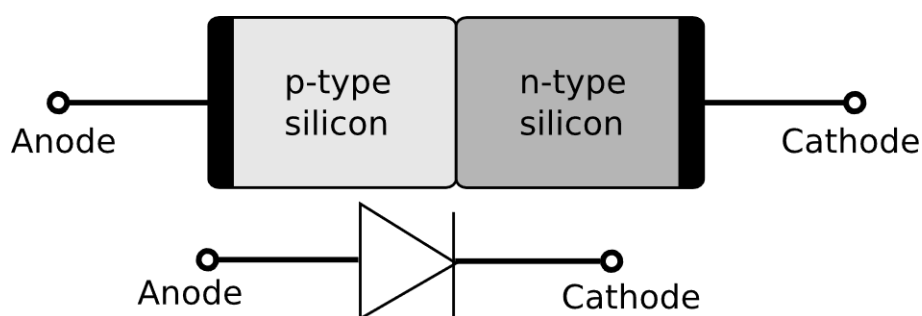
Σύμφωνα με το παρ. 2.2 το φωτοβολταϊκό φαινόμενο συνίσταται στη μετατροπή μέρους της ενέργειας που περιέχεται στο φάσμα της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια [42]. Πρακτικά η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική γίνεται με την απορρόφηση του φωτός από κατάλληλες διατάξεις, όπως η δίοδος p-n ή η δίοδος Schottky με ημιδιαφανή επικάλυψη μετάλλου. [42]

### 2.3.1 Δίοδος p-n

Η δίοδος p-n [43] είναι ένας τύπος ημιαγωγικής διόδου που βασίζεται στη ζεύξη p-n [44]. Η ζεύξη p-n είναι ένα όριο μεταξύ δύο τύπων ημιαγωγικών υλικών και ειδικότερα του τύπου p και του τύπου n που βρίσκονται εντός ενός μοναδικού κρυστάλλου του ημιαγωγικού υλικού [44]. Η πλευρά της διόδου με το υλικό τύπου p περιέχει πλεόνασμα οπών ηλεκτρονίων [45], ενώ το τμήμα της διόδου με υλικό τύπου n περιέχει πλεόνασμα ηλεκτρονίων [44]. Λόγω της τοπολογίας της η δίοδος επιτρέπει τη ροή των ηλεκτρονίων μόνον προς τη μία διεύθυνση και ειδικότερα από το τμήμα n (n=negative) προς το τμήμα p (p=positive). Στη διεπιφάνεια των δύο τύπων του ημιαγωγικού υλικού της διόδου έχουμε το χώρο όπου παρατηρείται περίσσεια ή έλλειμμα ηλεκτρονίων (περιοχή αρνητικού και θετικού φορτίου αντίστοιχα).

Βασικό χαρακτηριστικό μίας διόδου είναι ότι ιδεατά παρουσιάζει μηδενική αντίσταση στη ροή ηλεκτρονίων προς τη μία διεύθυνση και άπειρη αντίσταση προς την αντίθετη διεύθυνση [43].

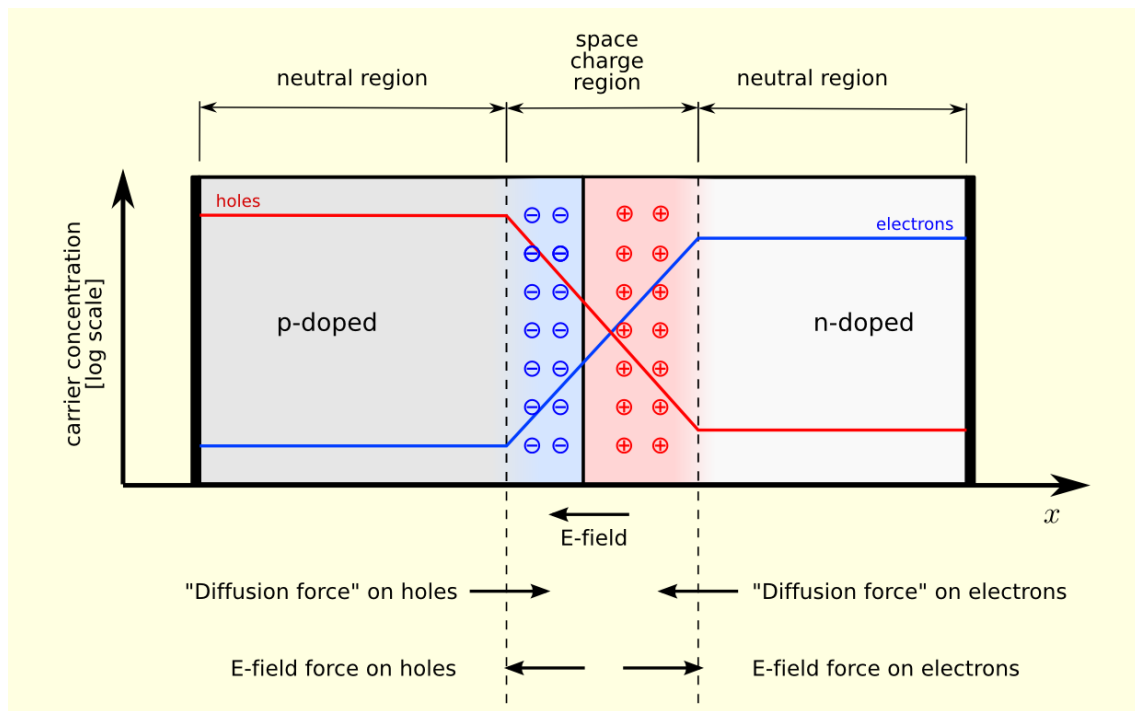
Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία πυριτίου (Si), που μορφώνονται με διόδους p-n, δέχονται τη φωτεινή ακτινοβολία από την πλευρά του ημιαγωγού τύπου n [42], καθώς η επιλογή αυτή διασφαλίζει τη μεγαλύτερη απόδοση για τη μετατροπή ενέργειας.



Σχ. 2-2. Δίοδος p-n<sup>12</sup>. Σχηματικό και Συμβολισμός.

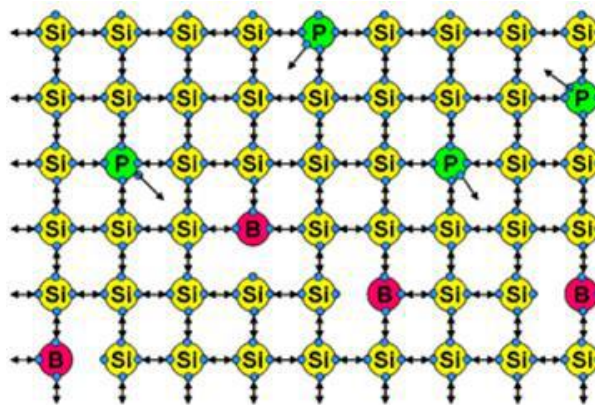
<sup>12</sup> By TheNoise at English Wikipedia, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3833411>. Μορφή της διόδου p-n.





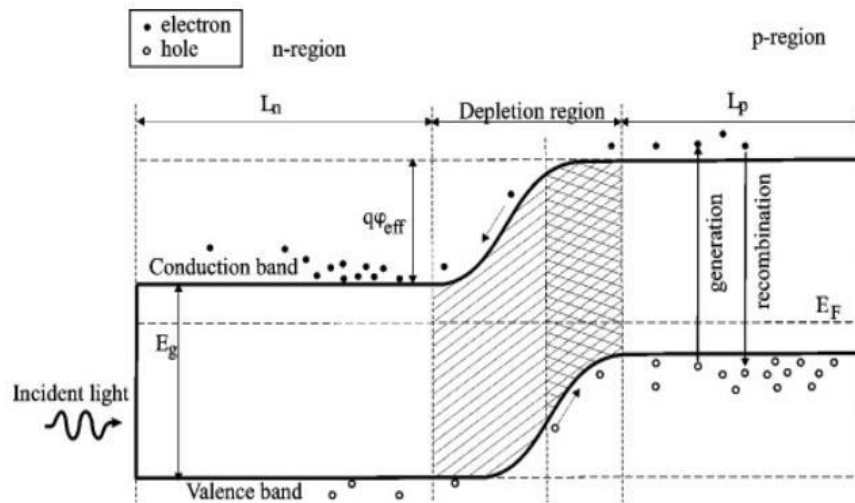
Σχ. 2-3. Ζεύξη p-n <sup>13</sup>.

Η κρυσταλλική δομή ενός ημιαγωγού πυριτίου (Si) με ντοπάρισμα (νόθευση) φωσφόρου (P) και βορίου (B) παρουσιάζεται στο Σχ. 2-4. Στον συγκεκριμένο ημιαγωγό το Πυρίτιο (Si) είναι το τετρασθενές στοιχείο που έχει δομικό ρόλο. Τα πεντασθενή στοιχεία (P) αποτελούν δότες ηλεκτρονίων και τα τρισθενή (B) δέκτες. Η απουσία του 4<sup>ου</sup> ηλεκτρονίου στους δέκτες δημιουργεί μία οπή [46]. Η θετική φόρτιση της p-περιοχής (λόγω των επιπλέον οπών) και η αρνητική της n-περιοχής (λόγω πρόσθετων ηλεκτρονίων) προκαλούν διαφορά δυναμικού (βλέπε Σχ. 2-5) στις ωμικές επαφές που συνδέονται στις δύο περιοχές με αποτέλεσμα την εμφάνιση διαφοράς δυναμικής της τάξης των ~0.7V [46].



Σχ. 2-4. Κρυσταλλική Δομή ημιαγωγού πυριτίου (Si) [46]

<sup>13</sup> By TheNoise at English Wikipedia, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3833411>. Οι περιοχές συγκέντρωσης (πλεονάσματος) των ηλεκτρονίων και οι οπές ηλεκτρονίων παρουσιάζονται με μπλε και κόκκινες γραμμές αντίστοιχα. Οι περιοχές με γκρι είναι περιοχές ουδέτερου φορτίου. Η περιοχή με ανοιχτό μπλε χρωματισμό είναι αρνητικά φορτισμένη, ενώ η περιοχή με ανοιχτό κόκκινο χρωματισμό είναι θετικά φορτισμένη. Μεταξύ των δύο περιοχών (δεν δείχνεται) υπάρχει το ηλεκτροστατικό φράγμα δυναμικού, το οποίο δεν επιτρέπει τη διαροή των ηλεκτρονίων από την άνοδο προς την κάθοδο της διόδου.

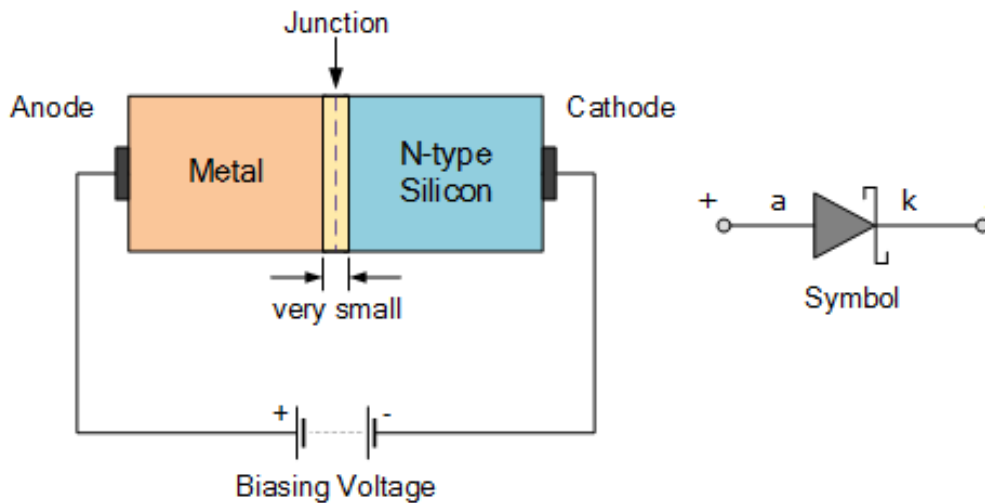


Σχ. 2-5. Φωτοηλεκτρικό/φωτοβολταϊκό φαινόμενο [46].

### 2.3.2 Δίοδος Schottky

Η διάδος αυτή μορφώνεται με την επαφή ενός κατάλληλου μετάλλου που αναλαμβάνει τον ρόλο του ημιαγωγού τύπου p και του κατάλληλου ημιαγωγού τύπου n [42]. Βασικό κριτήριο για την επιλογή του κατάλληλου συνδυασμού μετάλλου και ημιαγωγού είναι η τιμή του έργου εξόδου<sup>14</sup> του μετάλλου και οι τιμές της ηλεκτροσυγγένειας<sup>15</sup> του ημιαγωγού αντίστοιχα [42].

Στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών στοιχείων που μορφώνονται με διόδους τύπου Schottky η ακτινοβολία προσπίπτει στο στοιχείο από την πλευρά όπου βρίσκεται το μέταλλο [42].



Σχ. 2-6. Δίοδος Schottky <sup>16</sup>. Σχηματικό και Συμβολισμός.

### 2.3.3 Σύγκριση Στοιχείων με διόδους p-n και διόδους Schottky

Στις διόδους Schottky, το ηλεκτροστατικό φράγμα δυναμικού, εκτείνεται σχεδόν έως τη φωτιζόμενη επιφάνεια του ημιαγωγού με αποτέλεσμα μεγάλο πλήθος φωτονίων να απορροφάται από την ενεργό περιοχή [42]. Αυτό δεν συμβαίνει στις διόδους p-n στις οποίες το φράγμα

<sup>14</sup> Έργο Εξόδου (Work Function): Το ελάχιστο θερμοδυναμικό έργο που απαιτείται για την αφαίρεση ενός ηλεκτρονίου από ένα στερεό και τη μεταφορά του σε σημείο στο κενό αμέσως έξω από την επιφάνεια αυτού [100]

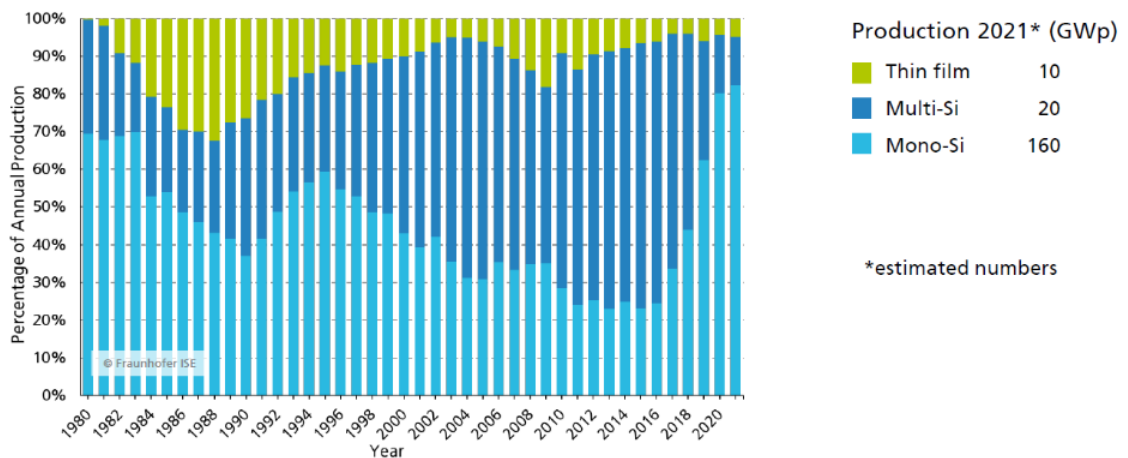
<sup>15</sup> Ηλεκτροσυγγένεια (Electron Affinity): Η ποσότητα ενέργειας που ελευθερώνεται όταν ένα ηλεκτρόνιο δεσμεύεται από ένα άτομο ή μόριο σε αέρια μορφή και ουδέτερου φορτίου για να σχηματίσει ένα ανιόν [101].

<sup>16</sup> <https://www.electronics-tutorials.ws/diode/schottky-diode.html> Μορφή της διόδου Schottky

δυναμικού εγκαθίσταται στο εσωτερικό της δομής με αποτέλεσμα μεγάλο μέρος των φωτονίων να απορροφάται πριν αυτά φτάσουν στο φράγμα δυναμικού [42]. Αποτέλεσμα αυτού είναι στις διόδους p-n να παρατηρούνται υψηλότερες απώλειες με αποτέλεσμα τα φωτοβολταϊκά κελιά διόδων p-n, να έχουν μειωμένη απόδοση. Παρόλα αυτά οι διόδοι Schottky παρουσιάζουν μειονεκτήματα όπως: [42]

1. Σειρά κατασκευαστικών περιορισμών που περιορίζουν το εμβαδόν κάθε κελιού.
2. Η μερική σκίαση της ημιδιαφανούς επιφάνειας λόγω των ατόμων μετάλλου και
3. Η εξειδικευμένη διαδικασία που απαιτείται για την ελεγχόμενη ανάπτυξη του μεταλλικού υποατομικού πλέγματος.

Τα μειονεκτήματα που αναφέρονται και ειδικότερα η εξειδικευμένη διαδικασία που απαιτείται για την ελεγχόμενη ανάπτυξη του μεταλλικού υποατομικού πλέγματος, περιπλέκει ιδιαίτερα τη μαζική βιομηχανική παραγωγή. Ως αποτέλεσμα η παραγωγή φωτοβολταϊκών κελιών λεπτού στρώματος μετάλλου (thin-film) το 2021 εκτιμάται σύμφωνα με το Fraunhofer Institute [47] σε περίπου 10GWp για το 2021, με την παραγωγή πολυκρυσταλλικών πυριτίου (Multi – Si) να εκτιμάται σε 20GWp και τα την παραγωγή από μονοκρυσταλλικά πυριτίου (Mono – Si) να εκτιμάται ίση με 160GWp περίπου. Στο Σχ. 2-7, παρουσιάζεται η ποσοστιαία κατανομή παραγωγής φωτοβολταϊκών κελιών με βάση τη τεχνολογία που χρησιμοποιείται από το 1980 έως και το 2021 [47].



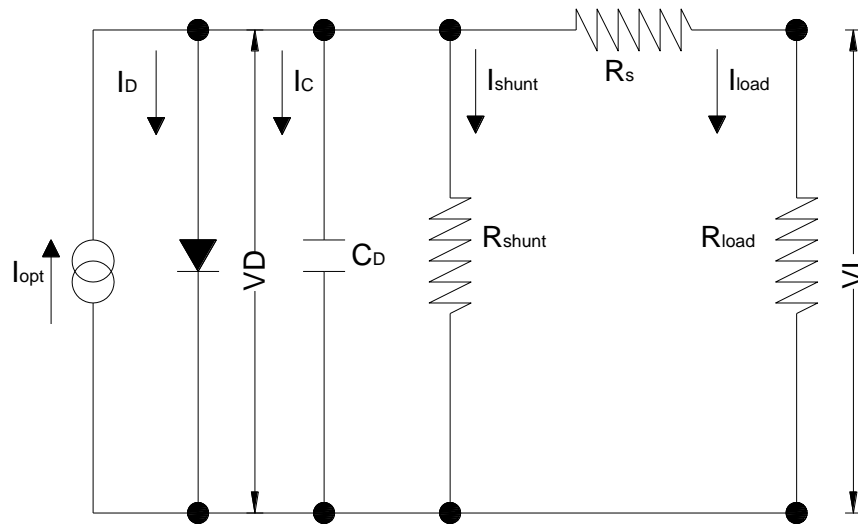
Data: from 2000 to 2009: Navigant; from 2010 to 2021 IHS Markit; from 2022 IEA. Graph: PSE 2022. Date of data: July 2022

Σχ. 2-7. Παραγωγή φωτοβολταϊκών κελιών ανά τεχνολογία<sup>17</sup> (Fraunhofer Institute [47])

## 2.4 ΙΣΟΔΥΝΑΜΟ ΚΥΚΛΩΜΑ ΦΩΤΙΖΟΜΕΝΗΣ ΔΙΟΔΟΥ P-N

Στο Σχ. 2-8, παρουσιάζεται το ισοδύναμο κύκλωμα μίας μη ιδανικής φωτιζόμενης διόδου p-n [42]. Το κύκλωμα αποτελείται από: α) την πηγή που παράγει το φωτόρρευμα  $I_{opt}$  παράλληλα με μία ιδανική δίοδο  $V_D$  στην οποία ρέει μέρος του ρεύματος που διατηρεί το δυναμικό και β) τη μη ιδανική συνιστώσα.

<sup>17</sup> α) λεπτού στρώματος (υμενίου) – χρώμα πράσινο, β) πολυκρυσταλλικά πυριτίου – χρώμα μπλε σκούρο, γ) μονοκρυσταλλικά πυριτίου – χρώμα κυανό.

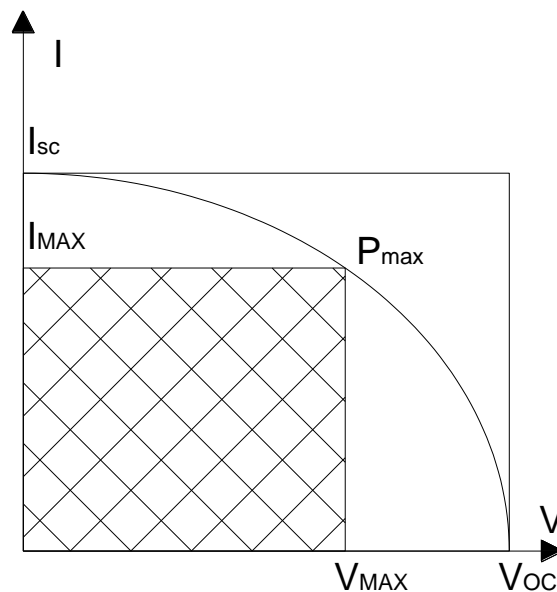


Σχ. 2-8. Ισοδύναμο Κύκλωμα μίας μη ιδανικής φωτιζόμενης διόδου p-n [42].

Η μη ιδανική συνιστώσα προσομοιώνεται από το παράλληλο ισοδύναμο κύκλωμα R-C το οποίο περιέχει τον πυκνωτή  $C_D$  που προσδιορίζει τη χωρητικότητα της διόδου και την παράλληλη αντίσταση  $R_{shunt}$  που αποδίδει τους πρόσθετους μηχανισμούς μεταφοράς φορτίων εκατέρωθεν του φράγματος (πέραν της διάχυσης). Το υπόστρωμα και οι ωμικές επαφές εισάγουν στο κύκλωμα μία αντίσταση σειράς  $R_s$ . Τέλος στο κύκλωμα περιλαμβάνεται η αντίσταση σειράς  $R_{load}$  η οποία επιλέγεται ώστε να παράγεται η μέγιστη δυνατή ισχύς κατά τον φωτισμό του στοιχείου.

## 2.5 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΗ ΚΑΜΠΥΛΗ I-V ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΣΤΟΙΧΕΙΟΥ

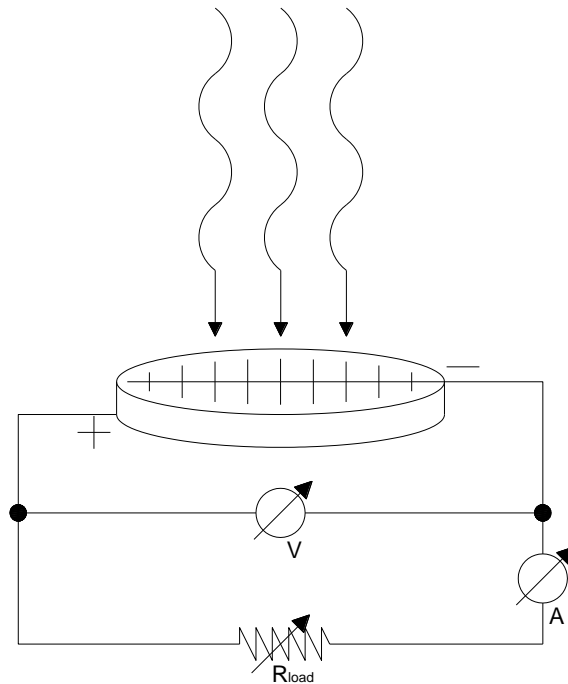
Στο Σχ. 2-9, παρουσιάζεται μία τυπική καμπύλη ρεύματος – τάσεως ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου στο τεταρτημόριο που παράγεται ισχύς (περιοχή λειτουργίας διόδου ως φωτοβολταϊκό στοιχείο). Το σημείο  $P_{max}$  είναι το σημείο όπου εμφανίζεται η μέγιστη πραγματική ισχύς [42].



Σχ. 2-9. Καμπύλη I-V (τάσης – έντασης ρεύματος) [42]

Στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου για μηδενική τάση ( $V = 0$ ) αναλογεί η μέγιστη ένταση ρεύματος  $I_{sc}$  που ονομάζεται ρεύμα βραχυκύκλωσης. Το ρεύμα αυτό μετριέται όταν η τίθεται η αντίσταση ίση με μηδέν, δηλαδή  $R_{load} = 0$  (βλέπε Σχ. 2-10).

Στην περίπτωση του μη ιδανικού φωτοβολταϊκού στοιχείου  $R_s \neq 0$ , (βλέπε Σχ. 2-10) προκύπτει ότι  $V_D = I_{sc} \cdot R_s$  οπότε ο κλάδος που περιλαμβάνει την ιδανική δίοδο διαρρέεται από μη μηδενικό ρεύμα και το ρεύμα  $I_{sc} = I_{opt} - I_D - I_{shunt}$  είναι μικρότερο του παραγόμενου φωτορρέυματος. Η τάση ανοιχτοκύκλωσης προκύπτει για  $R_{load} = \infty$  (ανοιχτό κύκλωμα), οπότε και η τάση  $V_{OC}$  μεγιστοποιείται.



Σχ. 2-10. Ηλεκτρικό Κύκλωμα για την καταγραφή της χαρακτηριστικής ρεύματος - τάσεως [42]

Η ισχύς δίνεται από το εμβαδόν εγγεγραμμένου ορθογωνίου στο τεταρτημόριο της καμπύλης ρεύματος τάσεως μίας δίοδου p-n για την οποία η δίοδος μετατρέπεται σε ενεργό στοιχείο. Στη χαρακτηριστική καμπύλη τάσης ρεύματος δίοδου που υπόκειται σε οπτική και ηλεκτρική διέγερση [42] το τεταρτημόριο αυτό χαρακτηρίζεται από τιμές τάσης  $V > 0$  και ρεύματος  $I < 0$ . Για λόγους ευκολίας στο Σχ. 2-9 η χαρακτηριστική αυτή απεικονίζεται στο 1<sup>ο</sup> και όχι στο 4<sup>ο</sup> τεταρτημόριο. Η σύμβαση αυτή θα τηρηθεί από το σημείο αυτό και στη συνέχεια. Επί της καμπύλης αυτής υπάρχει σημείο για το οποίο το εμβαδόν του εγγεγραμμένου σε αυτή ορθογωνίου και το οποίο εγγράφεται πλήρως εντός του χωρίου της καμπύλης τάσης - ρεύματος και των αξόνων, μεγιστοποιείται. Το σημείο αυτό δίδει το σημείο της μέγιστης ισχύος. Σε σταθερές συνθήκες φωτισμού η αναλογία μεταξύ του εμβαδού του ορθογωνίου των κορυφών [ $I_{max}$   $V_{max}$ ] προς το εμβαδό του μέγιστου δυνατού ορθογωνίου [ $I_{sc}$   $V_{OC}$ ] ορίζεται ως ο συντελεστής πλήρωσης (Fill Factor)  $FF$ . Ο συντελεστής πλήρωσης ορίζεται ως:

$$Eq. 2-2 \quad FF = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{I_{sc} \cdot V_{OD}}$$

Για ιδανικό φωτοβολταϊκό στοιχείο ο συντελεστής πλήρωσης είναι πλησίον της μονάδας. Η απόδοση μετατροπής ενέργειας δίνεται από τη σχέση:

$$\text{Eq. 2-3} \quad \eta = \frac{P_{max}}{H \cdot A} = \frac{I_{sc} \cdot V_{OD} \cdot FF}{H \cdot A}$$

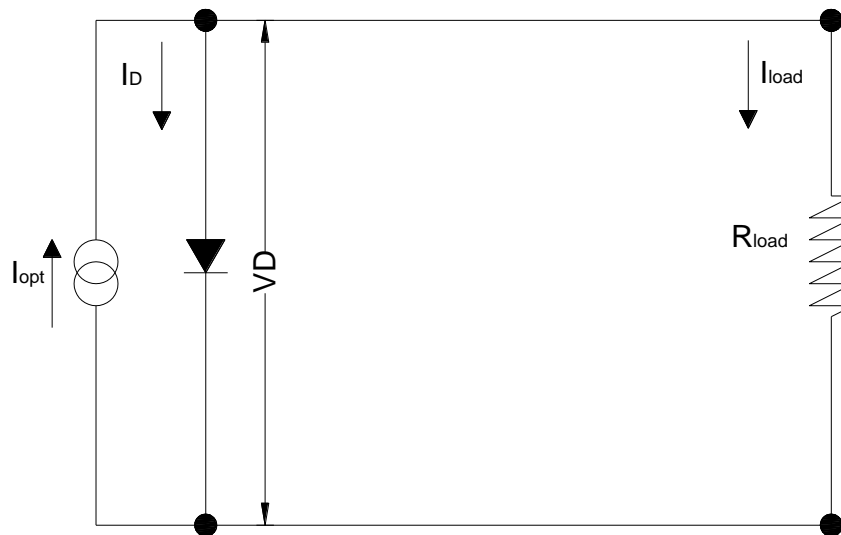
Όπου  $H$  η ένταση της προσπίπτουσας στο φωτοβολταϊκό στοιχείο ακτινοβολίας και  $A$  το εμβαδόν του φωτοβολταϊκού στοιχείου. Από τη σχέση Eq. 2-3 προκύπτει ότι η απόδοση μεγιστοποιείται από την ταυτόχρονη μεγιστοποίηση των τριών παραμέτρων ήτοι: α) του συντελεστή πλήρωσης, β) του ρεύματος βραχυκύκλωσης και γ) της τάσης ανοιχτοκύκλωσης.

## 2.6 ΑΝΑΛΥΣΗ ΙΣΟΔΥΝΑΜΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΣΤΟΙΧΕΙΟΥ

### 2.6.1 Ιδανικό Φωτοβολταϊκό Στοιχείο

Σύμφωνα με τον 1<sup>ο</sup> νόμο του Kirchhoff το ρεύμα φορτίου  $I_{load}$  σε ιδανικό φωτοβολταϊκό Στοιχείο (Σχ. 2-11) δίνεται ως [42]:

$$\text{Eq. 2-4} \quad I_{opt} = I_D + I_{load} \Rightarrow I_{load} = I_{opt} - I_D$$



Σχ. 2-11. Κύκλωμα Ιδανικού Φ/Β Στοιχείου [42].

Το ρεύμα ορθής πόλωσης  $I_D$  που διαρρέει την ιδανική δίοδο δίνεται από τη σχέση [42]:

$$\text{Eq. 2-5} \quad I_D = I_s \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V_D}{k \cdot T}} - 1 \right)$$

Όπου  $I_s$  το ρεύμα κόρου (ή ρεύμα ανάστροφης πόλωσης),  $V_D$  η τάση ορθής πόλωσης στα άκρα της διόδου,  $k$  η σταθερά του Boltzmann,  $q$  το στοιχειώδες ηλεκτρικό φορτίο και  $T$  η απόλυτη θερμοκρασία του κυκλώματος. Αντικαθιστώντας την Eq. 2-5 στην Eq. 2-4 προκύπτει η σχέση για το ρεύμα φορτίου:

$$\text{Eq. 2-6} \quad I_{load} = I_{opt} - I_s \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V_D}{k \cdot T}} - 1 \right)$$

Η μέγιστη τάση που μπορεί να αναπτυχθεί στους εξωτερικούς ακροδέκτες του φωτοβολταϊκού στοιχείου αντιστοιχεί στο μέγιστο δυνατό ρεύμα ορθής πόλωσης  $I_D$  το οποίο λαμβάνεται με ανοιχτοκυκλωμένους τους ακροδέκτες φορτίου  $R_{load} = \infty$  και ισοδύναμα με το ρεύμα φορτίου  $I_{load} = 0$ . Στην περίπτωση αυτή η τάση ορθής πόλωσης ισούται με την τάση του ανοιχτού κυκλώματος  $V_{OC} = V_D$ . Η τάση ορθής πόλωσης  $V_{OC}$  δίνεται από τη σχέση [42]:

$$\text{Eq. 2-7} \quad V_{OC} = \frac{k \cdot T}{q} \ln \left( \frac{I_{opt}}{I_s} + 1 \right)$$

Η παρεχόμενη ισχύς  $P_{load}$  από το ιδανικό φωτοβολταϊκό στοιχείο προκύπτει από το γινόμενο της τάσης φορτίου  $V_{load}$  με το ρεύμα φορτίου  $I_{load}$ . Στην περίπτωση αυτή το  $V_{load} = V_D$ . Οπότε η παρεχόμενη ισχύς δίνεται από τη σχέση [42]:

$$\text{Eq. 2-8} \quad P_{load} = I_{load} \cdot V_{load} = \left[ I_{opt} - I_s \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V_D}{k \cdot T}} - 1 \right) \right] \cdot V_{load}$$

Η μέγιστη τιμή της παρεχόμενης ισχύος προκύπτει από το διαφορικό της σχέσης της παρεχόμενης ισχύος προς την τάση φορτίου και την εξίσωση αυτής με το μηδέν. Ειδικότερα η μέγιστη παρεχόμενη ισχύς δίνεται για [42]:

$$\text{Eq. 2-9} \quad \frac{dP_{load}}{dV_{load}} = \frac{d}{dV_{load}} \left\{ \left[ I_{opt} - I_s \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V_{load}}{k \cdot T}} - 1 \right) \right] \cdot V_{load} \right\} = 0$$

Η οποία διαμορφώνεται ως:

$$\text{Eq. 2-10} \quad \left[ I_{opt} - I_s \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V_{load}}{k \cdot T}} - 1 \right) \right] - \frac{I_s \cdot q}{k \cdot T} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V_{load}}{k \cdot T}} \right) \cdot V_{load} = 0$$

Όταν η Eq. 2-10 ικανοποιείται τότε το  $V_{load} = V_{max}$  το οποίο μετά από πράξεις [42] προκύπτει ίσο με:

$$\text{Eq. 2-11} \quad \left( e^{\frac{q \cdot V_{max}}{k \cdot T}} \right) \cdot \left( \frac{q \cdot V_{max}}{k \cdot T} + 1 \right) = \frac{I_{opt}}{I_s} + 1 = e^{\frac{q \cdot V_{OC}}{k \cdot T}}$$

Όπου ο τελευταίος εκθετικός όρος προκύπτει από την Eq. 2-7. Το  $V_{max}$  υπολογίζεται μέσω επαναληπτικής διαδικασίας. Το ρεύμα φορτίου  $I_{load} = I_{max}$  που διαρρέει το φωτοβολταϊκό στοιχείο όταν προσφέρει τη μέγιστη ισχύ του προκύπτει ως [42]:

$$\text{Eq. 2-12} \quad I_{max} = \frac{I_{opt} \cdot \left( \frac{I_{opt}}{I_s} + 1 \right) \cdot \frac{q \cdot V_{max}}{k \cdot T}}{1 + \frac{q \cdot V_{max}}{k \cdot T}}$$

Με τη μέγιστη ισχύ να δίνεται από τη σχέση [42]:

$$\text{Eq. 2-13} \quad P_{max} = I_{max} \cdot V_{max} = \frac{I_{opt} \cdot \left( \frac{I_{opt}}{I_s} + 1 \right) \cdot \frac{q \cdot (V_{max})^2}{k \cdot T}}{1 + \frac{q \cdot V_{max}}{k \cdot T}}$$

Για τη μεταφορά της μέγιστης ισχύος του φωτοβολταϊκού Στοιχείου στο εξωτερικό φορτίο, απαιτείται η προσαρμογή της αντίστασης φορτίου  $R_{max} = V_{max}/I_{max}$ . Για τον σκοπό αυτό (προσδιορισμός του σημείου της μέγιστης ισχύος και μεταβολή της αντίστασης φορτίου) εγκαθίστανται στους ρυθμιστές φόρτισης των συσσωρευτών ή στους αναστροφείς ισχύος ιχνηλάτες τύπου ανιχνευτή σημείου μέγιστης ισχύος (Maximum Power Point Trackers) (εφεξής MPPT)<sup>18</sup>.

## 2.6.2 Μη Ιδανικό Φωτοβολταϊκό Στοιχείο

Σύμφωνα με τον 1<sup>ο</sup> νόμο του Kirchhoff το ρεύμα φορτίου  $I_{load}$  σε μη ιδανικό φωτοβολταϊκό στοιχείο (Σχ. 2-12) δίνεται ως [42]:

<sup>18</sup> [https://en.wikipedia.org/wiki/Maximum\\_power\\_point\\_tracking](https://en.wikipedia.org/wiki/Maximum_power_point_tracking) (accessed 09 Feb 2023)

Eq. 2-14 
$$I_{load} = I_{opt} - I_D - I_{shunt}$$

Όπου  $I_{shunt}$  η επιπρόσθετη συνιστώσα του ρεύματος της διόδου λόγω της εκδήλωσης των μη ιδανικών μηχανισμών μεταφοράς φορτίου (το μη ιδανικό τμήμα της διόδου). Η τάση  $V_D$  στην περίπτωση του μη ιδανικού στοιχείου δίνεται από τη σχέση [42]:

Eq. 2-15 
$$V_D = V_{Load} + I_{load} \cdot R_S$$

Η ένταση φορτίου  $I_{load}$  προκύπτει από τη σχέση [42]:

Eq. 2-16 
$$I_{load} = I_{opt} - I_S \cdot \left( e^{\frac{q(V_{Load} + I_{load} \cdot R_S)}{k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V_{Load} + I_{load} \cdot R_S}{R_{shunt}}$$

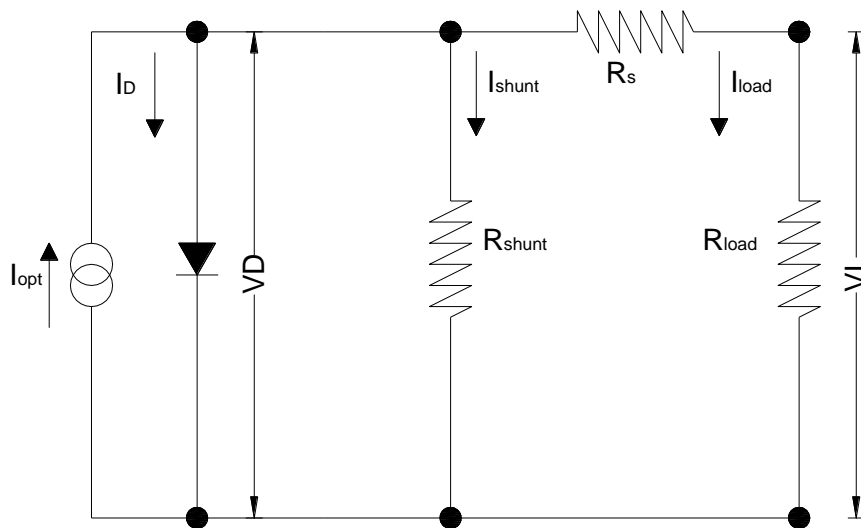
Όπου  $I_{load}$  η ένταση του φορτίου,  $I_{opt}$  η ένταση του φωτορεύματος,  $I_S$  το ρεύμα κόρου,  $V_{Load}$  η τάση του φορτίου σε μη ιδανικό φωτοβολταϊκό στοιχείο,  $R_S$  η αντίσταση σειράς του μη ιδανικού στοιχείου,  $R_{shunt}$  η παράλληλη αντίσταση προς την ιδανική δίοδο p-n του μη ιδανικού φωτοβολταϊκού στοιχείου και  $q, k, T$  το στοιχειώδες φορτίο, η σταθερά Boltzmann και η απόλυτη θερμοκρασία.

Στην περίπτωση του μη ιδανικού φωτοβολταϊκού στοιχείου το ρεύμα βραχυκύκλωσης του στοιχείου δεν είναι πλέον το φωτόρρευμα  $I_{opt}$ , αλλά το ρεύμα  $I_{sc}$  που μετρίεται στη βραχυκυκλωμένη έξοδο του μη ιδανικού στοιχείου για δεδομένες συνθήκες φωτισμού. Η σχέση που δίνει το ρεύμα αυτό δίνεται ως [42]:

Eq. 2-17 
$$I_{sc} = I_{opt} - I_S \cdot \left( e^{\frac{q \cdot R_S \cdot I_{sc}}{k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{I_{sc} \cdot R_S}{R_{shunt}}$$

Η τάση ανοιχτοκύκλωσης  $V_{OC}$  προκύπτει από Eq. 2-14 με  $I_{load} = 0$  και με την τάση αυτή να ισούται με την τάση στη δίοδο  $V_{OC} = V_D$ . Η βασική διαφορά σε σχέση με το ιδανικό φωτοβολταϊκό στοιχείο έγκειται στην ύπαρξη του παράλληλου κλάδου που διαρρέεται από ρεύμα  $I_{shunt} = V_{OC}/R_{shunt}$ . Η ένταση του φωτορεύματος δίνεται ως:

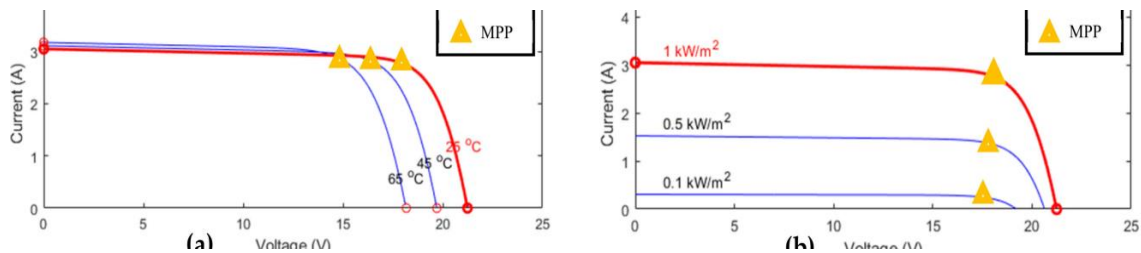
Eq. 2-18 
$$I_{opt} = I_D + I_{shunt} \Rightarrow I_{opt} = I_S \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V_{OC}}{k \cdot T}} - 1 \right) + \frac{V_{OC}}{R_{shunt}}$$



Σχ. 2-12. Κύκλωμα Μη Ιδανικού Φ/Β Στοιχείου [42].

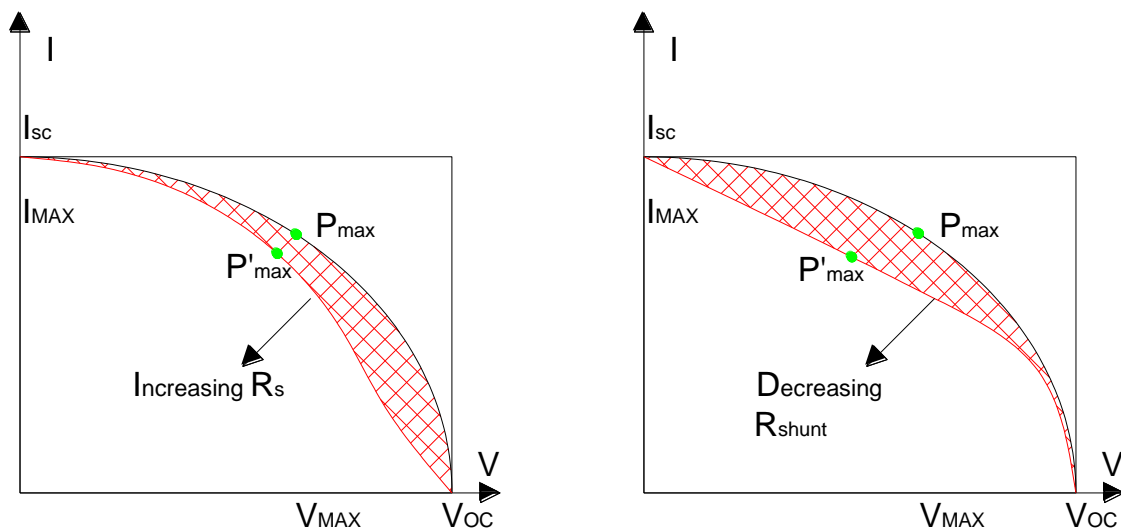


Οι σχέσεις Eq. 2-17 και Eq. 2-18, είναι πεπλεγμένες συναρτήσεις ως προς  $I_{sc}$  και  $V_{OC}$  και οι τιμές αυτές υπολογίζονται με διάφορες υπολογιστικές μεθόδους. Τα μεγέθη  $I_{sc}$  και  $V_{OC}$  εκδηλώνουν έντονη εξάρτηση από α) τη θερμοκρασία του υλικού της διόδου και β) την ένταση της ακτινοβολίας. Τυπικά διαγράμματα που δείχνουν τη μεταβολή της καμπύλης I-V και του σημείου της μέγιστης Ισχύος (Maximum Power Point = MPP) δίνονται στο Σχ. 2-13 [48]. Η αύξηση της θερμοκρασίας προκαλεί μείωση της βέλτιστης τάσης  $V_{max}$  χωρίς να μεταβάλλεται ουσιαστικά το ρεύμα  $I_{max}$  (παρατηρείται ανεπαίσθητη σχεδόν αύξηση του ρεύματος με την αύξηση της θερμοκρασίας), με αποτέλεσμα τη μείωση της μέγιστης παρεχόμενης ισχύος, ενώ η μείωση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας στο φωτοβολταϊκό στοιχείο μειώνει κατά γραμμικό τρόπο το φωτόρρευμα, με αποτέλεσμα ανάλογη μείωση του  $I_{max}$  χωρίς να επηρεάζεται ουσιαστικά η τιμή της βέλτιστης τάσης  $V_{max}$  (παρατηρείται ελαφρά μείωση της βέλτιστης τιμής με τη μείωση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας).



Σχ. 2-13. Καμπύλες I-V - Σημείο MPP ως συνάρτηση της θερμοκρασίας  $T$  του στοιχείου και της ακτινοβολίας  $q$  [48].

Άλλοι παράγοντες που επηρεάζουν την καμπύλη I-V είναι η σειριακή αντίσταση  $R_s$  και η παράλληλη αντίσταση προς την ιδανική δίοδο p-n του μη ιδανικού φωτοβολταϊκού στοιχείου  $R_{shunt}$  (Σχ. 2-14)

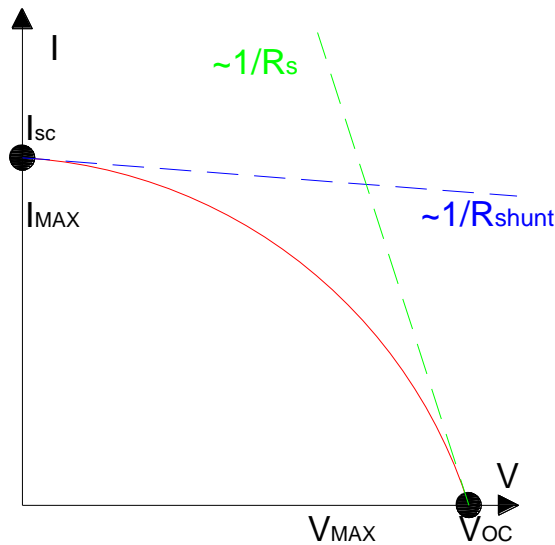


Σχ. 2-14. Καμπύλες I-V και σημείο MPP – Επιρροή  $R_s$  και  $R_{shunt}$  [42].

Η υπερβολική μείωση της  $R_{shunt}$  ενδέχεται να προκαλέσει ελάττωση της τάσης  $V_{OC}$  και η υπερβολική αύξηση της  $R_s$  έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της έντασης  $I_{sc}$ . Ο προσδιορισμός των αντιστάσεων  $R_{shunt}$  και  $R_s$  προκύπτει από τον υπολογισμό της κλίσης της καμπύλης τάσης – έντασης του φωτοβολταϊκού στοιχείου στο οποίο προσπίπτει φωτεινή ακτινοβολία. (Σχ. 2-15).

Αν και οι προαναφερθείσες αντιστάσεις αποτελούν βασικά στοιχεία για την προσομοίωση και τον χαρακτηρισμό της συμπεριφοράς των Φ/Β στοιχείων σπανίως αυτές γίνονται διαθέσιμες από τους

κατασκευαστές των στοιχείων αυτών καθώς οι τιμές αυτές υπόκεινται σε μεταβλητότητα εξαιτίας των συνθηκών λειτουργίας (θερμοκρασία, προσπίπτουσα ακτινοβολία, επιβαλλόμενη εξωτερική πόλωση).



Σχ. 2-15. Προσδιορισμός αντιστάσεων  $R_{shunt}$  και  $R_s$  [42].

## 2.7 ΤΥΠΟΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ (ΚΕΛΙΩΝ)

### 2.7.1 Εισαγωγή

Το φωτοβολταϊκό στοιχείο (κελί ή κυψέλη) αποτελεί την ελάχιστη μονάδα η οποία χρησιμοποιείται για τη δόμηση ενός συστήματος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτεινή ακτινοβολία. Κύριοι τύποι Φ/Β στοιχείων είναι τα: α) μονοκρυσταλλικά στοιχεία, β) πολυκρυσταλλικά στοιχεία, γ) στοιχεία λεπτού υμενίου, δ) στοιχεία άμορφου πυριτίου. Μία ιδιαίτερα υποσχόμενη κατηγορία υλικών για την παραγωγή Φ/Β στοιχείων είναι οι περοβσκίτες (perovskites).

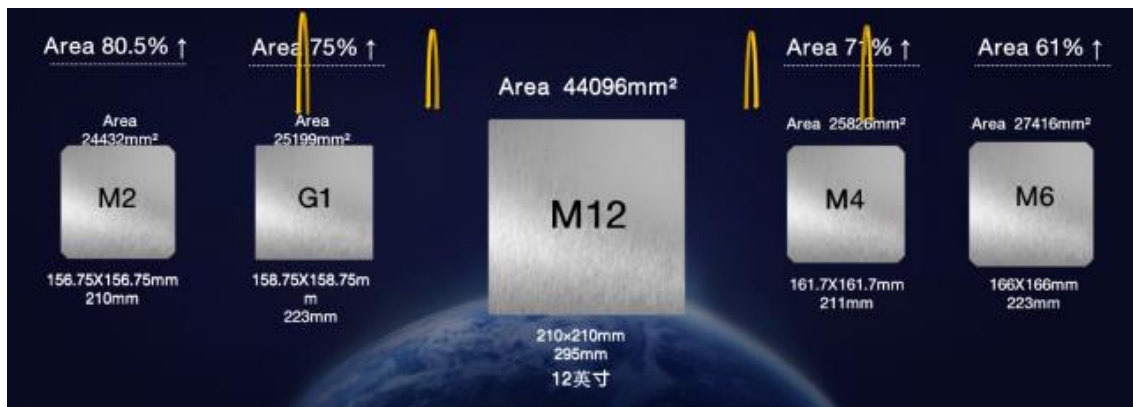
### 2.7.2 Μονοκρυσταλλικά Φωτοβολταϊκά Στοιχεία

Τα συνήθη φωτοβολταϊκά στοιχεία τα οποία χρησιμοποιούνται αποτελούνται από διόδους p-n, με το εμβαδόν της φωτιζόμενης επιφάνειας να ποικίλει από μερικές εκατοντάδες  $\text{mm}^2$  [42] έως και περισσότερο από  $44,000\text{mm}^2$  (κελί τύπου M12<sup>19</sup> με μήκος πλευράς 210mm – βλέπε Σχ. 2-17). Η συνήθης μορφή των κυψελών είναι τετραγωνική με λοξότμηση των γωνιών ώστε να επιτυγχάνεται ο υψηλότερος τεχνολογικά δυνατός συντελεστής πλήρωσης, κατά την κατασκευή του πλαισίου. Η αύξηση των διαστάσεων οδηγεί σε αύξηση της απόδοσης των συστοιχιών Φ/Β κελιών και στη μείωση του κόστους, [49], ενώ η βελτιστοποίηση των βιομηχανικών διεργασιών έχει μειώσει σημαντικά την ποσότητα των πρώτων υλών που χρειάζονται για να παραχθεί ένα στοιχείο ισχύος 1Wp.

<sup>19</sup> Zhonghuan Semiconductor



Σχ. 2-16. Μεγέθη κελιών [49].



Σχ. 2-17. Μεγέθη κελιών [50]<sup>20</sup>.

### 2.7.3 Πολυκρυσταλλικά Φωτοβολταϊκά Στοιχεία

Τα πολυκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία χρησιμοποιούν συνήθως ως πρώτη ύλη επαναχρησιμοποιούμενο πυρίτιο υψηλής (ηλεκτρονικής) καθαρότητας [42]. Βασικό πλεονέκτημα των πολυκρυσταλλικών φωτοβολταϊκών κυψελών είναι το χαμηλότερο τους κόστος σε σχέση με τα μονοκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά κελιά με αντίστοιχο μειονέκτημα τη μειωμένη απόδοση μετατροπής της φωτεινής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική. Η μειωμένη απόδοση των πολυκρυσταλλικών φωτοβολταϊκών στοιχείων οφείλεται στους περιορισμούς κίνησης των ηλεκτρονίων εντός του υλικού λόγω της σκέδασης των ηλεκτρονίων στις επιφάνειες ασυνέχειας. Σε εργαστηριακές συνθήκες η μέγιστη απόδοση μετατροπής που έχει επιτευχθεί για πολυκρυσταλλικά κελιά είναι της τάξης του 24% έναντι του 27% για την περίπτωση των μονοκρυσταλλικών κυψελών [51]. Βασικό χαρακτηριστικό, των μονοκρυσταλλικών και πολυκρυσταλλικών κελιών είναι η μεγάλη διάρκεια ζωής, που και στις δύο περιπτώσεις υπερβαίνει τα 25 έτη [52]. Σε σχέση με τα μονοκρυσταλλικά κελιά, τα πολυκρυσταλλικά κελιά παρουσιάζουν επίσης μεγαλύτερη ευαισθησία σε εναλλαγές θερμοκρασίας, εξαιτίας του τρόπου κατασκευής τους [52], κάτι που θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά τις τεχνοοικονομικές μελέτες αξιολόγησης.

Συνοψίζοντας σε σύγκριση με τα πολυκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά τα μονοκρυσταλλικά χαρακτηρίζονται από α) «τέλεια» κρυσταλλική δομή, β) υψηλή καθαρότητα υλικού, γ) χαμηλή

<sup>20</sup> Τα ποσοστά άνωθεν των στοιχείων M2, G1, M4 και M6 αναφέρονται στην αύξηση της επιφάνειας που επιτυγχάνεται με το κελί τύπου M12 ως προς αυτά τα στοιχεία.

ενέργεια υπερκέρρασης ορίου κόκκου [53], δ) χαμηλές εσωτερικές αντιστάσεις και ε) υψηλότερη ενεργειακή απόδοση [54].

#### 2.7.4 Στοιχεία Λεπού Υμενίου

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία λεπτού υμενίου παράγονται από την εναπόθεση τουλάχιστον δύο λεπτών ημιαγωγίων υμενίων πάχους περίπου 1μm σε κατάλληλο υπόστρωμα. Το υπόστρωμα συνήθως είναι μία υάλινη ή μεταλλική επιφάνεια, ή άλλο ημιαγωγικό υλικό [42]. Η πλέον ώριμη τεχνολογία στο χώρο των κελιών λεπτού υμενίου είναι τα κελιά υμενίου καδμίου – τελλουριδίου με απόδοση μετατροπής που υπερβαίνει το 32% (για μονοπολική συσκευή), τάση ανοιχτού κύκλου στο 1V και πυκνότητα ρεύματος βραχυκύκλωσης που υπερβαίνει τα 30mA/cm<sup>2</sup> [55]. Σε επίπεδο κελιού η απόδοση μετατροπής ξεπερνά το 22% [55] και σε επίπεδο φωτοβολταϊκού πάνελ το 19%.

Βασικό μειονέκτημα των στοιχείων λεπτού υμενίου είναι τα υλικά που χρησιμοποιούνται για τη εναπόθεση του φωτοαγωγίου υλικού που είναι στην πλειοψηφία τους τοξικά, κάτι που αντιμετωπίζεται με τη σωστή διαχείριση των πλαισίων και την ανακύκλωση των υλικών.

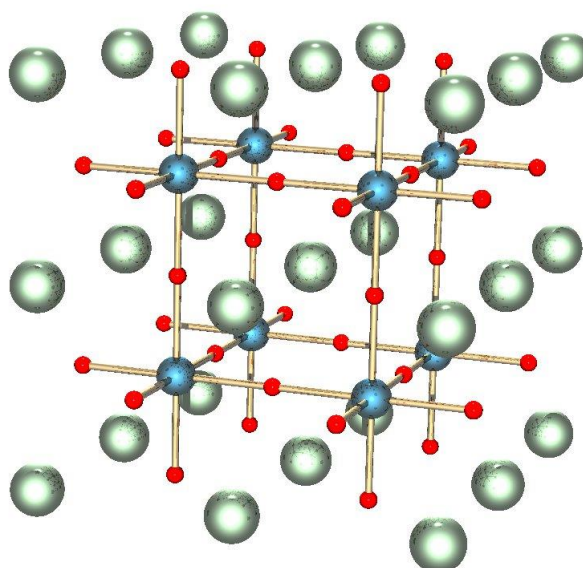
#### 2.7.5 Στοιχεία Άμορφου Πυριτίου (a-Si)

Τα στοιχεία άμορφου πυριτίου παράγονται με τη συμπύκνωση των προϊόντων θερμικής διάσπασης αερίων πυριτιούχων ενώσεων. Βασικό πλεονέκτημα των a-Si στοιχείων είναι η αντοχή τους σε υψηλές θερμοκρασίες με κύριο μειονέκτημα τη χαμηλή απόδοση μετατροπής της φωτεινής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια που δεν υπερβαίνει, σε εργαστηριακές συνθήκες και επίπεδο κελιού, το 14% [47].

#### 2.7.6 Περοβσκίτες

Ένα Φ/Β Στοιχείο περοβσκίτη χαρακτηρίζεται από την παρουσία περοβσκιτικού κράματος το οποίο συνήθως περιέχει μία οργανική ή ανόργανη ένωση μόλυβδου ή κάποιου κράμα κασσιτέρου με κάποιο αλογόνο {Cl, Br, I} ως στρώμα συλλογής της φωτεινής ακτινοβολίας [56]. Οι περοβσκίτες είναι κράματα της μορφής ABX<sub>3</sub> όπου X={Cl, Br, I}(αλογόνο) [56] και A, B μεταλλικά κατιόντα. Ο πλέον γνωστός περοβσκίτης είναι το κράμα CaTiO<sub>3</sub>.

Η χρήση περοβσκιτών εκτιμάται ως μία πολλά υποσχόμενη τεχνολογία που χαρακτηρίζεται από ιδιαίτερα υψηλή απόδοση, με ιδιαίτερα χαμηλό εκτιμώμενο κόστος, σε μαζική παραγωγή λόγω των απλών διαδικασιών παραγωγής και της χρήσης πρώτων υλών χαμηλού κόστους [57]. Ένα ακόμα συγκριτικό πλεονέκτημα σε σχέση με τις ανταγωνιστικές τεχνολογίες είναι η δυνατότητα απορρόφησης του συνόλου του ορατού φωτός με πάχος φωτοαγωγίου υλικού μικρότερο του 1μm (500nm) [58]. Η χρήση υλικών όπως ο μόλυβδος, τα κατατάσσει στις τεχνολογίες για τις οποίες απαιτείται σωστή διαχείριση στο τέλος της ζωής τους. Επίσης ένα ακόμη, βασικό μειονέκτημα των κελιών περοβσκιτών είναι η μεσοπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη ευστάθεια τους και η απώλεια απόδοσης κατά τη λειτουργία τους που δεν επιτρέπει τη χρήση τους για την ώρα σε εμπορικές εφαρμογές.



Σχ. 2-18. Κρυσταλλική δομή Περοβσκίτη<sup>21</sup> κόκκινο = Τύπος X (συνήθως αλογόνα), μπλε = Τύπος B, πράσινο = Τύπος A.

## 2.8 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΛΑΙΣΙΑ

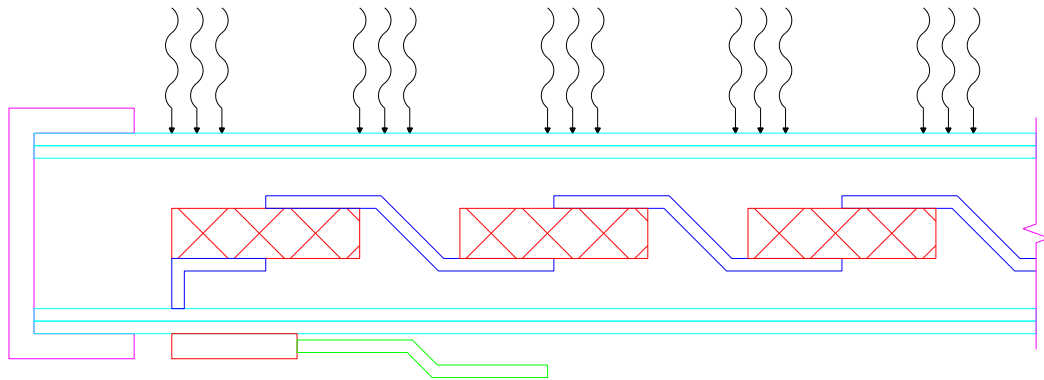
Κάθε φωτοβολταϊκό στοιχείο παρέχει στην έξοδο του ρεύμα τάσης της τάξης του 1 V ως μέγιστη τιμή (μέσες τιμές περί το 0.5V είναι συνήθεις) [42]. Το ρεύμα που διατρέχει τα στοιχεία είναι της τάξης των μερικών δεκάδων Ampere [42]. Αποτέλεσμα είναι η ισχύς που παράγουν να είναι της τάξης των δεκάδων Watt, οπότε και η μεμονωμένη χρήση τους κρίνεται ως οικονομικά ασύμφορη.

Για την εμπορική αξιοποίηση των φωτοβολταϊκών στοιχείων αυτά συνδέονται σε σειρά μεταξύ τους για τον σχηματισμό πλαισίων (modules). Το φωτοβολταϊκό πλαίσιο αποτελεί τη βασική δομική μονάδα ενός φωτοβολταϊκού πάρκου. Ένα φωτοβολταϊκό πλαίσιο συνιστά μία ενιαία στοιχειοσειρά τοποθετημένη σε κοινό φέρον υπόστρωμα. Μία τυπική διατομή ενός Φ/Β πλαισίου παρουσιάζεται στο Σχ. 2-19. Ένα Φ/Β πλαίσιο 72 στοιχείων παρουσιάζεται στο Σχ. 2-20.

Το πλαίσιο 72 στοιχείων είναι ονομαστικής τάσης 24V (DC) με τάση ανοιχτοκύκλωσης στα 45V περίπου. Η παρεχόμενη ονομαστική ισχύς κορυφής είναι συνάρτηση της επιφάνειας του Φ/Β κελιού και κυμαίνεται από 150W έως και πλέον των 600W. Οι τιμές της παρεχόμενης ονομαστικής ισχύς κορυφής υπολογίζονται με τις πρότυπες συνθήκες φωτισμού σύμφωνα με διάφορα πρωτόκολλα με το πλέον γνωστό να είναι το Standard Test Conditions (STC) όπου θεωρούνται: α) προσπίπτουσα ακτινοβολία ισχύος 1000W/m<sup>2</sup>, β) θερμοκρασία κελιού 25°C και γ) φάσμα προσπίπτουσας δέσμης για συγκεκριμένη μάζα αέρα <sup>22</sup> (στην περίπτωση των δοκιμών STC AM=1.5 που αντιστοιχεί σε ηλιακή γωνία ζενίθ – από την κατακόρυφο – ίση με 48°19'). [42] [59].

<sup>21</sup> By Cadmium at English Wikipedia - Transferred from English wikipedia to Commons., Public Domain, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=2527511> – Οι τύποι X, B & A αναφέρονται σε στοιχεία του περιοδικού πίνακα.

<sup>22</sup> Reference spectral irradiance for a given air mass

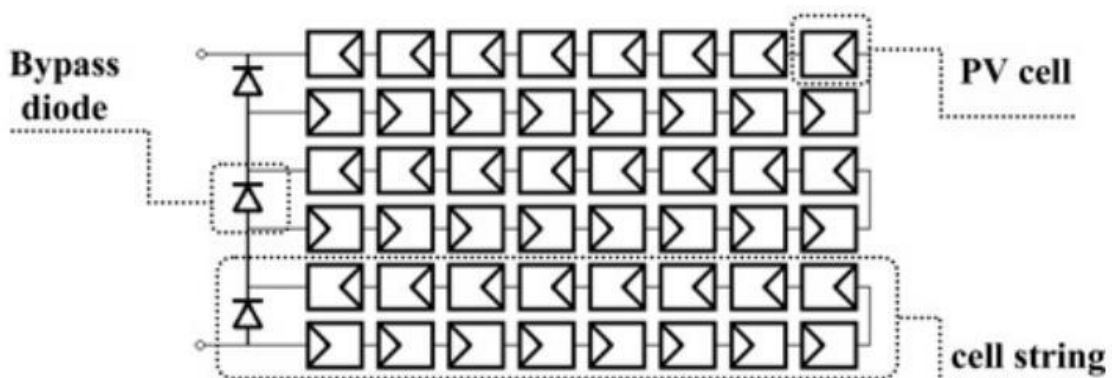


Σχ. 2-19. Τομή Φ/Β πλαισίου<sup>23</sup>. Τα στοιχεία εγκιβωτίζονται σε διαφανές μη αγώγιμο υλικό. [42]



Σχ. 2-20. Κάτοψη Φ/Β πλαισίου 72 στοιχείων. [42]

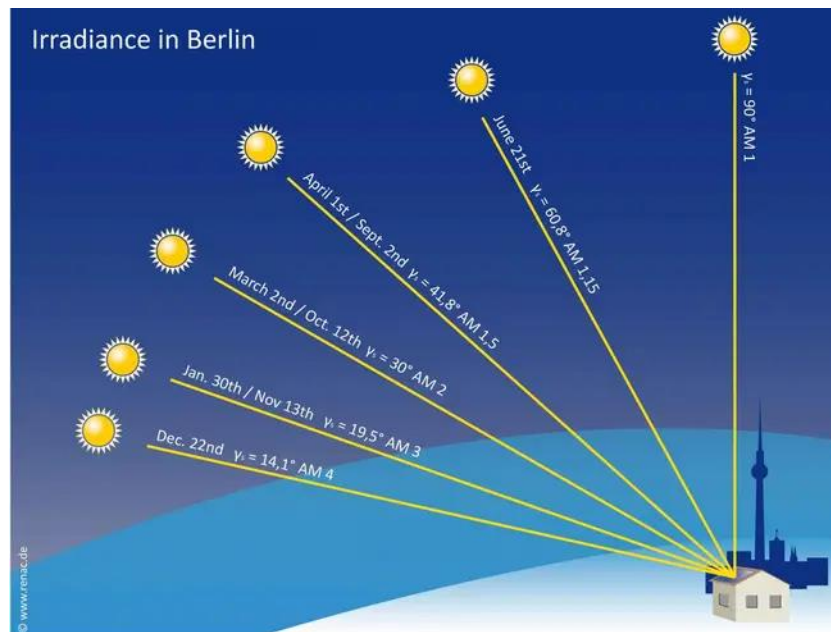
Τα Φ/Β πλαίσια περιέχουν διόδους παράκαμψης για την προστασία των Φ/Β κελιών από το φαινόμενο ανάπτυξης θερμών κηλίδων<sup>24</sup> και πρόκλησης ανεπανόρθωτης βλάβης [46]. Συνήθως ανά πλαίσιο τοποθετούνται 3 διόδους παράκαμψης οι οποίες προστατεύουν τις αντίστοιχες ομάδες των στοιχείων.



Σχ. 2-21. Δίοδοι Παράκαμψης (by pass diode). [42]

<sup>23</sup> Ιώδες = Δομικό Πλαίσιο (συνήθως αλουμίνιο αεροπορικού τύπου), Κυανό = Γυαλί υψηλής αντοχής πολλαπλών στρώσεων φέρων υμένιο προστασίας έναντι κρούσεων, Σκιασμένο Κόκκινο = Φωτοβολταϊκό Στοιχείο, Μπλε = Ηλεκτρικές συνδέσεις σύνδεσης Φ/Β στοιχείων, Κόκκινο = Συλλέκτης ρεύματος, Πράσινο = Εξωτερική Καλωδίωση.

<sup>24</sup> Ως θερμή κηλίδα περιγράφεται το φαινόμενο της υπερβολικής θέρμανσης κάποιου Φ/Β κελιού σε ένα Φ/Β πλαίσιο σε σχέση με τα γειτονικά κελιά αυτού. [102]



Σχ. 2-22. Φάσμα προσπίπτουσας δέσμης για τη πόλη του Βερολίνου [60].

## 2.9 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΑΡΚΑ

### 2.9.1 Εισαγωγή

Τα βασικά τμήματα ενός πάρκου είναι α) το Φ/Β πεδίο το οποίο αποτελείται από συστοιχίες Φ/Β πλαισίων που β) συνδέονται στους αναστροφείς για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο, και γ) στη συνέχεια στο δίκτυο ΥΤ ή ΜΤ. Για τον σωστό σχεδιασμό ενός Φ/Β Πάρκου είναι απαραίτητη η συλλογή δεδομένων που θα καθορίσουν α) τον τύπο των Φ/Β κελιών και β) πλαισίων, γ) προσανατολισμό και κλίση των Φ/Β Πλαισίων, δ) τύπο, και μέγεθος των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και ε) την επιλογή σύνδεσης στο δίκτυο ΥΤ ή ΜΤ.

### 2.9.2 Βάσεις Φ/Β και Φ/Β Στοιχεία Διπλής Όψης (Bifacial)

Τα Φ/Β πλαίσια εδράζονται στο έδαφος [46]:

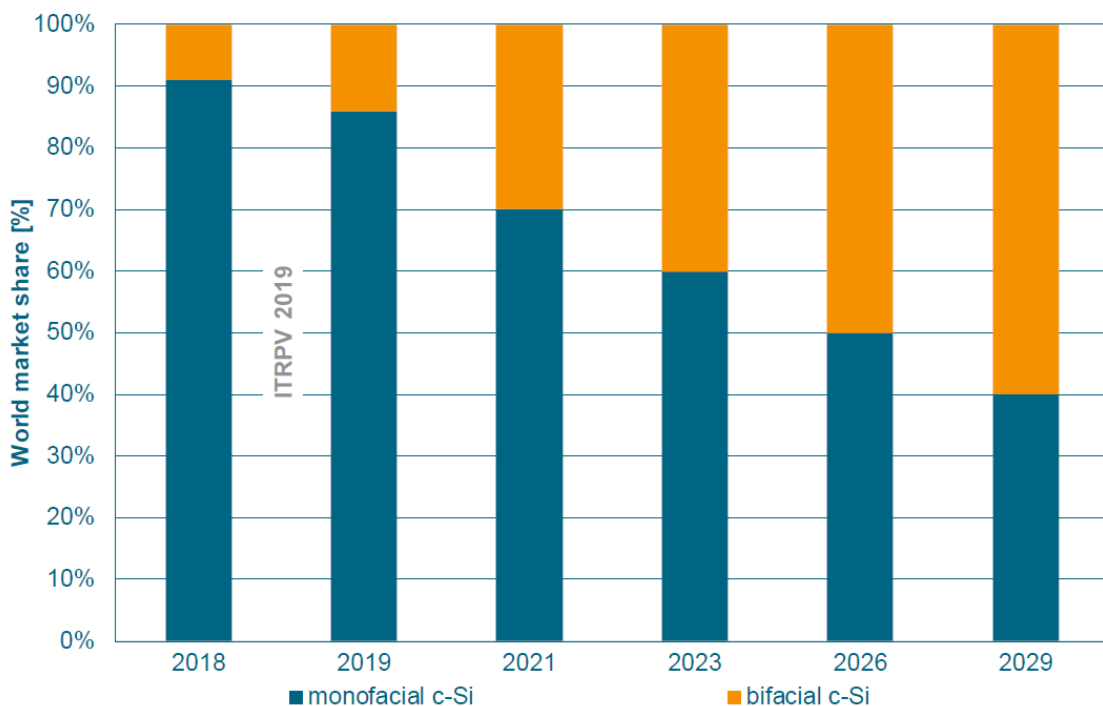
1. Σε σταθερές Βάσεις (πέδιλα, πεδילוδοκοί, μονοπάσσαλοι κ.λπ.)
2. Σε μεταβλητές βάσεις μονού άξονα (Single axis trackers) με ιχνηλάτηση της θέσης του ηλίου για κίνηση των πλαισίων από Ανατολή σε Δύση και σταθερή κλίση προς τον οριζόντιο άξονα που δύναται να αυξήσει την παραγωγή κατά 10~20% περίπου.
3. Σε μεταβλητές βάσεις διπλού άξονα (double axis trackers) με ιχνηλάτηση της θέσης του ηλίου για κίνηση των πλαισίων από Ανατολή σε Δύση και μεταβλητή κλίση προς τον οριζόντιο άξονα με βάση την εποχή που δύναται να αυξήσει την παραγωγή κατά 20~25% περίπου σε σχέση με τις σταθερές βάσεις.

Στην περίπτωση της επιλογής βάσεων μεταβλητού άξονα με ιχνηλάτηση της θέσης του ηλίου αυξάνεται σημαντικά η πολυπλοκότητα του συστήματος. Αυξημένο επίσης είναι το κεφαλαιακό κόστος και το κόστος συντήρησης. Τα συστήματα μεταβλητού άξονα λαμβάνουν υπόψη δεδομένα ανέμου, κατακρημνίσεων, έντασης φωτός και θερμοκρασίας ώστε σε περίπτωση αντίξοων καιρικών φαινομένων να μην τίθεται σε κίνδυνο η δομική και ηλεκτρική τους ακεραιότητα

Τα Φ/Β στοιχεία διπλής όψης, παράγουν ενέργεια από τις 2 όψεις του Φ/Β κελιού, εκμεταλλευόμενα τη διάχυση / ανάκλαση του φωτός. Αποτελούν μία ιδιαίτερα ελπιδοφόρα λύση για την εκμετάλλευση του ηλιακού δυναμικού σε περιοχές με μη αμελητέα χιονόπτωση.

Σύμφωνα με το National Renewable Energy Laboratory (NREL) [61] το αυξημένο κατά 5c\$ έως 7c\$ το Wp, των στοιχείων αυτών, δεν θα σταθεί εμπόδιο στη διείσδυση των Φ/Β κελιών διπλής όψης, λόγω αυξημένης απόδοσης και αναμένεται ότι το μερίδιο αγοράς τους, θα ξεπεράσει το 50% του συνόλου της αγοράς έως το τέλος της δεκαετίας του 2020. Η βελτίωση της απόδοσης σχετίζεται με τα χαρακτηριστικά του χώρου εγκατάστασης με την ακτινοβολία σκέδασης των κελιών να κυμαίνεται για τυπικές συνθήκες δοκιμής (STC) από  $<100\text{W/m}^2$  (ασφαλτική στρώση, άλλα μέλανα σώματα) έως  $\sim 500\text{W/m}^2$  (Λευκό συνθετικό καουτσούκ).

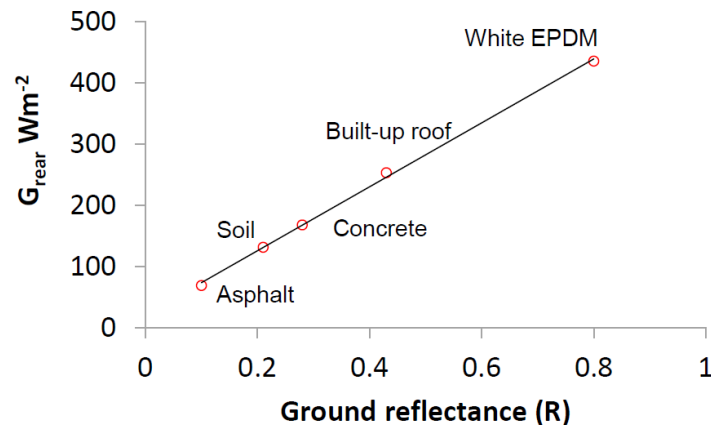
Η αύξηση της απόδοσης σε σχέση με τα μονοφασικά Φ/Β κελιά (59) κυμαίνεται από 5% έως και 15% με την υψηλή τιμή να παρατηρείται υπό συνθήκες μέτριας / ισχυρής συννεφιάς. Σε συνθήκες πεδίου εκτιμάται μία βελτίωση της απόδοσης από 5% έως και 10% στη διάρκεια ενός τυπικού έτους, με έμφαση στο γεγονός ότι τα Φ/Β κελιά διπλής όψης παρουσιάζουν μεγαλύτερα κέρδη σε συνθήκες διάχυσης φωτός (συννεφιά / χιονοκάλυψη κ.λπ.). Αυτό αυξάνει σημαντικά την προστιθέμενη αξία της συγκεκριμένης τεχνολογίας, καθώς υπό αυτές τις συνθήκες η παραγωγή από Φ/Β είναι μειωμένη, άρα και η εκμετάλλευση της ακτινοβολίας σκέδασης είναι προσοδοφόρα.



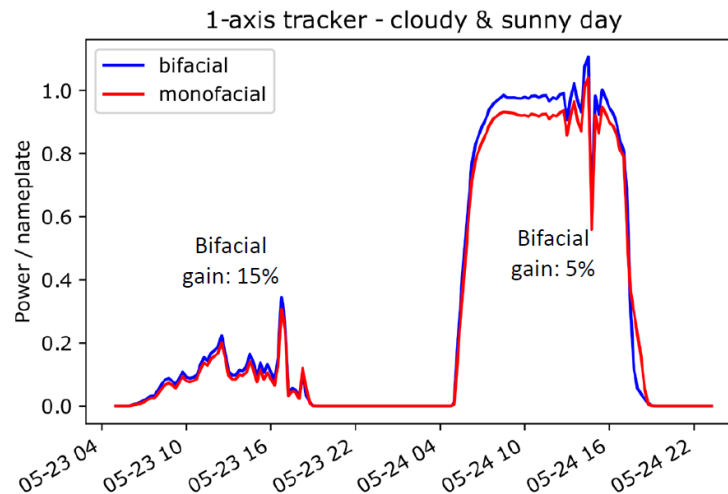
Σχ. 2-23. Εκτίμηση της διείσδυσης των διφασικών Φ/Β κελιών στην Παγκόσμια Αγορά [61].



Rear irradiance, single module at STC  
( $1\text{kWm}^{-2}$  frontside)



Σχ. 2-24. Ακτινοβολία Σκέδασης αναλόγως του υλικού επί του οποίου προσπίπτει η φωτεινή ακτινοβολία [61].



Σχ. 2-25. Διαφορά απόδοσης μονοφασικού και διφασικού Φ/Β στοιχείου [61].

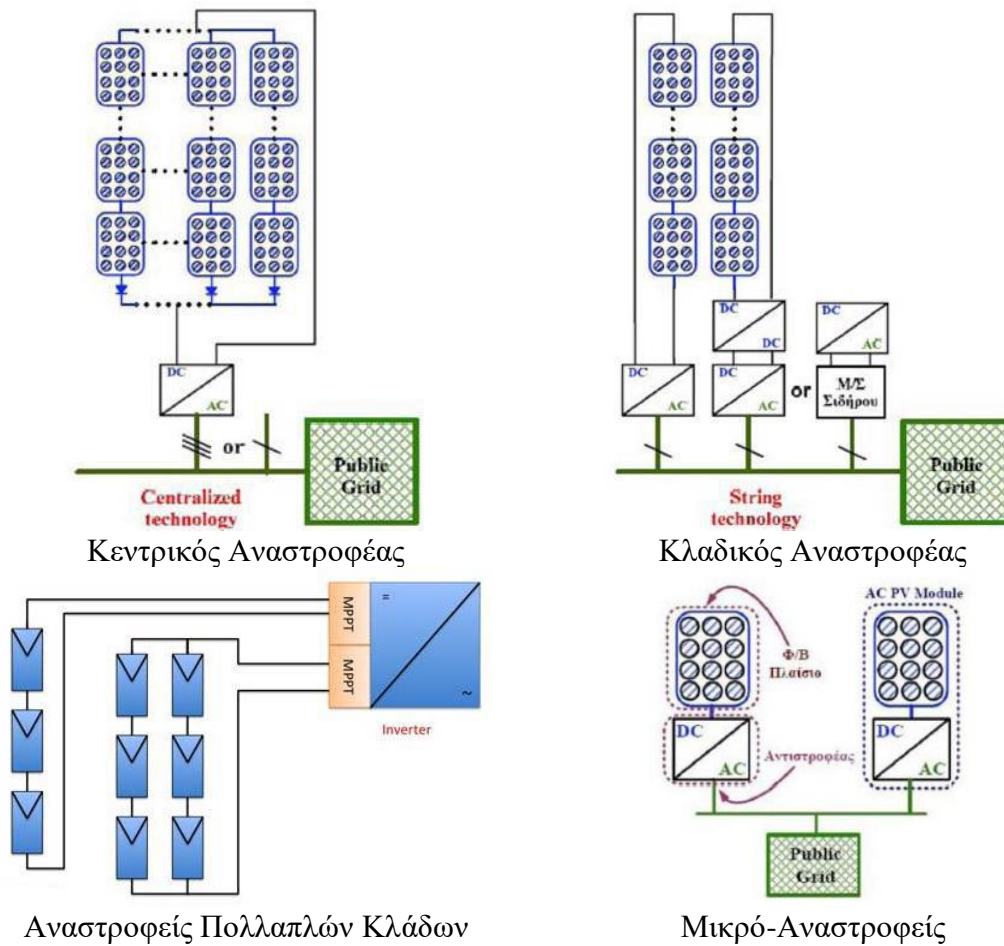
## 2.9.3 Τεχνολογίες Μετατροπών

### 2.9.3.1 Εισαγωγή

Οι αντιστροφείς ή αναστροφείς<sup>25</sup> ανάλογα με το αν χρησιμοποιούν Μετασχηματιστές (Μ/Σ) για γαλβανική απομόνωση ανάμεσα στην DC είσοδο και την AC έξοδο διακρίνονται σε [46] α) αναστροφείς με Μ/Σ, και β) αναστροφείς χωρίς Μ/Σ (TL inverters)

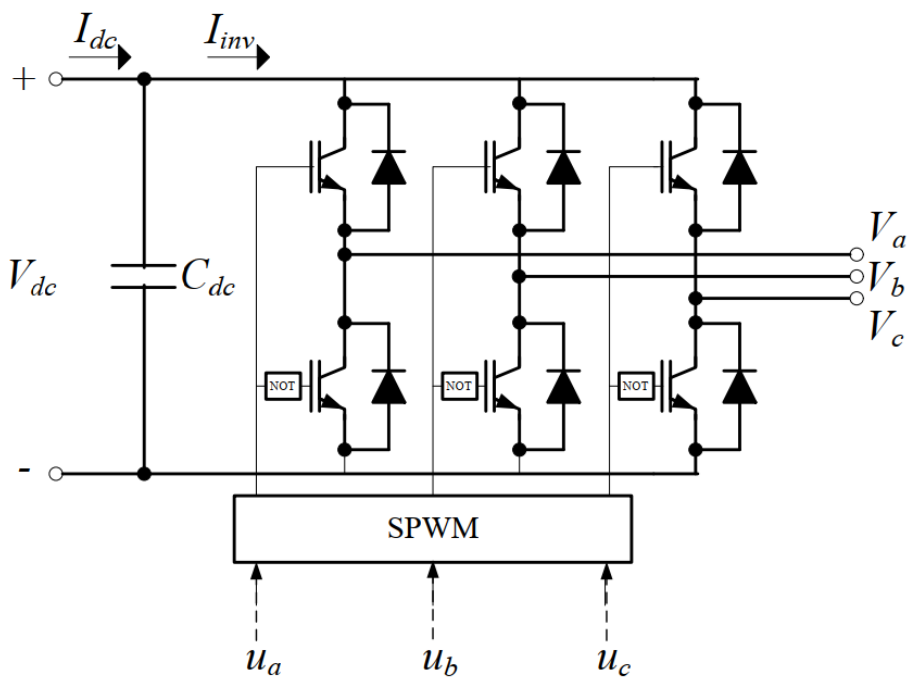
Ανάλογα της τεχνολογίας διασύνδεσης των Φ/Β πλαισίων οι αναστροφείς χωρίζονται σε [46] α) κεντρικούς αναστροφείς (central inverters), β) αναστροφείς κλάδων (string inverters), γ) αναστροφείς πολλαπλών κλάδων (multi-string inverters), δ) μικρό-αναστροφείς επί Φ/Β πλαισίων (module integrated)

<sup>25</sup> Ηλεκτρονικό Κύκλωμα που μετατρέπει το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο.



Σχ. 2-26. Τύποι Αναστροφών [46].

Στο Σχ. 2-27, παρουσιάζεται το σχηματικό διάγραμμα μετατροπέα ρεύματος με διαμόρφωση πλάτους ημιτονοειδούς παλμού.



Σχ. 2-27. 3Φ μετατροπέας 2 επιπέδων με έλεγχο SPWM [46].

### 2.9.3.2 Κεντρικοί Αναστροφείς

Στους Κεντρικούς Αναστροφείς υπάρχει μικρός αριθμός εισόδων DC (~1-2) με μεγάλο αριθμό πλαισίων στην είσοδο τους (με κάθε κλάδο (string) να συνδέεται παράλληλα) με αποτέλεσμα [46]:

1. Την εκτεταμένη χρήση DC αντί AC διανομής και υψηλή DC τάση λειτουργίας,
2. Σημαντικές απώλειες ενέργειας κατά τη λειτουργία, λόγω διόδων αντεπιστροφής και κοινού MPPT που περιορίζει την ευελιξία των Φ/Β συστοιχιών (ενδεχόμενες διαφορές μεταξύ των σημείων μέγιστης ισχύος των φωτοβολταϊκών πλαισίων)
3. Να είναι απαραίτητη η άμεση επισκευή/αντικατάσταση σε περίπτωση βλάβης καθώς οι οικονομικές απώλειες είναι σημαντικές.

Βασικό πλεονέκτημα των Κεντρικών Αναστροφέων είναι το μικρότερο κόστος εγκατάστασης συγκριτικά με πολλαπλούς αναστροφείς κλάδων. Αυτό τους κάνει δημοφιλείς. Η μέγιστη απόδοση μετατροπής για τον συγκεκριμένο τύπο δεν υπερβαίνει το 98.5% με μερίδιο αγοράς στο 37% περίπου [62].

### 2.9.3.3 Κλαδικοί Αναστροφείς

Οι κλαδικοί αναστροφείς επιτρέπουν τη χρήση Φ/Β πλαισίων διαφορετικής ισχύος και χαρακτηριστικών σε ένα Φ/Β πάρκο. Κάθε κλάδος είναι ξεχωριστός και ανεξάρτητος με διακριτό σημείο μέγιστης ισχύος με αποτέλεσμα να αυξάνεται η απόδοση του πάρκου. Καθώς έχουν να διαχειριστούν μικρότερα φορτία υπό την ίδια τάση με τους κεντρικούς αναστροφείς (άρα μικρότερη ροή ρεύματος) παρουσιάζουν χαμηλότερες απώλειες ισχύος και απαιτούν καλωδιώσεις μικρότερης διατομής.

Βασικό μειονέκτημα σε σχέση με τους κεντρικούς αναστροφείς είναι το υψηλότερο κεφαλαιακό κόστος και το υψηλότερο κόστος συντήρησης κατά τη λειτουργία, ενώ απαιτούν και ένα αντίστοιχα περισσότερο πολύπλοκο σύστημα διαχείρισης, ενώ κάνουν και μεγαλύτερη χρήση του AC ρεύματος σε σχέση με τους κεντρικούς αναστροφείς κάτι που περιπλέκει τη διαχείρισή τους. Η μέγιστη απόδοση μετατροπής για τον συγκεκριμένο τύπο δεν υπερβαίνει το 98% και αποτελούν την πλέον δημοφιλή πρόταση ελέγχοντας το 62% της αγοράς περίπου [62].

### 2.9.3.4 Αναστροφείς Πολλαπλών Κλάδων

Στην περίπτωση των αναστροφέων πολλαπλών κλάδων εφαρμόζεται παράλληλη σύνδεση κλάδων σε αντίστοιχες εισόδους του αναστροφέα. Οι αναστροφείς αυτοί έχουν διαφορετικούς ελεγκτές για τη διαχείριση των σημείων μέγιστης ισχύος κάθε κλάδου, και ενδέχεται να διαθέτουν και Μετασχηματιστή (Μ/Σ) μονοφασικό ή τριφασικό. Βασικό τους μειονέκτημα είναι ότι θα πρέπει κάθε κλάδος να διαθέτει ίδιο τύπο και αριθμό πλαισίων τουλάχιστον σε επίπεδο διαχείρισης ελεγκτή.

Αποτελούν μία ενδιάμεση λύση μεταξύ των κεντρικών και κλαδικών αναστροφέων και σε ορισμένες περιπτώσεις αποτελούν την πλέον οικονομική και τεχνικά βέλτιστη λύση.

### 2.9.3.5 Μικρό Αναστροφείς σε Φ/Β πλαίσια

Οι μικρό αναστροφείς ενσωματώνονται στο κάθε πλαίσιο. Αποτελεί την πλέον βέλτιστη λύση από πλευράς απόδοσης, καθώς ο έλεγχος μέγιστης ισχύος γίνεται σε επίπεδο Φ/Β πλαισίου και είναι

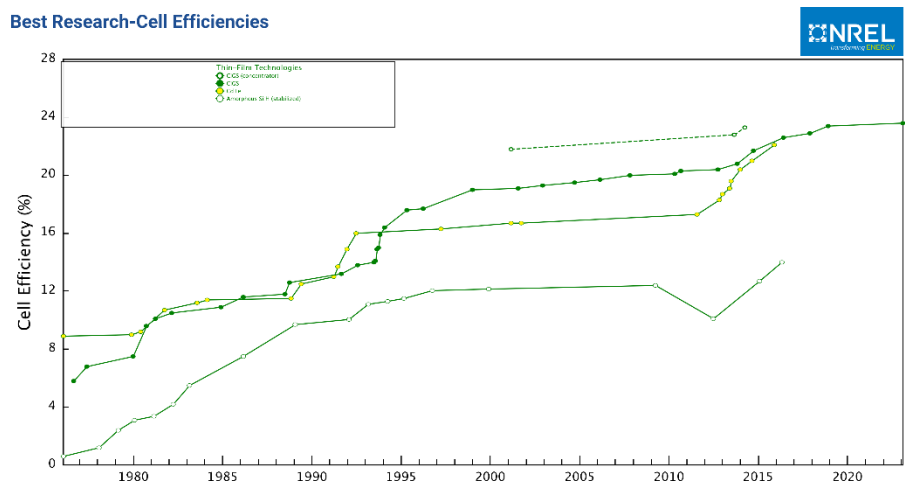
ιδανικοί σε εγκαταστάσεις με σημαντικά θέματα τυχαίας σκίασης όπως και σε οικιακά Φ/Β συστήματα. Βασικό τους μειονέκτημα το πλήθος τους που αυξάνει σημαντικά την πιθανότητα βλάβης, άρα και το κόστος συντήρησης, όσο και το αυξημένο κεφαλαιακό κόστος της εγκατάστασης. Η απόδοση μετατροπής για τον συγκεκριμένο τύπο κυμαίνεται από 90~97% [62].

## 2.10 ΑΠΟΔΟΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

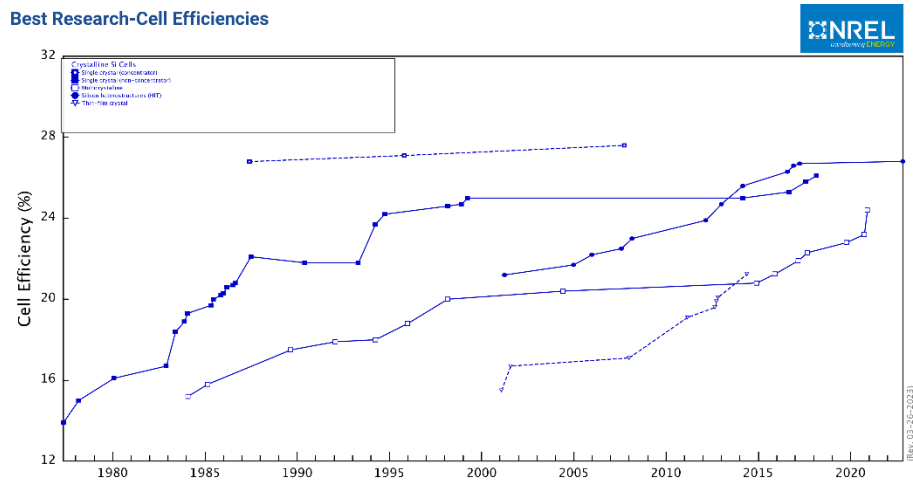
### 2.10.1 Επίπεδο Κελιού

Η απόδοση μετατροπής της προσπίπτουσας ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια βαίνει αυξανόμενη με τον χρόνο, καθώς εξελίσσονται οι τεχνολογίες κατασκευής των φωτοβολταϊκών στοιχείων και αναζητούνται νέες τεχνολογίες για την επίτευξη όλο και πιο αποδοτικών κελιών με χαμηλότερο κόστος και αντοχή στις καιρικές συνθήκες και τη γήρανση.

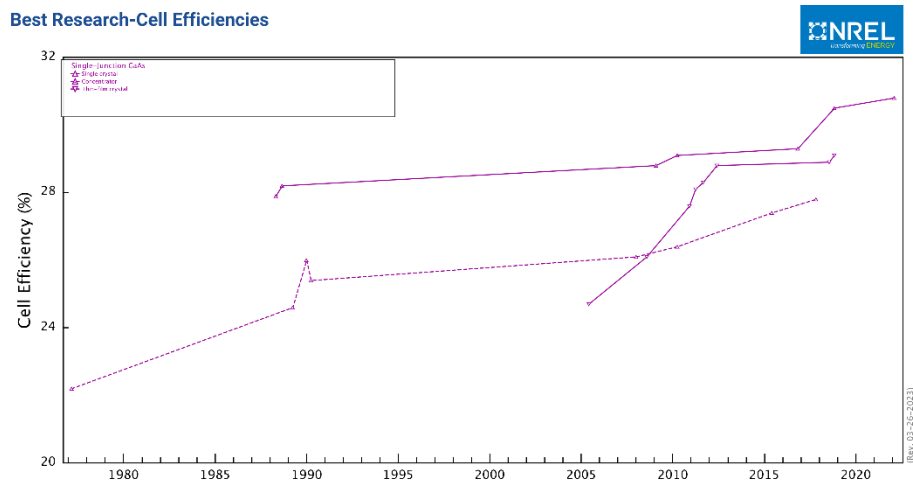
Σύμφωνα με το NREL στοιχεία [51] η μέγιστη απόδοση των φωτοβολταϊκών κελιών (σε επίπεδο στοιχείου) έχει υπερδιπλασιαστεί από 22.5% το 1977 σε 47.6% το 2022. Ειδικότερα για τα κελιά λεπτού υμενίου η μέγιστη θεωρητική απόδοση μετατροπής σε επίπεδο κελιού από <10% το 1976, έχει αυξηθεί σε 23.4% το 2019 (Σχ. 2-28), για μονοκρυσταλλικά και πολυκρυσταλλικά κελιά πυριτίου από 13% το 1977 και 14% το 1984 αντίστοιχα έχει αυξηθεί σε 26.1% το 2018 και 23.3% το 2020 αντίστοιχα (Σχ. 2-29), για μονοπολικά κελιά Γαλλίου – Αρσενικού από 22.5% το 1976, έχει αυξηθεί σε 30.8% το 2022 (Σχ. 2-30), για κελιά πολλαπλών συνδέσεων από 16% το 1983 έχει αυξηθεί σε 47.6% το 2023, τιμή που αποτελεί και η καλύτερη θεωρητική επίδοση (συνθήκες εργαστηρίου) μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια. Τέλος για νεοφυείς τεχνολογίες η μέγιστη θεωρητική απόδοση μετατροπής αυτή τη στιγμή παρατηρείται για κελιά τεχνολογίας περοβσκιτών με τιμή 32.5% (Σχ. 2-32).



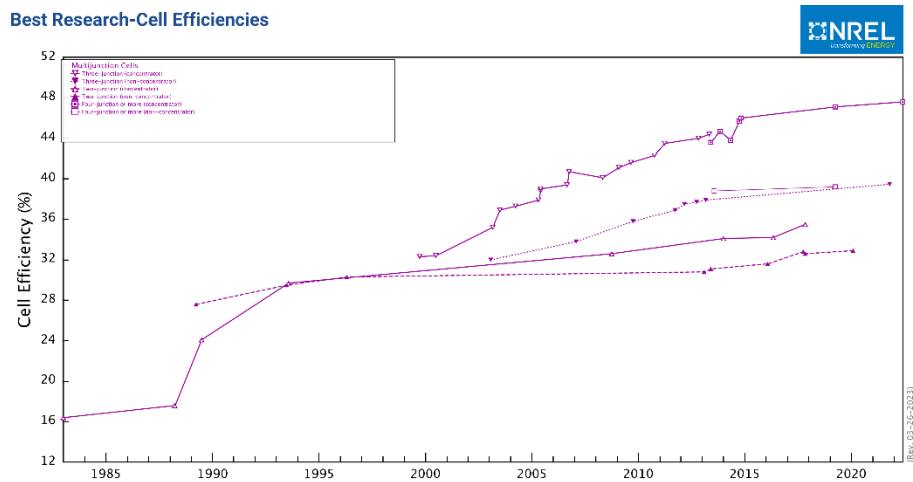
Σχ. 2-28. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για κελιά τεχνολογίας λεπτού υμενίου (πηγή [51]).



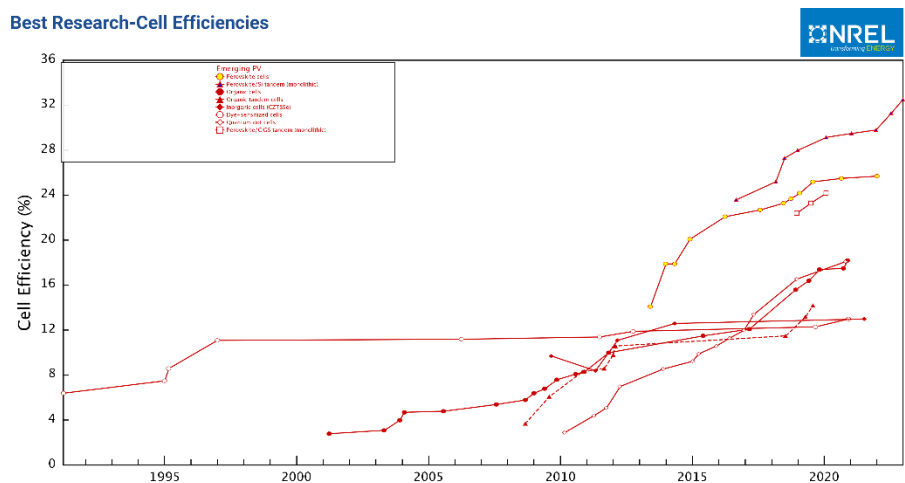
Σχ. 2-29. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για μονοκρυσταλλικά και πολυκρυσταλλικά κελιά πυριτίου (πηγή [51])



Σχ. 2-30. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για μονοπολικά κελιά Γαλλίου – Αρσενικού (πηγή [51]).



Σχ. 2-31. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για πολυπολικά κελιά (πηγή [51]).



Σχ. 2-32. Χρονική Εξέλιξη απόδοσης για νεοφυείς τεχνολογίες μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια<sup>26</sup>.

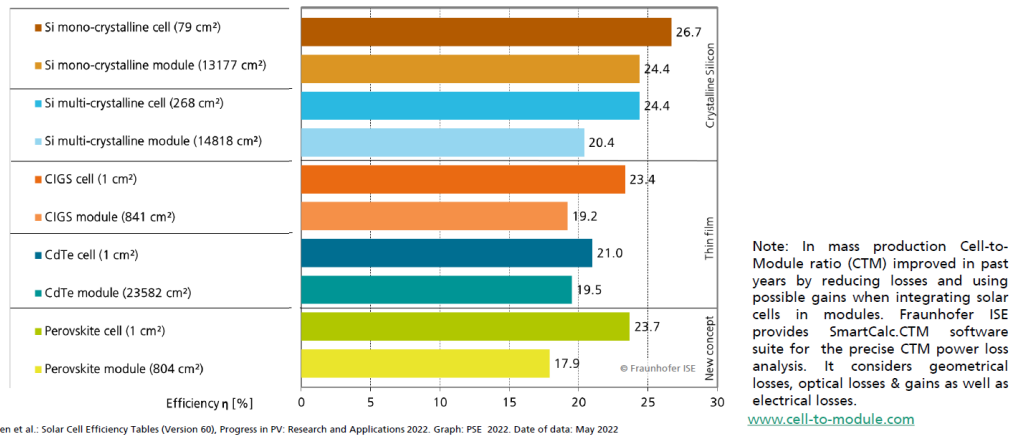
### 2.10.2 Επίπεδο Στοιχείου (Module) – Εργαστηριακές Συνθήκες

Η ζεύξη των κελιών για τη μόρφωση στοιχείων έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της απόδοσης μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια. Το ποσοστό της απώλειας απόδοσης εξαρτάται από την τεχνολογία που χρησιμοποιείται για την υλοποίηση των κελιών και κυμαίνεται από απώλεια 1.5 ποσοστιαίων μονάδων (κελιά Τελλουριδίου του Καδμίου) έως και 5.8 ποσοστιαίες μονάδες (κελιά περοβσκιτών) σύμφωνα με το Fraunhofer Institute [47]. Οι μέγιστες τιμές που αναφέρονται στο Σχ. 2-33, αφορούν τιμές απόδοσης μετατροπής που έχουν επιτευχθεί σε ελεγχόμενες εργαστηριακές συνθήκες και επί αυτών των τιμών θα πρέπει να ληφθούν υπόψη επιπλέον μειωτικοί συντελεστές που σχετίζονται με [63]:

1. Την απώλεια απόδοσης λόγω γήρανσης του φωτοβολταϊκού στοιχείου.
2. Τη διακύμανση του ενεργειακού περιεχομένου της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας.
3. Τη θερμοκρασία του στοιχείου και την υγρασία του περιβάλλοντος.
4. Το ποσοστό πλήρωσης του στοιχείου (λόγω επιφάνειας κελιών προς τη συνολική επιφάνεια του στοιχείου).
5. Τις παρασιτικές απώλειες.
6. Τη σκίαση.
7. Τη συγκέντρωση σκόνης, βρωμιάς και χημικών ή μηχανικών παραγόντων που προκαλούν φθορά στο στοιχείο.
8. Το φαινόμενο PID (Potential Induced Degradation<sup>27</sup>).
9. Ο προσανατολισμός του στοιχείου σε σχέση με τον μεσημβρινό και η κλίση του στοιχείου σε σχέση με τον ορίζοντα κ.λπ.

<sup>26</sup> περοβσκίτες, κελιά οργανικής ή ανόργανης χημείας, κβαντικές «τελείες» κ.λπ. (πηγή [52])

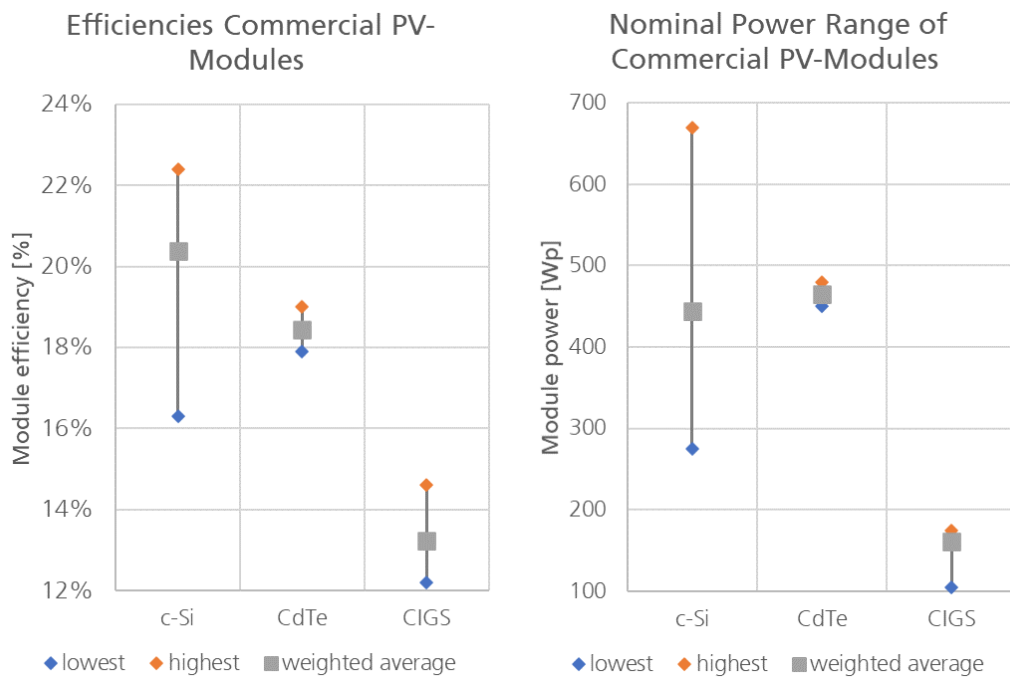
<sup>27</sup> Με τον όρο PID περιγράφεται το φαινόμενο της απώλειας απόδοσης λόγω της ανάπτυξης διαφοράς δυναμικού.



Σχ. 2-33. Σύγκριση μεταβολής της απόδοσης μετατροπής λόγω μαζικής παραγωγής<sup>28</sup> [47].

### 2.10.3 Επίπεδο Στοιχείου (Module) – Πραγματικές Συνθήκες

Στην πραγματικότητα η απόδοση ενός στοιχείου σε πραγματικές συνθήκες εξαιτίας και των παραγόντων που αναφέρονται στην παρ. 2.10.2 είναι μικρότερη αυτής που επιτυγχάνεται σε εργαστηριακές συνθήκες.



Σχ. 2-34. Μέγιστη, ελάχιστη και μέση απόδοση Φ/Β (αριστερά) και Ισχύ (δεξιά) σε πραγματικές συνθήκες.

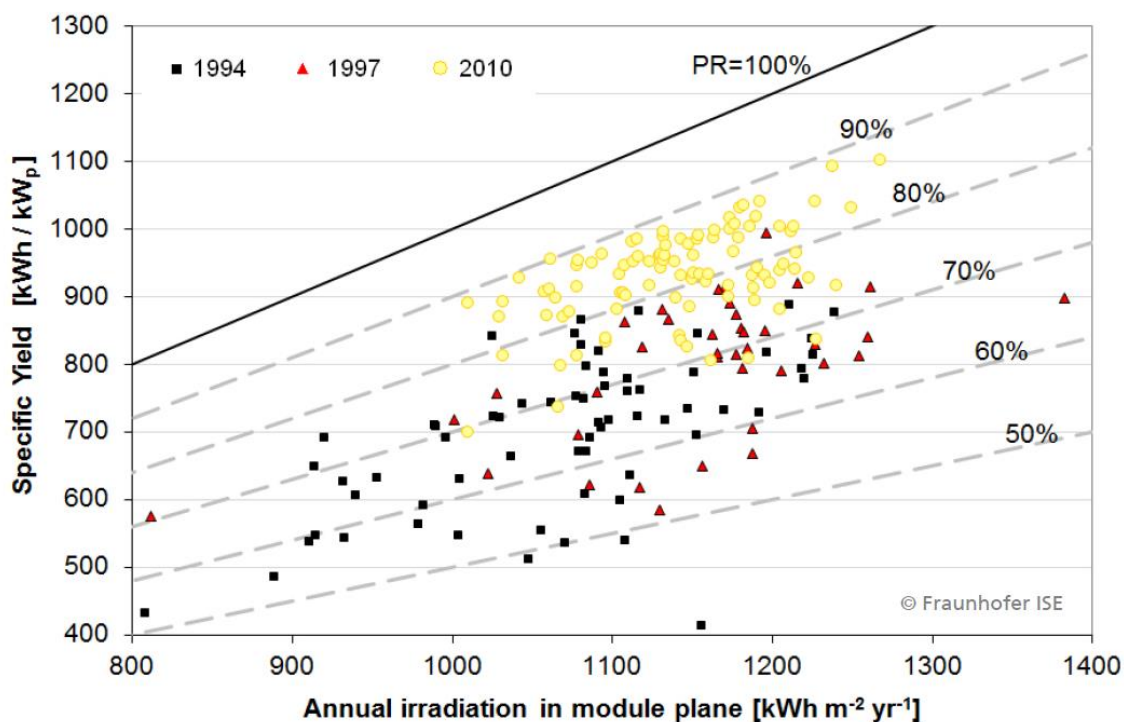
Με βάση το Fraunhofer Institute (46) κατά το 2021 η μέση απόδοση (με στάθμιση κατά τον όγκο πωλήσεων) ανήλθε για την τεχνολογία κρυσταλλικού πυριτίου στο 20.4% (διακύμανση από 16.3% έως 22.4%) (βλέπε Σχ. 2-34). Η μέση σταθμισμένη ισχύς για τα στοιχεία τεχνολογίας κρυσταλλικού πυριτίου ανήλθε στα 440Wp περίπου με ελάχιστη τιμή περί τα 280Wp και μέγιστη τα 680Wp.

<sup>28</sup> από κελιά σε στοιχεία σε εργαστηριακές συνθήκες ανάλογα της τεχνολογίας

### 2.10.4 Λόγος παραγόμενης προς προσπίπτουσα Ενέργεια

Ο λόγος της παραγόμενης ενέργειας προς την προσπίπτουσα ενέργεια ενός Φ/Β πλαισίου που ενσωματώνεται σε ένα Φ/Β πάρκο καθορίζει και τη συνολική αποδοτικότητα της συγκεκριμένης τεχνολογίας μετατροπής σε σχέση με τη θεωρητική απόδοση σε πραγματικό επίπεδο.

Ο λόγος αυτός από το 2010 και μετά κυμαίνεται από 80% έως 90% όταν στις αρχές της δεκαετίας του 1990 ο λόγος αυτός κυμαινόταν από 50% έως και 70%. Η βελτίωση αυτή είναι το αποτέλεσμα της συσσώρευσης εμπειρίας στη λειτουργία Φ/Β πάρκων στη βελτίωση των αλγορίθμων για την εύρεση του σημείου της βέλτιστης ισχύος, της βελτίωσης της τεχνολογίας των αναστροφέων κ.λπ.



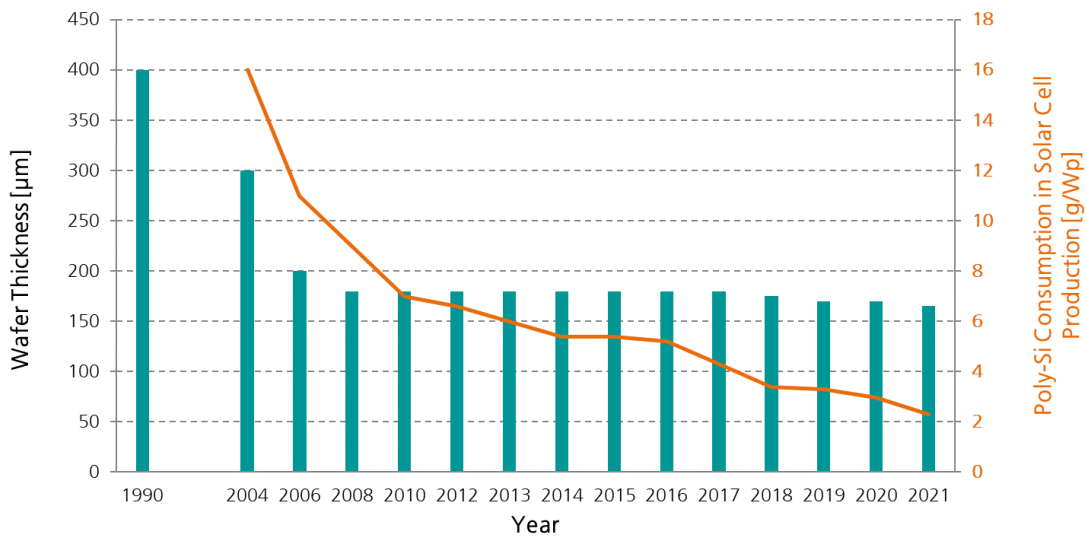
Σχ. 2-35. Λόγος παραγόμενης Ενέργειας προς προσπίπτουσα Ενέργεια Φ/Β πλαισίου [47].

### 2.11 ΧΡΟΝΟΣ ΑΝΑΠΛΗΡΩΣΗΣ ΑΝΑΛΩΘΕΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ENERGY PAYBACK TIME

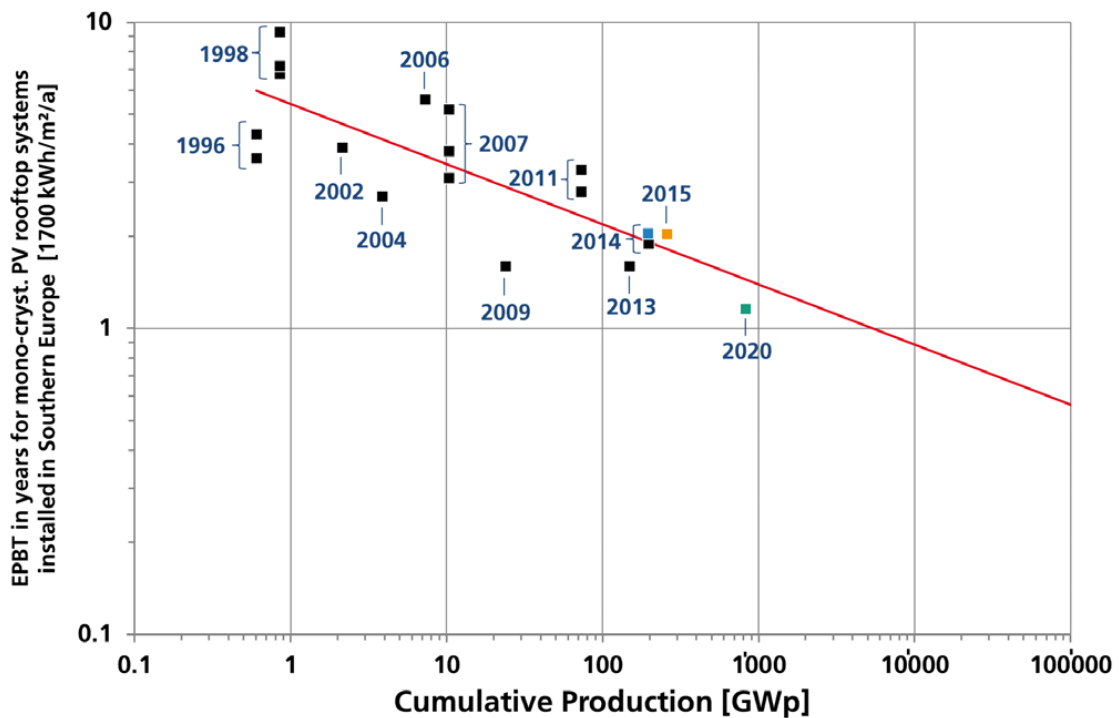
Ως Χρόνος Αναπλήρωσης Αναλωθείσης Ενέργειας - Energy Payback Time (εφεξής EPBT) ορίζεται το χρονικό διάστημα λειτουργίας στο οποίο η ενέργεια που παράγεται αντισταθμίζει τη συνολική καταναλωθείσα ενέργεια για την παραγωγή των Φ/Β στοιχείων και πλαισίων.

Σύμφωνα με το Fraunhofer Institute [47], ο χρόνος αυτός κυμαίνεται από 0.9 έτη (Νότια Ευρώπη) έως 1.1 έτη (Βόρεια Ευρώπη) όταν κατά τη δεκαετία του 1999 πλησίαζε τα 10 έτη. Τυπικές τιμές για την περίοδο από το 2009 έως και το 2014 ήταν τα 1.5 έως 3 έτη. Θεωρώντας ως χρόνο λειτουργίας τα 20 έτη οι τιμές αυτές συνεπάγονται ένα δείκτη ενεργειακής ανάκτησης της επένδυσης (Energy Return of Investment εφεξής EROI) της τάξης του 20 με την αντίστοιχη τιμή για Φ/Β της προηγούμενης δεκαετίας να κυμαίνονται από 6 έως 15. Βασικός λόγος για τη μείωση του EPBT είναι οι τεχνολογικές εξελίξεις στον χώρο της παραγωγής των ημιαγωγών, καθώς από το 2005 έως το 2021 η μάζα των υλικών που απαιτούνται για την παραγωγή 1Wp μειώθηκε από 16gr στα 2.5gr. [47]





Σχ. 2-36. Πάχος υποστρώματος ημιαγωγού; ανάλωση poly-Si για παραγωγή κελιού ισχύος 1Wp [47].

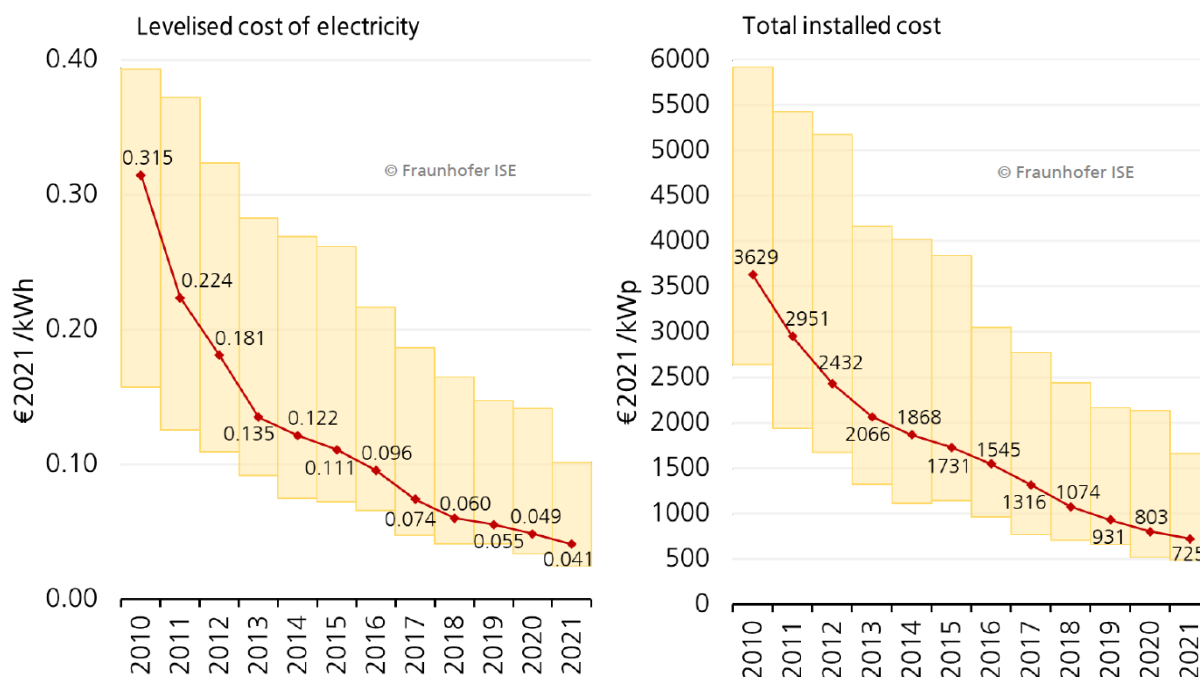


Σχ. 2-37. Χρονική Εξέλιξη του EPBT ως συνάρτηση της συνολικής παραγωγής Φ/Β κελιών [47].

## 2.12 ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ Φ/Β ΠΑΡΚΑ

Το σταθμισμένο Κόστος της Ηλεκτρικής Ενέργειας που παράγεται από Φ/Β βαίνει μειούμενο με το χρόνο από 31.5c€ το 2010 (εύρος τιμών από 15c€ έως 39c€), σε λιγότερο από 10c€ το 2016 (εύρος τιμών από 7c€ έως 22c€) και το 2021 διαμορφώθηκε σε παγκόσμιο επίπεδο στα 4.1c€ με εύρος τιμών από 2.5c€ έως και 10.1c€. Κατά μέσο όρο το σταθμισμένο Κόστος της Ηλεκτρικής Ενέργειας μειώθηκε με ρυθμό 17% σε ετήσια βάση από το 2010 έως και το 2021. Κύρια παράμετρος της μείωσης αυτής είναι η μείωση του κόστους εγκατάστασης που από 3600€ το kWp το 2010 διαμορφώθηκε σε παγκόσμιο επίπεδο στα 725€ το 2021 (τιμές σε € του 2021). Κατά μέσο όρο το κόστος εγκατάστασης μειώθηκε με ρυθμό 14% σε ετήσια βάση από το 2010 έως και το

2021. Σύμφωνα με το Fraunhofer Institute [47] το κόστος εγκατάστασης στην Ελλάδα το 2021 διαμορφώθηκε στα 615€ το kWp με βασική παράμετρο κόστους το κόστος των Φ/Β κελιών.



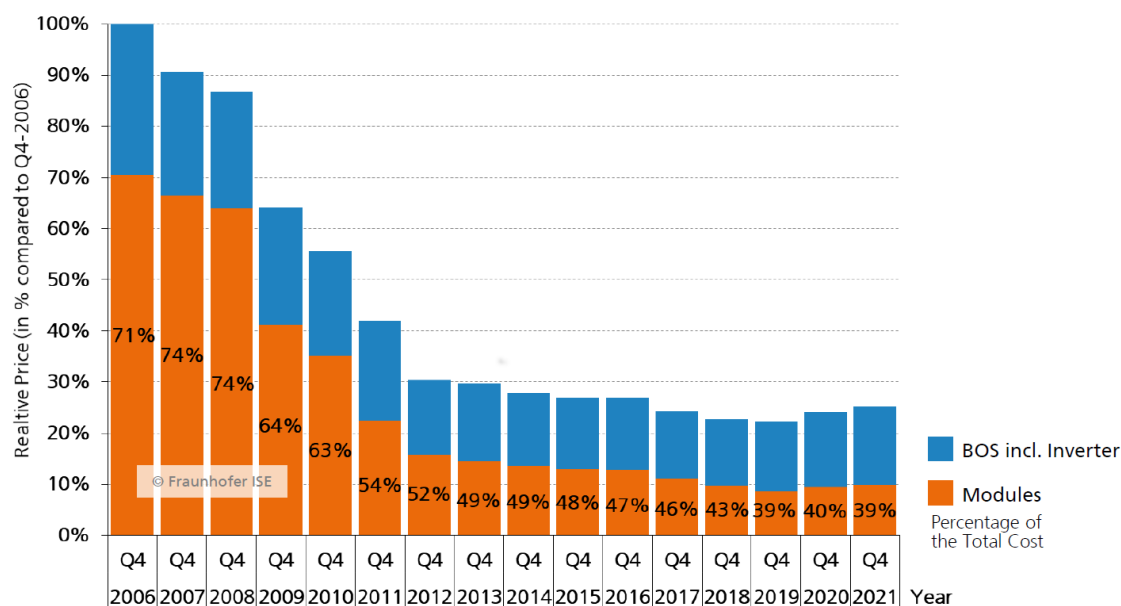
Σχ. 2-38. Χρονική Εξέλιξη LCOE και CAPEX Φ/Β συστήματος [47].

Έως και το 2013 βασικός παράγων κόστους για ένα Φ/Β ήταν το κόστος των Φ/Β κελιών. Στο 4<sup>ο</sup> τρίμηνο του 2021 μόλις το 39% του συνολικού κόστους ενός Φ/Β αφορούσε το κόστος των Φ/Β κελιών και το ποσοστό αυτό κυμαίνεται σταθερά περί του 40% από το 2019 και στη συνέχεια.

Η τιμή των Φ/Β κελιών το 2021 σε σταθερές τιμές διαμορφώθηκε στα 0.2€/Wp όταν το 1980 ήταν περί τα 25€/Wp. Η τιμή κατά μέσο όρο μειώνεται κατά 25% το έτος τα τελευταία 40 έτη. Με μία μέση εκτίμηση μείωσης του κόστους κατά 20% στο μέλλον, εκτιμάται ότι έως το 2025 η τιμή των Φ/Β κελιών θα έχει διαμορφωθεί σε σταθερές τιμές του 2021 περί τα 0.1€/Wp. Η μείωση αυτή θα έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους εγκατάστασης κατά 15% το 2025 σε σχέση με το 2021.

Με βάση τα ανωτέρω προκύπτει ότι το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β θα συνεχίσει να μειώνεται, αλλά όχι με τους ρυθμούς που έχουν παρατηρηθεί στο παρελθόν. Σημαντική συνεισφορά στη μείωση του κόστους θα έχει στο μέλλον η βελτίωση της απόδοσης μετατροπής της φωτεινής ενέργειας σε ηλεκτρική καθώς θα απαιτείται μικρότερος αριθμός πλαισίων και παρελκομένων συστημάτων για την παραγωγή μίας μονάδας ενέργειας με ανάλογη μείωση της δεσμευόμενης επιφάνειας για την εγκατάσταση του πάρκου.

Η μεταφορά νεωτεριστικών τεχνολογιών και η ανάπτυξη νέων μεθόδων στον χώρο της κατασκευής Φ/Β κελιών με τη χρήση νέων υλικών (περοβσκίτες), πιο αποδοτικών αναστροφέων, διαφασικών Φ/Β κελιών και άλλων βελτιώσεων εκτιμάται ότι θα είναι οι κύριοι παράγοντες μείωσης του κόστους στο μέλλον.



Σχ. 2-39. Χρονική Εξέλιξη ποσοστού συμμετοχής του κόστους των Φ/Β κελιών στο CAPEX [47].

## 2.13 ΑΡΧΕΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ Φ/Β ΠΑΡΚΩΝ

### 2.13.1 Εισαγωγή

Για τον Σχεδιασμό ενός Φ/Β Πάρκου λαμβάνονται υπόψη οι κάτωθι παράγοντες [46]:

1. Ο Χώρος Εγκατάστασης.
2. Η συνολική ισχύς του Φ/Β Πάρκου.
3. Ο τύπος, η κλίση και ο προσανατολισμός των Φ/Β πλαισίων μέσα στο Φ/Β Πάρκο.
4. Ο τύπος και η ισχύς των αναστροφέων.
5. Η Διαμόρφωση και κατανομή των Φ/Β συστοιχιών στους αναστροφείς.
6. Ο τύπος και η διατομή των DC καλωδίων για σύνδεση των Φ/Β συστοιχιών με τους αναστροφείς και ο τύπος και η διατομή των AC καλωδίων για τη σύνδεση των αναστροφέων με το τριφασικό σύστημα.
7. Η ανάγκη ή όχι εγκατάστασης Υποσταθμού Μ/Τ (για ισχύ <100kWp) και Υ/Τ (για ισχύ >8~10MWp).
8. Τα μέτρα προστασίας του Φ/Β Πάρκου.
9. Η μέση ετήσια παραγωγή του Φ/Β Πάρκου.
10. Το Σταθμισμένο Κόστος της Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost of Electricity εφεξής LCOE) της επένδυσης.
11. Η διαγωνιστική διαδικασία και οι απαραίτητες αδειοδοτήσεις.

### 2.13.2 Χώρος Εγκατάστασης Φ/Β πάρκου

Για τη μέγιστη απολαβή ενέργειας, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια πρέπει να τοποθετούνται με κυρίως μεσημβρινό προσανατολισμό και κλίση ως προς το οριζόντιο επίπεδο, το οποίο εξαρτάται από το

γεωγραφικό πλάτος της περιοχής, τα ιδιάζοντα γεωγραφικά χαρακτηριστικά του χώρου εγκατάστασης, τις κρατούσες καιρικές συνθήκες (νεφοκάλυψη) κ.λπ. Για τα ελληνικά δεδομένα, μία τυπική μέση χαρακτηριστική κλίση είναι αυτή των 30°.

Η εγκατάσταση των Φ/Β πλαισίων θα πρέπει να γίνει σε χώρο στον οποίο απουσιάζουν εμπόδια που προκαλούν σκιάσεις. Για την αποφυγή σκιάσεων των συστοιχιών των φωτοβολταϊκών πλαισίων μεταξύ τους, ένας πρακτικός κανόνας τοποθέτησης είναι ότι η απόσταση μεταξύ διαδοχικών σειρών θα πρέπει να είναι τουλάχιστον διπλάσια του ύψους της εγκατάστασης. Με αφετηρία την τιμή αυτή και με βάση τα στοιχεία της περιοχής ανάπτυξης του πάρκου με υπολογιστικές μεθόδους μπορεί να υπολογιστεί η βέλτιστη απόσταση μεταξύ των διαδοχικών σειρών με σκοπό την ελαχιστοποίηση του LCOE.

Τα βασικά γεωγραφικά στοιχεία ενός Φ/Β Πάρκου περιλαμβάνουν το γεωγραφικό μήκος και πλάτος της περιοχής εγκατάστασης (τα οποία για Φ/Β Πάρκο με το τμήμα παραγωγής να έχει διαστάσεις άνω των 2000m κατά την κύρια διαγώνιο θα πρέπει να υπολογίζεται σε διαφορετικά σημεία αυτού).

### **2.13.3 Συνολική Ισχύς Φ/Β Πάρκου**

Με βάση τα γεωμετρικά στοιχεία του χώρου εγκατάστασης υπολογίζεται η συνολική ισχύς του Φ/Β βασιζόμενη στο διαθέσιμο χώρο, τις σκιάσεις και ανάλογα του μεγέθους του, στους περιορισμούς των δικτύων μεταφοράς και διανομής.

### **2.13.4 Τύπος, κλίση και προσανατολισμός των Φ/Β πλαισίων μέσα στο Φ/Β Πάρκο**

Η επιλογή του τύπου των Φ/Β πλαισίων και κελιών (διφασικά, μονοκρυσταλλικά, πολυκρυσταλλικά, αμόρφου πυριτίου κ.λπ.) εξαρτάται από τις οικονομικές συνθήκες την ώρα της λήψης της επενδυτικής απόφασης, τις κλιματικές συνθήκες (με τη θερμοκρασία και υγρασία να αποτελούν κρίσιμες παράμετροι) και τις απαιτήσεις της ενεργειακής αγοράς. Στην περίπτωση της επιλογής σταθερών πλαισίων ή πλαισίων ενός άξονα η κλίση αποτελεί κρίσιμος παράγοντας για τη μεγιστοποίηση της απόδοσης της επένδυσης. Στην περίπτωση της χρήσης σταθερών πλαισίων ο προσανατολισμός και η κλίση των Φ/Β πλαισίων καθορίζεται από τη μορφή του χώρου, τα φυσικά εμπόδια, τη γεωγραφική θέση και τις κλιματολογικές συνθήκες με κρίσιμο παράγοντα την νεφοκάλυψη και την εκτιμώμενη φωτεινή ακτινοβολία.

### **2.13.5 Τύπος, Ισχύς και κατανομή Αναστροφών**

Αναλόγως του μεγέθους του Φ/Β πάρκου της τεχνολογίας των κελιών και τον τύπο του επενδυτή επιλέγεται ο τύπος των αναστροφών. Η απαιτούμενη ισχύς του αναστροφέα επιλέγεται συνήθως εντός του εύρους από 80% έως και 120% της ονομαστικής ισχύος  $P_{pv,n}$  των φωτοβολταϊκών Πλαισίων που συνδέονται σε κάθε αναστροφέα με πιο συνήθεις τιμές περί το 100% της ονομαστικής ισχύος [46].

Ο μέγιστος και ελάχιστος αριθμός πλαισίων σε σειρά, λαμβάνοντας υπόψη την τάση ανοιχτοκύκλωσης για τις δυσμενέστερες συνθήκες (ελάχιστη θερμοκρασία περιβάλλοντος, μέγιστη ακτινοβολία) [46] δίνεται από τις σχέσεις:

$$Eq. 2-19 \quad n_{max} = \frac{V_{max,inv}}{V_{OC,pv}}$$

$$Eq. 2-20 \quad n_{min} = \frac{V_{MPP,inv}}{V_{MPP,pv}}$$

Όπου  $V_{max,inv}$  είναι η μέγιστη τάση του αναστροφέα,  $V_{OC,pv}$  η τάση βραχυκυκλώματος (ανοιχτοκύκλωσης) του Φ/Β πλαισίου,  $V_{MPP,inv}$  η τάση του αναστροφέα στο σημείο μέγιστης ισχύος και  $V_{MPP,pv}$  η τάση στο σημείο μέγιστης ισχύος του Φ/Β πλαισίου.

Η σωστή σχεδιαστική πρακτική επιβάλλει τα Φ/Β πλαίσια του κάθε κλάδου να είναι ίδιου τύπου. Κλάδοι που συνδέονται παράλληλα, θα πρέπει να έχουν τον ίδιο αριθμό Φ/Β πλαισίων [46]. Το πλήθος των συστοιχιών που συνδέονται σε κάθε είσοδο του αναστροφέα προκύπτει από το μέγιστο ρεύμα εισόδου σε αυτό και από το ρεύμα των συστοιχιών [46]. Ειδικότερα ο αριθμός των κλάδων πρέπει να ικανοποιεί τη σχέση:

$$Eq. 2-21 \quad n_{strings} \leq \frac{I_{max,inv}}{I_{n,strings}}$$

Επίσης το εύρος λειτουργίας του MPPT του αναστροφέα θα πρέπει να ικανοποιεί τους περιορισμούς ασφαλείας για το σύνολο των «ακραίων» συνθηκών (συνθήκες σχεδιασμού) που εκτιμώνται για τους κλάδους που συνδέονται στο συγκεκριμένο αναστροφέα.

Βασική επιδίωξη κατά τον σχεδιασμό ενός Φ/Β Πάρκου και ειδικότερα των αναστροφέων αυτού είναι η τάση λειτουργίας του κλάδου ή των κλάδων που συνδέονται στον αναστροφέα σε STC<sup>29</sup> ή NOCT<sup>30</sup> συνθήκες να βρίσκεται πλησίον στην ονομαστική τάση του αναστροφέα με σκοπό τη μεγιστοποίηση της απόδοσης.

### 2.13.6 Καλωδιώσεις

Η επιλογή της διατομής των καλωδιώσεων γίνεται με γνώμονα τη διασφάλιση ασφαλούς παροχέτευσης του μέγιστου ρεύματος, τις απώλειες ισχύος και την πτώση της τάσης. Τα καλώδια που χρησιμοποιούνται για τη σύνδεση εν σειρά των Φ/Β πλαισίων θα πρέπει είναι κατάλληλα για χρήση σε εξωτερικό χώρο (προστασία UV, υψηλών θερμοκρασιών). Η διατομή των καλωδίων αυτών κυμαίνεται συνήθως ~4-10 mm<sup>2</sup> για πλαίσια κρυσταλλικού πυριτίου [46] με τυπική διατομή για σύνδεση των κλάδων με τους αναστροφείς ~4-16mm<sup>2</sup>.

Για την καλωδίωση χρησιμοποιείται συνήθως Χαλκός (Cu) ή Αλουμίνιο (Al) το οποίο και τα τελευταία έτη στην Ελλάδα προτιμάται λόγω της εγγενούς δυσκολίας ανακύκλωσης του σε παράνομα χυτήρια.

### 2.13.7 Μέτρα Προστασίας Φ/Β Πάρκου

Τα μέτρα προστασίας χωρίζονται σε 3 βασικές κατηγορίες. Μέτρα που αφορούν την εύρυθμη λειτουργία του Φ/Β Πάρκου (αντικεραυνική προστασία, γειώσεις, αντιπλημμυρικά έργα, προστασία από υπερτάσεις, βραχυκύκλωση, αρμονικές παραμορφώσεις, έλεγχο συντελεστή ισχύος θερμές κηλίδες κ.λπ.), μέτρα που αφορούν την προστασία του κοινού (περίφραξη, οδεύσεις

<sup>29</sup> Οι συνθήκες STC σύμφωνα με το πρότυπο IEC 61538, καθορίζονται ως: θερμοκρασία κελιού εντός του Φ/Β πλαισίου  $T_{cell} = 25^{\circ}C$ , Φωτεινή Ακτινοβολία  $1000W/m^2$  και φάσμα προσπίπτουσας δέσμης AM=1.5. [103]

<sup>30</sup> Οι συνθήκες NOCT σύμφωνα με το πρότυπο IEC 61538, καθορίζονται ως: θερμοκρασία αέρα  $T_{air} = 20^{\circ}C$ , Φωτεινή Ακτινοβολία  $800W/m^2$  και φάσμα προσπίπτουσας δέσμης AM=1.5 και ταχύτητα ανέμου  $1.0m/sec$  [103]

ομβρίων κ.λπ.) και μέτρα που αφορούν την προστασία της επένδυσης από κακόβουλες πράξεις (κλοπή, φθορές κ.λπ.).

### 2.13.8 Μέση ετήσια παραγωγή του Φ/Β Πάρκου

Η μέση ετήσια παραγωγή του Φ/Β Πάρκου εξαρτάται από τη γεωγραφική θέση, τις κλιματικές συνθήκες κ.λπ. Για έναν ταχύ – πρόχειρο υπολογισμό της ενεργειακής απόδοσης μίας επένδυσης δύναται να χρησιμοποιηθεί η [ιστοσελίδα](#) του Κοινού Κέντρου Ερευνών (JRC) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής. Στο παράρτημα 9.2 παρουσιάζονται περισσότερες πληροφορίες για το συγκεκριμένο εργαλείο.

Η μέση ετήσια παραγωγή ανά kWp εγκατεστημένης ισχύος κυμαίνεται ανάλογα της θέσης του πάρκου και της τεχνολογίας των Φ/Β κελιών από 1300kWh/kWp/y έως και 1700kWh/kWp/y [64].

### 2.13.9 LCOE της επένδυσης

Το Σταθμισμένο Κόστος της Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost of Electricity) δίνεται από τον τύπο:

$$Eq. 2-22 \quad LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Όπου  $I_t$  το ποσό της επένδυσης τον χρόνο  $t$ ,  $M_t$  το κόστος λειτουργίας και συντήρησης τον χρόνο  $t$ ,  $F_t$  το κόστος του καυσίμου τον χρόνο  $t$ ,  $E_t$  η εκτιμώμενη παραγωγή ενέργειας τον χρόνο  $t$ ,  $r$  το αποπληθωρισμένο επιτόκιο της επένδυσης και  $n$  τα έτη της επένδυσης.

Στην περίπτωση των ΑΠΕ το κόστος των καυσίμων ορίζεται ίσο με το μηδέν. Για κόστος εγκατάστασης στα 600€/kWp<sup>31</sup>, επιτόκιο προεξόφλησης 6%<sup>32</sup> και χρόνο επένδυσης 25 έτη (με κόστος συντήρησης και λειτουργίας στο 2% της αρχικής επένδυσης ετησίως [65]) το LCOE εκτιμάται από 30€/MWh έως και περισσότερο από 50€/MWh. [64]

### 2.13.10 Αδειοδοτική Διαδικασία Φ/Β Πάρκων

Η αδειοδοτική διαδικασία διέπεται από το Ν. 4951/2022 (ΦΕΚ 129/Α/04.07.2022) όπως αυτός τροποποιήθηκε με το Ν. 4964/2022 (ΦΕΚ 150/Α/30.07.2022) με σκοπό την ανάπτυξη υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων και πλήθος Υπουργικών Αποφάσεων [66]. Υπάρχει σημαντική Νομοθετική Κινητικότητα τα τελευταία έτη στην προσπάθεια εκσυγχρονισμού του Νομοθετικού Πλαισίου της χώρας και της επιτάχυνσης της διεύθυνσης των ΑΠΕ στο Ενεργειακό Μείγμα της χώρας.

<sup>31</sup> Το συνολικό κόστος εγκατάστασης ενός Φ/Β Πάρκου ποικίλει σημαντικά από 1000€/kWp έως 1650€/kWp σε εμπορικές εγκαταστάσεις στην Κορέα (τιμές 2020) [110], 628€/kWp στη Γερμανία [104], 450-650€/kWp σε παγκόσμιο επίπεδο [105], 857\$~710€/kW σύμφωνα με την IRENA για το 2021 [83] και 633€/kWp για Φ/Β σταθερής κλίσης για την Ελλάδα το 2019 [106]. Εκτιμήθηκε κόστος στα 600€/kWp που αφορά μεγάλα Φ/Β Πάρκα με τις απαραίτητες οικονομίες κλίμακας.

<sup>32</sup> Το Discount Rate εκτιμάται ίσο με 7.07% σύμφωνα με το [106] (βλέπε Table A1) για την Ελλάδα με το ποσοστό αυτό να κυμαίνεται από 5.03% (Ελβετία) έως και 7.07% (Ελλάδα). Η εκτίμηση του 6% στηρίζεται στην θεώρηση ότι η Ελλάδα θα ανακτήσει σύντομα επενδυτική βαθμίδα η οποία θα οδηγήσει σε μία εκτιμώμενη μείωση του διαφορικού του επιτοκίου δανεισμού (spread) σε σχέση με το Γερμανικό Ομόλογο της τάξης των 100 μονάδων βάσης [107].

Τον Μάρτιο του 2023 στο πλαίσιο του Νομοσχεδίου για τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας<sup>33</sup>:

- ενσωματώνεται η Οδηγία 2018/2001 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 11ης Δεκεμβρίου 2018 «για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές» (L 328) ως προς τους εθνικούς στόχους, τα καθεστάτα στήριξης, θέματα πληροφόρησης και κατάρτισης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), τις Κοινότητες Ανανεώσιμης Ενέργειας, τις λεπτομέρειες σύστασης και λειτουργίας τους και την αυτοκατανάλωση.
- ρυθμίζονται θέματα σχετικά με τις εγγυήσεις προέλευσης, τα κοινά καθεστάτα στήριξης και τα έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στον τομέα των μεταφορών και στη θέρμανση και ψύξη και τροποποιούνται σχετικές ρυθμίσεις του ν. 3468/2006 (Α' 129).
- εισάγονται ρυθμίσεις για τις ενεργειακές κοινότητες πολιτών και για την πρόσβαση των ΑΠΕ στα δίκτυα και τις υποδομές και τροποποιούνται αντιστοίχως οι σχετικές ρυθμίσεις του ν. 4001/2011 (Α' 179).
- ρυθμίζονται ζητήματα, ως προς την πλήρη ενσωμάτωση της Οδηγίας 2019/944 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (L 158), τα οποία είναι αναγκαία για την πλήρη εφαρμογή της Οδηγίας.

Η αυξημένη κινητικότητα που παρατηρείται όσον αφορά τη μεταβολή του νομοθετικού πλαισίου είναι το αποτέλεσμα της ενεργειακής κρίσης της περιόδου 2021 – 2022, η οποία μετέβαλε ουσιωδώς τους στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης στην προσπάθεια μετάβασης προς μία οικονομία που δεν θα χρησιμοποιεί ανθρακικές πηγές ενέργειας.

Με τη στρατηγική επιλογή σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης για απεξάρτηση από τη χρήση του ρωσικού ΦΑ αποτέλεσμα της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία το 2022, απαιτείται η ριζική επαναξιολόγηση του ενεργειακού σχεδιασμού της χώρας με έμφαση στη μείωση των πολιτικών εξαρτήσεων που προκαλεί η αποκλειστική τροφοδοσία με ενεργειακά προϊόντα από «μοναδικούς» προμηθευτές και η διατήρηση μέρους της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγικής δυνατότητας με χρήση λιγνίτη ως στρατηγική εφεδρεία<sup>34</sup>.

Στην Ελλάδα το Νομικό καθεστώς που διέπει τις ΑΠΕ και τα Φ/Β ειδικότερα χαρακτηρίζεται από ιδιαίτερη πολυτυπία<sup>35</sup> καθώς η νομοθετική εξουσία λαμβάνοντας υπόψη τις ειδικές συνθήκες κάποιων έργων νομοθετεί με σκοπό την αντιμετώπιση εμποδίων τα οποία προκύπτουν κατά την

<sup>33</sup> <https://www.e-nomothesia.gr/law-news/katatetheke-ste-boule-nomoskhedio-gia-ti-rythmistiki-arxi-energeias.html>

<sup>34</sup> Η διατήρηση του λιγνίτη ως στρατηγική εφεδρεία και όχι ως βασικό καύσιμο για ηλεκτροπαραγωγή προκύπτει ως ανάγκη από το κόστος των δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Στις 23/04/2023 η χρηματιστηριακή τιμή των δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα διαπραγματεύτηκε στα 94€/t. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα εκτιμώμενο κόστος δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της τάξης των 100~140€/MWh για τις λιγνιτικές μονάδες της χώρας. Υπό τις συνθήκες αυτές η συγκεκριμένη τεχνολογία οικονομικά κρίνεται ως μη ανταγωνιστική.

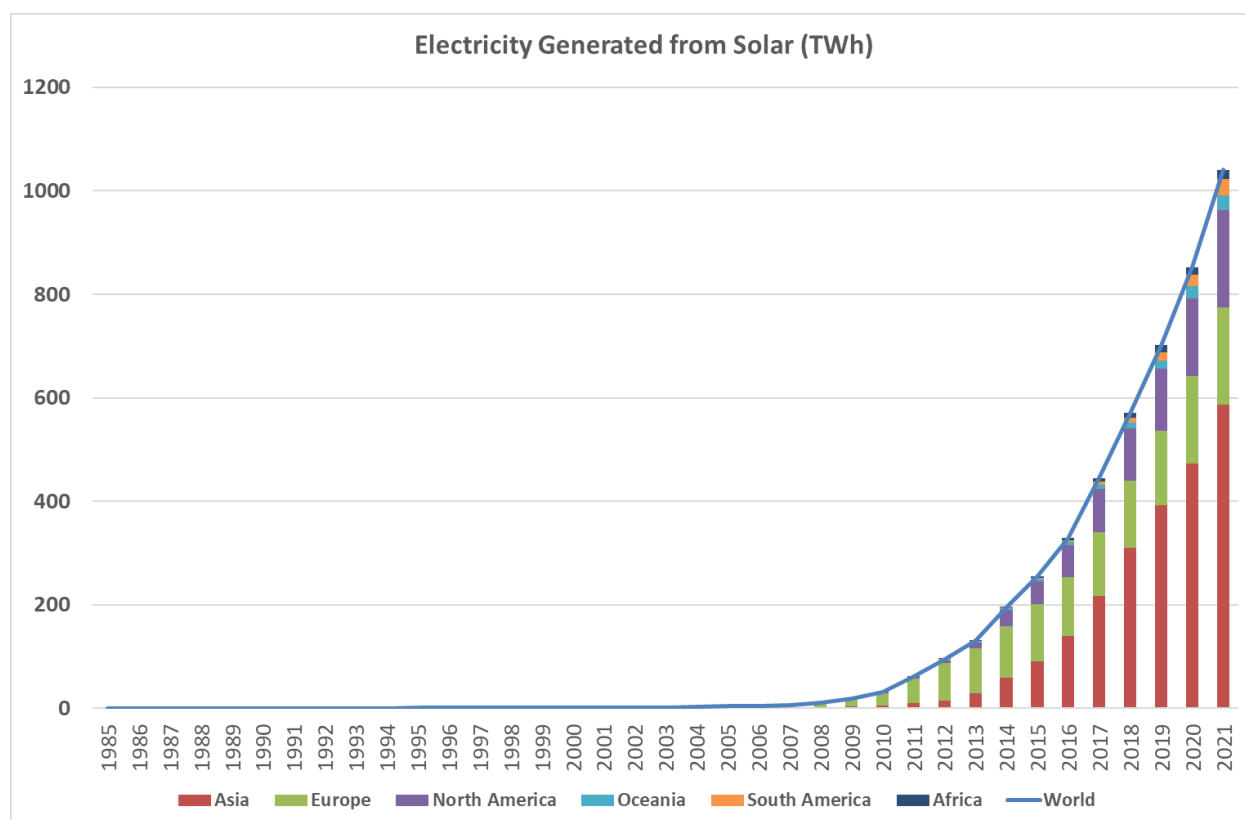
<sup>35</sup> Σύμφωνα με την ιστοσελίδα του ΥΠΕΝ (<https://ypen.gov.gr/energeia/ape/nomothesia/ethniko-plaisio/>) το εθνικό πλαίσιο έως της 23/04/2023 περιλαμβάνει 34 Νόμους, 75 Υπουργικές Αποφάσεις και 12 Κοινές Υπουργικές Αποφάσεις.

αδειοδοτική διαδικασία στις περιπτώσεις έργων που χαρακτηρίζονται ως «στρατηγικής» σημασίας.

## 2.14 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ Φ/Β – ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ

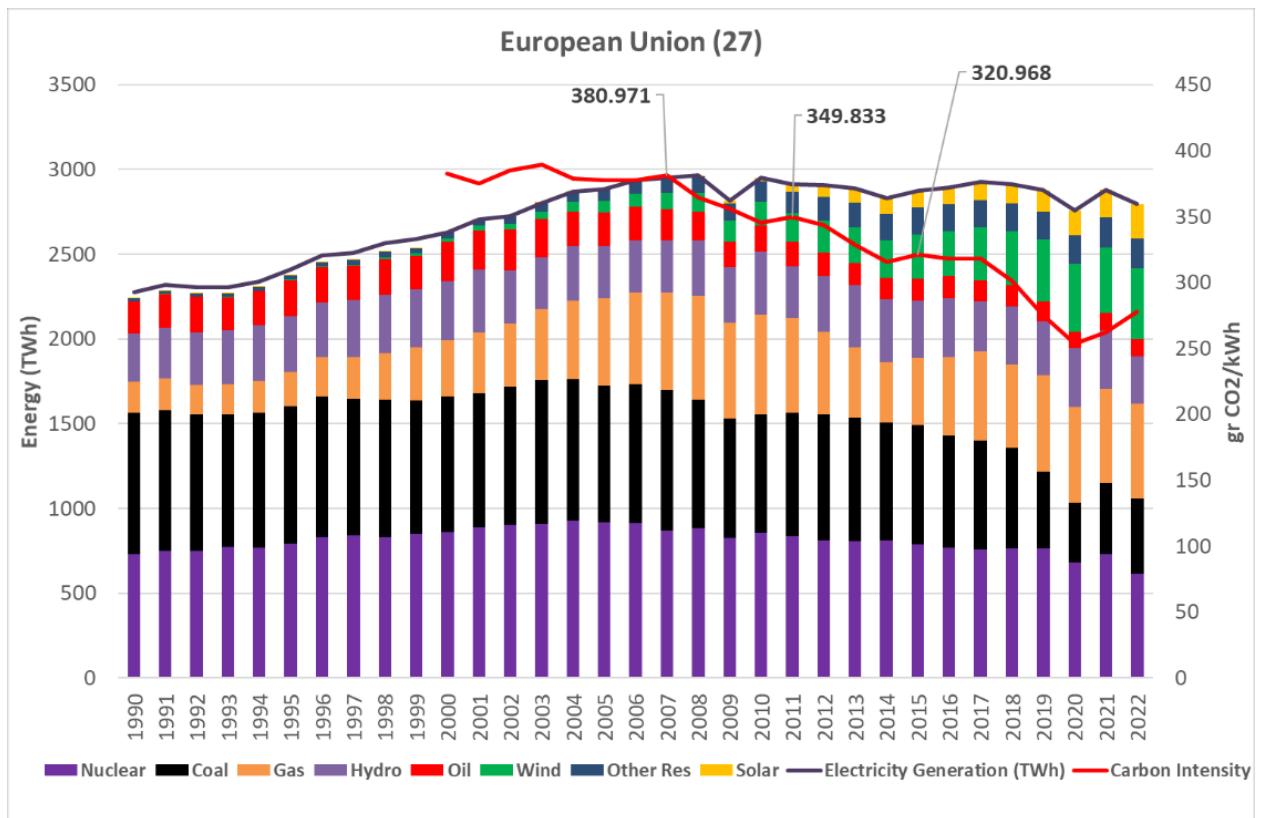
Στο Σχ. 2-40, παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας. Μετά το τέλος του 2009, παρατηρείται μία εκρηκτική αύξηση της συνολικής παραγωγής κυρίως λόγω της μείωσης του κόστους των Φ/Β κελιών που επέτρεψε την ανάπτυξη Φ/Β πάρκων ανά τον κόσμο. Πρωτοπόρος στη χρήση των Φ/Β και των Ηλιοθερμικών ήταν η Ευρώπη αν και σύντομα υπερκεράστηκε από την Κίνα και της ΗΠΑ. Πρακτικά ανεκμετάλλευτο παραμένει το ηλιακό δυναμικό στην Αφρικανική Ήπειρο. Το 2021 η παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την εκμετάλλευση του ηλιακού δυναμικού ξεπέρασε τη 1PWh.

Στο Σχ. 2-41, παρουσιάζεται το μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το 1990 έως το 2021 για την ΕΕ των 27. Κύριο ρόλο στην ηλεκτροπαραγωγή στην ΕΕ τα τελευταία 30 έτη είχαν α) η παραγωγή από τη σχάση του ατόμου (26.8PWh), β) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα (συμπεριλαμβανομένου και του λιγνίτη με 23.9PWh) και γ) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΑ (13.4PWh). Η ετήσια παραγωγή από την εκμετάλλευση του ηλιακού δυναμικού από 0.27TWh το 2002, το 2021 είχε διαμορφωθεί στις 203TWh μία αύξηση κατά 3 τάξεις μεγέθους. Οι 203TWh αντιπροσωπεύουν το 20% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την εκμετάλλευση του ηλιακού δυναμικού.



Σχ. 2-40. Χρονική Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β – Κόσμος. [67]





Σχ. 2-41. Χρονική Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή – ΕΕ27 [67].

Η περαιτέρω ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από την εκμετάλλευση του ηλιακού δυναμικού αναμένεται να ισχυροποιηθεί περαιτέρω τα επόμενα έτη σε παγκόσμιο επίπεδο αλλά και στην Ευρωπαϊκή Ένωση.

## 3 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΚΑΙ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΩΝ ΈΡΓΩΝ

### 3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η εκμετάλλευση του υδροδυναμικού για την παραγωγή ωφέλιμου έργου είναι μία διαδικασία γνωστή από την αρχαιότητα [68]. Η χρήση του υδρόμυλου ήταν γνωστή τόσο στην αρχαία Ελλάδα όσο και στην Κίνα. Η πρώτη σύγχρονη εφαρμογή στην ηλεκτροπαραγωγή χρονολογείται το 1878, όταν στρόβιλος τύπου Vortex σε συνδυασμό με γεννήτρια συνεχούς ρεύματος χρησιμοποιήθηκε για φωτισμό μίας πινακοθήκης στο Cragside House στο ΗΒ [68]. Το 1880 στο Grand Rapids, του Michigan στις ΗΠΑ ανάλογη διάταξη χρησιμοποιήθηκε για τον φωτισμό ενός θεάτρου.

Η πρώτη βιομηχανική εφαρμογή εκμετάλλευσης του υδροδυναμικού για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρονολογείται το 1895, όταν η Niagara Falls Power Company ενέταξε στο δυναμικό της γεννήτριες ισχύος 5MW, με τις οποίες παρήγαγε εναλλασσόμενο διφασικό ρεύμα. Η παραγωγή αναλίσκταν στην πόλη του Buffalo περί τα 20 μίλια (32km) μακριά από τον σταθμό.

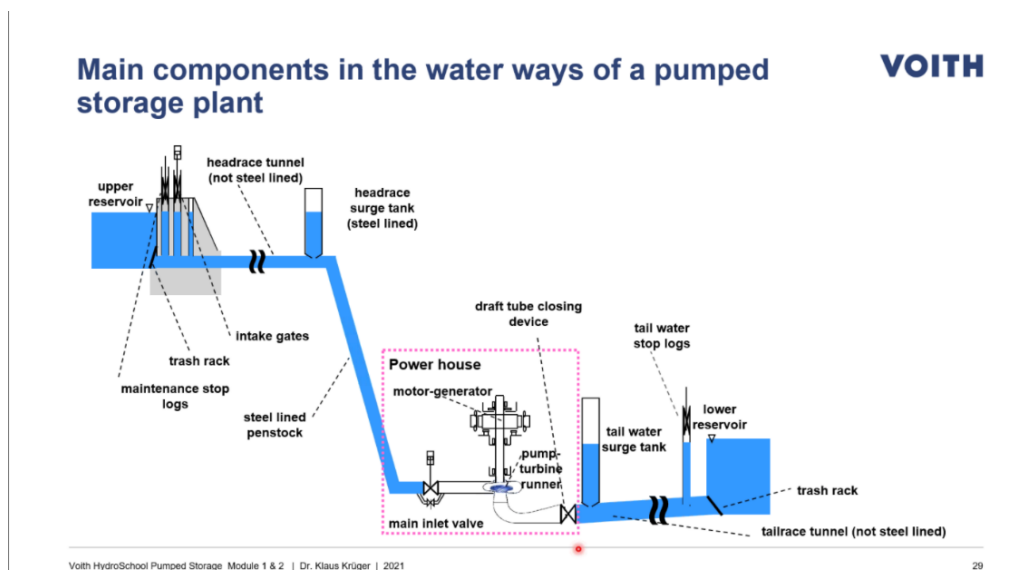
### 3.2 ΒΑΣΙΚΗ ΔΟΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στην παρούσα παράγραφο σκιαγραφείται η βασική δομή ενός αντλησιοταμιευτικού συγκροτήματος. Ένα Αντλησιοταμιευτικό συγκρότημα αποτελείται από τα εξής βασικά υποσυστήματα:

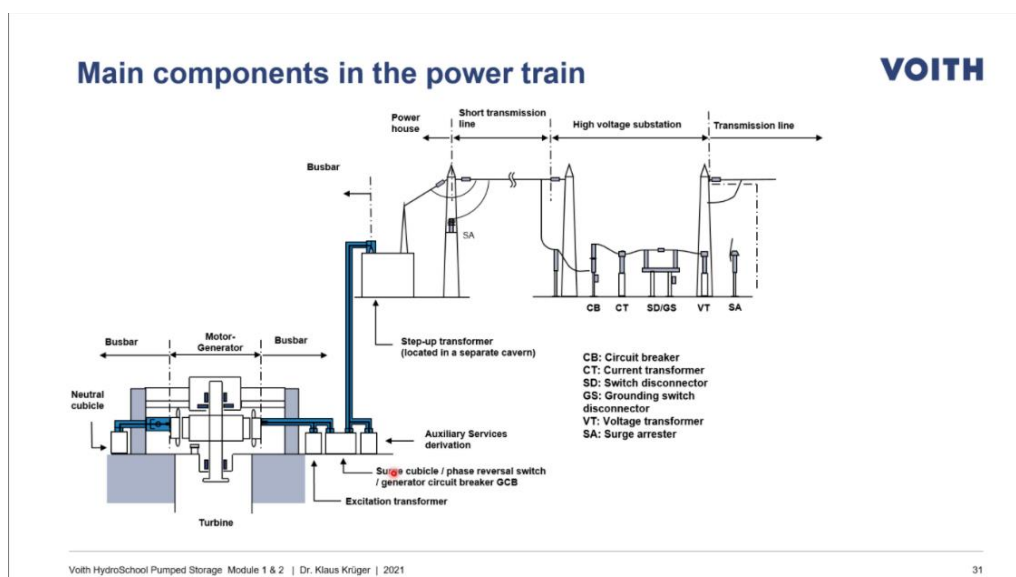
1. Άνω Ταμιευτήρας μετά των τεχνικών έργων αυτού. Ήτοι, κυρίως φράγμα, προφράγματα ανάντη και κατόντη μετά της σήραγγας εκτροπής υδάτων κατά την κατασκευή, έργο εκκενωτή πυθμένα (ή λοιπά έργα εκκένωσης χαμηλής/μέσης στάθμης – Low Level Outlets), εκχειλιστές ή υπερχειλιστές, κουρτίνα τσιμεντενέσεων, σήραγγες επιθεώρησης, αποστράγγισης και τσιμεντενέσεων, έργα διασφάλισης οικολογικής παροχής και διέλευσης ιχθύων, βοηθητικός Η/Μ Εξοπλισμός για τη λειτουργία των έργων ασφαλείας, ενοργάνωση Φράγματος και πρानών, συστήματα τηλεδιαχείρισης, ελέγχου και παρακολούθησης της συμπεριφοράς του φράγματος και των πρानών, έργα οδοποιίας για πρόσβαση προς τον ταμιευτήρα, έργα φύλαξης και ειδοποίηση κατά την εμφάνιση εκτάκτων / ανωμάτων καταστάσεων κ.λπ.)
2. Σήραγγα Προσαγωγής μετά των τεχνικών έργων αυτής. Ήτοι, έργο υδροληψίας μετά των δοκών έμφραξης, φρέαρ θυροφραγμάτων επιθεώρησης και πλήρωσης της σήραγγας προσαγωγής, σήραγγα προσαγωγής, σήραγγες επίσκεψης ενδιάμεσων μετώπων, φρέαρ ανάπασης, αγωγός πτώσης, έργο διχοτόμησης – τριχοτόμησης ροής, αγωγός προσέγγισης σταθμού παραγωγής κ.λπ. (βλέπε Σχ. 3-1).
3. Σταθμός Παραγωγής μετά των υποσυστημάτων αυτού. Ήτοι κύρια βαλβίδα λειτουργίας, κέλυφος στροβίλου, στρόβιλος, αποκλίνων αγωγός εξαγωγής, θυροφράγματα αγωγού φυγής, άξονας στροβίλου γεννήτριας (με ή χωρίς μετατροπέα ροπής), γεννήτρια, ελεγκτής στροφών, διεγέρτης, ηλεκτρικά ισχύος, συστήματα ελέγχου άεργου ισχύος, μετασχηματιστές μονάδων, γερανογέφυρες, χώρος συναρμολόγησης, χώρος ελέγχου, συστήματα προστασίας μονάδας σε έκτακτα φαινόμενα, βοηθητικά υποσυστήματα

ελέγχου λειτουργίας, συστήματα πυρόσβεσης, αερισμού, αποκαπνισμού και εκκένωσης επιβλαβών αερίων, συστήματα εκκίνησης χωρίς δίκτυο (black start), Η/Ζ, συσσωρευτές, φρέαρ διαχωρισμού ελαίου νερού και ελέγχου υδάτων, γραμμές ισχύος κ.λπ. (βλέπε Σχ. 3-2)

4. Υποσταθμός μετά των υποσυστημάτων αυτού. Ήτοι κανάλια καλωδίων, Κυρίως Κτήριο Υποσταθμού, Μετασχηματιστές ανόρθωσης τάσης, μετρητικές διατάξεις τάσης, έντασης, διακόπτες ισχύος και ανάγκης, δίκτυο γείωσης, Η/Ζ, συσσωρευτές, δίκτυο αντικεραυνικής προστασίας και προστασίας εξοπλισμού από άλλα φαινόμενα κ.λπ.
5. Σήραγγα Εξόδου μετά των υποσυστημάτων αυτής. Βλέπε παράγραφο 2 για περισσότερες λεπτομέρειες.
6. Κάτω ταμιευτήρας μετά των υποσυστημάτων αυτού. Βλέπε 1 για περισσότερες λεπτομέρειες.



Σχ. 3-1. Βασικά Υποσυστήματα του έργου Προσαγωγής ενός τυπικού αντλησιοταμιευτικού Έργου [69].



Σχ. 3-2. Βασικά Υποσυστήματα της γραμμής ισχύος τυπικού υδροηλεκτρικού Έργου [69].

### 3.2.1 Άνω και Κάτω Ταμιευτήρας

Ο άνω και κάτω ταμιευτήρας ενός έργου αντλησιοταμίευσης μπορεί να είναι κάποια φυσική λίμνη ή ένας τεχνητός ταμιευτήρας. Η υψομετρική διαφορά της στάθμης του ύδατος μεταξύ του άνω και κάτω ταμιευτήρα καθορίζει και το υδροδυναμικό ανά μονάδα όγκου ύδατος.

Στην περίπτωση του τεχνητού ταμιευτήρα για την υλοποίηση του απαιτείται η κατασκευή ενός φράγματος για να διακοπεί η φυσική ροή ενός ποταμού, συνήθως πλησίον μίας φυσικής στένωσης της ευρύτερης κοίτης αυτού.

Η διαδικασία ανοικοδόμησης ενός φράγματος αδρομερώς έχει ως εξής:

1. Επιλογή τοποθεσίας για την ανοικοδόμηση του φράγματος. Εκπόνηση των απαραίτητων γεωλογικών ερευνών, της μελέτης υπολογισμού του υδροδυναμικού, καταγραφή της ροής νερού στη θέση της έμφραξης για τον υπολογισμό των εισροών, υπολογισμός πλημμυρικών μεγεθών, ογκομέτρηση ταμιευτήρα κ.λπ.
2. Κατασκευή Σήραγγας εκτροπής. Για την εκτροπή των υδάτων από την περιοχή όπου θα ανοικοδομηθεί το φράγμα κατά τη διάρκεια κατασκευής του έργου.
3. Ανύψωση άνω και κάτω προφράγματος, εκτροπή των υδάτων μέσω της σήραγγας εκτροπής. Για να διασφαλιστεί η εργασία ανοικοδόμησης του έργου εν ξηρώ.
4. Εκσκαφές πρανών και πυθμένα φράγματος.
5. Κουρτίνα τσιμεντενέσεων στη βάση φράγματος. Για να επιτευχθεί ο έλεγχος των υδροστατικών τάσεων ανύψωσης (εξασφάλιση δομικής επάρκειας) και για τον περιορισμό των διαρροών.
6. Κουρτίνες τσιμεντενέσεων στο αριστερό και δεξιά πρανές. Για μείωση των εκτιμώμενων μελλοντικών διαρροών εκ των πρανών και για την εξασφάλιση της δομικής επάρκειας του έργου. Για την υλοποίηση των πλευρικών κουρτινών τσιμεντενέσεων διανοίγονται σήραγγες επιθεώρησης, αποστραγγίσεων και τσιμεντενέσεων στα πρανή του έργου.
7. Κατασκευή των Εκχειλιστών ή Υπερχειλιστών για την ασφαλή διόδευση των πλημμυρικών ροών.
8. Κατασκευή του Εκκενωτή Πυθμένα του έργου.
9. Κατασκευή του κυρίως σώματος του φράγματος.
10. Κατασκευή των έργων διαμόρφωσης του ποταμού κατόπιν του φράγματος, ήτοι της λεκάνης αποτόνωσης, των έργων καταστροφής ενέργειας των έργων του εκκενωτή πυθμένα και των εκχειλιστών, της λεκάνης ηρεμίας (συνήθως οι λεκάνες αποτόνωσης και ηρεμίας είναι μία ενιαία μεγαλύτερη λεκάνη) και της διώρυγας φυγής του έργου.
11. Κατασκευή των Έργων εξασφάλισης της οικολογικής παροχής και της ελεύθερου διελεύσεως των ιχθύων.
12. Ενοργάνωση του φράγματος.
13. Έμφραξη της σήραγγας εκτροπής.

14. Πρώτη πλήρωση ταμειυτήρα.

### 3.2.2 Σήραγγες Προσαγωγής και Φυγής

Τα έργα προσαγωγής και φυγής διασφαλίζουν την αδιάλειπτη τροφοδοσία με «καύσιμο» του σταθμού παραγωγής και τη διατήρηση των κατάλληλων συνθηκών για την ασφαλή λειτουργία του έργου. Τα επιμέρους τμήματα του συστήματος προσαγωγής και φυγής περιγράφονται αδρομερώς ως ακολούθως:

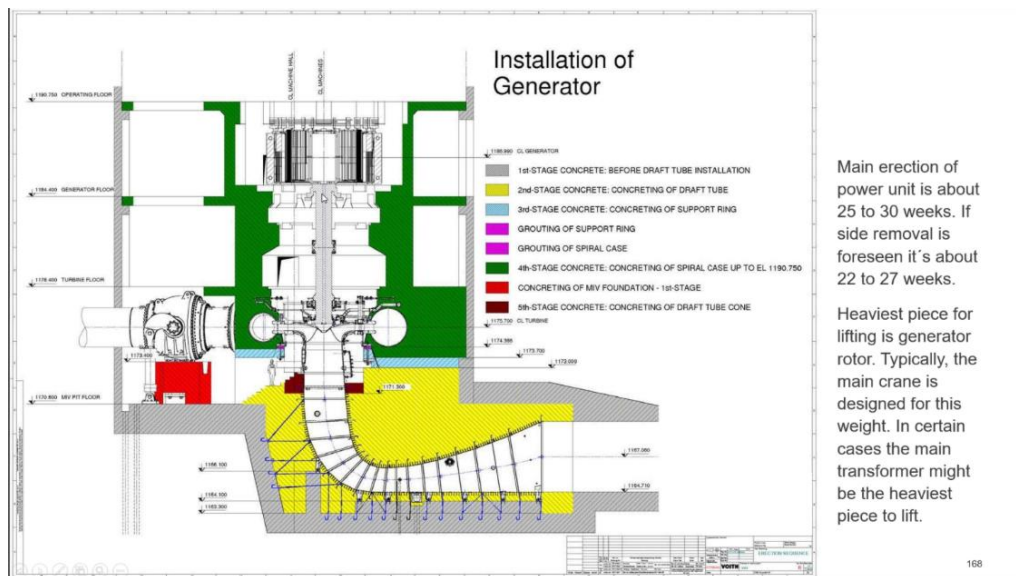
1. Έργο υδροληψίας μετά των εσχάρων συγκράτησης στερεών και των δοκών έμφραξης για την επιθεώρηση του συγκεκριμένου τμήματος του έργου και για την ασφαλή εκκένωση της σήραγγας προσαγωγής. Η στάθμη του έργου υδροληψίας καθορίζει και την κατώτατη στάθμη λειτουργίας του έργου. Οι εσχάρες συγκράτησης στερεών διασφαλίζουν ότι δεν θα εισέλθουν στη σήραγγα προσαγωγής αδρανή μεγαλύτερης της μέγιστης ανεκτής διαμέτρου για τον στρόβιλο και τα λοιπά στοιχεία του βρεχόμενου Η/Μ εξοπλισμού.
2. Συναρμογή έργου υδροληψίας και σήραγγας προσαγωγής. Πρόκειται για το τμήμα μεταβολής της διατομής από ορθογωνική σε κυκλική (συνήθως).
3. Έργο Ελέγχου ροής και θυροφραγμάτων. Πρόκειται για το έργο που διασφαλίζει την πλήρωση της σήραγγας προσαγωγής με ύδωρ πριν να δοθεί η εντολή για το άνοιγμα της κύριας βαλβίδας της μονάδας. Επίσης επιτρέπει την εκκένωση της σήραγγας προσαγωγής για επιθεώρηση.
4. Σήραγγα προσαγωγής. Κυκλικής διατομής επενδεδυμένη με σκυρόδεμα υψηλής στάθμης φινιρίσματος. Αποτελεί το βασικό αγωγό του έργου.
5. Σήραγγες ενδιάμεσου μετώπου και επισκέψεων. Βοηθητικά έργα για την επίσκεψη της σήραγγας προσαγωγής αν αυτό κριθεί αναγκαίο.
6. Συναρμογή τμήματος σήραγγας προσαγωγής με το επενδεδυμένο εσωτερικά τμήμα με χάλυβα της σήραγγας. Πρόκειται για τμήμα μεταβολής της διατομής από κυκλική σε κυκλική μικρότερης διαμέτρου που οδηγεί στο τμήμα της σήραγγας με μεταλλική επένδυση.
7. Ανάντη φρέαρ ανάπαλσης. Πρόκειται περί δεξαμενής η οποία συνδέεται με το επενδεδυμένο τμήμα της σήραγγας προσαγωγής και η λειτουργία του σχετίζεται με την απορρόφηση των αναπτυσσόμενων υπερπιέσεων και υποπιέσεων εντός του αγωγού κατά το άνοιγμα και το κλείσιμο της κύριας βαλβίδας της μονάδας.
8. Αγωγός πτώσης. Τμήμα του έργου προσαγωγής το οποίο φέρει το νερό στη στάθμη του άξονα του στρόβιλου.
9. Τμήμα διχοτόμησης / τριχοτόμησης της ροής. Τμήμα του έργου που κατανέμει το νερό στις μονάδες του έργου.
10. Αγωγός προσέγγισης σταθμού. Το τελικό τμήμα της προσαγωγής από το σημείο διχοτόμησης ή τριχοτόμησης έως την είσοδο στον σταθμό.
11. Αγωγός Φυγής και θυροφράγματα αγωγού φυγής. Μετά το τέλος του σταθμού και του αποκλίνοντος αγωγού εξαγωγής.

12. Φρέαρ ανάπαλσης κατάντη. Αντίστοιχο έργο με το ανάντη φρέαρ ανάπαλσης.
13. Σήραγγα Φυγής. Όπως η σήραγγα προσαγωγής.
14. Σήραγγες επιθεώρησης και ενδιάμεσου μετώπου σήραγγας φυγής. Όπως προηγουμένως.
15. Έργο ελέγχου ροής και θυροφραγμάτων. Όπως προηγουμένως
16. Έργο Εξόδου. Αντίστοιχο με το έργο Εισόδου.

Το έργο προσαγωγής και φυγής φέρει επίσης και διατάξεις ελέγχου της στεγανότητας του όλου έργου καθώς και διατάξεις για τη εξασφάλιση ομαλών συνθηκών πίεσης και θερμοκρασίας του νερού.

### 3.2.3 Σταθμός Παραγωγής και Υποσταθμός

Ο Σταθμός Παραγωγής αναλαμβάνει το έργο της μετατροπής του διαθέσιμου υδροδυναμικού σε ωφέλιμο μηχανικό έργο και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Στο Σχ. 3-3, δείχνονται οι φάσεις σκυροδέτησης τυπικής μονάδας υδροηλεκτρικού σταθμού.



Σχ. 3-3. Φάσεις Σκυροδέτησης κύριου Η/Μ Εξοπλισμού Υδροηλεκτρικού Σταθμού. [69].

Στη συνέχεια η ηλεκτρική αυτή ενέργεια μεταφέρεται στον υποσταθμό του έργου, όπου και ανυψώνεται στο επιθυμητό επίπεδο τάσης, ώστε μετά να εγχυθεί στο δίκτυο μεταφοράς του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας. Τα επιμέρους τμήματα του Σταθμού Παραγωγής και του Υποσταθμού παρουσιάζονται αδρομερώς ως ακολούθως:

1. Κύρια Βαλβίδα Στροβίλου, Κέλυφος Στροβίλου, Στρόβιλος, Αποκλίνων Σωλήνας στροβίλου, θυροφράγματα αγωγού φυγής. Αποτελεί το βασικό σύστημα μετατροπής του δυναμικού σε μηχανική ενέργεια.
2. Άξονας μετάδοσης ισχύος προς γεννήτρια (με ή χωρίς μετατροπέα ροπής). Το σύστημα μετάδοσης της παραγόμενης ροπής από τη διέλευση του νερού εντός του στροβίλου στο σύστημα της γεννήτριας.
3. Γεννήτρια, ελεγκτής στροφών, διεγέρτης. Αποτελεί το βασικό σύστημα μετατροπής της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια με τα επιθυμητά χαρακτηριστικά. Στην

περίπτωση των αντλησιοταμιευτικών έργων η γεννήτρια είναι σύγχρονη μη μόνιμου μαγνήτη, οπότε είναι απαραίτητη η ύπαρξη του διεγέρτη που θα παράγει το επιθυμητό μαγνητικό πεδίο. Η γεννήτρια μπορεί να είναι σταθερών ή μεταβλητών στροφών αναλόγως του συστήματος του ελεγκτή στροφών.

4. Μετασηματιστές Μονάδων, Πίνακες Ελέγχου, Καλωδιώσεις προς κύριο Μετασηματιστή Υποσταθμού.

### 3.3 ΥΔΡΟΔΥΝΑΜΙΚΟ

Η διαθέσιμη υδραυλική ισχύς είναι το γινόμενο του ειδικού βάρους του νερού για συγκεκριμένη θερμοκρασία, της παροχής του νερού και της υδραυλικής πτώσης ήτοι της διαφοράς στάθμης του νερού στον άνω ταμιευτήρα και κατάντη του έργου. Ειδικότερα η διαθέσιμη θεωρητική υδραυλική ισχύς δίνεται ως [70]:

$$Eq. 3-1 \quad N_i = \rho \cdot g \cdot Q \cdot h$$

Όπου  $\rho$  η πυκνότητα του νερού,  $g$  ο συντελεστής της βαρύτητας,  $Q$  η παροχή του νερού και  $h = z_E - z_A$  η διαφορά στάθμης του ύδατος μεταξύ του άνω ταμιευτήρα ( $z_E$ ) και κατάντη του έργου ( $z_A$ ).

Η ισχύς που δύναται να ανακτηθεί στον στρόβιλο είναι συνάρτηση της διαθέσιμης θεωρητικής υδραυλικής ισχύος μείον την ισχύ που χάνεται λόγω των υδραυλικών απωλειών της ροής του ύδατος από τον ταμιευτήρα έως το στρόβιλο και μείον την ισχύ που δεν ανακτάται στον στρόβιλο λόγω των εγγενών χαρακτηριστικών αυτού. Ειδικότερα η διαθέσιμη ισχύς στον στρόβιλο λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες στην προσαγωγή δίνεται από τη σχέση [70]:

$$Eq. 3-2 \quad N_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot (h - \delta h_{fEe} - \sum_j \delta h_{i,j})$$

Όπου  $\delta h_{fEe} = k_e \cdot Q^2$  οι υδραυλικές απώλειες της ροής του ύδατος εντός του αγωγού προσαγωγής και  $\sum_j \delta h_{i,j}$  το σύνολο των τοπικών απωλειών στον αγωγό προσαγωγής (υδροληψία, αλλαγές κατεύθυνσης, φρέαρ θυροφραγμάτων κ.λπ.)

Η διαστασιολόγηση του έργου προσαγωγής αποτελεί ένα ξεχωριστό πρόβλημα βελτιστοποίησης με στόχο την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους της παραγόμενης ενέργειας (Limit Cost of Electricity – LCOE) για το έργο.

### 3.4 ΓΡΑΜΜΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΠΙΕΖΟΜΕΤΡΙΚΗ ΓΡΑΜΜΗ – ΡΟΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η γραμμή ενέργειας είναι μία γνησίως φθίνουσα συνάρτηση κατά τη διεύθυνση της ροής με ασυνέχειες στα σημεία, α) τοπικών απωλειών και β) αφαίρεσης ή προσθήκης ενέργειας με τη βοήθεια κάποιας μηχανής. Η γραμμή ενέργειας απεικονίζει γραφικά τη συνολική ενέργεια του ρευστού κατά τη ροή του εντός κλειστού αγωγού [70]. Η γραμμή ενέργειας δίνεται από τη σχέση:

$$Eq. 3-3 \quad z + \frac{p}{\rho g} + \frac{c^2}{2g}$$

Όπου η πιεζομετρική γραμμή είναι και αυτή μία συνάρτηση που βρίσκεται υπό της γραμμής ενέργειας κατά ποσότητα ίση με τη κινητική ενέργεια του ρευστού. Η πιεζομετρική γραμμή αποδίδει το υδροδυναμικό του ρευστού. Η απόσταση μεταξύ του άξονα της ροής και της

πιεζομετρικής γραμμής σε μία διατομή είναι το ύψος πίεσης της διατομής. Η πιεζομετρική γραμμή δίνεται από τη σχέση:

$$\text{Eq. 3-4} \quad z + \frac{p}{\rho g}$$

Η μεταβολή της πιεζομετρικής γραμμής κατά μήκος ενός αγωγού είναι μία φθίνουσα συνάρτηση προς τον υδροστρόβιλο, η οποία για σταθερή παροχή είναι επίσης γραμμική. Η διαφορά μεταξύ της γραμμής ενέργειας και της πιεζομετρικής γραμμής είναι η κινητική ενέργεια που έχει το ρευστό κατά τη διέλευσή του από συγκεκριμένη διατομή.

Η δεσμευόμενη ισχύς στον υδροστρόβιλο δίνεται από τη σχέση:

$$\text{Eq. 3-5} \quad N_c = N_h - \frac{c_a^2}{2g} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot \left( h - \delta h_{fEe} - \sum_j \delta h_{l,j} - \frac{c_a^2}{2g} \right)$$

Όπου  $c_a$  η ταχύτητα του ρευστού στην έξοδο του στροβίλου. Ο όρος  $\frac{c_a^2}{2g}$  αφορά την ποσότητα της ενέργειας που διαφεύγει ως κινητική από τον στρόβιλο και δεν αξιοποιείται. Η μηχανική ισχύς του στροβίλου που αποδίδεται στον άξονα αυτού είναι ίση με:

$$\text{Eq. 3-6} \quad N = T_T \cdot \omega = \eta_{fr} \cdot N_c = \eta_{fr} \cdot \left( N_h - \frac{c_a^2}{2g} \right) = \rho \cdot g \cdot Q \cdot \eta_{fr} \cdot \left( \begin{array}{c} h \\ -\delta h_{fEe} - \sum_j \delta h_{l,j} \\ -\frac{c_a^2}{2g} \end{array} \right)$$

Όπου ο συντελεστής  $\eta_{fr}$  αφορά άλλες απώλειες του στροβίλου (κύλισης κ.λπ.). Η διαθέσιμη ισχύς υπό μορφή κινητήριας ροπής  $T_T$  για στρόβιλο που στρέφεται με γωνιακή ταχύτητα  $\omega$  μπορεί να γραφεί ως συνάρτηση του συντελεστή απόδοσης της προσαγωγής  $\eta_{IN}$  που δίνεται ως ο λόγος:

$$\text{Eq. 3-7} \quad \eta_{IN} = \frac{h - \delta h_{fEe} - \sum_j \delta h_{l,j}}{h} = \frac{N_h}{N_i}$$

Καθώς και του συντελεστή απόδοσης του στροβίλου  $\eta_{HT}$  που δίνεται ως:

$$\text{Eq. 3-8} \quad \eta_{HT} = \frac{N}{N_h}$$

Ο συντελεστής απόδοσης του στροβίλου περιλαμβάνει τόσο τις απώλειες λόγω της κινητικής ενέργειας που διαφεύγει του στροβίλου, όσο και των λοιπών παρασιτικών απωλειών (απώλειες τριβής κύλισης κ.λπ.).

Ο συντελεστής απόδοσης της προσαγωγής καθώς και ο συντελεστής απόδοσης του στροβίλου συνήθως συνδυάζονται σε έναν συνολικό συντελεστή απόδοσης  $\eta = \eta_{IN} \cdot \eta_{HT}$ .

Η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς είναι συνάρτηση της μηχανικής ισχύς του στροβίλου που αποδίδεται στον άξονα αυτού επί τους μειωτικούς συντελεστές απόδοσης που λαμβάνουν υπόψη τις απώλειες της γεννήτριας και τις απώλειες στον Υ/Σ του έργου. Άρα η ηλεκτρική ισχύς δίνεται ως:

$$\text{Eq. 3-9} \quad N_e = N \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr}$$

Ο συνδυασμός των σχέσεων Eq. 3-1 έως και Eq. 3-9 οδηγεί στη σχέση:

$$\text{Eq. 3-10} \quad N_e = N_i \cdot \eta_{IN} \cdot \eta_{HT} \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr} \rightarrow N_e = N_i \cdot \eta \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr}$$

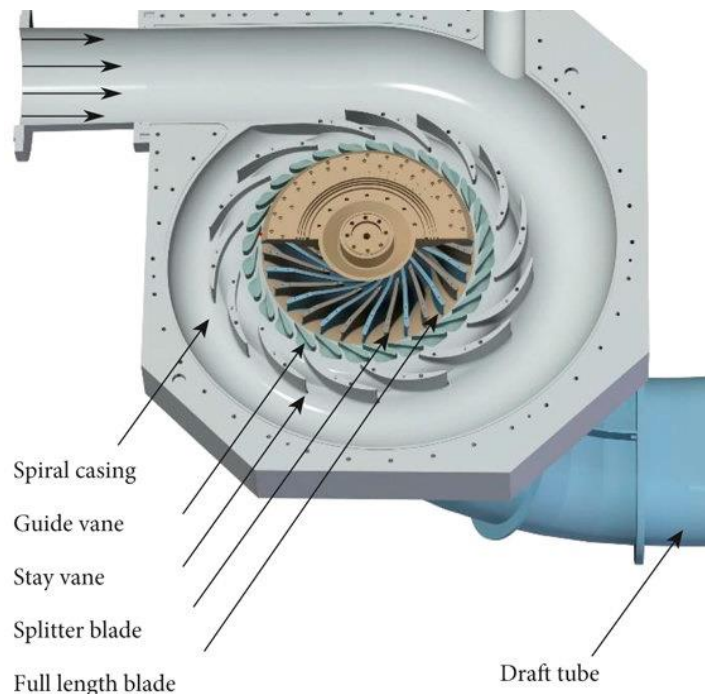


Όπου  $\eta_{IN}$  ο συντελεστής απωλειών εντός της σήραγγας προσαγωγής,  $\eta_{HT}$  ο συντελεστής μηχανικών απωλειών του στροβίλου,  $\eta_G$  ο συντελεστής απωλειών της γεννήτριας (μετά των παρελκομένων αυτής) και  $\eta_{TF}$  ο συντελεστής απωλειών στον μετασχηματιστή Υ/Τ του έργου.

### 3.5 ΤΥΠΟΙ ΣΤΡΟΒΙΛΩΝ

Οι υδροστρόβιλοι διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες [70]. Τους υδροστροβίλους ολικής προσβολής ή αντιδράσεως (reaction turbines) και τους υδροστροβίλους μερικής προσβολής ή δράσεως (impulse turbines).

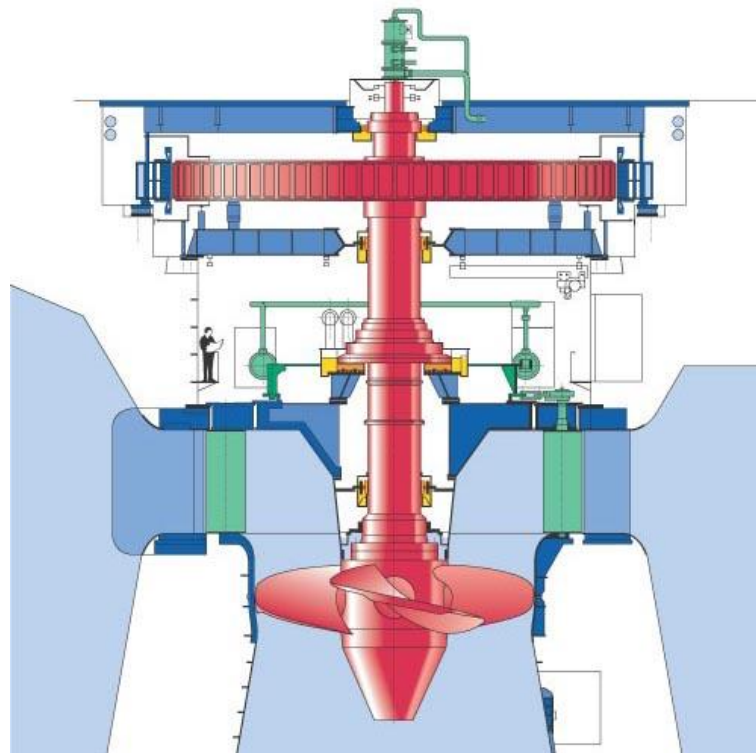
Στους υδροστρόβιλους ολικής προσβολής ή αντιδράσεως η ροή λαμβάνει χώρα μέσω του δρομέα με παράλληλη μεταβολή της στατικής πίεσης του ρευστού. Τύποι υδροστροβίλων ολικής προσβολής είναι ο στρόβιλος Francis, ο υδροστρόβιλος τύπου Kaplan και ο υδροστρόβιλος τύπου Straflo. Ένας τυπικός υδροστρόβιλος τύπου Francis παρουσιάζεται στο Σχ. 3-4. Ένας τυπικός υδροστρόβιλος τύπου Kaplan παρουσιάζεται στο Σχ. 3-5.



Σχ. 3-4. Υδροστρόβιλος τύπου Francis [71].

Στους υδροστρόβιλους μερικής προσβολής ή δράσεως ο δρομέας δρα ως χώρος ομοιόμορφης στατικής πίεσης με μηδενικό βαθμό αντιδράσεως. Τυπικός τύπος υδροστροβίλου μερικής προσβολής είναι ο στρόβιλος τύπου Pelton (Σχ. 3-6), τύπου Turgo και τύπου Crossflow.

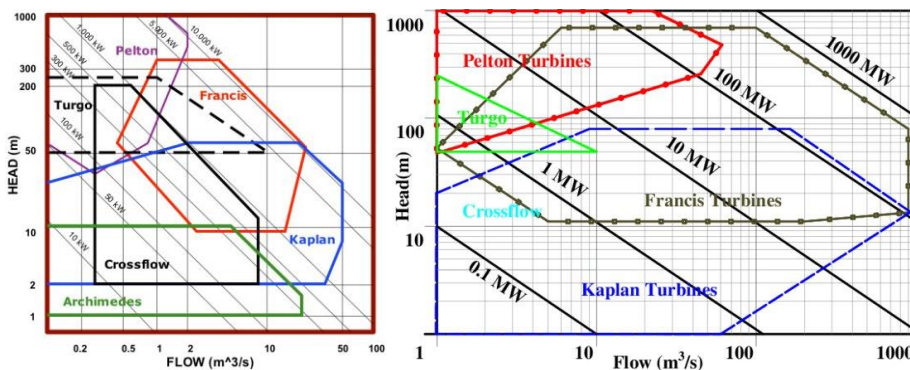
Οι πλέον διαδεδομένοι τύποι υδροστροβίλων είναι ο Kaplan για εκμετάλλευση υδροδυναμικού χαμηλής διαφοράς ύψους και για μεγάλες παροχές, ο Francis για εκμετάλλευση μέσης έως υψηλής διαφοράς ύψους και ένα ευρύ διάστημα παροχών και ο Pelton για την εκμετάλλευση υψηλής και πολύ υψηλής διαφοράς ύψους με χαμηλές προς μέσες παροχές. Στο Σχ. 3-7 παρουσιάζονται διαγράμματα παροχής – μανομετρικού με τους προτεινόμενους τύπους υδροστροβίλων. Στο Σχ. 3-8 παρουσιάζεται τυπικό διάγραμμα ισχύος, διαφοράς δυναμικού, για στρόβιλο μονού ή πολλαπλού σταδίου τύπου Francis [69].



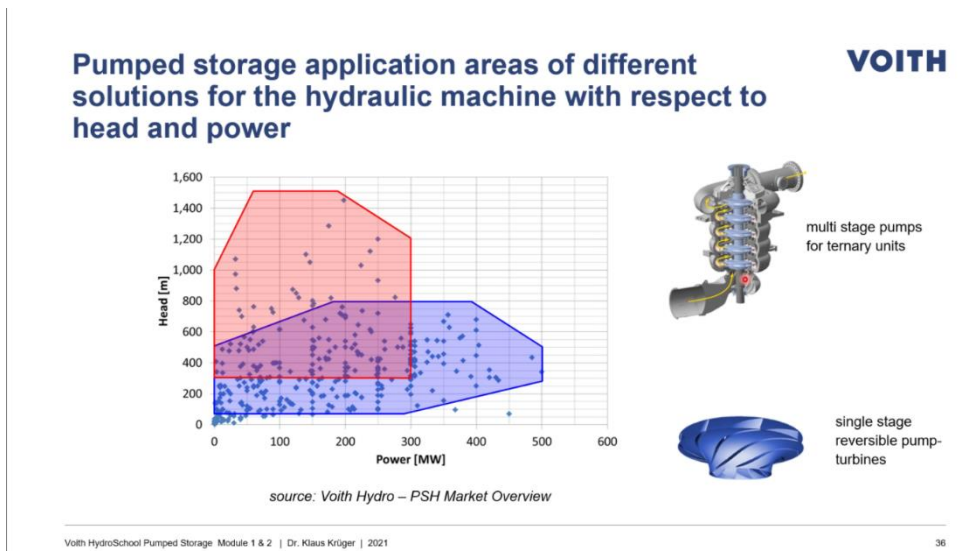
Σχ. 3-5. Υδροστρόβιλος τύπου Kaplan [72].



Σχ. 3-6. Υδροστρόβιλος τύπου Pelton [73].



Σχ. 3-7. Διάγραμμα ισχύος, υδροδυναμικού και παροχής υδροστροβίλων [74], [75].



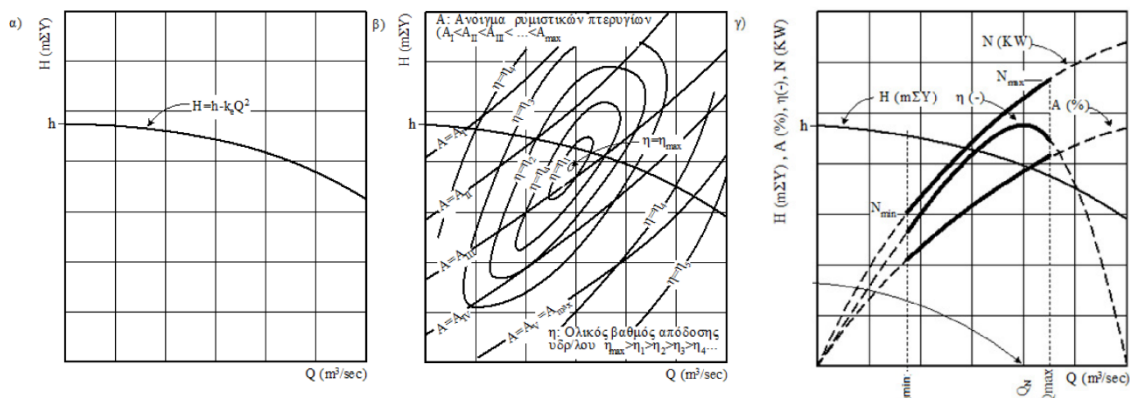
Σχ. 3-8. Διάγραμμα ισχύος, διαφοράς δυναμικού στροβίλου μονού και πολλαπλού σταδίου τύπου Francis [69].

### 3.6 ΣΗΜΕΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ (ΥΗΣ)

Οι συντελεστές απόδοσης της Eq. 3-10, σχετίζονται με την παροχή  $Q$  και συναρτήσει της διαφοράς ύψους  $h$  η διαθέσιμη υδραυλική πτώση  $H$  δίνεται ως:

$$Eq. 3-11 \quad H = h - k_e \cdot Q^2$$

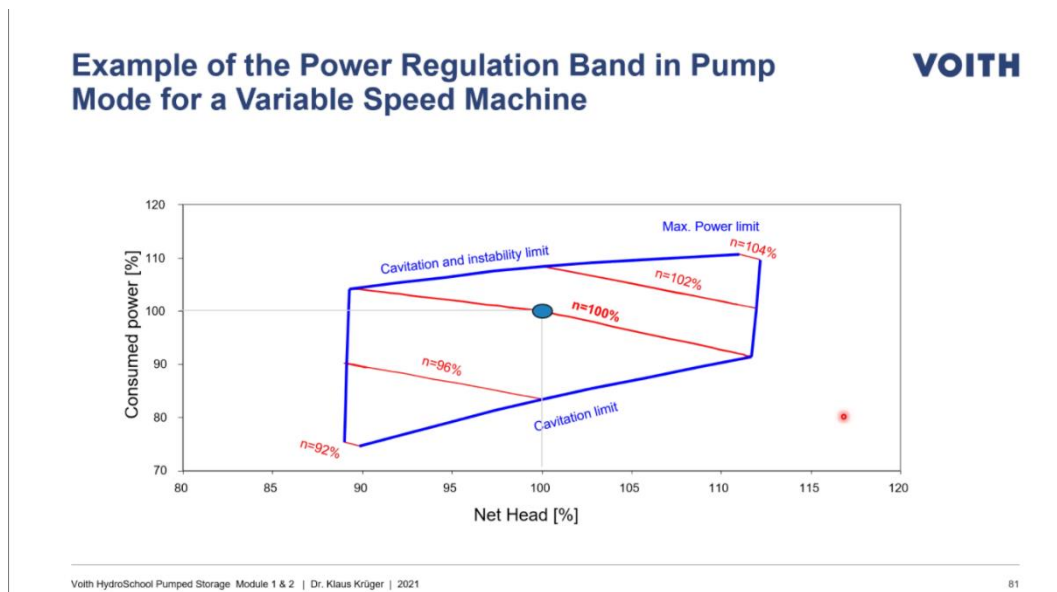
Όπου  $k_e$  συντελεστής απωλειών μανομετρικού. Τα σημεία λειτουργίας του υδροστροβίλου υπό σταθερή ταχύτητα περιστροφής περιγράφονται στο διάγραμμα μανομετρικού ύψους – παροχής ( $H, Q$ ) από πλέγμα καμπυλών με θετική κλίση, που αντιστοιχούν σε τιμή ανοίγματος των ρυθμιστικών πτερυγίων του στροβίλου. Στο Σχ. 3-9, παρουσιάζεται το διάγραμμα διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης ως συνάρτηση της παροχής, οι χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας του υδροστροβίλου για συγκεκριμένο άνοιγμα των ρυθμιζόμενων πτερυγίων, οι ισοϋψείς απόδοσης και οι καμπύλες λειτουργίας του στροβίλου ως συνάρτηση της παροχής ήτοι η καμπύλη ισχύος, η καμπύλη απόδοσης και η καμπύλη ανοίγματος των ρυθμιστικών πτερυγίων.



Σχ. 3-9. Διαγράμματα λειτουργίας υδροστροβίλου<sup>36</sup>. [70].

<sup>36</sup> α) Διάγραμμα Διαθέσιμης Υδραυλικής Πτώσης ως συνάρτηση της παροχής, β) χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας υδροστροβίλου και γ) Καμπύλες Λειτουργίας Υδροστροβίλου για συγκεκριμένη Υδραυλική Πτώση

Στο Σχ. 3-10, παρουσιάζονται οι καμπύλες λειτουργίας μηχανής (στροβίλου γεννήτριας) μεταβλητής ταχύτητας σε λειτουργία άντλησης ως συνάρτηση της ισχύος άντλησης και του μανομετρικού ύψους.



Σχ. 3-10. Καμπύλες λειτουργίας μηχανής μεταβλητής ταχύτητας σε αντλητική λειτουργία [69].

Η μέγιστη απόδοση του υδροστροβίλου λαμβάνει χώρα για τιμή της παροχής  $Q_{min} < Q_N < Q_{max}$ . Καθώς η διαθέσιμη υδραυλική πτώση δεν είναι σταθερή (καθορίζεται από τη στάθμη του ταμιευτήρα) οι συναρτήσεις ισχύος, απόδοσης και ανοίγματος πτερυγίων είναι σχετιζόμενες και με το διαθέσιμο μανομετρικό ύψος.

## 3.7 ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΥΗΣ

### 3.7.1 Αρχές λειτουργίας σύγχρονης μηχανής

Για μεγάλους Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς οι γεννήτριες που επιλέγονται είναι σύγχρονες μηχανές με έκτυπους πόλους [76]. Οι σύγχρονες μηχανές αποτελούνται από ένα ακίνητο μέρος (στάτης) και ένα κινούμενο (περιστρεφόμενο) μέρος (δρομέας). Ο δρομέας της σύγχρονης μηχανής φέρει περιέλιξη την οποία διατρέχει πηγή συνεχούς ρεύματος, η οποία ονομάζεται περιέλιξη διεγέρσεως. Ο στάτης φέρει τριφασική (συνήθως) συμμετρική περιέλιξη (βλέπε Σχ. 3-11), τα οποία διαρρέονται από τριφασικά ρεύματα. Ο αριθμός των πόλων  $P$  καθορίζει και την ταχύτητα περιστροφής  $n_s$  της σύγχρονης γεννήτριας σύμφωνα με τη σχέση:

$$\text{Eq. 3-12} \quad n_s = \frac{120 \cdot f}{P} \quad n_s = \frac{4 \cdot \pi \cdot f}{P}$$

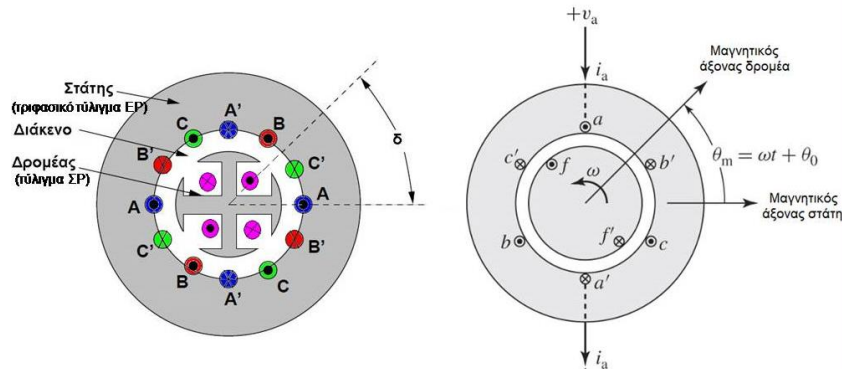
Όπου  $f$  η συχνότητα του δικτύου. Κατά τη λειτουργία της σύγχρονης γεννήτριας, ο δρομέας της περιστρέφεται με σύγχρονη μηχανική ταχύτητα υπό την επίδραση εξωτερικής μηχανικής ροπής. Στην περίπτωση των ΥΗΣ η εξωτερική αυτή ροπή προέρχεται από τον εκάστοτε στρόβιλο. Λόγω της ημιτονοειδούς μεταβαλλόμενης μαγνητικής ροής  $\Phi_r$  που διέρχεται από το τύλιγμα του στάτη, επάγεται σε κάθε φάση του στάτη ημιτονοειδής με ηλεκτρική συχνότητα  $\omega$ , Ηλεκτρεγερτική Δύναμη (ΗΕΔ) με στιγμιαία τιμή που δίνεται από τη σχέση [76]:

$$\text{Eq. 3-13} \quad E_f = N \cdot \frac{d\Phi_r}{dt}$$

Όπου  $N$  ο αριθμός των ελιγμάτων της γεννήτριας. Η φορά της  $E_f$  δημιουργεί ροή ημιτονοειδούς ρεύματος ηλεκτρικής συχνότητας ίδιας με τη συχνότητα περιστροφής του συστήματος στροβίλου – γεννήτριας προς το εξωτερικό κύκλωμα με ΗΕΔ της οποίας η στιγμιαία τιμή  $E_\alpha$  δίνεται ως [76]:

$$Eq. 3-14 \quad E_\alpha = N \cdot \frac{d\Phi_s}{dt}$$

Όπου  $\Phi_s$  η χρονικά μεταβαλλόμενη μαγνητική ροή του στάτη. Η ηλεκτρομαγνητική ροπή που αναπτύσσεται λόγω της αλληλεπίδρασης των δύο κυμάτων Μαγνητεγερτικής Δύναμης (ΜΕΔ) που ασκείται στο δρομέα, τείνει να αναιρέσει το εξωτερικό αίτιο δημιουργίας των ΜΕΔ και να μειώσει την αποθηκευμένη ενέργεια στο μαγνητικό πεδίο, επιβραδύνοντας το δρομέα [76].



Σχ. 3-11. Σύγχρονη τριφασική τετραπολική μηχανή<sup>37</sup> [77].

Η ηλεκτρομαγνητική ροπή που ασκείται στον δρομέα τείνει πάντα να ευθυγραμμίσει τα δύο πεδία δίνεται από τη σχέση [76]:

$$Eq. 3-15 \quad T_\pi = -\frac{\pi}{2} \cdot \left(\frac{P}{2}\right)^2 \cdot \Phi_{sr} \cdot F_r \cdot \sin \delta_r$$

Όπου  $P$  το πλήθος των πόλων,  $\Phi_{sr}$  το συνιστάμενο μαγνητικό πεδίο που σχηματίζεται λόγω του μαγνητικού πεδίου του στάτη  $\Phi_s$  και του δρομέα  $\Phi_r$ ,  $F_r$  η μαγνητεγερτική δύναμη του δρομέα και  $\delta_r$  η γωνία μεταξύ του μαγνητικού πεδίου του στάτη και του δρομέα. Όταν η ροπή αυτή είναι αρνητική τότε η σύγχρονη μηχανή λειτουργεί ως γεννήτρια (θετικές τιμές του ημιτόνου της γωνίας  $\delta_r$  ήτοι το πεδίο του δρομέα προηγείται του πεδίου του στάτη) και όταν είναι αρνητική λειτουργεί ως κινητήρας (αρνητικές τιμές του ημιτόνου της ως άνω γωνίας ήτοι το πεδίο του δρομέα έπεται του πεδίου του στάτη).

Η πηγή του συνεχούς ρεύματος του δρομέα προέρχεται από μία πηγή διεγέρσεως που είτε: α) έχει ως πηγή την ίδια τη γεννήτρια ή το δίκτυο, β) έχει ως πηγή μία ιδιαίτερη μηχανή τη διεγέρτρια μηχανή, ή γ) προέρχεται από μία ανεξάρτητη πηγή.

### 3.7.2 Ισχύς και Ροπή Σύγχρονης Γεννήτριας

Η ισχύς μίας γεννήτριας δίνεται από τη σχέση:

$$Eq. 3-16 \quad \hat{S} = P + jQ = \hat{V}_t \cdot \hat{I}_t^*$$

Όπου  $P$  η ενεργός ισχύς και  $Q$  η άεργος ισχύς,  $\hat{V}_t$  το διάνυσμα της τερματικής τάσης και  $\hat{I}_t^*$  η συζυγής τιμή του διανύσματος της έντασης του ρεύματος. Με τη θεώρηση του διανύσματος της

<sup>37</sup> α) περιελίξεις δρομέα και στάτη (αριστερά), β) μαγνητικοί άξονες δρομέα και στάτη (δεξιά)

τερματικής τάσης ως διανύσματος αναφοράς και με χωρισμό πραγματικών και φανταστικών όρων η ενεργός και άεργος ισχύς δίνονται από τις σχέσεις [76], [77]:

$$Eq. 3-17 \quad \begin{Bmatrix} P \\ Q \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \frac{V_t \cdot E_f \cdot \sin \delta}{X_s} \\ \frac{V_t \cdot E_f \cdot \cos \delta - V_t^2}{X_s} \end{Bmatrix}$$

Η τριφασική ισχύς βάση της Eq. 3-17 ως συνάρτηση της τάσης και έντασης των φάσεων δίνεται ως [76], [77]:

$$Eq. 3-18 \quad \begin{Bmatrix} P_{3\varphi} \\ Q_{3\varphi} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 3 \cdot \frac{V_\varphi \cdot E_\varphi \cdot \sin \delta}{X_s} \\ 3 \cdot \frac{V_\varphi \cdot E_\varphi \cdot \cos \delta - V_\varphi^2}{X_s} \end{Bmatrix}$$

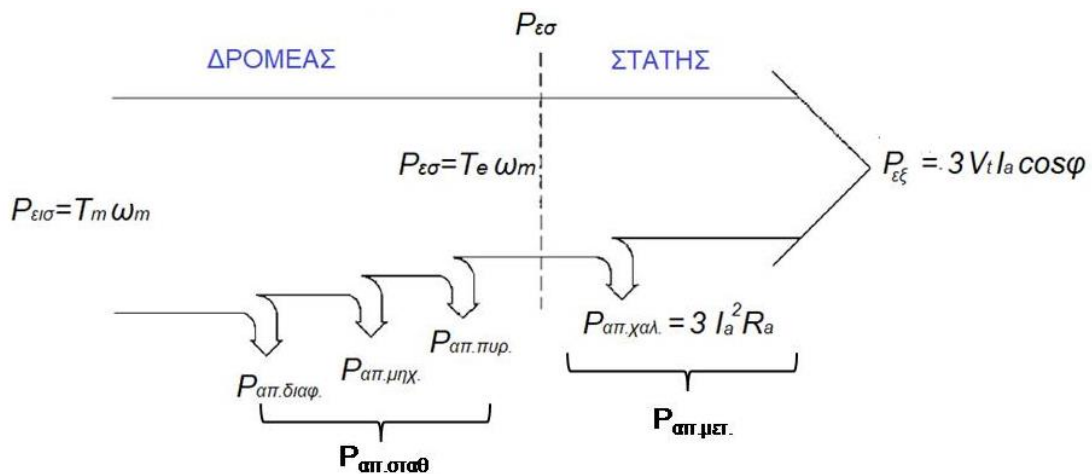
Η μηχανική ισχύς δίνεται από τη σχέση:

$$Eq. 3-19 \quad P_T \equiv P_{\epsilon\sigma} = \omega \cdot T_T$$

Όπου  $\omega$  η σύγχρονη ταχύτητα και  $T_T$  η μηχανική ροπή του στροβίλου (βλέπε Eq. 3-6). Η  $P_{3\varphi} \equiv P_{\epsilon\xi}$  δίνεται από τη σχέση (βλέπε Σχ. 3-12 και Eq. 3-9):

$$Eq. 3-20 \quad P_{3\varphi} \equiv \eta_G \cdot P_{\epsilon\sigma} = \omega \cdot 3 \cdot V_t \cdot I_a \cdot \cos \varphi = \eta_G \cdot \omega \cdot T_T$$

Όπου  $I_a$  το μέτρο της έντασης που διαρρέει το ισοδύναμο κύκλωμα και  $\varphi$  η περιεχόμενη γωνία μεταξύ των διανυσμάτων της έντασης και της τερματικής τάσης.



$$BA: \eta = \frac{P_{\epsilon\xi}}{P_{\epsilon\sigma}} = \frac{P_{\epsilon\xi}}{P_{\epsilon\xi} + P_{\alpha\pi.\sigma\alpha\theta} + P_{\alpha\pi.\mu\epsilon\tau.}}$$

$$B\acute{e}\lambda\tau\iota\sigma\tau\omicron\varsigma \text{ BA } \acute{o}\tau\alpha\upsilon\alpha: P_{\alpha\pi.\sigma\alpha\theta} = P_{\alpha\pi.\mu\epsilon\tau.}$$

Σχ. 3-12. Ροή Ισχύος και βαθμός απόδοσης σύγχρονης γεννήτριας (από [77]).

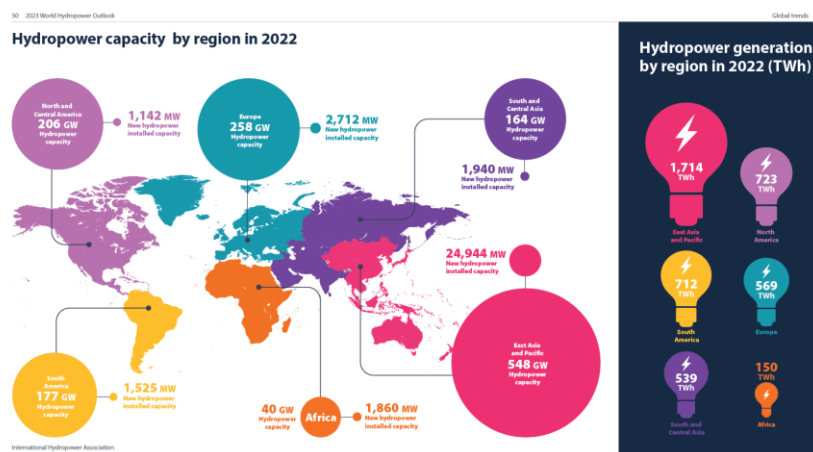
## 3.8 ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

### 3.8.1 Κόσμος

Η υδροηλεκτρική παραγωγή το 2022 ξεπέρασε τις 4400TWh τιμή ρεκόρ με την εγκατεστημένη ισχύ να αγγίζει τα 1400GW εκ των οποίων τα 175GW αφορούν αντλησιοταμιευτικά έργα [78]. Το 2022 η ισχύς που προστέθηκε παγκόσμια έφτασε τα 34GW εκ των οποίων 10500MW περίπου, αφορούσαν έργα αντλησιοταμίευσης.

Εκ των 1397GW εγκατεστημένης ισχύος υδροηλεκτρικών σε παγκόσμιο επίπεδο, 548GW βρίσκονται στην Ανατολική Ασία και τον Ειρηνικό. Σε εγκατεστημένη ισχύ ακολουθούν Ευρώπη και Βόρειος Αμερική με 258GW και 206GW αντίστοιχα. Σε επίπεδο γεωγραφικών Ηπείρων η Ευρασία με 970GW κατέχει τη μερίδα του λέοντος με την Αμερικανική Ήπειρο να ακολουθεί με 383GW και με την Αφρική να έχει εγκατεστημένη ισχύ μόλις 40GW [78] (βλέπε Σχ. 3-13).

Η ηλεκτροπαραγωγή το 2022 για την περιοχή της Ανατολικής Ασίας και του Ειρηνικού ανήλθε σε 1,714TWh (μέσος συντελεστής εκμετάλλευσης 35.7%) με τη Βόρεια Αμερική να ακολουθεί με 723TWh (μέσος συντελεστής εκμετάλλευσης 40.0%), τη Νότιο Αμερική να βρίσκεται στην 3<sup>η</sup> θέση με 712TWh (μέσος συντελεστής εκμετάλλευσης 45.9%) και την Ευρώπη να βρίσκεται στην 4<sup>η</sup> θέση με 569TWh (μέσος συντελεστής εκμετάλλευσης 25.2%) (βλέπε Σχ. 3-13). Ο χαμηλός συντελεστής εκμετάλλευσης για την Ευρώπη οφείλεται α) στους περιβαλλοντικούς και άλλους περιορισμούς που έχουν επιβληθεί στη λειτουργία των έργων αυτών, με αποτέλεσμα τη μη αποδοτική εκμετάλλευση τους, β) τον υψηλό συντελεστή εκμετάλλευσης του τεχνικά διαθέσιμου υδροδυναμικού σε σχέση με άλλες περιοχές που έχει ως αποτέλεσμα ο μέσος όρος εκμετάλλευσης να μειώνεται και γ) τις κακές συνθήκες από πλευράς υδροδυναμικού την περίοδο αναφοράς. Για το 2022 η πρώτη σε ηλεκτροπαραγωγή χώρα από την εκμετάλλευση του υδροδυναμικού ήταν η Κίνα με 1354TWh, με την Βραζιλία να βρίσκεται στην 2<sup>η</sup> θέση με 423TWh και τον Καναδά να βρίσκεται στην 3<sup>η</sup> θέση με 392TWh.



Σχ. 3-13. Εγκατεστημένη ισχύς και ηλεκτροπαραγωγή από την εκμετάλλευση υδροδυναμικού (από [78]).

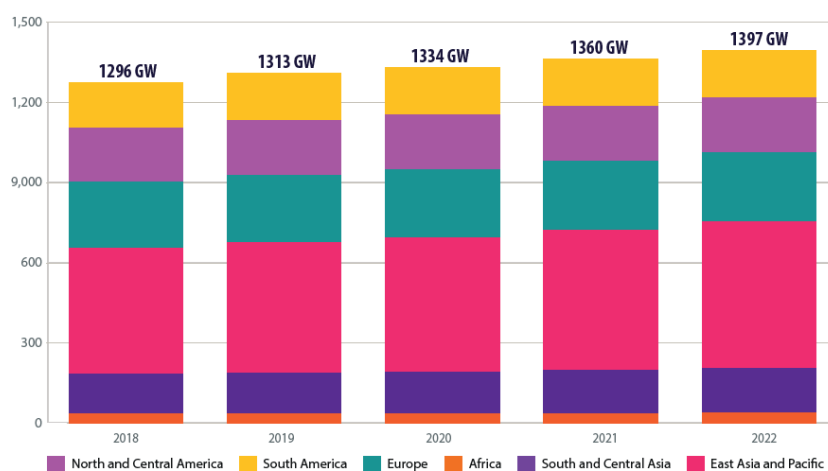
Από το 2018 έως και το 2022 η εγκατεστημένη ισχύς σε υδροηλεκτρικά έχει αυξηθεί κατά 100GW περίπου (βλέπε Σχ. 3-14). Το 30% σχεδόν της εγκατεστημένης ισχύος (415GW) βρίσκεται στην Κίνα με την Βραζιλία (110GW) να ακολουθεί και της ΗΠΑ και Καναδά να βρίσκονται στην 3<sup>η</sup> και 4<sup>η</sup> θέση με 102GW και 83GW αντίστοιχα [78]. Η Κίνα ηγείται στις νέες εγκαταστάσεις έργων με 24GW περίπου νέας ισχύος για το 2022 περίπου το 70% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για το 2022 [78].

Όσον αφορά μονάδες αντλησιοταμίευσης εκ των 175GW εγκατεστημένης ισχύος [78] 84.3GW ή το 48% περίπου της εγκατεστημένης ισχύος βρίσκεται στην περιοχή της Ανατολικής Ασίας και Ειρηνικού. Ακολουθεί στη 2<sup>η</sup> θέση η Ευρώπη με 56.5GW εγκατεστημένης ισχύος και στην 3<sup>η</sup> θέση βρίσκεται η Βόρειος και Κεντρική Αμερική με 22.2GW εγκατεστημένης ισχύος. Σε επίπεδο χωρών κρατών, η Κίνα κατέχει την 1<sup>η</sup> θέση σε εγκατεστημένη ισχύ αντλησιοταμιευτικών έργων με 44.7GW με την Ιαπωνία στη 2<sup>η</sup> θέση με 27.5GW, της ΗΠΑ να ακολουθούν στην 3<sup>η</sup> θέση με

22GW και την Ιταλία να βρίσκεται στην 4<sup>η</sup> θέση (1<sup>η</sup> μεταξύ των χωρών της Ευρωπαϊκής Ηπείρου) με 7.9GW εγκατεστημένης ισχύος.

Η ανάπτυξη των υδροηλεκτρικών τα τελευταία 20 και πλέον χρόνια κυριαρχείται από την Κίνα, η οποία και επενδύει με έντονο ρυθμό στην ανάπτυξη του υδροδυναμικού της. Σύμφωνα με την ΙΗΑ<sup>38</sup> για την China National Energy Administration (επίσημος φορέας καθορισμού της πολιτικής της χώρας αυτής στο χώρο της ενέργειας) για την περίοδο 2021 – 2035 η ανάπτυξη αντλησιοταμιευτικών έργων αποτελεί προτεραιότητα. Στόχος της Κίνας είναι η εγκατεστημένη ισχύς αντλησιοταμιευτικών έργων να ξεπεράσει τα 60GW έως το 2025 και να φτάσει τα 120GW έως το 2030. Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος σε αντλησιοταμιευτικά έργα θα προσφέρει την απαραίτητη ευελιξία για την καλύτερη απορρόφηση της ενέργειας που παράγεται από στοχαστικές ΑΠΕ και αποτελεί μέρος του σχεδίου απανθρακοποίησης της Κινεζικής οικονομίας έως και το 2060.

Από τα 10 μεγαλύτερα νέα έργα εκμετάλλευσης υδροδυναμικού το 2022, τα 7 εντάχθηκαν στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κίνας. Το 2022, τέθηκε σε λειτουργία ο υδροηλεκτρικός σταθμός του Baihetan στις επαρχίες Sichuan και Yunnan στη Κίνα. Η ισχύς του σταθμού αυτού ανέρχεται σε 16GW (16 μονάδες των 1000MW εκάστη) και είναι το 2<sup>ο</sup> μεγαλύτερο σε εγκατεστημένη ισχύ έργο στη Κίνα<sup>39</sup>. Το έργο ξεκίνησε να λειτουργεί σταδιακά από το 2021 και αποτελεί μέρος των μεγάλων έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που αναπτύσσονται στη δυτική Κίνα με σκοπό την τροφοδοσία με ηλεκτρική ενέργεια της ανατολικής Κίνας όπου και διανέμει το μεγαλύτερο μέρος του πληθυσμού της χώρας αυτής.



Σχ. 3-14. Μεταβολή της Εγκατεστημένης ισχύος (από [78]).

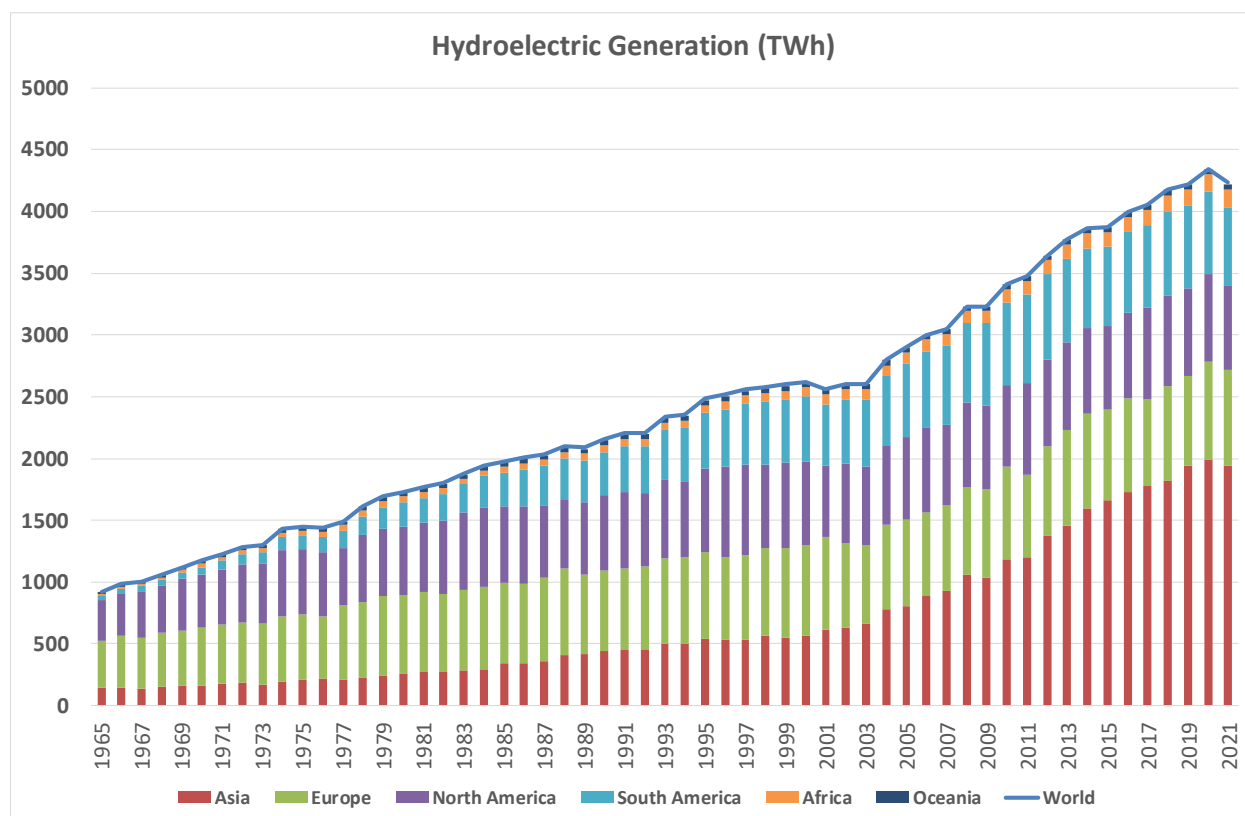
Στο Σχ. 3-15 παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής ανά γεωγραφική περιοχή από την εκμετάλλευση του υδροδυναμικού. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, από τη συγκεκριμένη πηγή, βαίνει αυξανόμενη λόγω της ανάπτυξης μονάδων στην Ασία. Στην Ευρώπη η ανάπτυξη νέων μονάδων εστιάζει στην αντλησιοταμίευση. Στη Βόρειο Αμερική η όποια περαιτέρω ανάπτυξη θα στηριχθεί σε αντλησιοταμίευση και στην εγκατάσταση σταθμών παραγωγής σε υπάρχοντα έργα. Η Νότιος Αμερική συνεχίζει την ανάπτυξη νέων μονάδων, ενώ

<sup>38</sup> <https://www.hydropower.org/country-profiles/china>

<sup>39</sup> <https://www.nsenegybusiness.com/projects/baihetan-hydropower-project/>



πρακτικά ανεκμετάλλευτο παραμένει το υδροδυναμικό στην Αφρική. Η μείωση της παραγωγής το 2021 οφείλεται σε ένα αφύσικα ξηρό υδρολογικό έτος σε παγκόσμιο επίπεδο.



Σχ. 3-15. Ηλεκτροπαραγωγή ανά γεωγραφική περιοχή – Πηγή: Υδροδυναμικό (πηγή [67]).

## 3.8.2 Ευρώπη

### 3.8.2.1 Υφιστάμενη Κατάσταση – Προκλήσεις

Η εγκατεστημένη ισχύς στην Ευρώπη σε υδροηλεκτρικά στο τέλος του 2022 ανήλθε σε 258.3GW εκ των οποίων τα 56.5GW αφορούσαν έργα αντλησιοταμίευσης. Η συνολική παραγωγή από τα έργα αυτά ανήλθε σε 569TWh<sup>40</sup> σημαντικά μειωμένη από το 2021 όταν και η παραγωγή ανήλθε στα 659TWh<sup>41</sup>. Κατά το 2022 στην Ευρώπη προστέθηκαν 2.7GW νέας υδροηλεκτρικής ισχύος με το Nant-de-Drance (900MW ισχύς) και το Gouvaes (880MW ισχύ) σε Ελβετία και Πορτογαλία αντίστοιχα να είναι τα πλέον σημαντικά.

Η Ευρώπη και ειδικότερα η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει στρέψει την προσοχή της στην ανάπτυξη έργων αντλησιοταμίευσης που θα προσφέρουν την απαραίτητη ευελιξία στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Επίσης υπάρχει ενδιαφέρον στη συνέργεια διαφορετικών τεχνολογιών ώστε να βελτιωθεί η υπάρχουσα ευελιξία των υφιστάμενων έργων και να βελτιωθεί το ποσοστό εκμετάλλευσης των υπαρχουσών υποδομών.

<sup>40</sup> <https://www.hydropower.org/publications/2023-world-hydropower-outlook>

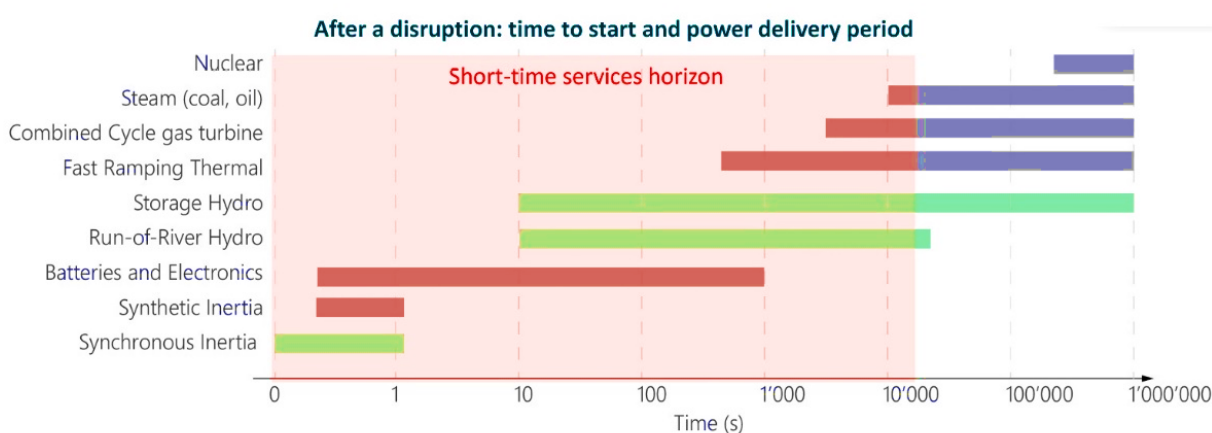
<sup>41</sup> [https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/62d95e9c1d2120ce0b891efc\\_IHA%20Hydropower%20Status%20Report%202022.pdf](https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/62d95e9c1d2120ce0b891efc_IHA%20Hydropower%20Status%20Report%202022.pdf)

### 3.8.2.2 Ευρωπαϊκές Προοπτικές

Στο προσεχές μέλλον η ευελιξία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα αποκτήσει ιδιαίτερη σημασία στον Ευρωπαϊκό χώρο. Σύμφωνα με σενάριο που έχει εκπονηθεί για το μέλλον του περιβάλλοντος της Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εκτιμάται ότι μέχρι το 2050 η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια στην ΕΕ θα έχει διπλασιαστεί με ταυτόχρονο πενταπλασιασμό της παραγωγής από στοχαστικές / διακοπτόμενες ΑΠΕ [79]. Αυτό κάνει επιτακτική την ανάγκη για την ύπαρξη ευέλικτων μονάδων παραγωγής (dispatchable) ειδικά αυτών με ταχεία απόκριση στις αυξομειώσεις της ζήτησης ενέργειας. Τα υδροηλεκτρικά αποτελούν ιδανική λύση, με δυνατότητα απόκρισης από 10 δευτερόλεπτα έως και πλέον από 1,000,000 δευτερόλεπτα (11.6 ημέρες περίπου) [79].



## Role of Hydropower Flexibility - What's the issue?



**Hydropower is the only highly-controllable low carbon generation to provide flexibility services over all time scales**

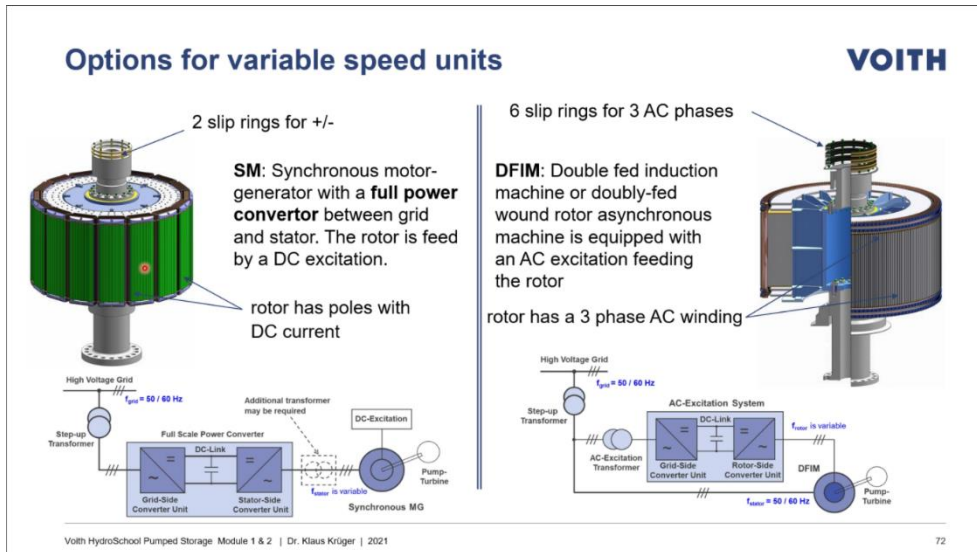
Σχ. 3-16. Ευελιξία Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής (πηγή [79])

Οι απαιτήσεις όπως θα διαμορφωθούν στο μέλλον έχουν ως αποτέλεσμα τη δημιουργία μοναδικών προκλήσεων που αφορούν τη φθορά και απόδοση του Η/Μ εξοπλισμού, οικολογικά ζητήματα (hydropeaking<sup>42</sup>, διασφάλιση οικολογικής παροχής) κ.λπ.

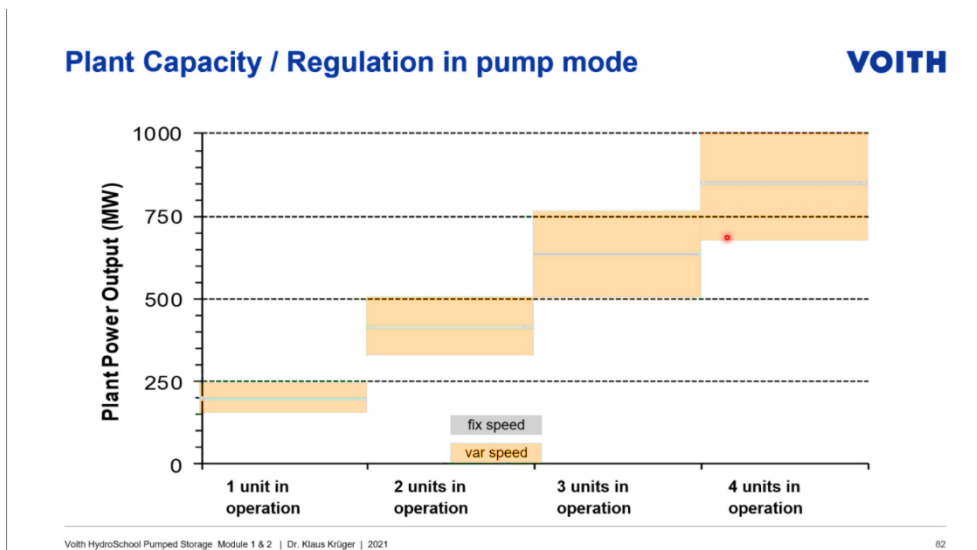
Διάφορα τεχνολογικά εργαλεία είναι διαθέσιμα για νέα έργα ή για εκσυγχρονισμό υφιστάμενων, όπως οι γεννήτριες μεταβλητών στροφών (βλέπε Σχ. 3-17) που βελτιώνουν σημαντικά την ευελιξία καθώς επιτρέπουν την αποδοτική λειτουργία ενός έργου σε ένα ευρύτερο φάσμα ζήτησης ισχύος (βλέπε Σχ. 3-18). Η αποσύμπλεξη παραγωγής και άντλησης σε αντλησιοταμιευτικά έργα, η λειτουργία «υδραυλικής βραχυκύκλωσης» (Σχ. 3-19) όπου στον ίδιο αγωγό πτώσης υπάρχει σύνδεση αντλητικής και παραγωγικής μονάδας για προσφορά υπηρεσιών εξισορρόπησης δικτύου χωρίς να απαιτείται η κίνηση του νερού στο έργο εισαγωγής. Η υβριδοποίηση υδροηλεκτρικών και αντλησιοταμιευτικών με συστοιχίες συσσωρευτών για απόκριση στο χρονικό διάστημα <math><0.01\text{sec}</math> έως <math>10\text{sec}</math>, για προσφορά υπηρεσιών ταχείας εφεδρείας και τέλος, η σύζευξη

<sup>42</sup> Φαινόμενο που χαρακτηρίζεται από απότομες αυξομειώσεις της παροχής από το έργο φυγής του σταθμού και οφείλεται στην ταχεία μεταβολή της εγχεόμενης ισχύος για την κάλυψη των αναγκών του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής (π.χ. πλωτά φωτοβολταϊκά) για την εκμετάλλευση τόσο των υπαρχουσών υποδομών, όσο και για την περαιτέρω βελτίωση της ευελιξίας των υφισταμένων μονάδων παραγωγής.



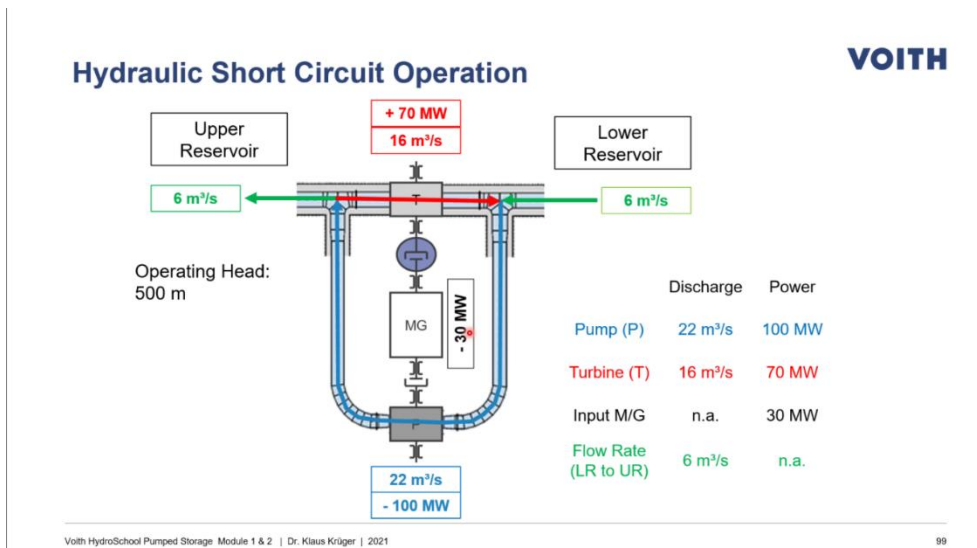
Σχ. 3-17. Μονάδες Μεταβλητών Στροφών. Αριστερά: Σύγχρονη Μηχανή. Δεξιά: Ασύγχρονη Μηχανή. [69]



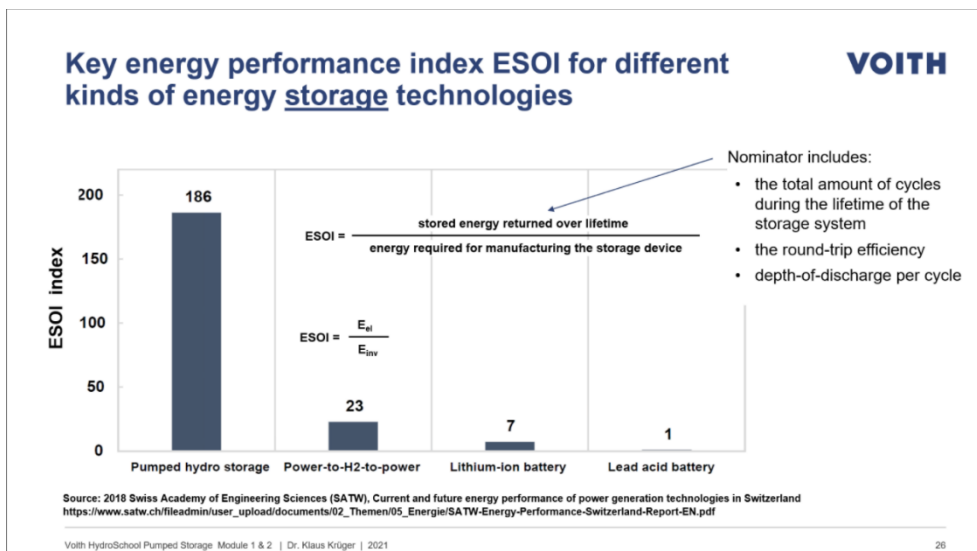
Σχ. 3-18. Ευελιξία ΣΑΗΕ με 1 έως 4 μονάδες σε λειτουργία - μηχανές σταθερής ταχύτητας/μεταβλητών στροφών. [69]

Οι υδροηλεκτρικοί και αντλιοσταμειευτικοί σταθμοί παραγωγής διαθέτουν σημαντικά πλεονεκτήματα σε σχέση με ανταγωνιστικές τεχνολογίες για ευέλικτη ηλεκτροπαραγωγή με βασικότερο πλεονέκτημα το ευρύ χρονικό φάσμα που μπορούν να προσφέρουν τις σχετικές υπηρεσίες. Διαθέτουν ένα από τα υψηλότερα ESOI (Energy Storage return Of Investment – Λόγος αποθηκευμένης ενέργειας κατά τη διάρκεια ζωής του έργου προς την ενέργεια που απαιτείται για την κατασκευή του) με εκτιμώμενη τιμή άνω του 100 όταν ανταγωνιστικές τεχνολογίες δεν επιτυγχάνουν τιμές μεγαλύτερες του 25. Βασική αιτία του υψηλού λόγου είναι η διάρκεια ζωής του έργου σε σχέση με τις ανταγωνιστικές τεχνολογίες αποθήκευσης. Ο ΣΑΗΕ Σφηκιάς εντάχθηκε στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας στα μέσα της δεκαετίας του 1980 και ο ΣΑΗΕ Θησαυρού στα τέλη του 20<sup>ου</sup> αιώνα. Οι σταθμοί αυτοί κλείνουν 40 και 25 χρόνια αντίστοιχα συνεχούς λειτουργίας χωρίς ιδιαίτερα προβλήματα και εκτιμάται ότι ο ωφέλιμος

χρόνος ζωής τους θα υπερβεί κατά πολύ τα 100 έτη καθώς δεν αναμένεται, λόγω της συγκέντρωσης φερτών στον ταμιευτήρα τους να καταστούν μη λειτουργικά.



Σχ. 3-19. Κύκλωμα Υδραυλικής Βραχυκύκλωσης. [69]



Σχ. 3-20. ESOI τεχνολογιών αποθήκευσης<sup>43</sup>. [69]

### 3.8.2.3 Ιταλία – Προοπτικές Εξέλιξης

Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) της Ιταλίας παρουσιάζει και το μεγαλύτερο ενδιαφέρον από πλευράς ανάπτυξης πρόσθετων υπηρεσιών για την καλύτερη εκμετάλλευση των Αντλησιοταμιευτικών Έργων. Συνολικά στη γείτονα χώρα βρίσκονται σε λειτουργία είκοσι δύο (22) Αντλησιοταμιευτικά συγκροτήματα (κυρίως στο Βορρά) με εγκατεστημένη ισχύ 7.6GW σε λειτουργία παραγωγής και 6.5GW σε λειτουργία άντλησης<sup>44</sup> [79].

Από το 2010 οι αλλαγές που επήλθαν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της γείτονας χώρας είχαν ως αποτέλεσμα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άντληση από τις 8~9TWh το έτος να μειωθεί σημαντικά στις 2TWh το έτος περίπου. Αντίστοιχο φαινόμενο παρατηρήθηκε και στη

<sup>43</sup> Energy Storage return Of Investment (ESOI) = Λόγος ενέργειας που θα αποθηκευτεί στη ζωή της συσκευής, προς την ενέργεια που δαπανήθηκε για την κατασκευή της συσκευής αποθήκευσης

<sup>44</sup> Οι διαφοροποιήσεις μεταξύ των αναφερομένων τιμών για τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ μεταξύ διαφορετικών βιβλιογραφικών πηγών είναι κάτι το σύνηθες στο χώρο.

χώρα μας. Η αύξηση της διείσδυσης των Φ/Β είχε ως αποτέλεσμα την αλλαγή των ωρών λειτουργίας των υπάρχοντων αντλησιοταμιευτικών σταθμών από άντληση το βράδυ όταν η ηλεκτρική ενέργεια ήταν φθηνή λόγω της παραγωγής από πυρηνικά (βασικοί προμηθευτές Γαλλία & Ελβετία) και παραγωγή κατά τις πρώτες μεσημβρινές ώρες όταν και εμφανίζεται το μέγιστο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές, σε άντληση κατά τις μεσημεριανές ώρες και παραγωγή τις πρώτες απογευματινές ώρες. Κατά τη μετάβαση προς ένα παραγωγικό δυναμικό, το οποίο αντικαθιστά τις μονάδες βάσης με μονάδες ΑΠΕ παρατηρείται στην αγορά μία εξομάλυνση της τιμής χονδρικής του ηλεκτρικού ρεύματος, η οποία στην περίπτωση της Ιταλίας είχε ως αποτέλεσμα τη μείωση της ενδοημερήσιας διακύμανσης (προ της κρίσης του 2022) από 43€/MWh στα 23€/MWh. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα την υπό-χρησιμοποίηση των αντλησιοταμιευτικών, κάτι που οδήγησε στη διακοπή κάθε νέας επενδυτικής δραστηριότητας.

Αυτή τη στιγμή με την παραγωγή από ΑΠΕ να υποκαθιστά την παραγωγή από μονάδες βάσης απαιτείται επίσης η ανάπτυξη αντλησιοταμιευτικών έργων στο Κέντρο και Νότο της Ιταλίας, όπου αυτή τη στιγμή συγκεντρώνεται η παραγωγή από Φ/Β και Αιολικά. Εξαιτίας αυτής της ανισορροπίας εμφανίζεται συχνότερα στην Ιταλία το φαινόμενο της αντικοινωνικής ροής ενέργειας στα δίκτυα μεταφοράς, στην Ιταλία για ιστορικούς και τεχνικούς λόγους το δίκτυο υψηλής και υπερύψηλης τάσης, είναι χωρισμένο σε περισσότερες τις μίας περιοχές, με αποτέλεσμα αυξημένες τιμές διάθεσης του προϊόντος στους τελικούς καταναλωτές.

Εκτιμάται επίσης ότι στην Ιταλία θα χαθούν περί τα 19 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (19TL) νερού ετησίως λόγω των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής. Για τον λόγο αυτό εκπονήθηκε στην Ιταλία για την αντιμετώπιση των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής σχετικό σχέδιο. Η πρώτη φάση του σχεδίου «Laghetti» αποσκοπεί στη δημιουργία περί των 10,000 μικρών τεχνητών λιμνών που σκοπό έχουν την αύξηση των υδατικών αποθεμάτων της γειτονικής χώρας από τα 118bcm στα 158bcm. Η 2<sup>η</sup> φάση του σχεδίου “Laghetti plus” εξετάζει η ανάπτυξη ενός έξυπνου δικτύου μετακίνησης όχι μόνον ενέργειας αλλά και νερού με τον εμπλουτισμό λιμνών σε περιοχές που θα παρουσιάζουν έλλειμμα από περιοχές με πλεόνασμα ύδατος. Το σχέδιο αυτό ομοιάζει με το σχέδιο της εκτροπής του Αχελώου με την προσθήκη της ανάστροφης ροής από τη Δυτική Θεσσαλία προς τη λεκάνη του άνω – μέσου Αχελώου. Επίσης στα πλαίσια του “Laghetti plus” εξετάζεται η σύζευξη των αντλησιοταμιευτικών μονάδων που απαιτούνται για τη μεταφορά ύδατος με πλωτά Φ/Β πάρκα, καθώς εκτιμάται ότι το δυναμικό ισχύος ανέρχεται σε 200GW που συνεπάγεται δυναμική παραγωγή της τάξης των 250TWh περίπου (1250h πλήρους λειτουργίας).

#### 3.8.2.4 Ισπανία – Προοπτικές Εξέλιξης

Σύμφωνα με το Ισπανικό Εθνικό προσχέδιο για την Ασφάλεια και το Κλίμα της περιόδου 2023-2030 (βλέπε Πίν. 3-1), τα υδροηλεκτρικά εκτιμάται ότι θα παίξουν σημαντικό ρόλο στην ευελιξία ισχύος του συστήματος [80]. Για την επίτευξη των στόχων που θέτει το συγκεκριμένο προσχέδιο απαιτείται η μετάβαση από μία παραγωγή που ακολουθεί τη ζήτηση (synchronous production) σε μία αγορά όπου η ζήτηση ακολουθεί την παραγωγή (asynchronous production).

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
<b>Total</b>	<b>111.100</b>	<b>115.015</b>	<b>166.939</b>	<b>213.963</b>

\*Incluyendo el almacenamiento de solar termoeléctrica llega a 22 GW.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

Πίν. 3-1. Μείγμα Ηλεκτροπαραγωγής – Προσχέδιο για την Ενέργεια και το κλίμα – Ισπανία [80].

Σύμφωνα με το προσχέδιο η συνολική εγκατεστημένη ισχύς εκτιμάται ότι το 2030 θα έχει διαμορφωθεί στις 214GW από 115GW το 2020 με την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης να αυξάνεται από τα 6.4GW στα 18.5GW (22GW αν υπολογιστούν ως έργα αποθήκευσης οι ηλιοθερμικές μονάδες της χώρας) και η εγκατεστημένη ισχύς των ΥΗΣ αυξάνεται ελαφρά από τα 14.0GW στα 14.5GW. Το προσχέδιο προβλέπει το κλείσιμο όλων των μονάδων παραγωγής από άνθρακα από το 2025. Ο στόχος αυτός θεωρείται εφικτός, καθώς το 2022 η παραγωγή από άνθρακα ανήλθε σε 7.62TWh ή μόλις το 2.7% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [67].

### 3.8.3 Ελλάδα – Προοπτικές Ανάπτυξης

Τα Ελληνικά Αντλησιοταμιευτικά σε λειτουργία (Σφηκιά και Θησαυρός) έχουν σχεδιαστεί με την ίδια φιλοσοφία με τη γείτονα Ιταλία, ήτοι εκμετάλλευση της περίσσειας ισχύος τις νυχτερινές ώρες και έγχυση ενέργειας τις ώρες αιχμής. Η συνολική αποθηκευτική ικανότητα και η εγκατεστημένη ισχύς των έργων αυτών δεν επαρκεί για να καλύψει τις ανάγκες αποθήκευσης που προβλέπονται σε ένα περιβάλλον όπου θα επικρατούν οι στοχαστικές ΑΠΕ οπότε είναι απαραίτητη η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος και της αποθηκευμένης ενέργειας. Το 2022, μετά από 20 και πλέον χρόνια εκδόθηκε νέα άδεια για την κατασκευή ενός μεγάλου υδροηλεκτρικού έργου (Αντλησιοταμιευτικό της Αμφιλοχίας) συνολικής ισχύος περί τα 700MW που θα διπλασιάσει την εγκατεστημένη ισχύ σε αντλησιοταμίευση στη χώρα μας και θα αυξήσει τη διαθέσιμη αποθήκευση, μέσω έργων αντλησιοταμίευσης, από 7GWh το 2023 σε 13GWh το 2030.

Πέραν της TERNA, σύμφωνα με δημοσιογραφικές πληροφορίες<sup>45</sup> υφίσταται πρόθεση της ΔΕΗ ΑΕ για την ανάπτυξη 5 νέων έργων αντλησιοταμίευσης με συνολική εγκατεστημένη ισχύ στα 1.4GW περίπου. Τρεις (3) μονάδες εικάζεται ότι θα εγκατασταθούν στους χώρους των Ορυχείων της Επιχείρησης (Ορυχείο Καρδιάς, Μεγαλόπολης και Μαυροπηγής). Επίσης άλλες δύο (2) μονάδες, ισχύος άνω των 400MW εκάστη εικάζεται ότι θα κατασκευαστούν η μία στη λίμνη Βεγορίτιδα και η άλλη θα ενισχύσει το Συγκρότημα του Αλιάκμονα.

<sup>45</sup> <https://energypress.gr/news/dei-epelasi-stin-antlisiertamieysi-me-5-monades-1407-megabat-entos-2024-o-diagonismos>

Στο πλαίσιο της ενεργειακής μετάβασης της χώρας σε μία οικονομία χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος έως το 2055 έγινε και ο πρώτος διαγωνισμός αφορούσε τη διάθεση 400MW ευέλικτης ισχύος με εγγυημένη αποθήκευση 800MWh [81]. Οι προσφορές που δόθηκαν και εγκρίθηκαν για ένταξη στο σύστημα κυμάνθηκαν από 33,948€/MW/annum έως 60,887€/MW/annum που για τα σενάρια # 1 και # 2 της έκθεσης της Grand ThornTon [82] (1.5 κύκλοι την ημέρα ήτοι 547 κύκλοι φόρτισης / εκφόρτισης το έτος) συνεπάγεται τιμή κόστους αποθήκευσης ενέργειας από 62.06€/MWh έως και 111.2€/MWh ενώ σύμφωνα με το 3<sup>ο</sup> σενάριο που προβλέπει έναν κύκλο σε ημερήσια βάση (ήτοι 365 κύκλοι) το κόστος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 93€/MWh έως και 166.8€/MWh.

Σύμφωνα με παλαιότερη μελέτη του ΕΜΠ (βλέπε [79]) για να διασφαλιστεί η βιωσιμότητα των αντλησιοταμιευτικών απαιτείται η ετήσια παραγωγή του σταθμού να κυμαίνεται από 2200MWh/MW/annum έως και 3100MWh/MW/annum (25% έως και 35% της θεωρητικής μέγιστης παραγωγής). Στη μελέτη αυτή, το βέλτιστο οικονομικά μείγμα για μία οικονομία μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος όσον αφορά την αποθήκευση προβλέπει 500MWh BESS (Συσσωρευτές) και 13GWh PSP (Αντλησιοταμίευση).

Επίσης σε μελλοντικό σενάριο ηλεκτροπαραγωγής με 100% από ΑΠΕ το μείγμα προβλέπεται ως: ισχύ Αιολικών και Φ/Β στα 27.5GW έκαστο, εγκατεστημένη ισχύ υδροηλεκτρικών 5.5GW, άλλες ΑΠΕ (γεωθερμία, ηλιοθερμικά κ.λπ.) 2GW και τέλος αποθήκευση ενέργειας ισχύος 3GW με ικανότητα αποθήκευσης 36GWh.

Έως αυτή τη στιγμή δεν έχει παρουσιαστεί δημόσια το τροποποιημένο ΕΣΕΚ για την περίοδο 2023 – 2030. Σύμφωνα με τον Πίν. 3-2, έως το 2050 εκτιμάται ότι στη χώρα μας η ισχύς των εγκατεστημένων ΑΠΕ θα αγγίξει τα 72GW εκ των οποίων 40GW θα αφορούν «ηλιακά» συστήματα (Φ/Β, Ηλιοθερμικά κ.λπ.), 30GW Αιολικά, λοιπές ΑΠΕ περί τα 2GW και 25GW αποθήκευσης εκ των οποίων 23GW αφορούν συστήματα BESS και 2GW αντλησιοταμιευτικά.

Η πρωτογενής παραγωγή ενέργειας εκτιμάται ότι το 2050 θα ξεπεράσει τα 175TWh (από 55TWh το 2022), εκ των οποίων μόλις 3TWh θα προέρχονται από μονάδες αερίων καυσίμων, ενώ 2% των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια θα καλύπτονται από εισαγωγές.

ΕΣΕΚ (Απρ. 2023)	2021 (εκτίμηση)	ΕΣΕΚ 2019 για το 2030	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Ισχύς ΑΠΕ εκτος ΥΗΕ (GW)</b>	9.3	15.5	14.8	23.5	34.7	46.2	64.4	71.7
Αιολικά (Σύνολο)	4.7	7.1	6	9.5	14.7	19	27.2	29.2
- Αιολικά Θαλάσσης				x	6.2	9.8	15.4	17.3
Ηλιακά	4.3	7.7	8.2	13.4	18.7	25.4	35.2	40.3
Λοιπές ΑΠΕ	4	0.7	0.5	0.6	1.3	1.8	2	2.1
ΥΗΕ (Υ/Η) σε GW	3.1	3.7	3.1	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9
Ισχύς αποθήκευσης (GW)	0.7	2.7	3.3	5.3	5.8	11	21.3	24.8
- μπαταρίες	0	1.25	1.9	3.1	3.6	8.8	19.1	22.6
- αντλησιοταμίευση	0.7	1.4	1.4	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Ισχύς μονάδων με αέριο καύσιμο (GW)	5.3	6.9	6.9	7.7	5.7	5.2	2.8	4.2
Ισχύς μονάδων με στερεό καύσιμο (GW)	2.3	0.3	1.5	0	0	0	0	0
Ισχύς μονάδων με υγρό καύσιμο (GW)	1.7	0.3	1.3	0.7	0.6	0.4	0.4	0.1
Σύνολο παρ. ηλ. ενέργειας (TWh)	54.7	57.9	58	66	87.5	114.6	157.7	175.3
- από αέρια καύσιμα (TWh)	22.5	19	16.3	12.1	2.6	1.2	1.6	2.9
- από στερεά καύσιμα (TWh)	5.3	0	4.8	0	0	0	0	0
- από υγρά καύσιμα (TWh)	4.7	0.8	2.4	0.2	0.5	0	0.1	0
- από ΑΠΕ (TWh)	22.2	38.1	34.5	53.7	84.4	113.4	156	172.3
Ανθρακικό αποτύπωμα (IC02/MWh)	0.376	0.115	0.212	0.063	0.013	0.001	0.001	0
Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας	6.70%	7.90%	3%	4%	3%	3%	3%	2%

Πίν. 3-2. Μείγμα Ηλεκτροπαραγωγής – Προσχέδιο για την Ενέργεια και το κλίμα – Ελλάδα.

## 3.9 ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΝΕΩΝ ΈΡΓΩΝ

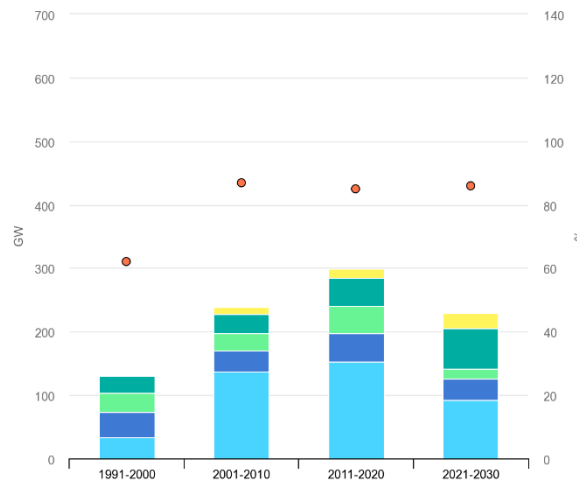
### 3.9.1 Εκτιμήσεις IRENA

Το κόστος ανάπτυξης νέων μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων είναι ιδιαίτερα υψηλό και συναρτάται κυρίως από τις περιβαλλοντικές και αδειοδοτικές απαιτήσεις που ποικίλουν από περιοχή σε περιοχή. Τα τελευταία 20 χρόνια η κατασκευή νέων μεγάλων κυρίως υδροηλεκτρικών λαμβάνει χώρα στην Ανατολική Ασία και κυρίως στην Κίνα [78]. Σύμφωνα με την IEA (βλέπε Σχ. 3-21) τη δεκαετία 2001 – 2010 εκ των 239GW νέων υδροηλεκτρικών Έργων τα 137GW αφορούσαν εγκαταστάσεις στην Κίνα και το 87% του συνόλου της εγκατεστημένης ισχύος αφορούσε αναδυόμενων<sup>46</sup> και αναπτυσσόμενων αγορών. Τη δεκαετία 2011-2020 από τις 299GW νέες προσθήκες υδροηλεκτρικών οι 152GW αφορούσαν εγκαταστάσεις στην Κίνα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι διεθνείς τιμές που ανακοινώνονται για την ανάπτυξη νέων έργων να διαφέρουν σημαντικά από το πραγματικό κόστος των έργων αυτού του τύπου στην Ευρώπη και στην Ελλάδα ειδικότερα.

Στο Σχ. 3-22, παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη του κόστους ανέγερσης, ο συντελεστής εκμετάλλευσης και το σταθμισμένο μοναδιαίο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2010-2022. Το κόστος εγκατάστασης αυξάνεται, καθώς οι διαθέσιμες θέσεις για νέα έργα εξαντλούνται, με αποτέλεσμα οι εναπομένουσες να απαιτούν σημαντικές επενδύσεις στην ανάπτυξη των δικτύων. Ο μέσος ετήσιος συντελεστής εκμετάλλευσης των έργων αυτών κυμαίνεται από το 44% έως και το 51%, ο οποίος χαρακτηρίζεται ως ιδιαίτερα υψηλός. Σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [21] και άλλων πηγών [76], για την περίοδο 1980-2022 ο συντελεστής εκμετάλλευσης των μεγάλων υδροηλεκτρικών κυμάνθηκε από 10.04% (έτος 1990) έως και 25.35% (έτος 2010) (βλέπε Σχ. 3-23).

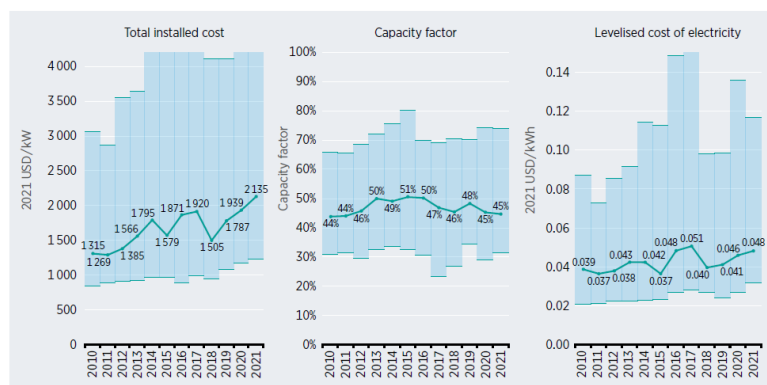
<sup>46</sup> Ο όρος αναδυόμενη αγορά αποτελεί μετάφραση του όρου emerging market και σχετίζεται με οικονομικές αγορές που έχουν χαρακτηριστικά αναπτυσσόμενης αγοράς χωρίς όμως να πληρούν τα πρότυπα μίας αναπτυσσόμενης αγοράς





Σχ. 3-21. Εγκατεστημένη ισχύς νέων υδροηλεκτρικών (πηγή IEA<sup>47</sup>)

Τα στοιχεία που σχετίζονται με την άντληση (βλέπε Σχ. 3-24) δείχνουν μία αντίστοιχη εικόνα με αυτή της Ιταλίας (βλέπε παράγραφο 0). Έως το 2009, ο συντελεστής χρήσης των αντλησιοταμιευτικών μονάδων ήταν αρνητικά συσχετισμένος με την υδραυλικότητα κάθε έτους. Το 2008 ο συντελεστής χρήσης των αντλησιοταμιευτικών μονάδων έφτασε το 19.5%, κάτι που συνεπάγεται έναν εκτιμώμενο συντελεστή εκμετάλλευσης<sup>48</sup> των δύο αντλησιοταμιευτικών μονάδων της τάξης του 45% περίπου για το 2008, όταν ο συνολικός συντελεστής εκμετάλλευσης ήταν στο 10% περίπου. Από το 2010 και μετά ο συντελεστής χρήσης των αντλησιοταμιευτικών για άντληση μειώνεται δραματικά και η μέση τιμή αυτού του δείκτη για την περίοδο 2010-2022 διαμορφώνεται στο 2.09% (έναντι 11.83% την περίοδο 1990-2009) με μία συνολική διακύμανση από 0.39% έως και 6.21% (έναντι 3.70% έως και 19.48% την περίοδο 1990-2009).

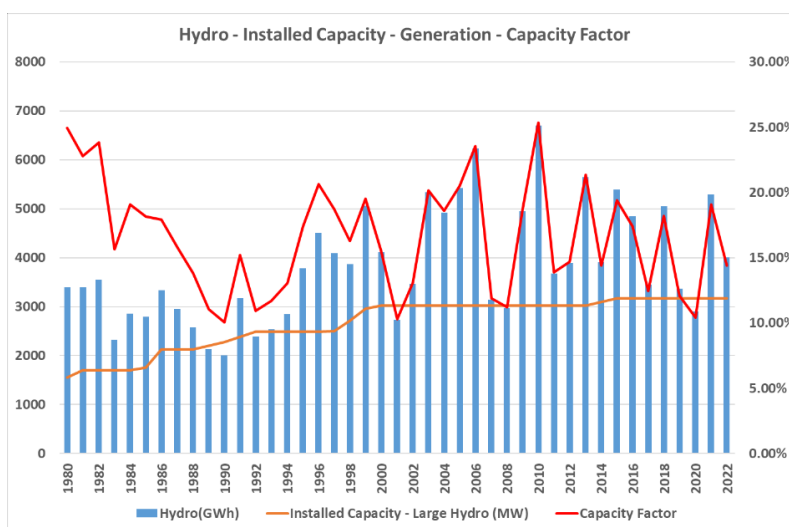


Source: IRENA Renewable Cost Database.

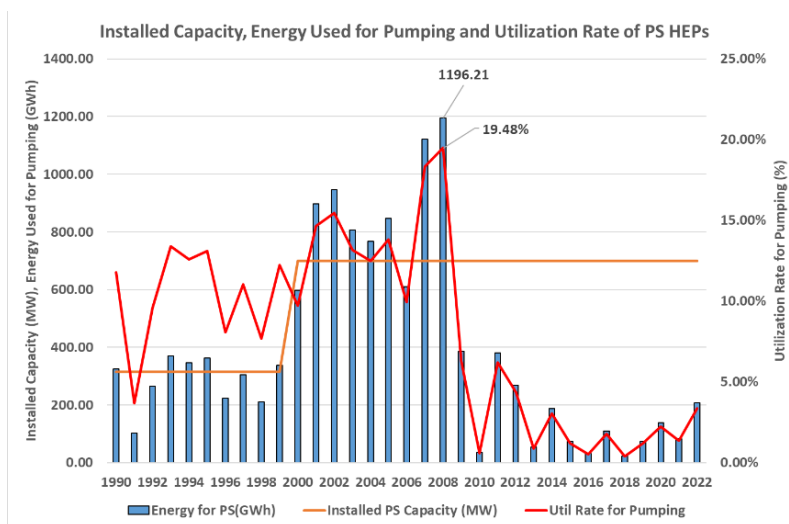
Σχ. 3-22. Κόστος εγκατάστασης, συντελεστής εκμετάλλευσης και LCOE υδροηλεκτρικών έργων [83].

<sup>47</sup> <https://www.iaa.org/data-and-statistics/charts/global-net-hydropower-capacity-additions-by-region-1991-2030>

<sup>48</sup> Ο εκτιμώμενος συντελεστής συνισταμένης εκμετάλλευσης των αντλησιοταμιευτικών ορίζεται σύμφωνα με τον τύπο  $CF_{PS} = (1 + \eta_{PS}) \cdot UR_{PS} + CF_{LH}$  όπου  $CF_{PS}$  ο συντελεστής εκμετάλλευσης των αντλησιοταμιευτικών,  $\eta_{PS}$  ο συντελεστής απόδοσης του κύκλου άντλησης παραγωγής που για τα έργα του Θησαυρού και της Σφηκιάς λαμβάνεται ίσος με 72%,  $CF_{LH}$  ο συνολικός συντελεστής εκμετάλλευσης όλων των μεγάλων υδροηλεκτρικών για το έτος αναφοράς και  $UR_{PS}$  ο λόγος της ενέργειας που αναλώθηκε κατά την άντληση προς τη μέγιστη δυνατή ετήσια τιμή. Ο συντελεστής αυτός αποτελεί εκτίμηση καθώς δεν λαμβάνει υπόψη την πραγματική παραγωγή των μονάδων για το έτος αναφοράς αλλά στηρίζεται σε μία γενική εκτίμηση του συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης παραγωγής.

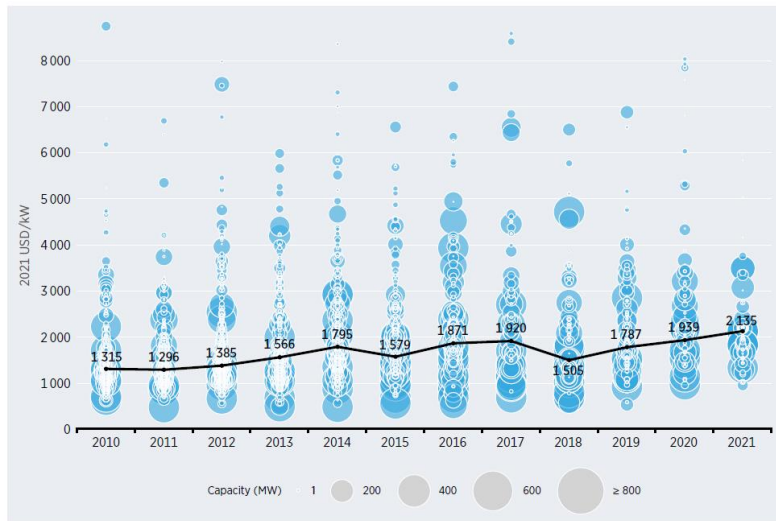


Σχ. 3-23. Ισχύς μεγάλων υδροηλεκτρικών, παραγωγή, συντελεστής εκμετάλλευσης - Ελλάδα. [21], [76]



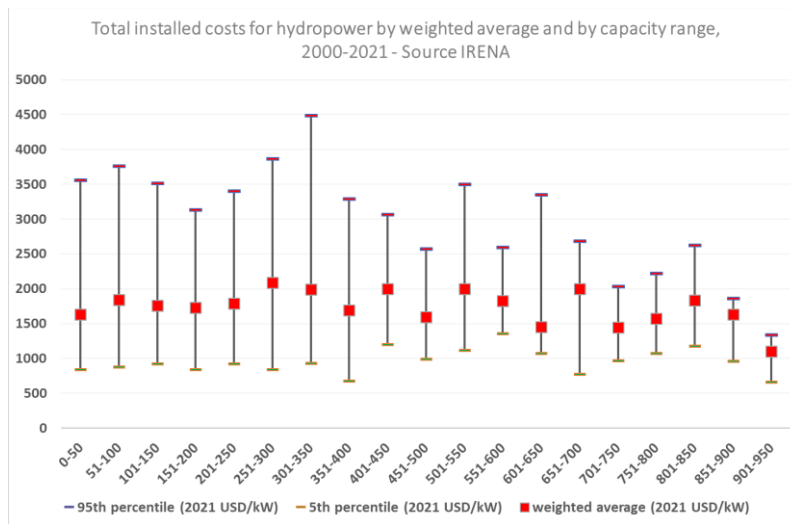
Σχ. 3-24. Ισχύς ΣΑΗΕ, κατανάλωση ενέργειας για άντληση, συντελεστής εκμετάλλευσης – Ελλάδα. [21]

Στο Σχ. 3-25, παρουσιάζεται το μοναδιαίο κόστος ανά εγκατεστημένο kW εκφρασμένο σε σταθερές τιμές \$ του 2011 ως συνάρτηση του μεγέθους της εγκατάστασης. Παρατηρείται σημαντική μεταβλητότητα του κόστους από 500\$/kW έως και πλέον των 8000\$/kW. Η υψηλότερη μεταβλητότητα παρατηρείται για εγκατεστημένη ισχύ έως και 350MW (Σχ. 3-26) με τα πολύ μεγάλα έργα (>800MW) να εμφανίζουν κάποιες οικονομίες κλίμακας. Περαιτέρω ανάλυση (βλέπε Σχ. 3-27) καταδεικνύει ότι το κόστος για τα μικρά υδροηλεκτρικά είναι γενικότερα αυξημένο. Αυτό μερικώς οφείλεται και στο γεγονός ότι η ανάπτυξη μικρών υδροηλεκτρικών λαμβάνει χώρα κυρίως σε αναπτυγμένες χώρες, όπου το κόστος εγκατάστασης είναι αυξημένο.

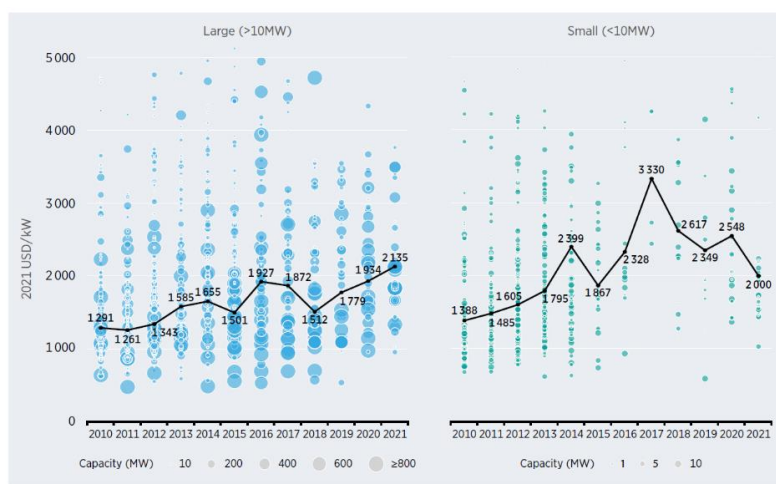


Source: IRENA Renewable Cost Database.

Σχ. 3-25. CAPEX υδροηλεκτρικών ως συνάρτηση της ισχύος ανά έτος [83].



Σχ. 3-26. CAPEX υδροηλεκτρικών ως συνάρτηση της ισχύος (5%, 50% & 95% πιθανότητα μη υπέρβασης) [83]<sup>49</sup>.



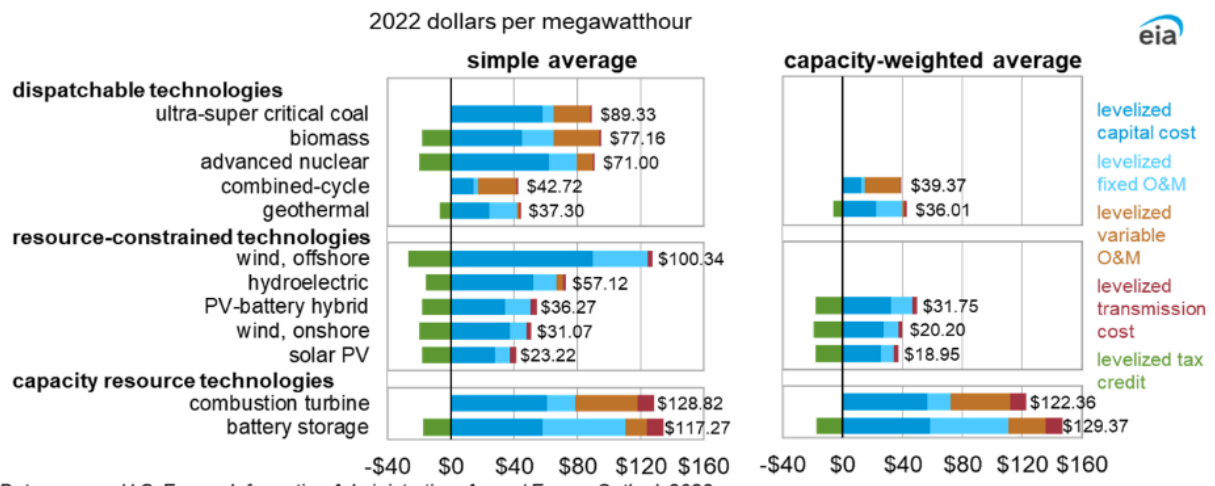
Source: IRENA Renewable Cost Database.

Σχ. 3-27. CAPEX υδροηλεκτρικών – διαχωρισμός σε μεγάλα και μικρά υδροηλεκτρικά [83].

<sup>49</sup> Τα δεδομένα προέρχονται από τον Πίνακα 6.2 και έχουν δεχθεί την ανάλογη επεξεργασία ώστε να παρασταθούν γραφικά

### 3.9.2 Εκτιμήσεις ΕΙΑ

Σύμφωνα με την πλέον πρόσφατη ανάλυση της US Energy Information Administration [84] το σταθμισμένο μοναδιαίο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά στην ΗΠΑ εκτιμάται ότι κυμαίνεται από 56~93\$/MWh (προ φορολογικών απαλλαγών) και από 44~72\$/MWh λαμβάνοντας υπόψη τις φορολογικές απαλλαγές υπό μορφή ενισχύσεων. Οι τιμές αυτές έχουν υπολογιστεί με ένα WACC ίσο με 6.54% και περίοδο αποπληρωμής 30 ετών. Στο Σχ. 3-28 και στο Σχ. 3-29 παρουσιάζονται το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) και στο σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης ενέργειας (LCOS) για διάφορες τεχνολογίες παραγωγής. Στο Σχ. 3-28 παρουσιάζεται η ανάλυση του συνολικού κόστους στα επιμέρους τμήματα (κατηγορίες δαπάνης) και στο Σχ. 3-29 η χωρική μεταβολή του κόστους.

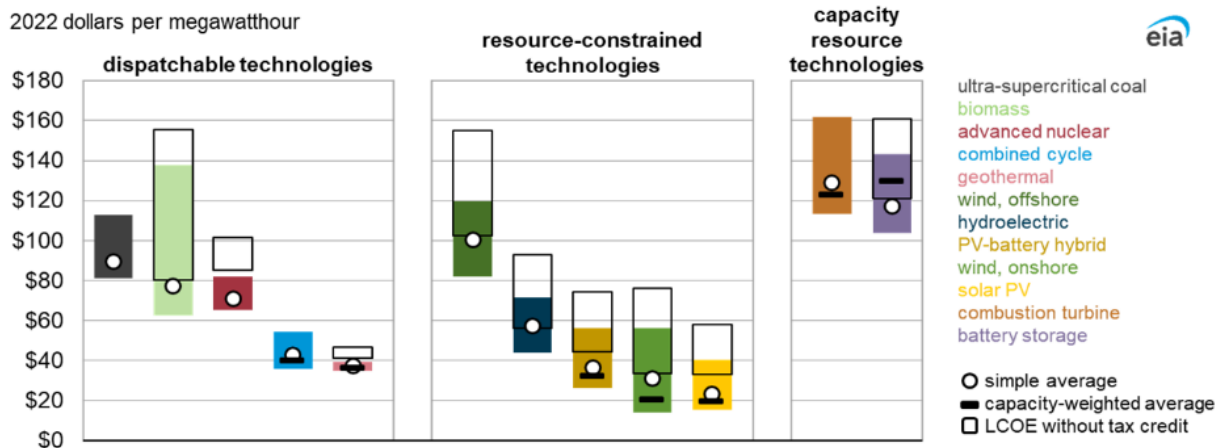


Data source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2023

Note: PV = photovoltaic, O&M = operations and maintenance; technologies in which capacity additions are not expected in 2028 do not have a capacity-weighted average. The stated LCOE values include the levelized tax credit component for eligible technologies.

Σχ. 3-28. LCOE – LCOS τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής - Ένταξη στο ΣΗΕ ΗΠΑ το 2028 [84].

#### Regional variation in levelized cost of electricity (LCOE) and levelized cost of storage (LCOS) for new resources entering service in 2028 by technology, AEO2023 Reference case



Data source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2023

Note: PV = photovoltaic; technologies in which capacity additions are not expected in 2028 do not have a capacity-weighted average

Σχ. 3-29. Όπως Σχ. 3-28 – Χωρική Μεταβλητότητα Δαπάνης.

### 3.10 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η εκμετάλλευση του υδροδυναμικού παραμένει ένα από τα βασικά εργαλεία για την αντιμετώπιση των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής και για τη μετάβαση σε μία παγκόσμια οικονομία χαμηλού

ανθρακικού αποτυπώματος. Η διείσδυση των στοχαστικών ΑΠΕ καθιστά κρίσιμο παράγοντα για την επίτευξη του συγκεκριμένου στόχου, την περαιτέρω ανάπτυξη των υδροηλεκτρικών και τον συνδυασμό αυτών με άλλες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τη βελτίωση της ευελιξίας τους και την προσφορά στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας των απαραίτητων υπηρεσιών που θα επιτρέψουν τον παγκόσμιο ενεργειακό μετασχηματισμό.

Ιδιαίτερη σημασία δίνεται στα αντλησιοταμιευτικά έργα τα οποία επιτρέπουν την απορρόφηση της περίσσειας ενέργειας για την απόδοση της στο σύστημα, όταν αυτό απαιτείται, καθώς επιτρέπουν την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας σε μορφή δυναμικού και αποτελούν μία από τις τρεις (3) τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας που εκτιμάται ότι θα επικρατήσουν στο μέλλον [35].

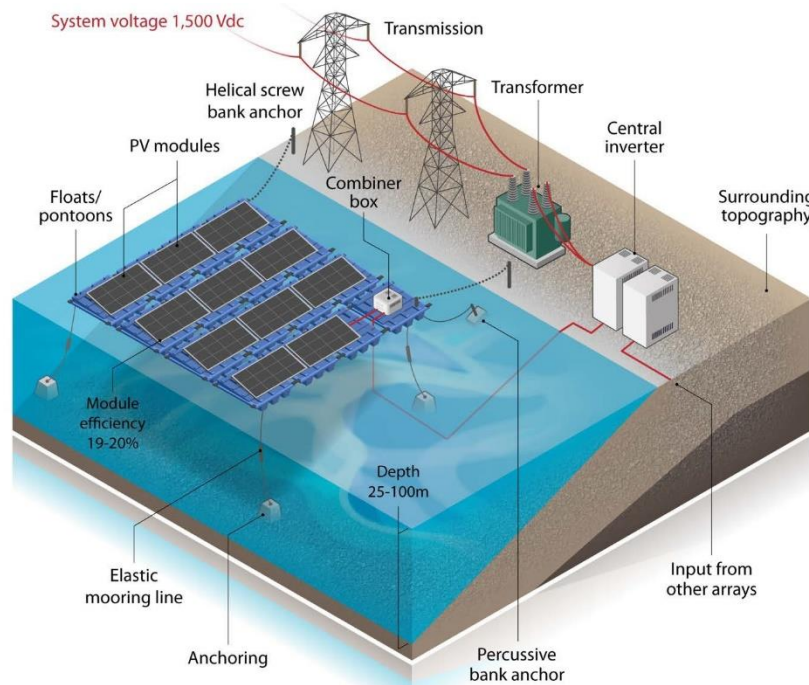
## 4 ΥΒΡΙΔΟΠΟΙΗΣΗ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΩΝ ΜΕΣΩ ΣΥΖΕΥΞΗΣ ΜΕ ΠΛΩΤΑ Φ/Β ΠΑΡΚΑ

### 4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η σύζευξη τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής με διαφορετικά χαρακτηριστικά προσφέρουν βελτίωση της ευελιξίας της παραγωγικής μονάδας και πλέον αυτού αυξάνουν τον συντελεστή εκμετάλλευσης των επικουρικών υποδομών (δίκτυα μεταφοράς, υποσταθμός ανόρθωσης τάσης κ.λπ.).

Η σύζευξη Φ/Β με αντλησιοταμιευτικά έργα προσφέρει τη δυνατότητα απεξάρτησης του κόστους άντλησης από τις τιμές που θα έχουν διαμορφωθεί στην αγορά τη στιγμή που θα ληφθεί η απόφαση και τη βελτίωση της ευελιξίας των διαθέσιμων υποδομών αντλησιοταμίευσης, με στόχο την καλύτερη εκμετάλλευση των υπάρχουσών υποδομών. Έτσι προσφέρεται, στον παραγωγό, η δυνατότητα αποθήκευσης μέρους της παραγόμενης ενέργειας ώστε αυτή να εγχυθεί στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, όταν οι τιμές στη χονδρική αγορά είναι περί της μέγιστης ημερήσιας τιμής. Περισσότερα δεδομένα για το ρόλο της αντλησιοταμίευσης παρουσιάζονται σε παράρτημα στην παράγραφο 9.5.

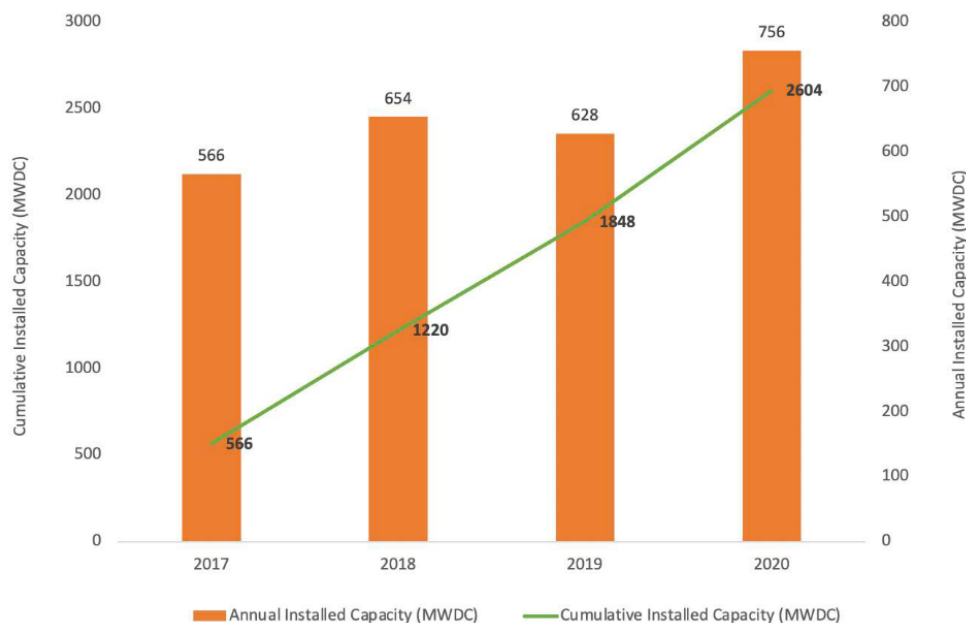
Η σύζευξη υδροηλεκτρικών με πλωτά Φ/Β (βλέπε Σχ. 4-1) αποτελεί μία λύση με ιδιαίτερη δυναμική. Υπάρχουν εκτιμήσεις ότι η τεχνικά και οικονομικά βιώσιμη ισχύς που μπορεί να εγκατασταθεί στους τεχνητούς ταμιευτήρες, ανά τον κόσμο, κυμαίνεται από 3TW έως και 7.6TW [78]. Η συνολική επιφάνεια των ταμιευτήρων που εκτιμάται ότι μπορεί να καλυφθεί με πλωτά Φ/Β εκτιμάται περί τις 400,000km<sup>2</sup>, δηλαδή 3 και πλέον φορές την έκταση της Ελλάδας.



Σχ. 4-1. Πλωτό Φ/Β - Σχηματικό (πηγή [85]).

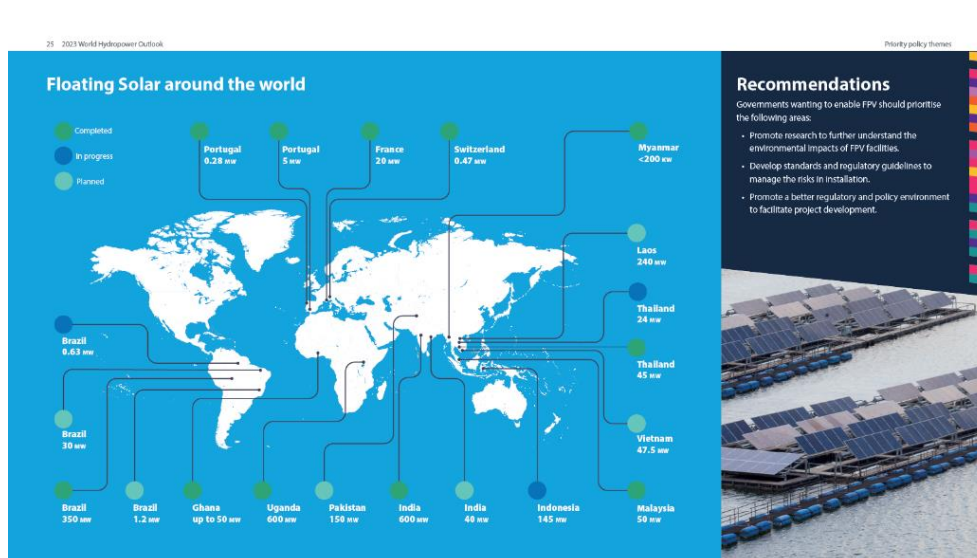
Η συνολική εγκατεστημένη ισχύ των πλωτών Φ/Β το 2020 σύμφωνα με εκτιμήσεις ανήλθε από 1.3GW [78] έως 2.6GW [85] (βλέπε Σχ. 4-2). Η σύζευξη πλωτών Φ/Β και μεγάλων υδροηλεκτρικών παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα όπως: α) μη δέσμευση επιπλέον γης για την εγκατάσταση του συστήματος, β) εκμετάλλευση των δικτύων μεταφοράς / διανομής που έχουν

αναπτυχθεί για την έγχυση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τον υδροηλεκτρικό σταθμό στο δίκτυο, γ) τη βελτίωση της απόδοσης των Φ/Β κελιών, καθώς το νερό που αποθηκεύεται στον ταμιευτήρα λειτουργεί ως φυσικό σύστημα ψύξης των κελιών ώστε αυτά να βρίσκονται εντός των θερμοκρασιακών ορίων της βέλτιστης λειτουργίας τους, δ) τη μείωση των απωλειών ύδατος λόγω του περιορισμού του φαινομένου της εξάτμισης. [78]

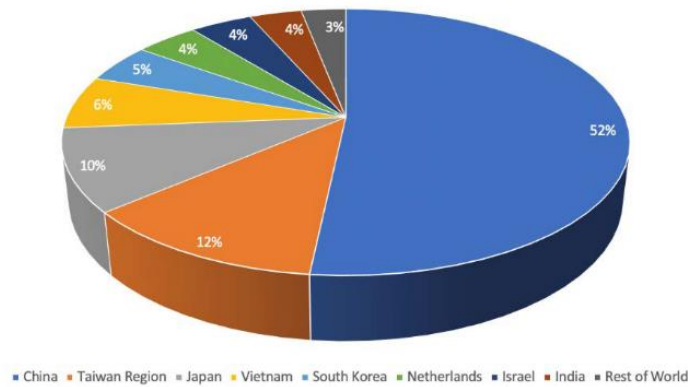


Σχ. 4-2. Εγκαταστάσεις Πλωτών Φ/Β και συνολική εγκατεστημένη ισχύ (πηγή [85]).

Στο Σχ. 4-3, παρουσιάζεται χάρτης με τα πλωτά Φ/Β πάρκα σε λειτουργία, σε κατασκευή και σε φάση τελικού σχεδιασμού. Ο βασικός όγκος των υπό ανάπτυξη, κατασκευή και λειτουργία των έργων αυτών βρίσκονται στην Ανατολική Ασία και Ωκεανία. Στο Σχ. 4-4, η κατανομή τους ανά χώρα.



Σχ. 4-3. Χάρτης πλωτών Φ/Β σε λειτουργία, κατασκευή και τελικό σχεδιασμό (πηγή [78]).



Σχ. 4-4. Κατανομή πλωτών Φ/Β ανά χώρα [85].

## 4.2 ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΛΩΤΩΝ Φ/Β ΠΑΡΚΩΝ

Οι παράγοντες που επηρεάζουν σημαντικά το κόστος των πλωτών Φ/Β πάρκων σε σχέση με αντίστοιχης ισχύος επίγεια Φ/Β πάρκα, συνοψίζονται ως [85]:

1. **Θέση πάρκου.** Κατά το σχεδιασμό ενός πλωτού φωτοβολταϊκού πάρκου απαιτείται μια λεπτομερής καταγραφή των τοπογραφικών, γεωλογικών, γεωτεχνικών και κλιματικών συνθηκών της περιοχής του έργου. Ιδιαίτερη σημασία έχει η μελέτη των κυματικών συνθηκών στην περιοχή εγκατάστασης του έργου, καθώς αυτά θα πλήξουν κατά τη διάρκεια ζωής του έργου τις πλωτές Φ/Β συστοιχίες.
2. **Συστήματα αγκύρωσης και πλεύσης Φ/Β συστοιχιών.** Η επιλογή του συστήματος αγκύρωσης των Φ/Β συστοιχιών και του συστήματος πλεύσης τους αποτελούν κρίσιμοι παράγοντες για τη λειτουργική βιωσιμότητα ενός πλωτού Φ/Β πάρκου. Τα συστήματα αγκύρωσης θα πρέπει να είναι ικανά, ώστε να προσφέρουν την απαραίτητη αντίσταση στην απόλυτη και σχετική κίνηση των στοιχείων ανεξάρτητα της στάθμης του ταμιευτήρα ενώ οι πλωτήρες θα πρέπει να διασφαλίζουν την πλευσιμότητα των στοιχείων του πάρκου.
3. **Ηλεκτρικά Στοιχεία.** Οι καλωδιώσεις, τα κυτία ζεύξης καθώς και οι κλαδικοί αναστροφείς (στην περίπτωση όπου τεχνολογικά επιλέγεται η λύση αυτή) θα πρέπει να έχουν σχεδιαστεί για τη λειτουργία τους σε λιμνιαίο περιβάλλον. Οι ενδιάμεσοι Μ/Σ ισχύος και ο κεντρικός αναστροφέας συνήθως τοποθετείται στην ξηρά σε ασφαλές σημείο.
4. **Συστοιχίες Φ/Β.** Τα κελιά και οι βάσεις στήριξης αυτών θα πρέπει να είναι κατάλληλα για τη λειτουργία τους σε ένα περιβάλλον υψηλής σχετικής υγρασίας.

Κατά τη διαστασιολόγηση των στοιχείων του πλωτού Φ/Β πάρκου θα πρέπει να ληφθούν επίσης υπόψη περιβαλλοντικά φορτία, τα οποία δεν αφορούν συνήθως επίγεια Φ/Β πάρκα και τα οποία αφορούν τη διαστασιολόγηση των στοιχείων πλεύσης και αγκύρωσης των Φ/Β συστοιχιών. Οι βασικές διαφορές μεταξύ επίγειων και πλωτών Φ/Β συνοψίζονται στον Πίν. 4-1.



Στοιχείο	Επίγειο Φ/Β	Πλωτό Φ/Β
Βάσεις Φ/Β Στοιχείων	Πλαισιωτή Κατασκευή από Αλουμίνιο	Πλωτήρες πολυαιθυλενίου
Ηλεκτρικές Συνδέσεις / Καλωδιώσεις	Κοινές	Αδιάβροχες σε συνθήκες γλυκού νερού με περιορισμένο κυματισμό έως και κατάλληλες για θαλάσσιο περιβάλλον με έντονη διαβρωτική δράση
Προπαρασκευαστικές Εργασίες Χώρου Εγκατάστασης	Γεωτεχνική Διερεύνηση, εργασίες εκσκαφών, ανάπτυξη δικτύων απορροής υδάτων και καλωδιώσεων, εργασίες για την κατασκευή των βάσεων	Γεωτεχνική, Υδροδυναμική και Βαθυμετρική Διερεύνηση πεδίου, όπως Επίγειο Φ/Β για κύριος Μ/Σ και Αναστροφείς
Περιβαλλοντικά Φορτία	Άνεμος, Χιόνι, Σεισμός	Άνεμος, Χιόνι, κύματα, λιμνιαία ή θαλάσσια ρεύματα, βάθος νερού, μεταβολή στάθμης ύδατος.
Κλίση Φ/Β	20°~36° (βέλτιστη τιμή για Ελλαδικό χώρο [86])	5~15° (τυπικές τιμές)
Προστασία IP	<IP66	>IP67

Πίν. 4-1. Διαφορές Επίγειων και Πλωτών Φ/Β [85]

### 4.3 ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΈΡΓΩΝ ΠΛΩΤΩΝ Φ/Β

#### 4.3.1 Διαφορές κόστους μεταξύ επίγειων και πλωτών Φ/Β

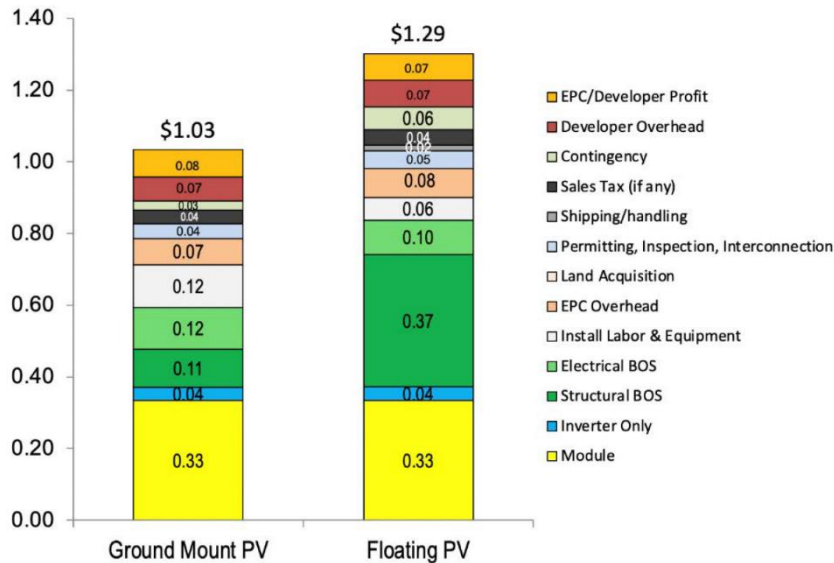
Στο Σχ. 4-5, παρουσιάζεται η ανά μονάδα ανάλυση κόστους για τυπικό επίγειο και πλωτό Φ/Β [85] για Φ/Β πάρκο συνολικής ισχύος 10MW<sub>DC</sub>. Αναφορικά με τα βασικά στοιχεία ενός Φ/Β πάρκου (κελιά και αναστροφείς ισχύος) θεωρείται ότι δεν υπάρχει κάποια διαφοροποίηση του κόστους μεταξύ ενός επίγειου ή πλωτού Φ/Β πάρκου.

Ο βασικός παράγοντας της διαφοράς κόστους ενός πλωτού Φ/Β σε σχέση με ένα επίγειο Φ/Β αφορά τη δαπάνη των δομικών και ηλεκτρικών στοιχείων των υποδομών του Φ/Β πάρκου. Το κόστος αυτό εκτιμάται ότι υπερδιπλασιάζεται (47c\$/W<sub>DC</sub>) σε σχέση με το κόστος ενός επίγειου Φ/Β (23c\$/W<sub>DC</sub>) για ένα τυπικό πάρκο μεγέθους 10MW<sub>p</sub>. Ειδικότερα προβλέπεται τριπλασιασμός του κόστους για τις δαπάνες που αφορούν τα δομικά στοιχεία του έργου – structural BOS – (37c\$/W<sub>DC</sub> έναντι 11c\$/W<sub>DC</sub>) και ελαφρά μειωμένο κόστος για τις δαπάνες που αφορούν τον λοιπό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό – electrical BOS – (10c\$/W<sub>DC</sub> έναντι 12c\$/W<sub>DC</sub>).

Το μειωμένο κόστος για τις δαπάνες που αφορούν τον λοιπό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό – electrical BOS – αφορά το γεγονός ότι στην περίπτωση των πλωτών Φ/Β πάρκων δεν απαιτείται η ανάπτυξη δρόμων για πρόσβαση στα κελιά καθώς και περιφράξη του πάρκου στοιχεία που τυπικά κατηγοριοποιούνται στις ΗΠΑ ως μέρος των δαπανών που αφορούν τον λοιπό ηλεκτρολογικό εξοπλισμό.

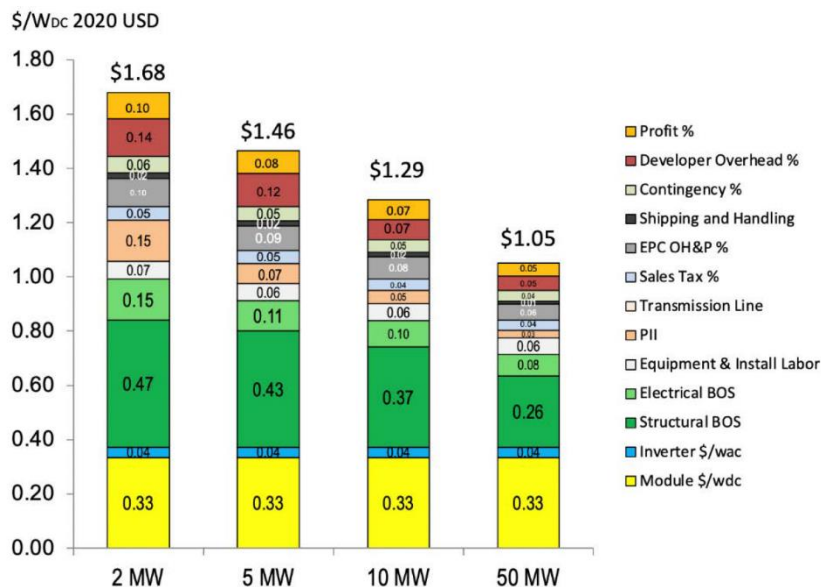
Διαφοροποιήσεις υπάρχουν και για τα λοιπά δευτερεύοντα στοιχεία κόστους (EPC/Profit για τον Κύριο του Έργου και για τον Κατασκευαστή αυτού) που έχουν ως αποτέλεσμα την επιπλέον αύξηση του κόστους στην περίπτωση ενός πλωτού Φ/Β πάρκου ισχύος 10MW<sub>p</sub> κατά 3c\$/W<sub>p</sub>. Ως αποτέλεσμα όλων αυτών η ανάλυση κόστους καταδεικνύει μία αύξηση κόστους κατά 25% περίπου στην περίπτωση των πλωτών Φ/Β αυτού του μεγέθους.

Σημειώνεται ότι το κόστος των υποστηρικτικών υποδομών σε ένα πλωτό Φ/Β πάρκο παρουσιάζει ένα μεγάλο εύρος καθώς παράμετροι όπως α) το περιβάλλον εγκατάστασης (θαλάσσιο ή λιμνιαίο), β) το βάθος του νερού, γ) η μεταβολή της στάθμης σε έργα μέσα σε φυσικές ή τεχνητές λίμνες κ.λπ., οδηγούν στην υιοθέτηση διαφορετικών τεχνικών λύσεων με διαφορετικά επίπεδα κόστους. Στην εργασία αυτή οι συνθήκες περιβάλλοντος κρίνονται ως ευνοϊκές καθώς τα υπό εξέταση Φ/Β πάρκα βρίσκονται εντός υδάτινων όγκων γλυκού νερού, μακριά από το θαλάσσιο περιβάλλον. Οι θέσεις που εξετάζονται για την εγκατάστασή τους είναι μικρού έως και μεσαίου βάθους. Τέλος, η μεταβολή της στάθμης των ταμιευτήρων που έχουν επιλεγεί δεν είναι τέτοια που να απαιτεί εξεζητημένες τεχνικές λύσεις.



Σχ. 4-5. Ανάλυση Κόστους πλωτών Φ/Β – Ισχύς Φ/Β πάρκου 10MW<sub>DC</sub> [85].

Στην περίπτωση των πλωτών Φ/Β τις οικονομίες κλίμακας της καθορίζει κατά κύριο βαθμό το κόστος που αφορά τα δομικά στοιχεία και λοιπά ηλεκτρομηχανολογικά στοιχεία του έργου (βλέπε Σχ. 4-6). Επίσης σημαντικά συνεισφορά στις οικονομίες κλίμακας έχουν οι δαπάνες για το τελικό σχεδιασμό, την προμήθεια του υλικού και την υλοποίηση του έργου (EPC Overhead), οι γενικές δαπάνες του Κυρίου του Έργου και το περιθώριο κέρδος ανά μονάδα ενέργειας.



Σχ. 4-6. Οικονομίες κλίμακας πλωτών Φ/Β [85].

### 4.3.2 Εκτίμηση κόστους πλωτών Φ/Β στην Ελλάδα

Για την εκτίμηση του κόστους ενός πλωτού Φ/Β πάρκου στην Ελλάδα θα ακολουθηθεί η μεθοδολογία της εργασίας των Ramasamy & Margolis [85] προσαρμοσμένη στα οικονομικά δεδομένα της Ελλάδας.

Σύμφωνα με το Fraunhofer Institute [47] για το 2021 το μέσο κόστος υλοποίησης επίγειων Φ/Β πάρκων εκτιμήθηκε στο ύψος των 615€/kWp. Η πρόσθετη εγκατεστημένη ισχύς σύμφωνα με τον σύνδεσμο Εταιρειών Φ/Β για το 2021 ανήλθε σε 845MWp [87] ενώ για το 2022 ανήλθε σε 1392MWp [88]. Το 2021 εγκαταστάθηκαν περί 4,800 νέα πάρκα και συστήματα στη στέγη (μέση ισχύς 175kWp) (86) ενώ το 2022 περί τα 1,300 νέα πάρκα και συστήματα σε στέγη (μέση ισχύς ~1MWp) [87] [88].

Καθώς δεν υπάρχουν στοιχεία συσχέτισης ισχύος και μοναδιαίου κόστους για την Ελλάδα θεωρείται ότι οι τιμές του 2021 του Fraunhofer Institute αφορούν τυπικό επίγειο Φ/Β ίδιας εγκατεστημένης ισχύος με την ισχύ του πλωτού Φ/Β αναφοράς της εργασίας των Ramasamy & Margolis [85]. Η παραδοχή αυτή είναι χονδροειδής αλλά καθώς δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα για πλωτά Φ/Β στην Ελλάδα θεωρείται αποδεκτή. Άρα σύμφωνα με το [47] στην Ελλάδα για επίγειο Φ/Β πάρκο ισχύος 10MWp το μέσο κεφαλαιακό κόστος το 2021 είχε διαμορφωθεί στα 615€/kWp ή 702\$/kWp (μέση ισοτιμία για το 2021 US\$ προς € 1.142 προς 1) με το αντίστοιχο μέσο κόστος για επίγειο Φ/Β πάρκο της ΗΠΑ να διαμορφώνεται στα 1030\$/kWp [85].

Για τον υπολογισμό της επιπρόσθετης δαπάνης για πλωτό Φ/Β πάρκο σε σχέση με ένα επίγειο ακολουθούνται δύο οδοί υπολογισμού. Η πρώτη οδός λαμβάνει υπόψη μόνο τη σχετική διαφορά για τις δαπάνες που αφορούν τον δομικό και λοιπό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό του πλωτού Φ/Β ως προς ένα επίγειο Φ/Β. Η διαφορά αυτή σύμφωνα με την εργασία των Ramasamy & Margolis [85] ανέρχεται σε 24c\$/Wp ή 21c€/Wp<sup>50</sup> (μέση ισοτιμία για το 2021 US\$ προς € 1.142 προς 1). Ήτοι το κόστος ενός πλωτού Φ/Β σε τιμές 2021 για την Ελλάδα εκτιμάται ίσο με 825€/kWp για έργα κλίμακας 10MWp. Η δεύτερη οδός λαμβάνει υπόψη τη συνολική διαφορά της δαπάνης. Με βάση λοιπόν το τελικό κόστος η πρόσθετη δαπάνη ανέρχεται σε 26c\$/Wp ή 22.8c€/Wp. Ήτοι η συνολική δαπάνη για το πλωτό Φ/Β πάρκο ισχύος 10MWp ανέρχεται σε 843€/kWp.

Έχοντας ολοκληρώσει τον υπολογισμό του μέσου κόστους υλοποίησης πλωτού Φ/Β πάρκου ισχύος 10MWp προχωρούμε στην εκτίμηση του μέσου κόστους πλωτού Φ/Β πάρκου ισχύος 0.5MWp, 2MWp, 5MWp, 50MWp και 100MWp. Για την εκτίμηση του μέσου κόστους ανάλογα της ισχύος ακολουθούνται και πάλι οι δύο οδοί. Η πρώτη οδός λαμβάνει υπόψη και πάλι μόνο τη σχετική διαφορά για τις δαπάνες που αφορούν τον δομικό και λοιπό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό. Η δεύτερη οδός λαμβάνει υπόψη τη συνολική διαφορά της δαπάνης. Στα στοιχεία που δίνονται στο [85], για το κόστος των δαπανών για τον δομικό και λοιπό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό πλωτών Φ/Β πάρκων ισχύος 2MWp, 5MWp, 10MWp και 50MWp αντίστοιχα, προσαρμόζονται λογαριθμικές γραμμές τάσης. Από την προσαρμογή προκύπτουν οι σχέσεις που συνδέουν την εγκατεστημένη ισχύ με το κόστος του δομικού και λοιπού ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και του συνολικού κόστους. Οι σχέσεις συνοψίζονται ως:

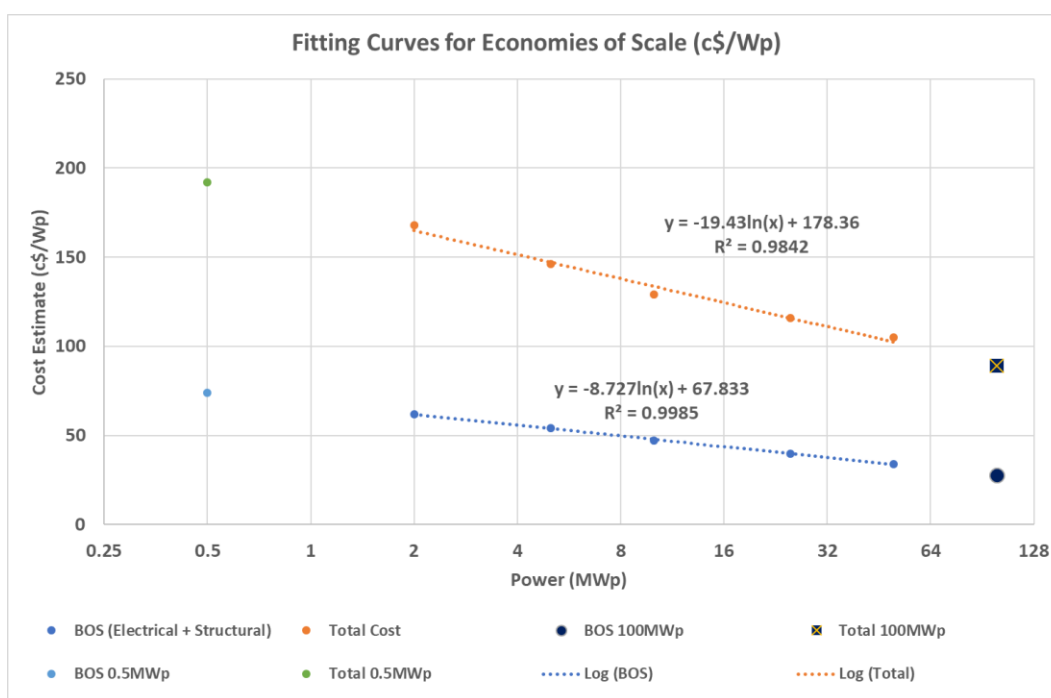
<sup>50</sup> Μέσος λόγος 1€~1.142\$ (βλέπε <https://www.x-rates.com/average/?from=EUR&to=USD&amount=1&year=2020>)

$$\text{Eq. 4-1} \quad \text{BOS}(P) = -8.727 \cdot \ln P + 67.833$$

$$\text{Eq. 4-2} \quad \text{TOTAL}(P) = -19.43 \cdot \ln P + 178.36$$

Όπου  $P$  η εγκατεστημένη ισχύ εκφρασμένη σε MWp και  $\text{BOS}(P)$  &  $\text{TOTAL}(P)$  το κόστος του δομικού και λοιπού ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και του συνολικού κόστους, αντίστοιχα.

Οι υπολογισμοί λαμβάνουν υπόψη τις εκτιμήσεις κόστους σύμφωνα με το [85], ενώ για την ισχύ των 0.5MWp & 100MWp οι υπολογισμοί των οικονομιών κλίμακας έγιναν με βάση την επέκταση των λογαριθμικών καμπυλών των Eq. 4-1 και Eq. 4-2 αντίστοιχα (βλέπε Σχ. 4-7).



Σχ. 4-7. Καμπύλες προσαρμογής οικονομιών κλίμακας πλωτών Φ/Β (πηγή [85]).

Οι τιμές αναφοράς αναλόγως της ισχύος του πλωτού Φ/Β με βάση τις οικονομίες κλίμακας που περιγράφονται στη βιβλιογραφία [85] παρουσιάζονται στον Πίν. 4-2. Ανακεφαλαιώνοντας, για την εκτίμηση του κόστους των πλωτών Φ/Β, έγιναν οι εξής παραδοχές:

1. Για ισχύ πλωτών Φ/Β πάρκων από 2MWp έως και 50MWp (περιοχή που εξετάζεται από τη δημοσίευση [85]) έχει ληφθεί για κάθε επίπεδο ισχύος ο μέσος όρος των τιμών των δύο οδών υπολογισμού. Αυτό το σετ τιμών θα χρησιμοποιηθεί από εδώ και στο εξής για τον υπολογισμό του κόστους υλοποίησης ενός πλωτού Φ/Β πάρκου εντός αυτών των ορίων ισχύος.
2. Για ισχύ πλωτού Φ/Β πάρκου μικρότερη των 2MWp λαμβάνεται υπόψη μόνο η εκτίμηση που προκύπτει από το συνολικό κόστος του συνόλου του έργου, ήτοι χρησιμοποιείται η Eq. 4-2. Η σχέση αυτή κρίνεται ότι αποτυπώνει καλύτερα τη μεγαλύτερη συμμετοχή σταθερών παραμέτρων κόστους που είναι ανεξάρτητες της ισχύος του Φ/Β πάρκου και του πλήθους των Φ/Β πλαισίων (μελέτες, κόστος αδειοδότησης κ.λπ.).
3. Για ισχύ πλωτού Φ/Β πάρκου μεγαλύτερων των 50MWp λαμβάνεται υπόψη μόνο η εκτίμηση που προκύπτει από το επιπλέον κόστος του δομικού και λοιπού ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, ήτοι χρησιμοποιείται η Eq. 4-1. Η σχέση αυτή κρίνεται ότι αποτυπώνει καλύτερα τη μεγαλύτερη συμμετοχή σταθερών παραμέτρων

κόστους που είναι ανεξάρτητες της ισχύος του Φ/Β πάρκου και του πλήθους των Φ/Β πλαισίων (μελέτες, κόστος αδειοδότησης κ.λπ.).

4. Για ισχύ εκτός των ορίων της δημοσίευσης [85] η διακύμανση μεταξύ ελάχιστης και μέγιστης τιμής λαμβάνεται ίση με 10%. Ήτοι η μέγιστη εκτίμηση της τιμής ανέρχεται στο 110% της εκτίμησης κόστους που προκύπτει από τη Eq. 4-2 για ισχύ πλωτών Φ/Β πάρκων μικρότερο των 2MWp ή από τη Eq. 4-1 για ισχύ μεγαλύτερη των 50MWp.
5. Για ισχύ εντός των ορίων της δημοσίευσης [85] η διακύμανση μεταξύ ελάχιστης και μέγιστης τιμής λαμβάνεται ίση με 10% ή ίση με την ελάχιστη και μέγιστη τιμή αν το εύρος των ορίων προκύψει μεγαλύτερο.

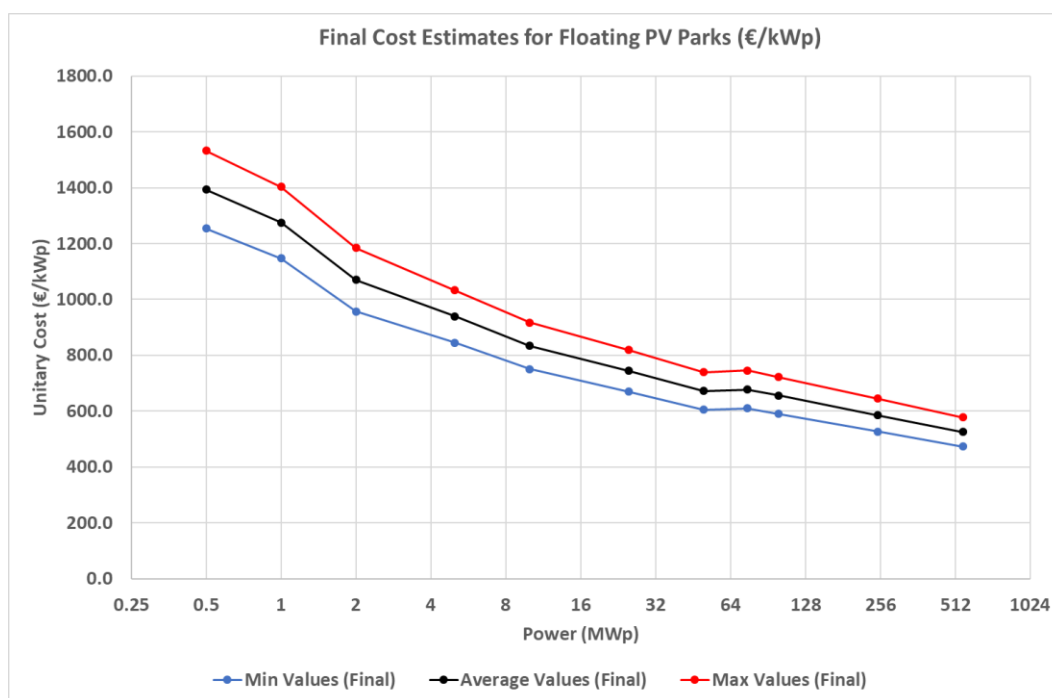
Power (c\$/Wp)	0.5	1	2	5	10	25	50	75	100	250	550
BOS (Electrical + Structural)	74	68	62	54	47	40	34	30	28	20	13
Total Cost	192	178	168	146	129	116	105	94	89	71	56
Prices in Euros (c€/Wp)											
Power	0.5	1	2	5	10	25	50	75	100	250	550
BOS (Electrical + Structural)	65	59	54	47	41	35	30	26	24	17	11
Total Cost	168	156	147	128	113	101	92	83	78	62	49
Prices in Euros Final (c€/Wp)											
Power	0.5	1	2	5	10	25	50	75	100	250	550
BOS Values	106.1	100.8	95.7	88.7	82.5	76.2	71.1	67.8	65.6	58.6	52.5
Total Cost	139.3	127.5	118.4	99.2	84.3	72.7	63.3	54.0	49.1	33.5	20.1
Prices in Euros Final (€/kWp)											
Power	0.5	1	2	5	10	25	50	75	100	250	550
BOS Values (Final)	1060.7	1007.7	956.6	886.5	825.2	761.7	711.4	677.7	655.7	585.6	525.4
Total Cost (Final)	1393.1	1275.1	1184.4	991.7	842.8	727.3	632.5	540.3	491.3	335.4	201.2
Average Cost (Final)	1226.9	1141.4	1070.5	939.1	834.0	744.5	671.9	609.0	573.5	460.5	363.3
Difference from Reference (€/kWp)											
Power	0.5	1	2	5	10	25	50	75	100	250	550
BOS Values (Diff for ref)	235.5	182.5	131.4	61.3	0.0	-63.6	-113.9	-147.6	-169.6	-239.6	-299.9
Total Cost (Diff from ref)	550.3	432.4	341.6	148.9	0.0	-115.5	-210.2	-302.5	-351.4	-507.4	-641.6
Average Cost (Diff from ref)	392.9	307.4	236.5	105.1	0.0	-89.5	-162.1	-225.0	-260.5	-373.5	-470.7
Considered Values in Euros											
Power	0.5	1	2	5	10	25	50	75	100	250	550
Min Values (Final)	1253.8	1147.6	956.6	845.2	750.6	670.0	604.7	609.9	590.1	527.1	472.8
Average Values (Final)	1393.1	1275.1	1070.5	939.1	834.0	744.5	671.9	677.7	655.7	585.6	525.4
Max Values (Final)	1532.4	1402.6	1184.4	1033.0	917.4	818.9	739.1	745.4	721.2	644.2	577.9

Πίν. 4-2. Εκτίμηση Κόστους πλωτών Φ/Β - Ελλάδα (πηγές [47], [85]).

Το εκτιμώμενο κόστος ελέγχεται με τις τιμές που αφορούν την Ελληνική αγορά. Στα τέλη του 2022 η ΔΕΗ Ανανεώσιμες προχώρησε σε σύναψη σύμβασης με την ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή για το επίγειο Φ/Β πάρκο στην περιοχή των λιγνιτωρυχείων Κοζάνης ισχύος 550MWp με συνολικό κόστος σύμβασης στα 216,000,000€<sup>51</sup>. Το κόστος αυτό ανέρχεται σε 393€/kWp το οποίο είναι το 75% του κόστους της εκτίμησης των 525€/kWp σε τιμές του 2021. Το ποσοστό αυτό είναι εντός των λογικών ορίων εκτίμησης του επιπλέον κόστους για την κατασκευή ενός πλωτού Φ/Β πάρκου έναντι ενός επίγειου Φ/Β πάρκου. Στο Σχ. 4-8, παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις του μοναδιαίου κόστους που θα ληφθούν υπόψη κατά την ανάλυση. Το μοναδιαίο κόστος έχει μία καθοδική τάση με εξαίρεση τις περιοχές αλλαγής του τρόπου υπολογισμού του μέσου κόστους (2MWp και 50MWp).

<sup>51</sup> <https://ypodomes.com/xekinise-na-kataskeyazetai-to-megalytero-fotovoltaiko-parko-stin-ellada/>

Σημειώνεται ότι η δαπάνη για την κατασκευή του Φ/Β πάρκου της ΔΕΗ στην περιοχή των λιγνιτωρυχείων Κοζάνης δεν επιβαρύνεται με το κόστος της απόκτησης της έκτασης καθώς αυτό θα υλοποιηθεί σε ήδη απαλλοτριωμένη έκταση της ΔΕΗ ΑΕ. Αντίστοιχα, ούτε στην εργασία των Ramasamy & Margolis [85], υπάρχει αναφορά κόστους απόκτησης γης (βλέπε Σχ. 4-6).



Σχ. 4-8. Εκτιμήσεις Κόστους πλωτών Φ/Β πάρκων ως συνάρτηση της ισχύος αυτών.

## 4.4 ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗ ΠΛΩΤΩΝ Φ/Β ΠΑΡΚΩΝ

### 4.4.1 Κριτήρια Επιλογής

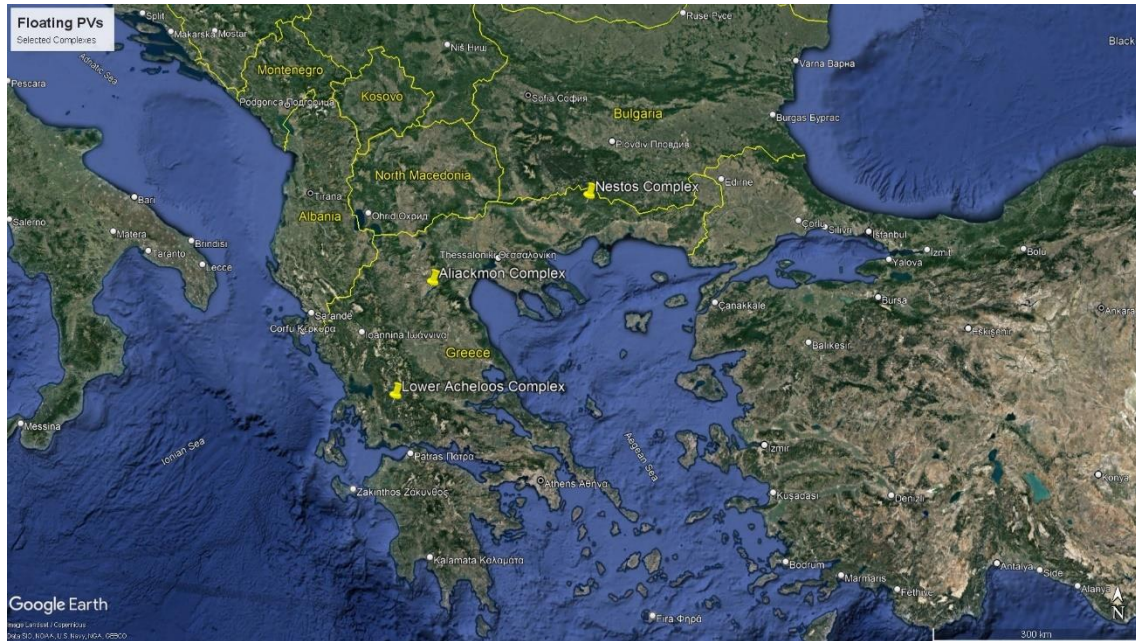
Επιλέγονται συνολικά 3 τοποθεσίες για τη χωροθέτηση των πλωτών Φ/Β πάρκων. Για την επιλογή ελήφθησαν υπόψη τα κάτωθι κριτήρια:

1. Εγγύτητα σε υπάρχοντα και μελλοντικά αντλησιοταμιευτικά έργα.
2. Επάρκεια Δικτύων Μεταφοράς.
3. Διαθέσιμη Επιφάνεια.
4. Γεωγραφική Διασπορά εντός του Ελλαδικού χώρου για μικρότερη ευαισθησία σε οργανωμένα μετεωρολογικά συστήματα.
5. Σκιάσεις εξαιτίας του ανάγλυφου.
6. Μεταβλητότητα της στάθμης των ταμιευτήρων.
7. Άλλα έργα ηλεκτροπαραγωγής, τα οποία δύναται να εμποδιστούν εξαιτίας της ανάπτυξης του πλωτού Φ/Β πάρκου.

Στο Σχ. 4-9, παρουσιάζονται οι θέσεις εγκατάστασης των πλωτών Φ/Β πάρκων που ελήφθησαν υπόψη στην εργασία αυτή. Οι θέσεις βρίσκονται στα εξής 3 υδροηλεκτρικά συγκροτήματα:

- a. Στο Συγκρότημα Αλιάκμονα.
- b. Στο Συγκρότημα Νέστου.

γ. Στο Συγκρότημα Κάτω Αχελώου.



Σχ. 4-9. Θέσεις Εγκατάστασης πλωτών Φ/Β Πάρκων.

Η συνολική ισχύς των 3 αυτών συγκροτημάτων είναι:

- I. 1033MW για το Συγκρότημα Αλιάκμονα εκ των οποίων 315MW αφορούν το Αντλησιοταμιευτικό Έργο της Σφηκιάς (3X105MW) [89] [90] και τα υπόλοιπα 718MW τα υδροηλεκτρικά έργα του Ιλαρίωνα, Πολυφύτου, Ασωμάτων, Αγίας Βαρβάρας, Μακροχωρίου, Βερμίου, Άγρα και Εδεσσαίου.
- II. 500MW για το Συγκρότημα Νέστου εκ των οποίων 384MW αφορούν το Αντλησιοταμιευτικό Έργο του Θησαυρού (3X128MW) [89] [90] και 116MW το Υδροηλεκτρικό Έργο της Πλατανόβρυσης.
- III. 926MW για το συγκρότημα του Κάτω Αχελώου που αφορά τα υδροηλεκτρικά έργα των Κρεμαστών, Καστρακίου, Στράτου I, Στράτου II και το μικρό Υδροηλεκτρικό Έργο του Γλαύκου στο νομό Αχαΐας, το οποίο διαχειρίζεται το συγκρότημα του Κάτω Αχελώου.

Η επιλογή των θέσεων αυτών διασφαλίζει τα κριτήρια 1, 2, 3 και 4, διασφαλίζει μερικώς το κριτήριο 5 και διασφαλίζει στο μέγιστο δυνατό ποσοστό τα κριτήρια 6 και 7 της παρούσης παραγράφου καθώς οι θέσεις ανάπτυξης των πλωτών Φ/Β πάρκων βρίσκονται σε περιοχές:

- i. κοντά σε υπάρχοντα και μελλοντικά Αντλησιοταμιευτικά έργα όπως η Σφηκιά και ο Θησαυρός (υπάρχοντα), το Αντλησιοταμιευτικό Έργο Αμφιλοχίας της ΤΕΡΝΑ Ενεργειακής το οποίο βρίσκεται υπό κατασκευή καθώς και σε θέσεις για μελλοντικά έργων της ΔΕΗ ΑΕ στο Συγκρότημα Αλιάκμονα (Σφηκιά II).
- ii. με επαρκώς αναπτυγμένα δίκτυα μεταφοράς [32].
- iii. με επαρκή επιφάνεια ταμιευτήρων (τα έργα των Κρεμαστών του Πολυφύτου και του Θησαυρού σχηματίζουν τους 3 μεγαλύτερους σε επιφάνεια και όγκο ταμιευτήρες στη χώρα).

- iv. απομακρυσμένες και μετεωρολογικά απομονωμένες μεταξύ τους, κάτι που διασφαλίζει κατά το δυνατόν ότι ένα μέτριου μεγέθους οργανωμένο κλιματικό σύστημα δεν θα επηρεάσει σημαντικά την ημερήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας,
- v. όπου το ανάγλυφο δεν επηρεάζει σημαντικά την απόδοση των Φ/Β στοιχείων (πλην Συγκροτήματος Νέστου),
- vi. όπου η μεταβολή της στάθμης του ταμιευτήρα είτε δεν μεταβάλλεται σημαντικά εντός του έτους, εξαιτίας άλλων περιορισμών, είτε η μεταβολή αυτή λόγω του ανάγλυφου δεν επηρεάζει την απόδοση των Φ/Β στοιχείων,
- vii. όπου δεν αναμένεται να αναπτυχθούν στο μέλλον άλλα έργα που μπορεί να επηρεάσουν την λειτουργία των πάρκων ή βρίσκονται σε σημαντική απόσταση από την ακτογραμμική στη χαμηλότερη στάθμη λειτουργίας, ώστε να μην επηρεάζουν και να μην επηρεάζονται από έργα υποδομής (αντλιοστάσια, έργα εξόδου υδροηλεκτρικών ή αντλησιοταμιευτικών έργων κ.λπ.).

#### 4.4.2 Πλωτό Φ/Β Πάρκο – Συγκρότημα Αλιάκμονα

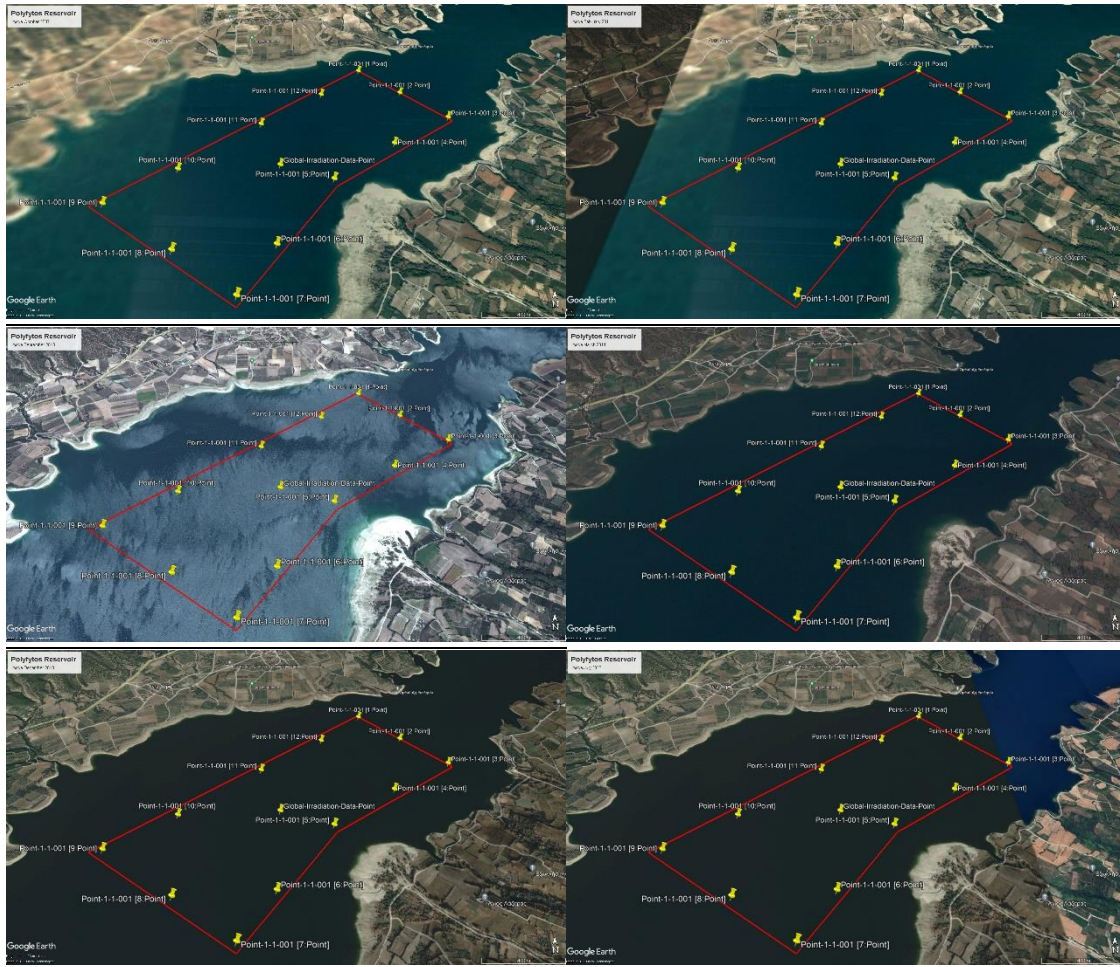
Το προτεινόμενο πλωτό Φ/Β πάρκο του Συγκροτήματος του Αλιάκμονα βρίσκεται στον ταμιευτήρα του Πολυφύτου (βλέπε Σχ. 4-10). Η οριοθέτηση του πάρκου σε διάφορες χρονικές περιόδους μέσα στο υδρολογικό έτος (10<sup>ος</sup> μήνας προηγούμενου έτους έως 9<sup>ο</sup> μήνα του εκάστου έτους) παρουσιάζεται στο Σχ. 4-11.



Σχ. 4-10. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Αλιάκμονα.

Το πλωτό Φ/Β πάρκο έχει έκταση 1826 στρέμματα περίπου, με την εκτιμώμενη εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται σε 139.75MW. Για τον υπολογισμό της απόδοσης των πλωτών Φ/Β χρησιμοποιήθηκε η διαδικτυακή εφαρμογή του JRC [64]. Τα στοιχεία της περιοχής όσον αφορά την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία για τα έτη 2005 έως και 2020 με κατάταξη από το πλέον ευνοϊκό έως το λιγότερο ευνοϊκό έτος παρουσιάζονται Πίν. 4-3. Η συνολική ετήσια προσπίπτουσα ακτινοβολία στο υπό εξέταση πάρκο κυμαίνεται από 1660 έως και 1840 kWh/m<sup>2</sup>/y. Η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας παρουσιάζονται στον Πίν. 4-4.





Σχ. 4-11. Φ/Β Πάρκο Πολυφύτου. Καθρέπτης ταμιευτήρα σε διάφορες περιόδους του έτους<sup>52</sup>.

	Σ[H(i)_m]															
	2020	2019	2017	2013	2012	2007	2016	2015	2008	2011	2018	2005	2006	2009	2010	2014
Jan	107.04	60.4	57.07	81.28	87.99	107.47	87.56	84.84	80.72	81.57	96.55	80.51	71.64	53.01	61.45	78.74
Feb	121.68	110.31	94.3	82.67	73	80.6	101.72	94.05	114.91	81.93	76.71	76.07	87.89	106.47	74.53	95.51
Mar	141.07	173.17	144.56	120.84	152.99	140.36	132.48	96.72	140.28	130.46	134.07	131.95	126.08	131.06	131.57	138.71
Apr	159.88	161.63	181.25	185.37	152.27	175.2	189.01	180.21	158.18	159.86	185.38	173.86	140.12	133.72	169.19	142.01
May	203.17	190.16	188.46	202.34	173.22	182.51	186.81	200.34	190.7	175.44	183.42	191.49	208.9	208.93	189.75	182.45
Jun	208.39	217.51	208.83	210.31	240.57	212.68	209.89	208.11	209.19	207.23	180.17	219.49	211.38	203.4	191.96	198.11
Jul	231.15	223.78	229.74	225.51	246.39	245.59	230.3	238.77	225.78	234.14	222.5	221.41	214.63	234.43	224.04	222.33
Aug	213.63	227.84	228.6	219.17	220.69	221.7	205.84	203.41	228.18	225.7	205.62	209.23	219.7	195.74	226	219.25
Sep	170.62	181.87	165.99	181.64	173.45	164.81	146.82	160	143.81	173.98	170.49	152.72	158.87	143.3	156.56	158.46
Oct	134.68	143.29	154.16	137.43	138.26	111.5	108.42	100.68	132.39	121.04	132.32	127.37	115.82	117.73	94.61	100.25
Nov	93.9	70.84	83.25	82.03	77.65	78.09	83.17	106.95	68.65	92.61	79.16	92.82	97.04	100.43	93.97	71.21
Dec	54.64	60.22	79.17	84.36	71.49	62.61	90.96	96.98	61.14	69.56	79.61	69.02	82.03	60.66	71.03	58.94
Sum	1839.85	1821.02	1815.38	1812.95	1807.97	1783.12	1772.98	1771.06	1753.93	1753.52	1746	1745.94	1734.1	1688.88	1684.66	1665.97

Πίν. 4-3. Προσπίπτουσα Ηλιακή Ακτινοβολία (KW/m<sup>2</sup>/mo) Έτη 2005 έως 2020– Πάρκο 1.

E[H(i)_m]		SD[H(i)_m]			
Jan	79.87	16.25	Jul	229.41	8.79
Feb	92.02	15.40	Aug	216.89	10.16
Mar	135.40	15.89	Sep	162.71	12.30
Apr	165.45	17.32	Oct	123.12	17.13
May	191.13	10.93	Nov	85.74	11.38
Jun	208.58	12.84	Dec	72.03	12.40

Πίν. 4-4. Προσπίπτουσα Ηλιακή Ακτινοβολία (KW/m<sup>2</sup>/mo) – Μέση μηνιαία τιμή και Τοπική απόκλιση - Πάρκο 1.

<sup>52</sup> Στιγμιότυπα από πάνω προς τα κάτω και από αριστερά προς τα δεξιά (10ος/2007, 2ος/2011, 9ος/2013, 3ος/2014, 12ος/2018, 7ος/2023)

Για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιήθηκε η διαδικτυακή εφαρμογή του JRC [64]. Έγινε δειγματοληψία στις 5 κορυφές του πάρκου {[1:point], [3:point], [5:point], [7:point], [9:point]} και τα αποτελέσματα της ανάλυσης για εγκατάσταση Φ/Β ισχύος 1kWp παρουσιάζονται στο Πίν. 4-5 έως το Πίν. 4-7.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_40.272_22.029_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 3deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_40.266_22.039_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 3deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-3			Azimuth angle [°]:	-3		
Yearly PV energy production [kWh]:	1345.4			Yearly PV energy production [kWh]:	1344.75		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1762.94			Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1762.35		
Year-to-year variability [kWh]:	38.4			Year-to-year variability [kWh]:	38.32		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.94			Angle of incidence [%]:	-2.95		
Spectral effects [%]:	0.81			Spectral effects [%]:	0.81		
Temperature and low irradiance [%]:	-9.31			Temperature and low irradiance [%]:	-9.32		
Total loss [%]:	-23.68			Total loss [%]:	-23.7		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	65.9	79.8	13.3	January	65.9	79.8	13.3
February	75.2	92.0	12.4	February	75.1	91.8	12.3
March	108.0	135.3	12.3	March	108.1	135.5	12.3
April	128.0	165.5	13.0	April	128.0	165.5	12.9
May	143.9	191.3	7.8	May	143.9	191.3	7.8
June	153.8	208.8	9.0	June	153.7	208.8	8.9
July	166.9	229.5	5.5	July	166.8	229.5	5.5
August	158.4	216.9	6.6	August	158.4	216.9	6.6
September	122.0	162.8	8.9	September	121.8	162.6	8.9
October	95.4	123.0	13.0	October	95.3	123.0	13.0
November	69.1	85.9	9.2	November	68.9	85.7	9.2
December	58.9	72.0	10.4	December	58.9	72.0	10.4

Πίν. 4-5. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 1 – Σημείο 1 και 2.

Η εκτιμώμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια κυμαίνεται από 1304kWh/kWp έως και 1345kWh/kWp με όλα τα σημεία πλην του σημείου 4 να έχει μία ιδιαίτερα στενή διακύμανση. Το σημείο 4 παρουσιάζει σημαντική απώλεια παραγωγής κατά τους μήνες Απρίλιο και Μάιο.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_40.273_22.046_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 3deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_40.279_22.056_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 3deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-3			Azimuth angle [°]:	-3		
Yearly PV energy production [kWh]:	1344.77			Yearly PV energy production [kWh]:	1304.15		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1762.38			Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1708.44		
Year-to-year variability [kWh]:	38.3			Year-to-year variability [kWh]:	48.64		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.95			Angle of incidence [%]:	-3.04		
Spectral effects [%]:	0.81			Spectral effects [%]:	0.82		
Temperature and low irradiance [%]:	-9.32			Temperature and low irradiance [%]:	-9.2		
Total loss [%]:	-23.7			Total loss [%]:	-23.66		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	65.9	79.8	13.3	January	65.2	78.9	13.1
February	75.1	91.8	12.3	February	72.2	88.4	12.5
March	108.1	135.5	12.3	March	104.4	130.9	13.1
April	128.0	165.5	13.0	April	122.8	158.8	13.2
May	143.9	191.3	7.8	May	138.6	184.1	8.7
June	153.7	208.8	8.9	June	148.7	201.8	9.5
July	166.8	229.5	5.5	July	162.8	223.8	5.9
August	158.4	216.9	6.6	August	153.4	209.9	8.8
September	121.9	162.7	8.9	September	116.8	155.9	11.3
October	95.4	123.0	13.0	October	92.4	119.2	13.2
November	68.8	85.5	9.2	November	68.3	84.9	9.0
December	58.9	72.0	10.4	December	58.7	71.7	10.7

Πίν. 4-6. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 1 – Σημείο 3 και 4.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_40.284_22.049_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 3deg.pdf			
Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-3		
Yearly PV energy production [kWh]:	1345.06		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1762.43		
Year-to-year variability [kWh]:	38.38		
Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.93		
Spectral effects [%]:	0.81		
Temperature and low irradiance [%]:	-9.32		
Total loss [%]:	-23.68		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	65.9	79.8	13.3
February	75.3	92.1	12.4
March	108.0	135.2	12.3
April	128.0	165.5	13.0
May	143.9	191.3	7.8
June	153.8	208.8	9.0
July	166.9	229.6	5.5
August	158.4	216.9	6.6
September	121.7	162.4	8.9
October	95.3	123.0	13.0
November	69.0	85.7	9.2
December	58.9	72.0	10.4

Πίν. 4-7. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 1 – Σημείο 5.

Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους έγιναν οι εξής παραδοχές. Κλίση Φ/Β πλαισίων 15° με εκτιμώμενη εγκατεστημένη πυκνότητα ισχύος στα 85W/m<sup>2</sup> [91]. Εκτιμώμενη ετήσια απώλεια απόδοσης Φ/Β κελιού 0.70% [85]. Η καλυπτόμενη από πλωτά Φ/Β πλαίσια επιφάνεια του πάρκου λαμβάνεται ίση με 90%. Κόστος Συντήρησης και λειτουργίας ίσο με το 1.20% ανά έτος του κόστους κατασκευής [85]. Ελήφθη μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC) ίσο με 10%<sup>53</sup>. Στο Σχ. 4-12 παρουσιάζεται το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου για επενδύσεις αυτού του τύπου σε διάφορες χώρες μέλη του ΟΟΣΑ. Η επιλογή ενός WACC στο 10% θεωρείται εύλογη με τις παρούσες οικονομικές συνθήκες (επιτόκιο ECB<sup>54</sup> από 4.00% έως 4.75%). Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία [92] οι τυπικές τιμές του WACC από το 2010 έως το 2020 ακολουθούσαν πτωτική πορεία (από 10% σε 7.5% σε όλο τον κόσμο πλην χωρών ΟΟΣΑ και Κίνας και από 7.5% σε 5.0% στις χώρες του ΟΟΣΑ και την Κίνα). Η ενεργειακή κρίση του 2021-2022 άλλαξε τις παραμέτρους υπολογισμού με τις Κεντρικές Τράπεζες να αυξάνουν το κόστος του χρήματος με αποτέλεσμα και το WACC να αυξηθεί ανάλογα. Η διάρκεια ζωής του έργου λαμβάνεται ίση με 25 έτη μία τυπική τιμή για έργα ΑΠΕ [92]. Ο χρόνος ανέγερσης λήφθηκε ίσος με 2 έτη. Για τον υπολογισμό του κόστους ανέγερσης χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία που περιγράφεται στην παράγραφο 4.3 και για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία που περιγράφεται στην παράγραφο 2.13.9.

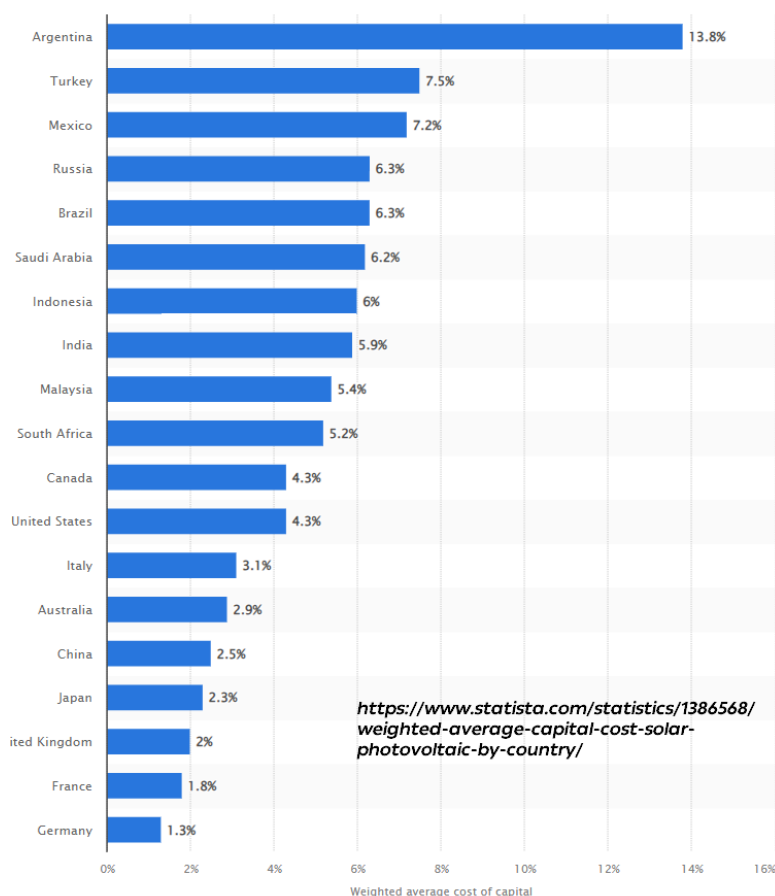
Τα συγκεντρωτικά στοιχεία για το πάρκο του Συγκροτήματος Αλιάκμονα παρουσιάζονται στο Πίν. 4-8. Το σταθμισμένο κόστος υπολογίζεται σε 56€/MWh με διακύμανση από 48€/MWh έως και 65€/MWh περίπου. Το πάρκο στη διάρκεια της ζωής του εκτιμάται ότι θα παράγει από 4.10TWh έως και 4.34TWh πρωτογενούς ηλεκτρικής ενέργειας με πλέον πιθανή παραγωγή στις 4.22TWh.

<sup>53</sup> <https://www.statista.com/statistics/1386568/weighted-average-capital-cost-solar-photovoltaic-by-country/>

<sup>54</sup> <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2023/html/ecb.mp230914~aab39f8c21.en.html> - πρόσβαση 17/10/2023

<b>Park Data</b>		
Park Area	1826808.00	m <sup>2</sup>
<b>PV Park Specific Data</b>		
Power Density	85.00	W/m <sup>2</sup>
Type of PV	Silicon Monocrystalline	
Assumed Degradation	0.70%	per year
% of Area covered with PVs	90%	
Average yearly electricity production from the defined system	1336.92	kWh/kW
Yearly in-plane irradiation	1751.62	kWh/m <sup>2</sup>
Year-to-year variability	38.19	kWh/kW
Slope angle [°]:	15	deg
Azimuth angle [°]:	-3	deg
<b>Projected Monetary Values</b>		
Min Values (Final)	567.08 €	per KWp
Average Values (Final)	630.09 €	per KWp
Max Values (Final)	693.10 €	per KWp
<b>Total Capex</b>		
Min Expected	79,250,203.87 €	[2021 Values]
Average - Best Estimate	88,055,782.08 €	[2021 Values]
Max Expected	96,861,360.29 €	[2021 Values]
<b>OPEX</b>		
O&M	1.20%	of Capex
Cost of Fuel	0	
<b>Other Financial and Operational Data</b>		
r (or WACC)	10%	
Life Time of Project	25	years
<b>Expected Energy Production and Installed Capacity</b>		
Installed Capacity	139.75	MWp
Min (Average - 1 SD)	4099	GWh
Average - Best Estimate	4220	GWh
Max (Average + 1 SD)	4340	GWh
<b>LCOE</b>		
Minimum Value	47.56 €	per MWh
Average - Best Estimate	55.86 €	per MWh
Maximum Value	65.17 €	per MWh

Πίν. 4-8. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 1.



Σχ. 4-12. WACC για Φ/Β έργα (στοιχεία 2021 – πηγή υποσημείωση 53).

#### 4.4.3 Πλωτό Φ/Β Πάρκο – Συγκρότημα Νέστου

Το προτεινόμενο πλωτό Φ/Β πάρκο του Συγκροτήματος Νέστου αποτελείται από 4 μικρότερα Φ/Β πάρκα ισχύος από 7.5MWp έως και 16.6MWp με συνολική ισχύ στα 48.5MWp και βρίσκεται στον ταμιευτήρα του ΥΗΣ Πλατανόβρυσης (1 πάρκο) και στον ταμιευτήρα του αντλιοσταμειωτικού του Θησαυρού (3 πάρκα) (βλέπε Σχ. 4-13 έως Σχ. 4-16).

Το πλωτό Φ/Β πάρκο στην περιοχή 1 έχει έκταση 99 στρέμματα περίπου, με την εκτιμώμενη εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται σε 7.5MWp. Για την περιοχή 2 η έκταση είναι περίπου στα 208 στρέμματα με την εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται σε 15.9MWp. Για την περιοχή 3 η έκταση και η εγκατεστημένη ισχύ ανέρχονται σε 110 στρέμματα και 8.4MWp. Τέλος για την περιοχή 4 η έκταση ανέρχεται σε 218 στρέμματα περίπου και η εγκατεστημένη ισχύ στα 16.6MWp. Ο κατακερματισμός του συγκεκριμένου πάρκου σε μικρότερα κατέστη αναγκαίος λόγω των περιορισμών που υφίστανται λόγω της τοπογραφίας και της μορφολογίας των δύο ταμιευτήρων. Τα στοιχεία της περιοχής όσον αφορά την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία για τα έτη 2005 έως και 2020 με κατάταξη από το πλέον ευνοϊκό έως το λιγότερο ευνοϊκό έτος παρουσιάζονται στον Πίν. 4-9. Η συνολική ετήσια προσπίπτουσα ακτινοβολία στο υπό εξέταση πάρκο κυμαίνεται από 1540kW/m<sup>2</sup>/y έως και 1800kW/m<sup>2</sup>/y. Η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας παρουσιάζονται στον Πίν. 4-10.



Σχ. 4-13. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 1 (Ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης).



Σχ. 4-14. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 2 (Ταμιευτήρας Θησαυρού).



Σχ. 4-15. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 3 (Ταμιευτήρας Θησαυρού).



Σχ. 4-16. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Νέστου – Περιοχή 4 (Ταμιευτήρας Θησαυρού).

Σ[H(i)_m] - Area 1	2007	2012	2011	2020	2008	2019	2015	2017	2016	2005	2018	2013	2006	2014	2010	2009	Sum
Jan	98.1	83.95	80.76	102.16	81.84	61.34	74.9	66.93	76.13	66.09	88.45	65.26	76.87	78.64	56.68	60.5	1218.6
Feb	93.2	86.7	90.09	110.4	117.5	98.03	95.56	110.85	91.71	85.95	69.34	66.31	86.53	103.95	75.49	92.68	1474.29
Mar	149.57	145.6	133.78	124.49	133.54	162.55	103.46	131.17	130.26	129.38	118.79	110.23	116.83	130.26	133.45	114.34	2067.7
Apr	183.36	161.48	158.66	171.23	147.47	159.81	162.74	146.42	179.1	168.2	178.75	155.86	136.92	135.13	151.35	136.92	2533.4
May	172.57	163.74	178.91	187.24	176.53	184.78	193.86	176.92	183.61	183.64	199.15	214.22	200.97	183.53	190.7	196.08	2986.45
Jun	218.01	228.18	198.12	184.51	203.54	196.2	183.61	197.96	201.81	209.74	177.91	188.41	181.5	191.74	171.4	196.37	3129.01
Jul	244.79	229.1	227.53	219.53	215.21	220.07	228.93	212.67	220.9	210.19	198.47	207.97	215.78	206.03	209.41	212.43	3479.01
Aug	207.35	202.96	213.4	200.14	218.92	213.53	196.63	207.99	187.21	201.53	219.65	209.41	211.19	194.92	217.46	181.94	3284.23
Sep	168.52	173.6	172.67	168.64	154.07	171.94	156.78	164.95	145.26	158.66	167.07	171.05	156.63	136.79	160.09	140.75	2567.47
Oct	113.24	128.57	122.75	126.65	139.44	138.78	113.57	142.97	107.69	143.64	125.56	133.3	119.39	112.55	85.85	107.82	1961.77
Nov	72.48	85.33	104.96	97.58	83.66	64.43	101.73	72.48	86.78	83.2	77.28	83.19	92.66	71.63	83.29	94.65	1355.33
Dec	72.65	66.4	72.69	56.59	65.34	65.28	94.97	70.76	87.99	53.89	67.64	79.99	84.18	56.92	63.85	45.65	1104.79
<b>Sum</b>	<b>1793.84</b>	<b>1755.61</b>	<b>1754.32</b>	<b>1749.16</b>	<b>1737.06</b>	<b>1736.74</b>	<b>1706.74</b>	<b>1702.07</b>	<b>1698.45</b>	<b>1694.11</b>	<b>1688.06</b>	<b>1685.2</b>	<b>1679.45</b>	<b>1602.09</b>	<b>1599.02</b>	<b>1580.13</b>	<b>27162.05</b>
Σ H(i)_m - Area 2	2007	2012	2011	2020	2008	2019	2017	2015	2016	2013	2006	2018	2005	2014	2010	2009	Sum
Jan	101.57	86.77	80.7	106.36	81.28	62.2	67.39	78.96	78.87	66.46	79.37	89.65	69.62	77.95	58.63	59.8	1245.58
Feb	91.16	83.62	86.48	106.18	117.02	98.06	111.46	93.08	90.84	62.82	80.61	63.32	79.19	102.59	75.27	88.7	1430.4
Mar	148.64	146.45	130.52	123.82	131.44	161.11	129.99	99.44	129.41	108.77	114.18	112.24	123.45	129.26	129.87	110.44	2029.03
Apr	180.6	158.59	162.12	171.24	150.34	151.57	147.85	162.82	178.28	157.86	136	182.56	165.8	131.91	145.64	138.25	2521.43
May	171.99	165.28	178.57	181.14	173.27	180.92	174.92	191.64	183.34	211.82	195.71	194.61	179.64	183.94	186.38	195.3	2948.47
Jun	215.14	231.32	196.74	187.55	196.58	194.84	198.67	184.24	198.96	187.21	183.78	175.71	202	192.25	167.43	198.34	3110.76
Jul	247.21	231.29	227.27	212.14	216.15	215.41	214.48	230.65	222.69	205.76	212.95	195.16	212.21	206.2	209.93	212.49	3471.99
Aug	210.18	204.79	211.7	198.54	223.66	215.88	209.68	199.74	190.85	210.77	212.4	221.31	195.04	197.02	214.45	180.49	3296.5
Sep	168.62	172.23	172.25	168.49	151.13	169.24	163.13	154.23	143.53	165.84	158.08	163.8	148.88	135.94	154.74	137.38	2527.51
Oct	114.2	129.55	123.49	125.53	138.02	135.37	143	108.8	103.42	130.16	118.74	125.23	141.03	112.28	81.92	105.81	1936.55
Nov	75.61	87.6	109.04	98.33	84.48	62.26	74.15	104.65	87.39	84.02	95.37	75.81	84.75	72.23	86.86	96.49	1379.04
Dec	75.79	69.34	73.66	54.84	63.78	68.96	71.11	97.36	90.53	84.36	86.97	71.81	54.51	60.19	63.36	47.66	1134.23
<b>Sum</b>	<b>1800.71</b>	<b>1766.83</b>	<b>1752.54</b>	<b>1734.16</b>	<b>1727.15</b>	<b>1715.82</b>	<b>1705.83</b>	<b>1705.61</b>	<b>1698.11</b>	<b>1675.85</b>	<b>1674.16</b>	<b>1671.21</b>	<b>1656.12</b>	<b>1601.76</b>	<b>1574.48</b>	<b>1571.15</b>	<b>27031.49</b>

Σ [H(i)_m] - Area 3																	
	2007	2012	2011	2020	2008	2019	2017	2015	2016	2006	2018	2013	2005	2014	2009	2010	Sum
Jan	99.25	84.48	79.49	103.54	81.16	60.36	66.45	76.08	78.32	79.43	87.69	64.9	65.73	75.61	59.15	57.11	1218.75
Feb	92.8	84.3	88.82	107.73	118.11	99.63	112.51	94.26	92.01	81.91	64.49	63.6	79.91	103.96	89.8	75.84	1449.68
Mar	147.9	145.97	129.56	122.83	130.78	160.62	129.74	99.22	129.19	114.11	111.59	108.54	122.81	128.34	109.54	129.22	2019.96
Apr	180.32	158.3	161.83	171.17	150.28	151.8	147.52	162.61	178.01	135.91	182.37	157.73	166.34	131.55	138.02	145.37	2519.13
May	171.81	165.22	178.45	180.98	173.15	180.77	174.79	191.5	183.21	195.6	194.5	211.72	179.61	183.87	195.09	186.27	2946.54
Jun	215.13	231.32	196.74	187.55	196.58	194.83	198.67	184.24	198.95	183.78	175.7	187.2	202	192.25	198.34	167.43	3110.71
Jul	247.15	231.18	227.16	212.07	216.07	215.36	214.34	230.54	222.62	212.87	195.11	205.64	212.14	206.15	212.37	209.83	3470.6
Aug	210.08	204.67	211.54	198.2	223.63	215.7	209.67	199.61	190.8	212.25	221.14	210.56	195.15	196.8	180.39	214.5	3294.69
Sep	167.97	171.2	171.38	167.49	150.29	168.37	162.23	153.44	142.89	156.94	163.01	164.99	148.49	135.12	136.88	154.1	2514.79
Oct	115.53	131.05	123.67	126.69	139.73	136.73	144.84	109.68	104.4	119.9	126.75	131.07	142.5	113.82	106.66	82.21	1955.23
Nov	74.77	87.1	108.17	97.89	84.12	61.79	73.6	104.14	86.78	94.81	75.46	83.52	83.92	71.83	95.59	86.63	1370.12
Dec	65.28	59.46	63.24	46.82	56.85	59.77	61.12	81.39	77.26	74.7	62.63	70.97	46.85	49.69	42.45	55.6	974.08
Sum	1787.99	1754.25	1740.05	1722.96	1720.75	1705.73	1695.48	1686.71	1684.44	1662.21	1660.44	1660.44	1645.45	1588.99	1564.28	1564.11	26844.28
Σ[H(i)_m] - Area 4																	
	2007	2012	2020	2011	2019	2008	2017	2015	2018	2016	2005	2013	2006	2014	2010	2009	Sum
Jan	97.8	82.62	101.93	78.62	57.85	74.72	63.83	74.21	86.43	76.28	66.11	64.17	76.14	73.9	56.19	56.2	1187
Feb	87.48	82.91	106.34	84.29	98.5	114.44	108.5	91.13	62.69	88.51	79.52	59	78.5	99.94	72.89	87.74	1402.38
Mar	145.54	142.35	122.56	128.28	158.65	129.11	128.23	96.74	113.4	124.66	124.87	105.16	108.85	128.36	129.46	108.67	1994.89
Apr	180.17	157.13	170.76	159.13	149.06	148.01	146.32	161.3	183.19	175.25	167.36	155.09	132.03	128.61	142.57	137.79	2493.77
May	169.68	161.83	183.84	173.34	182.7	172.22	174.15	185.89	194.09	181.37	179.95	210.58	189.18	176.96	184.06	192.13	2911.97
Jun	212.2	229.61	190.03	196.15	196.4	191.36	195.87	179.21	174.4	197.11	205.26	185.33	183.44	186.92	164.92	195.73	3083.94
Jul	245.98	229.96	213.13	223.2	216.77	216.34	213.79	229.11	199.57	219.62	212.02	200.55	210.63	204.79	208.39	211.22	3455.07
Aug	209.14	203.34	200.66	207.8	216.79	223.06	208.61	198.42	220.17	187.67	196.4	210.02	211.84	196.44	213.86	175.69	3279.91
Sep	165.12	168.63	168.04	170.48	167.93	148.15	160.74	150.64	163.45	141.2	150.72	164.69	156.55	130.23	152.32	133.83	2492.72
Oct	111.62	128.81	126.97	120.65	135.55	136.97	142.41	105.37	123.48	98.09	140.96	130.12	117.68	111.05	79.48	105.2	1914.41
Nov	72.45	83.16	95.35	105.15	57.96	79.02	69.53	101.09	73.28	84.31	81.66	80.3	91.81	67.6	83.7	92.26	1318.63
Dec	72.11	66.29	52.22	69.54	67.35	59.88	68.65	93.2	69.67	87.19	54.59	80.98	83.46	56.91	58.75	46	1086.79
Sum	1769.29	1736.64	1731.83	1716.63	1705.51	1693.28	1680.63	1666.31	1663.82	1661.26	1659.42	1645.99	1640.11	1561.71	1546.59	1542.46	26621.48

Πίν. 4-9. Προσπίπτουσα Ηλιακή Ακτινοβολία ( $KW/m^2/mo$ ) Έτη 2005 έως 2020 – Πάρκο 2 – Περιοχή 1 έως 4.

Park 2 - Area 1			Park 2 - Area 2			Park 2 - Area 3			Park 2 - Area 4		
	E[H(i)_m]	SD[H(i)_m]		E[H(i)_m]	SD[H(i)_m]		E[H(i)_m]	SD[H(i)_m]		E[H(i)_m]	SD[H(i)_m]
Jan	76.163	13.116	Jan	77.849	13.822	Jan	76.172	13.585	Jan	74.188	13.574
Feb	92.143	14.334	Feb	89.400	15.511	Feb	90.605	15.647	Feb	87.649	15.553
Mar	129.231	15.027	Mar	126.814	16.002	Mar	126.248	15.945	Mar	124.681	15.881
Apr	158.338	15.362	Apr	157.589	15.726	Apr	157.446	15.750	Apr	155.861	16.579
May	186.653	12.358	May	184.279	11.469	May	184.159	11.464	May	181.998	11.435
Jun	195.563	14.852	Jun	194.423	14.859	Jun	194.419	14.859	Jun	192.746	15.134
Jul	217.438	11.235	Jul	216.999	12.393	Jul	216.913	12.390	Jul	215.942	11.843
Aug	205.264	11.069	Aug	206.031	11.604	Aug	205.918	11.604	Aug	204.994	12.262
Sep	160.467	11.586	Sep	157.969	11.979	Sep	157.174	11.877	Sep	155.795	12.647
Oct	122.611	15.599	Oct	121.034	16.179	Oct	122.202	16.487	Oct	119.651	17.168
Nov	84.708	11.479	Nov	86.190	12.507	Nov	85.633	12.446	Nov	82.414	12.667
Dec	69.049	13.044	Dec	70.889	13.790	Dec	60.880	11.304	Dec	67.924	13.226

Πίν. 4-10. Όπως Πίν. 4-9 – Μέση τιμή και Τυπική απόκλιση Μήνα - Πάρκο 2 – Περιοχή 1 έως 4.

Για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιήθηκε η διαδικτυακή εφαρμογή του JRC [64]. Έγινε δειγματοληψία σε 20 σημεία του πάρκου (4 ανά περιοχή για τις περιοχές 1 έως 3 και 8 για την περιοχή 4) και τα αποτελέσματα της ανάλυσης για εγκατάσταση Φ/Β ισχύος 1kWp παρουσιάζονται στον Πίν. 4-11 έως το Πίν. 4-15. Η επιλογή περισσότερων σημείων για την περιοχή 4, κρίθηκε αναγκαία λόγω της μορφής του πάρκου.

Η εκτιμώμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια κυμαίνεται από 1268kWh/kWp έως και 1303kWh/kWp για την περιοχή 1, από 1294kWh/kWp έως και 1303kWh/kWp για την περιοχή 2, από 1145kWh/kWp (σημαντική η επιρροή των σκιάσεων) έως και 1303kWh/kWp στην περιοχή 3 και από 1237kWh/kWp έως και 1293kWh/kWp για την περιοχή 4.

Στην περιοχή 3 η παραγωγή επηρεάζεται κυρίως λόγω του ανάγλυφου (τμήμα του πάρκου παραμένει υπό σκιά κατά το μήνα Δεκέμβριο) και σε μικρότερο βαθμό αυτό ισχύει και για την περιοχή 4. Η απόδοση του πάρκου είναι μειωμένη σε σχέση με το πάρκο του Συγκροτήματος Αλιάκμονα κυρίως λόγω του ανάγλυφου της περιοχής. Αυτό επηρεάζει σημαντικά και το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας όπως θα δειχθεί και στη συνέχεια.



PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.337_24.463_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_8deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.342_24.462_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_8deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	8			Azimuth angle [°]:	8		
Yearly PV energy production [kWh]:	1268.14			Yearly PV energy production [kWh]:	1299.94		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1660.14			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1699.17		
Year-to-year variability [kWh]:	44.34			Year-to-year variability [kWh]:	46.52		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.59			Angle of incidence [%]:	-2.72		
Spectral effects [%]:	0.82			Spectral effects [%]:	0.84		
Temperature and low irradiance [%]:	-9.56			Temperature and low irradiance [%]:	-9.31		
Total loss [%]:	-23.61			Total loss [%]:	-23.5		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	57.7	70.8	9.7	January	62.7	76.5	10.9
February	72.3	88.6	10.8	February	76.0	92.8	11.7
March	101.0	126.4	11.2	March	103.4	129.3	11.7
April	122.1	156.9	11.7	April	123.1	158.1	11.7
May	139.3	183.8	8.9	May	141.3	186.4	9.1
June	142.1	191.8	10.3	June	144.5	195.0	10.6
July	156.6	214.1	7.5	July	158.9	217.4	7.5
August	149.8	205.2	8.0	August	149.9	205.3	8.0
September	116.7	155.5	7.9	September	120.5	160.3	8.4
October	92.7	119.8	11.8	October	95.4	123.2	12.2
November	63.5	79.7	8.5	November	68.0	85.0	9.4
December	54.4	67.6	10.5	December	56.3	69.7	11.0
PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.342_24.460_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_8deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.337_24.461_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_8deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	8			Azimuth angle [°]:	8		
Yearly PV energy production [kWh]:	1303.65			Yearly PV energy production [kWh]:	1269.99		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1703.12			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1661.71		
Year-to-year variability [kWh]:	46.95			Year-to-year variability [kWh]:	44.02		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.72			Angle of incidence [%]:	-2.59		
Spectral effects [%]:	0.84			Spectral effects [%]:	0.82		
Temperature and low irradiance [%]:	-9.26			Temperature and low irradiance [%]:	-9.51		
Total loss [%]:	-23.46			Total loss [%]:	-23.57		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	64.4	78.5	11.3	January	59.7	73.1	9.9
February	75.5	92.3	11.7	February	71.9	88.0	10.9
March	103.7	129.7	11.8	March	101.2	126.6	11.4
April	123.3	158.2	11.7	April	121.1	155.6	11.2
May	140.7	185.6	9.1	May	140.5	185.2	9.1
June	144.5	195.0	10.6	June	143.3	193.2	10.4
July	158.9	217.4	7.5	July	157.2	214.9	7.3
August	149.9	205.3	8.0	August	148.4	203.2	7.9
September	119.9	159.5	8.3	September	118.1	157.1	8.2
October	96.3	124.3	12.4	October	91.7	118.6	11.6
November	68.0	85.0	9.4	November	62.6	78.6	8.5
December	58.5	72.4	11.8	December	54.3	67.5	10.7

Πίν. 4-11. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 1 - Σημείο 1 έως 4.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.348_24.358_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.349_24.363_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-2			Azimuth angle [°]:	-2		
Yearly PV energy production [kWh]:	1302.52			Yearly PV energy production [kWh]:	1293.6		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1695.09			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1684.79		
Year-to-year variability [kWh]:	50.49			Year-to-year variability [kWh]:	49.75		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.95			Angle of incidence [%]:	-2.92		
Spectral effects [%]:	0.91			Spectral effects [%]:	0.9		
Temperature and low irradiance [%]:	-8.76			Temperature and low irradiance [%]:	-8.85		
Total loss [%]:	-23.16			Total loss [%]:	-23.22		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	65.4	79.4	11.7	January	64.0	77.8	11.3
February	74.2	90.2	12.7	February	72.4	88.3	12.3
March	101.7	126.7	12.5	March	101.3	126.2	12.4
April	123.1	157.6	11.9	April	123.1	157.6	11.9
May	140.1	184.4	8.5	May	139.9	184.2	8.5
June	144.7	194.6	10.6	June	144.7	194.6	10.6
July	159.6	217.1	8.1	July	159.6	216.9	8.1
August	151.1	206.0	8.2	August	151.2	206.2	8.2
September	119.4	158.1	8.7	September	119.0	157.6	8.6
October	94.8	121.8	12.7	October	93.6	120.4	12.5
November	69.1	86.1	10.3	November	67.7	84.4	9.8
December	59.3	73.2	12.3	December	57.1	70.6	11.4
PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.351_24.366_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.354_24.364_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-2			Azimuth angle [°]:	-2		
Yearly PV energy production [kWh]:	1294.25			Yearly PV energy production [kWh]:	1299.11		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1687.97			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1693.67		
Year-to-year variability [kWh]:	47.15			Year-to-year variability [kWh]:	47.47		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.93			Angle of incidence [%]:	-2.92		
Spectral effects [%]:	0.9			Spectral effects [%]:	0.9		
Temperature and low irradiance [%]:	-8.97			Temperature and low irradiance [%]:	-8.95		
Total loss [%]:	-23.33			Total loss [%]:	-23.3		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	64.5	78.4	11.5	January	64.5	78.4	11.5
February	72.5	88.5	12.3	February	73.5	89.3	12.6
March	101.0	125.8	12.6	March	101.7	126.7	12.7
April	121.0	155.0	12.0	April	121.4	155.4	12.0
May	137.0	180.5	10.0	May	136.8	180.2	9.9
June	144.1	194.1	10.8	June	144.1	194.1	10.8
July	161.9	220.6	8.4	July	161.9	220.8	8.4
August	153.2	209.5	8.6	August	153.1	209.0	8.5
September	120.2	159.3	7.9	September	120.9	160.3	8.1
October	94.5	121.6	12.8	October	95.5	122.8	13.0
November	66.9	83.6	9.2	November	68.6	85.6	9.6
December	57.3	71.0	11.6	December	57.3	71.0	11.6

Πίν. 4-12. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 2 - Σημείο 1 έως 4.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.342_24.356_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.343_24.362_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-2			Azimuth angle [°]:	-2		
Yearly PV energy production [kWh]:	1145.29			Yearly PV energy production [kWh]:	1264.17		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1509.06			Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1648.25		
Year-to-year variability [kWh]:	38.18			Year-to-year variability [kWh]:	46.9		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.92			Angle of incidence [%]:	-2.77		
Spectral effects [%]:	0.76			Spectral effects [%]:	0.88		
Temperature and low irradiance [%]:	-9.78			Temperature and low irradiance [%]:	-9.08		
Total loss [%]:	-24.11			Total loss [%]:	-23.3		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	19.9	26.7	1.7	January	57.1	69.5	9.4
February	55.8	68.8	9.0	February	71.6	87.1	12.4
March	100.2	124.9	12.2	March	100.3	125.1	12.2
April	123.3	157.8	11.9	April	122.1	156.4	11.7
May	140.2	184.4	8.6	May	139.8	183.9	8.5
June	145.0	194.6	10.6	June	144.4	193.9	10.6
July	159.9	217.1	8.2	July	159.4	216.7	8.1
August	151.5	206.3	8.3	August	149.7	204.2	8.1
September	119.2	157.7	8.7	September	118.8	157.2	8.6
October	87.2	112.5	11.3	October	92.7	119.3	12.3
November	25.8	34.4	1.5	November	62.6	78.1	9.0
December	17.3	24.0	1.3	December	45.5	56.9	8.3
PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.345_24.361_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.344_24.356_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 2deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-2			Azimuth angle [°]:	-2		
Yearly PV energy production [kWh]:	1292.86			Yearly PV energy production [kWh]:	1303.46		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1683.34			Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1696.46		
Year-to-year variability [kWh]:	49.55			Year-to-year variability [kWh]:	50.53		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.9			Angle of incidence [%]:	-2.96		
Spectral effects [%]:	0.9			Spectral effects [%]:	0.91		
Temperature and low irradiance [%]:	-8.85			Temperature and low irradiance [%]:	-8.76		
Total loss [%]:	-23.2			Total loss [%]:	-23.17		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	63.1	76.6	11.2	January	66.0	80.1	11.8
February	74.2	90.3	12.7	February	74.5	90.6	12.7
March	100.6	125.3	12.3	March	102.0	127.0	12.5
April	122.8	157.3	11.9	April	123.0	157.4	11.9
May	140.0	184.2	8.5	May	140.0	184.4	8.5
June	144.7	194.6	10.6	June	144.7	194.6	10.6
July	159.6	217.0	8.1	July	159.6	217.1	8.1
August	150.8	205.7	8.3	August	151.2	206.2	8.2
September	118.7	157.1	8.6	September	118.8	157.3	8.6
October	93.8	120.8	12.5	October	96.2	123.7	12.9
November	68.8	85.7	10.3	November	69.1	86.1	10.3
December	55.6	68.6	11.1	December	58.2	72.0	11.9

Πίν. 4-13. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 3 - Σημείο 1 έως 4.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.337_24.336_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.336_24.339_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	0			Azimuth angle [°]:	0		
Yearly PV energy production [kWh]:	1236.86			Yearly PV energy production [kWh]:	1271.28		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1614.57			Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1654.59		
Year-to-year variability [kWh]:	46.46			Year-to-year variability [kWh]:	50.37		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.9			Angle of incidence [%]:	-2.86		
Spectral effects [%]:	0.86			Spectral effects [%]:	0.89		
Temperature and low irradiance [%]:	-9.04			Temperature and low irradiance [%]:	-8.84		
Total loss [%]:	-23.39			Total loss [%]:	-23.17		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	53.1	64.9	8.8	January	61.0	74.1	11.2
February	66.5	81.0	11.5	February	71.6	86.9	12.7
March	99.6	124.0	12.3	March	99.5	123.8	12.4
April	121.8	155.9	12.5	April	121.5	155.5	12.5
May	138.4	182.1	8.5	May	138.3	182.1	8.5
June	143.6	192.8	10.9	June	143.5	192.7	10.9
July	159.0	216.0	7.8	July	158.8	215.9	7.8
August	150.3	204.8	8.7	August	150.1	204.4	8.7
September	118.6	157.0	9.4	September	117.6	155.6	9.2
October	88.6	113.9	12.1	October	92.7	119.0	13.2
November	56.0	70.2	7.9	November	65.5	81.5	10.2
December	41.3	52.0	7.2	December	51.0	63.1	10.0
PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.336_24.342_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.336_24.345_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	0			Azimuth angle [°]:	0		
Yearly PV energy production [kWh]:	1273.04			Yearly PV energy production [kWh]:	1257.46		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1657.56			Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1638.03		
Year-to-year variability [kWh]:	50.39			Year-to-year variability [kWh]:	49.87		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.88			Angle of incidence [%]:	-2.78		
Spectral effects [%]:	0.89			Spectral effects [%]:	0.89		
Temperature and low irradiance [%]:	-8.86			Temperature and low irradiance [%]:	-8.99		
Total loss [%]:	-23.2			Total loss [%]:	-23.23		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	60.6	73.6	11.0	January	60.9	74.0	11.1
February	71.4	86.8	12.7	February	70.7	86.0	12.4
March	99.9	124.5	12.4	March	98.2	122.4	12.0
April	121.4	155.5	12.5	April	120.3	154.1	12.3
May	138.2	181.9	8.5	May	136.9	180.1	8.4
June	143.4	192.7	10.9	June	143.2	192.1	10.8
July	158.7	215.8	7.8	July	157.7	214.2	7.7
August	150.2	204.8	8.7	August	148.2	202.0	8.6
September	117.3	155.2	9.2	September	115.5	153.1	9.1
October	92.8	119.1	13.2	October	91.1	117.2	13.0
November	65.8	81.8	10.2	November	63.9	79.6	9.7
December	53.3	65.8	10.5	December	51.2	63.3	10.0

Πίν. 4-14. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 4- Σημείο 1 έως 4.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.338_24.346_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.339_24.344_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	0			Azimuth angle [°]:	0		
Yearly PV energy production [kWh]:	1271.5			Yearly PV energy production [kWh]:	1280.27		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1655.89			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1667.39		
Year-to-year variability [kWh]:	50.45			Year-to-year variability [kWh]:	51.02		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.88			Angle of incidence [%]:	-2.96		
Spectral effects [%]:	0.89			Spectral effects [%]:	0.9		
Temperature and low irradiance [%]:	-8.88			Temperature and low irradiance [%]:	-8.81		
Total loss [%]:	-23.21			Total loss [%]:	-23.22		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	62.8	76.3	11.5	January	62.9	76.5	11.5
February	71.1	86.6	12.6	February	72.3	88.0	12.9
March	99.1	123.5	12.2	March	100.0	124.7	12.4
April	121.0	155.1	12.4	April	121.6	155.9	12.6
May	138.1	181.7	8.5	May	138.3	182.1	8.5
June	143.2	192.2	10.8	June	143.5	192.8	10.9
July	158.6	215.5	7.8	July	158.8	216.0	7.8
August	149.4	203.7	8.7	August	150.3	205.0	8.7
September	117.5	155.6	9.2	September	117.9	156.1	9.2
October	91.2	117.4	13.0	October	93.0	119.6	13.2
November	64.6	80.7	9.9	November	66.7	83.1	10.4
December	54.9	67.7	11.0	December	54.9	67.7	11.0

PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.338_24.340_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_41.339_24.336_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_0deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	0			Azimuth angle [°]:	0		
Yearly PV energy production [kWh]:	1282.6			Yearly PV energy production [kWh]:	1292.75		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1670.05			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1682.92		
Year-to-year variability [kWh]:	51.35			Year-to-year variability [kWh]:	52.1		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.97			Angle of incidence [%]:	-3.04		
Spectral effects [%]:	0.9			Spectral effects [%]:	0.91		
Temperature and low irradiance [%]:	-8.79			Temperature and low irradiance [%]:	-8.7		
Total loss [%]:	-23.2			Total loss [%]:	-23.18		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	62.3	75.6	11.5	January	65.4	79.3	12.2
February	72.8	88.5	12.9	February	73.2	89.0	13.0
March	100.6	125.4	12.6	March	101.0	125.9	12.6
April	121.8	156.1	12.6	April	121.9	156.3	12.6
May	138.3	182.1	8.5	May	138.3	182.1	8.5
June	143.4	192.8	10.9	June	143.5	192.8	10.9
July	158.8	215.9	7.8	July	158.8	216.0	7.8
August	150.3	205.1	8.7	August	150.3	205.1	8.7
September	118.3	156.7	9.3	September	118.7	157.3	9.4
October	94.4	121.3	13.5	October	94.6	121.5	13.5
November	66.4	82.5	10.5	November	68.5	85.3	10.9
December	55.2	68.1	11.1	December	58.6	72.3	12.2

Πίν. 4-15. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 2 – Περιοχή 4- Σημείο 5 έως 8.

Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους έγιναν οι ίδιες παραδοχές με αυτές που παρουσιάζονται στην παράγραφο 4.4.2.

Για τον υπολογισμό του κόστους ανέγερσης χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία που περιγράφεται στην παράγραφο 4.3 και για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία που περιγράφεται στην παράγραφο 2.13.9. Τα συγκεντρωτικά στοιχεία για το πάρκο του Συγκροτήματος Νέστου παρουσιάζονται στον Πίν. 4-16 έως και τον Πίν. 4-19.

Το σταθμισμένο κόστος για το πάρκο της περιοχής 1 υπολογίζεται σε 82€/MWh περίπου με διακύμανση από 70€/MWh έως και 96€/MWh περίπου. Το πάρκο αυτό στη διάρκεια της ζωής του εκτιμάται ότι θα παράγει από 213GWh έως και 225GWh πρωτογενούς ηλεκτρικής ενέργειας με πλέον πιθανή παραγωγή στις 219GWh.

Park Data		
Park Area	98625.00	m <sup>2</sup>
PV Park Specific Data		
Power Density	85.00	W/m <sup>2</sup>
Type of PV	Silicon Monocrystalline	
Assumed Degradation	0.70%	per year
% of Area covered with PVs	90%	
Average yearly electricity production from the defined system	1285.45	kWh/kW
Yearly in-plane irradiation	1681.00	kWh/m <sup>2</sup>
Year-to-year variability	36.17	kWh/kW
Slope angle [°]:	15	deg
Azimuth angle [°]:	8	deg
Projected Monetary Values		
Min Values (Final)	802.99 €	per KWp
Average Values (Final)	892.21 €	per KWp
Max Values (Final)	981.43 €	per KWp
Total Capex		
Min Expected	6,058,371.35 €	[2021 Values]
Average - Best Estimate	6,731,523.72 €	[2021 Values]
Max Expected	7,404,676.09 €	[2021 Values]
OPEX		
O&M	1.20%	of Capex
Cost of Fuel	0	
Other Financial and Operational Data		
r (or WACC)	10%	
Life Time of Project	25	years
Expected Energy Production and Installed Capacity		
Installed Capacity	7.54	MWp
Min (Average - 1 SD)	213	GWh
Average - Best Estimate	219	GWh
Max (Average + 1SD)	225	GWh
LCOE		
Minimum Value	70.09 €	per MWh
Average - Best Estimate	82.26 €	per MWh
Maximum Value	95.88 €	per MWh

Πίν. 4-16. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 1.

Το σταθμισμένο κόστος για το πάρκο της περιοχής 2 υπολογίζεται σε 73€/MWh περίπου με διακύμανση από 62€/MWh έως και 85€/MWh περίπου. Το πάρκο αυτό στη διάρκεια της ζωής του εκτιμάται ότι θα παράγει από 452GWh έως και 480GWh πρωτογενούς ηλεκτρικής ενέργειας με πλέον πιθανή παραγωγή στις 466GWh.

Park Data		
Park Area	207844.00	m <sup>2</sup>
PV Park Specific Data		
Power Density	85.00	W/m <sup>2</sup>
Type of PV	Silicon Monocrystalline	
Assumed Degradation	0.70%	per year
% of Area covered with PVs	90%	
Average yearly electricity production from the defined system	1297.38	kWh/kW
Yearly in-plane irradiation	1690.38	kWh/m <sup>2</sup>
Year-to-year variability	38.30	kWh/kW
Slope angle [°]:	15	deg
Azimuth angle [°]:	-2	deg
Projected Monetary Values		
Min Values (Final)	720.25 €	per KWp
Average Values (Final)	800.27 €	per KWp
Max Values (Final)	880.30 €	per KWp
Total Capex		
Min Expected	11,451,958.08 €	[2021 Values]
Average - Best Estimate	12,724,397.87 €	[2021 Values]
Max Expected	13,996,837.66 €	[2021 Values]
OPEX		
O&M	1.20%	of Capex
Cost of Fuel	0	
Other Financial and Operational Data		
r (or WACC)	10%	
Life Time of Project	25	years
Expected Energy Production and Installed Capacity		
Installed Capacity	15.90	MWp
Min (Average - 1 SD)	452	GWh
Average - Best Estimate	466	GWh
Max (Average + 1SD)	480	GWh
LCOE		
Minimum Value	62.13 €	per MWh
Average - Best Estimate	73.11 €	per MWh
Maximum Value	85.46 €	per MWh

Πίν. 4-17. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 2.

Το σταθμισμένο κόστος για το πάρκο της περιοχής 3 υπολογίζεται σε 83€/MWh περίπου με διακύμανση από 71€/MWh έως και 97€/MWh περίπου. Το πάρκο αυτό στη διάρκεια της ζωής του εκτιμάται ότι θα παράγει από 230GWh έως και 245GWh πρωτογενούς ηλεκτρικής ενέργειας με πλέον πιθανή παραγωγή στις 237GWh.

Park Data		
Park Area	109813.00	m <sup>2</sup>
PV Park Specific Data		
Power Density	85.00	W/m <sup>2</sup>
Type of PV	Silicon Monocrystalline	
Assumed Degradation	0.70%	per year
% of Area covered with PVs	90%	
Average yearly electricity production from the defined system	1251.33	kWh/kW
Yearly in-plane irradiation	1634.30	kWh/m <sup>2</sup>
Year-to-year variability	37.56	kWh/kW
Slope angle [°]:	15	deg
Azimuth angle [°]:	-2	deg
Projected Monetary Values		
Min Values (Final)	791.06 €	per KWp
Average Values (Final)	878.95 €	per KWp
Max Values (Final)	966.85 €	per KWp
Total Capex		
Min Expected	6,645,442.12 €	[2021 Values]
Average - Best Estimate	7,383,824.57 €	[2021 Values]
Max Expected	8,122,207.03 €	[2021 Values]
OPEX		
O&M	1.20%	of Capex
Cost of Fuel	0	
Other Financial and Operational Data		
r (or WACC)	10%	
Life Time of Project	25	years
Expected Energy Production and Installed Capacity		
Installed Capacity	8.40	MWp
Min (Average - 1 SD)	230	GWh
Average - Best Estimate	237	GWh
Max (Average + 1SD)	245	GWh
LCOE		
Minimum Value	70.68 €	per MWh
Average - Best Estimate	83.25 €	per MWh
Maximum Value	97.42 €	per MWh

Πίν. 4-18. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 3.

Τέλος το σταθμισμένο κόστος για το πάρκο της περιοχής 4 υπολογίζεται σε 74€/MWh περίπου με διακύμανση από 63€/MWh έως και 87€/MWh περίπου. Το πάρκο αυτό στη διάρκεια της ζωής του εκτιμάται ότι θα παράγει από 463GWh έως και 492GWh πρωτογενούς ηλεκτρικής ενέργειας με πλέον πιθανή παραγωγή στις 478GWh.



Park Data		
Park Area	217620.00	m <sup>2</sup>
PV Park Specific Data		
Power Density	85.00	W/m <sup>2</sup>
Type of PV	Silicon Monocrystalline	
Assumed Degradation	0.70%	per year
% of Area covered with PVs	90%	
Average yearly electricity production from the defined system	1270.73	kWh/kW
Yearly in-plane irradiation	1655.16	kWh/m <sup>2</sup>
Year-to-year variability	38.75	kWh/kW
Slope angle [°]:	15	deg
Azimuth angle [°]:	0	deg
Projected Monetary Values		
Min Values (Final)	715.14 €	per KWp
Average Values (Final)	794.61 €	per KWp
Max Values (Final)	874.07 €	per KWp
Total Capex		
Min Expected	11,905,676.36 €	[2021 Values]
Average - Best Estimate	13,228,529.29 €	[2021 Values]
Max Expected	14,551,382.22 €	[2021 Values]
OPEX		
O&M	1.20%	of Capex
Cost of Fuel	0	
Other Financial and Operational Data		
r (or WACC)	10%	
Life Time of Project	25	years
Expected Energy Production and Installed Capacity		
Installed Capacity	16.65	MWp
Min (Average - 1 SD)	463	GWh
Average - Best Estimate	478	GWh
Max (Average + 1SD)	492	GWh
LCOE		
Minimum Value	62.87 €	per MWh
Average - Best Estimate	74.11 €	per MWh
Maximum Value	86.82 €	per MWh

Πίν. 4-19. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 2 – Περιοχή 4.

Για το Συγκρότημα Νέστου η σειρά προτεραιότητας στην υλοποίηση των πλωτών Φ/Β πάρκων είναι περιοχή 2, περιοχή 4, περιοχή 1 και τέλος περιοχή 3. Η απόδοση του πάρκου του Συγκροτήματος Νέστου είναι προφανώς υποδεέστερη του πάρκου στο Συγκρότημα Αλιάκμονα και αυτό αντικατοπτρίζεται στο σταθμισμένο κόστος των δύο έργων. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα να εξεταστεί η ανάπτυξη ενός 3<sup>ου</sup> συμπλέγματος πλωτών Φ/Β πάρκων στο συγκρότημα του Κάτω Αχελώου.

#### 4.4.4 Πλωτό Φ/Β Πάρκο – Συγκρότημα Κάτω Αχελώου

Το προτεινόμενο πλωτό Φ/Β πάρκο του Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου αποτελείται από 2 Φ/Β πάρκα ισχύος από 155.4ΜWp έως και 139.1ΜWp με συνολική ισχύ στα 294.5ΜWp και βρίσκεται στον ταμιευτήρα του ΥΗΣ Κρεμαστών (1<sup>ο</sup> πάρκο) και στον ταμιευτήρα του ΥΗΣ Στράτου 1 (2<sup>ο</sup> πάρκο) (βλέπε Σχ. 4-17 και Σχ. 4-18).



Σχ. 4-17. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου– Περιοχή 1.



Σχ. 4-18. Πλωτό Φ/Β Πάρκο Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου – Περιοχή 2

Το πλωτό Φ/Β πάρκο στην περιοχή 1 (Ταμιευτήρας Κρεμαστών) έχει έκταση 2032 στρέμματα περίπου, με την εκτιμώμενη εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται σε 155.4ΜWp. Για την περιοχή 2 (Ταμιευτήρας Στράτου I) η έκταση είναι περίπου στα 1818 στρέμματα με την εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται σε 139.1ΜWp. Τα στοιχεία της περιοχής όσον αφορά την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία για τα έτη 2005 έως και 2020 με κατάταξη από το πλέον ευνοϊκό έως το λιγότερο ευνοϊκό έτος παρουσιάζονται στον Πίν. 4-20. Η συνολική ετήσια προσπίπτουσα ακτινοβολία στο υπό εξέταση πάρκο κυμαίνεται από 1540kW/m<sup>2</sup>/y έως και 1800kW/m<sup>2</sup>/y. Η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας παρουσιάζονται στον Πίν. 4-21.

Σ[H(i)_m] - Park 3 - Area 1																	
	2020	2019	2005	2011	2017	2012	2015	2007	2018	2006	2008	2013	2016	2014	2010	2009	Sum
Jan	112.53	63.7	83.4	86.79	67.85	99.96	86.95	87.81	86.91	88.49	88.27	69.32	72.84	69.59	60.41	50.92	1275.74
Feb	113.64	116.96	72.17	87.86	95.02	68.43	89.22	81.76	68.35	72.61	106.8	64.19	84.48	86.39	62.23	86.39	1356.5
Mar	142.35	172.04	141.48	129.95	146.84	149.92	105.37	134.79	113.35	109.4	93.31	93.3	108.06	136.44	122.98	123.13	2022.71
Apr	163.41	147.84	172.78	146.53	173.73	138.61	151.11	166.1	183.7	141.18	150.37	167.41	175.74	115.49	177.03	125.81	2496.84
May	214.14	158.71	186.41	166.61	173.03	160.04	197	164.7	173	204.84	178.52	172.38	173.11	157.58	186.14	192.97	2859.18
Jun	203.48	216.96	214.39	199.83	208.13	241.22	186	213.61	181.89	206.4	197.12	202.61	202.5	195.8	183.36	192.41	3245.71
Jul	226.82	216.19	240.9	237.52	224.31	241.95	228.59	245.73	224.97	199.26	220.05	208.5	210.56	212.14	211.26	233.71	3582.46
Aug	206.52	228.35	213.92	222.8	216.28	214.46	199.59	213.91	198.43	211.38	223.68	213.45	200.83	217.02	214.13	186.24	3380.99
Sep	165.58	171.89	156.24	178.59	161.89	169.92	159.81	173.54	177.78	157.72	145.69	170.38	132.09	157.3	139.39	156.62	2574.43
Oct	131.84	145.79	140.24	136.95	149.2	120.86	121.28	114.53	136.56	125.25	132.24	138.13	108.91	125.99	90.98	102.52	2021.27
Nov	112.9	78.85	88.41	121.01	83.88	88.15	108.32	74.53	99.84	110	80.54	78.16	83.51	89.78	82.03	93.32	1473.23
Dec	70.18	79.65	70.64	62.76	63.31	66.76	113.81	73.91	83.97	91.75	65.62	93.12	104.6	70.68	66.77	49.27	1226.8
Sum	1863.39	1796.93	1780.98	1777.2	1763.47	1760.28	1747.05	1744.92	1728.75	1718.28	1682.21	1670.95	1657.23	1634.2	1596.71	1593.31	27515.86

Σ[H(i)_m] - Park 3 - Area 2																	
	2020	2011	2017	2015	2007	2012	2019	2006	2008	2005	2013	2018	2016	2014	2010	2009	Sum
Jan	110.96	100.75	88.92	97.92	99.61	109.09	77.66	94.57	92.08	86.03	83.97	94.73	90.14	82.63	68.24	67.31	1444.61
Feb	123.44	106.22	109.7	107.14	93.58	78.06	117.02	91.62	124.14	86.87	82.86	77.63	96.35	98.39	80.76	101.84	1575.62
Mar	154.73	144.24	164.26	126	158.55	165.73	176.01	129.67	123.92	153.09	124.92	137.16	132.88	146.7	138.88	147.57	2324.31
Apr	178.48	172.1	194.64	184.72	188.81	162.19	168.04	169.32	170.47	181.98	189.32	195.89	192.02	153.21	195.64	151.99	2848.82
May	222.61	202.9	206.95	219.35	199.23	193.67	186.28	228.03	200.15	198.54	206.82	195.77	199.4	193.51	208.37	222.64	3284.22
Jun	222.65	223.57	224.46	217.73	226.48	247.62	228.89	224.62	228.68	228.65	225.19	203.72	217.78	216.21	216.61	220.81	3573.67
Jul	243.14	248.64	241.7	246.37	253.83	251.21	227.89	229.2	240.23	247.19	238.8	239.55	243.33	236.38	243.22	245.6	3876.28
Aug	226.7	234.31	228.32	225.75	237.53	232.85	234.14	227.25	236.02	231.83	226.06	218.86	224.58	233.81	236.52	210.57	3665.1
Sep	172.19	191.43	179.36	174.79	186.73	184.78	189.75	173.4	167.01	170.46	185.68	175.72	159.51	178.32	166.67	166.67	2822.47
Oct	144.41	149.47	158.22	133.12	129.66	141.96	149.76	136.12	145.7	145.78	144.37	142.22	118.27	135.9	110.08	125.21	2210.25
Nov	115.83	125.91	94.85	115.77	92.85	100.75	93.58	123.48	91.04	91.43	87.94	104.37	94.48	98.51	96.08	100.17	1627.04
Dec	80.15	82.06	74.77	116.67	84.07	75.71	81.03	98.08	77.26	73.99	98.78	89.43	106.31	79.77	73.4	65.11	1356.59
Sum	1995.29	1981.6	1966.15	1965.33	1950.93	1943.62	1930.05	1925.36	1896.7	1895.84	1894.71	1875.05	1875.05	1853.34	1834.47	1825.49	30608.98

Πίν. 4-20. Όπως Πίν. 4-9 – Πάρκο 3 – Περιοχή 1 έως 2.

Park 3 - Area 1			Park 3 - Area 2		
	E[H(i)_m]	SD[H(i)_m]		E[H(i)_m]	SD[H(i)_m]
Jan	79.734	15.763	Jan	90.288	12.567
Feb	84.781	16.889	Feb	98.476	15.313
Mar	126.419	21.864	Mar	145.269	15.926
Apr	156.053	19.611	Apr	178.051	14.647
May	178.699	16.861	May	205.264	12.125
Jun	202.857	14.754	Jun	223.354	9.105
Jul	223.904	13.661	Jul	242.268	7.049
Aug	211.312	10.749	Aug	229.069	7.161
Sep	160.902	13.319	Sep	176.404	9.336
Oct	126.329	15.986	Oct	138.141	12.509
Nov	92.077	14.149	Nov	101.690	12.006
Dec	76.675	16.897	Dec	84.787	13.700

Πίν. 4-21. Όπως Πίν. 4-10 – Πάρκο 3 – Περιοχή 1 έως 2.

Για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιήθηκε η διαδικτυακή εφαρμογή του JRC [64]. Έγινε δειγματοληψία σε 8 σημεία του πάρκου (4 ανά περιοχή) και τα αποτελέσματα της ανάλυσης για εγκατάσταση Φ/Β ισχύος 1kWp παρουσιάζονται στο Πίν. 4-22 έως το Πίν. 4-23.

Η εκτιμώμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια κυμαίνεται από 1337kWh/kWp έως και 1412kWh/kWp για την περιοχή 1 και από 1439kWh/kWp έως και 1467kWh/kWp για την περιοχή 2. Είναι σαφής η υπεροχή του πλωτού Φ/Β πάρκου στην περιοχή 2 (Ταμιευτήρας Στράτου) σε σχέση με το Φ/Β πάρκο της περιοχής 1 (Ταμιευτήρας Θησαυρού).

PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.904_21.516_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 8deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.891_21.517_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 8deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-8			Azimuth angle [°]:	-8		
Yearly PV energy production [kWh]:	1411.98			Yearly PV energy production [kWh]:	1338.71		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1823.29			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1722.03		
Year-to-year variability [kWh]:	49.77			Year-to-year variability [kWh]:	59.02		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.92			Angle of incidence [%]:	-3.05		
Spectral effects [%]:	0.89			Spectral effects [%]:	0.89		
Temperature and low irradiance [%]:	-8.06			Temperature and low irradiance [%]:	-7.58		
Total loss [%]:	-22.56			Total loss [%]:	-22.26		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	71.4	84.8	12.0	January	67.0	79.5	13.3
February	76.2	91.2	14.2	February	70.9	84.8	14.1
March	110.5	135.9	15.4	March	103.2	126.5	17.6
April	129.7	166.0	12.8	April	122.8	156.4	14.8
May	147.1	192.5	9.6	May	137.8	179.4	12.4
June	160.0	215.0	8.4	June	152.4	203.6	10.2
July	172.6	235.2	6.0	July	165.8	224.6	9.1
August	162.7	221.4	6.7	August	156.6	211.8	7.4
September	129.9	170.5	7.9	September	123.5	161.3	9.9
October	106.3	134.3	10.8	October	100.2	126.2	12.5
November	78.7	96.3	10.6	November	75.0	91.6	11.8
December	66.9	80.3	12.7	December	63.7	76.5	14.3
PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.890_21.532_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 8deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.904_21.532_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 8deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-8			Azimuth angle [°]:	-8		
Yearly PV energy production [kWh]:	1337.17			Yearly PV energy production [kWh]:	1411.88		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1720.2			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1822.84		
Year-to-year variability [kWh]:	59.03			Year-to-year variability [kWh]:	49.82		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-3.04			Angle of incidence [%]:	-2.9		
Spectral effects [%]:	0.89			Spectral effects [%]:	0.89		
Temperature and low irradiance [%]:	-7.6			Temperature and low irradiance [%]:	-8.07		
Total loss [%]:	-22.27			Total loss [%]:	-22.55		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	66.9	79.4	13.3	January	71.5	85.0	12.0
February	70.9	84.8	14.1	February	76.1	91.1	14.2
March	103.2	126.6	17.6	March	110.5	135.9	15.4
April	122.8	156.4	14.8	April	129.7	166.0	12.8
May	137.8	179.4	12.4	May	147.1	192.3	9.6
June	152.4	203.6	10.2	June	159.8	214.4	8.4
July	165.8	224.6	9.1	July	172.6	235.1	6.0
August	156.6	211.8	7.4	August	162.7	221.4	6.7
September	123.5	161.3	9.9	September	129.9	170.5	7.9
October	100.2	126.2	12.5	October	106.4	134.5	10.8
November	75.0	91.6	11.8	November	78.7	96.3	10.6
December	62.2	74.5	13.8	December	67.0	80.4	12.8

Πίν. 4-22. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 3 – Περιοχή 1 - Σημείο 1 έως 4.

PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.680_21.328_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 4deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.680_21.341_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 4deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-4			Azimuth angle [°]:	-4		
Yearly PV energy production [kWh]:	1446.49			Yearly PV energy production [kWh]:	1446.69		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sub>2</sub> ]:	1912.82			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sub>2</sub> ]:	1913.44		
Year-to-year variability [kWh]:	40.59			Year-to-year variability [kWh]:	40.57		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.87			Angle of incidence [%]:	-2.89		
Spectral effects [%]:	0.67			Spectral effects [%]:	0.67		
Temperature and low irradiance [%]:	-10.07			Temperature and low irradiance [%]:	-10.07		
Total loss [%]:	-24.38			Total loss [%]:	-24.39		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	74.2	90.4	10.5	January	74.2	90.4	10.5
February	80.1	98.5	12.5	February	80.1	98.5	12.5
March	114.9	145.0	12.3	March	115.0	145.3	12.4
April	136.4	178.1	10.6	April	136.4	178.1	10.6
May	153.5	205.4	8.7	May	153.5	205.4	8.7
June	162.4	223.4	6.0	June	162.4	223.4	6.0
July	172.9	242.3	4.6	July	172.8	242.3	4.6
August	163.8	229.1	5.1	August	163.8	229.1	5.1
September	131.2	176.3	6.7	September	131.3	176.5	6.7
October	106.7	137.9	9.5	October	106.8	138.1	9.6
November	81.3	101.6	9.9	November	81.4	101.8	9.9
December	69.0	84.7	11.3	December	68.9	84.7	11.3
PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.697_21.336_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 4deg.pdf				PVGIS- 5_GridConnectedPV_38.696_21.325_undefined_crystSi_1kWp_14_15deg_- 4deg.pdf			
Slope angle [°]:	15			Slope angle [°]:	15		
Azimuth angle [°]:	-4			Azimuth angle [°]:	-4		
Yearly PV energy production [kWh]:	1439.12			Yearly PV energy production [kWh]:	1441.48		
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sub>2</sub> ]:	1908.77			Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sub>2</sub> ]:	1912.87		
Year-to-year variability [kWh]:	40.27			Year-to-year variability [kWh]:	40.45		
Changes in output due to:				Changes in output due to:			
Angle of incidence [%]:	-2.81			Angle of incidence [%]:	-2.87		
Spectral effects [%]:	0.67			Spectral effects [%]:	0.67		
Temperature and low irradiance [%]:	-10.4			Temperature and low irradiance [%]:	-10.38		
Total loss [%]:	-24.61			Total loss [%]:	-24.64		
Month	E_m	H(i)_m	SD_m	Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	73.8	90.1	10.4	January	73.8	90.1	10.4
February	79.4	97.8	12.4	February	79.9	98.5	12.5
March	114.5	145.0	12.3	March	114.6	145.2	12.3
April	135.9	177.9	10.5	April	136.0	178.1	10.5
May	153.0	205.2	8.6	May	153.0	205.4	8.6
June	161.7	223.1	6.0	June	161.7	223.4	6.0
July	172.1	242.1	4.6	July	172.1	242.3	4.6
August	163.1	229.1	5.1	August	163.1	229.1	5.1
September	130.4	175.7	6.6	September	130.9	176.4	6.7
October	106.2	137.7	9.5	October	106.4	137.9	9.5
November	80.8	101.3	9.8	November	81.1	101.6	9.9
December	68.3	84.0	11.1	December	68.8	84.8	11.3

Πίν. 4-23. Απόδοση Φ/Β Πάρκου - Πάρκο 3 – Περιοχή 2 - Σημείο 1 έως 4.

Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους έγιναν οι ίδιες παραδοχές με αυτές που παρουσιάζονται στην παράγραφο 4.4.2.

Για τον υπολογισμό του κόστους ανέγερσης χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία που περιγράφεται στην παράγραφο 4.3 και για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία που περιγράφεται στην παράγραφο 2.13.9. Τα συγκεντρωτικά στοιχεία για το πάρκο του Συγκροτήματος Νέστου παρουσιάζονται στον Πίν. 4-16 έως και τον Πίν. 4-19.

Το σταθμισμένο κόστος για το πάρκο της περιοχής 1 υπολογίζεται σε 54€/MWh περίπου με διακύμανση από 45€/MWh έως και 63€/MWh περίπου. Το πάρκο αυτό στη διάρκεια της ζωής του εκτιμάται ότι θα παράγει από 4.67TWh έως και 4.98TWh πρωτογενούς ηλεκτρικής ενέργειας με πλέον πιθανή παραγωγή στις 4.83TWh.

<b>Park Data</b>		
Park Area	2031898.00	m <sup>2</sup>
<b>PV Park Specific Data</b>		
Power Density	85.00	W/m <sup>2</sup>
Type of PV	Silicon Monocrystalline	
Assumed Degradation	0.70%	per year
% of Area covered with PVs	90%	
Average yearly electricity production from the defined system	1375.05	kWh/kW
Yearly in-plane irradiation	1772.18	kWh/m <sup>2</sup>
Year-to-year variability	43.60	kWh/kW
Slope angle [°]:	15	deg
Azimuth angle [°]:	-8	deg
<b>Projected Monetary Values</b>		
Min Values (Final)	559.76 €	per KWp
Average Values (Final)	621.96 €	per KWp
Max Values (Final)	684.15 €	per KWp
<b>Total Capex</b>		
Min Expected	87,009,489.72 €	[2021 Values]
Average - Best Estimate	96,677,210.80 €	[2021 Values]
Max Expected	106,344,931.88 €	[2021 Values]
<b>OPEX</b>		
O&M	1.20%	of Capex
Cost of Fuel	0	
<b>Other Financial and Operational Data</b>		
r (or WACC)	10%	
Life Time of Project	25	years
<b>Expected Energy Production and Installed Capacity</b>		
Installed Capacity	155.44	MWp
Min (Average - 1 SD)	4674	GWh
Average - Best Estimate	4827	GWh
Max (Average + 1SD)	4981	GWh
<b>LCOE</b>		
Minimum Value	45.37 €	per MWh
Average - Best Estimate	53.61 €	per MWh
Maximum Value	62.96 €	per MWh

Πίν. 4-24. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκου – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 3 – Περιοχή 1.

Το σταθμισμένο κόστος για το πάρκο της περιοχής 2 υπολογίζεται σε 52€/MWh περίπου με διακύμανση από 45€/MWh έως και 60€/MWh περίπου. Το πάρκο αυτό στη διάρκεια της ζωής του εκτιμάται ότι θα παράγει από 4.43TWh έως και 4.64TWh πρωτογενούς ηλεκτρικής ενέργειας με πλέον πιθανή παραγωγή στις 4.53TWh.

Park Data		
Park Area	1817601.00	m <sup>2</sup>
PV Park Specific Data		
Power Density	85.00	W/m <sup>2</sup>
Type of PV	Silicon Monocrystalline	
Assumed Degradation	0.70%	per year
% of Area covered with PVs	90%	
Average yearly electricity production from the defined system	1443.40	kWh/kW
Yearly in-plane irradiation	1912.03	kWh/m <sup>2</sup>
Year-to-year variability	32.47	kWh/kW
Slope angle [°]:	15	deg
Azimuth angle [°]:	-4	deg
Projected Monetary Values		
Min Values (Final)	567.43 €	per KWp
Average Values (Final)	630.48 €	per KWp
Max Values (Final)	693.53 €	per KWp
Total Capex		
Min Expected	78,899,124.20 €	[2021 Values]
Average - Best Estimate	87,665,693.55 €	[2021 Values]
Max Expected	96,432,262.91 €	[2021 Values]
OPEX		
O&M	1.20%	of Capex
Cost of Fuel	0	
Other Financial and Operational Data		
r (or WACC)	10%	
Life Time of Project	25	years
Expected Energy Production and Installed Capacity		
Installed Capacity	139.05	MWp
Min (Average - 1 SD)	4431	GWh
Average - Best Estimate	4533	GWh
Max (Average + 1SD)	4635	GWh
LCOE		
Minimum Value	44.59 €	per MWh
Average - Best Estimate	51.77 €	per MWh
Maximum Value	59.63 €	per MWh

Πίν. 4-25. Αποτελέσματα Φ/Β Πάρκων – Κόστος, Παραγωγή, LCOE – Πάρκο 3 – Περιοχή 2.

Για το Συγκρότημα Κάτω Αχελώου η σειρά προτεραιότητας στην υλοποίηση των πλωτών Φ/Β πάρκων είναι περιοχή 2, και περιοχή 1. Η απόδοση του πάρκου του Συγκροτήματος του Κάτω Αχελώου είναι σημαντικά υψηλότερη των πάρκων στα Συγκροτήματα Αλιάκμονα και Νέστου και αυτό αντικατοπτρίζεται στο σταθμισμένο κόστος των δύο έργων.

## 4.5 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ ΣΤΙΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΕΝΔΙΑΦΕΡΟΝΤΟΣ

Στο Σχ. 4-19, παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας και η μέση θερμοκρασία σε μηνιαία βάση για την περίοδο 2005 έως και 2020 για το πάρκο του Συγκροτήματος Αλιάκμονα. Στο Σχ. 4-20 και Σχ. 4-21 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα στοιχεία για τις περιοχές 2 και 3 αντίστοιχα του Συγκροτήματος Νέστου (Ταμιευτήρας Θησαυρού πλησίον του φράγματος). Τέλος στο Σχ. 4-22 και Σχ. 4-23 παρουσιάζονται τα στοιχεία για το Συγκρότημα Κάτω Αχελώου.

Τις θερινές περιόδους του 2007 και 2012 είναι οι δύο πλέον «παραγωγικές» περίοδοι για την περιοχή ενδιαφέροντος στο Συγκρότημα Αλιάκμονα. Η άμεση ακτινοβολία ξεπέρασε τις 250kWh/kW/mo τις περιόδους εξέτασης. Το καλοκαίρι του 2012 παρατηρήθηκε επίσης και η μέγιστη μέση μηνιαία θερμοκρασία η οποία και ξεπέρασε τους 25°C. Τις χειμερινές περιόδους του 2010, 2017, 2019 και 2020 ο λόγος της διάχυτης προς τη συνολική ακτινοβολία<sup>55</sup> ξεπέρασε το 60%.

Για το Συγκρότημα Νέστου, το καλοκαίρι του 2012 είναι αυτό με την υψηλότερη τιμή της άμεσης ακτινοβολίας που άγγιξε τις 250kWh/kW/mo. Το καλοκαίρι του 2012 παρατηρήθηκε επίσης και η μέγιστη μέση μηνιαία θερμοκρασία η οποία και ξεπέρασε τους 25°C. Να σημειωθεί ότι κατά τη χειμερινή περίοδο του 2011-2012 παρατηρήθηκε στην περιοχή 2 η μικρότερη μέση θερμοκρασία (κάτω από μηδέν) ενώ το ίδιο φαινόμενο επαναλήφθηκε τη χειμερινή περίοδο 2016-2017. Το ίδιο συνέβη για την περιοχή 3. Τη χειμερινή περίοδο 2009-2010, ο λόγος της διάχυτης προς τη συνολική ακτινοβολία για την περιοχή 3, ξεπέρασε το 70% ενώ τις χειμερινές περιόδους του 2006, 2010, 2011, 2013, 2018, 2019 και 2020 ο λόγος αυτός ξεπέρασε το 60%. Για την περιοχή 2 ο λόγος αυτός παρουσιάζει ελαφρά μικρότερη διακύμανση.

Για το Συγκρότημα Κάτω Αχελώου και ειδικότερα την Περιοχή 1 (Ταμιευτήρας Κρεμαστών) τις θερινές περιόδους του 2005, 2007 και 2012 η τιμή της άμεσης ακτινοβολίας ξεπέρασε τις 250kWh/kW/mo. Παρόλα αυτά, μόνο το καλοκαίρι του 2012 παρατηρήθηκε μέση μηνιαία θερμοκρασία άνω των 25°C. Η χειμερινή περίοδος του 2016-2017 ήταν αυτή που παρατηρήθηκε η μικρότερη μέση θερμοκρασία (αγγίζοντας τους 0°C). Αντίστοιχες τιμές πλησίον της μηδενικής τιμής στην κλίμακα Κελσίου παρατηρήθηκαν τους χειμώνας του 2005-2006, 2011-2012 και 2018-2019. Τη χειμερινή περίοδο 2009-2010, ο λόγος της διάχυτης προς τη συνολική ακτινοβολία άγγιξε το 70%, ενώ συνολικά σε 9 μήνες ο λόγος αυτός ξεπέρασε το 60%, με ιδιαίτερα αναφορά τη χειμερινή περίοδο 2011-2012, όταν και σε 2 από τους 3 μήνες παρατηρήθηκε τιμή του λόγου μεγαλύτερη από 60%.

---

<sup>55</sup> Για μικρές τιμές του λόγου η βασική συνιστώσα της συνολικής ακτινοβολίας είναι η άμεση ακτινοβολία οπότε και η κλίση των Φ/Β πλαισίων έχει ιδιαίτερη σημασία. Για μεγάλες τιμές η κύρια συνιστώσα της συνολικής ακτινοβολίας είναι η διάχυτη οπότε και η κλίση των Φ/Β πλαισίων είναι μικρότερης σημασίας.



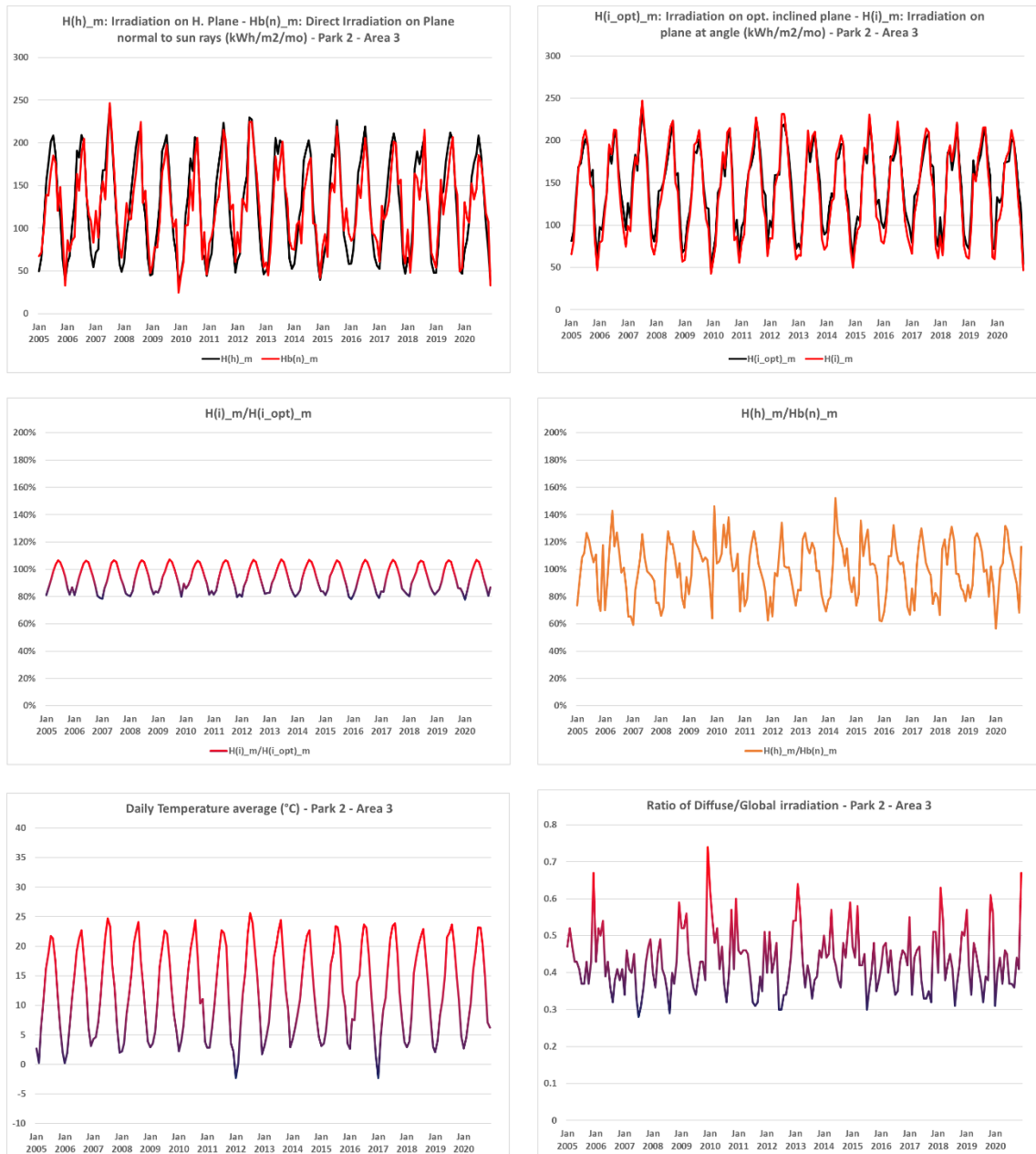


Σχ. 4-19. Χαρακτηριστικά προσπίπτουσας ακτινοβολίας<sup>56</sup> στην περιοχή του Πάρκου 1.

<sup>56</sup> Από πάνω προς τα κάτω και από αριστερά προς τα δεξιά. Α) Μέση μηνιαία προσπίπτουσα ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο ( $H(h)_m$ ) και μέση μηνιαία άμεση ακτινοβολία σε επίπεδο κάθετο προς την ηλιακή ακτινοβολία ( $Hb(n)_m$ ). Β) Μέση μηνιαία προσπίπτουσα ακτινοβολία σε επίπεδο με βέλτιστη κλίση ( $H(i_{opt})_m$ ) & μέση μηνιαία προσπίπτουσα ακτινοβολία στο επίπεδο με τη κλίση επιλογής ( $H(i)_m$ ). Γ) Λόγος  $H(i)_m$  προς  $H(i_{opt})_m$ . Δ) Λόγος  $H(h)_m$  προς  $Hb(n)_m$ . Ε) Μέση ημερήσια θερμοκρασία. ΣΤ) Λόγος διάχυτης προς συνολική ακτινοβολία.



Σχ. 4-20. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 2 του Συγκροτήματος Νέστου.



Σχ. 4-21. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 3 του Συγκροτήματος Νέστου.



Σχ. 4-22. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 1 του Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου.

Για την περιοχή 2 (Ταμειυτήρας Στράτου) του Συγκροτήματος του Κάτω Αχελώου, σε 11 από τις 16 θερινές περιόδους η τιμή της άμεσης ακτινοβολίας ξεπέρασε τις 250kWh/kW/mo ενώ σε άλλες 3 περιόδους η τιμή άγγιξε τις 250kWh/kW/mo. Κάθε καλοκαίρι η μέση μηνιαία θερμοκρασία ξεπερνά τους 25°C. Οι χειμερινές περιόδοι του 2006-2007, 2011-2012 και 2016-2017 ήταν αυτές που παρατηρήθηκε η μικρότερη μέση θερμοκρασία (πλησιάζοντας τους 5°C). Σε αντίθεση με την περιοχή του ταμειυτήρα των Κρεμαστών στον ταμειυτήρα του Στράτου την περίοδο που εξετάζεται η μέση μηνιαία θερμοκρασία δεν έπεσε ποτέ κάτω από τους 5°C, σημαντικά υψηλότερη από τις θερμοκρασίες που παρατηρήθηκαν λίγο βορειότερα (σε ευθεία γραμμή τα κεντροβαρικά σημεία των δύο περιοχών απέχουν 28.7km). Τη χειμερινή περίοδο 2009-2010, ο λόγος της διάχυτης προς τη συνολική ακτινοβολία ξεπέρασε το 60%, ενώ μόλις σε 4 περιπτώσεις ο λόγος αυτός ξεπέρασε το 50%. Αυτό σε αντίθεση με τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή 1 του πάρκου του Συγκροτήματος του Κάτω Αχελώου.



Σχ. 4-23. Όπως Σχ. 4-19 για την περιοχή 2 του Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου.

## 4.6 ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ – ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΛΩΤΩΝ Φ/Β ΠΑΡΚΩΝ

### 4.6.1 Αυτοτελείς επενδύσεις

Στο Πίν. 4-26, παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα που αφορούν το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για τα προτεινόμενα πλωτά Φ/Β πάρκα. Ειδικότερα παρουσιάζεται η παραγόμενη ενέργεια ανά kWp ισχύος, ο λόγος της προσπίπτουσας ακτινοβολίας για την κλίση του Φ/Β πλαισίου που έχει επιλεγεί προς την προσπίπτουσα ακτινοβολία για τη βέλτιστη κλίση του Φ/Β πλαισίου, η εγκατεστημένη ισχύ και η εκτιμώμενη ηλεκτροπαραγωγή.

Park	Area	Energy per kWp per year	Rank	H(i)_m/H(i_opt)_m	Rank
Park 1	Area 1	1336.9	3	96.06%	3
Park 2	Area 1	1285.5	5	95.43%	7
Park 2	Area 2	1297.4	4	95.49%	6
Park 2	Area 3	1251.3	7	95.81%	5
Park 2	Area 4	1270.7	6	95.89%	4
Park 3	Area 1	1375.1	2	96.63%	1
Park 3	Area 2	1443.4	1	96.09%	2
Park	Area	Installed Capacity (MWp)	Rank	Energy in Lifetime (GWh) (BE)	Rank
Park 1	Area 1	139.75	2	4220	3
Park 2	Area 1	7.54	7	219	7
Park 2	Area 2	15.90	5	466	5
Park 2	Area 3	8.40	6	237	6
Park 2	Area 4	16.65	4	478	4
Park 3	Area 1	155.44	1	4827	1
Park 3	Area 2	139.05	3	4533	2

Πίν. 4-26. Απόδοση (kWh/kWp/annum),  $H(i)_m/H(i_{opt})_m$ , ισχύς, συνολική παραγωγή.

Στον Πίν. 4-27, παρουσιάζεται η πλέον πιθανή τιμή και το εύρος του σταθμισμένου κόστους και το συνολικό κόστος σε τρέχουσες τιμές.

Park	Area	LCOE (min)	LCOE (BE)	LCOE (Max)	Rank
Park 1	Area 1	47.56 €	55.86 €	65.17 €	3
Park 2	Area 1	70.09 €	82.26 €	95.88 €	6
Park 2	Area 2	62.13 €	73.11 €	85.46 €	4
Park 2	Area 3	70.68 €	83.25 €	97.42 €	7
Park 2	Area 4	62.87 €	74.11 €	86.82 €	5
Park 3	Area 1	45.37 €	53.61 €	62.96 €	2
Park 3	Area 2	44.59 €	51.77 €	59.63 €	1
Park	Area	Total (min)	Total (BE)	Total (Max)	Rank
Park 1	Area 1	84,667,937 €	94,075,485 €	103,483,034 €	6
Park 2	Area 1	6,472,536 €	7,191,707 €	7,910,877 €	1
Park 2	Area 2	12,234,841 €	13,594,268 €	14,953,695 €	3
Park 2	Area 3	7,099,740 €	7,888,600 €	8,677,460 €	2
Park 2	Area 4	12,719,577 €	14,132,863 €	15,546,149 €	4
Park 3	Area 1	92,957,666 €	103,286,295 €	113,614,925 €	7
Park 3	Area 2	84,292,856 €	93,658,729 €	103,024,602 €	5

Πίν. 4-27. LCOE, CAPEX σε τρέχουσες τιμές.

Η εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ανά kWp κυμαίνεται από 1251kWh/kWp/y (πάρκο στο Συγκρότημα Νέστου – Ταμιευτήρας Θησαυρού) έως 1443kWh/kWp/y (πάρκο στο Συγκρότημα του Κάτω Αχελώου – Ταμιευτήρας Στράτου). Ο λόγος της προσπίπτουσας ακτινοβολίας για την κλίση επιλογής (15°) σε σχέση με τη βέλτιστη κλίση κυμαίνεται από 95.43% (πάρκο στο Συγκρότημα Νέστου – Ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης) έως και 96.63% (πάρκο στο Συγκρότημα του Κάτω Αχελώου – Ταμιευτήρας Κρεμαστών). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται σε 482MWp περίπου με τα 3 μεγαλύτερα πάρκα (στα Συγκροτήματα Αλιάκμονα και Κάτω Αχελώου) να διαθέτουν εγκατεστημένη ισχύ 434MWp. Η εκτιμώμενη παραγωγή κατά τη διάρκεια ζωής του έργου από τα πλωτά Φ/Β πάρκα εκτιμάται περί τις 15.0TWh με τις 13.6TWh περίπου να παράγονται από τα 3 μεγαλύτερα πάρκα.

Το εκτιμώμενο κόστος σε τρέχουσες τιμές ανέρχεται σε 334Μ€ με το σταθμισμένο κόστος να κυμαίνεται περί τα 52~56€/MWh για τα πάρκα σε Συγκροτήματα Αλιάκμονα και Κάτω Αχελώου, και περί 73~83€/MWh για το πάρκο στο Συγκρότημα Νέστου.

#### 4.6.2 Ενιαία επένδυση

Στην περίπτωση που τα πλωτά Φ/Β πάρκα αντιμετωπιστούν ως μία ενιαία επένδυση χωρίς η απόφαση αυτή να επηρεάζει τις εκτιμήσεις του κόστους ανέγερσης τους το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 47.6€/MWh έως και 65.0€/MWh με την πλέον πιθανή τιμή να ανέρχεται σε 55.8€/MWh.

### 4.7 ΣΥΖΕΥΞΗ ΠΛΩΤΩΝ Φ/Β ΠΑΡΚΩΝ ΚΑΙ ΥΠΑΡΧΟΝΤΩΝ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΩΝ

#### 4.7.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό υπολογίζεται το μέσο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για τη σύζευξη των πλωτών Φ/Β πάρκων της παραγράφου 4.6 με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά έργα της ΔΕΗ ΑΕ ήτοι τον Αντλησιοταμιευτικό Σταθμό Σφηκιάς και τον Αντλησιοταμιευτικό Σταθμό Θησαυρού.

#### 4.7.2 Σταθμός Αντλησιοταμίευσης Σφηκιάς

Ο σταθμός αντλησιοταμίευσης Σφηκιάς βρίσκεται στην Κεντρική Μακεδονία στο Νομό Ημαθίας και αποτελεί τμήμα του Συγκροτήματος Αλιάκμονα. Ο ΣΑΗΕ Σφηκιάς βρίσκεται αμέσως κατάντη του ΥΗΣ Πολυφύτου με τον ταμιευτήρα του ΥΗΣ Ασωμάτων να λειτουργεί ως ο ταμιευτήρας κατάντη του έργου [93].

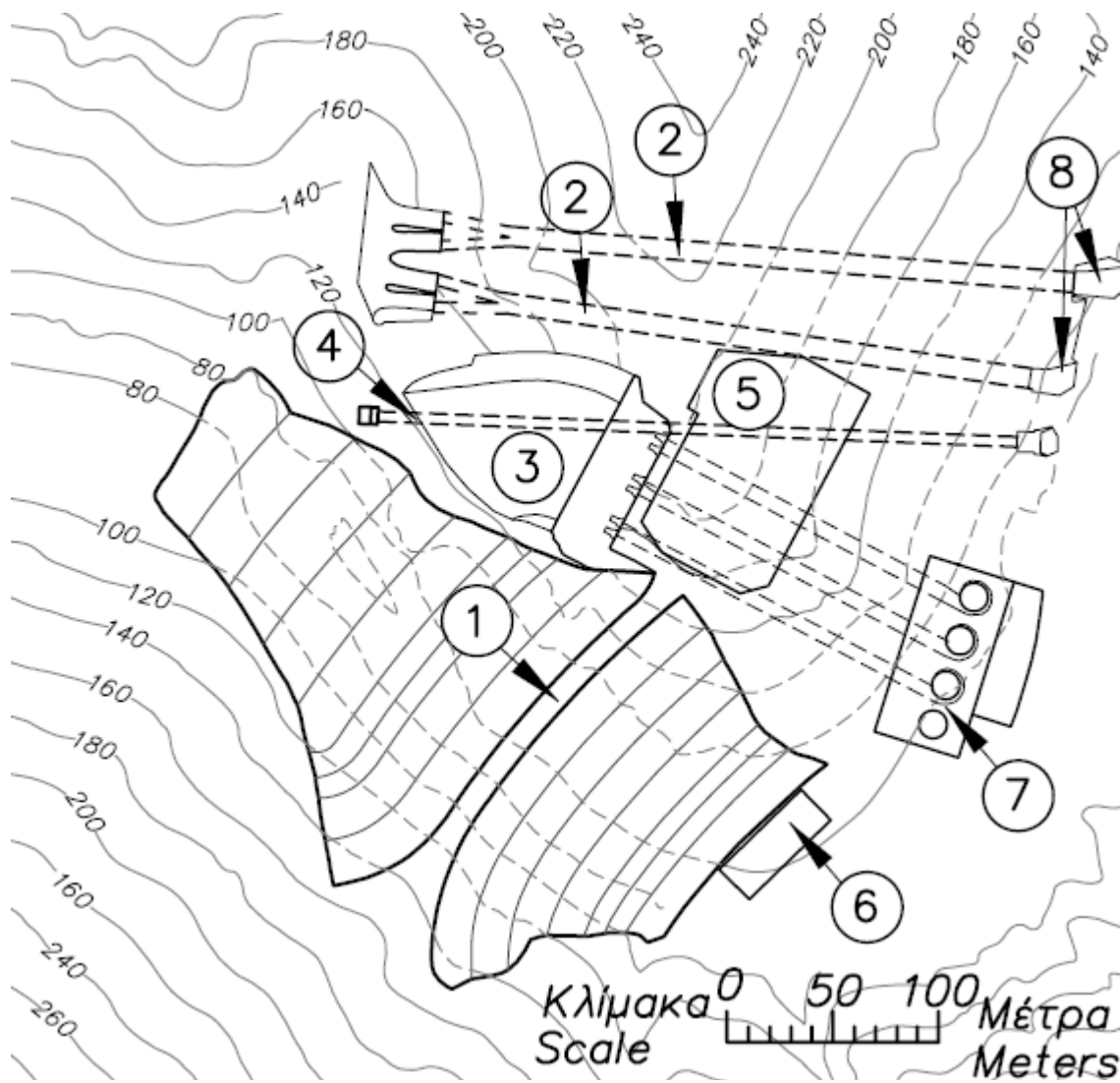
Ο ΣΑΗΕ Σφηκιάς αποτελεί έργο που εξυπηρετεί και μόνο την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ετέθη σε εμπορική λειτουργία την περίοδο 1985/1986 [92]. Η εγκατεστημένη ισχύς είναι  $3 \times 105 \text{ MW} = 315 \text{ MW}$  μέσω 3 στροβίλων με δυνατότητα αναστροφής τύπου Francis σε επίγειο σταθμό. Έως το 2009 η μέση ετήσια παραγωγή του ΣΑΗΕ Σφηκιάς ήταν περί τα 380 GWh: των οποίων οι 200 GWh προέρχονταν από την αντλητική του λειτουργία [92].

Το φράγμα που διαμορφώνει τον ταμιευτήρα ανάντη του ΣΑΗΕ είναι λιθόρριπτο με κεκλιμένο πυρήνα αργίλου με ύψος 82m, μήκος στέψης 220m σε υψόμετρο 151.0m.a.s.<sup>57</sup>, συνολικού όγκου 1.62GL<sup>58</sup> [94], το οποίο διαμορφώνει ταμιευτήρα συνολικής χωρητικότητας 99GL και ωφέλιμης χωρητικότητας 18GL, με επιφάνεια ταμιευτήρα στη μέγιστη στάθμη λειτουργίας (146.0m.a.s.l) τα 4.3km<sup>2</sup> [94]. Η παροχή σχεδιασμού του εκχειλιστή του έργου ανέρχεται σε 1600m<sup>3</sup>/s και οι εργασίες σε αυτό περατώθηκαν το 1985.

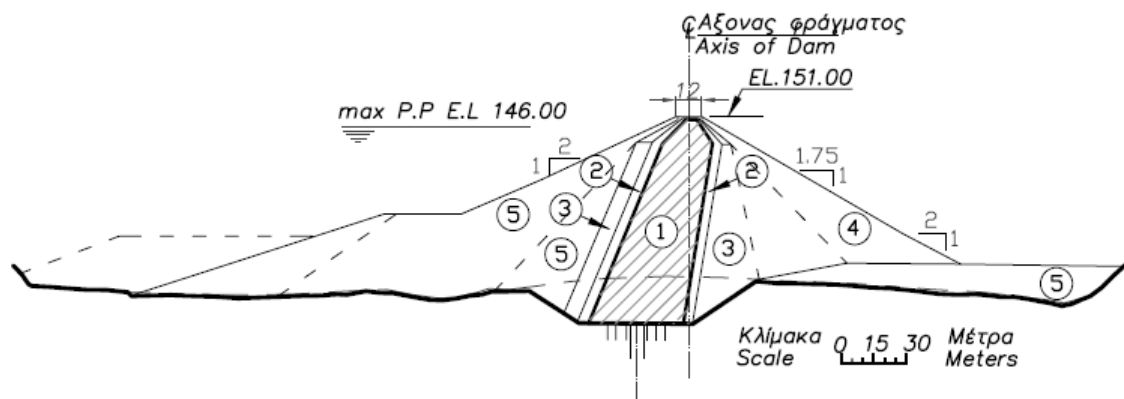
Η τυπική διατομή του φράγματος παρουσιάζεται στο Σχ. 4-25. Στο Σχ. 4-24 παρουσιάζεται η τυπική κάτοψη του έργου. Στο Σχ. 4-26 έως και το Σχ. 4-28 παρουσιάζονται όψεις του Σταθμού και του φράγματος του έργου.

<sup>57</sup> m.a.s.l = meters above sea level

<sup>58</sup> 1GL=1,000,000,000 liters = 1,000,000 m<sup>3</sup>.



Σχ. 4-24. Οριζοντιογραφία Φράγματος – ΣΑΗΕ Σφηκιάς<sup>59</sup>.



Σχ. 4-25. Τυπική Διατομή Φράγματος – ΣΑΗΕ Σφηκιάς<sup>60</sup>.

<sup>59</sup> (1=στέψη φράγματος, 2=σήραγγες εκχειλιστών, 3=υδροληγία, 4=σήραγγα εκκενωτή πυθμένα, 5=υποσταθμός 150kV, 6=υποσταθμός 20kV, 7=σταθμός παραγωγής, 8=έργα εκτόξευσης εκχειλιστών (πηγή [95])

<sup>60</sup> (1=αργιλικός πυρήνας, 2=φίλτρα, 3=μεταβατική ζώνη, 4+5=κελύφη (4=προϊόντα εκσκαφής βράχου, 5=όπως (4) και αμμοχάλικα ποταμού). (πηγή [95])





Σχ. 4-26. ΣΑΗΕ Σφικιάς – Όψη από ανάντη.

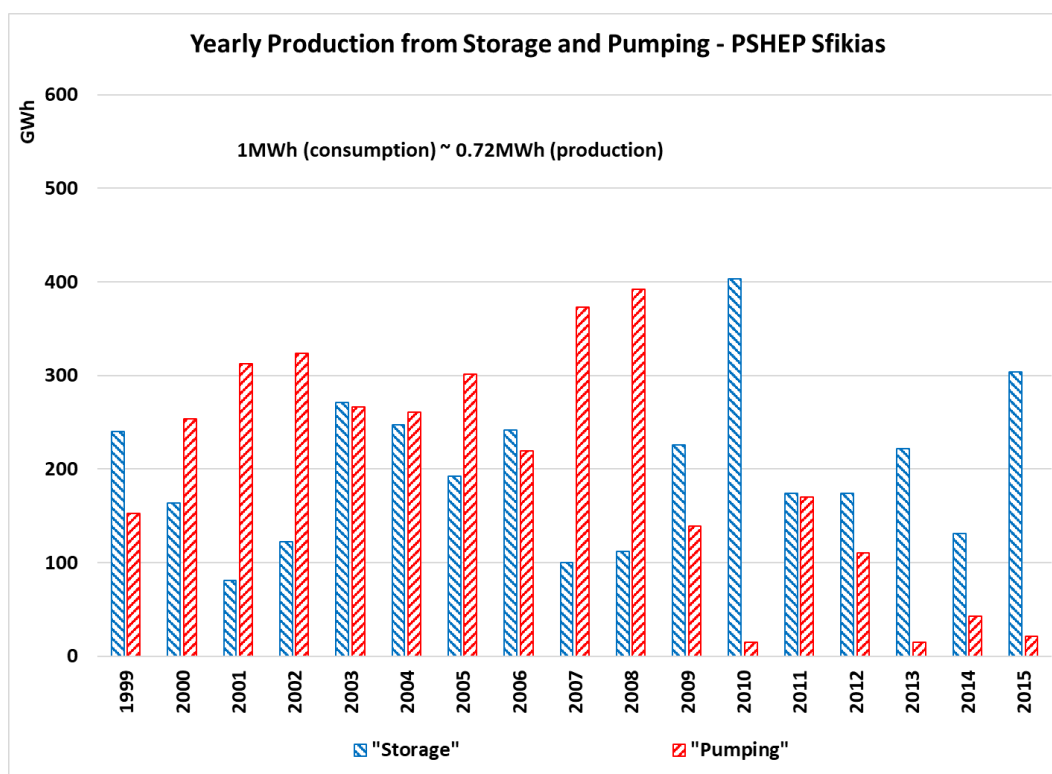


Σχ. 4-27. ΣΑΗΕ Σφικιάς – Όψη από δεξιά αντέρεισμα κατόντη του φράγματος.



Σχ. 4-28. ΣΑΗΕ Σφικιάς – Όψη από αριστερά αντέρεισμα κατόντη του φράγματος.

Η ετήσια παραγωγή διαχωρισμένη σε παραγωγή από άντληση και από ταμίευση (στοιχεία ΔΕΗ/ΔΥΗΠ/ΤΛ<sup>61</sup>) για την περίοδο 1999 – 2015 για τον ΣΑΗΕ της Σφηκιάς παρουσιάζεται στο Σχ. 4-29. Από το 2010 και στη συνέχεια παρατηρείται σημαντική μείωση της παραγωγής από άντληση εξαιτίας της αλλαγής λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.



Σχ. 4-29. ΣΑΗΕ Σφηκιάς – Παραγωγή από Ταμίευση και Αντληση.

### 4.7.3 Σταθμός Αντλησιοταμίευσης Θησαυρού

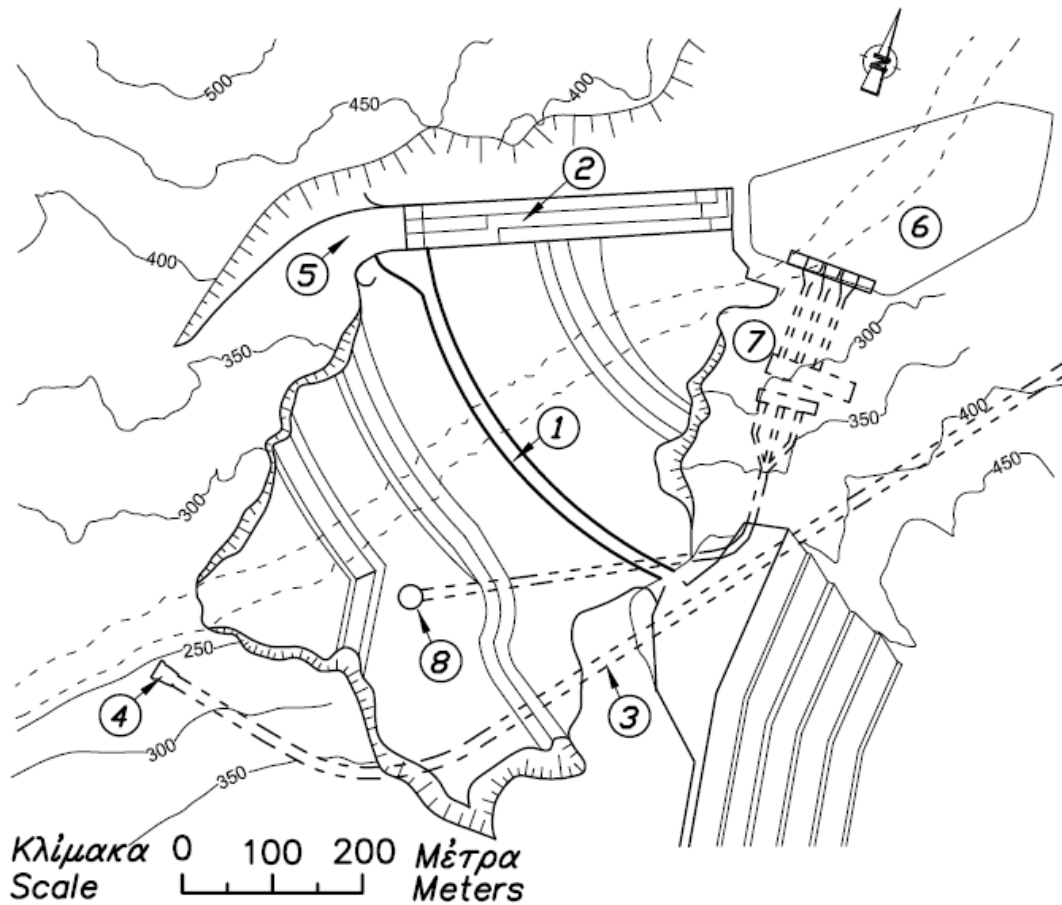
Ο σταθμός αντλησιοταμίευσης Θησαυρού βρίσκεται στην Ανατολική Μακεδονία στο Νομό Δράμας και αποτελεί τμήμα του Συγκροτήματος Νέστου. Ο ΣΑΗΕ Θησαυρού αποτελεί το έργο κεφαλής του Συγκροτήματος με τον ταμιευτήρα του ΥΗΣ Πλατανόβρυσης να λειτουργεί ως ο ταμιευτήρας κατάντη του έργου [93].

Ο ΣΑΗΕ Θησαυρού αποτελεί έργο πολλαπλού σκοπού που εξυπηρετεί την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, την άρδευση των περιοχών στο Δέλτα του Νέστου και προσφέρει και αντιπλημμυρική προστασία. Ετέθη σε εμπορική λειτουργία το 1998 [92]. Η εγκατεστημένη ισχύς είναι  $3 \times 128 \text{ MW} = 384 \text{ MW}$ , μέσω 3 στροβίλων με δυνατότητα αναστροφής τύπου Francis σε υπόγειο σταθμό. Έως το 2009 η μέση ετήσια παραγωγή του ΣΑΗΕ Θησαυρού ήταν περί τα 440 GWh [92] εκ των οποίων οι 280 GWh προέρχονταν από την αντλητική του λειτουργία (ΔΕΗ/ΔΥΗΠ/ΤΛ).

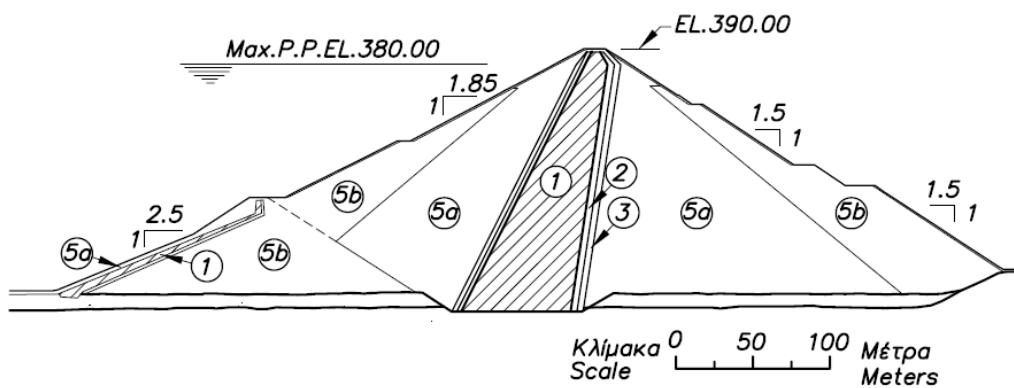
Το φράγμα που διαμορφώνει τον ταμιευτήρα ανάντη του ΣΑΗΕ είναι λιθόρριπτο με κεκλιμένο πυρήνα αργίλου με ύψος 172m, μήκος στέψης 480m σε υψόμετρο 390.0m.a.s.l, συνολικού όγκου 12GL [94], το οποίο διαμορφώνει ταμιευτήρα συνολικής χωρητικότητας 705GL και ωφέλιμης χωρητικότητας 565GL, με επιφάνεια ταμιευτήρα στη μέγιστη στάθμη λειτουργίας (380.0m.a.s.l) τα 20km<sup>2</sup> [94]. Το εμβαδόν της λεκάνης απορροής είναι 4258km<sup>2</sup> [94] και η παροχή σχεδιασμού του εκχειλιστή του έργου ανέρχεται σε 6000m<sup>3</sup>/s. Οι εργασίες σε αυτό περατώθηκαν το 1996.

<sup>61</sup> Εσωτερικά Στατιστικά Στοιχεία

Η τυπική διατομή του φράγματος παρουσιάζεται στο Σχ. 4-25. Στο Σχ. 4-24 παρουσιάζεται η τυπική κάτοψη του έργου. Στο Σχ. 4-26 έως και το Σχ. 4-28 παρουσιάζονται όψεις του Σταθμού και του φράγματος του έργου.



Σχ. 4-30. Οριζοντιογραφία Φράγματος – ΣΑΗΕ Θησαυρού<sup>62</sup>.



Σχ. 4-31. Τυπική Διατομή Φράγματος – ΣΑΗΕ Θησαυρού<sup>63</sup>.

<sup>62</sup> (1=στέψη φράγματος, 2=κανάλια εκχειλιστών, 3= σήραγγα εκτροπής και εκκενωτή πυθμένα 4=έργο εισόδου σήραγγας εκτροπής, 5=διώρυγα προσαγωγής εκχειλιστών, 6=λεκάνη αποτόνωσης, 7=υπόγειος σταθμός παραγωγής, 8=υδροληψία (πηγή [95])

<sup>63</sup> (1=αργιλικός πυρήνας, 2=φίλτρα, 3=στραγγιστήριο, 5=κελύφη (5a=εσωτερική ζώνη, 5b=εξωτερική ζώνη). (πηγή [95]).



Σχ. 4-32. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Όψη από ανάντη.

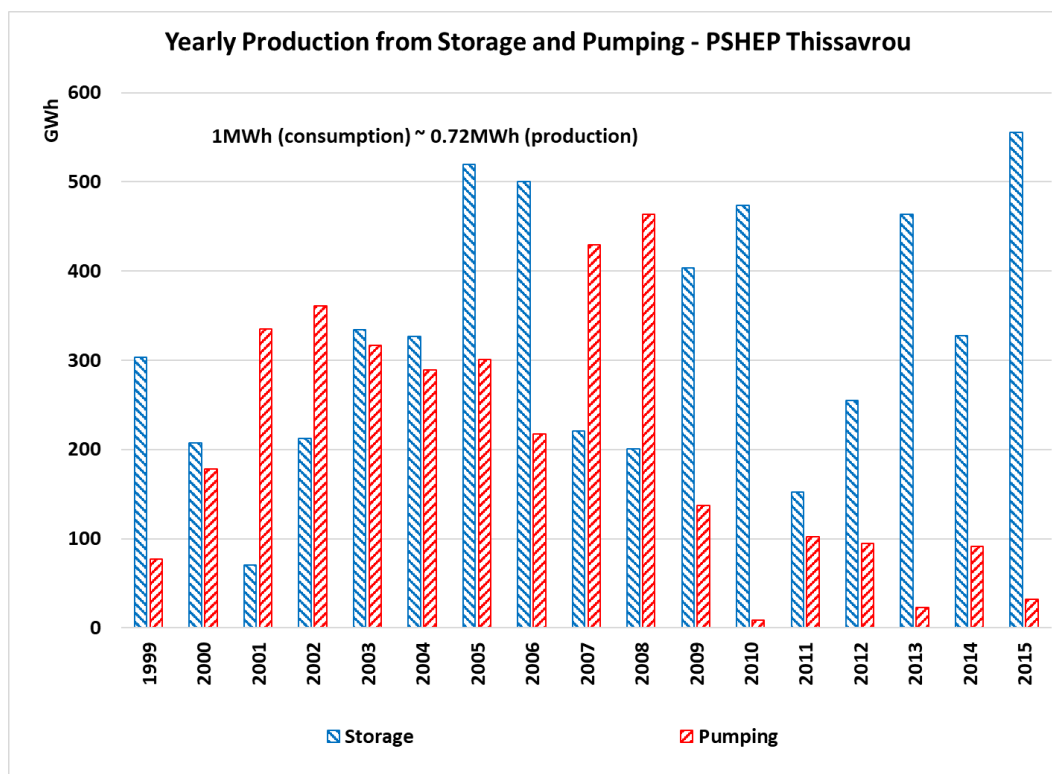


Σχ. 4-33. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Όψη από δεξιά αντέρεισμα κατόντη του φράγματος.



Σχ. 4-34. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Όψη από αριστερά αντέρεισμα κατόντη του φράγματος.

Η ετήσια παραγωγή διαχωρισμένη σε παραγωγή από άντληση και από ταμίευση (στοιχεία ΔΕΗ/ΔΥΗΠ/ΤΛ<sup>64</sup>) για την περίοδο 1999 – 2015 για τον ΣΑΗΕ του Θησαυρού παρουσιάζεται στο Σχ. 4-29. Από το 2010 (βλέπε και Σχ. 3-24) και στη συνέχεια παρατηρείται σημαντική μείωση της παραγωγής από άντληση εξαιτίας της αλλαγής λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.



Σχ. 4-35. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Παραγωγή από Ταμίευση και Άντληση.

#### 4.7.4 Προφίλ λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικών Έργων

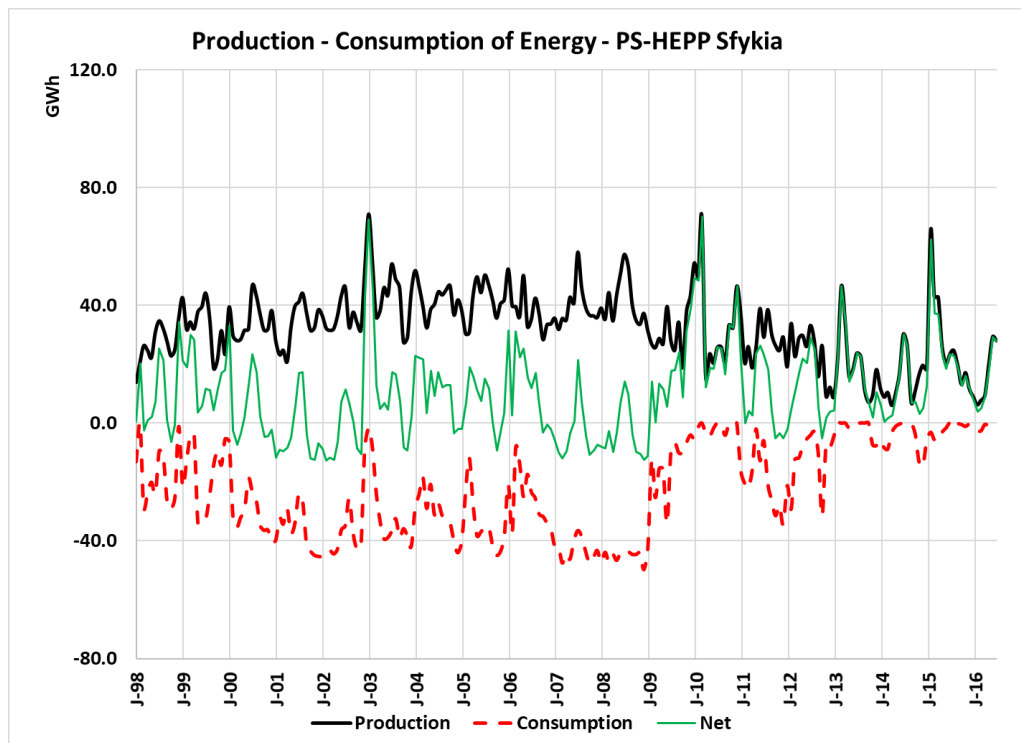
Στο Σχ. 4-36 και στο Σχ. 4-37, παρουσιάζεται η μηνιαία εξέλιξη της παραγωγής ενέργειας, της κατανάλωσης για άντληση και το καθαρό τελικό αποτέλεσμα για τους ΣΑΗΕ Σφηκιάς και Θησαυρού. Τα στοιχεία αφορούν την περίοδο Ιανουάριος 1998 έως Ιούνιος 2016 (στοιχεία ΔΕΗ/ΔΥΗΠ/ΤΛ).

Η καμπύλη κατανάλωσης ενέργειας για άντληση και στα δύο έργα παρουσιάζει σημαντική μεταβολή μετά το 2009 λόγω των αλλαγών που επήλθαν στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας<sup>65</sup> αλλά και σε εξωγενείς παράγοντες. Πριν το 2012, εξαιτίας των απωλειών μετασχηματισμού, το τελικό καθαρό αποτέλεσμα για ορισμένους μήνες του έτους προκύπτει αρνητικό (βλέπε Πίν. 4-28 και Πίν. 4-29). Αυτό συνέβαινε κυρίως σε έτη με χαμηλή υδραυλικότητα (πχ. 2001, 2007-2008), με αρνητικό πρόσημο στο καθαρό αποτέλεσμα για 9 από τους 12 μήνες για τον ΣΑΗΕ Σφηκιάς. Το φαινόμενο αυτό ήταν ιδιαίτερα έντονο το 2001 όταν η

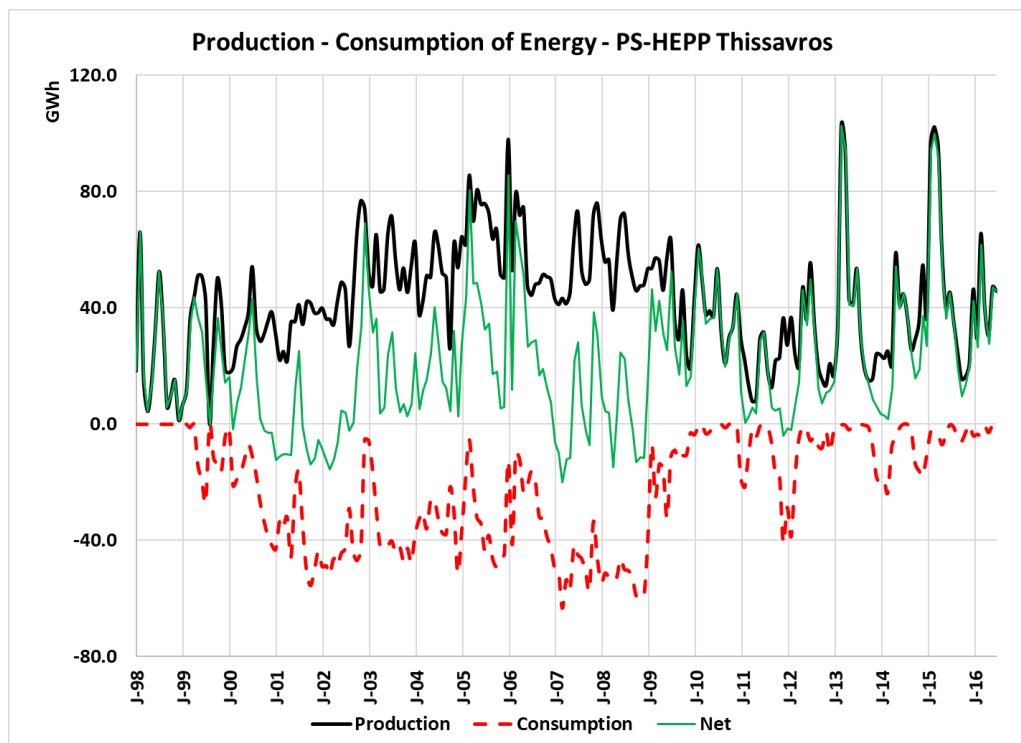
<sup>64</sup> Εσωτερικά Στατιστικά Στοιχεία

<sup>65</sup> Πριν την ανάπτυξη του πρώτου κύματος των Φ/Β (2010-2012) κατά τους θερινούς μήνες οι ώρες αιχμής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα ήταν οι πρώτες μεσημβρινές ώρες. Η εγκατάσταση 2.5GW Φ/Β, σχεδόν στο σύνολο τους στο δίκτυο διανομής, την περίοδο 2010-2012 λόγω των ελκυστικών τιμών αποζημίωσης, είχε ως αποτέλεσμα οι ώρες αιχμής και το καλοκαίρι να μετατοπιστούν στις πρώτες βραδινές ώρες. Η εξομάλυνση της ζήτησης είχε ως αποτέλεσμα την αντίστοιχη εξομάλυνση και των τιμών στην χονδρική (Οριακή Τιμή Αγοράς) μειώνοντας τη διαφορά μεταξύ μέγιστης και ελάχιστης ενδοημερήσιας τιμής. Οπότε η λειτουργία των αντλησιοταμιευτικών κατά τον παραδοσιακό τους τρόπο κατέστη αντιοικονομική.

παραγωγή από την εκμετάλλευση των υδροηλεκτρικών ήταν και η χαμηλότερη του 21<sup>ου</sup> αιώνα με μόλις 2725GWh ενέργειας (βλέπε Σχ. 3-23).



Σχ. 4-36. ΣΑΗΕ Σφηκιάς – Παραγωγή από Ταμίευση και Άντληση (μηνιαία εξέλιξη).



Σχ. 4-37. ΣΑΗΕ Θησαυρού – Παραγωγή από Ταμίευση και Άντληση (μηνιαία εξέλιξη).

Την περίοδο από το Σεπτέμβριο του 2001 έως και Μάιο του 2002 και για τους δύο ΣΑΗΕ το τελικό καθαρό αποτέλεσμα ήταν αρνητικό. Το 2010 ήταν μία ιδιαίτερα πλούσια υδρολογικά χρονιά και οι ανάγκες άντλησης ήταν περιορισμένες (βλέπε Σχ. 9-18) με αποτέλεσμα να μην υπάρξει μήνας με αρνητικό ισοζύγιο. Το 2011 και 2012 οι απαιτήσεις άντλησης ήταν περιορισμένες. Έως και το 2012, οι μήνες που παρουσίαζαν και τη μεγαλύτερη πιθανότητα για να

επιδείξουν αρνητικό ισοζύγιο ήταν το φθινόπωρο (Οκτώβριος, Νοέμβριος) όταν και τα υδατικά αποθέματα βρίσκονται συνήθως στο χαμηλότερο επίπεδο τους. Από το 2013 και μετά δεν έχει προκύψει μήνας με αρνητικό ισοζύγιο.

Neg - Sfikia	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	SEP	OCT	NOV	DEC	Γενικό Άθροισμα
1998			1				1	1		3
2000		1	1	1			1	1	1	6
2001	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
2002	1	1	1	1	1		1	1		7
2003							1	1		2
2004								1	1	2
2005	1						1	1		3
2006							1	1	1	3
2007	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
2008	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
2009	1									1
2011		1						1	1	4
2012	1						1			2
Γενικό Άθροισμα	7	6	6	5	4	3	11	11	7	60

Πίν. 4-28. Πλήθος Μηνών με αρνητικό ισοζύγιο ενέργειας – ΣΑΗΕ Σφηκιάς.

Neg - Thissavros	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Γενικό Άθροισμα
2000		1						1	1	1	4
2001	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
2002	1	1	1	1	1	1					6
2007	1	1	1	1	1		1	1			7
2008				1			1	1	1	1	5
2011										1	1
2012	1	1									2
Γενικό Άθροισμα	4	5	3	4	3	2	3	4	3	4	35

Πίν. 4-29. Όπως Πίν. 4-28 – ΣΑΗΕ Θησαυρού.

## 4.7.5 Παραδοχές Ζεύξης πλωτών Φ/Β πάρκων και Αντλησιοταμιευτικών

### 4.7.5.1 Εισαγωγή

Αρχικά εξετάζεται η δυνατότητα πλήρους ζεύξης των πλωτών Φ/Β πάρκων και των υπαρχόντων αντλησιοταμιευτικών. Κάτι τέτοιο είναι εφικτό καθώς η μέγιστη ισχύ των πλωτών Φ/Β δεν υπερβαίνει τα 500MWp με τη διαθέσιμη μέγιστη ισχύ για άντληση να αγγίζει τα 700MW. Το Σεπτέμβριο του 2023, η μέγιστη ζητούμενη ισχύ για άντληση έφτασε τα 472MW (03/09/2023 στην 15<sup>η</sup> χρονική περίοδο ήτοι από 14:00 έως 15:00) και για 15 ώρες εντός του μήνα η ισχύς άντλησης ξεπέρασε τα 440MW (βλέπε Πίν. 4-30). Η τιμή αυτή είναι μεγαλύτερη του 90% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των πλωτών Φ/Β πάρκων που δεν υπερβαίνει τα 435MWp η οποία σύμφωνα με το Σχ. 2-35 αποτελεί και τη συνήθη τιμή για σύγχρονα Φ/Β πάρκα (πηγή [47]). Θεωρείται λοιπόν, ότι το σύνολο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας των πλωτών Φ/Β πάρκων που εγχέεται στο δίκτυο απορροφάται από τους δύο ΣΑΗΕ.

Date	Time	Sum	Pump	Imports	Exports	Interconnections
2023-09-03	15	2168	472	322	896	-574
2023-09-03	16	2291	471	479	740	-261
2023-09-08	13	2395	445	218	1507	-1289
2023-09-08	14	2382	470	219	1552	-1333
2023-09-08	15	2326	468	182	1571	-1389
2023-09-08	16	2388	468	172	1468	-1296
2023-09-09	15	1983	446	211	1410	-1199
2023-09-09	16	1964	457	217	1344	-1127
2023-09-10	13	1268	471	0	2092	-2092
2023-09-10	14	1238	470	0	2123	-2123
2023-09-10	15	1122	470	11	1834	-1823
2023-09-10	16	1285	469	27	1606	-1579
2023-09-17	13	1852	457	655	1217	-562
2023-09-25	16	3959	449	1051	675	376
2023-09-30	16	2305	444	923	719	204

Πίν. 4-30. Ώρες όπου  $P > 440\text{MW}$ . Σεπτέμβριος 2023 – ΑΔΜΗΕ [21].

Επίσης εξετάζονται 7 διαφορετικά σενάρια υποκατάστασης της ενέργειας που παράγεται από θερμικές μονάδες (Λιγνίτη, Ανοιχτού και Κλειστού Κύκλου ΦΑ), ώστε να εξεταστεί το αν είναι δόκιμη σε οικονομικούς όρους η προτεινόμενη σύζευξη. Για να εξεταστεί αυτό, θα πρέπει να υπολογιστεί το μεταβλητό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για τις θερμικές μονάδες.

#### 4.7.5.2 Παραδοχές πλωτών Φ/Β πάρκων

Για τα πλωτά Φ/Β πάρκα το μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου λαμβάνεται ίσο με 10%. Η ωφέλιμη διάρκεια ζωής τους λαμβάνεται ίση με 25 έτη και ο χρόνος κατασκευής των πλωτών Φ/Β πάρκων λαμβάνεται ίσος με 2 έτη. Η συνολική ισχύς των πλωτών Φ/Β πάρκων προκύπτει ίση με 483MWp περίπου. Σημειώνεται ότι η ζεύξη αυτή θα οδηγήσει σε απώλεια εσόδων για τον κύριο του Έργου καθώς η διαθέσιμη ισχύς για υπηρεσίες ευελιξίας θα μειωθεί (συμμετοχή στις CRIDA1 έως CRIDA3<sup>66</sup>). Αυτό είναι ένα ζήτημα που δεν αποτελεί αντικείμενο της παρούσας εργασίας και απαιτεί μία πλήρη ανάλυση με σενάρια επίλυσης για την προημερήσια, ημερήσια αγορά καθώς και την αγορά εξισορρόπησης.

#### 4.7.5.3 Παραδοχές Απωλειών και Κόστους Χρήσης Δικτύου Μεταφοράς

Με την 953/2020 απόφαση της ΡΑΕ<sup>67</sup> καθορίζεται ο τρόπος υπολογισμού των απωλειών των Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής. Σύμφωνα με τα στατιστικά στοιχεία που δίνει ο ΑΔΜΗΕ [95] και σχετίζονται με τις απώλειες του δικτύου μεταφοράς ο σταθμισμένος μέσος όρος των απωλειών στο Δίκτυο μεταφοράς για το 2022 ανήλθε σε 2.740%. Σύμφωνα με την απόφαση του ΥΠΕΝ που καθορίζει την τιμολογιακή πολιτική των ρυθμιζόμενων χρεώσεων της ηλεκτρικής ενέργειας<sup>68</sup> για τους πελάτες ΥΤ ισχύει μία πάγια χρέωση ισχύος ίση με 24.062€/MW/year με μηδενική χρέωση για την κατανάλωση ενέργειας. Η χρέωση επί της ισχύος υπολογίζεται στην ισχύ των πλωτών Φ/Β πάρκων.

<sup>66</sup> Αποτελέσματα Αγοράς σύμφωνα με τις προβλέψεις των ενοτήτων 5.11 και 5.15 του Κανονισμού Λειτουργίας Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς - <https://www.enexgroup.gr/el/intra-day-market-figures-criidas> - πρόσβαση 01/11/2023

<sup>67</sup> ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 953/2020



#### 4.7.5.4 Παραδοχές λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικών

Η συνολική απόδοση των μονάδων σε άντληση λαμβάνεται ίση με 83% και σε παραγωγή ίση με 86.75% με μία συνισταμένη απόδοση ίση με 72% στοιχεία ΔΕΗ/ΔΥΗΠ/ΤΛ). Σύμφωνα με το ΥΠΕΝ<sup>68</sup> οι αντλητικοί σταθμοί έχουν χρέωση ίση με 3.40€/MWh ως συνεισφορά στο Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αέριων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ)<sup>69</sup>. Επίσης το μεταβλητό τους κόστος την περίοδο 2016 – 2019, στο πλαίσιο του προσδιορισμού της κατώτατης τιμής προσφοράς των δημοπρατούμενων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας (ΝΟΜΕ) είχε εκτιμηθεί από 2.12€/MWh έως και 4.92€/MWh <sup>70</sup> (βλέπε ΚΥΑ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.182348/24.08.2016, ΚΥΑ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.178634/03.07.2017, ΚΥΑ ΗΛ/Α/Φ1/οικ.176185/15.6.2018 και ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/58239/1169/26.06.2019. Το μεταβλητό κόστος των αντλησιοταμιευτικών μονάδων λαμβάνεται ίσο με 3.0€/MWh (από 3.17€/MWh που προκύπτει με βάση των αποπληθωρισμό των τιμών – βλέπε στοιχεία ΕΛΣΤΑΤ<sup>71</sup>) με διακύμανση από 2~4€/MWh.

#### 4.7.5.5 Υπολογισμός μεταβλητού Κόστους Θερμικών Μονάδων

Για τον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων γίνει χρήση των τύπων υπολογισμού της ΡΑΕ με τις οποίες προκύπτουν οι ρυθμιζόμενες τιμές εσόδων παραγωγών του προσωρινού μηχανισμού επιστροφής μέρους εσόδων αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς<sup>72</sup>. Ειδικότερα από τους τύπους που χρησιμοποιεί η ΡΑΕ εξαιρείται το κόστος των παγίων και αυτές διαμορφώνονται ως:

$$Eq. 4-3 \quad LC\_RPRP_{Lignite} = FC_{Lignite}/AUE_{Lignite} + AGHGC \cdot AEGHGF_{Lignite}$$

$$Eq. 4-4 \quad LC\_RPRP_{OCGT} = [(FC_{NG} + OC_{NG} + SL62)/CLHV]/AUE_{OCGT} + AGHGC \cdot AEGHGF_{OCGT}$$

$$Eq. 4-5 \quad LC\_RPRP_{CCGT} = [(FC_{NG} + OC_{NG} + SL62)/CLHV]/AUE_{CCGT} + AGHGC \cdot AEGHGF_{CCGT}$$

Όπου,  $LC\_RPRP_{Lignite}$  το μεταβλητό κόστος παραγωγού για ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από την καύση λιγνίτη εκφρασμένη σε €/MWh<sub>el</sub>,  $LC\_RPRP_{CCGT}$  και  $LC\_RPRP_{OCGT}$  τα αντίστοιχα μεταβλητά κόστη για ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από τη καύση φυσικού αερίου σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου και ανοιχτού κύκλου αντίστοιχα,  $FC_{Lignite}$  και  $FC_{NG}$  το κόστος του λιγνίτη και του Φυσικού Αερίου ανά θερμική MWh,  $OC_{NG}$  τα λοιπά κόστη του Φυσικού Αερίου,  $AUE_{BROWN COAL}$ ,  $AUE_{CCGT}$  και  $AUE_{OCGT}$  οι μέσοι βαθμοί απόδοσης μονάδων λιγνίτη μετά τις ιδιοκαταναλώσεις, Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου και Φυσικού Αερίου Ανοιχτού Κύκλου αντίστοιχα,  $CLHV$  ο συντελεστής κατωτέρας θερμογόνου δύναμης του Φυσικού Αερίου,  $SL62$  η ειδική εισφορά του άρθρου 62 του Ν.4986/2022, εκφραζόμενη σε €/MWh φυσικού αερίου ανωτέρας θερμογόνου δύναμης,  $AGHGC$  η μέση τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub> εκφρασμένη σε €/tCO<sub>2</sub>, και τέλος  $AEGHGF_{BROWN COAL}$ ,  $AEGHGF_{CCGT}$  και  $AEGHGF_{OCGT}$  ο μέσος συντελεστής εκπομπών CO<sub>2</sub> εκφραζόμενος σε tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub> για τις μονάδες λιγνίτη, Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου και Φυσικού Αερίου Ανοιχτού Κύκλου αντίστοιχα. Στο Παράρτημα Γ -

<sup>68</sup> ΥΠΕΝ - Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας – πρόσβαση 17-10-2023

<sup>69</sup> Η τιμή αυτή αφορά «Λιγνιτωρυχεία και Αντλητικοί Σταθμοί με σύνδεση στην Υψηλή Τάση, και Μέσα Σταθερής Τροχιάς με σύνδεση στη Μέση ή στην Υψηλή Τάση» και επιβάλλεται στην κατανάλωση ενέργειας.

<sup>70</sup> ΕΝΗΜΕΡΩΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΩΜΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΕΡΔΟΦΟΡΙΑ ΚΑΘΕΤΟΠΟΙΗΜΕΝΩΝ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΣΤΙΣ ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ – πρόσβαση 17-10-2023

<sup>71</sup> Εναρμονισμένος Δείκτης Τιμών Καταναλωτή (Εν. ΔΤΚ) – πρόσβαση 2023-10-17.

<sup>72</sup> Ρυθμιζόμενες Τιμές Εσόδων Παραγωγών του Προσωρινού Μηχανισμού Επιστροφής Μέρους Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας

Προσωρινός Μηχανισμός Επιστροφής Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς, παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα και οι συνέπειες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας του προσωρινού μηχανισμού στήριξης.

Σύμφωνα με τη μεθοδολογία υπολογισμού τα δικαιώματα εκπομπών CO<sub>2</sub> υπολογίζονται κάθε μήνα ως: «Ο αριθμητικός μέσος όρος του προϊόντος *EUA Futures* για τις ημέρες του μήνα που προηγούνται της ημέρας υπολογισμού, όπως υπολογίζεται από τον Φορέα Εκκαθάρισης, με τη χρήση των ημερήσιων τιμών που ανακοινώνονται από το *Intercontinental Exchange (ICE)* για τη σειρά με λήξη τον Δεκέμβριο του έτους του μήνα εφαρμογής (δηλαδή λήξη το Δεκέμβριο του 2022 για τους μήνες εφαρμογής Ιούλιο έως Δεκέμβριο 2022, και λήξη το Δεκέμβριο του 2023 για τους μήνες εφαρμογής Ιανουάριο έως Ιούνιο του 2023) στη ιστοσελίδα του, στρογγυλοποιημένος σε δύο (2) δεκαδικά ψηφία». Η τιμή του Φ.Α. κάθε μήνα υπολογίζεται ως: «Ο αριθμητικός μέσος όρος, εκφρασμένος σε δύο δεκαδικά, των ημερήσιων μέσων τιμών *TTF* για τον μήνα παράδοσης (*m*), που ταυτίζεται με το μήνα εφαρμογής, κατά τις εργάσιμες ημέρες Λονδίνου *H.B.* του αμέσως προηγούμενου μήνα (*m-1*) από τον μήνα παράδοσης, όπως αυτές προκύπτουν κάθε ημέρα ως μέσος όρος, εκφρασμένος σε δύο δεκαδικά, των τιμών *Bid* και *Offer* που δημοσιεύονται στο περιοδικό «*ICIS European Spot Gas Markets*» στον πίνακα «*TTF Price Assessment €/MWh*», και αφορούν τις ημέρες του μήνα (*m-1*) που προηγούνται της ημέρας υπολογισμού». Τέλος η ειδική εισφορά του άρθρου 62 στο Φ.Α. υπολογίζεται ως: «Ειδική εισφορά του άρθρου 62 του ν. 4986/2022 (Α' 204) (ΕΕΦΑ), εκφραζόμενη σε €/MWh φυσικού αερίου ανώτερης θερμογόνου δύναμης: πέντε τοις εκατό (5%) του αριθμητικού μέσου όρου εκφρασμένου σε δύο (2) δεκαδικά, των ημερήσιων μέσων τιμών «*Title Transfer Facility*» («*TTF*») για τον μήνα παράδοσης («*m*»), που ταυτίζεται με το μήνα εφαρμογής, κατά τις εργάσιμες ημέρες Λονδίνου του αμέσως προηγούμενου μήνα («*m-1*») από τον μήνα παράδοσης, όπως αυτές προκύπτουν κάθε ημέρα ως μέσος όρος, εκφρασμένος σε δύο «2» δεκαδικά, των τιμών «*Bid*» και «*Offer*» που δημοσιεύονται στο περιοδικό «*Independent Commodity Intelligence Services (ICIS) European Spot Gas Markets*» στον πίνακα «*TTF Price Assessment €/MWh*» και αφορούν τις ημέρες του μήνα («*m-1*») που προηγούνται της ημέρας υπολογισμού, με μέγιστο ποσό τα δέκα (10) ευρώ ανά μεγαβατώρα Ανώτερης Θερμογόνου Δύναμης Φυσικού Αερίου και υπολογίζεται επί της ποσότητας φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται από κάθε υπόχρεο παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.»

Για τις εκτιμήσεις των τιμών των συγκεκριμένων τριών μεταβλητών που χρησιμοποιούνται κατά την ανάλυση ελήφθη ο σταθμισμένος ετήσιος μέσος όρος του τελευταίου έτους (11/2022 έως 10/2023) όσον αφορά τις τιμές του ΦΑ και των δικαιωμάτων εκπομπών και ο σταθμισμένος μέσος όρος του της ειδικής εισφοράς μετά τον καθορισμό της μεθοδολογίας υπολογισμού του με βάση την απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/28266/608 (ΦΕΚ Β 1693 20/03/2023). Το μεταβλητό κόστος για τις θερμικές μονάδες με βάση τους υπολογισμούς κυμαίνεται από 167€/MWh (μονάδες ΦΑ συνδυασμένου κύκλου) έως 239€/MWh (μονάδες ΦΑ ανοιχτού κύκλου – αεριοστροβλικές) με την τιμή για τις λιγνιτικές μονάδες να προκύπτει ίση με 188€/MWh. Βασικός παράγων στον καθορισμό της τιμής του μεταβλητού κόστους είναι η τιμή των δικαιωμάτων εκπομπής CO<sub>2</sub> (κυρίως για τις λιγνιτικές μονάδες)

#### 4.7.5.6 Σενάρια Υποκατάστασης Παραγωγής από Θερμικές Μονάδες

Εξετάζονται 7 εναλλακτικά σενάρια υποκατάστασης της παραγωγής από θερμικές μονάδες με αντικλιμακούμενο κόστος από 100% υποκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από

μονάδες ΦΑ ανοιχτού κύκλου έως 100% αντικατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Τα σενάρια παρουσιάζονται στον Πίν. 4-31.

	OCGT	CCGT	Lignite
Scenario #1 - 100% OCGT	100%	0%	0%
Scenario #2 - 75% OCGT - 25% CCGT	75%	25%	0%
Scenario #3 - 50% OCGT - 50% CCGT	50%	50%	0%
Scenario #4 - 30% OCGT - 50% CCGT - 20% Lignite	30%	50%	20%
Scenario #5 - 15% OCGT - 65% CCGT - 20% Lignite	15%	65%	20%
Scenario #6 - 10% OCGT - 90% CCGT	10%	90%	0%
Scenario #7 - 100% CCGT	0%	100%	0%

Πίν. 4-31. Σενάρια Υποκατάστασης Παραγωγής.

#### 4.7.5.7 Σενάρια Παραγωγής & Κόστους πλωτών Φ/Β πάρκων – πλήθος συνδυασμών

Για κάθε πλωτό Φ/Β εξετάζονται 5 σενάρια όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (με βάση τη μέση εκτιμώμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και την τυπική απόκλιση αυτής για κάθε πάρκο) και 3 σενάρια όσον αφορά το κόστος κατασκευής (βλέπε κεφάλαιο 4.3.2). Αναφορικά με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν γίνεται αρχικά κάποια ιδιαίτερη στατιστική ανάλυση και τα πέντε σενάρια για κάθε πάρκο ( $m-2\sigma$ ,  $m-\sigma$ ,  $m$ ,  $m+\sigma$ ,  $m+2\sigma$ ) θεωρείται ότι συνυπάρχουν ταυτόχρονα για όλη την περίοδο της επένδυσης. Η υπόθεση αυτή είναι μη ρεαλιστική, αλλά οδηγεί στη μεγιστοποίηση του εύρους της συνολικής εκτιμώμενης παραγωγής. Αντίστοιχα και για το κόστος έχει αρχικά γίνει αυτή η παραδοχή.

Τα σενάρια κόστους συνδυάζονται με τα σενάρια παραγωγής ενέργειας για να παράγουν συνολικά 15 δυνατικούς συνδυασμούς. Η ονοματολογία των συνδυασμών παρατίθεται στον Πίν. 4-32.

Cost/Energy	$m-2\sigma$	$m-\sigma$	$m$	$m+\sigma$	$m+2\sigma$
Min Cost	DA_C1_E1	DA_C1_E2	DA_C1_E3	DA_C1_E4	DA_C1_E5
Best Estimate	DA_C2_E1	DA_C2_E2	DA_C2_E3	DA_C2_E4	DA_C2_E5
Max Cost	DA_C3_E1	DA_C3_E2	DA_C3_E3	DA_C3_E4	DA_C3_E5

Πίν. 4-32. Ονοματολογία Συνδυασμών Κόστους – Ενέργειας πλωτών Φ/Β πάρκων.

#### 4.7.5.8 Πίνακας παραδοχών αντλησιοταμιευτικών & πλωτών Φ/Β

Στον Πίν. 4-33, παρουσιάζονται οι παραδοχές των παραγράφων 4.7.5.2 έως και 4.7.5.7.

Park Data		
Installed Capacity	482.731	MW
WACC	10%	
Useful Life	25	years
Construction Time	2	years
THP Data		
Price of Natural Gas	62.0588 €	$FC_{NG}$ per MWh (th)
Price of Lignite	20.00 €	$FC_{lignite}$ per MWh (th)
Overhead Cost NG	3.50 €	$OC_{NG}$ per MWh (th)
NG Levee	1.8326 €	$SL62$ per MWh (th)
NG Lower Calorific Value	0.900	$CLHV$
OCGT Efficiency Ratio	35%	$AUE_{OCGT}$
CCGT Efficiency Ratio	50%	$AUE_{CCGT}$
Lignite Efficiency Ratio	28.50%	$AUE_{lignite}$
Price of CO2 rights	85.7098 €	$AGHGC$ per tonne CO2
Carbon Intensity (OCGT)	0.540	$AEGHGF_{OCGT}$
Carbon Intensity (CCGT)	0.380	$AEGHGF_{CCGT}$
Carbon Intensity (Lignite)	1.380	$AEGHGF_{lignite}$
Limit Cost (OCGT)	238.83 €	$LC_{RPRP_{OCGT}} = [(FC_{NG} + OC_{NG} + SL62)/CLHV]/AUE_{OCGT} + AGHGC \cdot AEGHGF_{OCGT}$
Limit Cost (CCGT)	167.35 €	$LC_{RPRP_{CCGT}} = [(FC_{NG} + OC_{NG} + SL62)/CLHV]/AUE_{CCGT} + AGHGC \cdot AEGHGF_{CCGT}$
Limit Cost (Lignite)	188.45 €	$LC_{RPRP_{lignite}} = FC_{lignite}/AUE_{lignite} + AGHGC \cdot AEGHGF_{lignite}$
Transmission Losses Data		
Line Efficiency	2.740%	<a href="#">Απόφαση 953/2020 (ΦΕΚ Β' 2926/17.07.2020)</a>
Transmission Costs	- €	per MWh - YPEN
Line Yearly Cost (HV)	24,062.00 €	per MW - <a href="https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agera/timologisi-ilektrikis-energeias/">https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agera/timologisi-ilektrikis-energeias/</a>
Pumped Storage HEP Data		
Pumping Efficiency	83.00%	Εκτίμηση
Production Efficiency	86.75%	Εκτίμηση
Pumping Production Cycle Efficiency	72.0025%	Εκτίμηση
GHG Emmisions Fee	3.40 €	<a href="https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agera/timologisi-ilektrikis-energeias/">https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agera/timologisi-ilektrikis-energeias/</a>
PS - OPEX Costs (Low)	2.00 €	
PS - OPEX Costs (Ave)	3.00 €	ΕΝΗΜΕΡΩΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΩΜΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΕΡΔΟΦΟΡΙΑ ΚΑΘΕΤΟΠΟΙΗΜΕΝΩΝ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΣΤΙΣ ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ
PS - OPEX Costs (High)	4.00 €	
Energy Substitution Scenarios		
Scenario #1 - 100% OCGT	238.83 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #2 - 75% OCGT - 25% CCGT	220.96 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #3 - 50% OCGT - 50% CCGT	203.09 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #4 - 30% OCGT - 50% CCGT - 20% Lignite	193.02 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #5 - 15% OCGT - 65% CCGT - 20% Lignite	182.29 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #6 - 10% OCGT - 90% CCGT	174.50 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #7 - 100% CCGT	167.35 €	Replacement Prices per MWh

Πίν. 4-33. Παραδοχές ζεύξης αντλησιοταμιευτικών & πλωτών Φ/Β πάρκων.

#### 4.7.5.9 Συνδυασμοί σεναρίων

Τα 15 αυτά σεναρία συνδυάζονται με τα τρία σεναρία κόστους για τα αντλησιοταμιευτικά (PS - OPEX Costs (Low), PS - OPEX Costs (Ave) και PS - OPEX Costs (High) αντίστοιχα) και τα 7 σεναρία για την υποκατάσταση της παραγωγής από θερμικές μονάδες (Scenario #1 - 100% OCGT, Scenario #2 - 75% OCGT - 25% CCGT, Scenario #3 - 50% OCGT - 50% CCGT, Scenario #4 - 30% OCGT - 50% CCGT - 20% BROWN COAL, Scenario #5 - 15% OCGT - 65% CCGT - 20% BROWN COAL, Scenario #6 - 10% OCGT - 90% CCGT, Scenario #7 - 100% CCGT) και εξετάζεται η τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR) και η εσωτερική απόδοση της επένδυσης (IRR). Συνολικά εξετάζονται  $3 \times 5 \times 3 \times 7 = 315$  συνδυασμοί. Επίσης παρατίθεται και το εκτιμώμενο μέσο σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για  $3 \times 5 \times 3 = 45$  συνδυασμούς.

## 4.7.6 Αποτελέσματα

### 4.7.6.1 Μέσο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας

Το μέσο σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 102.30€/MWh (συνδυασμός DA\_C1\_E5 και PS - OPEX Costs (Low)) έως και 134.56€/MWh (συνδυασμός DA\_C3\_E1 και PS - OPEX Costs (High)). Τα αποτελέσματα παρατίθενται στον Πίν. 4-34.

Combination / PS OPEX	PS - OPEX Costs (Low)	PS - OPEX Costs (Ave)	PS - OPEX Costs (High)
DA_C1_E5	102.30 €	104.68 €	107.07 €
DA_C1_E4	104.81 €	107.20 €	109.59 €
DA_C1_E3	107.46 €	109.85 €	112.24 €
DA_C1_E2	110.27 €	112.66 €	115.05 €
DA_C2_E5	109.69 €	112.08 €	114.47 €
DA_C1_E1	113.24 €	115.63 €	118.02 €
DA_C2_E4	112.41 €	114.79 €	117.18 €
DA_C2_E3	115.27 €	117.66 €	120.05 €
DA_C2_E2	118.30 €	120.69 €	123.08 €
DA_C3_E5	117.09 €	119.48 €	121.86 €
DA_C2_E1	121.51 €	123.90 €	126.29 €
DA_C3_E4	120.00 €	122.39 €	124.78 €
DA_C3_E3	123.08 €	125.47 €	127.86 €
DA_C3_E2	126.33 €	128.72 €	131.11 €
DA_C3_E1	129.78 €	132.17 €	134.56 €
MIN	102.30 €		
AVERAGE	117.82 €		
MAX	134.56 €		

Πίν. 4-34. LCOE Ζεύξης Αντλησιοταμιευτικών και πλωτών Φ/Β πάρκων.

### 4.7.6.2 Εξοικονόμηση Πρωτογενούς Ενέργειας και Εισαγωγών Ενέργειας

Η συνολική εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας με την αντικατάσταση της παραγωγής από θερμικές μονάδες παρουσιάζεται στον Πίν. 4-35. Για τους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν οι συντελεστές του Πίν. 4-33.

Η συνολική εξοικονόμηση της πρωτογενούς ενέργειας λόγω της αντικατάστασης της παραγωγής από θερμικές μονάδες εκτιμάται από 19.8TWh έως και 31.6TWh. Η επιλογή του σεναρίου παίζει καθοριστικό ρόλο στο ύψος της εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας από ανθρακικές πηγές.

Energy / Scenario	Scenario #1	Scenario #2	Scenario #3	Scenario #4	Scenario #5	Scenario #6	Scenario #7
DA_C2_E5	↑ 31,643,319	↔ 29,270,070	→ 26,896,821	↔ 28,340,201	↔ 26,916,251	↔ 23,099,623	↓ 22,150,323
DA_C2_E4	↑ 30,808,617	↔ 28,497,971	→ 26,187,325	↔ 27,592,630	→ 26,206,242	↔ 22,490,291	↓ 21,566,032
DA_C2_E3	↑ 29,973,915	↔ 27,725,872	→ 25,477,828	→ 26,845,059	→ 25,496,233	↓ 21,880,958	↓ 20,981,741
DA_C2_E2	↔ 29,139,213	↔ 26,953,772	→ 24,768,331	→ 26,097,488	→ 24,786,224	↓ 21,271,626	↓ 20,397,449
DA_C2_E1	↔ 28,304,511	→ 26,181,673	↔ 24,058,835	→ 25,349,918	↔ 24,076,215	↓ 20,662,293	↓ 19,813,158
MIN		19,813,158	AVERAGE	25,483,087	MAX	31,643,319	

Πίν. 4-35. Εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας (MWh).

Η συνολική εξοικονόμηση των εισαγωγών πρωτογενούς ενέργειας (Φ.Α.) κυμαίνεται για τους ίδιους συνδυασμούς και σεσάρια από 17.1TWh έως και 31.6TWh (βλέπε Πίν. 4-36). Διαφοροποιήσεις μεταξύ του Πίν. 4-35 και του Πίν. 4-36 παρατηρούνται μόνο για τα σεσάρια #4 και #5 όπου η παραγωγή από τη ζεύξη πλωτών Φ/Β πάρκων και αντλησιοταμιευτικών αντικαθιστά και παραγωγή από λιγνιτικές μονάδες.

Energy / Scenario	Scenario #1	Scenario #2	Scenario #3	Scenario #4	Scenario #5	Scenario #6	Scenario #7
DA_C2_E5	↑ 31,643,319	↑ 29,270,070	↔ 26,896,821	↓ 20,568,157	↓ 19,144,208	→ 23,099,623	↓ 22,150,323
DA_C2_E4	↑ 30,808,617	↔ 28,497,971	↔ 26,187,325	↓ 20,025,601	↓ 18,639,213	↔ 22,490,291	↓ 21,566,032
DA_C2_E3	↑ 29,973,915	↔ 27,725,872	→ 25,477,828	↓ 19,483,045	↓ 18,134,219	↔ 21,880,958	↓ 20,981,741
DA_C2_E2	↑ 29,139,213	↔ 26,953,772	→ 24,768,331	↓ 18,940,489	↓ 17,629,224	↔ 21,271,626	↓ 20,397,449
DA_C2_E1	↔ 28,304,511	↔ 26,181,673	→ 24,058,835	↓ 18,397,932	↓ 17,124,229	↔ 20,662,293	↓ 19,813,158
	MIN	17,124,229	AVERAGE	23,379,654	MAX	31,643,319	

Πίν. 4-36. Εξοικονόμηση εισαγόμενης πρωτογενούς ενέργειας (MWh).

Ο λόγος της παραγόμενης ενέργειας από ένα Φ/Β πάρκο προς την ενέργεια που επενδύεται για την κατασκευή, λειτουργία και αποδόμησή του στο τέλος της ζωής του κυμαίνεται από 7~10 [96] και είναι συνάρτηση πολλών παραγόντων. Δεν αποτελεί στόχο αυτής της μελέτης να προχωρήσει σε κάποια εκτίμηση του EROI της συγκεκριμένης επένδυσης.

#### 4.7.6.3 Εξοικονόμηση Εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου

Η αποφυγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εξαιτίας της αντικατάστασης της παραγωγής από θερμικές μονάδες παρουσιάζεται στον Πίν. 4-37. Για τους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν οι συντελεστές του Πίν. 4-33.

Energy / Scenario	Scenario #1	Scenario #2	Scenario #3	Scenario #4	Scenario #5	Scenario #6	Scenario #7
DA_C2_E5	↔ 5,980,587	→ 5,537,581	→ 5,094,574	↑ 6,955,202	↑ 6,689,398	↓ 4,385,764	↓ 4,208,561
DA_C2_E4	↔ 5,822,829	→ 5,391,508	↔ 4,960,187	↑ 6,771,734	↑ 6,512,942	↓ 4,270,074	↓ 4,097,546
DA_C2_E3	→ 5,665,070	→ 5,245,435	↔ 4,825,800	↑ 6,588,267	↑ 6,336,486	↓ 4,154,385	↓ 3,986,531
DA_C2_E2	→ 5,507,311	→ 5,099,362	↔ 4,691,413	↑ 6,404,799	↔ 6,160,030	↓ 4,038,695	↓ 3,875,515
DA_C2_E1	→ 5,349,553	↔ 4,953,290	↔ 4,557,026	↔ 6,221,332	↔ 5,983,574	↓ 3,923,005	↓ 3,764,500
	MIN	3,764,500	AVERAGE	5,257,425	MAX	6,955,202	

Πίν. 4-37. Αποφυγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (tCO<sub>2</sub>).

Η εξοικονόμηση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου προ του συνυπολογισμού των εκπομπών για την κατασκευή, λειτουργία και αποδόμηση των πλωτών Φ/Β πάρκων κυμαίνεται από 3.76MtCO<sub>2</sub> έως 6.96MtCO<sub>2</sub> με το σενάριο #4 να είναι το πλέον ευμενές σενάριο όσον αφορά τη μετρική αυτή.

Για την εκτίμηση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που απαιτούνται για την κατασκευή, λειτουργία και αποδόμηση ενός Φ/Β πάρκου βασικός παράγοντας είναι το ενεργειακό μείγμα της χώρας κατασκευής του εξοπλισμού. Σύμφωνα με το [97] η κατασκευή Φ/Β στοιχείων ισχύος 1kWp προκαλεί την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου από 0.42tCO<sub>2</sub>/kWp έως 0.81tCO<sub>2</sub>/kWp (οι τιμές αυτές αφορούν το ενεργειακό μείγμα της περιόδου 2019/2020). Σύμφωνα με το [98] η συμμετοχή στο σύνολο των εκπομπών για την κατασκευή των Φ/Β στοιχείων κυμαίνεται από το 60% έως και το 70% του συνόλου των εκπομπών για την υλοποίηση ενός Φ/Β πάρκου. Στην παρούσα μελέτη η συμμετοχή στο σύνολο των εκπομπών του πλωτού Φ/Β πάρκου (το οποίο θεωρείται ότι ως προς αυτή τη μετρική δεν διαφέρει σημαντικά από ένα επίγειο Φ/Β πάρκο) της παραγωγής των Φ/Β πλαισίων, στις συνολικές εκπομπές ελήφθη ίση με 65% επί της μικρότερης των δύο τιμών. Μία εκτίμηση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου παρουσιάζεται στο Πίν. 4-38. Ανάλογα της χώρας προέλευσης του εξοπλισμού οι εκτιμώμενες συνολικές εκπομπές ποικίλουν από 334ktCO<sub>2</sub> έως και 608ktCO<sub>2</sub>.

Η διαφορά των εκπομπών που αποφεύγονται από την υποκατάσταση της θερμικής παραγωγής από τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που παράγονται στον κύκλο ζωής των πλωτών Φ/Β πάρκων κυμαίνεται από 3.15Mt έως και 6.62Mt ανάλογα της χώρας προέλευσης του εξοπλισμού και του μείγματος των θερμικών που υποκαθιστά η παραγωγή από την ζεύξη των πλωτών φωτοβολταϊκών με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά. Ο λόγος των εκπομπών GHG του κύκλου

ζωής των πλωτών Φ/Β πάρκων προς τις εκπομπές που αποφεύγονται κυμαίνεται από 4.8% έως και 16.2%.

CO2 (investment)	tonnes / kWp	PV modules (tonnes)	Additional (tonnes/kWp)	Additional Emissions	Total CO2 (tonnes)
EU Low	0.420	202747	0.272	131451	334198
EU High	0.480	231711	0.272	131451	363162
China Low	0.750	362048	0.450	217229	579277
China High	0.810	391012	0.450	217229	608241

Πίν. 4-38. Εκπομπές κύκλου ζωής GHG πλωτών Φ/Β πάρκων (tCO<sub>2</sub>).

Ο λόγος (GHGROI) των εκπομπών που αποφεύγονται προς αυτόν που παράγονται για την υλοποίηση της παραγωγικής υποδομής που θα υποκαταστήσει τις θερμικές μονάδες δίνεται ως:

$$Eq. 4-6 \quad GHGROI = \frac{\text{Emission Avoidance}}{\text{LC Emissions of floating PV Parks}}$$

Όπου ως (*Emission Avoidance*) ορίζονται οι εκπομπές που αποφεύγονται από την υποκατάσταση της παραγωγής ενέργειας και ως (*LC Emissions of floating PV Parks*) ορίζονται οι εκπομπές που προκαλούνται από την υλοποίηση του έργου των πλωτών Φ/Β και τη σύζευξη του με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά. Ο λόγος αυτός κυμαίνεται από 10.4 έως και 20.8 για εξοπλισμό προερχόμενο από την ΕΕ έναντι 6.2 έως και 12.0 για εξοπλισμό με χώρα κατασκευής τη Κίνα (βλέπε Πίν. 4-39).

GHGROI	Min	Average	Max
EU Low	11.264	15.731	20.812
EU High	10.366	14.477	19.152
China Low	6.499	9.076	12.007
China High	6.189	8.644	11.435

Πίν. 4-39. Λόγος GHGROI.

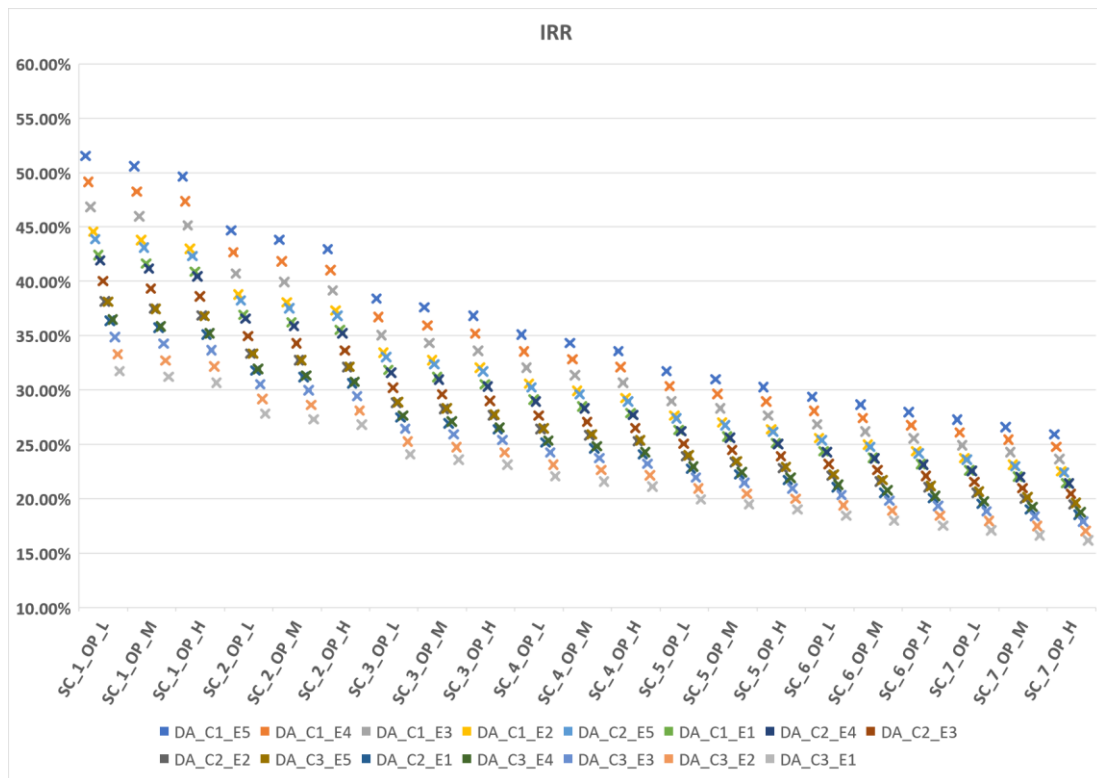
#### 4.7.6.4 Εσωτερική Απόδοση Επένδυσης

Η εσωτερική απόδοση μίας επένδυσης (IRR) δίνεται από την επίλυση της σχέσης που δίνει την καθαρή παρούσα αξία ως προς το προεξοφλητικό επιτόκιο έτσι ώστε για συγκεκριμένη τιμή αυτού η καθαρή παρούσα αξία να μηδενίζεται. Ειδικότερα η εσωτερική απόδοση της επένδυσης (IRR) δίνεται από τη σχέση:

$$Eq. 4-7 \quad 0 = NPV = \sum_{i=1}^T \frac{CaF_i}{(1+IRR)^i} - CaF_{t=0}$$

Όπου  $CaF_i$  η χρηματοροή τη χρονική στιγμή  $i$  και  $T$  η περίοδος της επένδυσης. Ως  $CaF_{t=0}$  ορίζεται με απόλυτη τιμή το κεφαλαιακό κόστος της επένδυσης που θεωρείται ότι καταβάλλεται εξ ολοκλήρου την χρονική στιγμή  $t = 0$ . Τα αποτελέσματα της εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης δίνονται στο Σχ. 4-38 για κάθε συνδυασμό σεναρίου και μεταβλητού κόστους των αντλησιοταμιευτικών. Η εσωτερική απόδοση κυμαίνεται από 16.17% έως και 51.53%. Οι πολύ υψηλές τιμές του IRR είναι αποτέλεσμα του απλού συνδυασμού γεγονότων που δεν δημιουργούν ένα απολύτως συμμετρικό σμήνος σημείων δειγματοληψίας στον χώρο απεικόνισης των πιθανοτήτων, οπότε και ο υπολογισμός ενός μέσου όρου θα οδηγούσε σε εσφαλμένα αποτελέσματα. Επίσης η μεθοδολογία υπολογισμού της εσωτερικής απόδοσης μίας επένδυσης

έχει κάποια προβλήματα καθώς δεν είναι βέβαιο ότι μόνο μία τιμή δύναται να οδηγήσει σε μηδενισμό της παρούσης τρέχουσας αξίας.



Σχ. 4-38. Εσωτερική απόδοση επένδυσης (IRR) ζεύξης πλωτών Φ/Β πάρκων και αντλησιοταμιευτικών.

#### 4.7.6.5 Τροποποιημένη Εσωτερική Απόδοση Επένδυσης

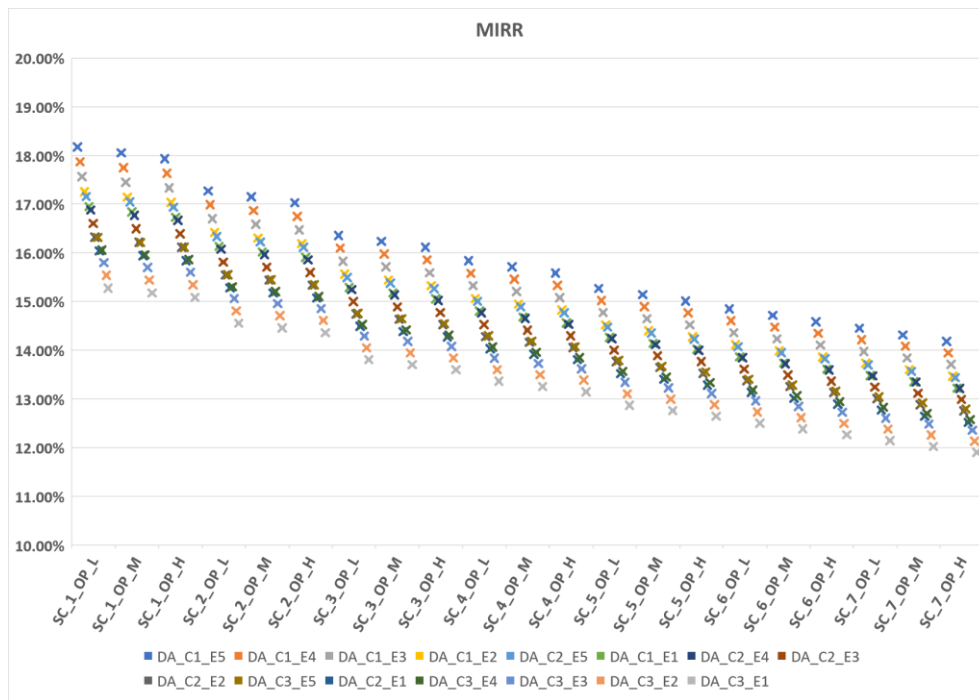
Μία άλλη μετρική για τη μέτρηση της απόδοσης μίας επένδυσης είναι η τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR) όπου η απόδοση αυτή δίνεται από τη σχέση:

$$Eq. 4-8 \quad MIRR = \sqrt[n]{\frac{FV(\text{positive cash flows, reinvestment rate})}{-PV(\text{negative cash flows, finance rate})}} - 1$$

Όπου  $n$  το πλήθος των ίσων περιόδων κατά τις οποίες λαμβάνει χώρα η χρηματορροή (εδώ θεωρείται ότι αυτές είναι ετήσιες)  $PV(\text{negative cash flows, finance rate})$  είναι η παρούσα αξία των αρνητικών χρηματορροών (*negative cash flows*) για το επιτόκιο προεξόφλησης (*finance rate*) και  $FV(\text{positive cash flows, reinvestment rate})$  είναι η μελλοντική αξία (την περίοδο  $n$ ) των θετικών χρηματορροών (*positive cash flows*) για το επιτόκιο επανεπένδυσης (*reinvestment rate*).

Η μεθοδολογία της τροποποιημένης εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR) έχει το πλεονέκτημα ότι έχει πάντα μία λύση. Τα αποτελέσματα της τροποποιημένης εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης δίνονται στο Σχ. 4-39. Οι τιμές της τροποποιημένης εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης κυμαίνονται από 11.90% έως και 18.17%. Όπως και προηγουμένως δεν δίνεται κάποια μέση τιμή.





Σχ. 4-39. Τροποποιημένη εσωτερική απόδοση επένδυσης (MIRR) ζεύξης πλωτών Φ/Β πάρκων και αντλησιοταμιευτικών.

## 4.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η ζεύξη πλωτών Φ/Β πάρκων με υπάρχοντες υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς προσφέρει μία σειρά πλεονεκτημάτων με το μεγαλύτερο να είναι ο διαμοιρασμός υπάρχοντων υποδομών με αποτέλεσμα τη βελτίωση της απόδοσης του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης των πλωτών Φ/Β πάρκων κυμαίνεται από 14.3% έως και 16.5%. Ο αντίστοιχος συντελεστής εκμετάλλευσης των υδροηλεκτρικών κυμαίνεται από 10.04% (έτος 1990) έως και 25.35% (έτος 2010) (βλέπε Σχ. 3-23) με την εκμετάλλευση των αντλησιοταμιευτικών για άντληση να κυμαίνεται από 0.39% (έτος 2018) έως και 19.48% (έτος 2008) για την περίοδο 1990-2022 (βλέπε Σχ. 3-24). Η σύζευξη των αντλησιοταμιευτικών με τα πλωτά Φ/Β πάρκα θα προκαλούσε αύξηση του συντελεστή εκμετάλλευσης των υπάρχοντων αντλησιοταμιευτικών μονάδων από 15.4% έως και 18.6% (κατά μέσο όρο). Αυτό θα είχε ως αποτέλεσμα έναν συντελεστή εκμετάλλευσης για τα αντλησιοταμιευτικά, από 25.4% έως και 43.95% που διπλασιάζει την «αξία» των υποδομών μεταφοράς και μπορεί να μειώσει τη ζήτηση ενέργειας τις ώρες αιχμής κατά 0.43TWh το έτος. Αυτό προκαλεί εξοικονόμηση εισαγωγών Φ.Α. (μονάδες αιχμής ευθέως ανταγωνιστικές με τις υδροηλεκτρικές και αντλησιοταμιευτικές μονάδες) από 19.8TWh έως και 22.1TWh περίπου<sup>73</sup> (μονάδες συνδυασμένου κύκλου) για τη διάρκεια ζωής του έργου ή σε εξοικονόμηση εισαγωγών Φ.Α. από 0.792TWh έως και 0.88TWh ετησίως με εξοικονόμηση από 49.1Μ€ έως 54.8Μ€ το έτος (βλέπε Πίν. 4-33 για τις παραδοχές). Οι τιμές της τροποποιημένης εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης κυμαίνονται από 11.90% έως και 18.17% με σημαντική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που κυμαίνεται από 3.76MtCO<sub>2</sub> έως 6.96MtCO<sub>2</sub> αναλόγως του σεναρίου ηλεκτροπαραγωγής.

<sup>73</sup> Εκτιμώμενος Συντελεστής απόδοσης μονάδων συμπαραγωγής ΦΑ 50% (βλέπε <https://www.rae.gr/filektrismos/xondremporiki-agma-diasynd-systima/rithmizomenes-times/> πρόσβαση 2023-10-14)

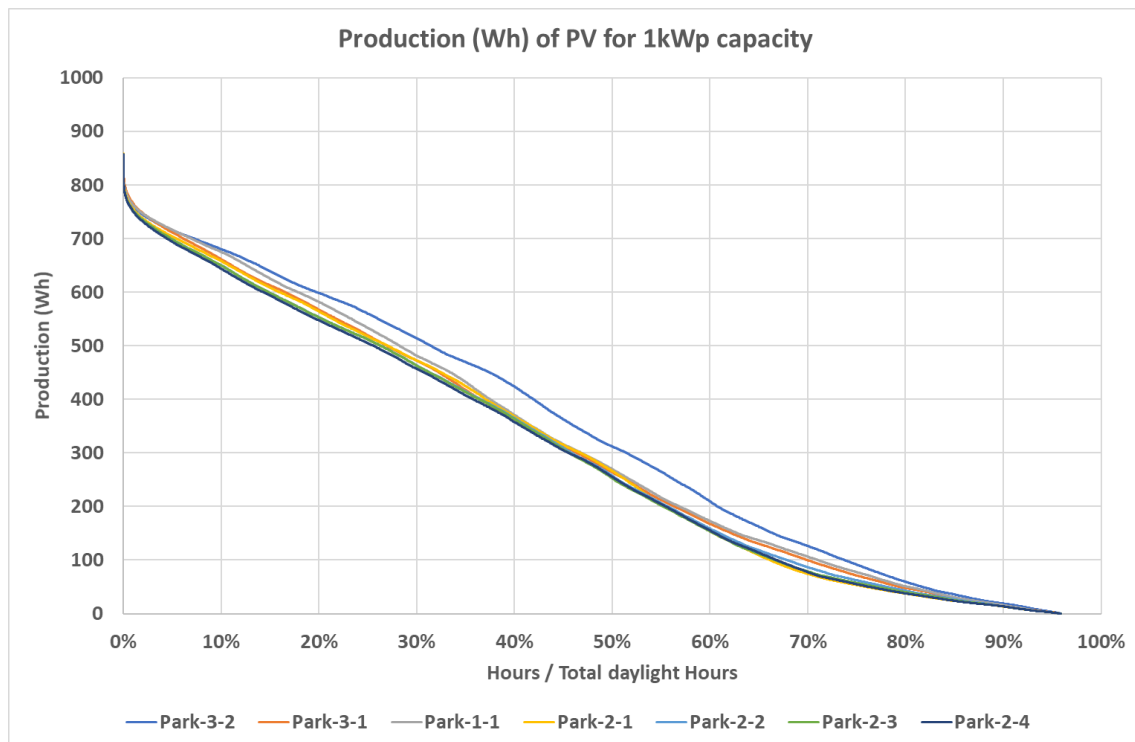
## 5 ΕΠΙΡΡΟΗ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΟΤΗΤΑΣ –ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

### 5.1 ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΟ kWp

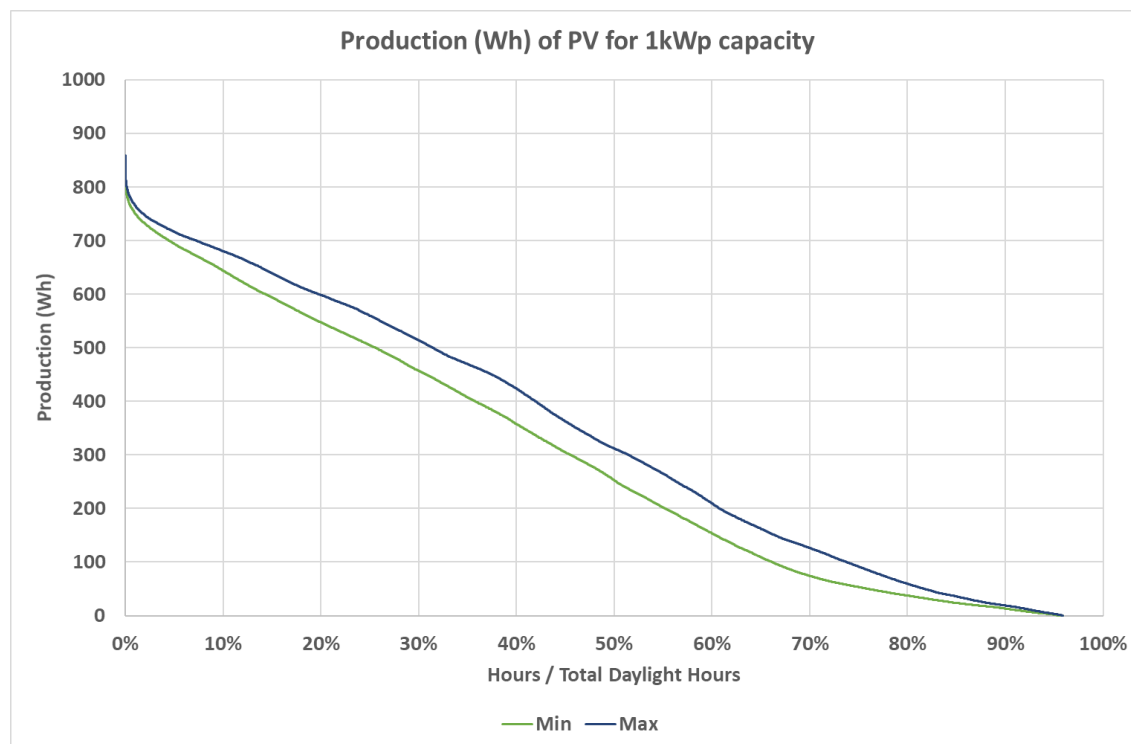
Στο Σχ. 5-1 και Σχ. 5-2 στο παρουσιάζονται οι καμπύλες ισχύος ανά εγκατεστημένο kWp για τα πλωτά Φ/Β πάρκα και τα όρια τους αντίστοιχα, σύμφωνα με τα δεδομένα της βάσης δεδομένων PVGIS-SARAH2, η οποία καλύπτει την Ευρώπη, Αφρική, το μεγαλύτερο μέρος της Ασίας και περιοχές της Νοτίου Αμερικής με αναλυτικότητα  $0.05^\circ \times 0.05^\circ$  [64], [65]. Η βάση δεδομένων καλύπτει την περίοδο από την 1/1/2005 έως και 31/12/2020 ήτοι 5844days ή 140256h εκ των οποίων οι 70128h ήταν ώρες ημέρας. Οι υπολογισμοί αυτοί γίνονται στα σημεία καταγραφής της ηλιοφάνειας και διαφέρουν από τις τιμές που χρησιμοποιήθηκαν στο Κεφάλαιο 4. Οι διαφορές μεταξύ της χρονοσειράς και της μέσης εκτίμησης παρουσιάζονται στο Πίν. 5-1.

Η πλέον αποδοτική θέση σύμφωνα με τα δεδομένα της βάσης δεδομένων είναι η περιοχή 2 του πάρκου 3 (Ταμιευτήρας Στράτου – Συγκρότημα Κάτω Αχελώου). Παρατηρείται ότι για το πάρκο αυτό σε ποσοστό υψηλότερο του 30% των ωρών της ημέρας στην περίοδο που εξετάστηκε, η ισχύς θα είχε ξεπεράσει το 50% της ονομαστικής ισχύος. Για τη λιγότερο αποδοτική θέση κάτι τέτοιο θα συμβεί στο 25.7% των ωρών της ημέρας (πάρκο 2, περιοχή 4, Συγκρότημα Νέστου, Ταμιευτήρας Θησαυρού).

Αναφορικά με τη μέγιστη δυνητική παραγωγή ισχύος σε περίπτωση απόλυτου ταυτοχρονισμού (βλέπε Πίν. 5-2) αυτή εκτιμάται περί τα 405MWp που είναι το 58% της εγκατεστημένης ισχύος των υπαρχόντων προς ζεύξη αντλησιοταμιευτικών. Στο 95% των ωρών του έργου η μέγιστη ισχύς δεν αναμένεται ότι θα ξεπεράσει τα 345MWp ή το 49% περίπου της εγκατεστημένης ισχύος των υπαρχόντων αντλησιοταμιευτικών.



Σχ. 5-1. Μοναδιαίες Καμπύλες ισχύος ανά εγκατεστημένο kWp για τα επιλεγμένα Φ/Β πάρκα.



Σχ. 5-2. Ελάχιστη, Μέγιστη Καμπύλη ισχύος ανά kWp για τα επιλεγμένα Φ/Β πάρκα.

	Park-1	Park-2	Park-2	Park-2	Park-2	Park-3	Park-3	Total
	Area-1	Area-1	Area-2	Area-3	Area-4	Area-1	Area-2	Parks
PVGIS-SARAH2 (2005-2020 data)	1357.7	1304.2	1296.5	1287.1	1277.0	1329.0	1452.2	9303.6
PVGIS-SARAH2 (estimates)	1336.9	1285.5	1297.4	1251.3	1270.7	1375.1	1443.4	9260.2
% Diff	1.56%	1.46%	-0.07%	2.86%	0.49%	-3.35%	0.61%	0.47%

Πίν. 5-1. Εκτίμηση Μέσης ετήσιας παραγωγής για κάθε πάρκο - Συγκρίσεις<sup>74</sup>.

	P11	P21	P22	P23	P24	P31	P32	Total
Installed Capacity (MWp)	139.751	7.545	15.900	8.401	16.648	155.440	139.046	482.731
Max %	84.59%	85.86%	85.22%	85.22%	85.76%	84.74%	82.24%	84.05%
Expected Max Capacity (MWp)	118.210	6.478	13.551	7.159	14.277	131.722	114.353	405.749
Max % (5% Prob of Exceedance)	71.83%	70.58%	70.07%	70.07%	69.64%	71.37%	71.72%	71.47%
Pr(Exc)=5% Capacity (MWp)	100.382	5.325	11.141	5.886	11.594	110.931	99.726	344.985
Max % (50% Prob of Exceedance)	29.17%	28.85%	28.03%	27.66%	27.84%	28.54%	33.09%	29.98%
Pr(Exc)=50% Capacity (MWp)	40.758	2.177	4.457	2.324	4.635	44.355	46.010	144.716

Πίν. 5-2. Εκτιμήσεις Ισχύος και άλλα στοιχεία<sup>75</sup>.

Αντίστοιχα για τις μισές ημέρες λειτουργίας των έργων η εκτιμώμενη μέγιστη ημερήσια εγχεόμενη ισχύ στο σύστημα δεν θα ξεπεράσει τα 145MWp, μία τιμή που ελάχιστα επηρεάζει την ευελιξία των υπαρχόντων υποδομών.

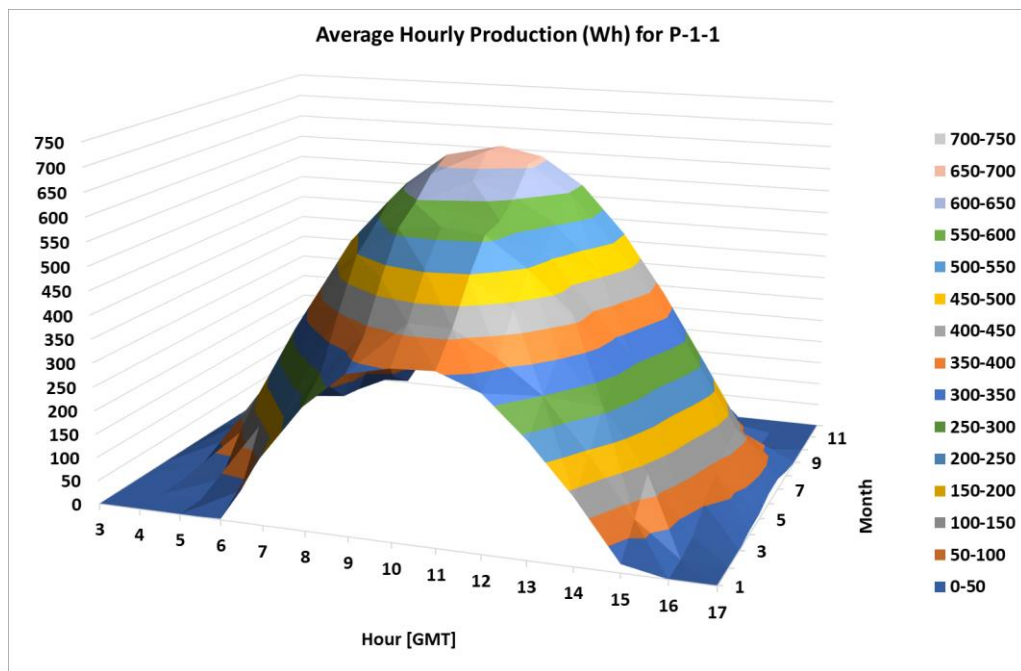
Με βάση τα ανωτέρω τεκμαίρεται ότι από άποψης διαθέσιμου χώρου και δυνατοτήτων των υπαρχόντων υποδομών αντλησιοταμίευσης η ένταξη στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας των πλωτών Φ/Β πάρκων δεν αναμένεται ότι θα αντιμετωπίσει σοβαρά τεχνικά προβλήματα.

<sup>74</sup> Συγκρίσεις με βάση τη χρονιότητα 2005-2020 του σημείου λήψης δεδομένων ηλιοφάνειας και της εκτίμηση παραγωγής με βάση επιλεγμένα σημεία κάθε πλωτού Φ/Β πάρκου

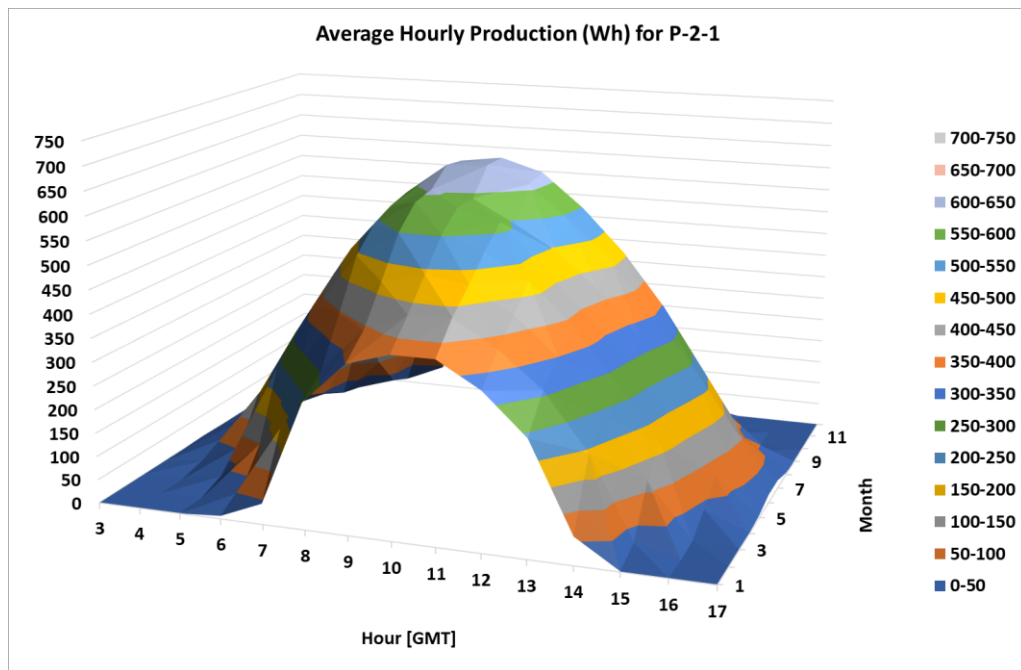
<sup>75</sup> Μέγιστη ωριαία Δυνητική Εγχεόμενη Ισχύς, ισχύος με πιθανότητες υπέρβασης 95% και 50% στο Δίκτυο Μεταφοράς με απόλυτο ταυτοχρονισμό.

## 5.2 ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΑ ΑΠΟΔΟΣΗΣ Φ/Β ΠΑΡΚΩΝ

Στο Σχ. 5-3 έως και το Σχ. 5-9 παρουσιάζεται η μέση τιμή της ισχύος (σε όρους μέσης ωριαίας παραγωγής ενέργειας) ανά εγκατεστημένο kWp ανά ώρα της ημέρας και μήνα του έτους για τα επιλεγμένα πλωτά Φ/Β πάρκα. Οι ώρες αναφέρονται σε UTC με την πραγματική ηλιακή ώρα είναι UTC+2. Οπότε περί την ώρα 10:00 UTC (12:00 ηλιακή για την Ελλάδα) παρατηρείται η μέγιστη μέση τιμή. Όλα τα πάρκα βρίσκονται δυτικότερα από το γεωγραφικό μήκος  $L_{st} = 30^\circ$  που καθορίζει το UTC+2 οπότε το μεσουράνημα λαμβάνει χώρα από 05:45.93 έως και 48:56.30 μετά τις 12:00 (ηλιακή ώρα = τοπική χειμερινή ώρα) για τις 2 ακραίες τιμές (14/2 και 02/11 εκάστου έτους) και από 22:08.14 κατά μέσο όρο στον ταμιευτήρα της Πλατανόβρυσης έως και 34:39.29 κατά μέσο όρο στον ταμιευτήρα του Στράτου. Περισσότερα στοιχεία παρουσιάζονται στην παράγραφο 9.6.

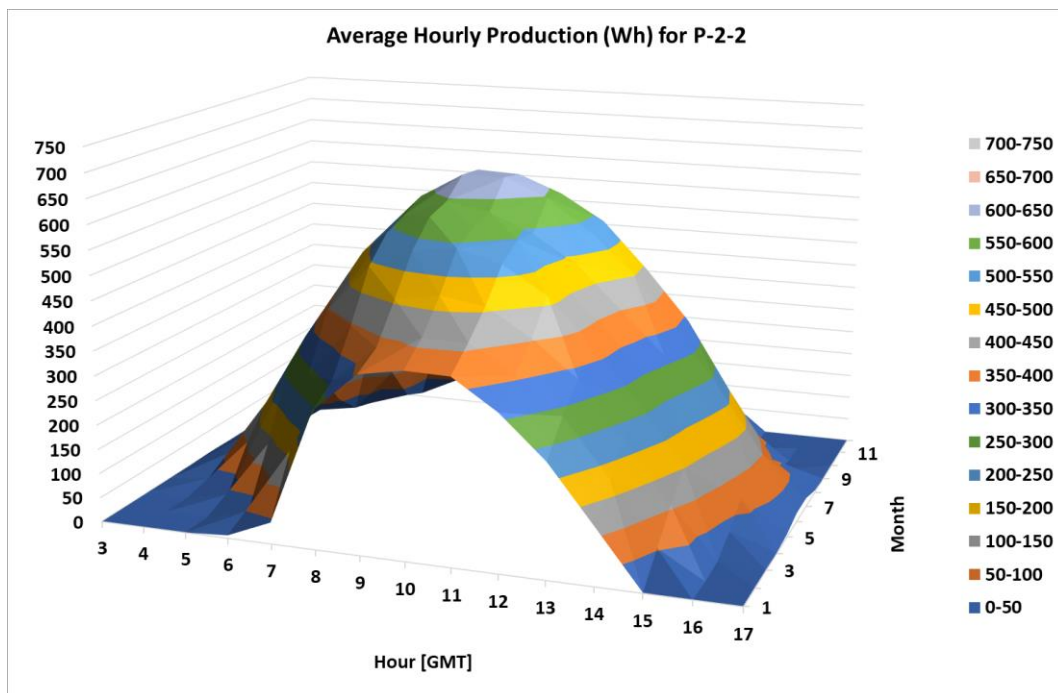


Σχ. 5-3. Μέση ωριαία παραγωγή ανά kWp, ώρα & μήνα έτους – Ταμιευτήρας Πολυφύτου.

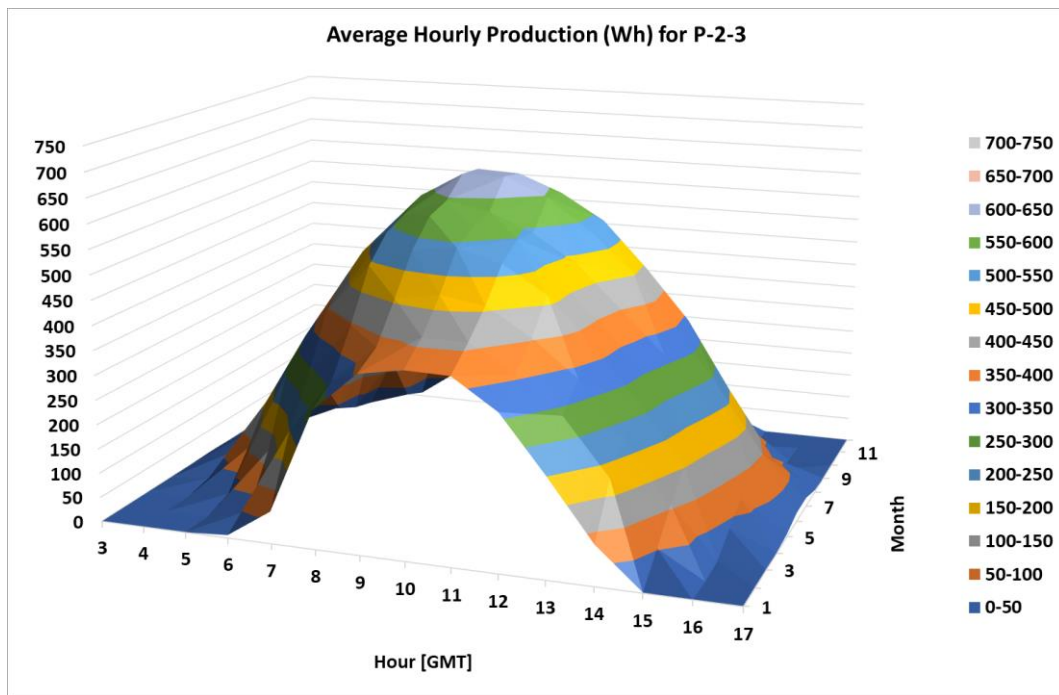


Σχ. 5-4. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης – περιοχή 1

Σε όρους απόδοσης το πλέον παραγωγικό πάρκο είναι το Park-3-2 (Συγκρότημα Κάτω Αχελώου – Ταμιευτήρας Στράτου), ακολουθούμενο από το Park-1-1 (Συγκρότημα Αλιάκμονα – Ταμιευτήρας Πολυφύτου).

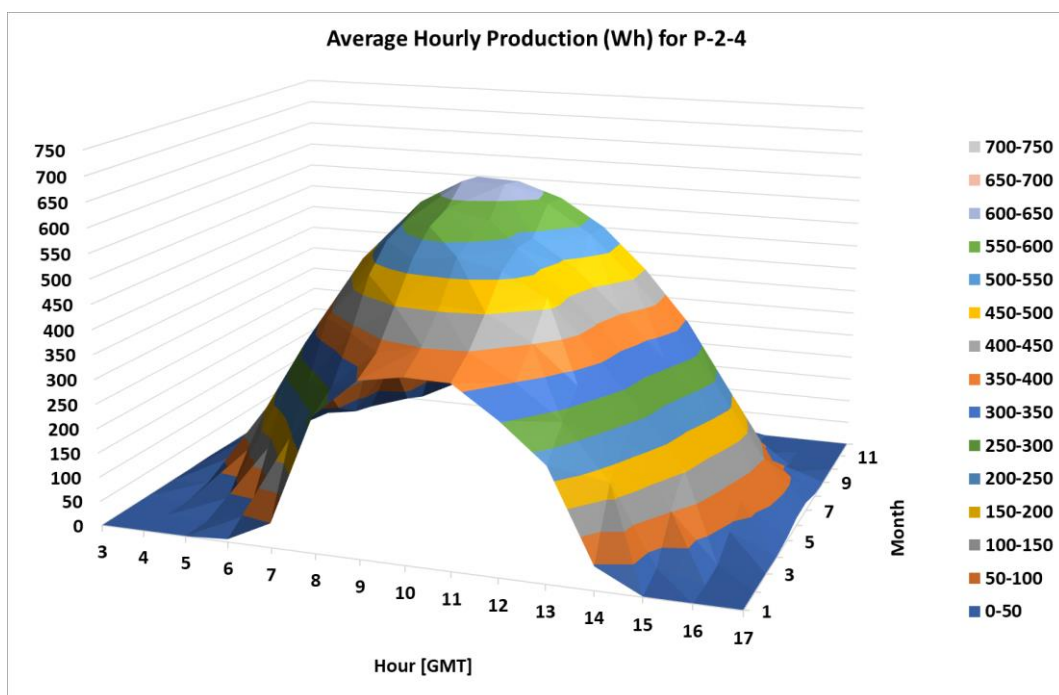


Σχ. 5-5. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 2.

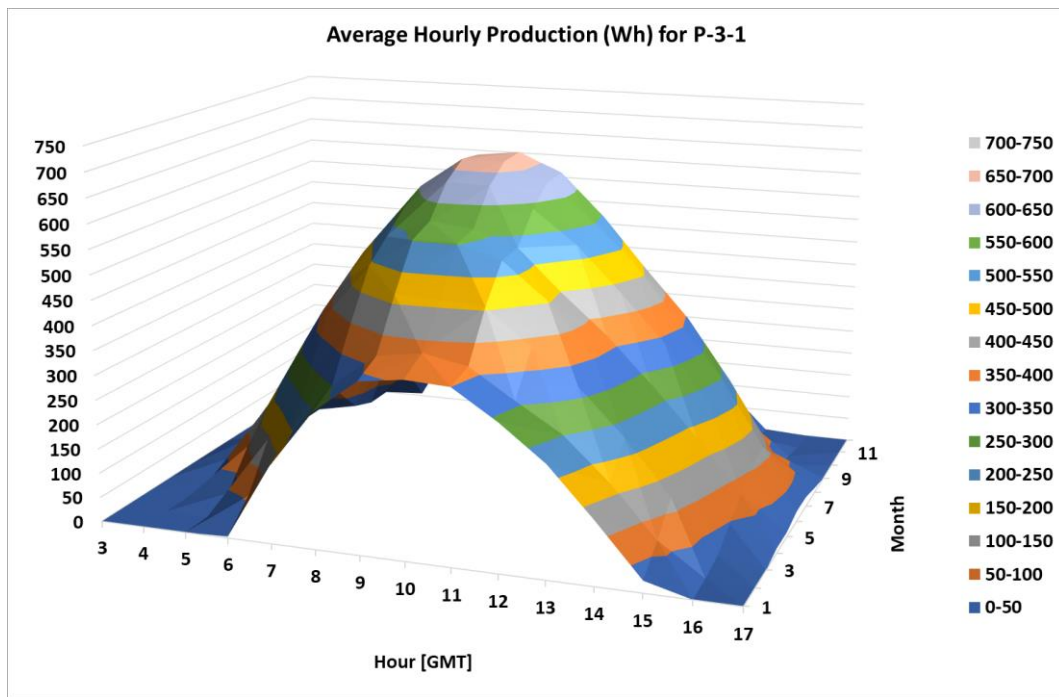


Σχ. 5-6. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 3.

Η υψηλότερη τιμή ισχύος εμφανίζεται τον μήνα Ιούλιο σε κάθε περίπτωση με τους μήνες Αύγουστο και Ιούνιο να ακολουθούν. Στον αντίποδα όπως και είναι φυσιολογικό οι μήνες με τη μικρότερη μέση τιμή της ισχύος είναι οι χειμερινοί μήνες κατά ημερολογιακή σειρά (Δεκέμβριος, Ιανουάριος, Φεβρουάριος).

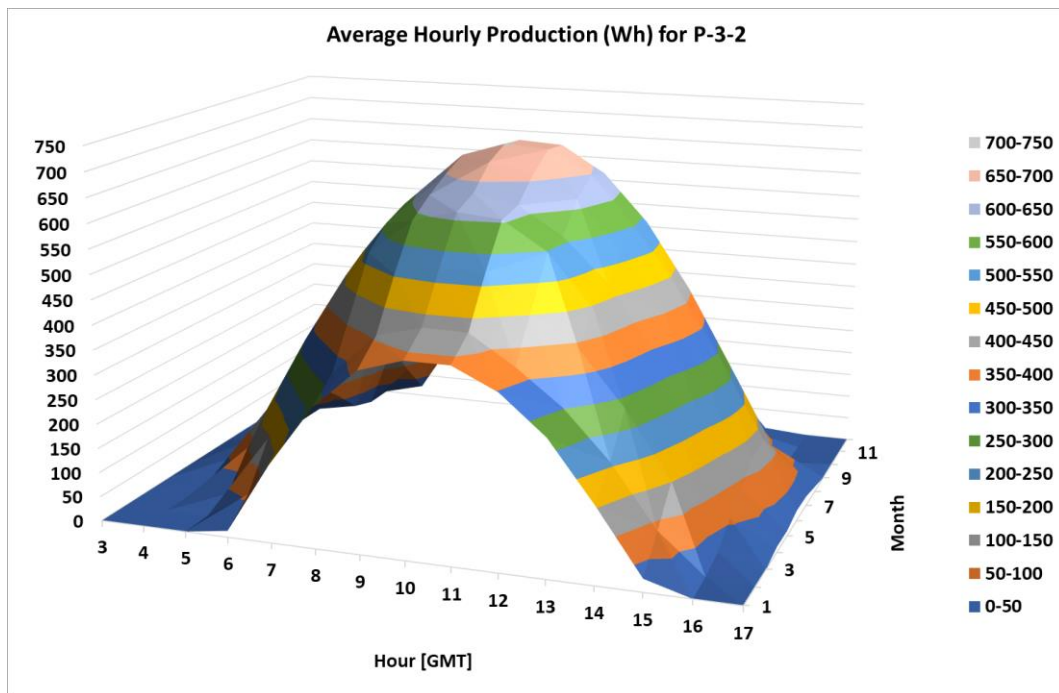


Σχ. 5-7. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Θησαυρού – περιοχή 4.



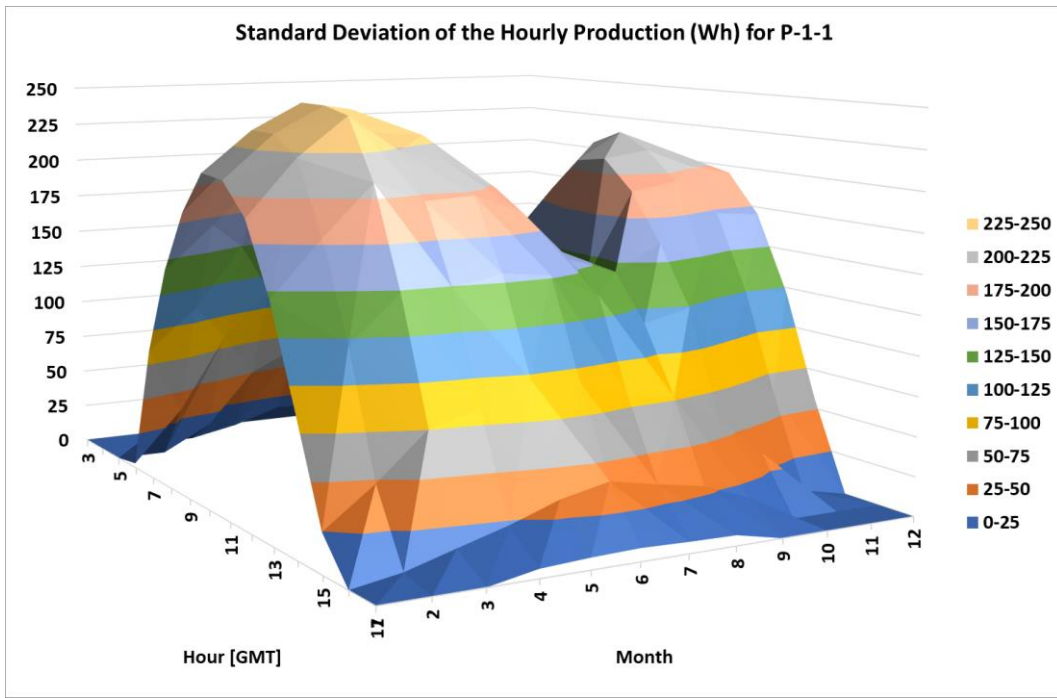
Σχ. 5-8. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Κρεμαστών.

Η υψηλότερη μέση ισχύς αναμένεται (όπως είναι και φυσιολογικό) το μεσημέρι ήτοι στην περίοδο 10:00-11:00 UTC ήτοι 12:00-13:00 UTC+2 (ηλιακή ημέρα) (13:00-14:00 UTC+3 τους καλοκαιρινούς μήνες).

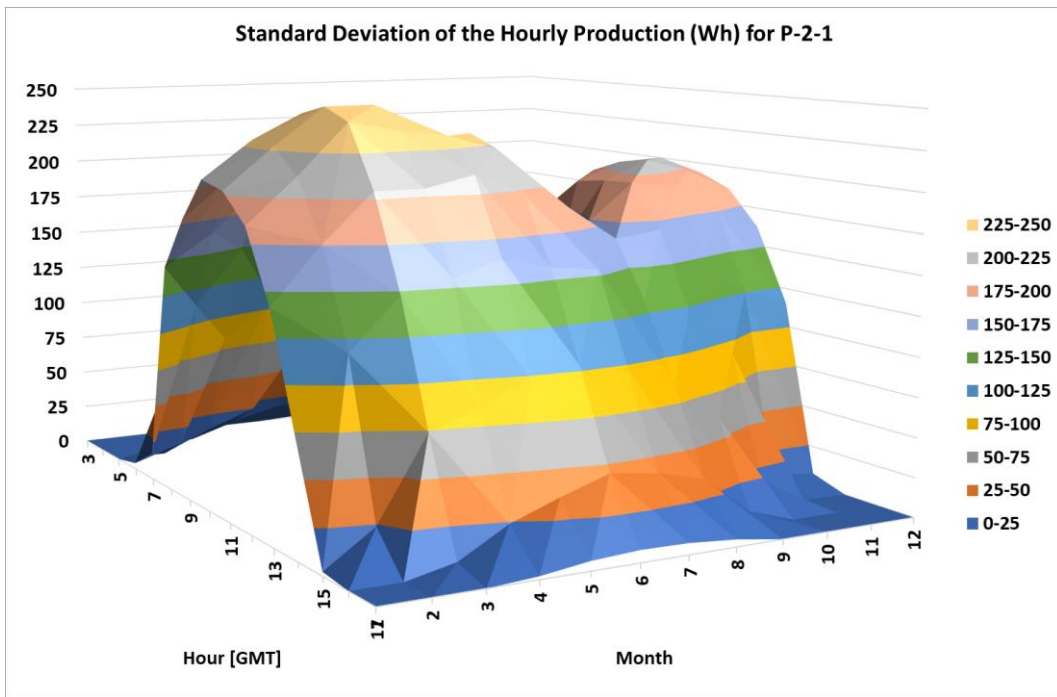


Σχ. 5-9. Όπως Σχ. 5-3 – Ταμιευτήρας Στράτου.

Στο Σχ. 5-10 έως και το Σχ. 5-16 παρουσιάζεται η τυπική απόκλιση της ωριαίας παραγωγής ενέργειας ανά εγκατεστημένο kWp ανά ώρα της ημέρας (οι ώρες αναφέρονται σε UTC, η πραγματική ηλιακή ώρα είναι UTC+2) και μήνα του έτους για τα επιλεγμένα πλωτά Φ/Β πάρκα.

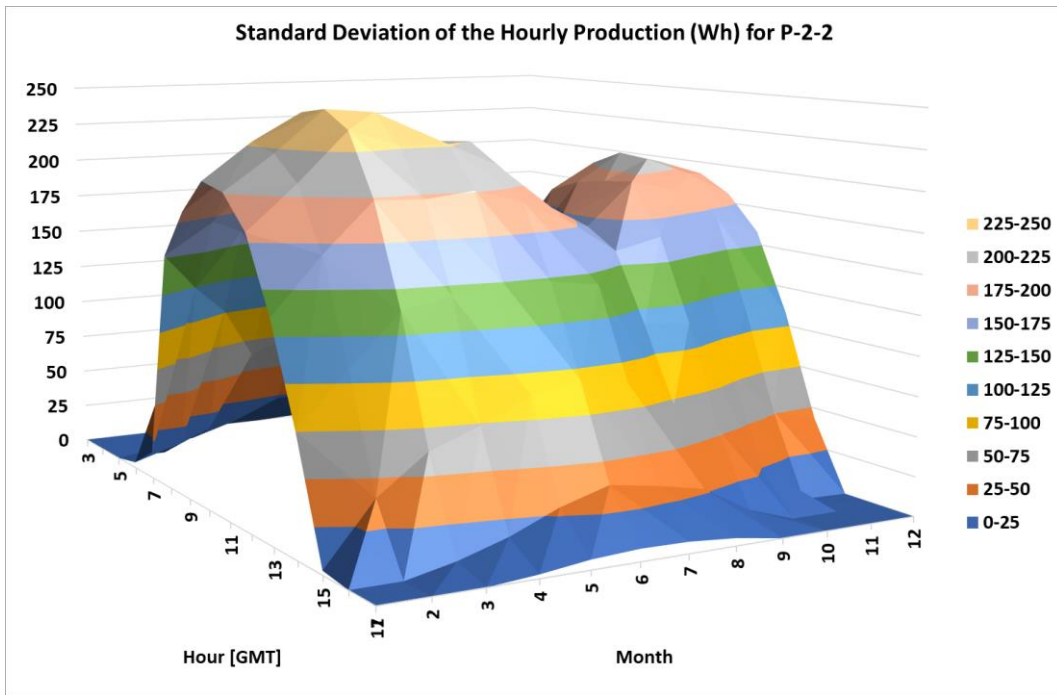


Σχ. 5-10. Τοπική απόκλιση ωριαίας παραγωγής ανά kWh, ώρα & μήνα έτους – Ταμιευτήρας Πολυφύτου.

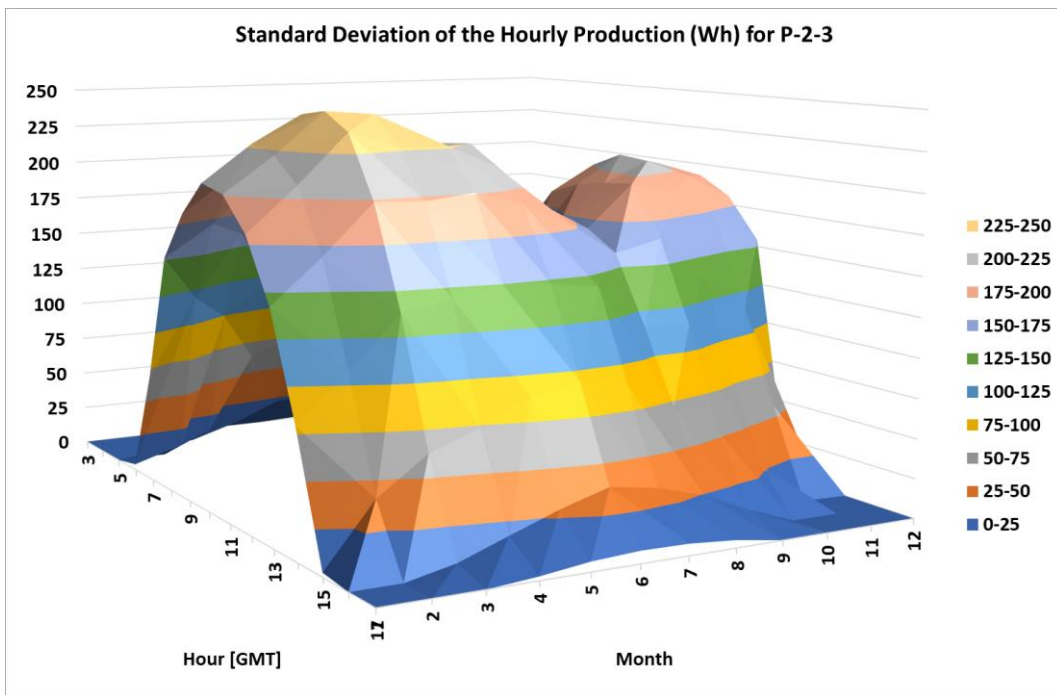


Σχ. 5-11. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Πλατανόβρυσης – περιοχή 1

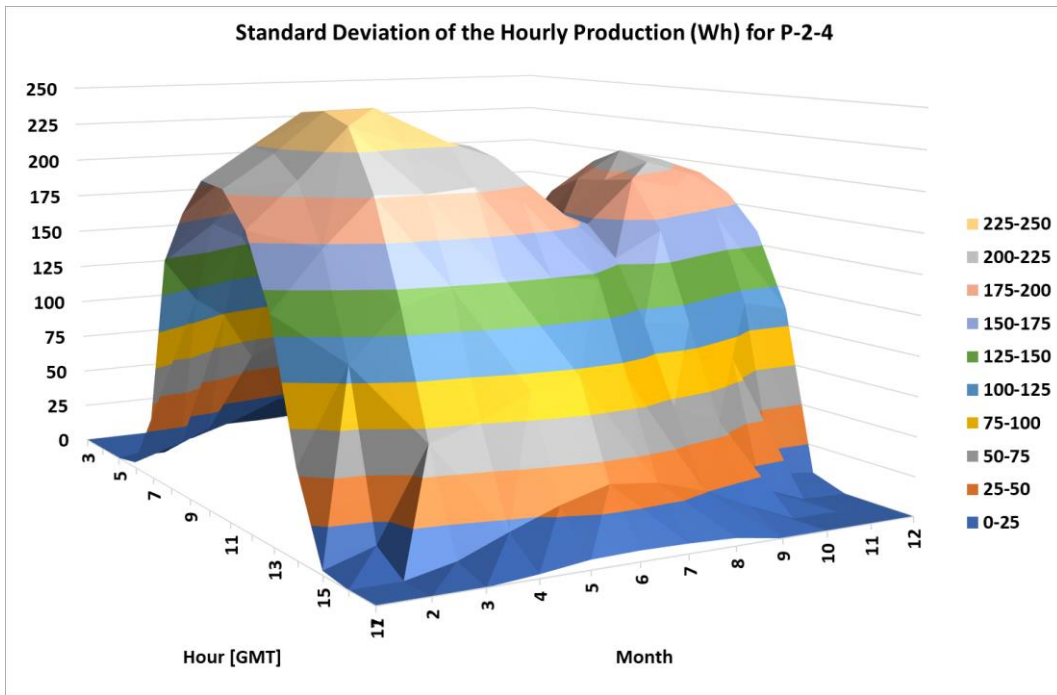




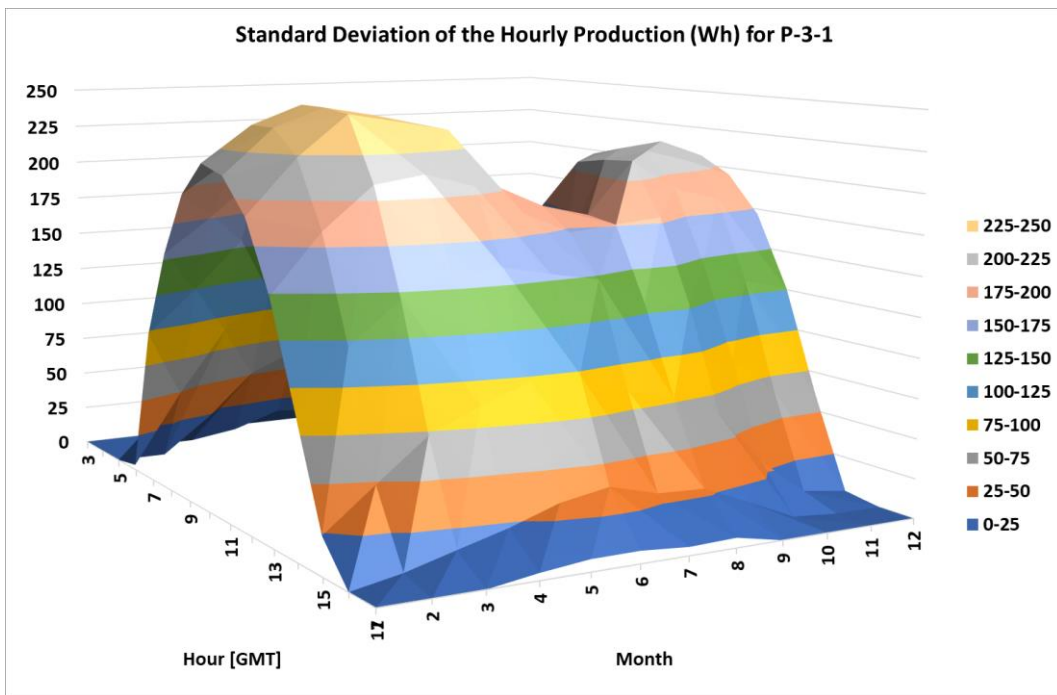
Σχ. 5-12. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιεντήρας Θησαυρού – περιοχή 2.



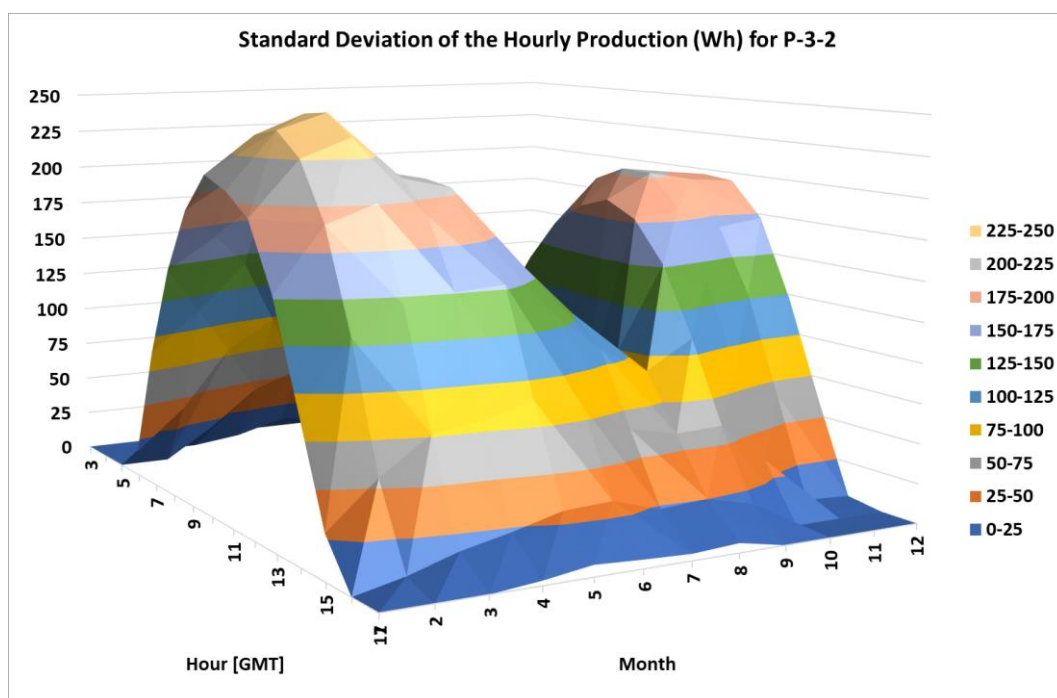
Σχ. 5-13. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιεντήρας Θησαυρού – περιοχή 3.



Σχ. 5-14. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιεντήρας Θησαυρού – περιοχή 4.



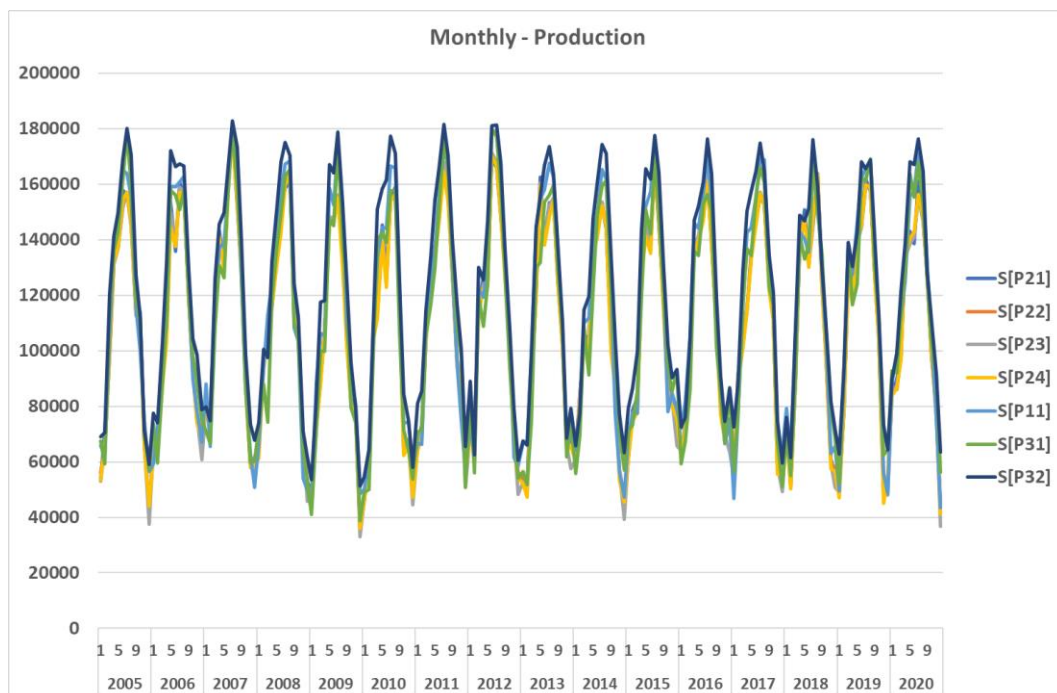
Σχ. 5-15. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιεντήρας Κρεμαστών.



Σχ. 5-16. Όπως Σχ. 5-10 – Ταμιευτήρας Στράτου.

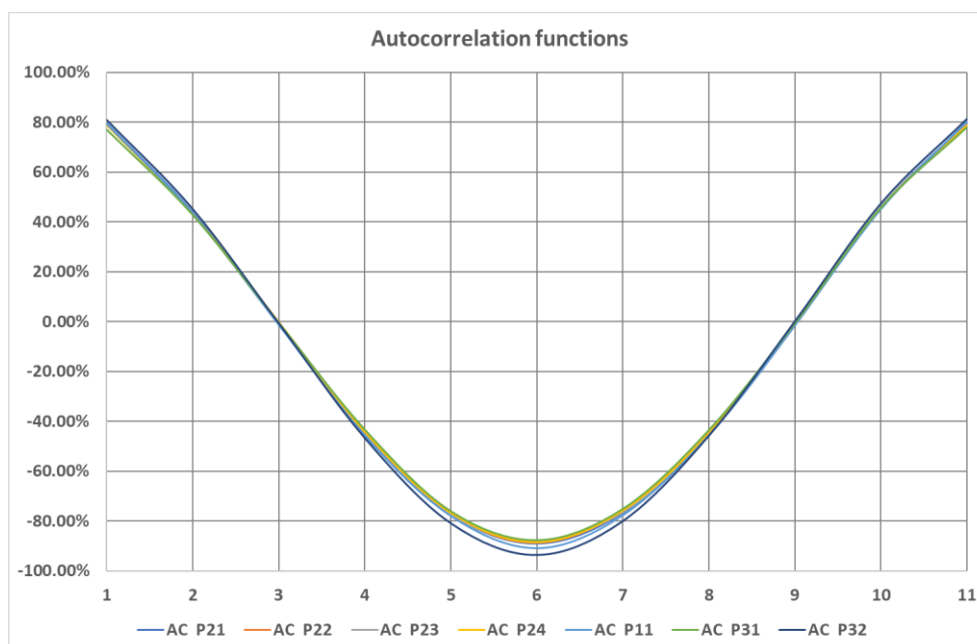
Όπως είναι αναμενόμενο, η μεγαλύτερη τιμή της τυπικής απόκλισης παρατηρείται κατά τους μεταβατικούς μήνες, από χειμώνα προς καλοκαίρι και το αντίστροφο. Η φαινόμενη χαμηλότερη μεταβλητότητα κατά τους μήνες μετάβασης από το καλοκαίρι προς το χειμώνα είναι αποτέλεσμα και της μικρότερης ηλιοφάνειας την περίοδο αυτή. Ο λόγος τυπικής απόκλισης προς μέση τιμή τον Μάρτιο αγγίζει το 35% ενώ τον Ιούλιο πέφτει στο 15% περίπου.

Στο Σχ. 5-17, παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη της μηνιαίας παραγωγής (σε Wh καθώς η βάση δεδομένων δίνει στοιχεία για την ισχύ σε W) βασιζόμενη στα στοιχεία ηλιοφάνειας για την περίοδο 2005-2020 για όλα τα πλωτά Φ/Β πάρκα. Παρατηρούνται κάποιες διαφοροποιήσεις σε ορισμένες περιοχές κυρίως λόγω της διαφοράς του γεωγραφικού πλάτους.



Σχ. 5-17. Μηνιαία παραγωγής (Wh) για Φ/Β εγκατεστημένης ισχύος 1kWp.

Στο Σχ. 5-18, παρουσιάζεται η αυτοσυσχέτιση των χρονοϊστοριών παραγωγής σε βήμα ημερολογιακού μήνα.



Σχ. 5-18. Συναρτήσεις αυτοσυσχέτισης της μηνιαίας παραγωγής των υπό εξέταση πάρκων.

Η εποχικότητα της χρονοϊστορίας ισχύος είναι εμφανής. Η αυτοσυσχέτιση λαμβάνει τη μέγιστη τιμή για χρονική απόσταση 1 και 11 μηνών (+80%), την ελάχιστη τιμή για χρονική απόσταση 6 μηνών (-80%), και μηδενίζεται για χρονική απόσταση 3 και 9 μηνών αντίστοιχα.

Στον Πίν. 5-3, παρουσιάζονται τα βασικά στατιστικά για τις χρονοϊστορίες εκτιμώμενης δυνητικής παραγωγής για τα υπό εξέταση πλωτά Φ/Β πάρκα με βάση τα στοιχεία ηλιοφάνειας για την περίοδο 2005-2020 και με χρονική μονάδα τον ημερολογιακό μήνα. Να σημειωθεί ότι η παρουσίαση των αποτελεσμάτων αλλάζει από το σημείο αυτό και στο εξής και αυτά παρουσιάζονται ανάλογα της θέσης τους, από Βορρά προς Νότο και από Ανατολικά προς Δυτικά.

Με βάση τη μέση εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή για 1kWp εγκατεστημένη ισχύ το πλέον παραγωγικό πάρκο είναι το P32 (Συγκρότημα Κάτω Αχελώου – Ταμιευτήρας Στράτου), ακολουθούμενο από το P11 (Συγκρότημα Αλιάκμονα – Ταμιευτήρας Πολυφύτου) και στη συνέχεια από το P31 (Συγκρότημα Κάτω Αχελώου – Ταμιευτήρας Κρεμαστών).

Η χρονική μεταβλητότητα κυμαίνεται από 2.7% έως και 2.94% με το Πάρκο P23 (Συγκρότημα Νέστου – Ταμιευτήρας Θησαυρού, Έργο Περιοχής 3), το πάρκο P11 (Συγκρότημα Αλιάκμονα – Ταμιευτήρας Πολυφύτου) και πάρκο P24 (Συγκρότημα Νέστου – Ταμιευτήρας Θησαυρού, Έργο Περιοχής 4) να είναι τα υποψήφια πλωτά Φ/Β πάρκα με τη «μεγαλύτερη» αβεβαιότητα. Η αβεβαιότητα αυτή είναι μικρή (<3%). Κρίσιμος παράγοντας για τη βιωσιμότητα της επένδυσης θα είναι η αξιοπιστία των βασικών συστημάτων (κύριος και βοηθητικός ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός, δομικός εξοπλισμός κ.λπ.)

Αναφορικά με τις συσχετίσεις μεταξύ Φ/Β πάρκων παρατηρείται ότι η παραγωγή των πάρκων του Συγκροτήματος Νέστου (P21 έως και P24) είναι σχεδόν τέλεια συσχετισμένη. Αυτό είναι κάτι το αναμενόμενο λαμβάνοντας υπόψη τη γειτνίαση των πάρκων αυτών.

Έντονες όμως συσχετίσεις παρατηρούνται και για τα υπόλοιπα πάρκα μεταξύ τους. Καθοριστικός παράγοντας για το ποσοστό συσχέτισης είναι η απόσταση μεταξύ των έργων, η οποία εν τέλει δεν είναι ικανή για να αποσυμπλέξει την παραγωγή μεταξύ των πάρκων διαφορετικών συγκροτημάτων.

	P21	P22	P23	P24	P11	P31	P32
E[P(t)]	1304.18	1296.46	1287.08	1276.99	1357.72	1329.03	1452.16
SD[P(t)]	37.07	36.87	37.82	37.33	39.84	38.32	39.25
COV[P(t)]	2.84%	2.84%	2.94%	2.92%	2.93%	2.88%	2.70%
R{x,y}	P21	P22	P23	P24	P11	P31	P32
P22	98.0%	100.0%	99.9%	97.9%	72.8%	71.7%	80.6%
P11	75.1%	72.8%	72.5%	78.2%	100.0%	74.2%	71.3%
P32	79.7%	80.6%	79.8%	80.8%	71.3%	88.0%	100.0%

Πίν. 5-3. Βασικά Στατιστικά Στοιχεία των χρονοϊστοριών παραγωγής.

### 5.3 ΣΥΝΘΕΣΗ ΤΕΧΝΗΤΩΝ ΠΡΟΦΙΛ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.

Το πλήθος των ετών για τα οποία είναι διαθέσιμα στοιχεία ηλιοφάνειας ώστε να προκύψουν οι εκτιμήσεις παραγωγής δεν κρίθηκε επαρκές για την εκτίμηση με την απαιτούμενη ακρίβεια του κόστους του έργου. Για το σκοπό αυτό παρήχθησαν 100 τεχνητές χρονοϊστορίες εκτιμώμενης μοναδιαίας παραγωγής χρονικής διάρκειας 26 ετών. Για τον υπολογισμό των τεχνητών προφίλ ακολουθήθηκαν τα κάτωθι βήματα:

- 1ο. Επιλογή του βασικού διαστήματος αναφοράς. Για όλη την ανάλυση το διάστημα αναφοράς ήταν ο ημερολογιακός μήνας.
- 2ο. Άθροιση της εκτιμώμενης παραγωγής σε επίπεδο ημερολογιακού μήνα.
- 3ο. Σύνθεση πληθυσμών τιμών με κριτήριο τον μήνα για κάθε πάρκο.
- 4ο. Ταξινόμηση τιμών ανά μήνα και πάρκο από τη μικρότερη προς τη μεγαλύτερη τιμή και ορισμός πιθανοτήτων μη υπέρβασης της εκάστοτε τιμής.
- 5ο. Για τα πάρκα του Συγκροτήματος Θησαυρού και του Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου ορισμός ενός εκ των πάρκων ως πάρκου αναφοράς και των υπολοίπων ως πάρκων παρακολουθημάτων. Θεωρήθηκε ως πάρκο αναφοράς για το Συγκρότημα Θησαυρού το P22 (Ταμιευτήρας Θησαυρού – Περιοχή 1) και ως πάρκο αναφοράς για το Συγκρότημα Κάτω Αχελώου το P32 (Ταμιευτήρας Στράτου).
- 6ο. Παραγωγή Συναρτήσεων «Πυκνότητας Πιθανότητας» για πάρκα αναφοράς και παρακολουθημάτων.
- 7ο. Παραγωγή των 100 τεχνητών χρονοϊστοριών με τη θεώρηση στατιστικής ανεξαρτησίας μεταξύ των πάρκων αναφοράς.

Οι 100 τεχνητές χρονοϊστορίες εξετάζονται για το πόσο πιστά ακολουθούν τις πραγματικές χρονοϊστορίες όσον αφορά τη μέση τιμή, την τυπική απόκλιση τους και τη συσχέτιση μεταξύ τους. Στον Πίν. 5-4, παρουσιάζονται τα αντίστοιχα βασικά στατιστικά δεδομένα του Πίν. 5-3 (μέση τιμή και απόκλιση) για τις συνθετικές χρονοϊστορίες και αυτά συγκρίνονται με τη μέση τιμή και την τυπική απόκλιση των χρονοϊστοριών από τις οποίες παρήχθησαν.

Όσον αφορά τη ροπή 1<sup>ης</sup> τάξης (μέση τιμή) οι δύο πληθυσμοί θεωρούνται ταυτόσημοι με τη μεγαλύτερη ποσοστιαία διαφορά να μην υπερβαίνει το 0.1%. Όσον αφορά τη ροπή 2<sup>ης</sup> τάξης

(διασπορά – τυπική απόκλιση) παρατηρείται πάρα πολύ καλή συμφωνία με σχετικές αποκλίσεις που δεν υπερβαίνουν το 1.7%.

Όσον αφορά τις συσχετίσεις παρατηρούνται σημαντικές διαφοροποιήσεις μεταξύ των πραγματικών χρονοϊστοριών και των συνθετικών χρονοϊστοριών. Για τα πάρκα του Συγκροτήματος Κάτω Αχελώου και για τα πάρκα του Συγκροτήματος Νέστου οι συσχετίσεις των συνθετικών χρονοϊστοριών και των πραγματικών χρονοϊστοριών παρουσιάζουν πολύ καλή συμφωνία με τις μέγιστες αποκλίσεις να μην υπερβαίνουν το 1.1% κατά απόλυτη τιμή. Σημαντικές είναι οι αποκλίσεις των συσχετίσεων για πάρκα σε διαφορετικά συγκροτήματα. Ειδικότερα μεταξύ του πάρκου στο Συγκρότημα Αλιάκμονα σε σχέση με τα πάρκα στο Συγκρότημα Κάτω Αχελώου, οι πραγματικές χρονοϊστορίες δίνουν θετική συσχέτιση από 71% έως και 74% ενώ για τις συνθετικές χρονοϊστορίες οι τιμές συσχέτισης είναι αρνητικές και κυμαίνονται από -20% έως και -17%. Αντίστοιχα ενώ οι πραγματικές χρονοϊστορίες δίνουν μία θετική συσχέτιση μεταξύ της παραγωγής των πάρκων στο Συγκρότημα Νέστου με τα πάρκα στο Συγκρότημα Κάτω Αχελώου από 72% έως και 81%, οι συνθετικές χρονοϊστορίες δίνουν μικρές θετικές τιμές συσχέτισης που κυμαίνονται από 3% έως και 10%. Τέλος, μεταξύ του πάρκου στο Συγκρότημα Αλιάκμονα και των πάρκων στο Συγκρότημα Νέστου, ενώ οι πραγματικές χρονοϊστορίες δίνουν μία θετική συσχέτιση που κυμαίνεται από 73% έως και 78%, οι συνθετικές χρονοϊστορίες δίνουν μηδενική πρακτικά συσχέτιση με τιμές που δεν υπερβαίνουν το 2% κατά απόλυτη τιμή.

Parks	P21	P22	P23	P24	P11	P31	P32
E[P]	1303.19	1296.26	1286.92	1276.75	1357.51	1329.21	1452.15
SD[P=Month]	36.88	36.56	37.56	37.00	39.65	37.68	39.19
E[P] (Series)	1304.18	1296.46	1287.08	1276.99	1357.72	1329.03	1452.16
SD[P] (Series)	37.07	36.87	37.82	37.33	39.84	38.32	39.25
E[P]/E[P] (Series)	99.92%	99.98%	99.99%	99.98%	99.98%	100.01%	100.00%
SD[P=Month]/SD[P] (Series)	99.5%	99.2%	99.3%	99.1%	99.5%	98.3%	99.8%
Correlations	P21	P22	P23	P24	P11	P31	P32
P22	97.82%	100.00%	99.81%	98.97%	1.75%	3.06%	9.80%
P11	-0.33%	1.75%	1.49%	1.32%	100.00%	-16.72%	-19.81%
P32	10.14%	9.80%	10.53%	9.44%	-19.81%	87.84%	100.00%
Correlations (JRC Series)	P21	P22	P23	P24	P11	P31	P32
P22	98.0%	100.0%	99.9%	97.9%	72.8%	71.7%	80.6%
P11	75.1%	72.8%	72.5%	78.2%	100.0%	74.2%	71.3%
P32	79.7%	80.6%	79.8%	80.8%	71.3%	88.0%	100.0%
Differences	P21	P22	P23	P24	P11	P31	P32
P22	-0.2%	0.0%	-0.1%	1.1%	-71.1%	-68.7%	-70.8%
P11	-75.5%	-71.1%	-71.0%	-76.8%	0.0%	-90.9%	-91.1%
P32	-69.5%	-70.8%	-69.3%	-71.4%	-91.1%	-0.2%	0.0%

Πίν. 5-4. Βασικά Στατιστικά Στοιχεία των συνθετικών χρονοϊστοριών παραγωγής.

Για την προσαρμογή των συνθετικών χρονοϊστοριών, ώστε αυτές να προσεγγίζουν τις χρονοϊστορίες που προέκυψαν από τα στοιχεία ηλιοφάνειας των Φ/Β πάρκων, συντάχθηκε αλγόριθμος σε VBA. Ο αλγόριθμος είναι τύπου Greedy Search Algorithm (αλγόριθμος «απληστίας») και έγκειται στην αλλαγή της σειράς των επιμέρους τεχνητών χρονοϊστοριών (ανά πάρκο) ώστε τα χαρακτηριστικά της ετήσιας παραγωγής να προσφέρουν συσχετίσεις ανάλογες των χρονοϊστοριών που προέκυψαν από τα στοιχεία ηλιοφάνειας. Η διαδικασία βελτιστοποίησης έχει ως εξής:

01. Ορισμός των Master Parks ως βασικών μεταβλητών και των Slave Parks ως συσχετισμένων μεταβλητών. Πλήθος Βασικών Μεταβλητών = 3. Μεταβλητή 1 = Πάρκο P11. Μεταβλητή 2 = Πάρκο P22. Μεταβλητή 3 = Πάρκο P32.

02. Ορισμός της αντικειμενικής συνάρτησης. Στην περίπτωση μας η αντικειμενική συνάρτηση δίνεται ως το άθροισμα των τετραγώνων των διαφορών των συσχετίσεων:

$$OBJ = \sum (R(i, j)_{JRC} - R(i, j)_{ART})^2$$

03. Αρχικοποίηση Δεικτών. Βήμα = 1. Αριθμός Συνόλου Βημάτων = 1500.

04. Αν Βήμα είναι μικρότερο ή ίσο του Συνόλου Βημάτων κάνε:

001. Μεταβλητή = 1

002. Αν Μεταβλητή είναι μικρότερη ή ίση του πλήθους των βασικών μεταβλητών κάνε:

0001. Επιλογή τυχαίας θέσης A στο διάνυσμα της Μεταβλητής.

0002. Επιλογή τυχαίας θέσης B στο διάνυσμα της Μεταβλητής.

0003. Αν A=B τότε B=B+1 εκτός και B=100 οπότε B=1.

0004. Διάβασε τιμή (AT) της θέσης A

0005. Διάβασε τιμή (BT) της θέσης B.

0006. Θέσε στη θέση B την τιμή AT

0007. Θέσε στη θέση A την τιμή BT

0008. Υπολογισμός Νέας Αντικειμενικής Συνάρτησης της υποψήφιας λύσης  $OBJ_{cand}$

0009. Αν  $OBJ_{cand}$  είναι μικρότερη της  $OBJ_{best}$  τότε η λύση είναι αποδεκτή.  $OBJ_{best} = OBJ_{cand}$  και η νέα λύση γίνεται η βέλτιστη λύση.

0010. Αν  $OBJ_{cand}$  δεν είναι μικρότερη της  $OBJ_{best}$  τότε η λύση δεν είναι αποδεκτή και θέσε στη θέση A την τιμή AT όπως και στη θέση B την τιμή BT.

0011. Μεταβλητή = Μεταβλητή + 1

003. Επιστροφή στο Βήμα 002

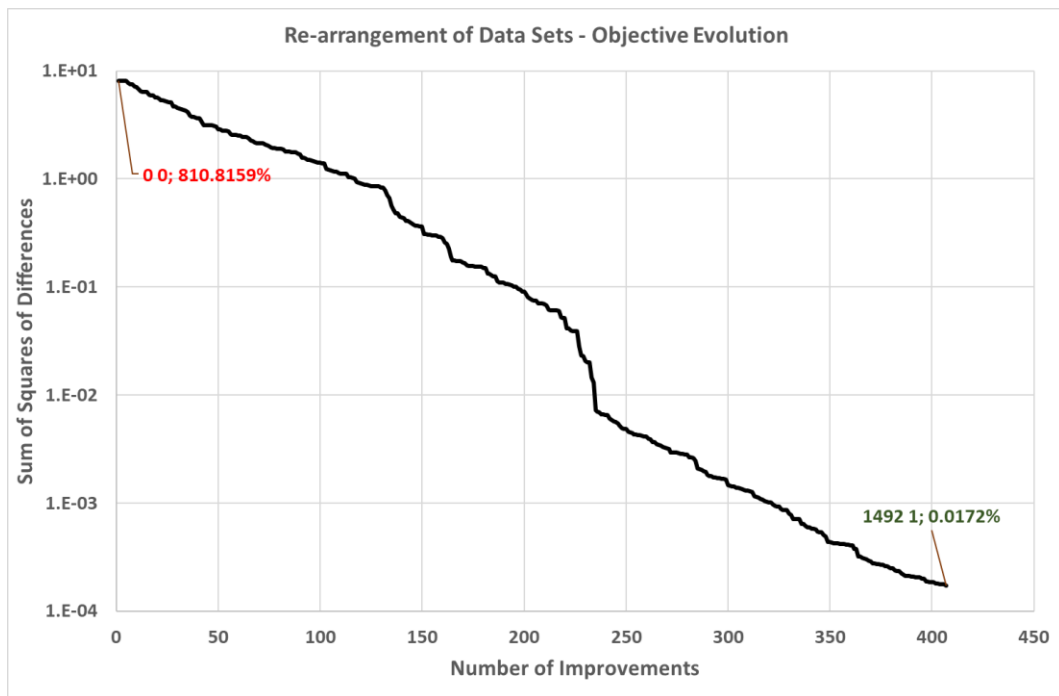
004. Βήμα = Βήμα + 1

05. Επιστροφή στο Βήμα 04.

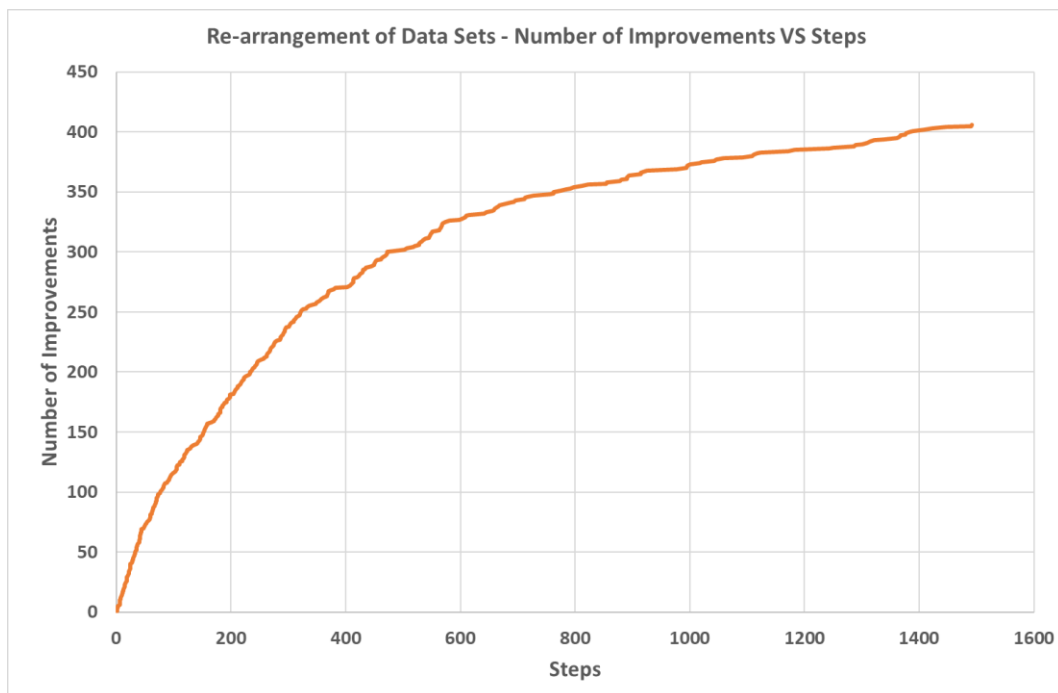
06. Ολοκλήρωση της Διαδικασίας Βελτιστοποίησης.

Ο μέγιστος αριθμός των βημάτων ελήφθη ίσος με 1500. Η εξέλιξη της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης συναρτήσε του πλήθους των βελτιώσεων παρουσιάζεται στο Σχ. 5-19. Από μία αρχική τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης ίση με 810.8% μετά από 408 βελτιώσεις η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης μειώθηκε σε 0.0172%. Σημειώνεται ότι η κλίμακα του κατακόρυφου άξονα είναι λογαριθμική. Η τελευταία βελτίωση αφορούσε τη μεταβλητή 1 (πάρκο P22) και έλαβε χώρα κατά το βήμα 1492. Στο Σχ. 5-20, παρουσιάζεται ο αριθμός των βελτιώσεων ως συνάρτηση

του πλήθους των βημάτων. Στο ένα τρίτο των βημάτων έχουν ήδη πραγματοποιηθεί τα τρία τέταρτα των βελτιώσεων.



Σχ. 5-19. Εξέλιξη της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης σε σχέση με το πλήθος των βελτιώσεων.



Σχ. 5-20. Εξέλιξη του πλήθους των βελτιώσεων ως συνάρτηση των βημάτων.

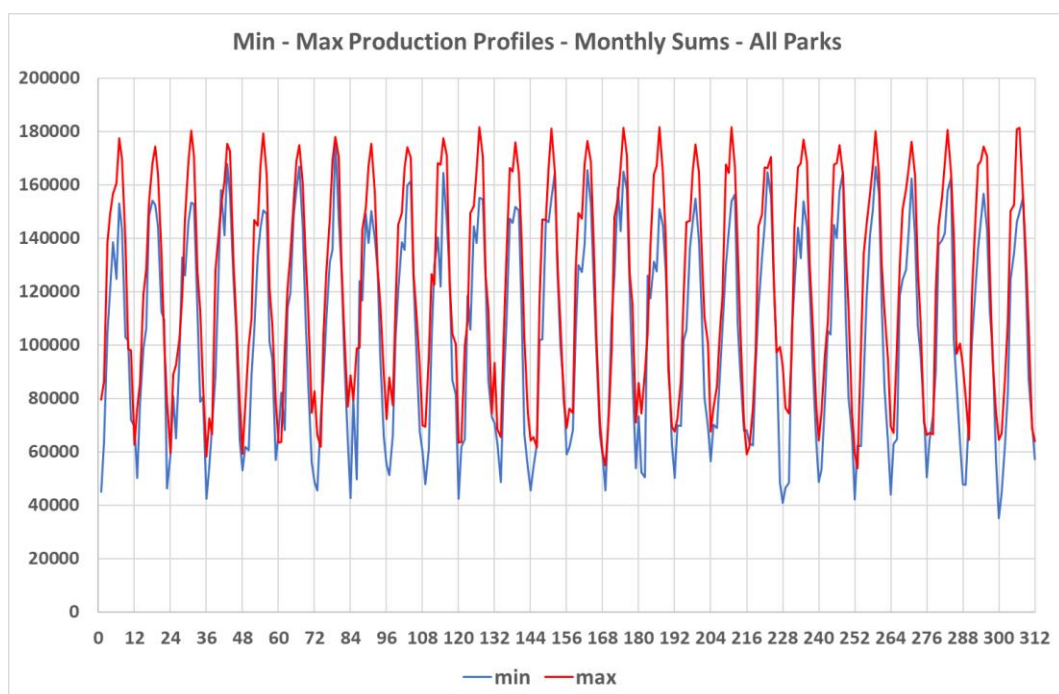
Στον Πίν. 5-5, παρουσιάζονται τα στατιστικά δεδομένα του Πίν. 5-4 αλλά για την τροποποιημένη ακολουθία των χρονοϊστοριών μεταξύ τους. Η 1<sup>η</sup> και 2<sup>η</sup> στατιστική ροπή δεν επηρεάζονται. Οι διαφορές στις συσχετίσεις πρακτικά έχουν μηδενιστεί με τη μέγιστη απόκλιση να είναι της τάξης του 1% περίπου.



Parks	P21C	P22C	P23C	P24C	P11C	P31C	P32C
E[P]	1303.19	1296.26	1286.92	1276.75	1357.51	1329.21	1452.15
SD[P=Month]	36.88	36.56	37.56	37.00	39.65	37.68	39.19
E[P] (Series)	1304.18	1296.46	1287.08	1276.99	1357.72	1329.03	1452.16
SD[P] (Series)	37.07	36.87	37.82	37.33	39.84	38.32	39.25
E[P]/E[P] (Series)	99.92%	99.98%	99.99%	99.98%	99.98%	100.01%	100.00%
SD[P=Month]/SD[P] (Series)	99.5%	99.2%	99.3%	99.1%	99.5%	98.3%	99.8%
Correlations	P21C	P22C	P23C	P24C	P11C	P31C	P32C
P22C	97.82%	100.00%	99.81%	98.97%	73.01%	71.69%	80.40%
P11C	74.88%	73.01%	72.64%	77.80%	100.00%	74.09%	71.24%
P32C	79.59%	80.40%	80.01%	80.95%	71.24%	87.84%	100.00%
Correlations (JRC Series)	P21C	P22C	P23C	P24C	P11C	P31C	P32C
P22C	98.0%	100.0%	99.9%	97.9%	72.8%	71.7%	80.6%
P11C	75.1%	72.8%	72.5%	78.2%	100.0%	74.2%	71.3%
P32C	79.7%	80.6%	79.8%	80.8%	71.3%	88.0%	100.0%
Differences	P21C	P22C	P23C	P24C	P11C	P31C	P32C
P22C	-0.2%	0.0%	-0.1%	1.1%	0.2%	-0.1%	-0.1%
P11C	-0.2%	0.2%	0.2%	-0.4%	0.0%	-0.1%	-0.1%
P32C	-0.1%	-0.1%	0.2%	0.1%	-0.1%	-0.2%	0.0%

Πίν. 5-5. Βασικά Στατιστικά Στοιχεία των συνθετικών χρονοϊστοριών παραγωγής μετά την τροποποίηση θέσης.

Οι καμπύλες μέγιστης και ελάχιστης παραγωγής για όλα τα πάρκα και για τις συνθετικές χρονοϊστορίες παρουσιάζονται στο Σχ. 5-21. Σε σχέση με τις καμπύλες του Σχ. 5-17, συνεχίζουν να παρατηρούνται εξάρσεις, όπως και υφέσεις στη μέγιστη παραγωγή αλλά με διαφοροποιήσεις όσον αφορά τη συχνότητα των εξάρσεων και υφέσεων. Ειδικότερα παρατηρούνται 4 εξάρσεις στα 16 έτη (25%) με μηνιαία παραγωγή άνω των 180kWh/kWp έναντι 8 στα 26 έτη (31%) για την πλέον παραγωγική χρονοϊστορία και 4 υφέσεις στα 16 έτη (25%) με μηνιαία παραγωγή χαμηλότερη από 40kWh/kWp έναντι 1 στα 26 έτη (3.8%) για τη λιγότερο παραγωγική συνθετική χρονοϊστορία.



Σχ. 5-21. Συνθετικές Χρονοϊστορίες – Καμπύλες Μέγιστης και Ελάχιστης Παραγωγής.

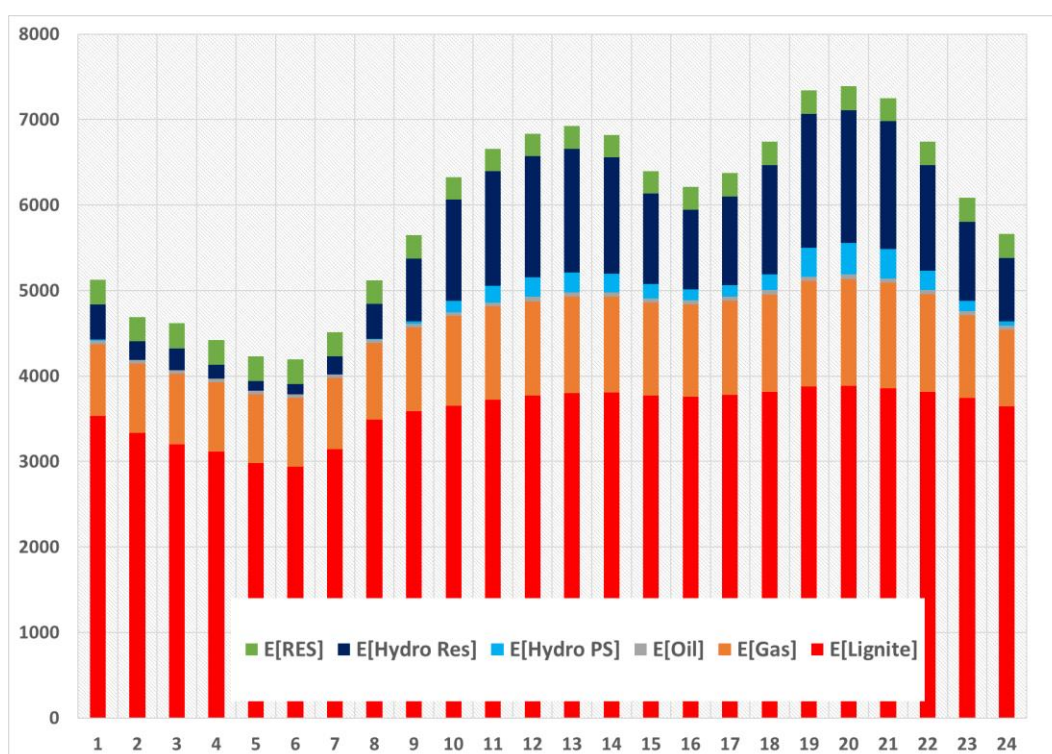
Οι διαφοροποιήσεις αυτές είναι γενικώς αποδεκτές και σχετίζονται με τη στοχαστικότητα της ηλιοφάνειας σε μία περιοχή.

## 5.4 ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

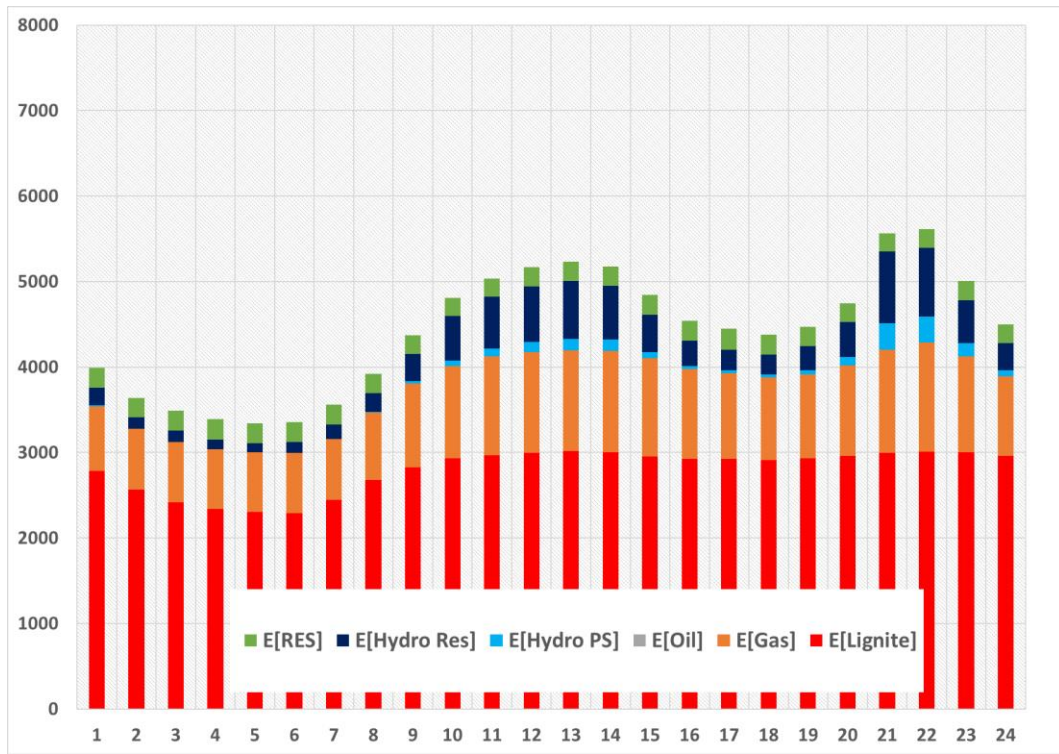
### 5.4.1 Ωριαία μεταβολή ζήτησης από Μονάδες στο Σύστημα

Στο Σχ. 5-22 έως και το Σχ. 5-49, παρουσιάζονται οι καμπύλες ζήτησης φορτίου για τις μονάδες στο σύστημα για τα έτη 2010, 2013, 2016, 2019, 2020, 2021 και 2022 για τους μήνες Ιανουάριο, Απρίλιο, Ιούλιο και Οκτώβριο. Τα στοιχεία δεν περιλαμβάνουν το ισοζύγιο των διασυνδέσεων.

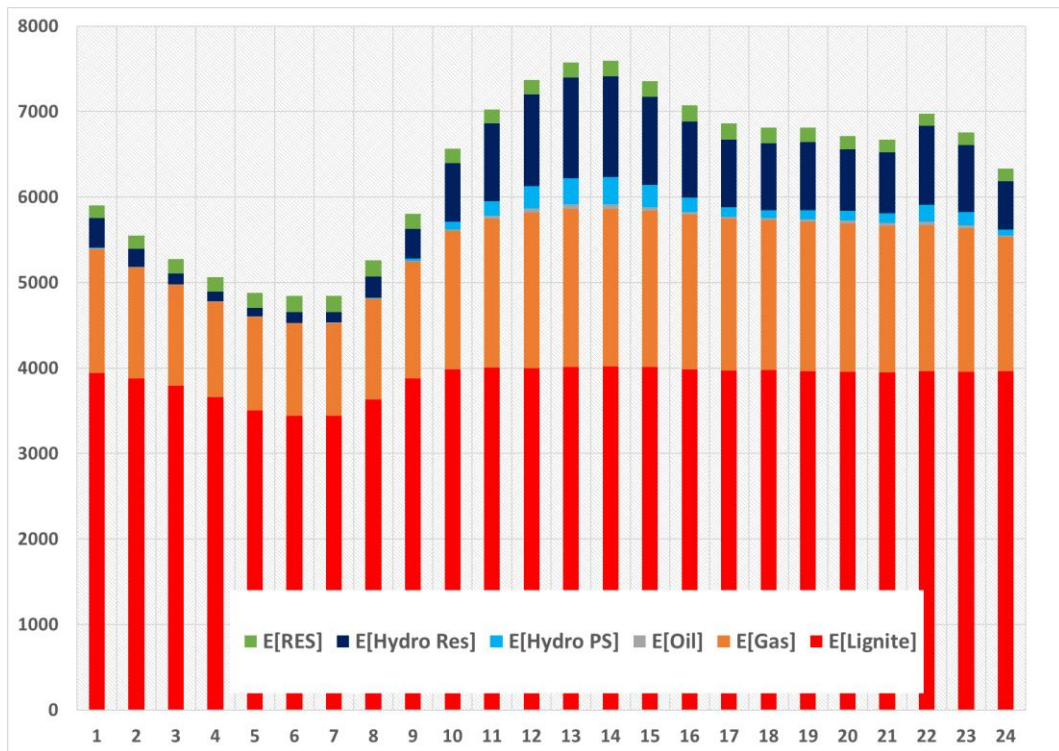
Η μεταβολή της μέσης ωριαίας ζήτησης ισχύος ακολουθεί την τυπική μορφή της πλάτης της πάπιας (duck tail) όσο αυξάνεται στα συστήματα μεταφοράς και διανομής η διείσδυση των Φ/Β με περιορισμένη ζήτηση τις μεσημεριανές ώρες. Τα ωριαία στοιχεία δίνονται σε East European Time (EET) και East European Summer Time (EEST) δηλαδή σε UTC+2 και UTC+3. Εξωγενείς παράγοντες όπως η πανδημία του 2020 ή το παρατεταμένο κύμα καύσωνα το 2<sup>ο</sup> μισό του Ιουλίου του 2021 δύναται να επηρεάσουν τη συνολική ζήτηση αλλά η διαφορά στη ζήτηση μεταξύ του μεσημεριού και των βραδινών ωρών παραμένει υψηλότερη του 1GW. Ιδιαίτερη μνεία θα πρέπει να γίνει για το έτος 2022 τους μήνες Απρίλιο και Οκτώβριο όταν και η ζήτηση για ισχύ στις μονάδες του συστήματος ήταν ιδιαίτερα χαμηλή. Επίσης από το 2010 έως και 2020 είναι εμφανής η υποκατάσταση της παραγωγής από λιγνιτικές μονάδες από παραγωγή από ΑΠΕ και Φυσικό Αέριο που αποτελούσε έως και τις αρχές του 2022 η στρατηγική επιλογή της ΕΕ για τη μετάβαση σε μία οικονομία χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος.



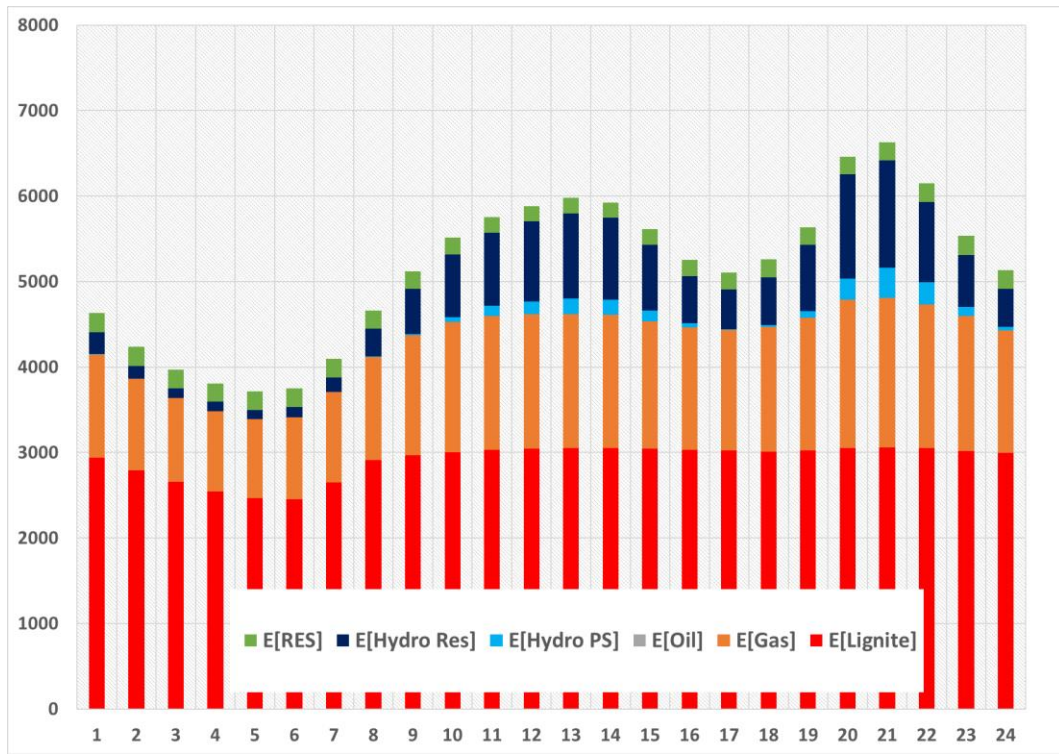
Σχ. 5-22. Μέση ωριαία ζήτηση Ισχύος στο Σύστημα- Έτος 2010 – Μήνας Ιανουάριος.



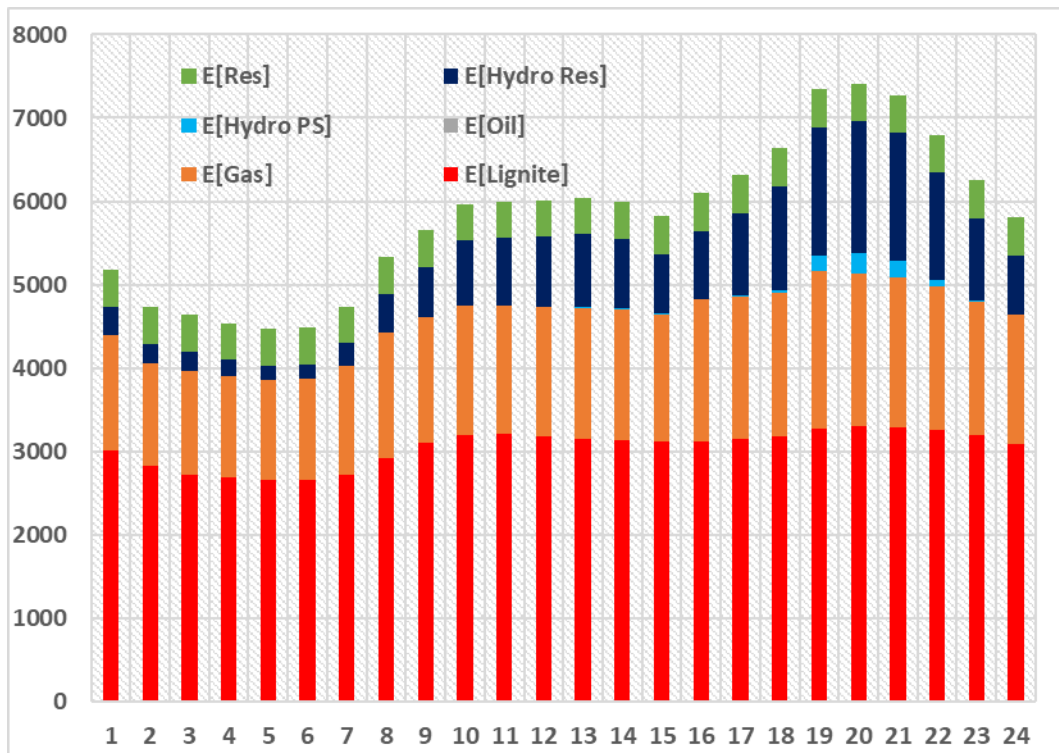
Σχ. 5-23. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2010 – Μήνας Απρίλιος.



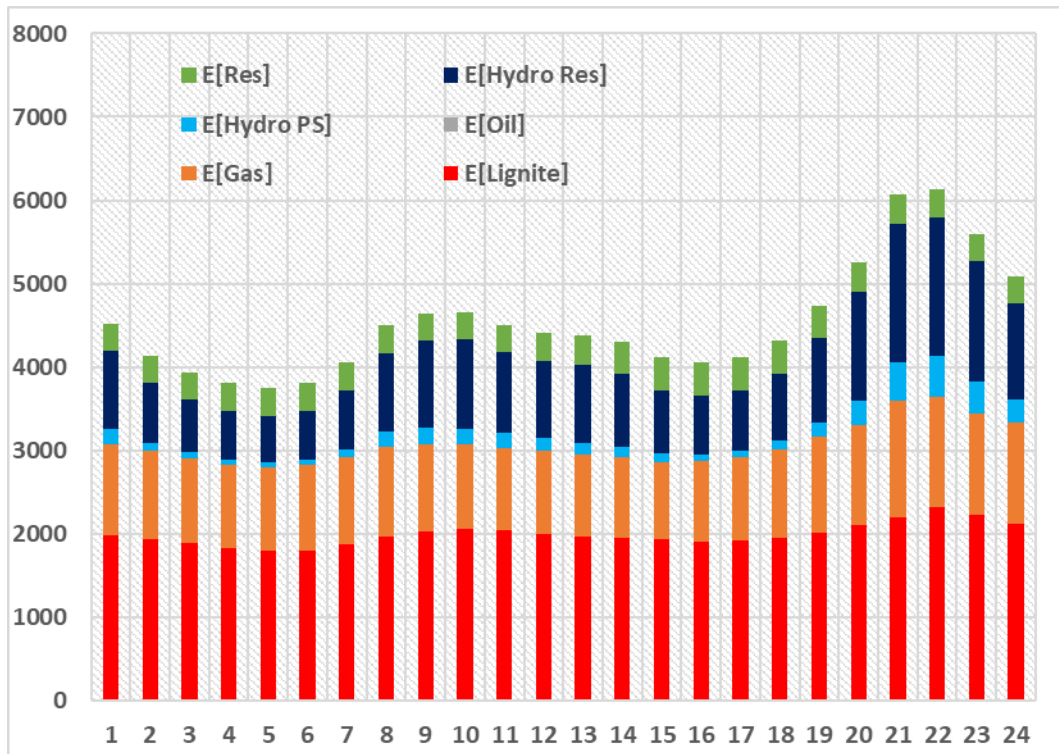
Σχ. 5-24. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2010 – Μήνας Ιούλιος.



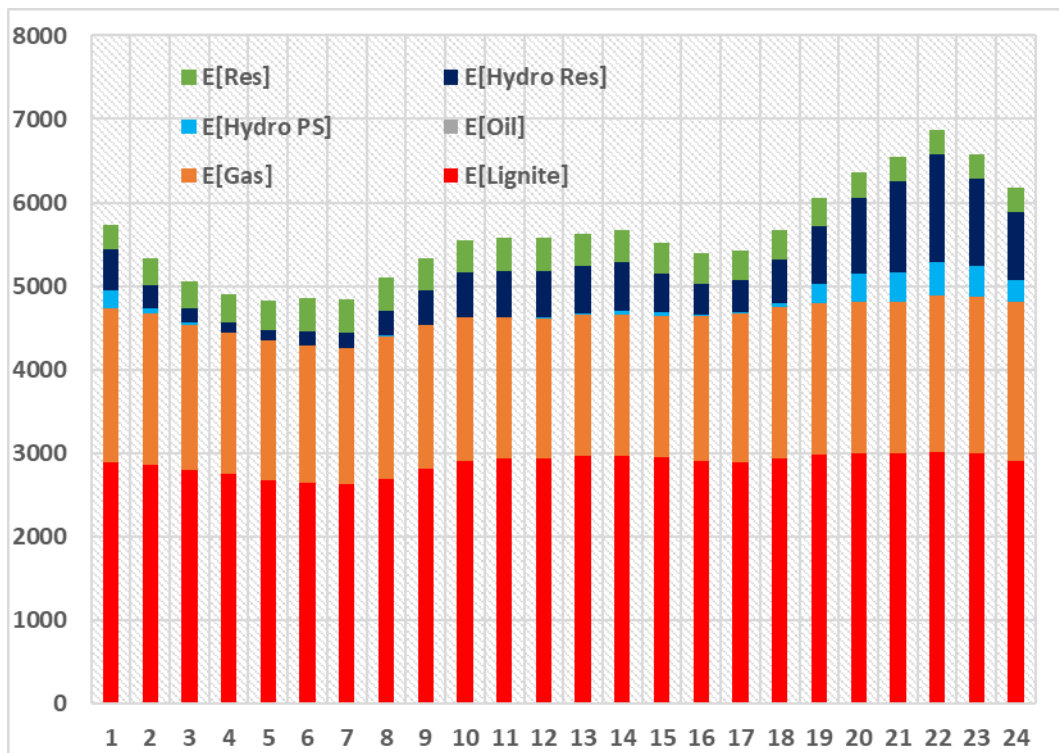
Σχ. 5-25. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2010 – Μήνας Οκτώβριος.



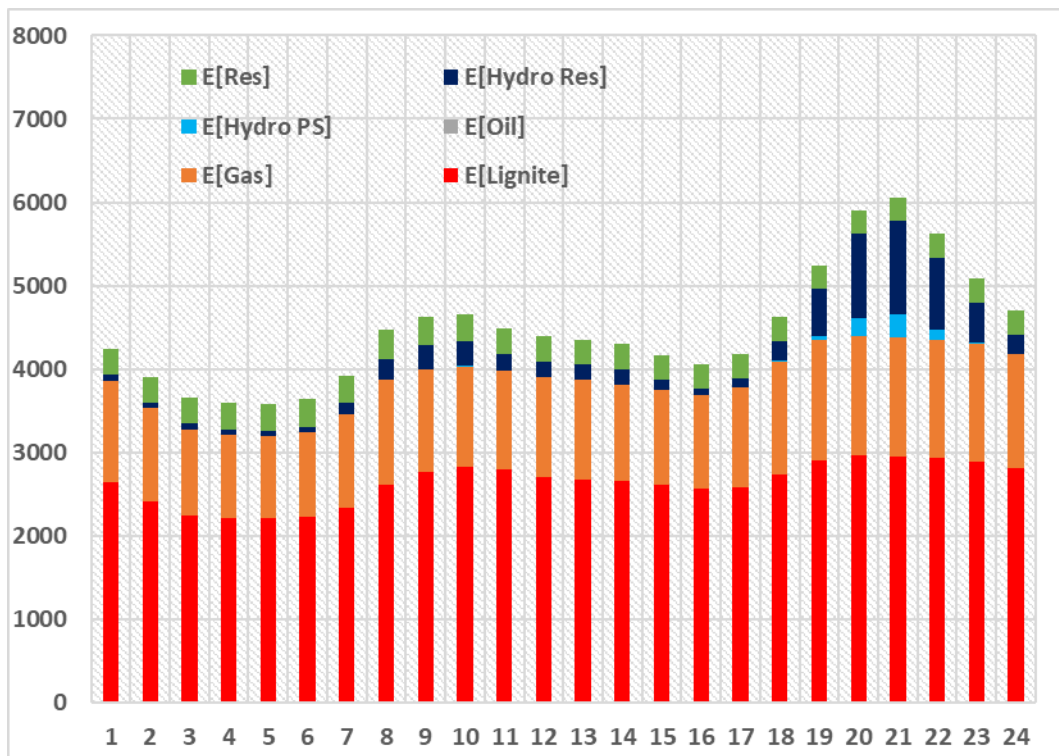
Σχ. 5-26. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Ιανουάριος.



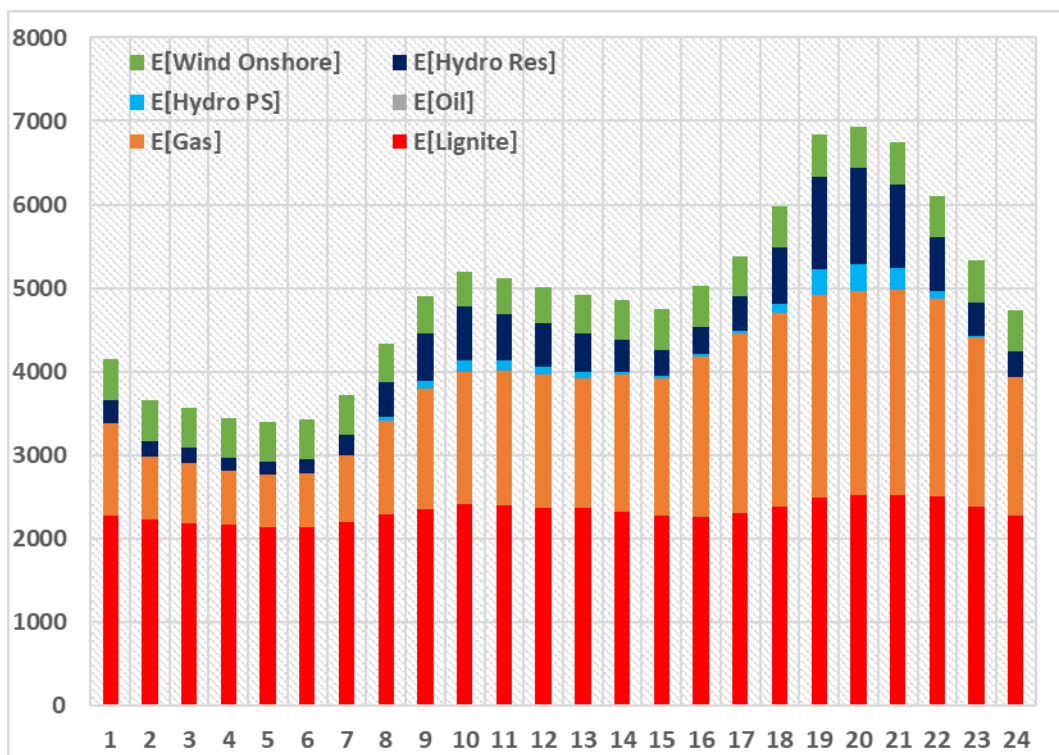
Σχ. 5-27. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Απρίλιος.



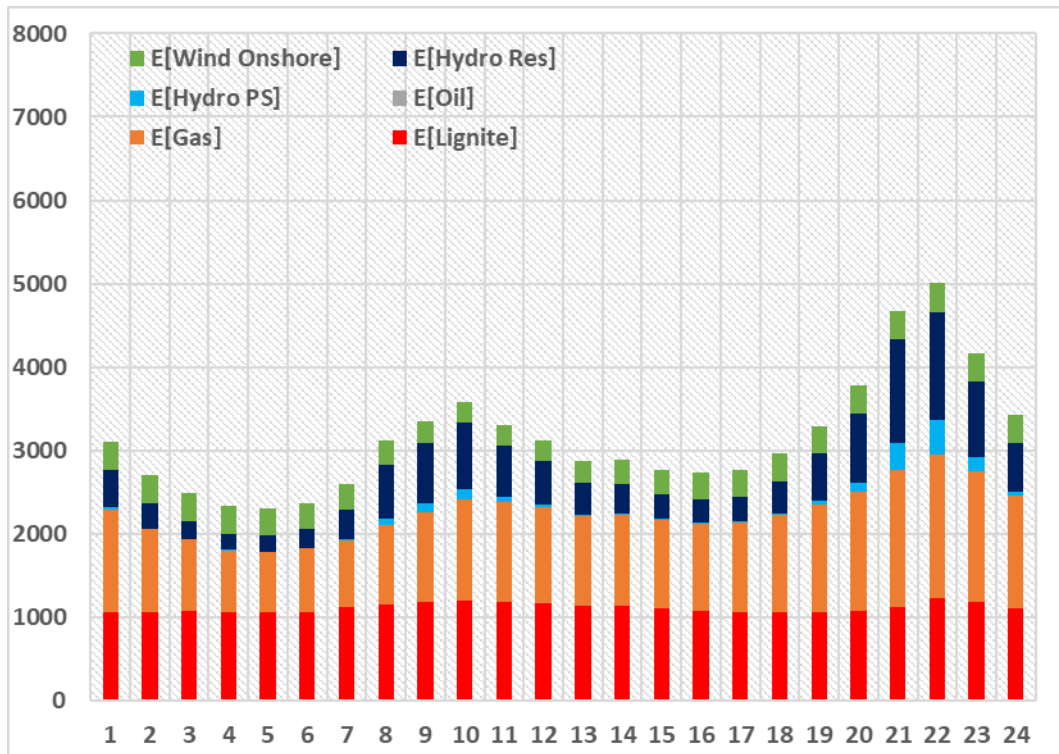
Σχ. 5-28. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Ιούλιος.



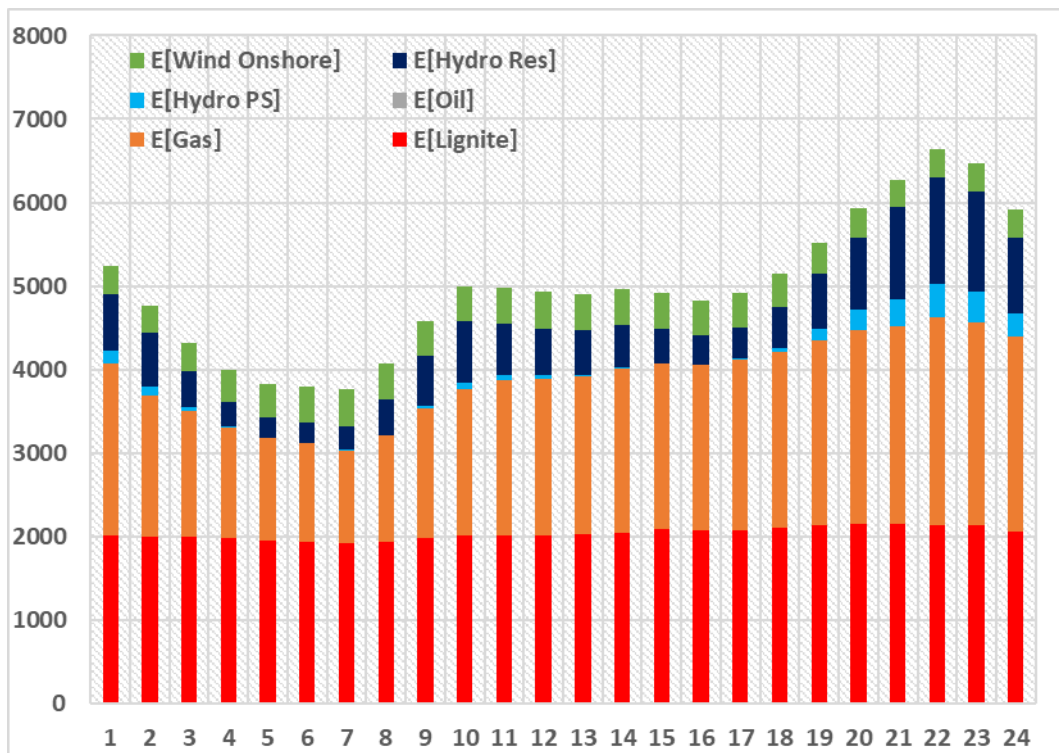
Σχ. 5-29. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2013 – Μήνας Οκτώβριος.



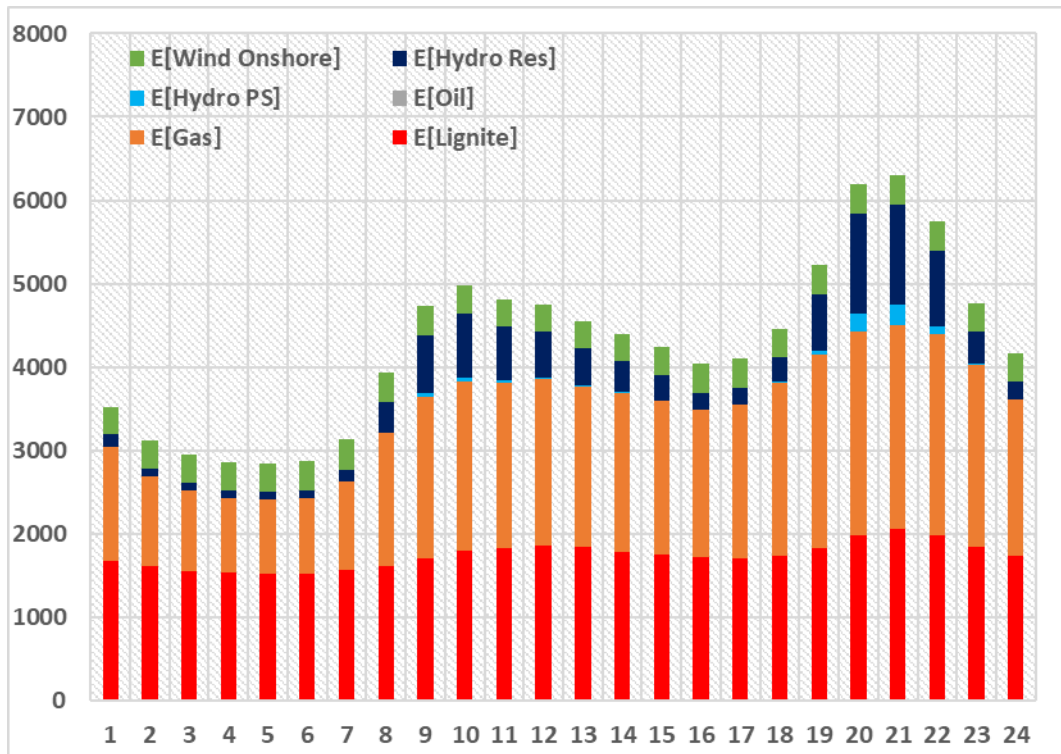
Σχ. 5-30. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 – Μήνας Ιανουάριος.



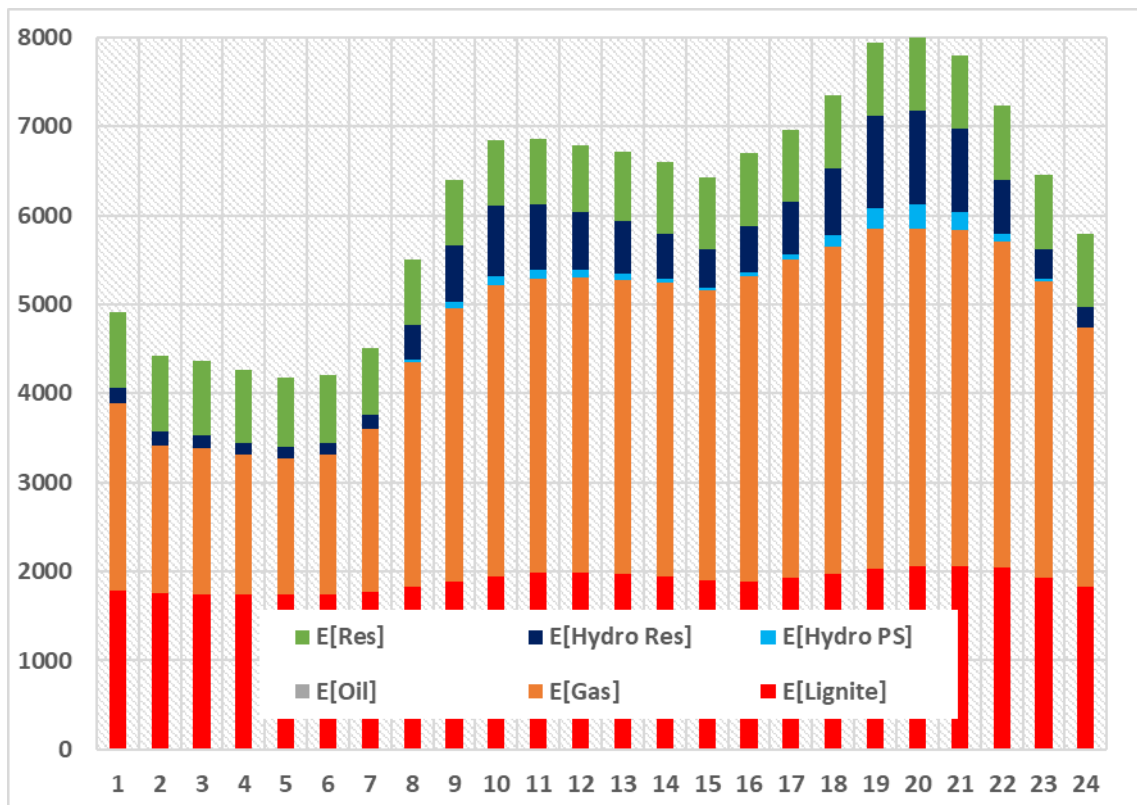
Σχ. 5-31. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 – Μήνας Απρίλιος.



Σχ. 5-32. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 – Μήνας Ιούλιος.

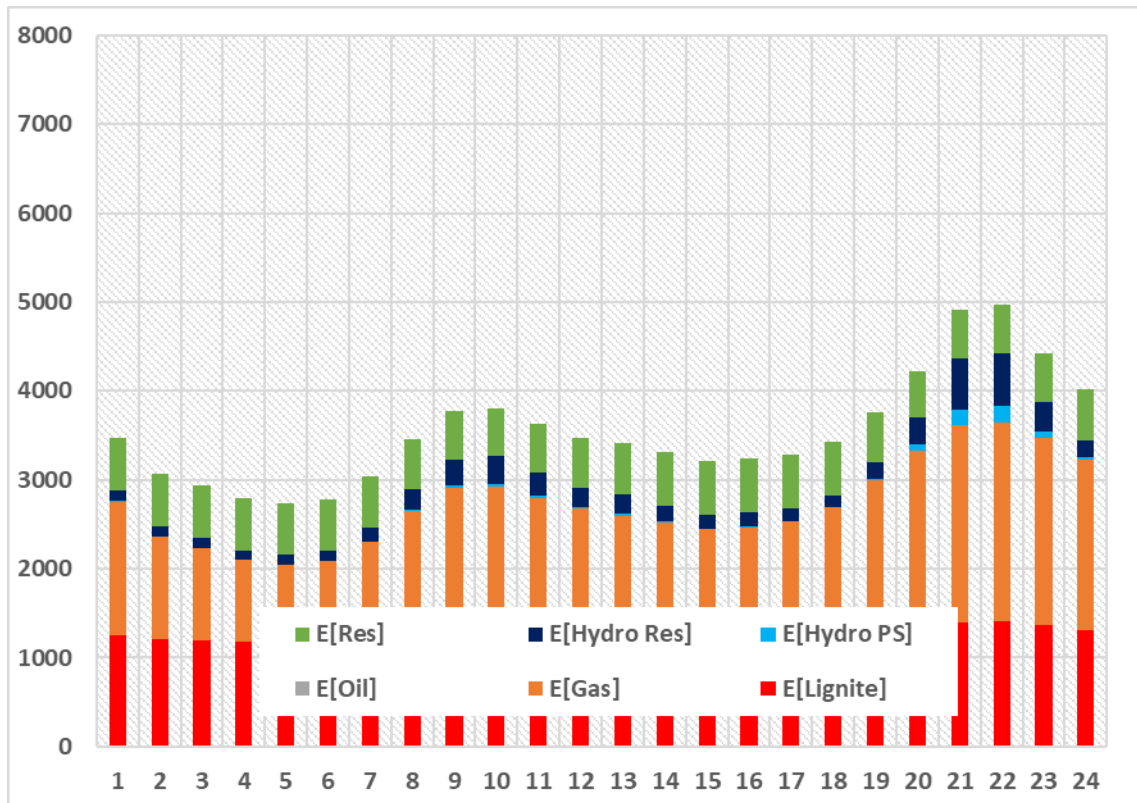


Σχ. 5-33. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2016 - Μήνας Οκτώβριος.

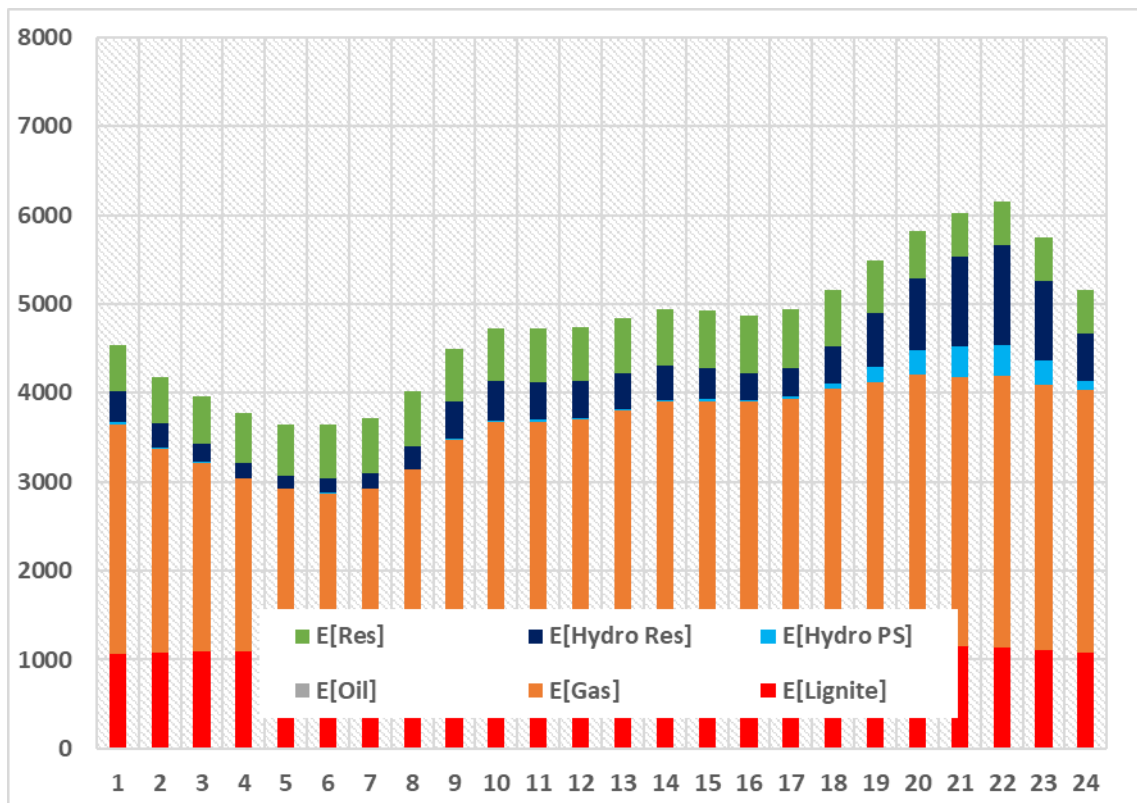


Σχ. 5-34. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2019 - Μήνας Ιανουάριος.

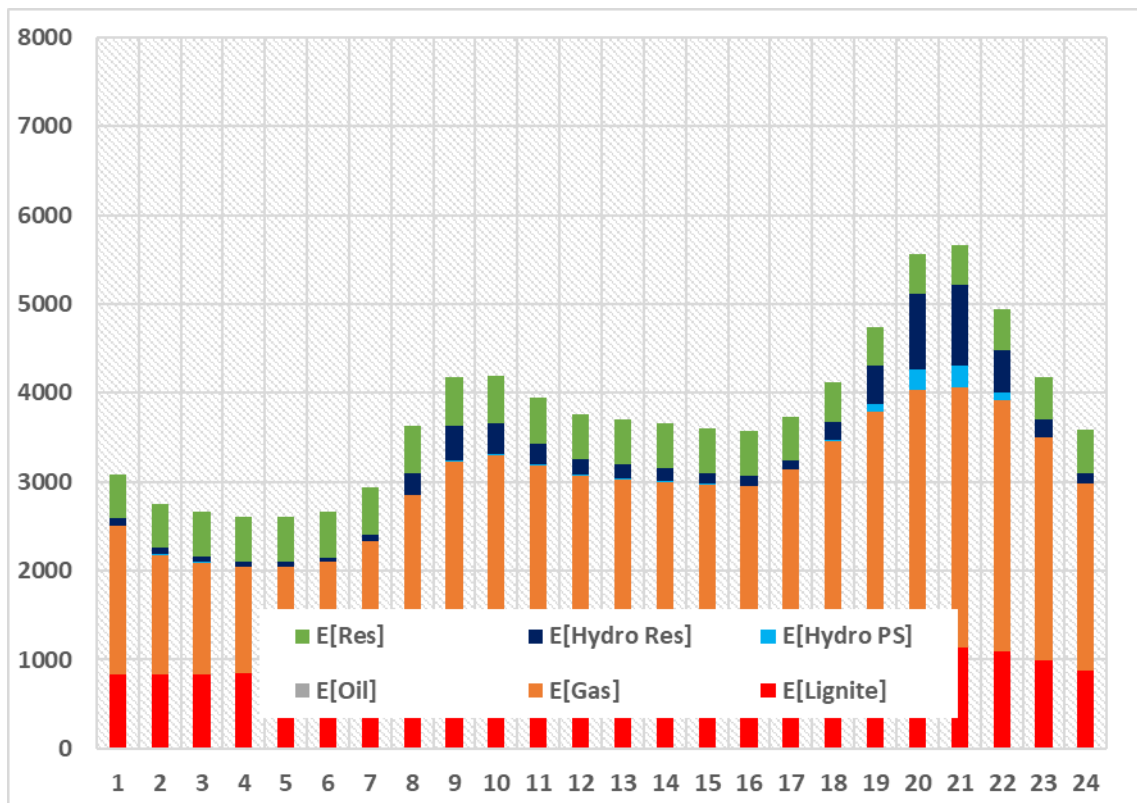




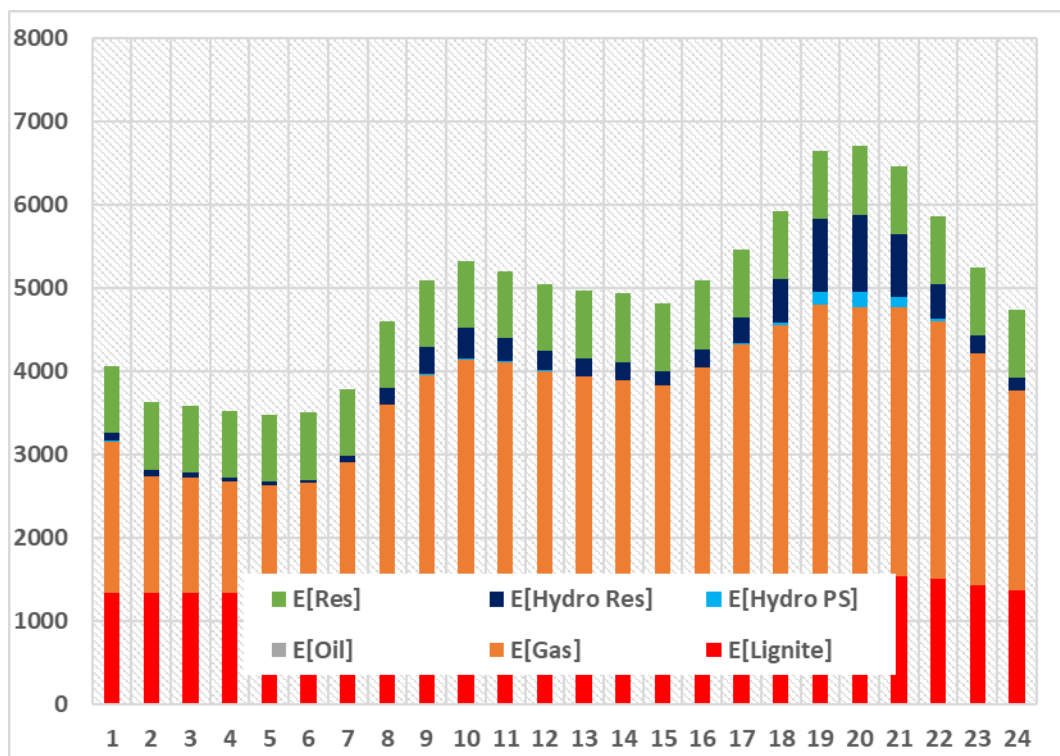
Σχ. 5-35. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2019 – Μήνας Απρίλιος.



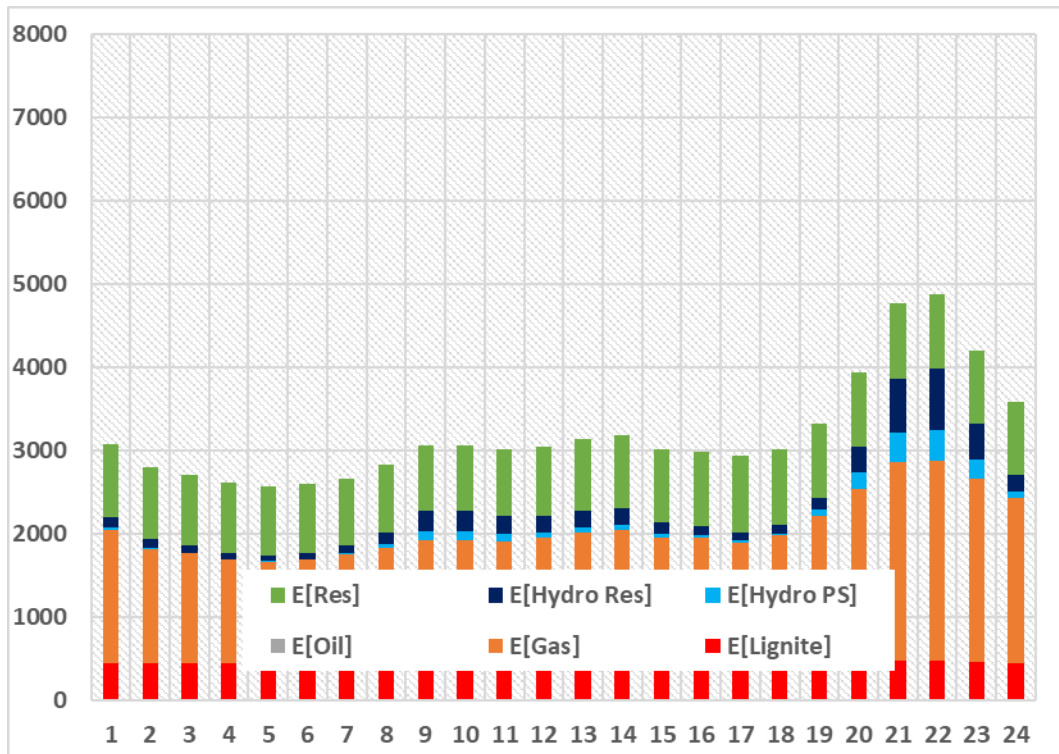
Σχ. 5-36. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2019 – Μήνας Ιούλιος.



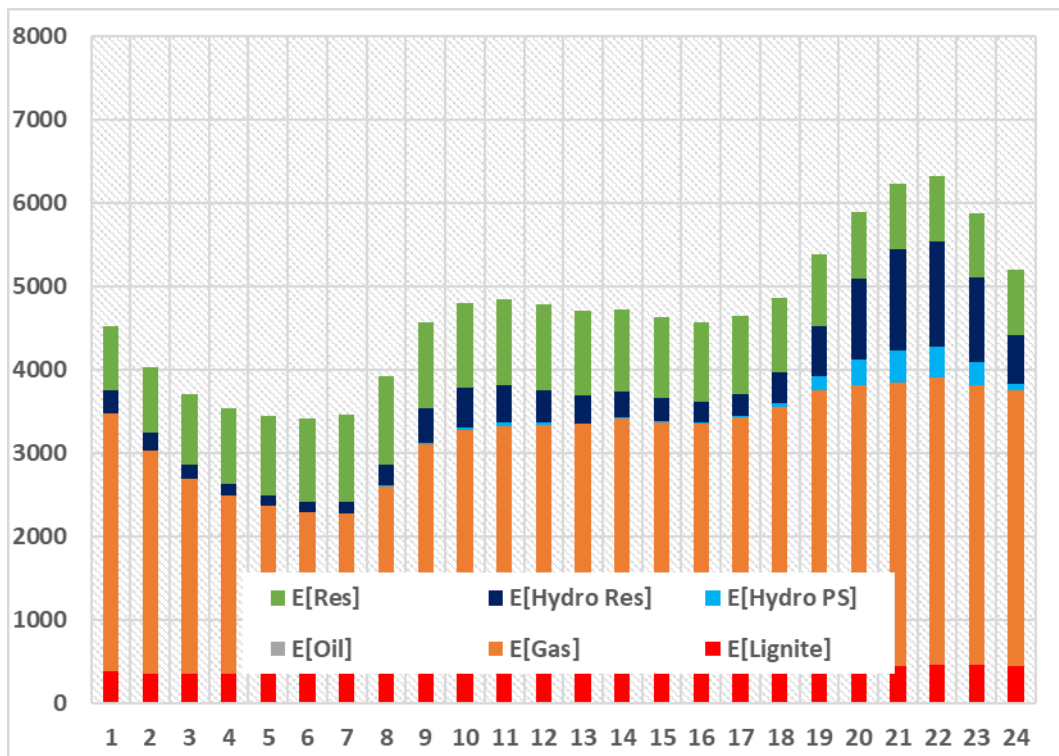
Σχ. 5-37. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2019 – Μήνας Οκτώβριος.



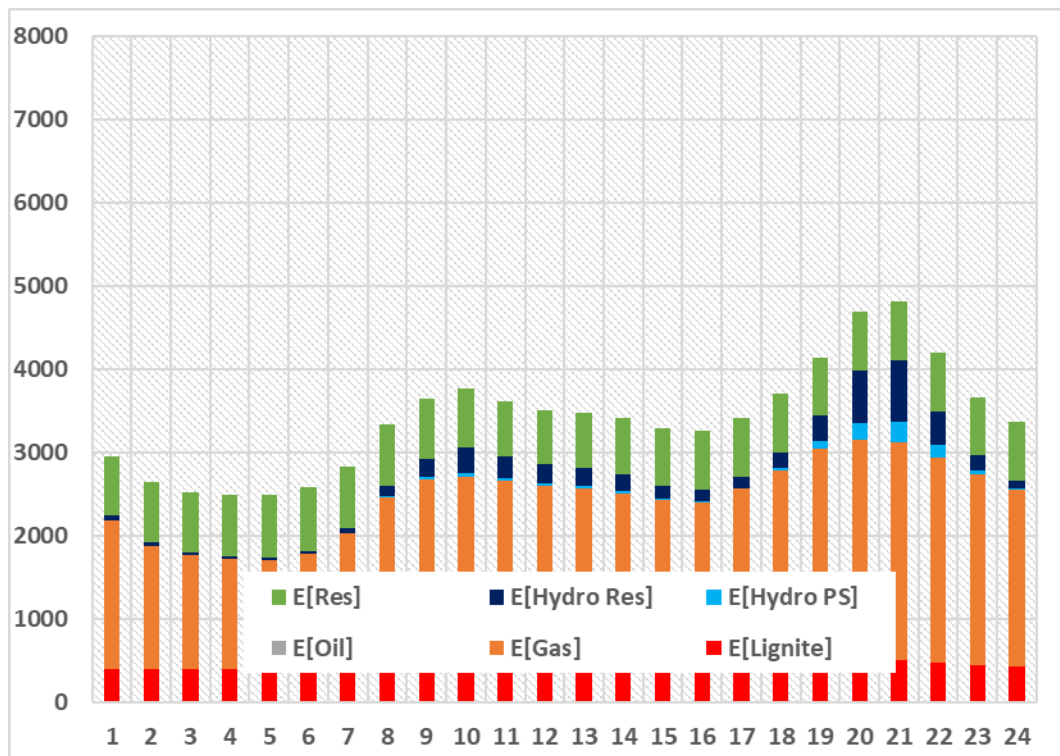
Σχ. 5-38. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2020 – Μήνας Ιανουάριος.



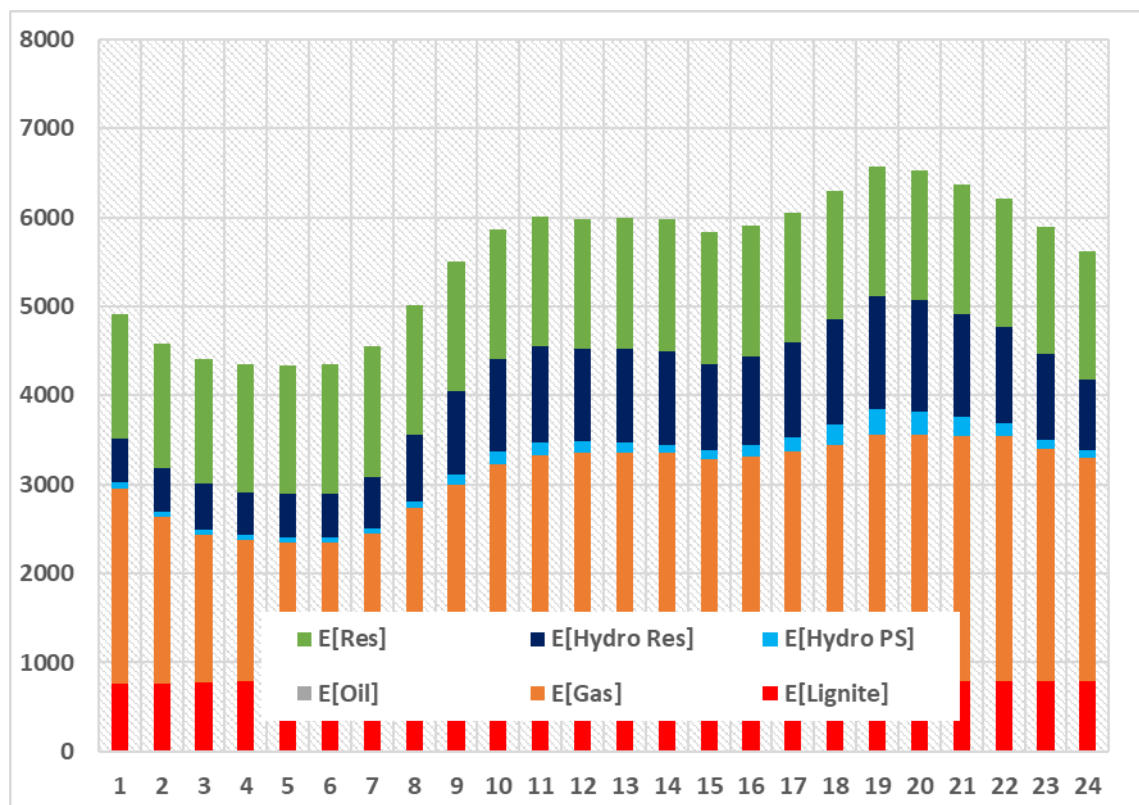
Σχ. 5-39. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2020 – Μήνας Απρίλιος.



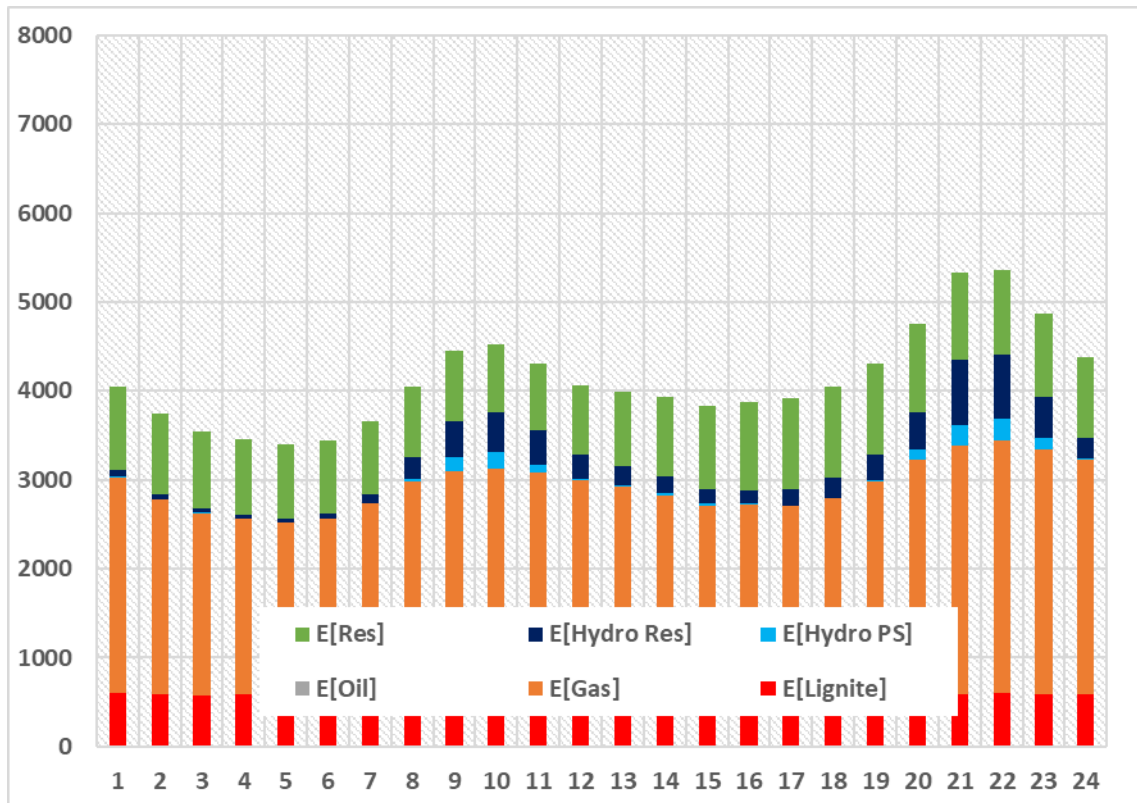
Σχ. 5-40. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2020 – Μήνας Ιούλιος.



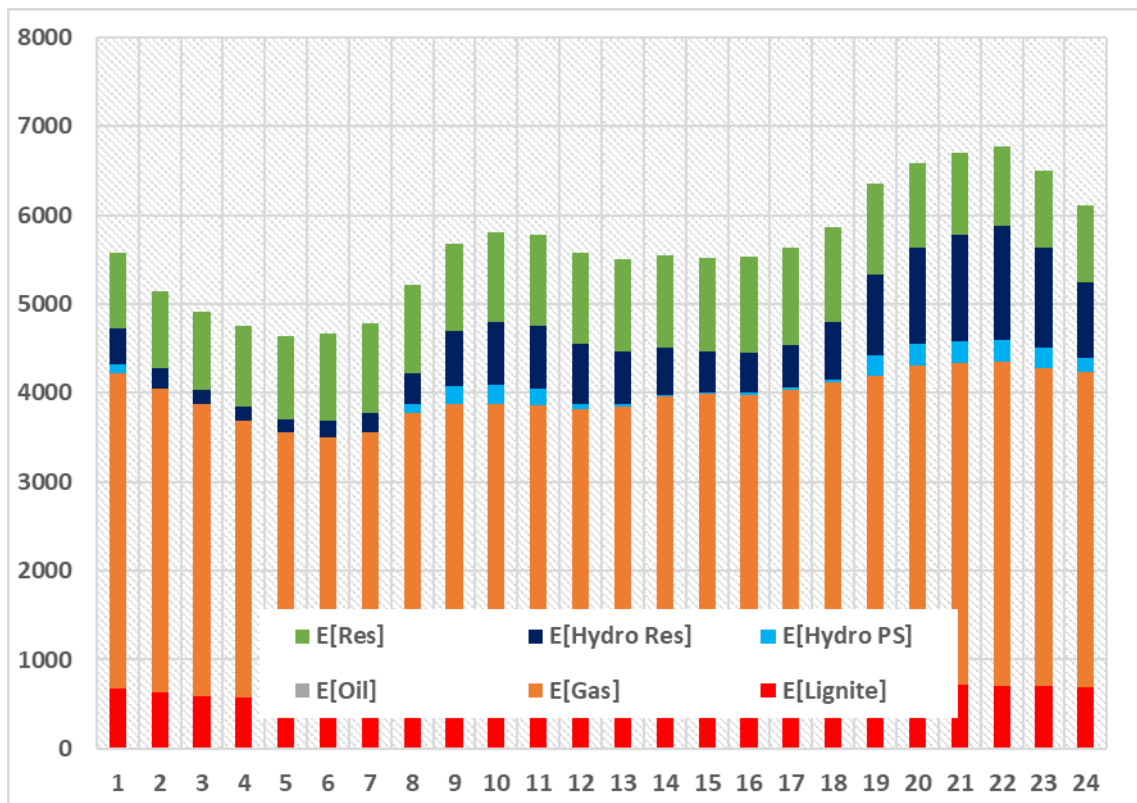
Σχ. 5-41. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2020 – Μήνας Οκτώβριος.



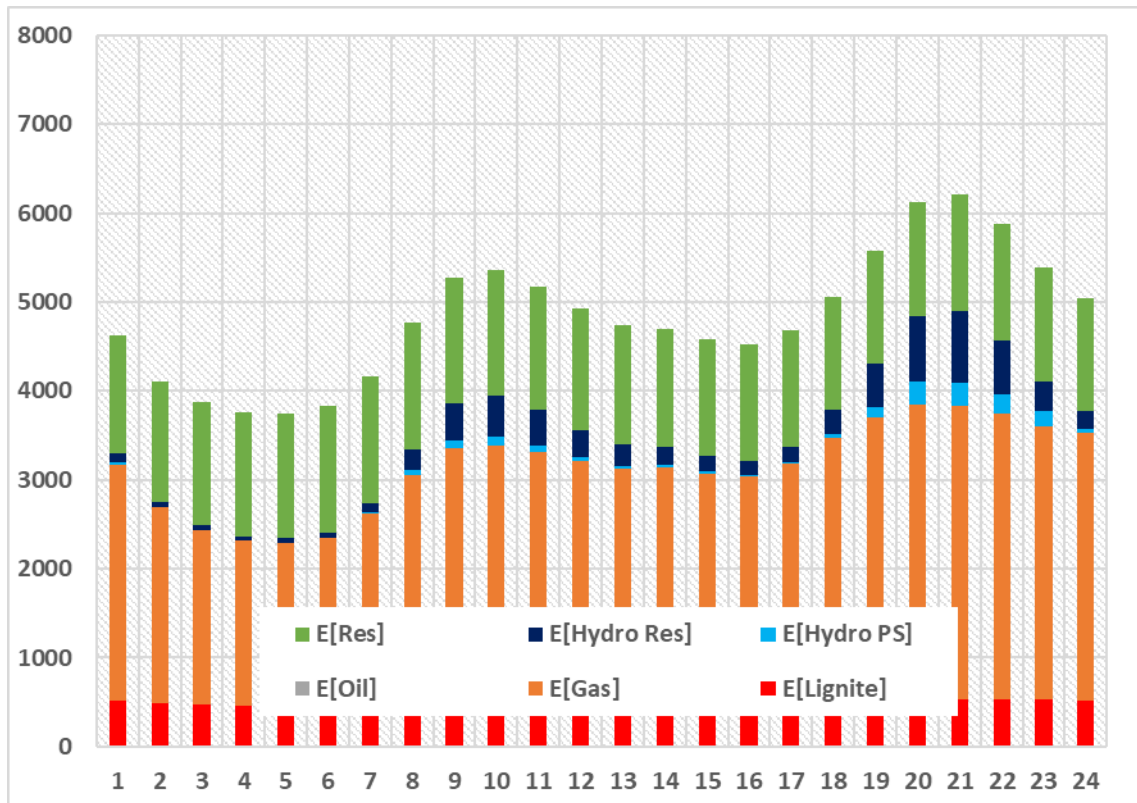
Σχ. 5-42. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Ιανουάριος.



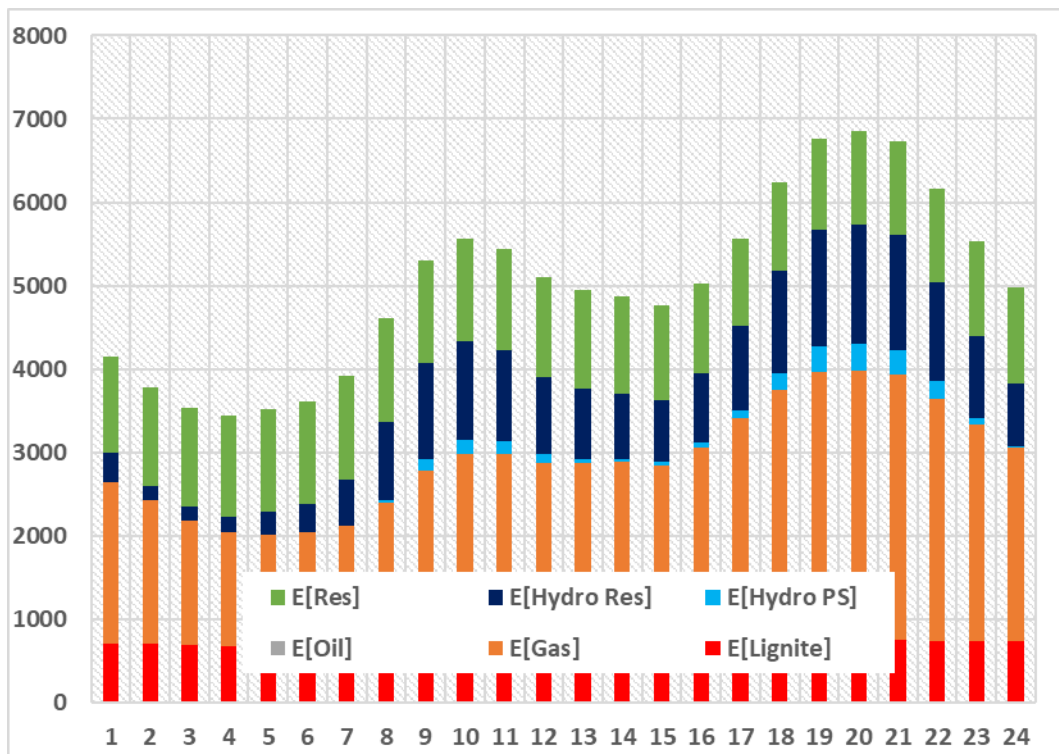
Σχ. 5-43. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Απρίλιος.



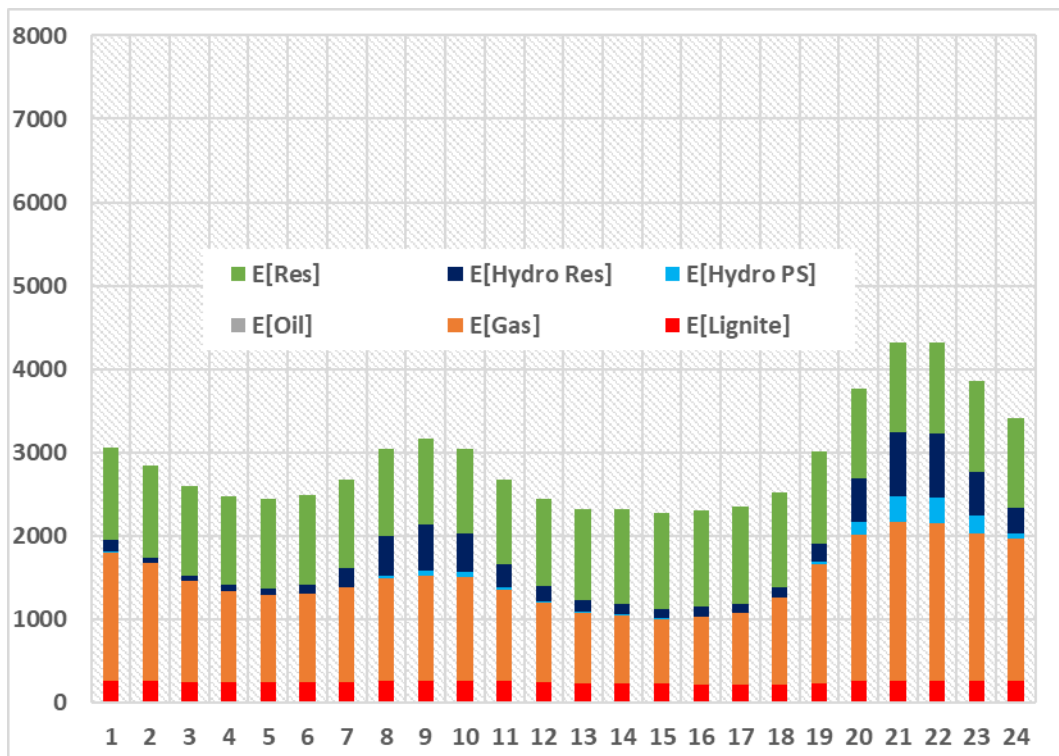
Σχ. 5-44. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Ιούλιος.



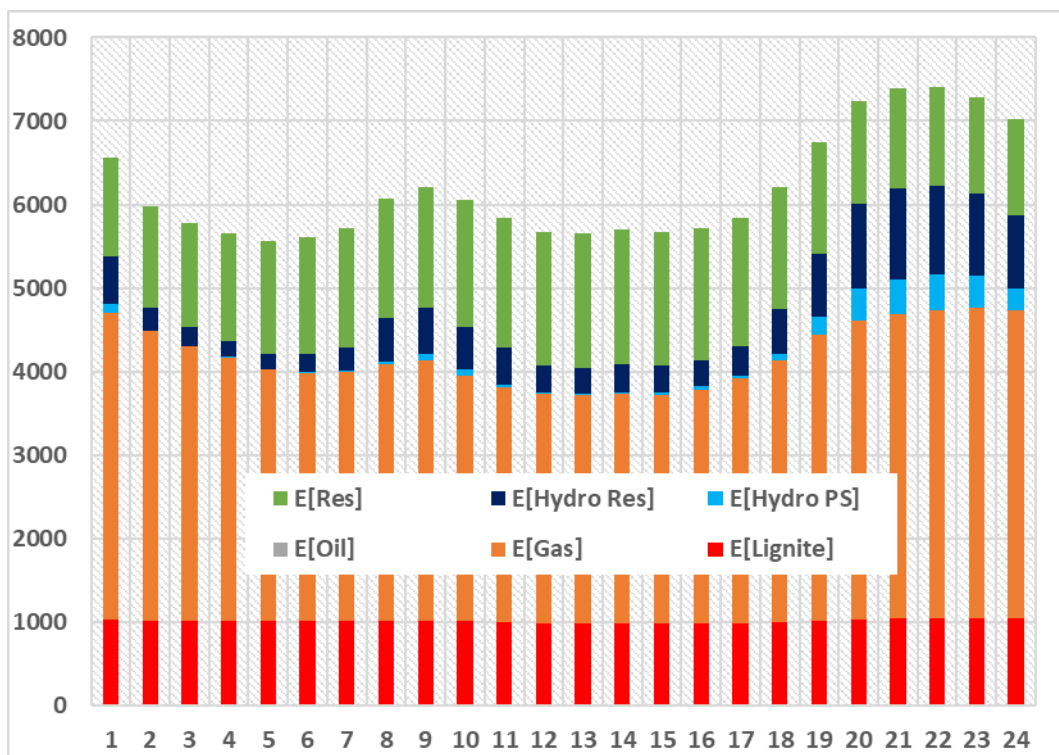
Σχ. 5-45. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2021 – Μήνας Οκτώβριος.



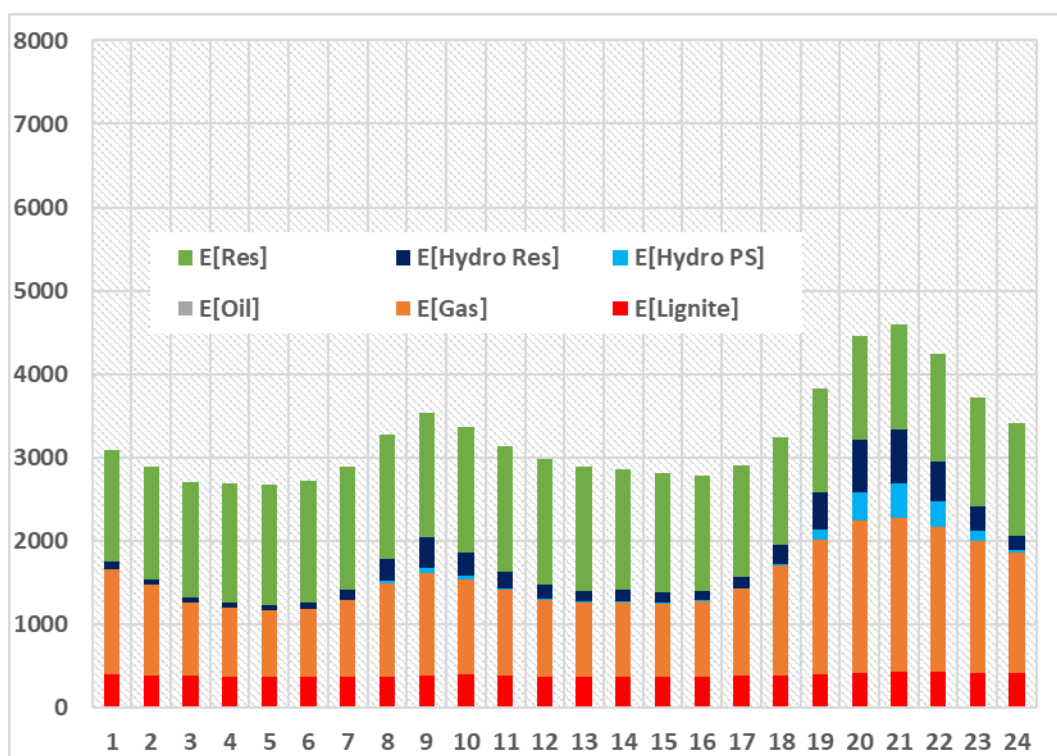
Σχ. 5-46. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2022 – Μήνας Ιανουάριος.



Σχ. 5-47. Ωριαία ζήτηση Φορτίου στο Σύστημα- Έτος 2022 – Μήνας Απρίλιος.



Σχ. 5-48. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2022 – Μήνας Ιούλιος.



Σχ. 5-49. Όπως Σχ. 5-22 - Έτος 2022 - Μήνας Οκτώβριος.

#### 5.4.2 Μεταβολή της ζήτησης από Διασυνδέσεις

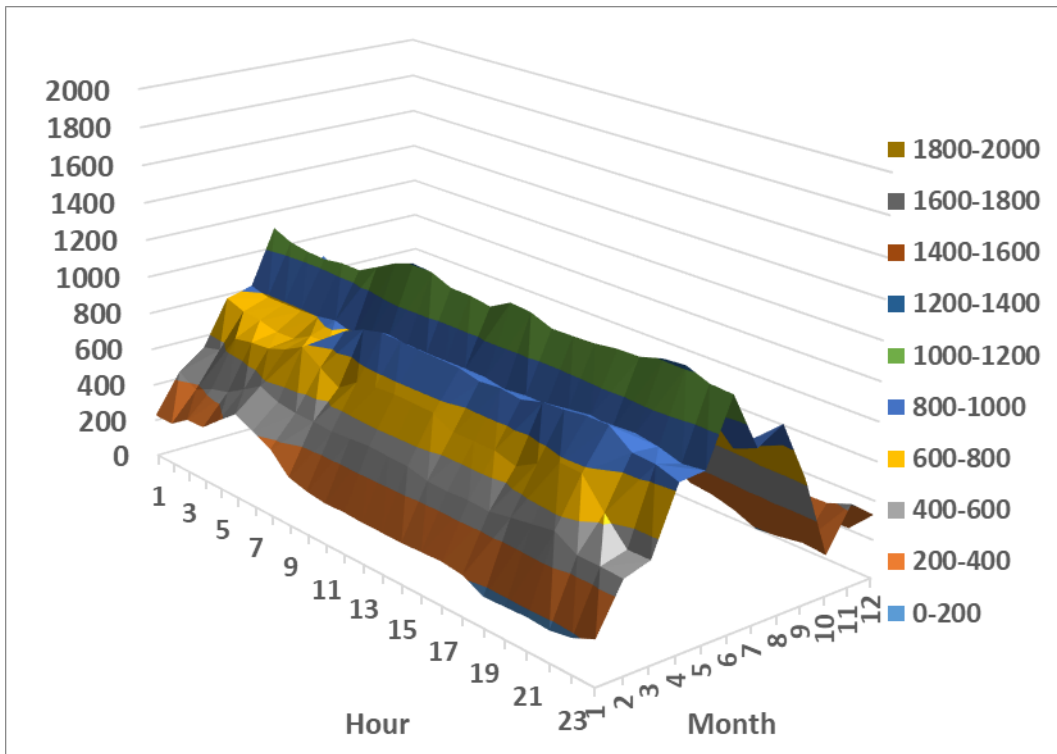
Η μη συμπερίληψη των διασυνδέσεων στο Σχ. 5-22 έως και το Σχ. 5-49 σχετίζεται με την ευελιξία που αυτές έχουν να απορροφούν πλεονάσματα ενέργειας. Επίσης το ισοζύγιο των διασυνδέσεων επηρεάζεται σημαντικά από το πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς.

Στο Σχ. 5-50 έως και το Σχ. 5-56, παρουσιάζεται η μέση ωριαία διακύμανση της διαφοράς των εισαγωγών μείον τις εξαγωγές ισχύος για τα έτη 2010, 2013, 2016, 2019, 2020, 2021 και 2022. Το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι συστηματικά ελλειμματικό, με αποτέλεσμα η διαφορά αυτή να είναι κυρίως θετική. Αλλά αυτό τα τελευταία χρόνια λόγω της αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ έχει αρχίσει να μεταβάλλεται.

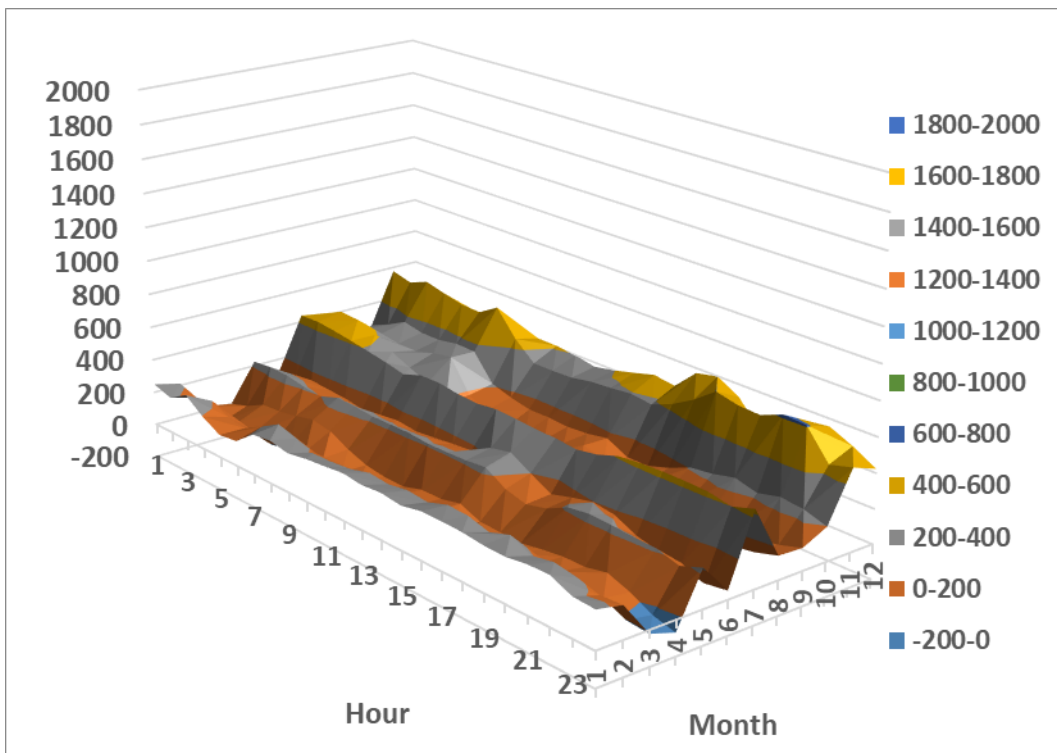
Το 2010 κατά μέσο όρο η διαφορά αυτή ήταν θετική και ίση στα 639MW με διακυμάνσεις από 158MW έως και 1218MW. Η ενδοημερήσια διακύμανση δεν ήταν σημαντική και ο μήνας με το μεγαλύτερο θετικό πρόσημο ήταν ο Ιούνιος με μέση έγχυση ισχύος στα 1144MW και διακύμανση από 1044MW έως και 1218MW.

Το 2013, σε περίοδο «υψηλών» τιμών για τα προϊόντα ενέργειας αλλά με χαμηλές τιμές για τα δικαιώματα εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, που ευνοούσε την ηλεκτροπαραγωγή από λιγνιτικές μονάδες, και με την Ελληνική οικονομία σε οικονομική κρίση, η εικόνα στις διασυνδέσεις είναι πολύ διαφορετική από το 2010. Η ένταξη στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας των πρώτων Φ/Β μονάδων είχε ως αποτέλεσμα να εμφανίζονται υφέσεις στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής των Φ/Β ειδικά κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Η διαφορά παραμένει θετική, αλλά με σημαντικά μειωμένη τιμή στα 233MW με διακύμανση από -69MW (οι εξαγωγές υπερτερούσαν των εισαγωγών) την 24<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Απριλίου έως και 618MW την 21<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Νοεμβρίου.

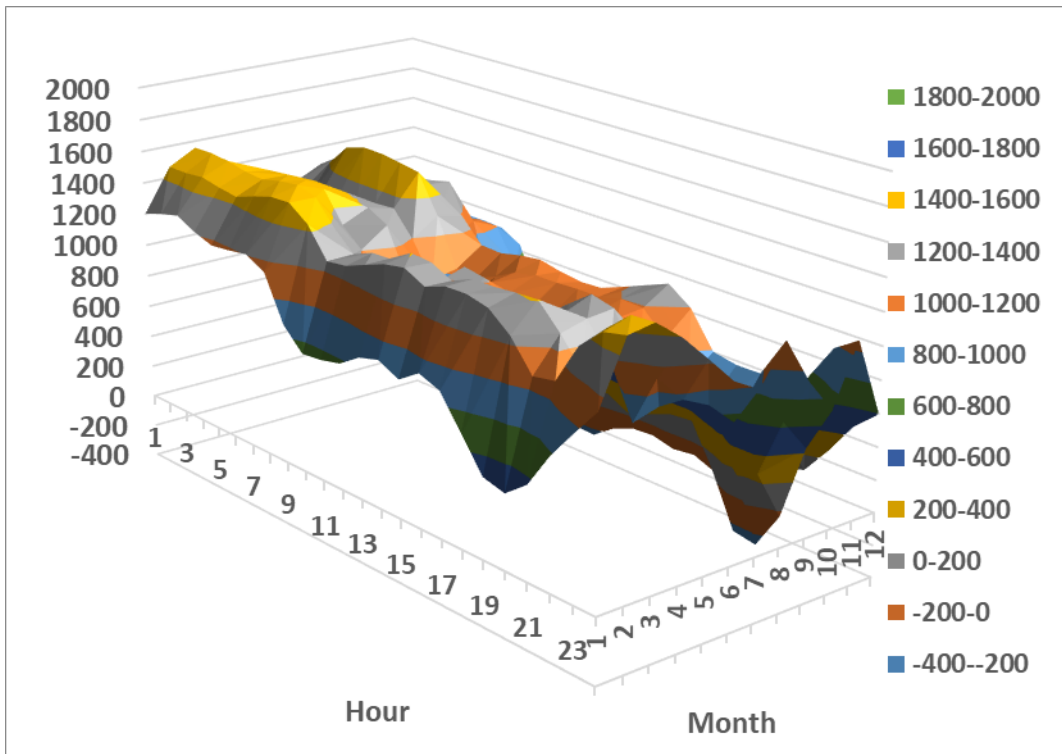




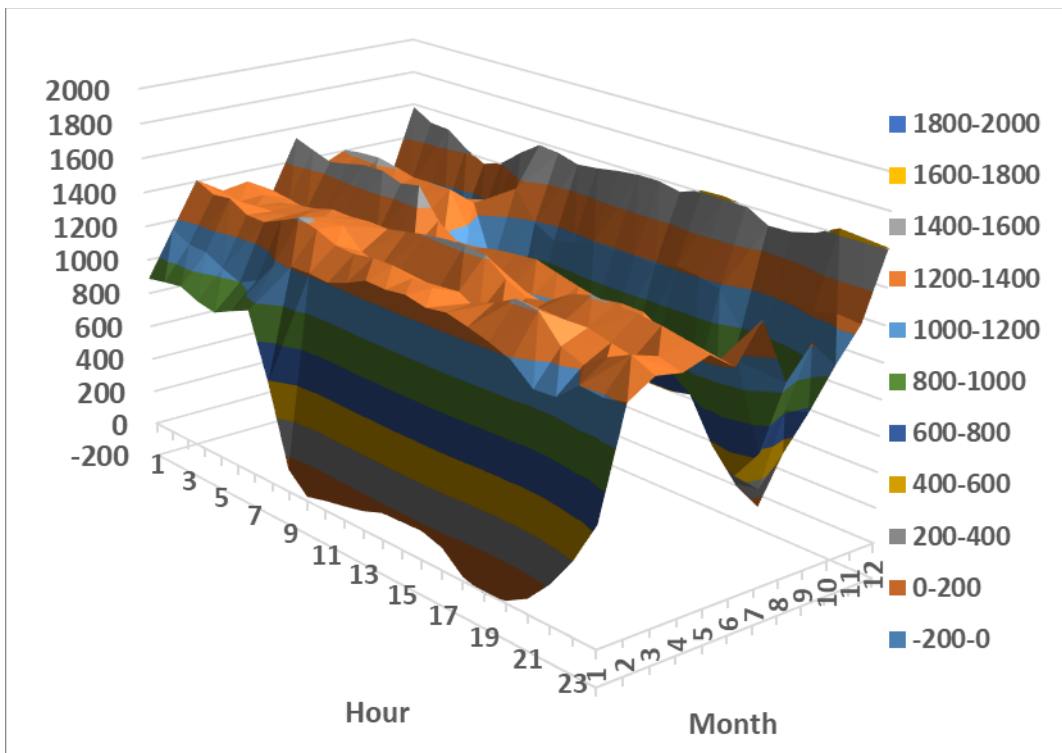
Σχ. 5-50. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2010.



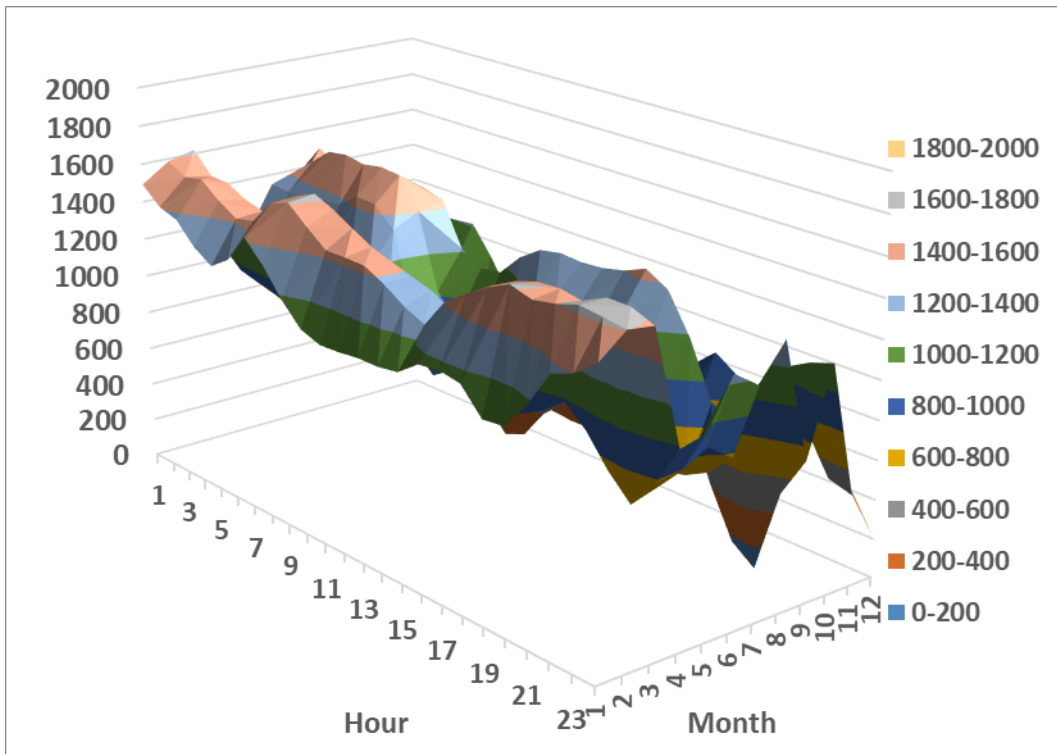
Σχ. 5-51. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2013.



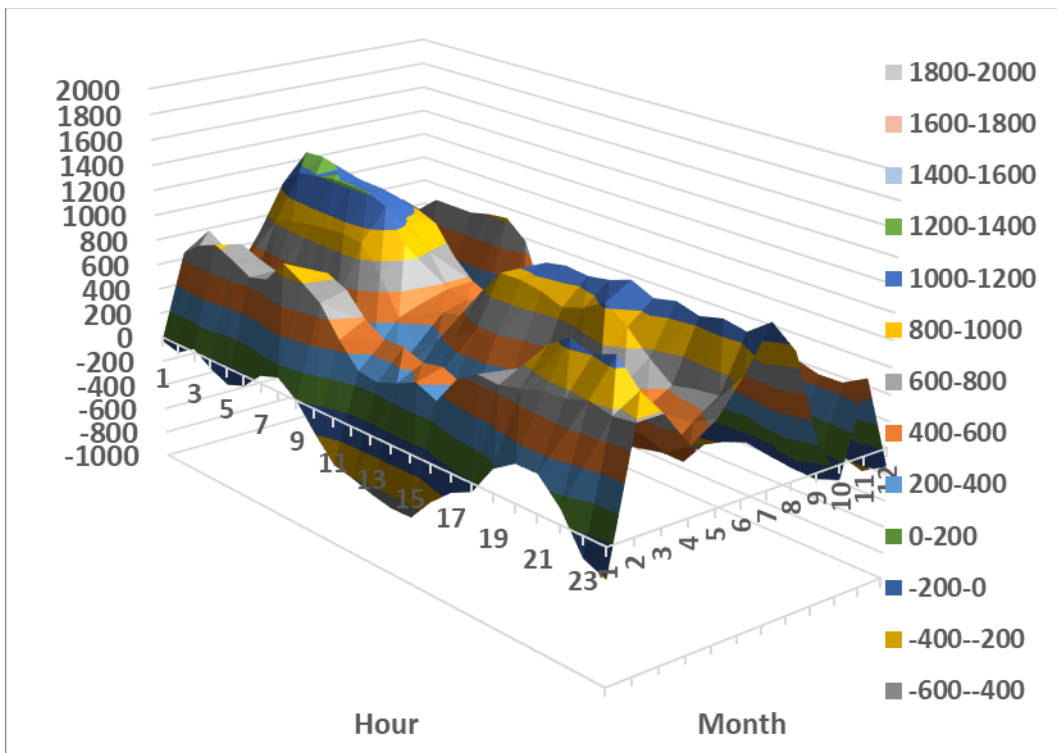
Σχ. 5-52. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2016.



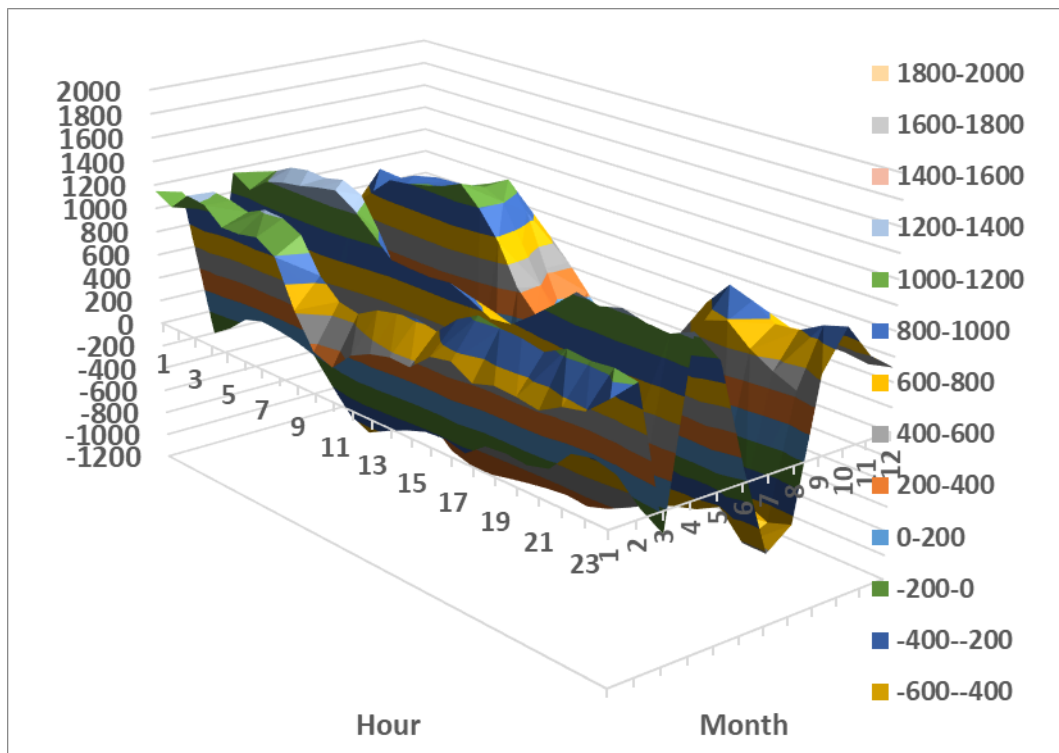
Σχ. 5-53. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2019.



Σχ. 5-54. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2020.



Σχ. 5-55. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2021.



Σχ. 5-56. Μέση ωριαία διαφορά Εισαγωγών μείον Εξαγωγές – Έτος 2022.

Το 2016, η εικόνα αλλάζει και πάλι με έντονη ζήτηση ισχύος τους πρώτους 9 μήνες του έτους είτε με έντονη ενδοημερήσια μεταβολή (Ιανουάριος), είτε χωρίς έντονη ενδοημερήσια μεταβολή. Η διαφορά είναι εξόχως θετική στα 995MW με διακύμανση από -276MW την 21<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Οκτωβρίου έως και 1578MW την 5<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Ιουλίου. Να σημειωθεί ότι το 2016 χαρακτηρίζεται από πολύ μικρή διακύμανση της Οριακής Τιμής Αγοράς του Ηλεκτρικού Ρεύματος.

Το 2019, με εξαίρεση τον Ιανουάριο το ισοζύγιο εισαγωγών μείον εξαγωγές ισχύος ήταν και πάλι εξόχως θετικό. Η διαφορά ανέρχεται στα 1131MW με διακύμανση από -11MW την 19<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Ιανουαρίου έως και 1633MW την 21<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Ιουλίου.

Το 2020, αποτελεί έτος ορόσημο καθώς από 1/11/2020 η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αλλάζει και αρχίζει να λειτουργεί σύμφωνα με το Target Model (βλέπε Ν. 4512/2018). Τους πρώτους 10 μήνες του έτους η διαφορά είναι εξόχως θετική με μέση τιμή στα 1126MW και διακύμανση από τα 79MW (22<sup>η</sup> χρονική περίοδος του Σεπτεμβρίου) έως και 1634MW (22<sup>η</sup> χρονική περίοδος του Φεβρουαρίου). Τους τελευταίους 2 μήνες η διαφορά αυτή μειώνεται στο 1/3 περίπου και διαμορφώνεται στα 408MW με διακύμανση από 73MW έως και 751MW.

Το 2021 χαρακτηρίζεται από καθαρά εξαγωγικό προφίλ τους μήνες Ιανουάριο, Οκτώβριο και Δεκέμβριο με τις τιμές του Φ.Α. ήδη από το 2<sup>ο</sup> μισό του έτους να έχουν πάρει την ανιούσα μεταβάλλοντας σημαντικά τις ισορροπίες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Τον μήνα Ιούλιο η διαφορά αυτή μεγιστοποιήθηκε. Συνολικά για το 2021 η διαφορά αυτή διαμορφώθηκε στα 417MW με διακύμανση από -836MW (τη 12<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Δεκεμβρίου) έως και 1258MW (την 2<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Ιουλίου). Κατά τις μεσημβρινές ώρες κάνουν την εμφάνιση τους, εξαγωγές ηλεκτρικής ισχύος προς το εξωτερικό, καθώς η διείσδυση των Φ/Β οδηγούσε σε σημαντική μείωση των τιμών στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με αποτέλεσμα τμήμα της ηλεκτροπαραγωγής να εξάγεται.

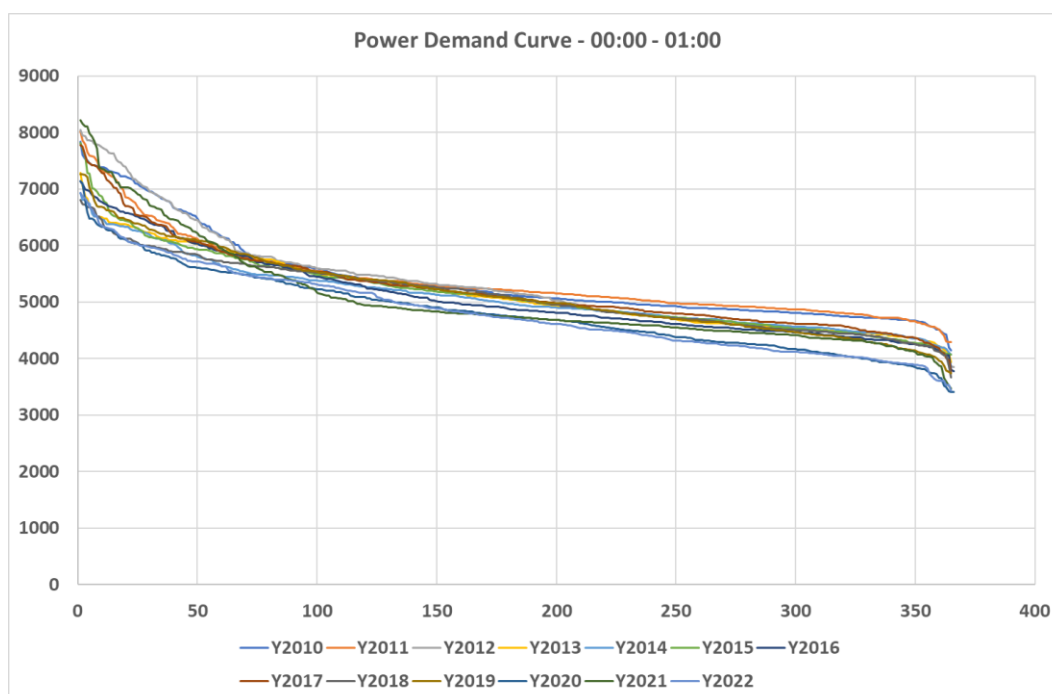
Το 2022 ήταν το κύριο έτος της ενεργειακής κρίσης του 2021-2022 ως αποτέλεσμα και της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία. Η ροή ισχύος στις διασυνδέσεις είναι κυρίως αποτέλεσμα της τιμής αγοράς του Φ.Α. Η έντονα ανοδική πορεία της τιμής του Φ.Α. έως και τα τέλη Αυγούστου προκάλεσε έντονη εξαγωγική δραστηριότητα τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο, με ιδιαίτερα έντονο χαρακτήρα κατά τις μεσημβρινές ώρες. Συνολικά για το 2022 η διαφορά αυτή διαμορφώθηκε στα 394MW με διακύμανση από -1000MW (τη 11<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Ιουλίου) έως και 1335MW (την 5<sup>η</sup> χρονική περίοδο του Απριλίου). Όπως και το 2021, κατά τις μεσημβρινές ώρες κάνουν την εμφάνιση τους, εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας προς το εξωτερικό.

Η εικόνα του ισοζυγίου ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 2021 – 2023 ενισχύει την ανάγκη για ζεύξη της παραγωγής από ΑΠΕ με μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η διαρκώς αυξανόμενη διεύθυνση των Φ/Β με το συγκεκριμένο προφίλ λειτουργίας, νομοτελειακά θα οδηγήσει σε λύσεις υβριδοποίησης (τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ + τεχνολογία αποθήκευσης), ώστε να καταστεί δυνατή η έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας όταν οι συνθήκες της αγοράς είναι ευνοϊκές.

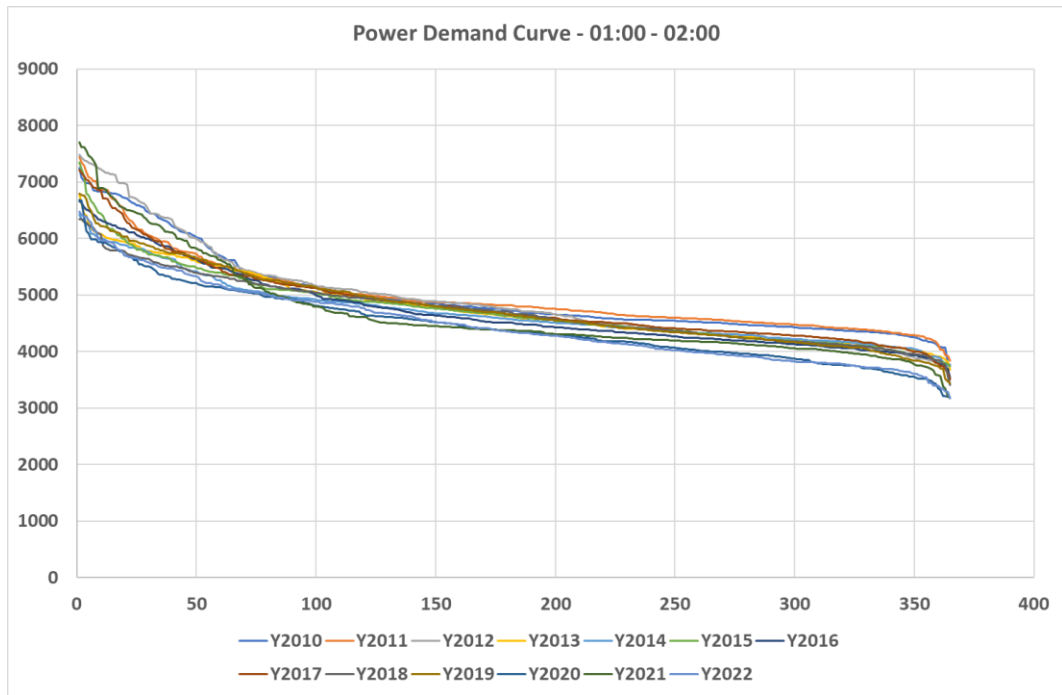
### 5.4.3 Καμπύλες εξυπηρέτησης Φορτίου Συστήματος

#### 5.4.3.1 Μεταβολή ανά χρονική περίοδο σε επίπεδο έτους

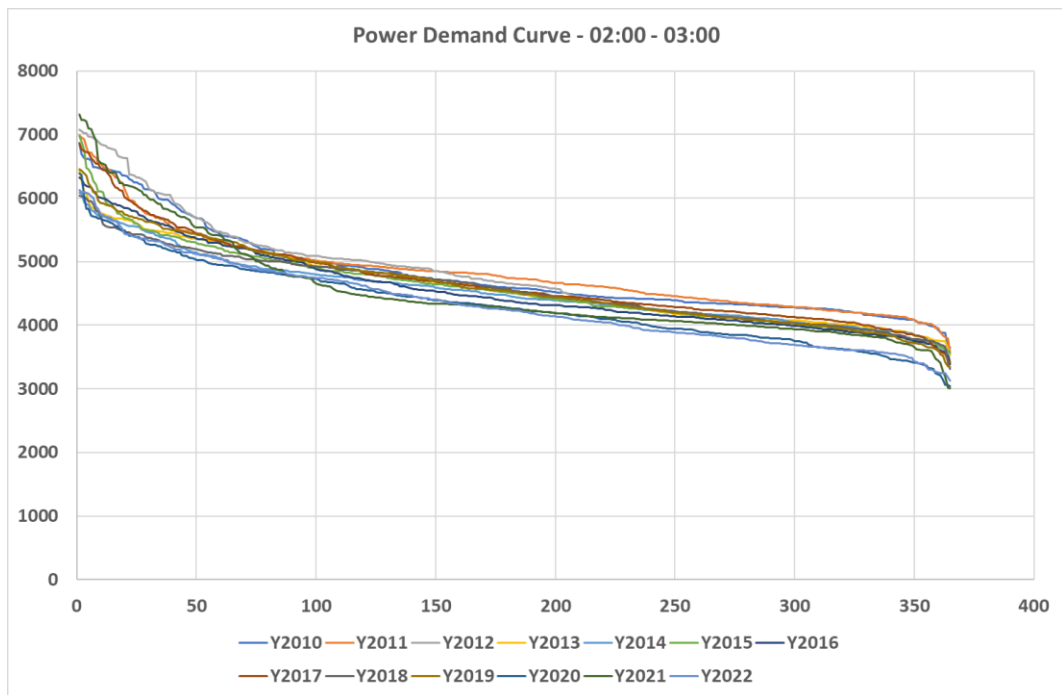
Στο Σχ. 5-57 έως και το Σχ. 5-80 παρουσιάζονται οι καμπύλες φορτίου της ζήτησης στο σύστημα μεταφοράς για κάθε μία από τις χρονικές περιόδους μίας τυπικής ημέρας από το 2010 έως και το 2022. Οι χρονοϊστορίες συγχρονίζονται στην χρονική ζώνη UTC+2, με τη χρονική μετάθεση κατά μία χρονική περίοδο προς τα πίσω την καλοκαιρινή περίοδο, ώστε κάθε χρονική περίοδος εντός του έτους, να περιέχει τιμές από την ίδια χρονική περίοδο με βάση την ηλιακή ώρα.



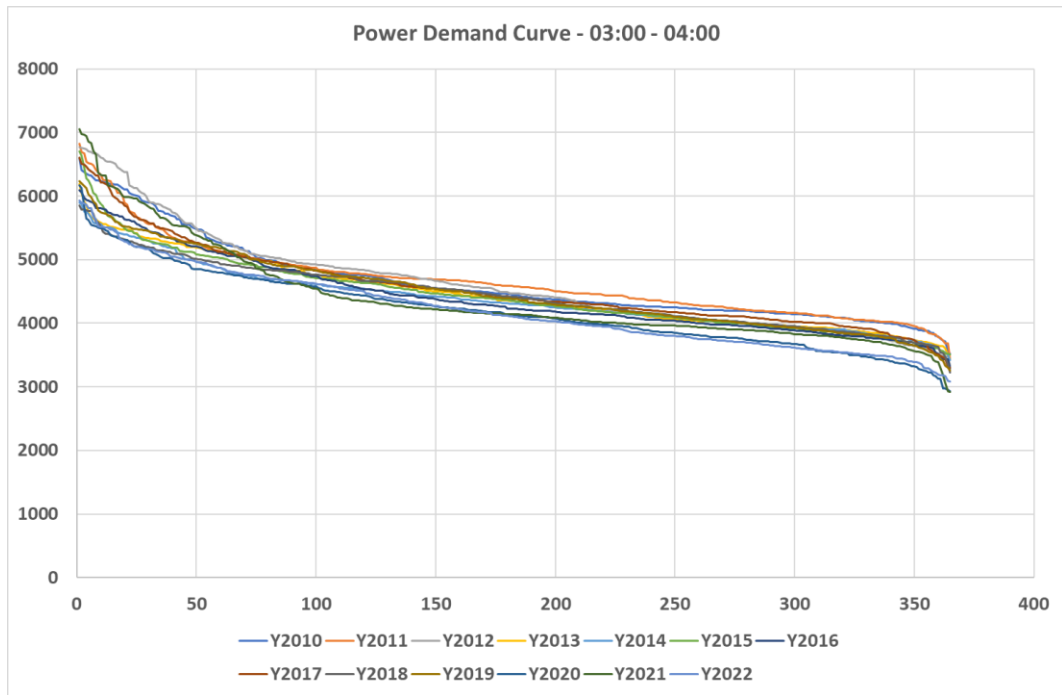
Σχ. 5-57. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 01.



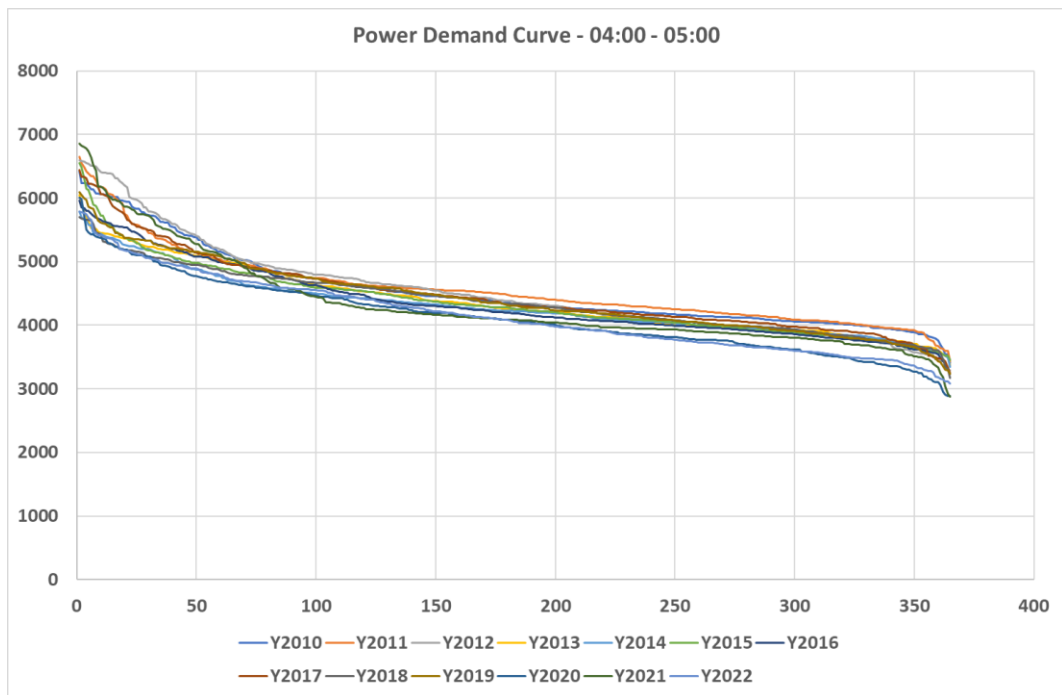
Σχ. 5-58. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 02.



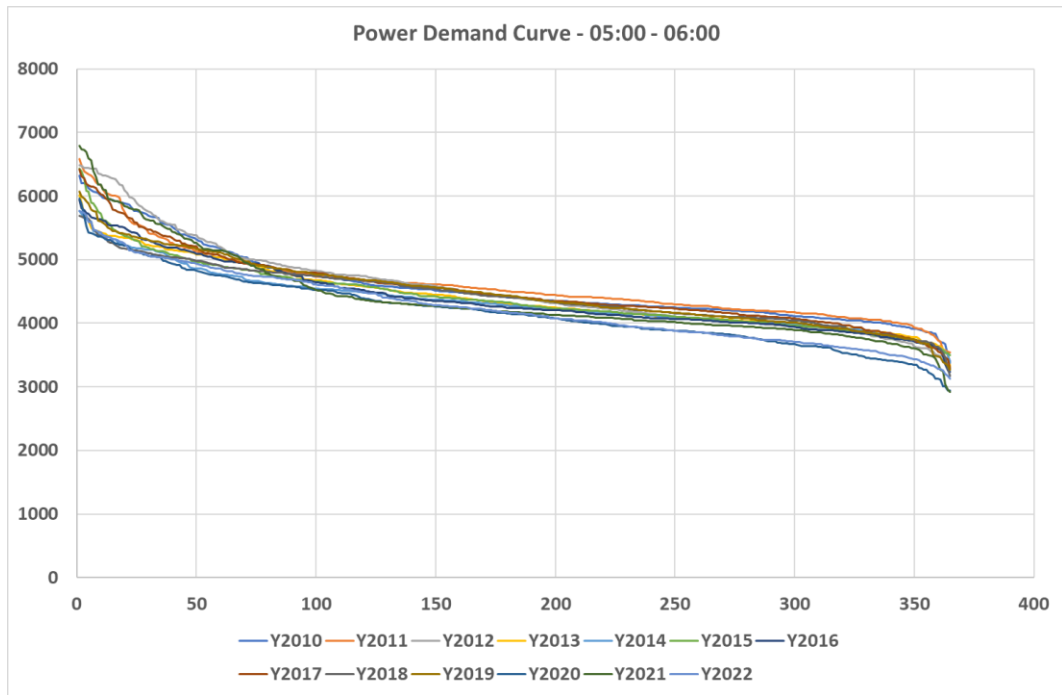
Σχ. 5-59. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 03



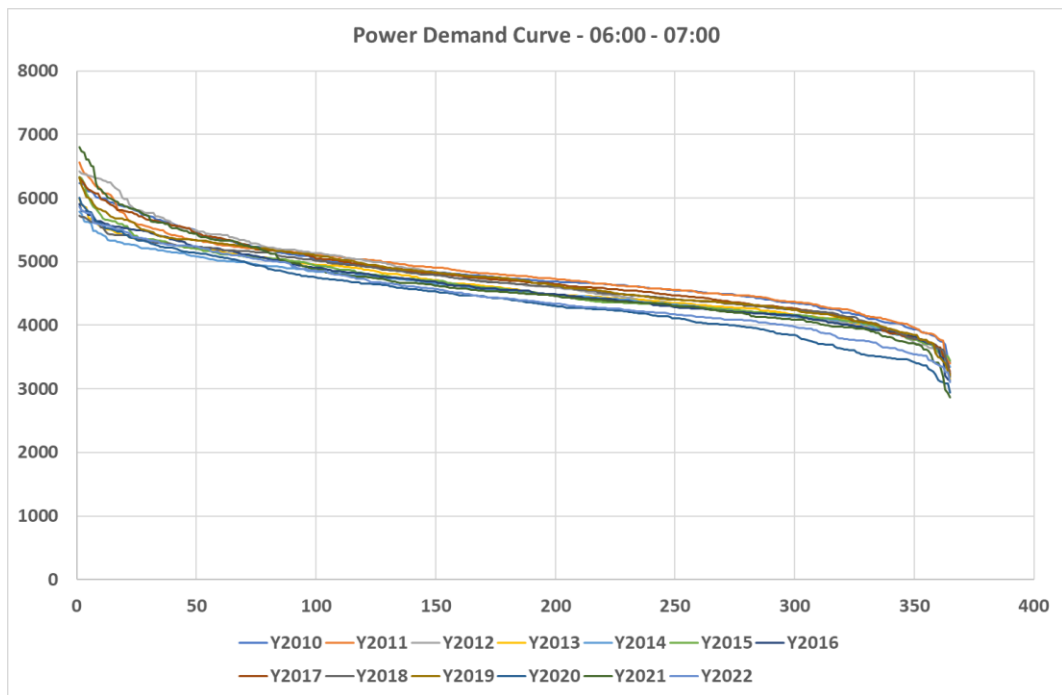
Σχ. 5-60. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 04



Σχ. 5-61. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 05.

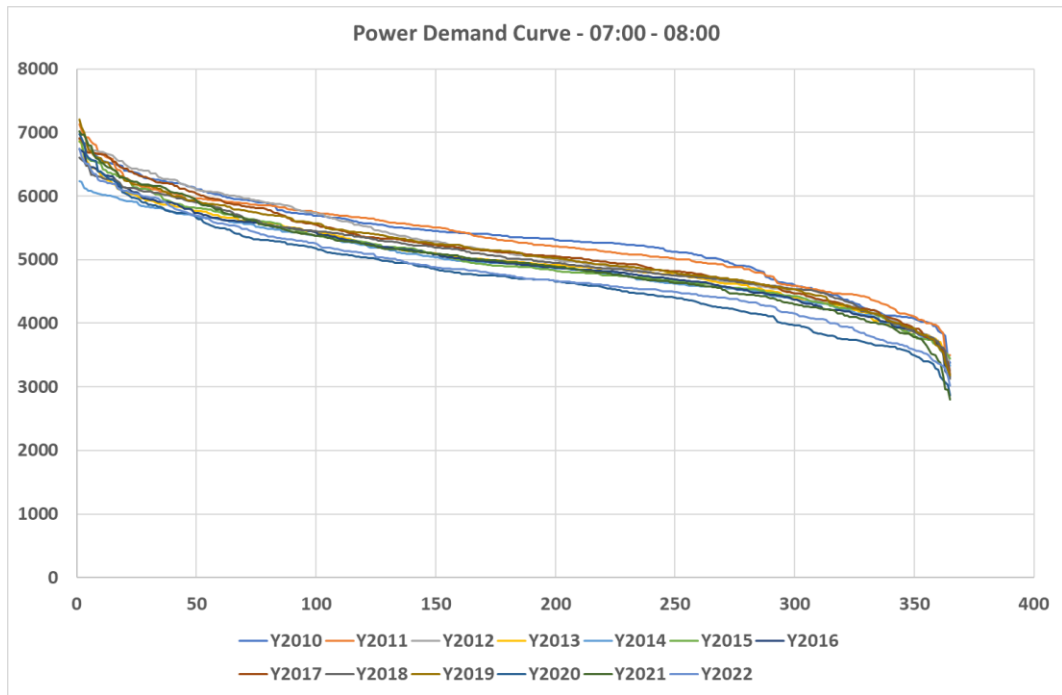


Σχ. 5-62. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 06.

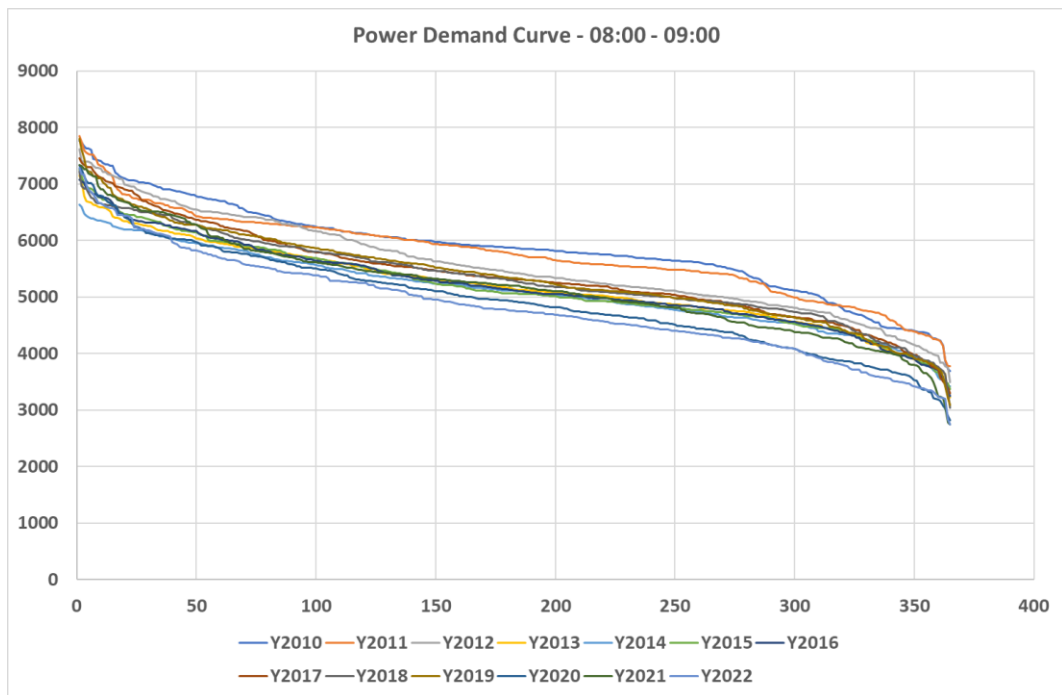


Σχ. 5-63. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 07.

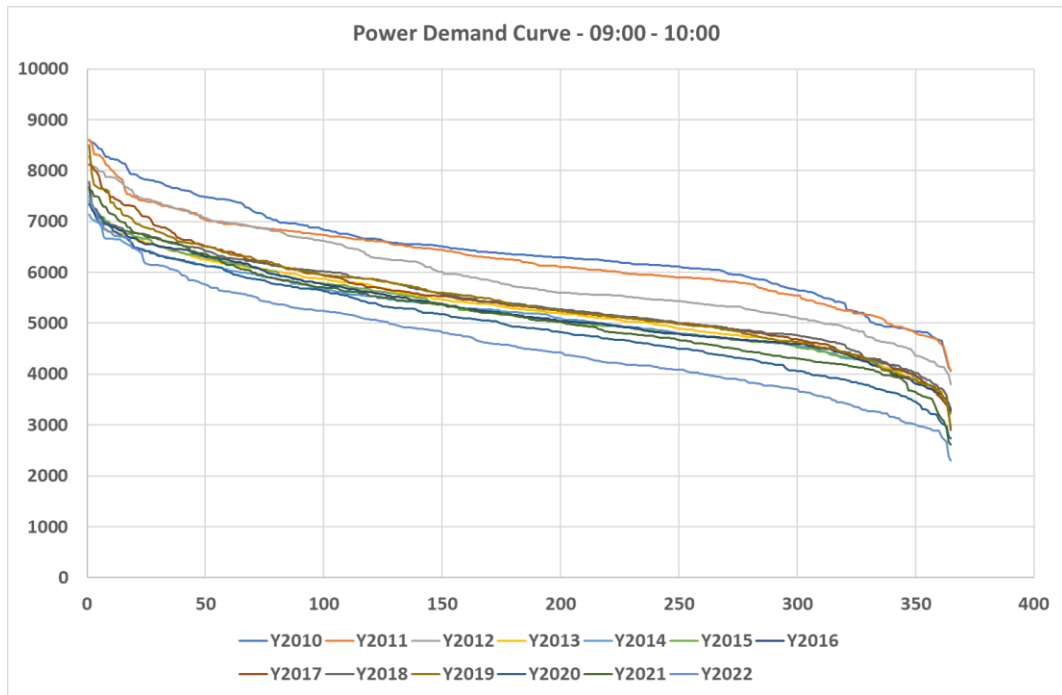




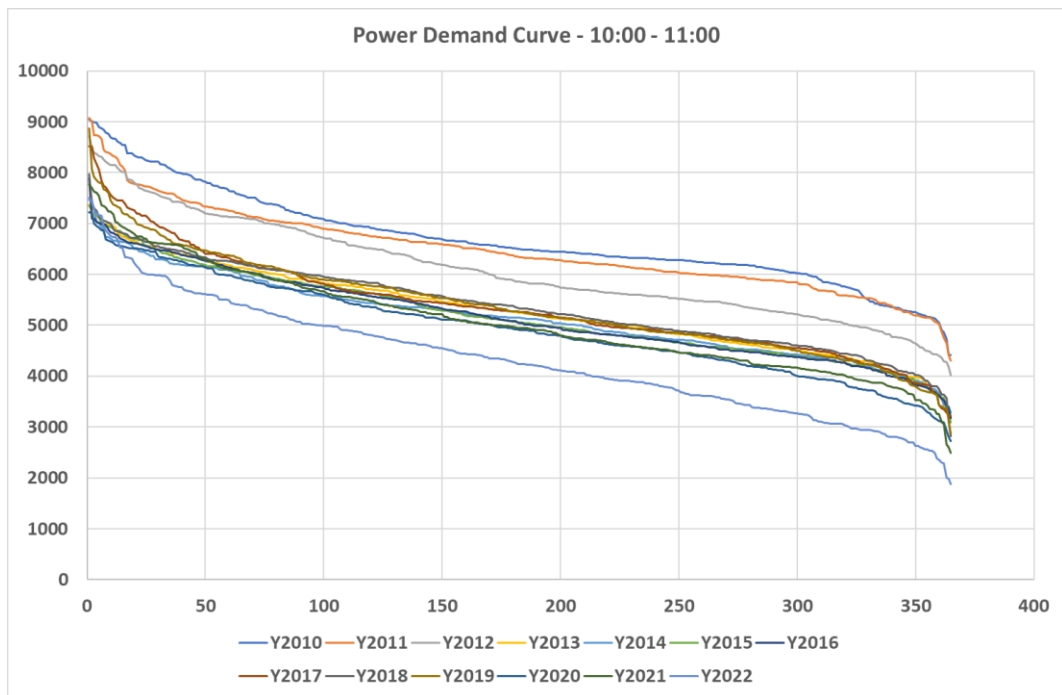
Σχ. 5-64. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 08.



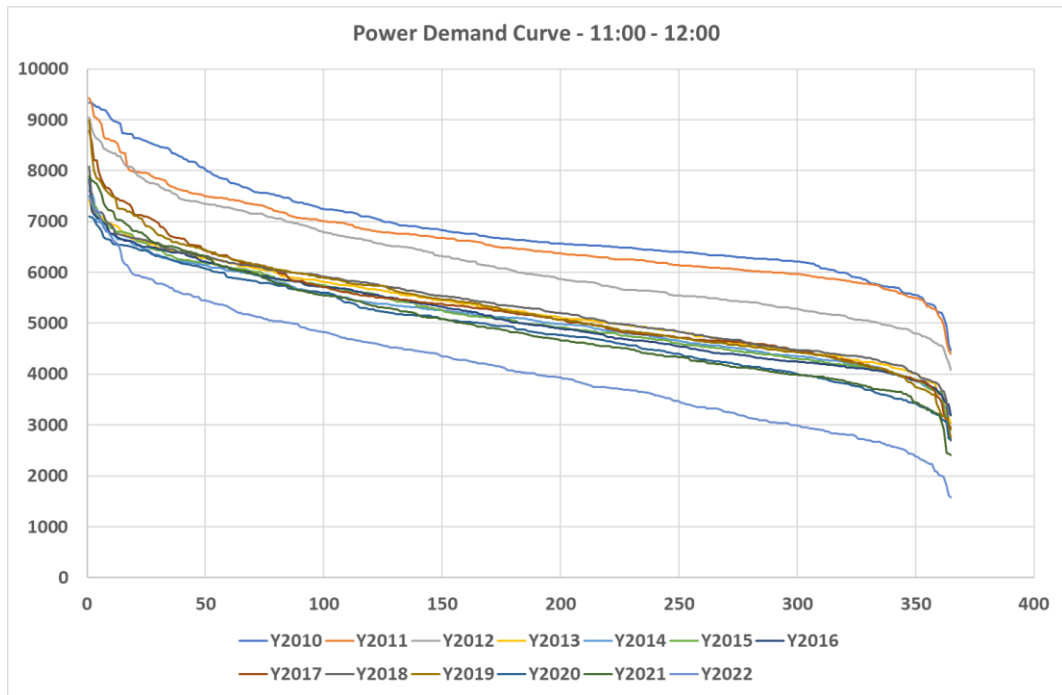
Σχ. 5-65. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 09.



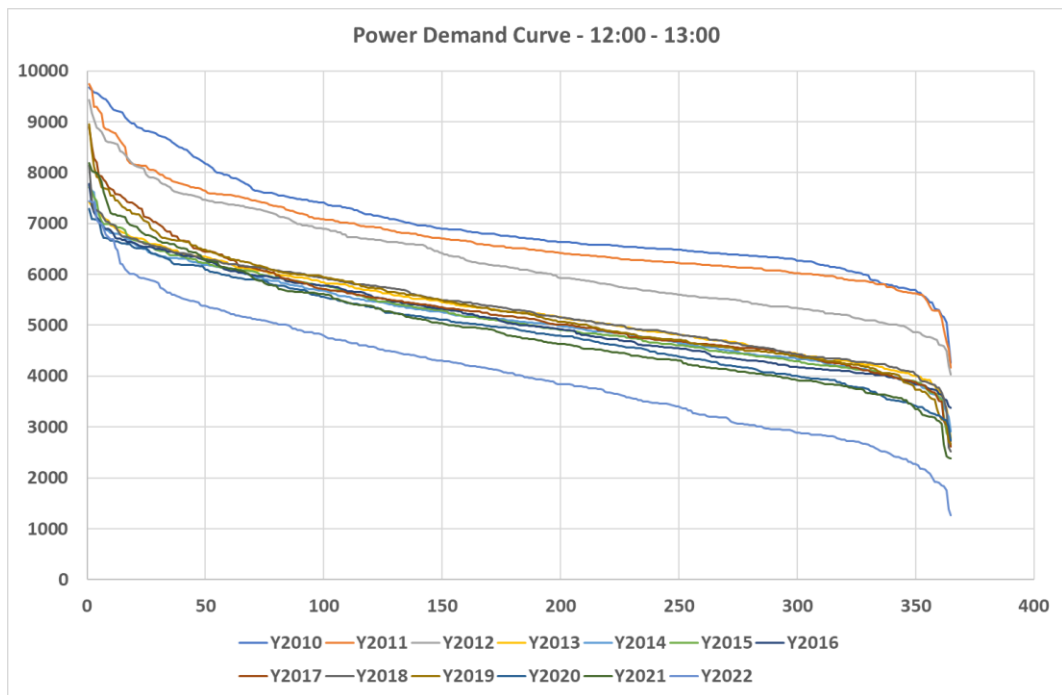
Σχ. 5-66. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 10.



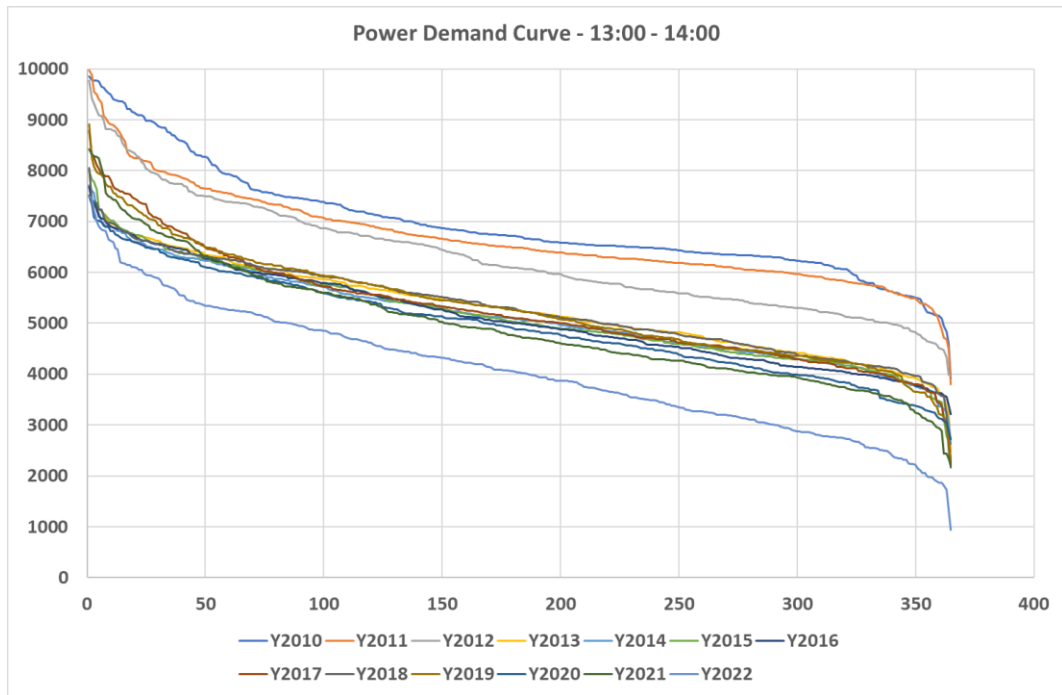
Σχ. 5-67. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 11.



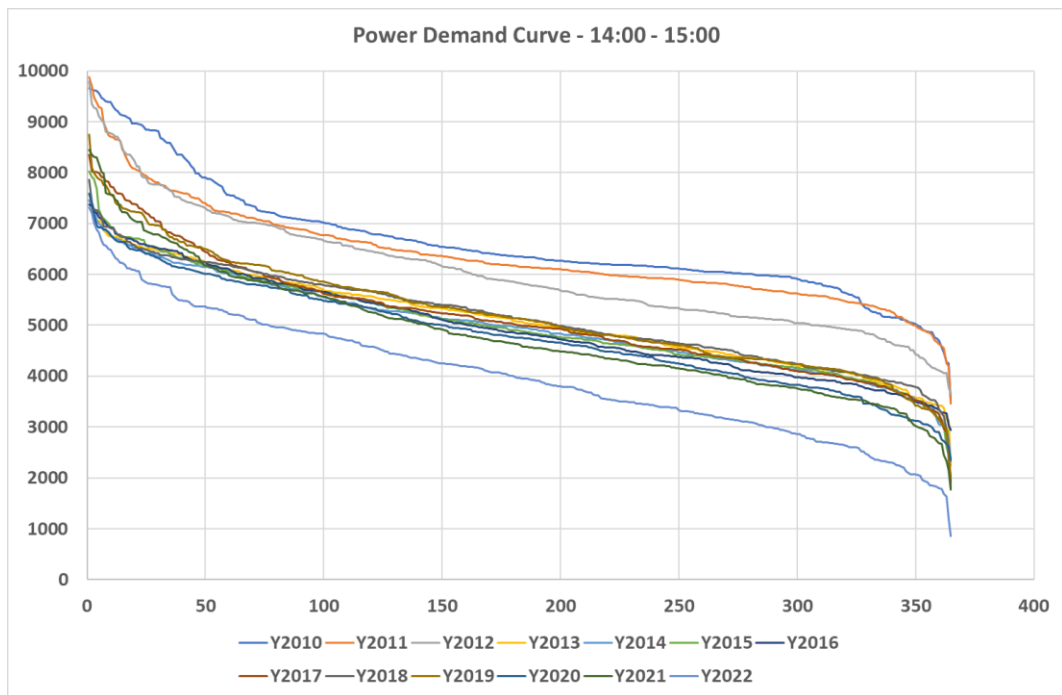
Σχ. 5-68. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 12.



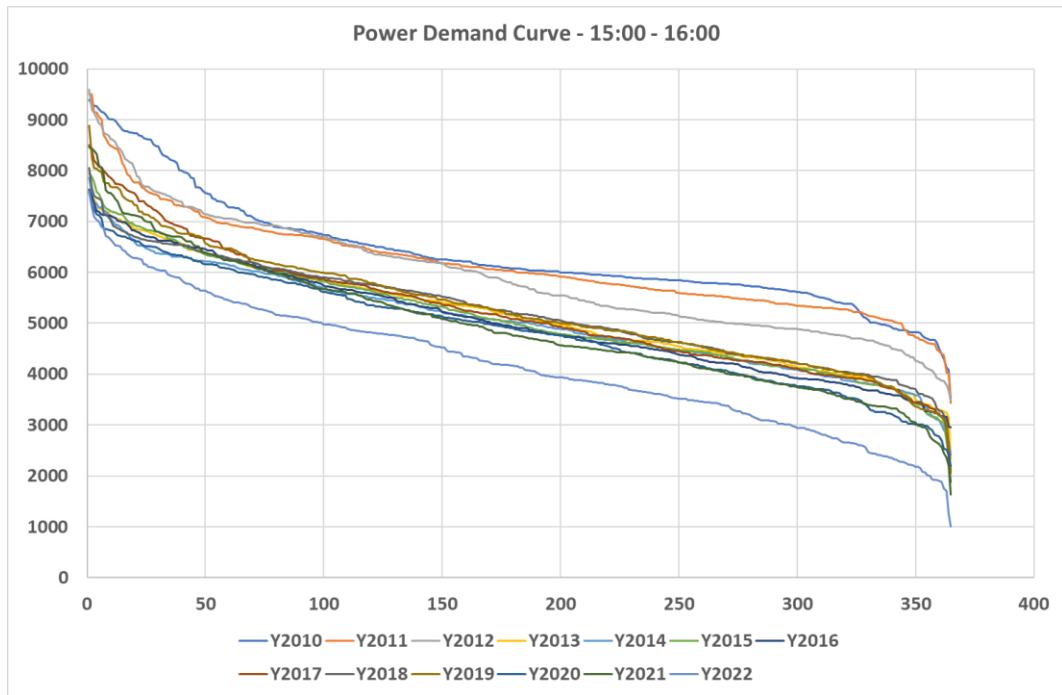
Σχ. 5-69. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 13



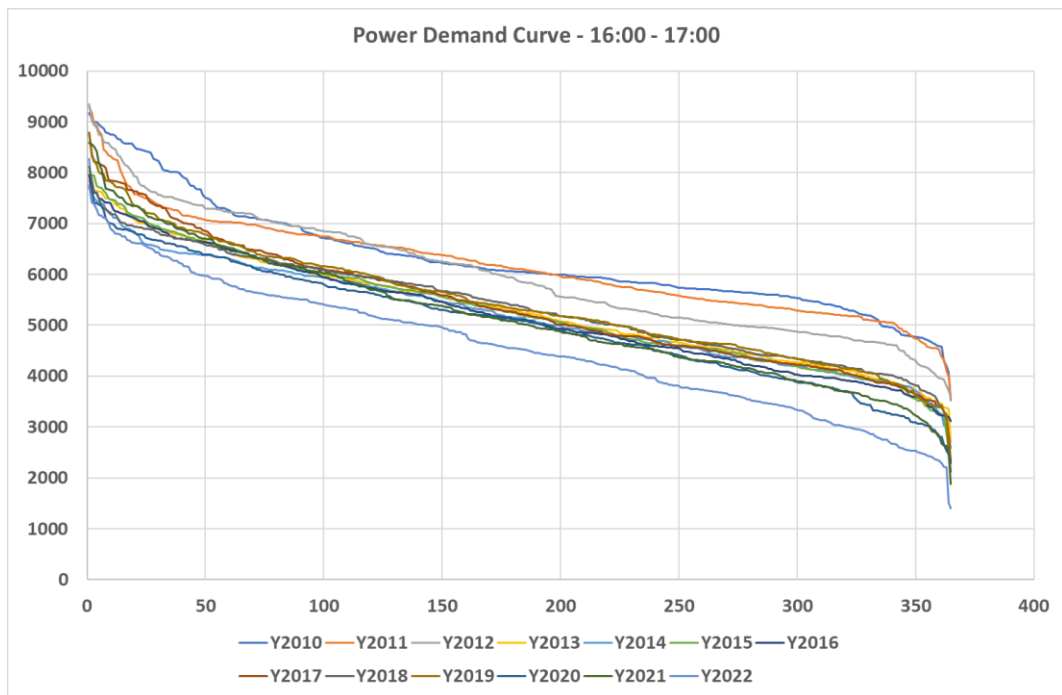
Σχ. 5-70. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 14



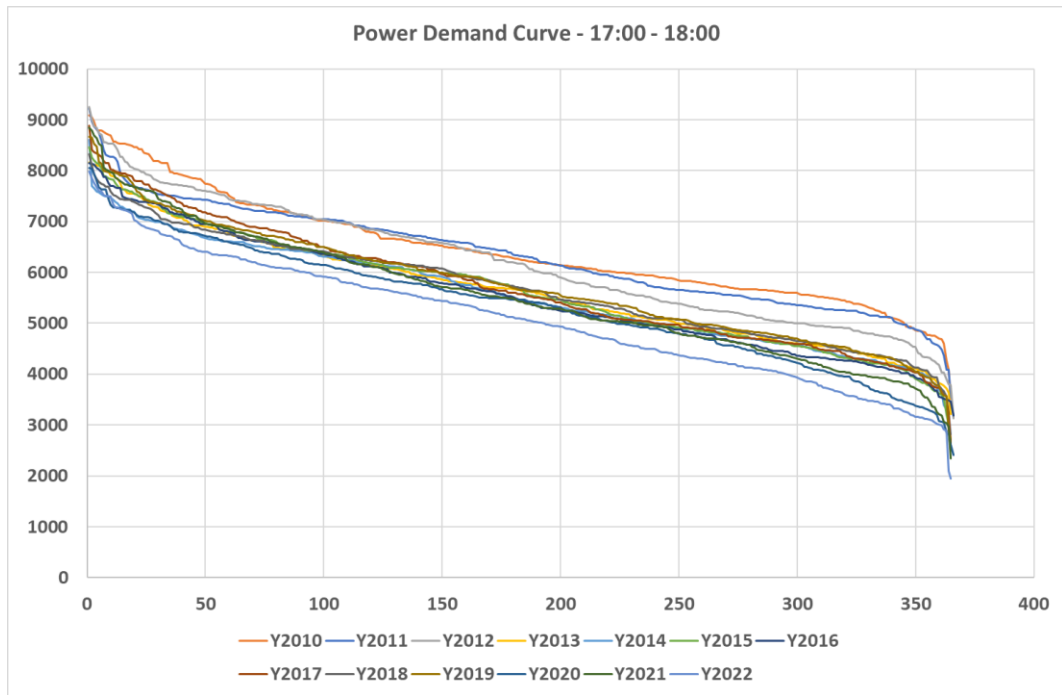
Σχ. 5-71. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 15.



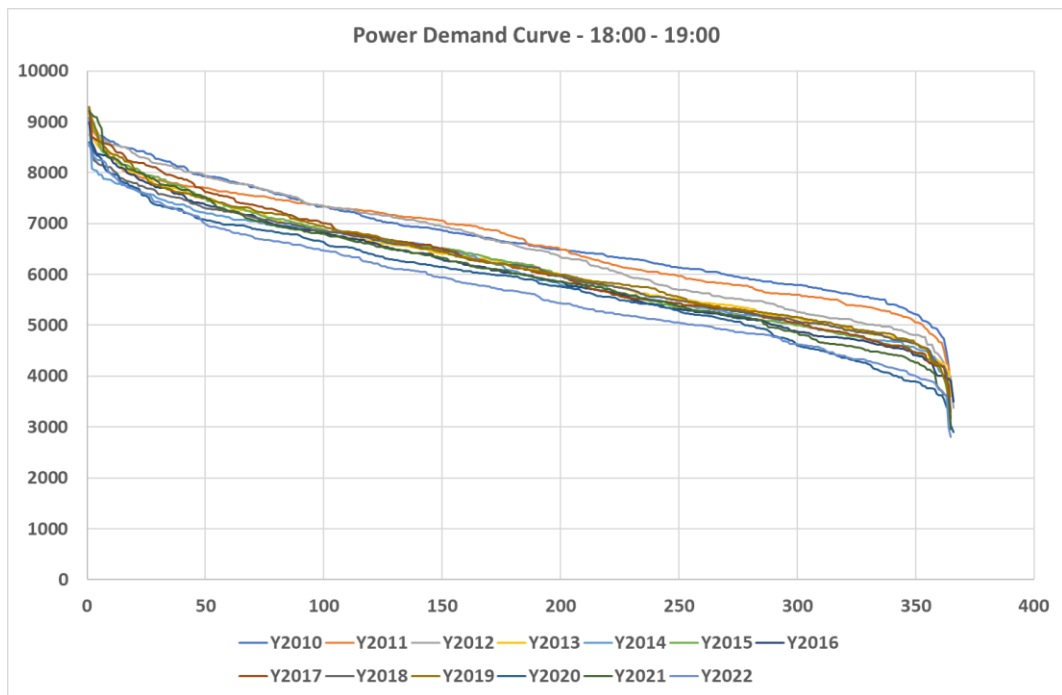
Σχ. 5-72. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 16.



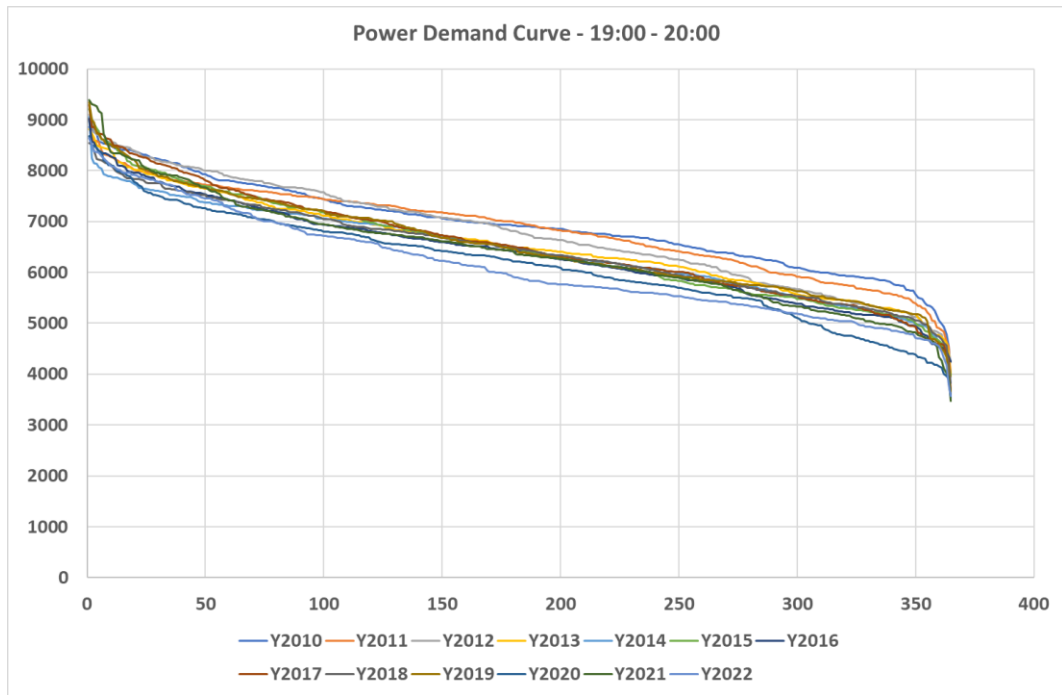
Σχ. 5-73. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 17.



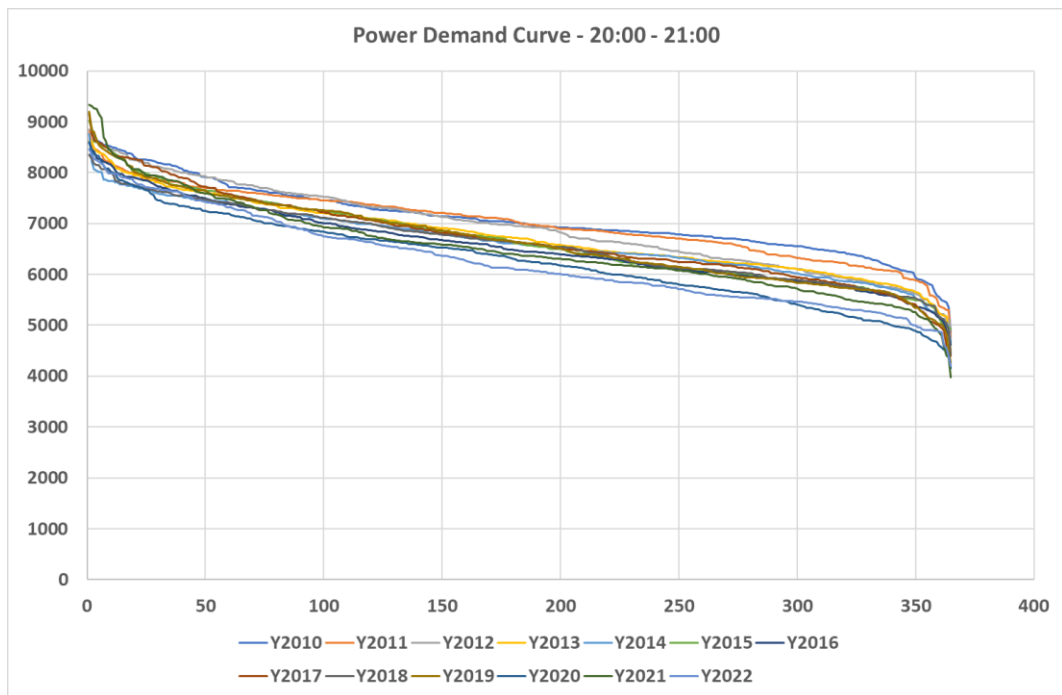
Σχ. 5-74. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 18.



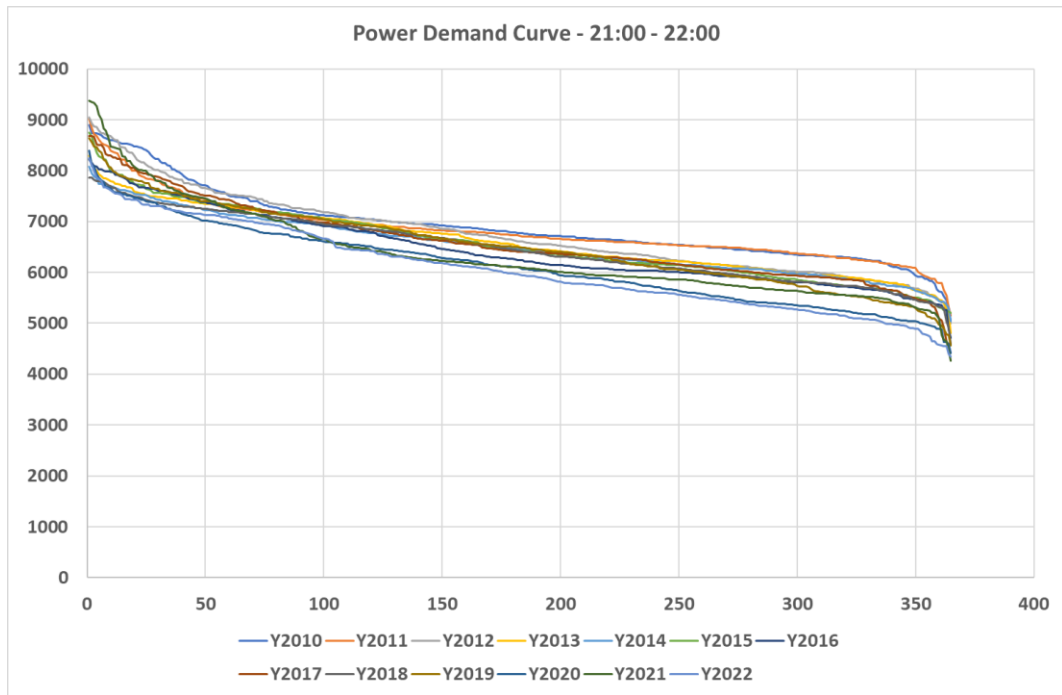
Σχ. 5-75. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 19.



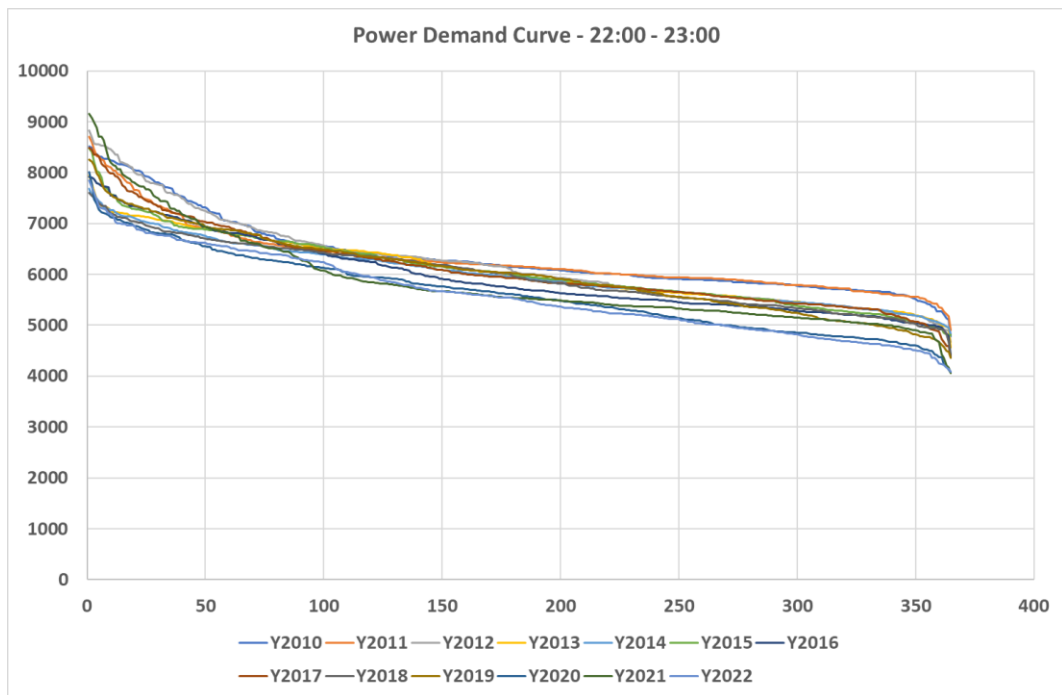
Σχ. 5-76. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 20.



Σχ. 5-77. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 21.

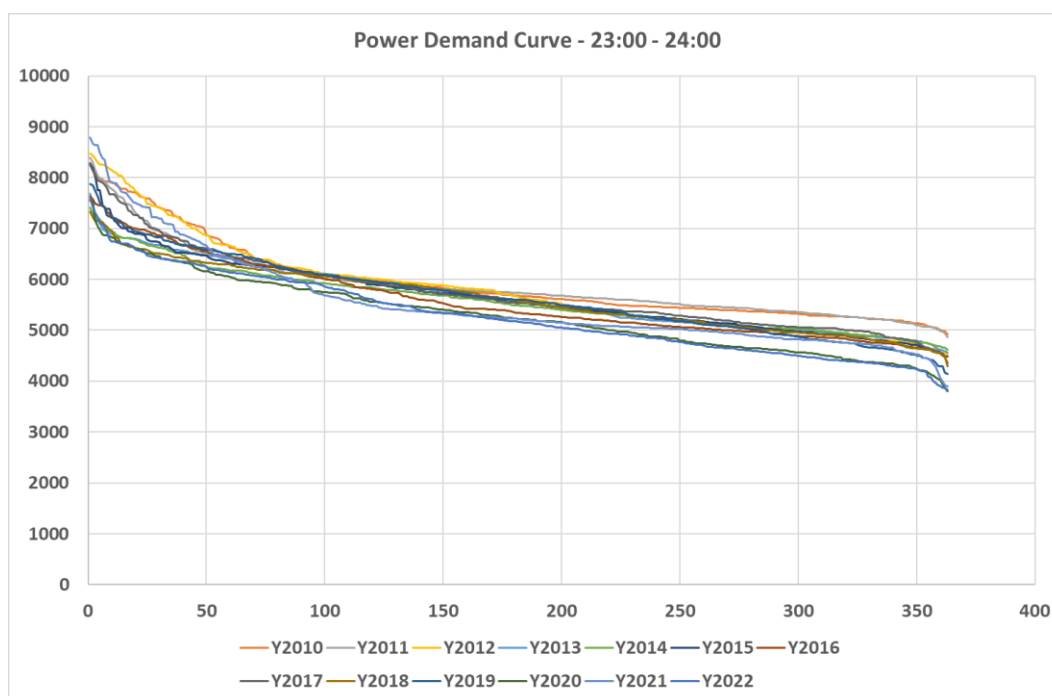


Σχ. 5-78. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 22.



Σχ. 5-79. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 23.





Σχ. 5-80. Καμπύλη ζήτησης φορτίου. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 24.

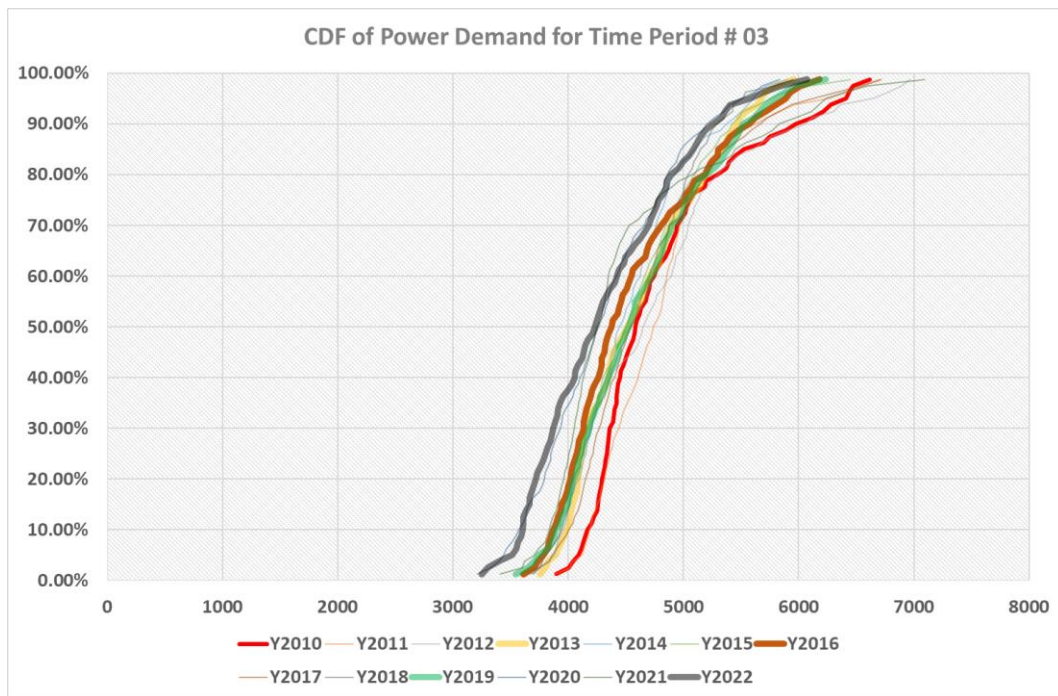
Τα στοιχεία καταδεικνύουν σημαντική μείωση της ζήτησης ισχύος στο σύστημα κατά τις μεσημεριανές ώρες εξαιτίας της διεύδυσης της ηλεκτροπαραγωγής από Φ/Β. Αυτό σε συνδυασμό με τη γενικότερη μείωση της ζήτησης ισχύος στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της χώρας έχει ως αποτέλεσμα η ζήτηση στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά τις μεσημεριανές ώρες και κάποιες ημέρες του έτους το 2022 να υποχωρήσει κάτω από τα 2GW. Η ζήτηση ισχύος κατά τις μεσημβρινές ώρες επηρεάζεται επίσης σημαντικά από καιρικά φαινόμενα και για αυτό παρατηρείται πολύ μεγάλη διασπορά εντός του ίδιου έτους της ζήτησης ισχύος. Η διαφορά αυτή σε κάποιες περιπτώσεις ξεπερνά εντός ενός τυπικού έτους τα 7GW.

Οι διαφοροποιήσεις αυτές γίνονται περισσότερο εμφανείς όταν αποτυπωθεί η ζήτηση ως αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Η εξέλιξη της αθροιστικής συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της ζήτησης ισχύος στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας από το έτος 2010 έως και το έτος 2022, για συγκεκριμένες χρονικές περιόδους (03, 06, 09, 12, 15, 18, 21 και 24) παρουσιάζεται στο Σχ. 5-81 έως και το Σχ. 5-88. Ο οριζόντιος άξονας των γραφημάτων αποτυπώνει τη ζήτηση ισχύος στο σύστημα τη συγκεκριμένη χρονική περίοδο και ο κατακόρυφος άξονας την πιθανότητα μη υπέρβασης της ζήτησης ισχύος. Οι καμπύλες αυτές αφορούν κάθε έτος από το 2010 έως και το 2022.

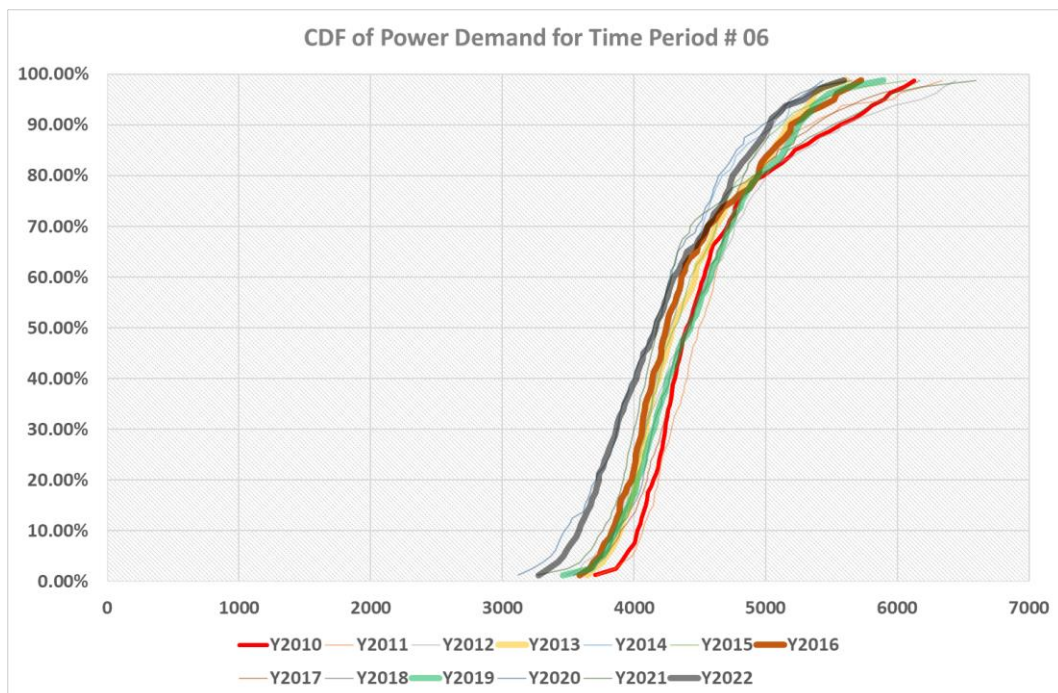
Καμπύλες πλησιέστερα προς τον κατακόρυφο άξονα καταδεικνύουν μικρότερη ζήτηση στο σύστημα και όσο πιο οξεία είναι η άνοδος της καμπύλης τόσο μικρότερη είναι η αβεβαιότητα ζήτησης για τη συγκεκριμένη χρονική περίοδο.

Από τα αποτελέσματα τεκμαίρεται η γενικότερη μείωση της ζήτησης ισχύος στο Σύστημα αποτέλεσμα της ανάπτυξης της παραγωγής στο δίκτυο διανομής (διεσπαρμένη παραγωγή) και της γενικότερης μείωσης της ζήτησης ισχύος καθώς η βελτίωση της αποδοτικότητας «τρέχει» με πιο γρήγορους ρυθμούς από την αύξηση του παραγόμενου οικονομικού έργου. Επίσης καθίστανται σαφείς οι δύο περίοδοι στην ανάπτυξη της παραγωγής ενέργειας από Φ/Β που είναι η περίοδος 2011-2012 και μετά το 2019, καθώς παρατηρείται ειδικά τις μεσημβρινές ώρες (12, 15) μία

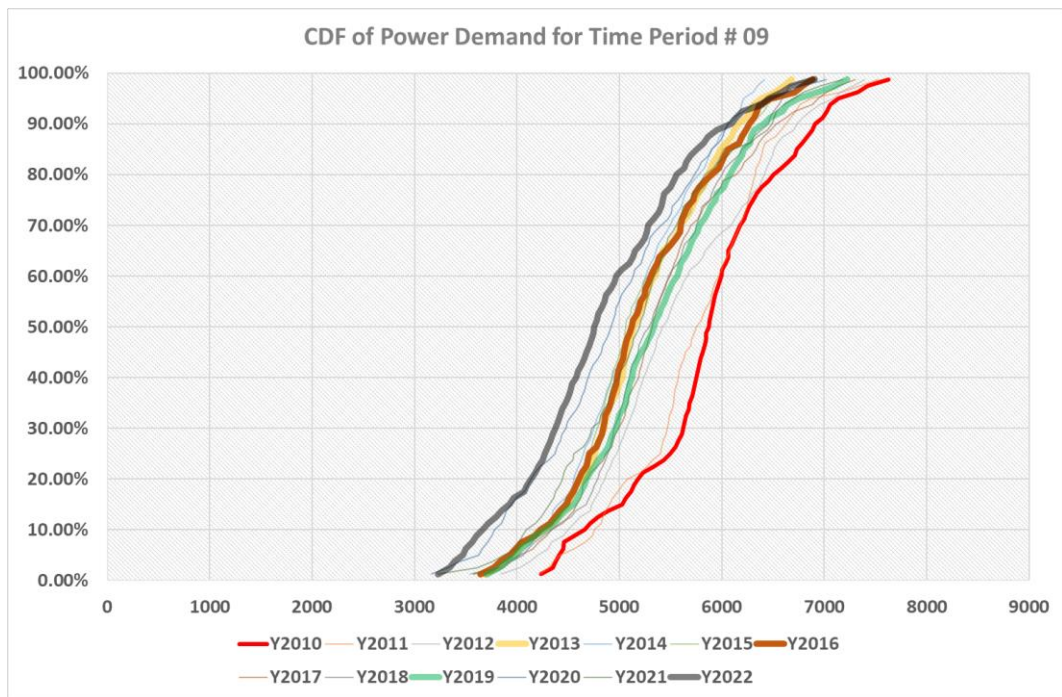
σημαντική μείωση της ζήτησης με τη μετατόπιση της αθροιστικής συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της ζήτησης ισχύος προς μικρότερες τιμές ζήτησης ισχύος.



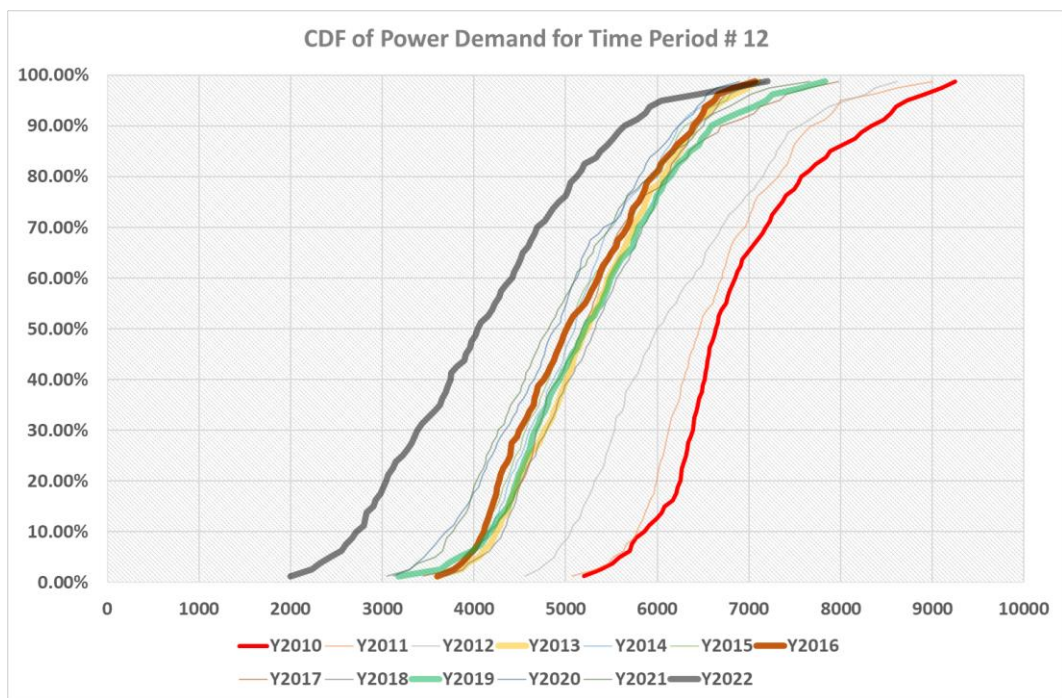
Σχ. 5-81. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 03.



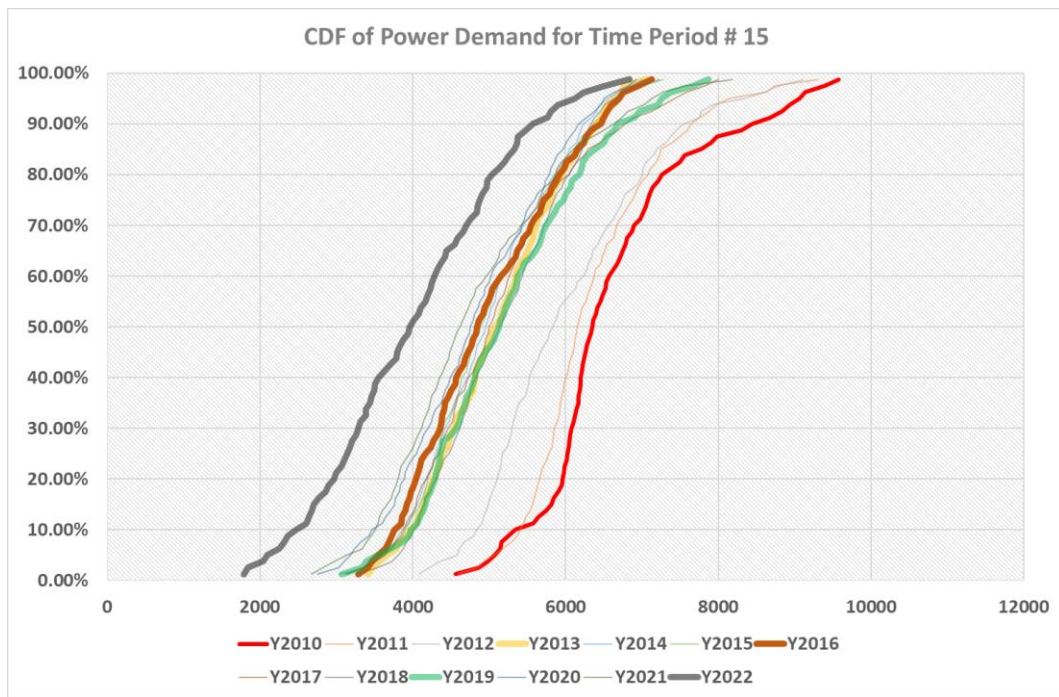
Σχ. 5-82. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 06.



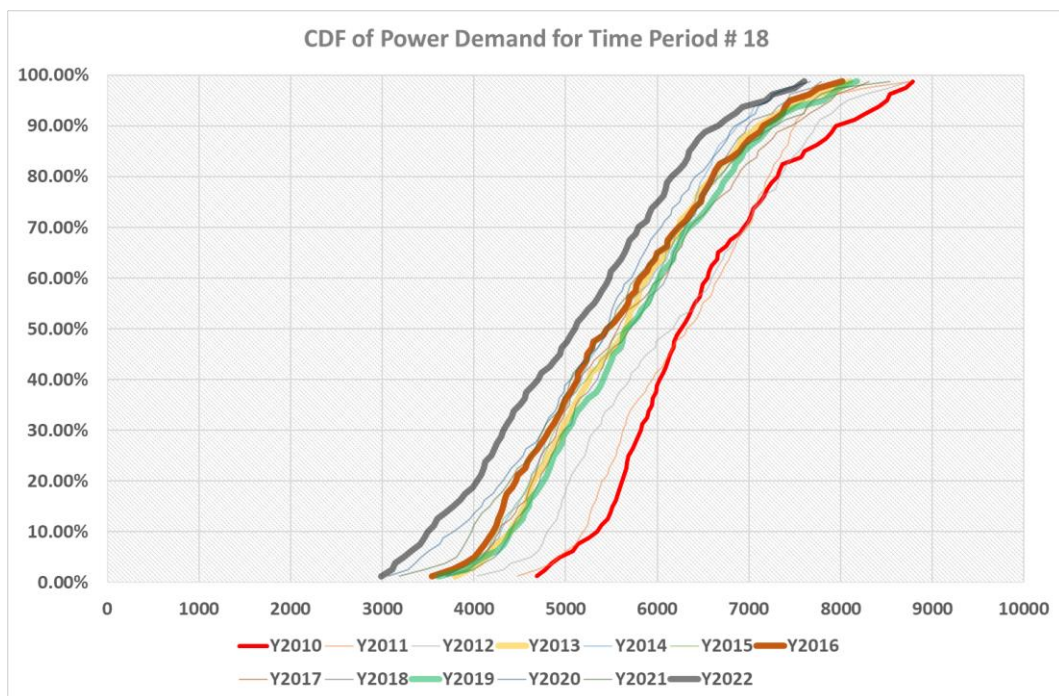
Σχ. 5-83. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 09.



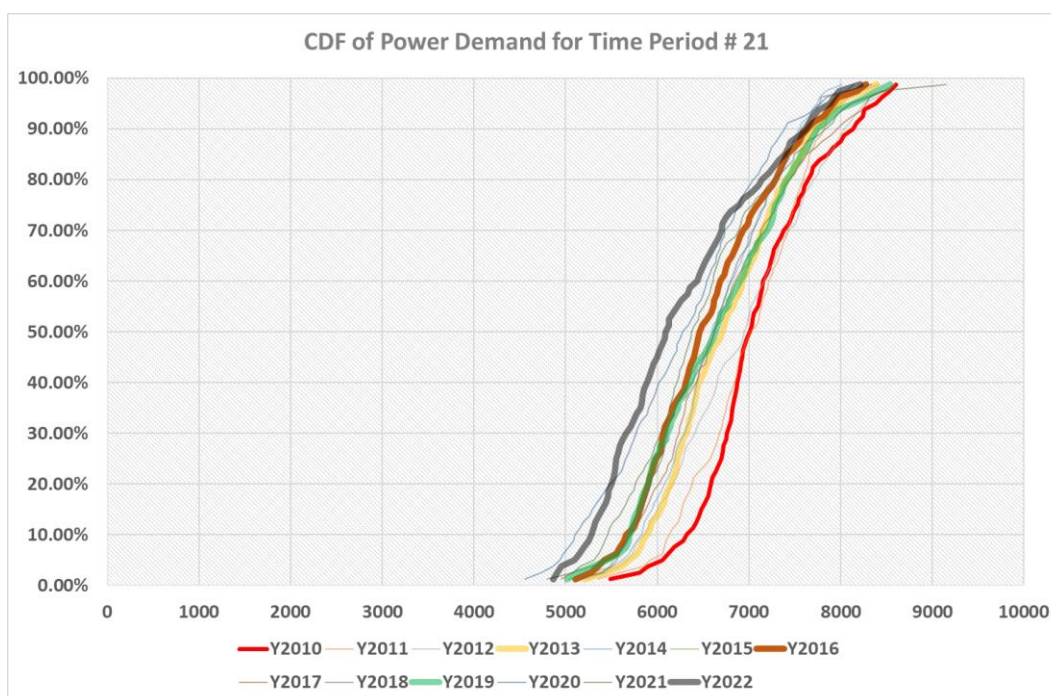
Σχ. 5-84. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 12.



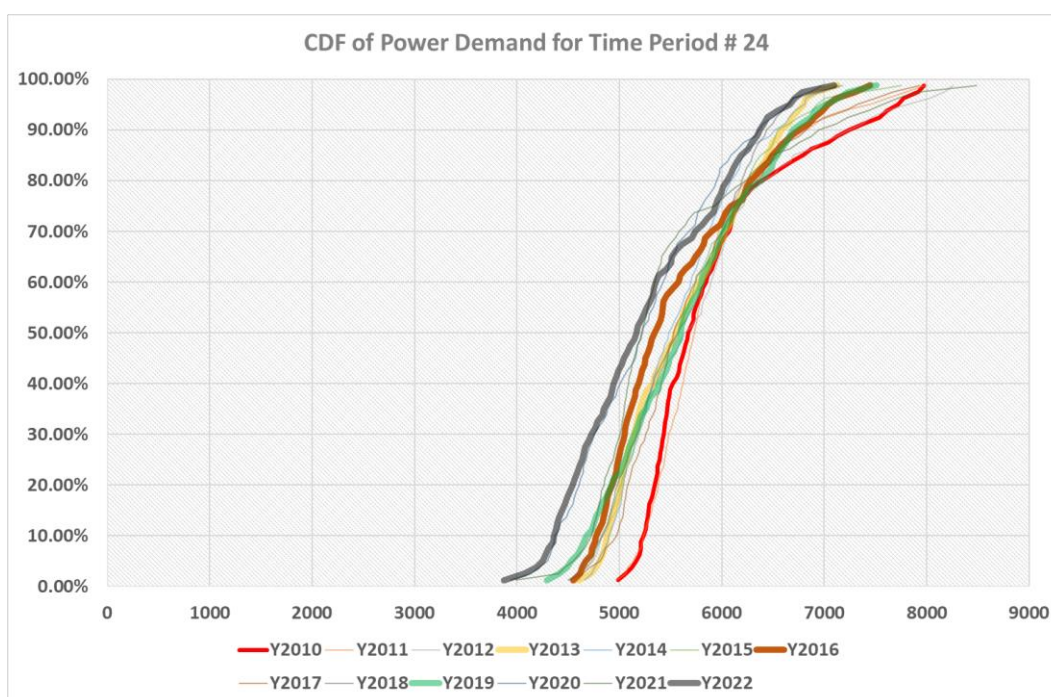
Σχ. 5-85. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 15.



Σχ. 5-86. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 18.



Σχ. 5-87. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 21.



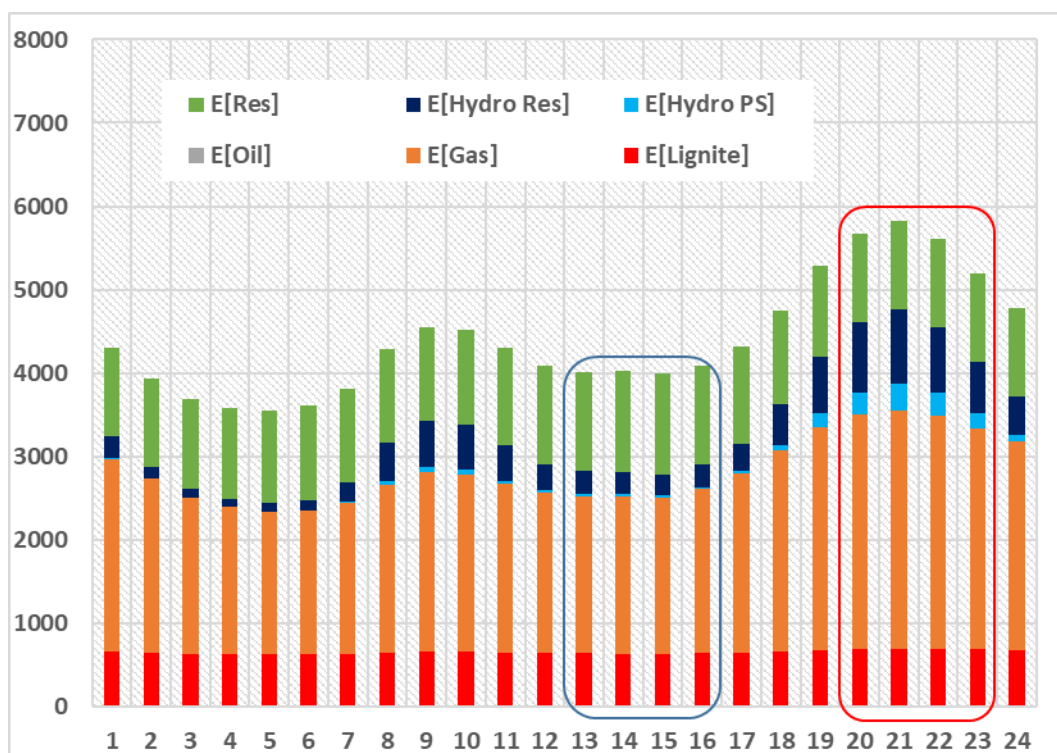
Σχ. 5-88. Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Έτος 2010 έως και 2022. Χρονική περίοδος 24.

#### 5.4.3.2 Αθροιστικό πλεόνασμα ζήτησης ενέργειας

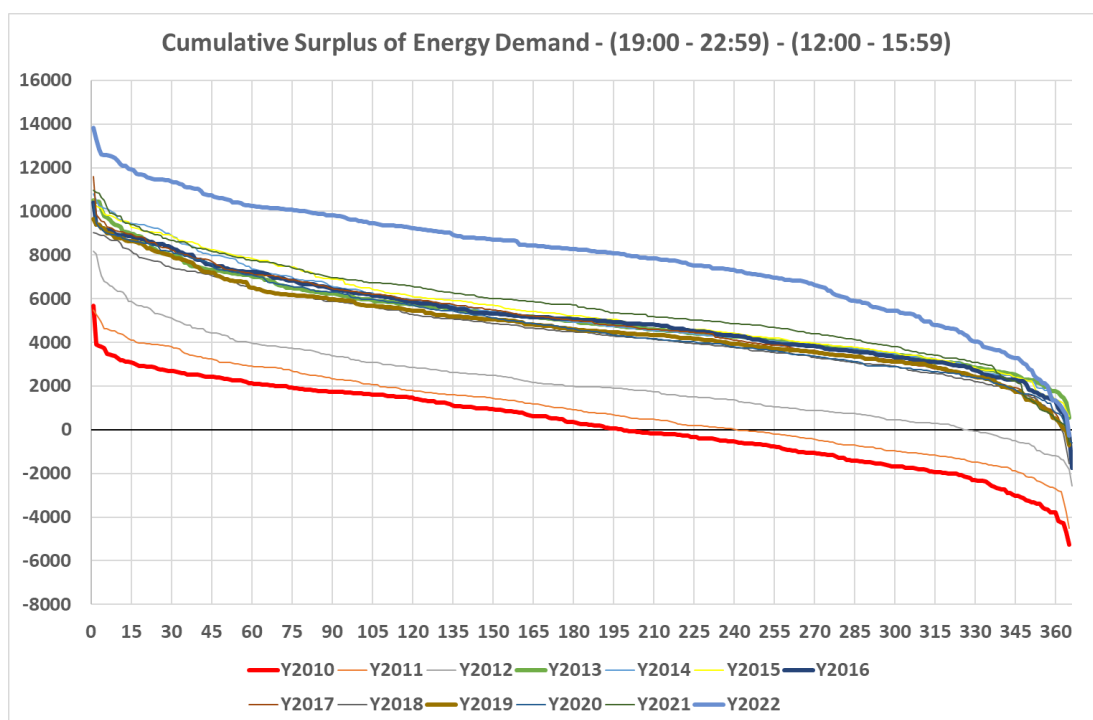
Η οικονομική βιωσιμότητα της σύζευξης των υφιστάμενων αντλησιοταμιευτικών έργων με τα προτεινόμενα πλωτά Φ/Β πάρκα βασίζεται στο σκεπτικό της αποθήκευσης της ενέργειας που παράγεται σε ώρες μη αιχμής και της χρήσης αυτής σε ώρες αιχμής. Ως ώρες αιχμής ορίζονται αυτές όπου η ζήτηση ισχύος από μονάδες στο σύστημα μεταφοράς είναι αυξημένη. Για τις ώρες αυτές αναμένεται η τιμή στην προημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας να είναι αυξημένη.

Ως περίοδος αιχμής της ζήτησης εντός της ημέρας ορίζεται το χρονικό διάστημα από 19:00 έως και 22:59. Αντίστοιχα ως περίοδος μη αιχμής της ζήτησης εντός της ημέρας ορίζεται το χρονικό διάστημα από 12:00 έως και 15:59. Η διαφορά ζήτησης ενέργειας καθορίζει το πόσο ισχυρό θα είναι το έρεισμα για αποθήκευση της ενέργειας και χρήση αυτής σε άλλη χρονική στιγμή, σε αντίθεση με την έγχυση της παραγόμενης ισχύος στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η επιλογή των τετράωρων αυτών διαστημάτων βασίζεται στα στοιχεία της μέσης ωριαίας ζήτησης ισχύος των τελευταίων ετών. Στο Σχ. 5-89, παρουσιάζεται η μέση ωριαία ζήτηση ισχύος για το 2022. Παρατηρείται ότι το διάστημα από 12:00 έως και 15:59 βρίσκεται εντός των δύο εξάρσεων της ζήτησης με αιχμές την 9<sup>η</sup> και 21<sup>η</sup> ώρα της ημέρας. Η επιλογή θα μπορούσε να επεκταθεί, σε διαστήματα πέντε ωρών (από 11:00 έως 15:59 και από 18:00 έως και 22:59) αυξάνοντας ακόμα περισσότερο το αθροιστικό πλεόνασμα της ζήτησης ενέργειας. Αυτό όμως δεν αποτέλεσε αντικείμενο της παρούσης εργασίας.

Στο Σχ. 5-90, παρουσιάζεται το αθροιστικό πλεόνασμα της ζήτησης ενέργειας τη χρονική περίοδο από 19:00 έως 22:59 σε σχέση με τη χρονική περίοδο 12:00 έως 15:59 για τα έτη 2010 έως και 2022. Παρατηρείται σημαντική αύξηση του πλεονάσματος της ζήτησης ενέργειας όσο παρέρχεται ο χρόνος. Η χαμηλότερη ζήτηση ενέργειας τις μεσημβρινές ώρες οδηγεί νομοτελειακά σε μειωμένες τιμές στην προ-ημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (βλέπε Παράρτημα Γ - Προσωρινός Μηχανισμός Επιστροφής Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς για περισσότερες λεπτομέρειες αναφορικά με το “Target Model”), κάτι που ενισχύει περαιτέρω την οικονομική βιωσιμότητα της σύζευξης των υπάρχοντων αντλησιοταμιευτικών μονάδων με τα προτεινόμενα πλωτά Φ/Β πάρκα.

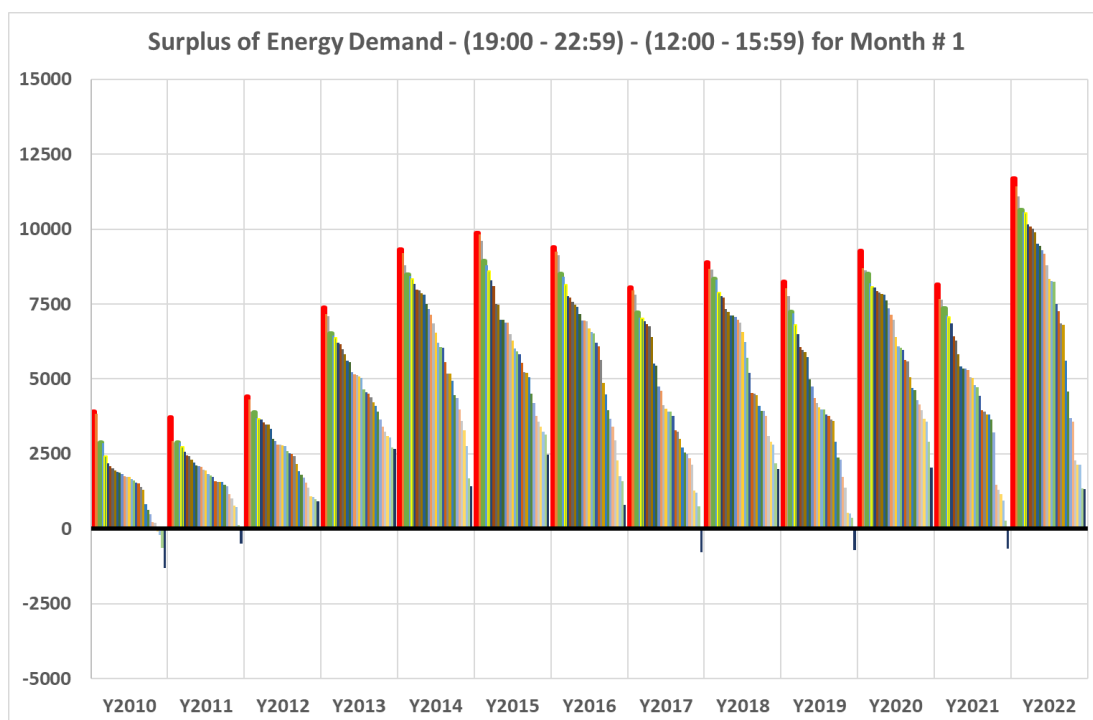


Σχ. 5-89. Μέση ωριαία ζήτηση ισχύος για το Έτος 2022 – Πηγή ΑΔΜΗΕ [77].



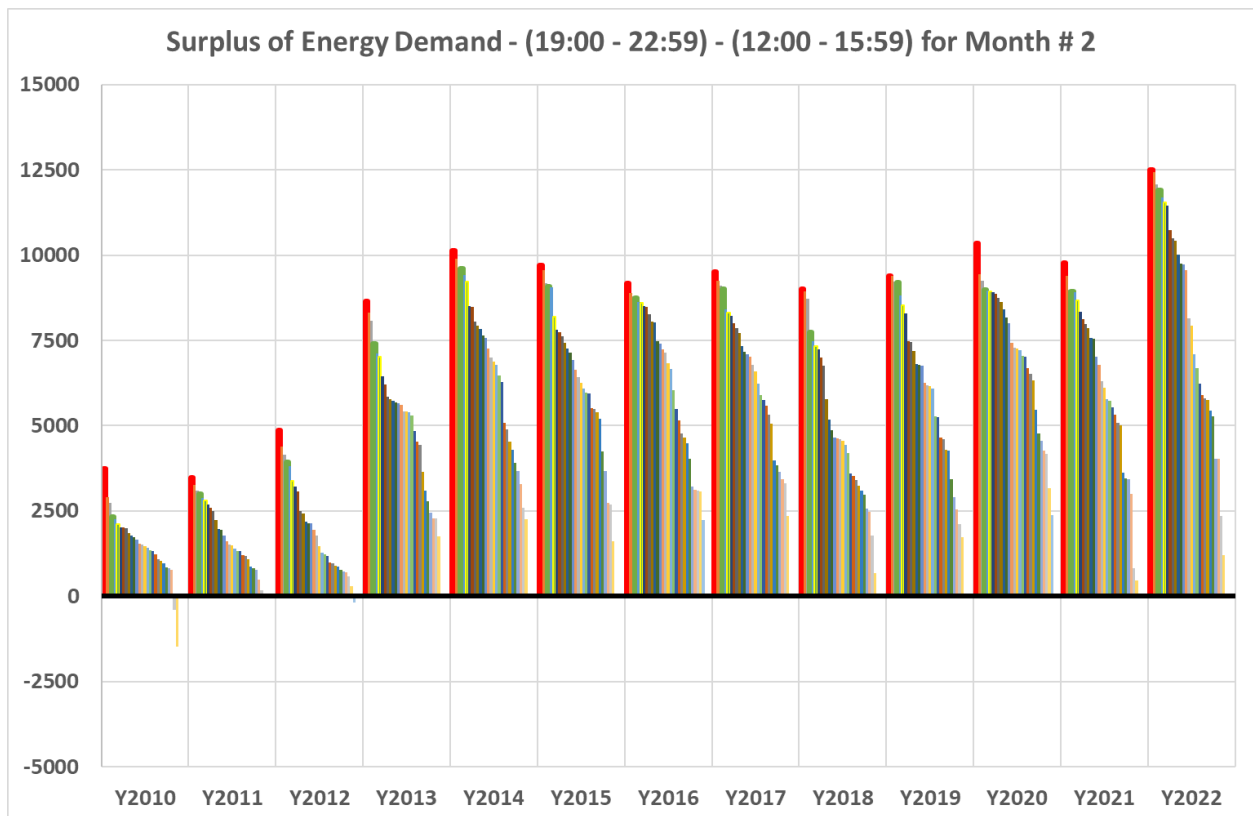
Σχ. 5-90. Αθροιστικό πλεόνασμα ζήτησης ενέργειας<sup>76</sup>.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αθροιστικό πλεόνασμα ζήτησης ενέργειας στο σύστημα ανά μήνα, ώστε να εξεταστεί το κατά πόσον η ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί από την παραγωγή των προτεινόμενων πλωτών Φ/Β πάρκων δύναται να διοχετευθεί στο σύστημα εντός της ημέρας. Στο Σχ. 5-91 έως και το Σχ. 5-102, παρουσιάζονται οι καμπύλες του αθροιστικού πλεονάσματος της ζήτησης ενέργειας για τις προαναφερθείσες χρονικές περιόδους για κάθε μήνα του έτους.

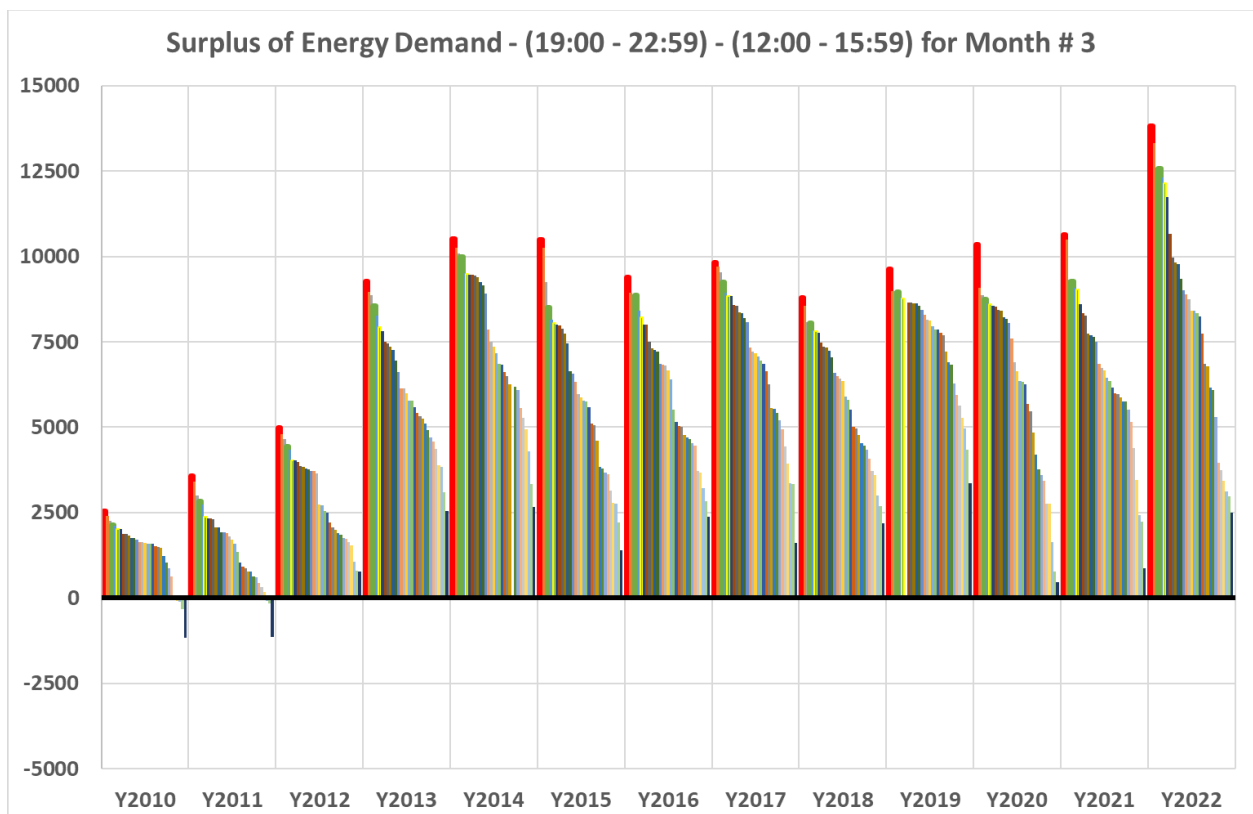


Σχ. 5-91. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Ιανουάριος.

<sup>76</sup> Για τη χρονική περίοδο από 19:00 έως 22:59 σε σχέση με τη χρονική περίοδο 12:00 έως 15:59. Έτος 2010 έως και 2022



*Σχ. 5-92. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Φεβρουάριος.*

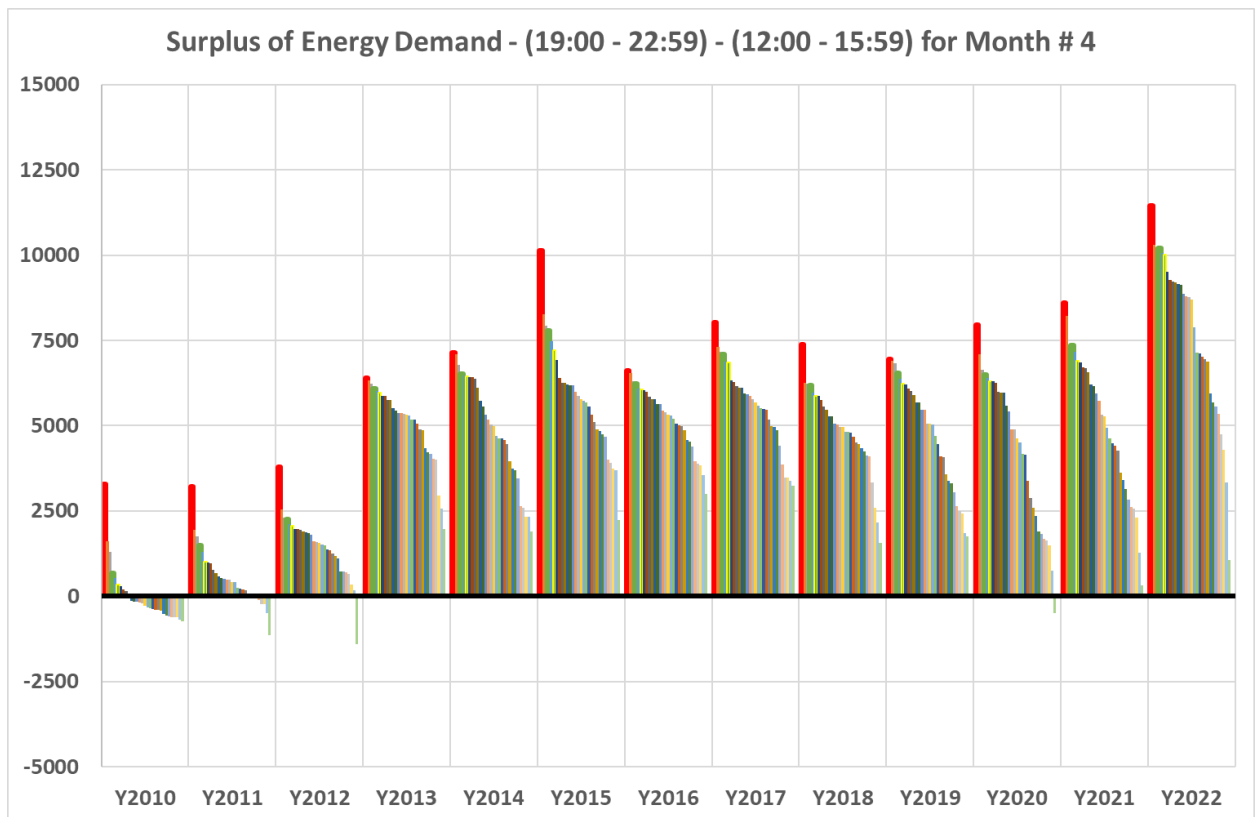


*Σχ. 5-93. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Μάρτιος.*

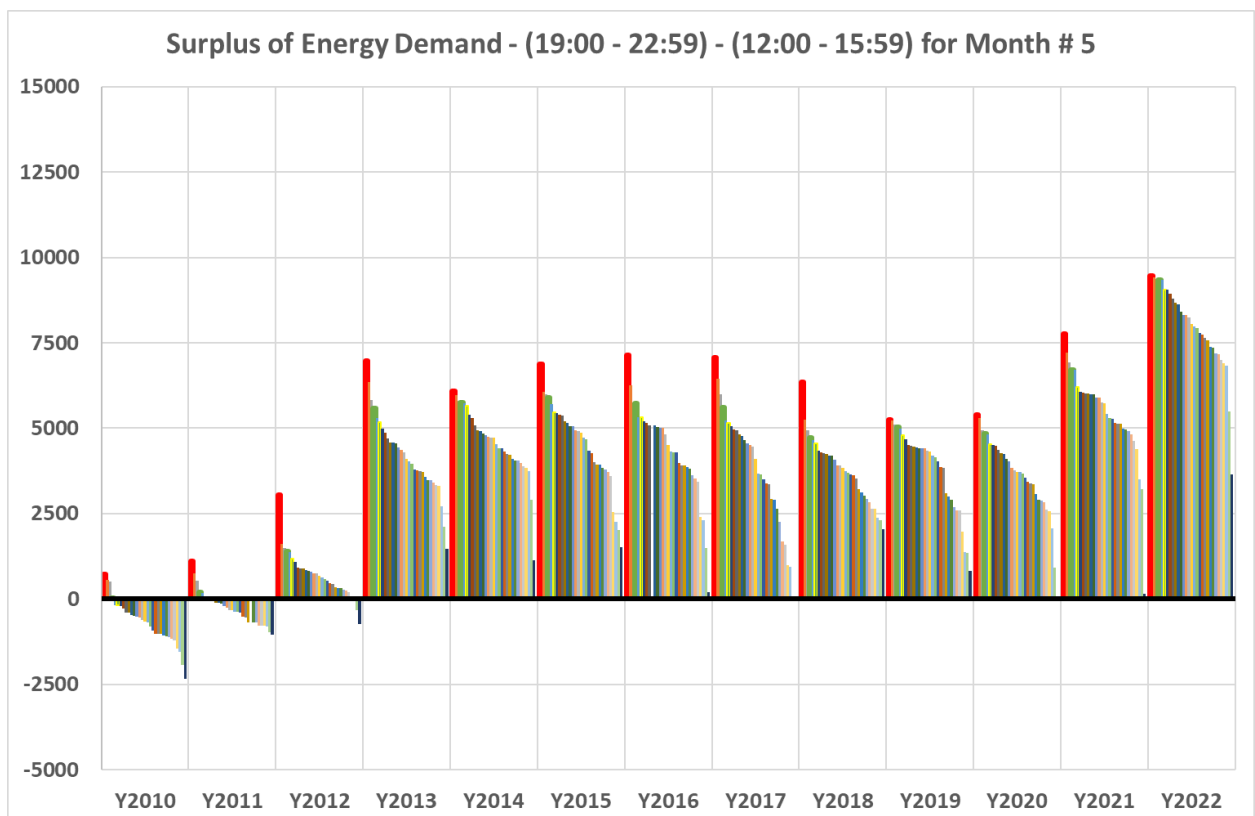
Παρατηρείται ότι με την πάροδο του χρόνου και ειδικά τα τελευταία έτη η αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής από Φ/Β έχει προκαλέσει αύξηση του συγκεκριμένου πλεονάσματος ειδικά κατά τους καλοκαιρινούς μήνες όταν και ήταν σύνηθες η αιχμή της ζήτησης ενέργειας να ήταν τις



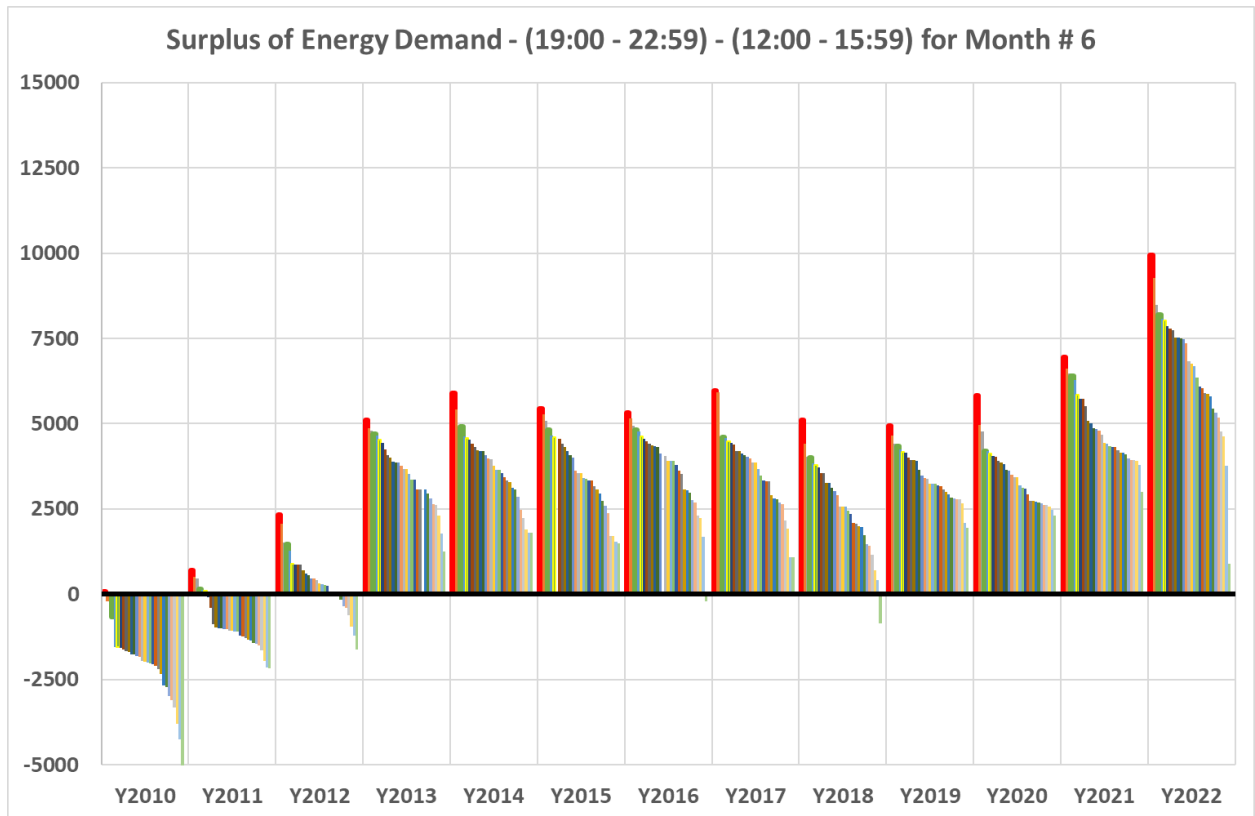
μεσημβρινές ώρες. Πρακτικά αυτό διασφαλίζει αρχικά και το οικονομικό ενδιαφέρον για τη συγκεκριμένη τεχνική λύση.



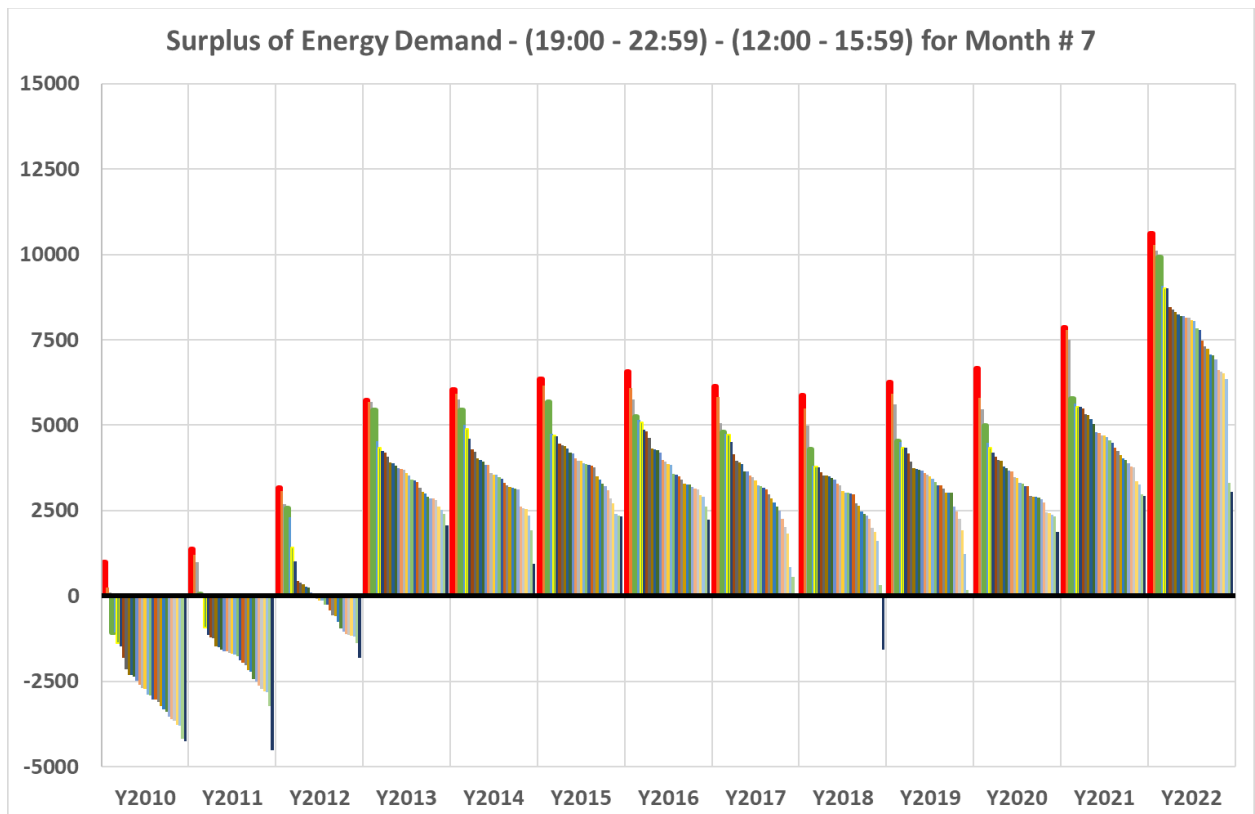
Σχ. 5-94. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Απρίλιος.



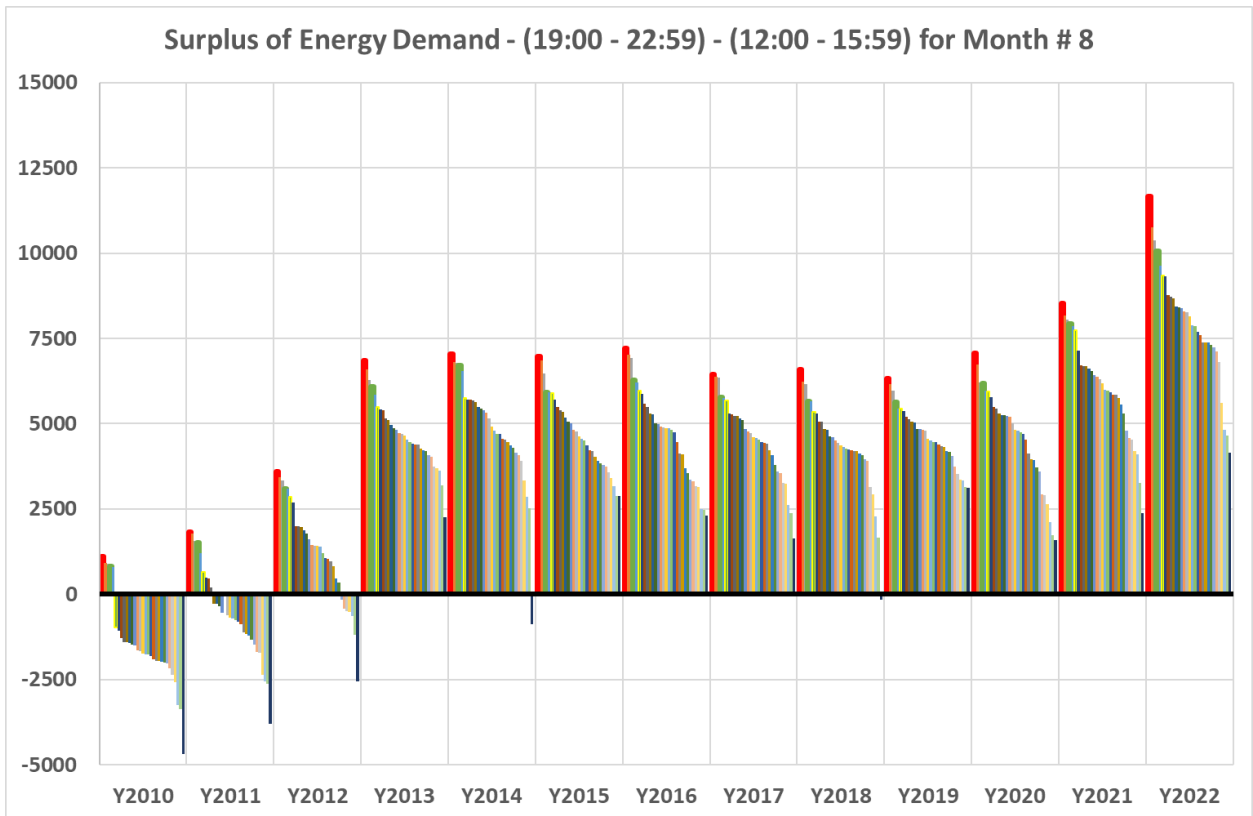
Σχ. 5-95. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Μάιος.



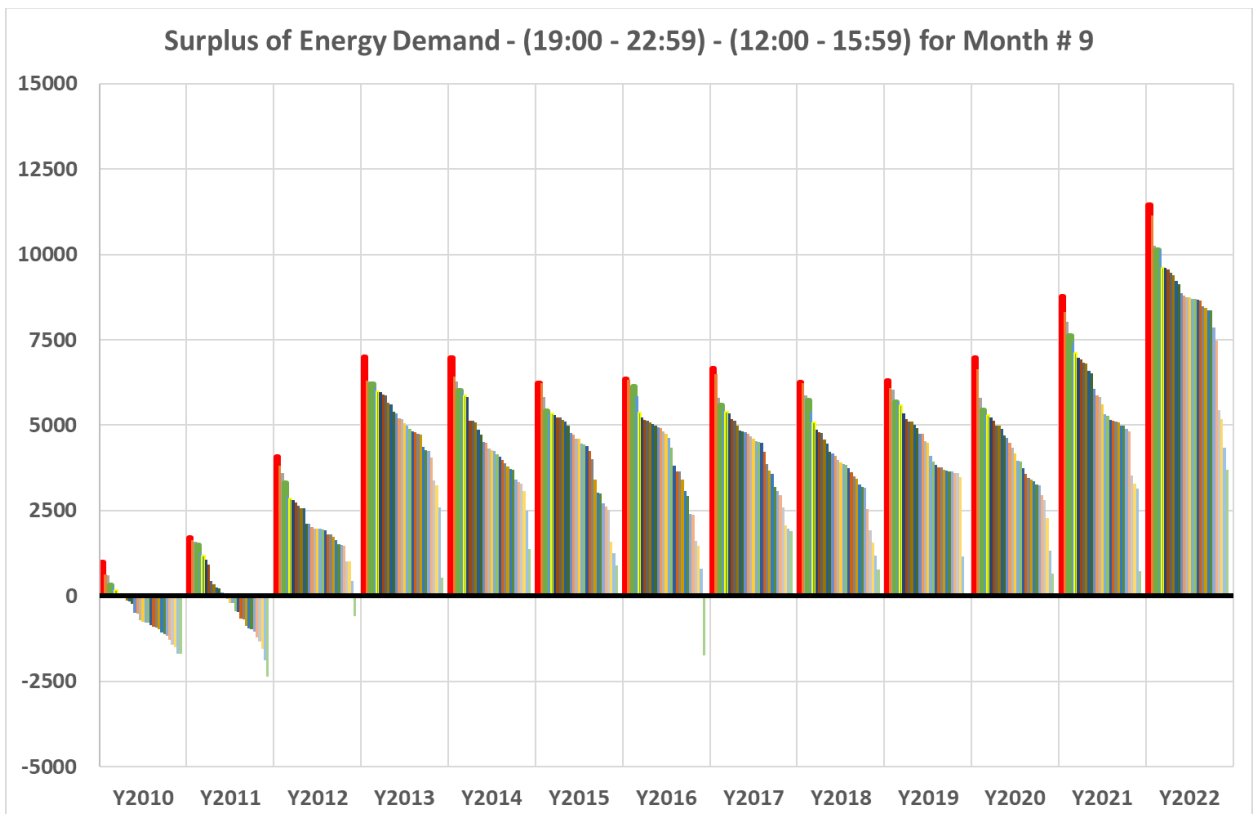
Σχ. 5-96. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Ιούνιος.



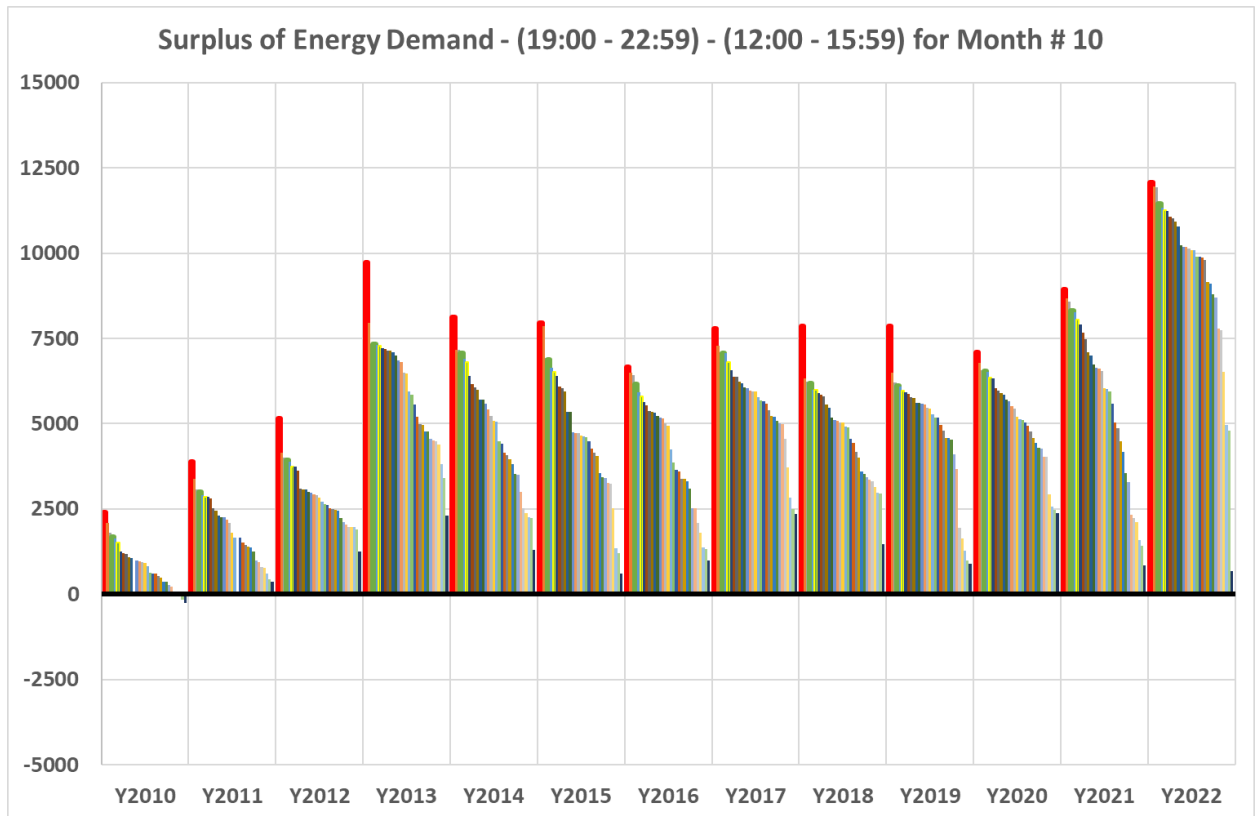
Σχ. 5-97. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Ιούλιος.



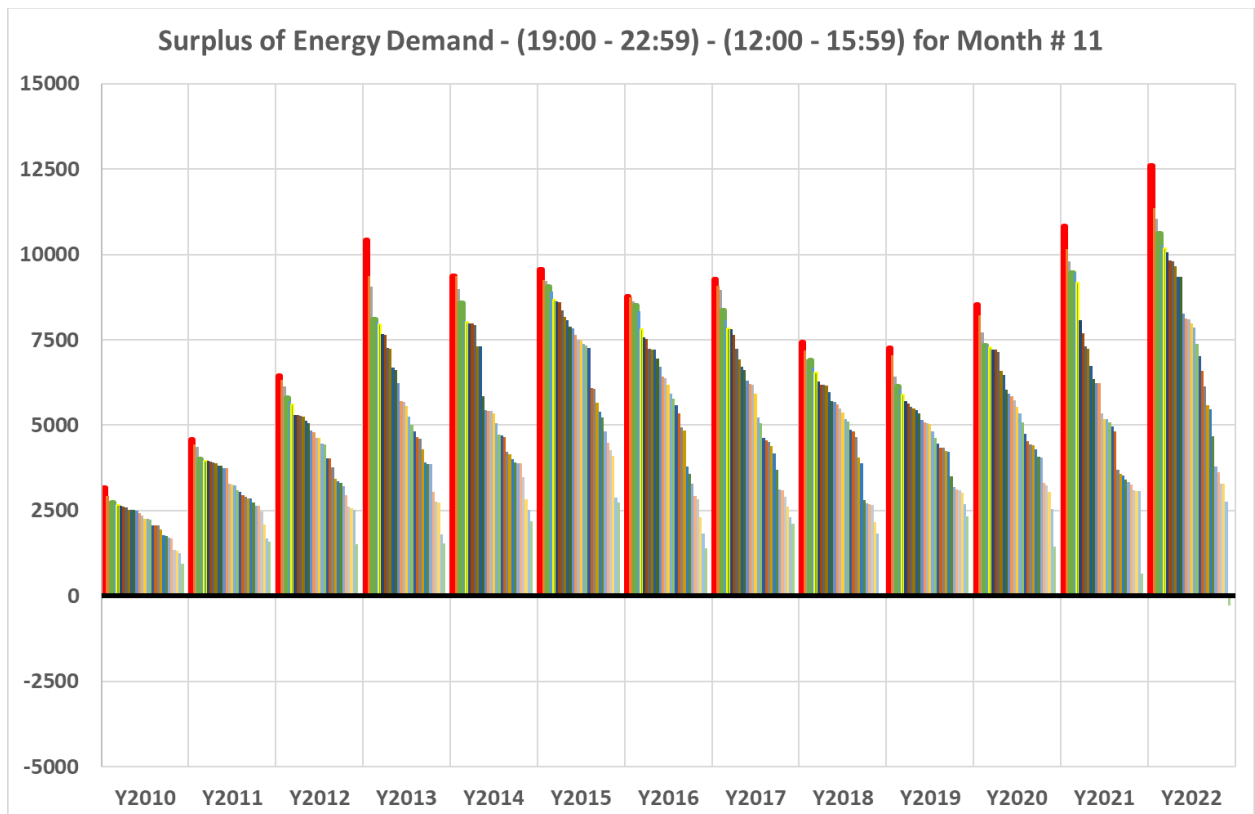
Σχ. 5-98. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Αύγουστος.



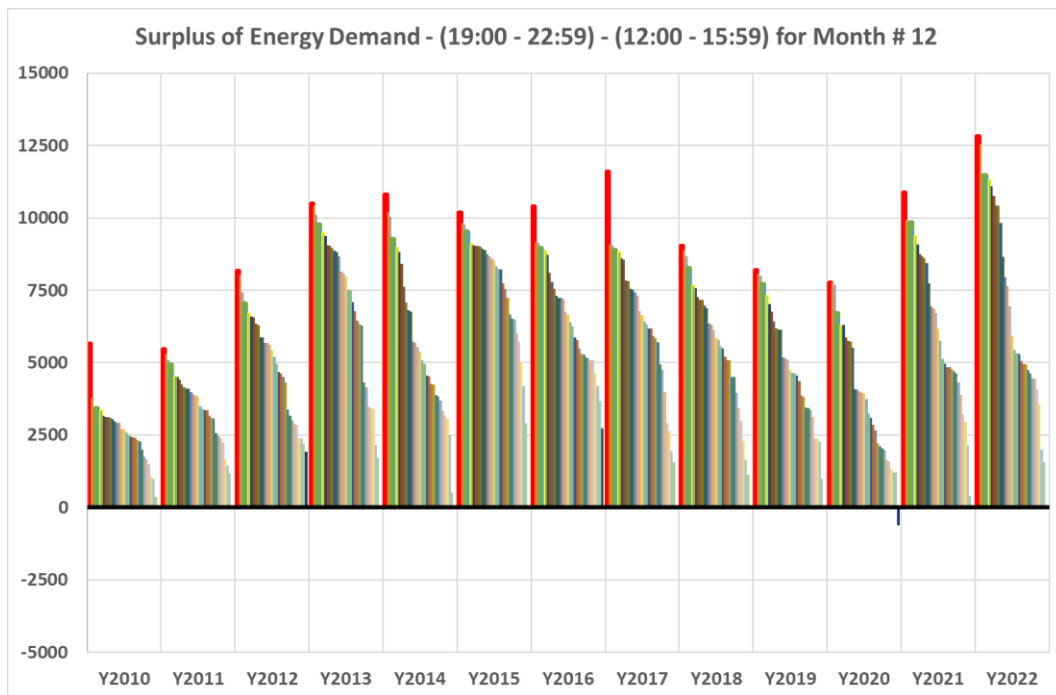
Σχ. 5-99. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Σεπτέμβριος.



Σχ. 5-100. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Οκτώβριος.



Σχ. 5-101. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Νοέμβριος.



Σχ. 5-102. Όπως Σχ. 5-90 – Μήνας Δεκέμβριος.

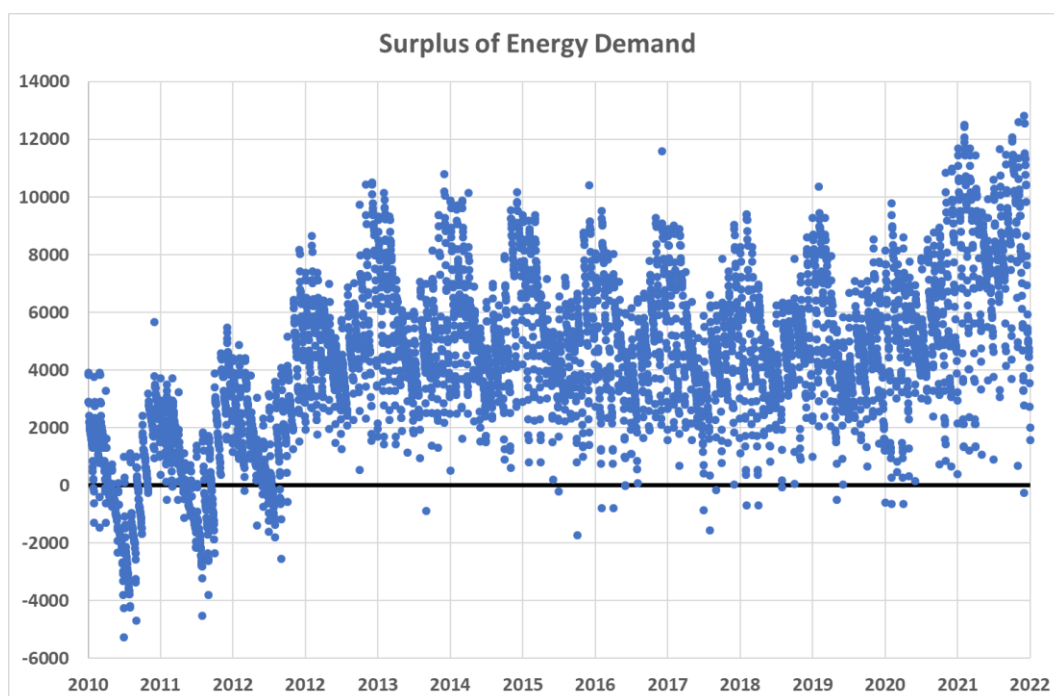
#### 5.4.3.3 Στατιστικά Χαρακτηριστικά Αθροιστικού Πλεονάσματος Ζήτησης Φορτίου

Στο Σχ. 5-103 και στο Σχ. 5-104, παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη του αθροιστικού πλεονάσματος την περίοδο 2010 έως και 2022 σε ημερήσια και μηνιαία βάση αντίστοιχα. Την περίοδο 2010-2012 παρατηρείται μία σημαντική μεταβολή με σημαντική μείωση της πιθανότητας εμφάνισης αρνητικών τιμών ειδικά την περίοδο του θέρους, όποτε και η παραγωγή από Φ/Β είναι υψηλή. Οι σχέσεις που δίνουν το ημερήσιο και μηνιαίο αθροιστικό πλεόνασμα γράφονται ως:

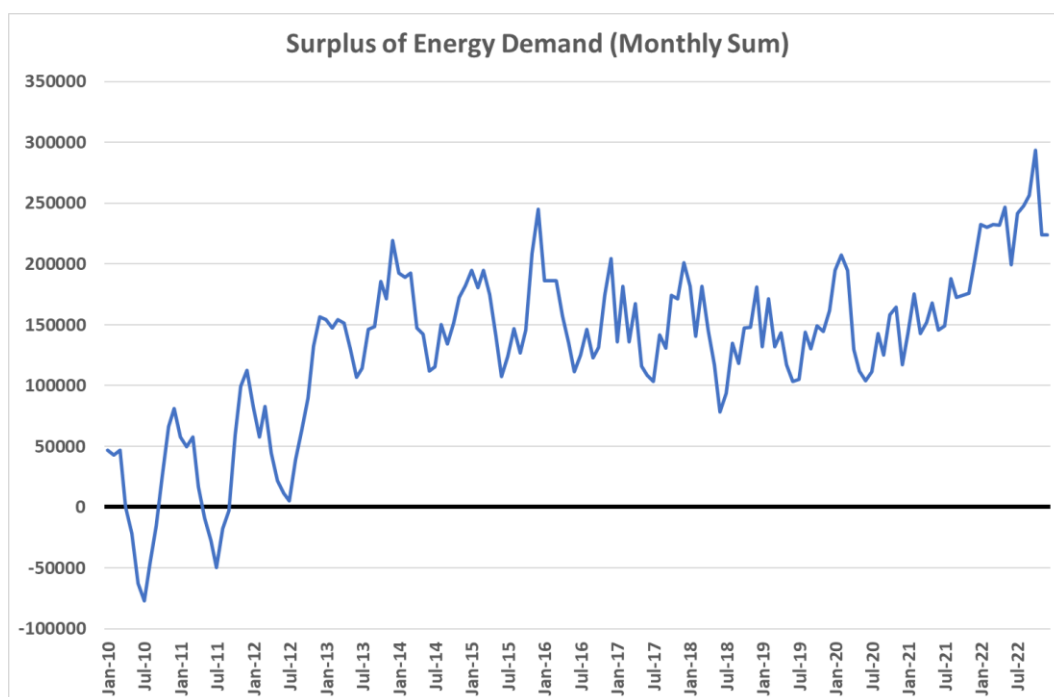
$$Eq. 5-1 \quad SED_j = \sum_{i=20}^{23} P_{i,j} - \sum_{i=13}^{16} P_{i,j} \text{ (daily)}$$

$$Eq. 5-2 \quad SED_k = \sum_{j \in k} [SED_j] \text{ (monthly)}$$

Όπου  $P_{i,j}$  είναι η ωριαία ζήτηση ισχύος το χρονικό διάστημα  $i$  την ημέρα  $j$ ,  $k$  ο μήνας αναφοράς,  $SED_j$  το ημερήσιο αθροιστικό πλεόνασμα και  $SED_k$  το μηνιαίο αθροιστικό πλεόνασμα.



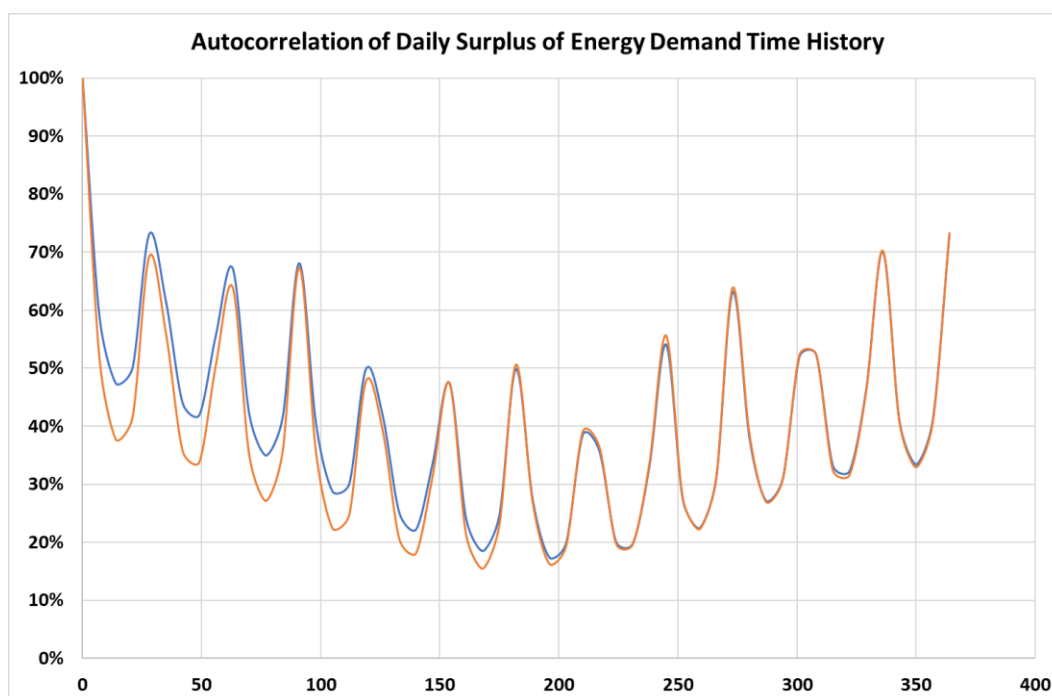
Σχ. 5-103. Εξέλιξη Αθροιστικού Πλεονάσματος ζήτησης φορτίου σε ημερήσια βάση<sup>77</sup>.



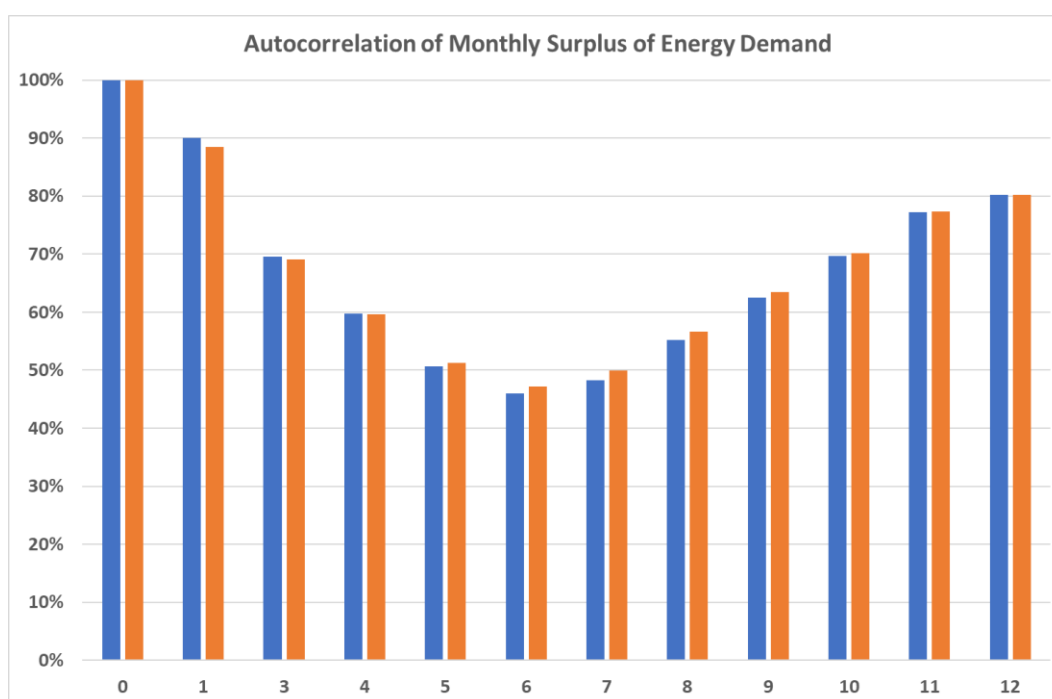
Σχ. 5-104. Εξέλιξη Αθροιστικού Πλεονάσματος ζήτησης φορτίου σε μηνιαία βάση<sup>77</sup>.

Η αυτοσυσχέτιση σε ημερήσια και μηνιαία βάση του αθροιστικού πλεονάσματος της ζήτησης φορτίου παρουσιάζεται στο Σχ. 5-105 και στο Σχ. 5-106. Το πλεόνασμα της ζήτησης φορτίου, όπως ήταν αναμενόμενο, παρουσιάζει έντονη θετική συσχέτιση και εποχικότητα. Η θετική αυτή συσχέτιση επηρεάζει τις τιμές πώλησης στην προ-ημερήσια αγορά και καθορίζει τη στρατηγική του παραγωγού όσον αφορά τη διάθεση της παραγόμενης ενέργειας.

<sup>77</sup> Ζήτηση φορτίου από 19:00 έως 22:59 σε σχέση με τη ζήτηση φορτίου από 12:00 έως 15:59. Έτη 2010-2022



Σχ. 5-105. Αυτοσυσχέτιση αθροιστικού πλεονάσματος ζήτησης φορτίου (ημερήσια βάση)



Σχ. 5-106. Αυτοσυσχέτιση αθροιστικού πλεονάσματος ζήτησης φορτίου (μηνιαία βάση).

Συνολικά εξετάζονται 4 σενάρια αναφορικά με τον υπολογισμό των βασικών παραμέτρων. Τα σενάρια αυτά είναι:

1. Σενάριο Πρώτο. Η μέση τιμή και η διασπορά υπολογίζονται από το σύνολο των τιμών της περιόδου 2010-2022.
2. Σενάρια Δεύτερο. Η μέση τιμή και η διασπορά υπολογίζονται από τις διαθέσιμες τιμές την περίοδο 2018-2022.
3. Σενάριο Τρίτο. Όπως το πρώτο σενάριο αλλά με γραμμικό συντελεστή βάρους με την υψηλότερη τιμή για την πλέον πρόσφατη περίοδο (2022).

4. Σενάριο Τέταρτο. Όπως το δεύτερο σενάριο αλλά με γραμμικό συντελεστή όπως και στο τρίτο Σενάριο.

Ο γραμμικός συντελεστής βάρους του 3<sup>ου</sup> και 4<sup>ου</sup> σεναρίου, δίνεται από τη σχέση:

$$Eq. 5-3 \quad w_i = Y_i - Y_{2010} + 1 \quad \forall i \in \{2010, 2022\} \text{ (Third Scenario)}$$

$$Eq. 5-4 \quad w_i = Y_i - Y_{2018} + 1 \quad \forall i \in \{2018, 2022\} \text{ (Fourth Scenario)}$$

Όπου  $Y_i$  είναι η τιμή του έτους  $i$  και  $w_i$  ο συντελεστής βάρους για το έτος  $i$ . Η μέση τιμή και η διασπορά του αθροιστικού πλεονάσματος της ζήτησης ενέργειας για τα 4 Σενάρια παρουσιάζεται στο Πίν. 5-6. Το πρώτο και τρίτο σενάριο επηρεάζονται σημαντικά από τη λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά την περίοδο 2010-2012 με αποτέλεσμα να έχουν χαμηλότερη μέση τιμή και υψηλότερη τυπική απόκλιση. Το τέταρτο σενάριο παρουσιάζει την υψηλότερη μέση τιμή.

Scenario 1	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	148840	150702	148840	127754	108977	84509	89361	120211	116180	145036	157949	176253
SD	54783	59367	54783	63971	70454	68121	81090	78046	67613	62254	40052	46728
Scenario 2	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	176670	184865	176670	160430	152300	126101	140189	171455	160526	184439	171270	177832
SD	36341	30984	36341	36422	51558	42460	53928	42628	51673	55378	28620	36874
Scenario 3	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	169008	176290	169008	153834	139117	114504	124941	155036	145605	171001	172094	186629
SD	42537	41833	42537	45834	57186	49847	62142	55380	55924	56835	30356	38754
Scenario 4	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	184107	197128	184107	172490	172994	145036	162819	189530	181819	205612	183508	186406
SD	41650	29500	41650	44115	58519	44416	60335	46974	58136	65015	31310	41396

Πίν. 5-6. Μέση τιμή και τυπική απόκλιση του αθροιστικού πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας για τα 4 Σενάρια.

#### 5.4.3.4 Σύνθεση τεχνητών προφίλ πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας

Όπως και στην περίπτωση της παραγωγής από τα πλωτά Φ/Β πάρκα, έτσι και όσον αφορά τη ζήτηση ενέργειας γίνεται σύνθεση τεχνητών προφίλ από τα οποία προκύπτει το συνολικό μηνιαίο αθροιστικό πλεόνασμα ζήτησης φορτίου κατά τις πρώτες νυχτερινές ώρες.

Για κάθε ένα από τα τέσσερα σενάρια παράγονται 100 τεχνητές ακολουθίες αθροιστικής μηνιαίας ζήτησης. Θεωρείται ότι το αθροιστικό πλεόνασμα, αν και συσχετισμένο ως αποτέλεσμα άθροισης τυχαίων παραγόντων, ακολουθεί βάσει του κεντρικού οριακού θεωρήματος μία στατιστική κατανομή που προσομοιάζει την κανονική κατανομή.

Ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ γειτονικών τιμών της αθροιστικής μηνιαίας ζήτησης προκύπτει ίσος με  $\rho = 89\%$ . Η τωρινή και επόμενη συσχετισμένη τιμή δίνεται από τη σχέση:

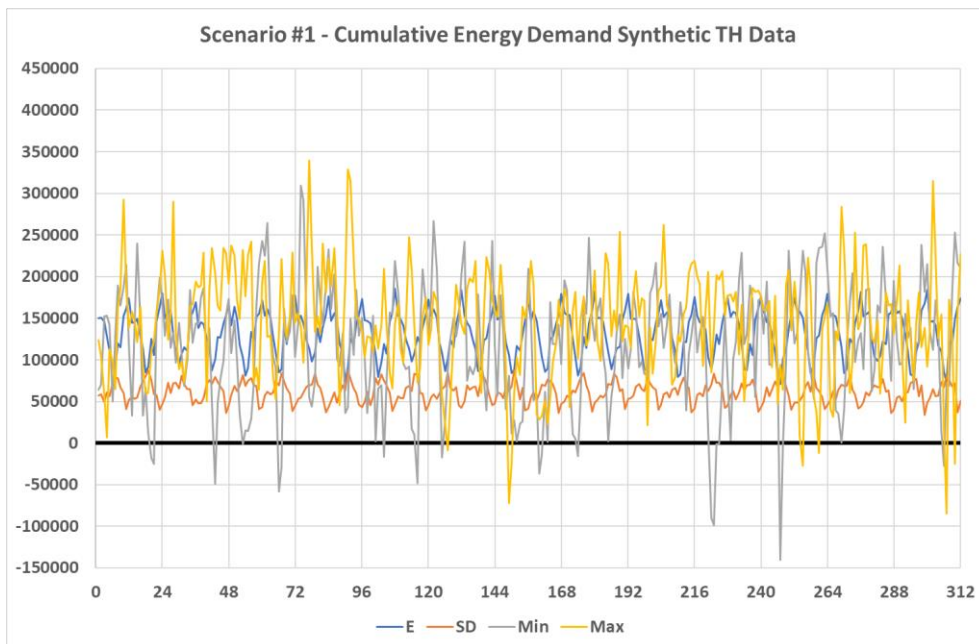
$$Eq. 5-5 \quad \begin{bmatrix} Y_T \\ Y_{T+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_T \\ E_{T+1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sigma_T \\ \sigma_{T+1} \end{bmatrix} \circ \left\{ \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \rho & \sqrt{1-\rho^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} N(0,1)_T \\ N(0,1)_{T+1} \end{bmatrix} \right\}$$

Όπου ο τελεστής  $\circ$  ορίζει τον απλό πολλαπλασιασμό,  $N(0,1)_T$  και  $N(0,1)_{T+1}$  είναι τυχαίες τιμές που προκύπτουν από τη μοναδιαία κατανομή Gauss,  $\sigma_T$  και  $\sigma_{T+1}$  οι τυπικές αποκλίσεις για τον μήνα  $T$  και  $T+1$  αντίστοιχα,  $E_T$  και  $E_{T+1}$  οι αντίστοιχες μέσες τιμές και  $Y_T$  και  $Y_{T+1}$  οι αντίστοιχες «τυχαίες» συσχετισμένες τιμές του αθροιστικού πλεονάσματος.

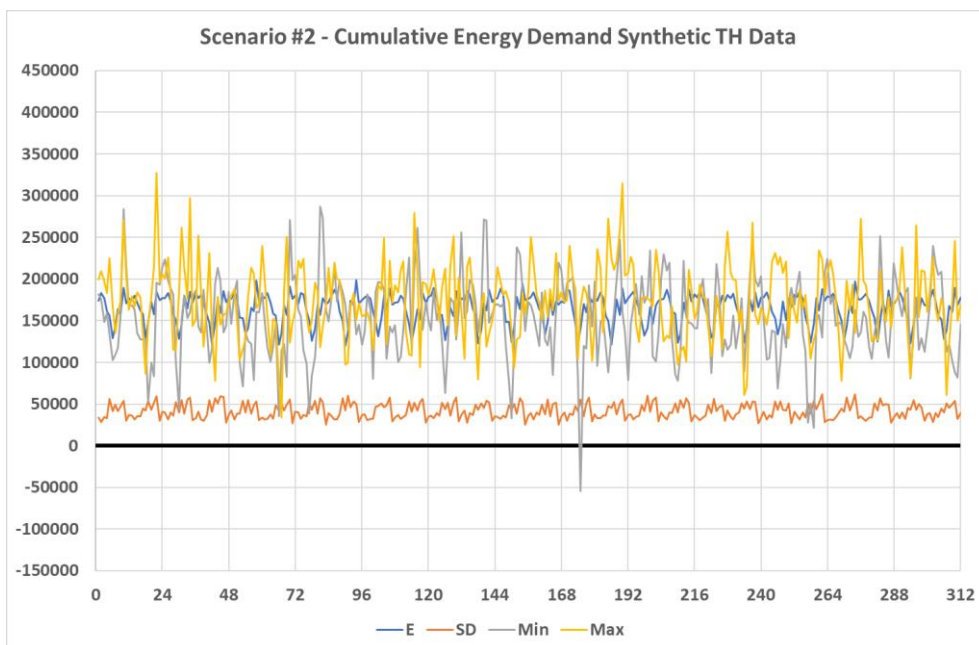
Το αθροιστικό πλεόνασμα του  $T+1$  μήνα γίνεται το αθροιστικό πλεόνασμα του επόμενου μήνα  $T$  ώστε η ακολουθία να παρουσιάζει στατιστική συνέπεια.



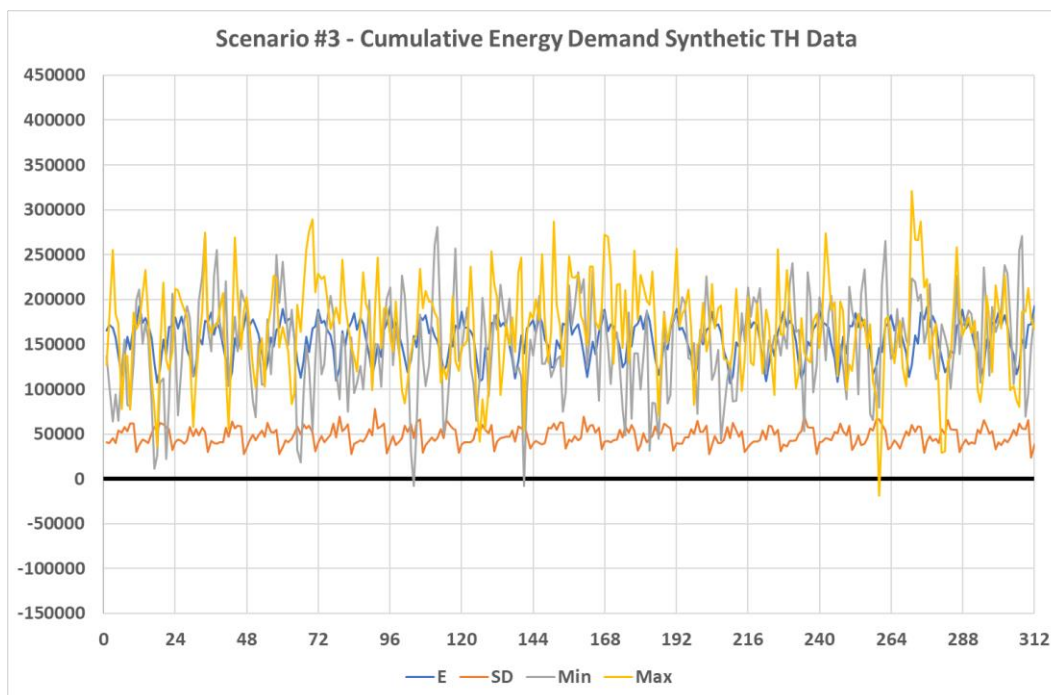
Στο Σχ. 5-107 έως και το Σχ. 5-110 παρουσιάζονται η μέση τιμή και η διασπορά του αθροιστικού πλεονάσματος για τις 100 συνθετικές χρονοϊστορίες που θα χρησιμοποιηθούν στην ανάλυση.



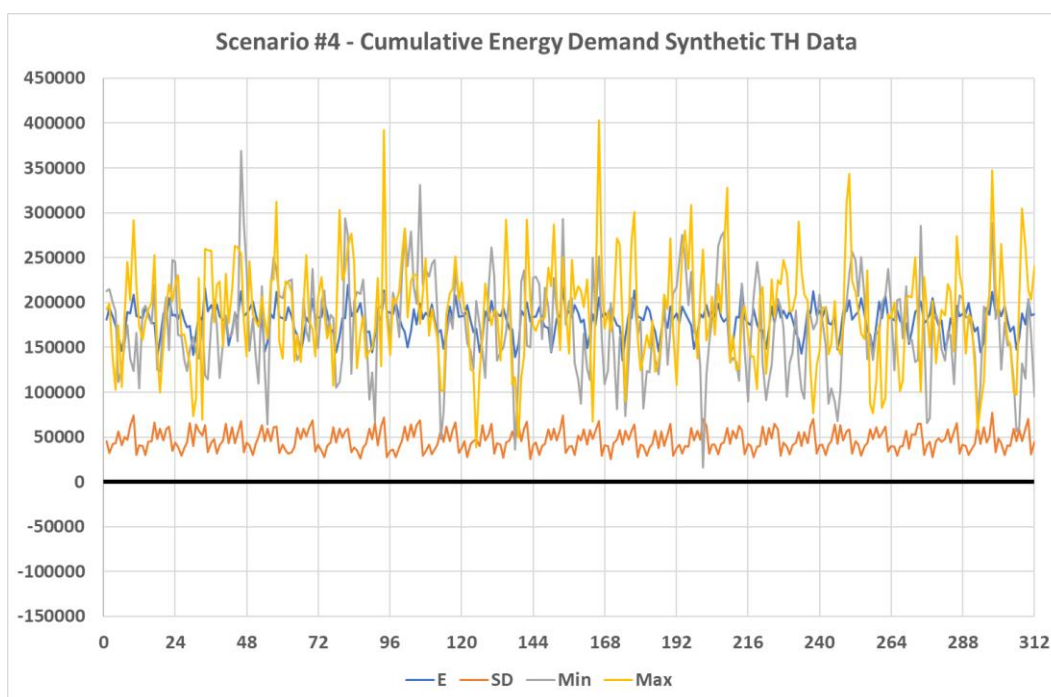
Σχ. 5-107. Στατιστικές συνθετικών χρονοϊστοριών πλεονάσματος ζήτησης ενέργειας (MWh) – Σενάριο #1.



Σχ. 5-108. Όπως Σχ. 5-107 – Σενάριο #2.



Σχ. 5-109. Όπως Σχ. 5-107 – Σενάριο #3.



Σχ. 5-110. Όπως Σχ. 5-107 – Σενάριο #4.

Επίσης παρουσιάζονται οι δύο χρονοϊστορίες με το μεγαλύτερο και μικρότερο αθροιστικό πλεόνασμα για όλο το μήκος της χρονοϊστορίας. Στην περίπτωση του 1<sup>ου</sup> σεναρίου παρατηρούνται οι περισσότερες διελεύσεις του οριζόντιου άξονα ήτοι περιπτώσεις όπου η ζήτηση ενέργειας τις μεσημβρινές ώρες υπερβαίνει αυτής των πρώτων νυχτερινών ωρών. Οι διελεύσεις του οριζόντιου άξονα, μειώνονται σημαντικά στο 2<sup>ο</sup> σενάριο, κάνουν την εμφάνιση και πάλι αλλά με μικρότερη συχνότητα στο 3<sup>ο</sup> σενάριο και εξαφανίζονται πλήρως στο 4<sup>ο</sup> σενάριο.

Η αύξηση των εγκαταστάσεων Φ/Β στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, ξεπερνά τα τελευταία έτη την αύξηση της όποιας ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια. Το 2023 εκτιμάται ότι θα

εγκατασταθούν περί τα 1.5GW νέα Φ/Β<sup>78</sup> με εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή στις 2.1TWh περίπου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τα σενάρια που προβλέπουν συχνές διελεύσεις του οριζόντιου άξονα να είναι λιγότερο πιθανά από τα σενάρια που δεν προβλέπουν κάτι τέτοιο.

## 5.5 ΣΥΖΕΥΞΗ ΠΛΩΤΩΝ Φ/Β ΜΕ ΥΠΑΡΧΟΝΤΑ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΑ – ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

### 5.5.1 Εισαγωγή

Στην παράγραφο αυτή, θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της σύζευξης των πλωτών Φ/Β πάρκων με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά έργα τα οποία προκύπτουν από τη στοχαστική ανάλυση των βασικών παραμέτρων. Οι παράμετροι αυτές είναι: α) η παραγωγή από τα Φ/Β πάρκα και β) η επιπλέον ζήτηση ενέργειας κατά τις πρώτες νυχτερινές ώρες.

Οι 100 χρονοϊστορίες παραγωγής ενέργειας από τα Φ/Β θα συνδυαστούν σε αντιστοίχιση ένα προς ένα με τις 100 χρονοϊστορίες των προφίλ πλεονάσματος. Αυτό θα επαναληφθεί για τα 4 σενάρια. Αποτέλεσμα είναι να δημιουργηθεί ένας πληθυσμός  $4 \times 100 = 400$  δειγματοληψιών από τις οποίες θα προκύψει και το εύρος του μέσου σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας και της εσωτερικής και τροποποιημένης εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης.

Αναφορικά με την περίπτωση όπου το εκτιμώμενο πλεόνασμα της ζήτησης ενέργειας κατά τις πρώτες νυχτερινές ώρες είναι μικρότερο της εκτιμώμενης παραγωγής από τα αντλησιοταμιευτικά με 100% αποθήκευση, η ενέργεια που θα πλεονάζει θα θεωρείται ότι προσφέρεται στο σύστημα την ώρα παραγωγής της. Αυτό θα επηρεάσει αυξητικά τον παρανομαστή της εξίσωσης του σταθμισμένου κόστους και θα οδηγήσει σε περαιτέρω μείωση του, αλλά η ενέργεια αυτή δεν θα λογίζεται ως ενέργεια που αποφεύγεται να παραχθεί κατά τις ώρες αιχμής και δεν θα προσμετράτε κατά τον υπολογισμό της εσωτερικής και τροποποιημένης εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης.

Στην περίπτωση που το εκτιμώμενο πλεόνασμα είναι αρνητικό θεωρείται ότι το σύνολο της ενέργειας θα διοχετεύεται στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας την ώρα παραγωγής του. Αναφορικά με το σταθμισμένο κόστος και την απόδοση της επένδυσης ισχύουν αυτά που αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο. Αναφορικά για τις άλλες παραμέτρους ισχύουν τα του Κεφαλαίου 4. Τα δεδομένα της βασικής ανάλυσης παρουσιάζονται στον Πίν. 5-7.

### 5.5.2 Αποτελέσματα Στοχαστικής Ανάλυσης

#### 5.5.2.1 Εισαγωγή – Παραμετρικές Αναλύσεις βασικής στοχαστικής ανάλυσης

Κατά τη βασική ανάλυση εξετάστηκαν οι εξής παράμετροι (βλέπε Πίν. 5-7):

- i. Τα σενάρια αθροιστικού πλεονάσματος όσον αφορά τη μέση τιμή και την τυπική απόκλιση του αθροιστικού πλεονάσματος της ζήτησης (4 σενάρια).

<sup>78</sup> «...Η υπόθεση διείσδυσης νέων έργων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ του Υπό-λογαριασμού Νέων Έργων στόχων ΕΣΕΚ ΛΓ-3 για το έτος 2023 στο παρόν Δελτίο λαμβάνεται στα 2015 MW και η κατανομή της διείσδυσης είναι 412 MW για τα Αιολικά, **1.584 MW για τα Φωτοβολταϊκά**, 13,5 MW για τα ΜΥΗΣ, 5,5 MW για τη Βιομάζα και 1 MW για τα ΣΗΘΥΑ...» (πηγή ΔΑΠΕΕΠ: Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ Οκτώβριος-Νοέμβριος-Δεκέμβριος 2022 <https://www.dapeep.gr/dimosieuseis/miniaio-deltio-eidikou-logariasmoy/> - πρόσβαση 01/11/2023)

Park Data		
Installed Capacity	482.731	MW
WACC	10%	per year
WACC (monthly)	0.797%	per month
Assumed Degradation	0.700%	per year
Assumed Monthly Degradation	0.058%	per month
Max Degradation	83.99%	Maximum Assumed Degradation before retirement of PV cell
O&M	1.20%	of Capex
O&M (monthly)	0.10%	1/12 of estimated O&M
CAPEX P21	6.732	M€
CAPEX P22	12.724	M€
CAPEX P23	7.384	M€
CAPEX P24	13.229	M€
CAPEX P11	88.056	M€
CAPEX P31	96.677	M€
CAPEX P32	87.666	M€
Total Capex	312.467	M€ (2021 Values)
Power@25% Construction Time	10%	
Power@50% Construction Time	50%	
Power@75% Construction Time	90%	
Useful Life	25	years
Construction Time	2	years
THP Data		
Price of Natural Gas	62.0588 €	$FC_{NG}$ per MWh (th)
Price of Lignite	20.00 €	$FC_{ignite}$ per MWh (th)
Overhead Cost NG	3.50 €	$OC_{NG}$ per MWh (th)
NG Levee	1.8326 €	$SL62$ per MWh (th)
NG Lower Calorific Value	0.900	$CLHV$
OCGT Efficiency Ratio	35%	$AUE_{OCGT}$
CCGT Efficiency Ratio	50%	$AUE_{CCGT}$
Lignite Efficiency Ratio	28.50%	$AUE_{ignite}$
Price of CO <sub>2</sub> rights	85.7098 €	$AGHGC$ per tonne CO <sub>2</sub>
Carbon Intensity (OCGT)	0.540	$AEGHGF_{OCGT}$
Carbon Intensity (CCGT)	0.380	$AEGHGF_{CCGT}$
Carbon Intensity (Lignite)	1.380	$AEGHGF_{ignite}$
Limit Cost (OCGT)	238.83 €	$LC_{RPRP_{OCGT}} = [(FC_{NG} + OC_{NG} + SL62)/CLHV]/AUE_{OCGT} + AGHGC \cdot AEGHGF_{OCGT}$
Limit Cost (CCGT)	167.35 €	$LC_{RPRP_{CCGT}} = [(FC_{NG} + OC_{NG} + SL62)/CLHV]/AUE_{CCGT} + AGHGC \cdot AEGHGF_{CCGT}$
Limit Cost (Lignite)	188.45 €	$LC_{RPRP_{ignite}} = FC_{ignite}/AUE_{ignite} + AGHGC \cdot AEGHGF_{ignite}$
Transmission Losses Data		
Line Efficiency	2.740%	<a href="#">Απόφαση 953/2020 (ΦΕΚ Β' 2926/17.07.2020)</a>
Transmission Costs	- €	per MWh - YPEN
Line Yearly Cost (HV)	24,062.00 €	per MW - <a href="https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agora/timologisi-ilektrikis-energeias/">https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agora/timologisi-ilektrikis-energeias/</a>
Line Monthly Cost (HV)	2,005.17 €	per MW - <a href="https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agora/timologisi-ilektrikis-energeias/">https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agora/timologisi-ilektrikis-energeias/</a>
Pumped Storage HEP Data		
Pumping Efficiency	83.00%	Εκτίμηση
Production Efficiency	86.75%	Εκτίμηση
Pumping Production Cycle Efficiency	72.0025%	Εκτίμηση
GHG Emmisions Fee	3.40 €	<a href="https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agora/timologisi-ilektrikis-energeias/">https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/lianiki-agora/timologisi-ilektrikis-energeias/</a>
PS - OPEX Costs (Low)	2.00 €	
PS - OPEX Costs (Ave)	3.00 €	<a href="#">ΕΝΗΜΕΡΩΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΩΜΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΕΡΔΟΦΟΡΙΑ ΚΑΘΕΤΟΠΟΙΗΜΕΝΩΝ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΣΤΙΣ ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ</a>
PS - OPEX Costs (High)	4.00 €	
Energy Substitution Scenarios		
Scenario #1 - 100% OCGT	238.83 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #2 - 75% OCGT - 25% CCGT	220.96 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #3 - 50% OCGT - 50% CCGT	203.09 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #4 - 30% OCGT - 50% CCGT - 20% Lignite	193.02 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #5 - 15% OCGT - 65% CCGT - 20% Lignite	182.29 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #6 - 10% OCGT - 90% CCGT	174.50 €	Replacement Prices per MWh
Scenario #7 - 100% CCGT	167.35 €	Replacement Prices per MWh

Πίν. 5-7. Παράμετροι Βασικής Ανάλυσης. Επιρροή Στοχαστικότητας.

- ii. Τα σενάρια παραγωγής των φωτοβολταϊκών σε μία προς μία αντιστοίχιση με τα σενάρια αθροιστικού πλεονάσματος. Συνολικά 100 συνθετικές χρονοϊστορίες για κάθε παράγοντα (100 σενάρια).
- iii. Τα σενάρια αναφορικά με το οριακό/μεταβλητό κόστος των αντλησιοταμιευτικών με χαμηλό, μέσο και υψηλό κόστος (3 σενάρια).
- iv. Τα σενάρια αναφορικά με το μείγμα θερμικών μονάδων που η σύζευξη των πλωτών Φωτοβολταϊκών και των υπάρχοντων αντλησιοταμιευτικών θα υποκαταστήσει. (7 σενάρια).

Συνολικά πραγματοποιήθηκαν  $4 \times 100 \times 3 \times 7 = 8400$  αναλύσεις. Από κάθε ανάλυση προέκυψαν τα εξής δεδομένα:

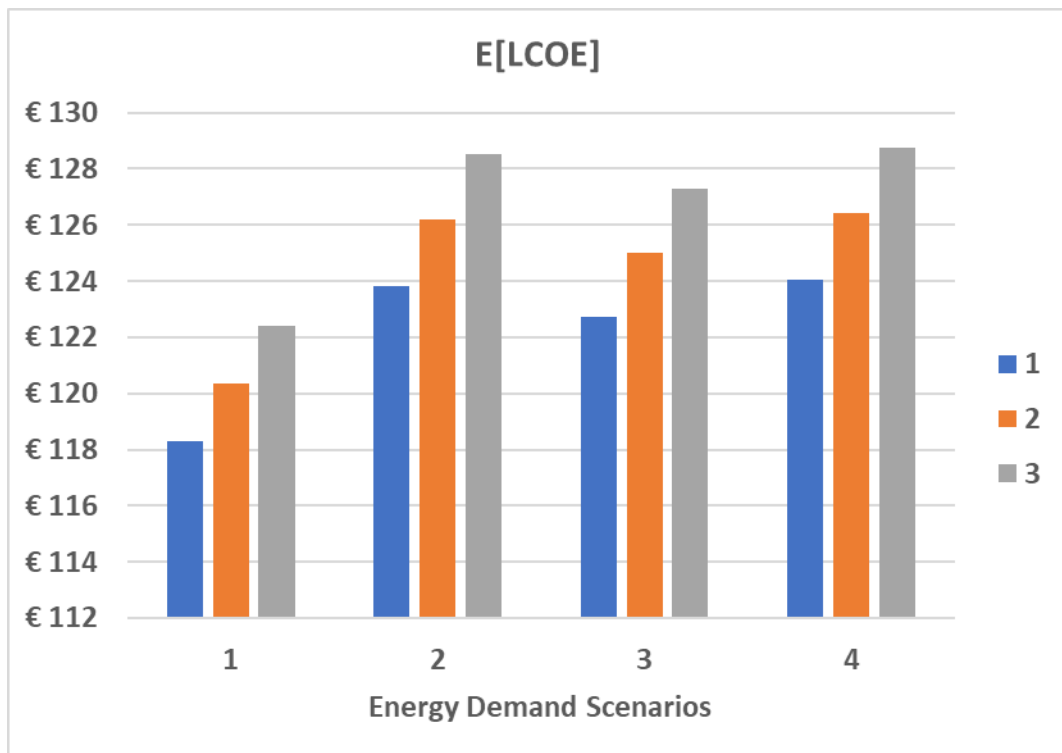
- I. Το σταθμισμένο κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE).
- II. Η συνολική ενέργεια που παράγουν τα Φ/Β.
- III. Η συνολική ενέργεια των Φ/Β που εγγέεται άμεσα στο σύστημα.
- IV. Η συνολική ενέργεια που παράγουν τα αντλησιοταμιευτικά.
- V. Οι απώλειες ενέργειας εξαιτίας των απωλειών κατά τη μεταφορά και τον μετασχηματισμό της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδροδυναμικό και σε ηλεκτρική ενέργεια και πάλι.
- VI. Η διακίνηση ενέργειας από και προς τα αντλησιοταμιευτικά.
- VII. Η συνολική ενέργεια που διακινείται στο δίκτυο μεταφοράς.
- VIII. Τα αποτελέσματα που αφορούν την επένδυση ως επιλογή αντικατάστασης παραγωγής από θερμικές μονάδες ήτοι:
  - a. η καθαρή τρέχουσα αξία της επένδυσης,
  - b. η τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης,
  - c. η εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας (σε GWh),
  - d. η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (σε ktCO<sub>2</sub>).

### 5.5.2.2 Αποτελέσματα βασικής ανάλυσης

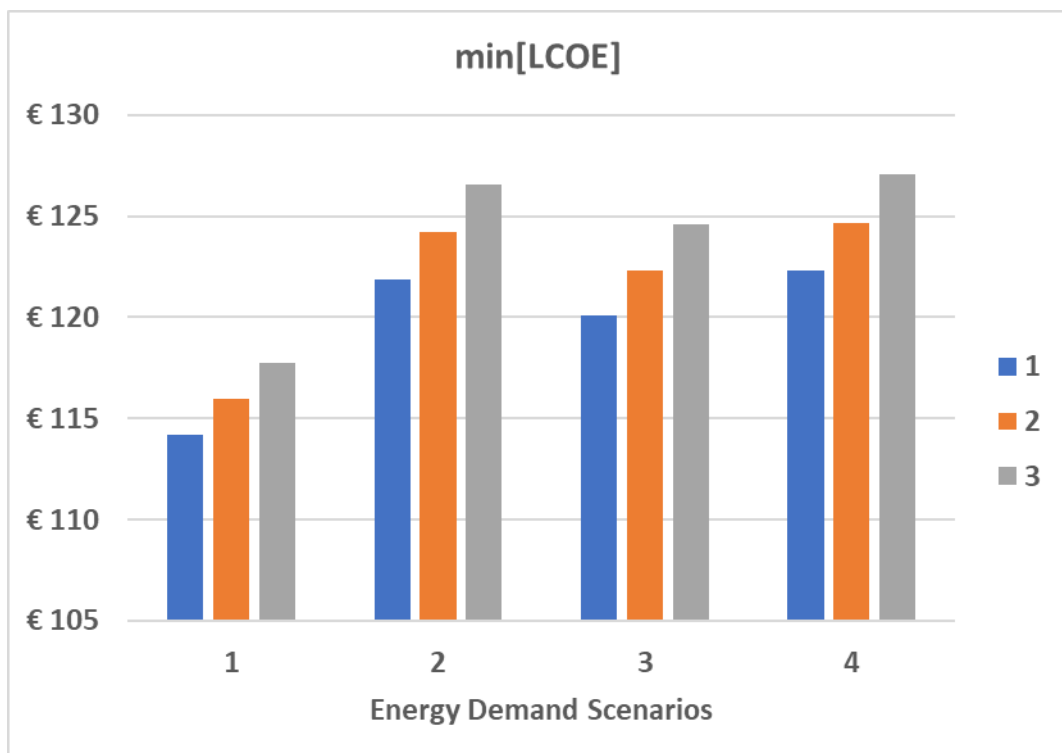
#### 5.5.2.2.1 Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο Σχ. 5-111 παρουσιάζεται η μεταβολή του μέσου σταθμισμένου κόστους ως συνάρτηση των 4 σεναρίων αθροιστικής ζήτησης ενέργειας και του μεταβλητού κόστους των αντλησιοταμιευτικών. Η μέση τιμή του σταθμισμένου κόστους υπολογίζεται στα 124.48€/MWh με μία σχετικά στενή διακύμανση από 118.3€/MWh έως και 128.77€/MWh. Η μέση τιμή έχει ληφθεί για τα 100 σενάρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα πλωτά Φ/Β πάρκα.

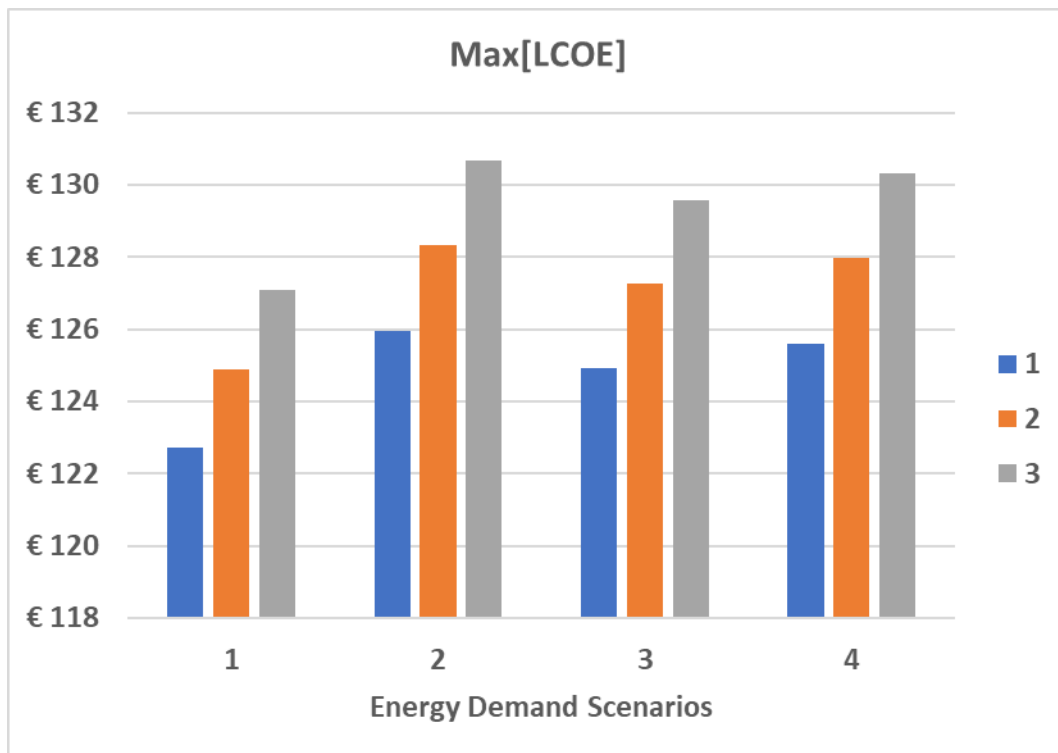
Η ελάχιστη (Σχ. 5-112) και μέγιστη (Σχ. 5-113) παρατηρούμενη τιμή ήταν ίση με 114.18€/MWh και με 130.69€/MWh αντίστοιχα. Τα σενάρια αθροιστικής ζήτησης ενέργειας 1 και 4 ήταν αυτά που παρείχαν την ελάχιστη και μέγιστη τιμή αντίστοιχα.



Σχ. 5-111. Μέση τιμή LCOE. (Σενάρια Ζήτησης – Μεταβλητό Κόστος PSHEP) – €/MWh.



Σχ. 5-112. Ελάχιστη τιμή LCOE. (Σενάρια Ζήτησης – Μεταβλητό Κόστος PSHEP) – €/MWh.

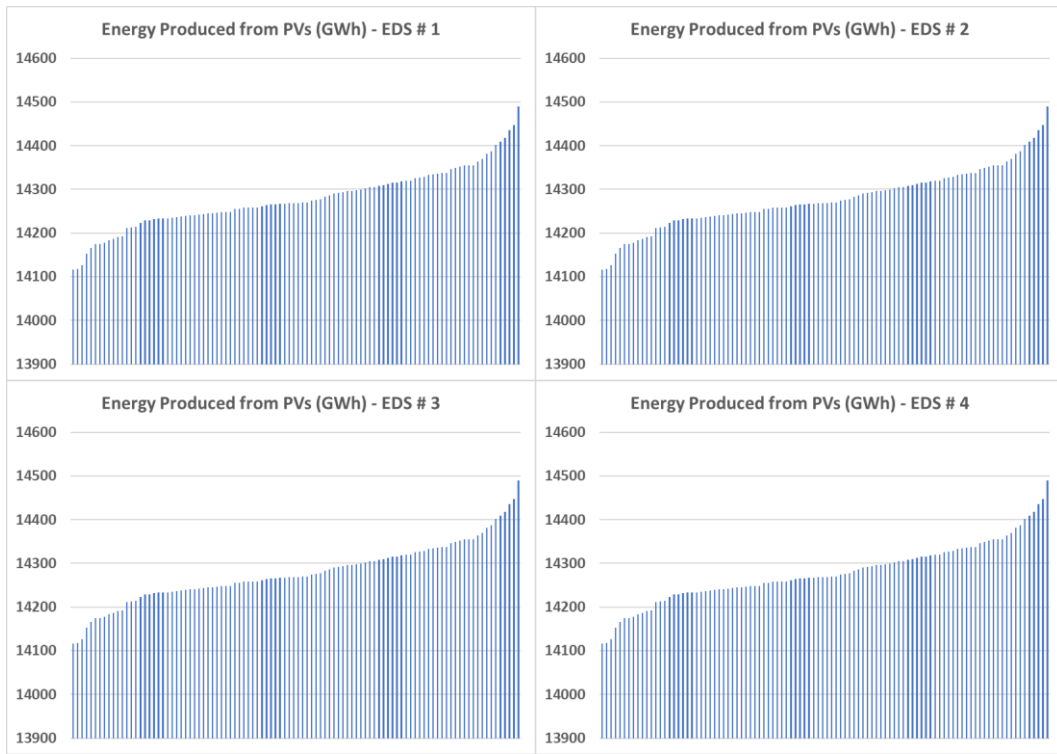


Σχ. 5-113. Μέγιστη τιμή LCOE. (Σενάρια Ζήτησης – Μεταβλητό Κόστος PSHEP) – €/MWh.

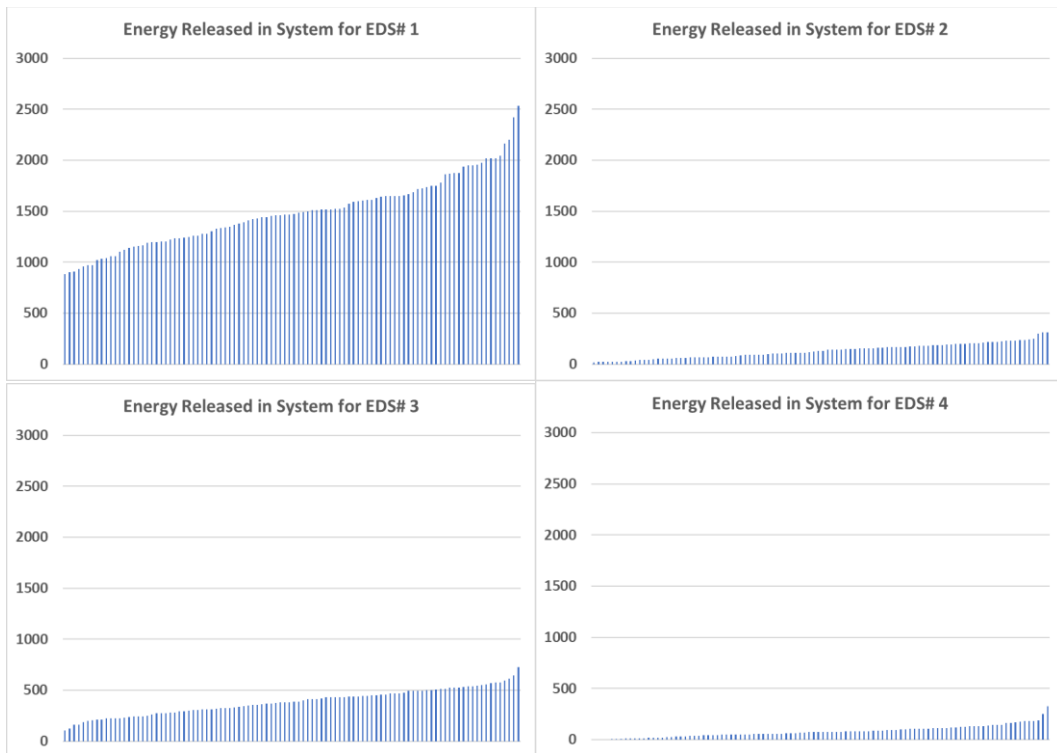
### 5.5.2.2.2 Παραγωγή Ενέργειας και Ροές Ενέργειας

Η παραγωγή ενέργειας από τα πλωτά Φ/Β ως συνάρτηση των σεναρίων παραγωγής παρουσιάζομενη σε αύξουσα ακολουθία και για κάθε ένα από τα τέσσερα σεναρία αθροιστικής ζήτησης ενέργειας παρουσιάζεται στο Σχ. 5-114. Όπως είναι δεδομένο η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα πλωτά Φ/Β δεν επηρεάζεται από τα σεναρία αθροιστικής ζήτησης. Για τη διάρκεια ζωής της επένδυσης τα πλωτά Φ/Β πάρακα παράγουν κατά μέσο όρο περί τις 14.28TWh ενέργειας με πολύ μικρή τυπική απόκλιση (μόλις 69GWh). Στο 95% των περιπτώσεων η παραγωγή ξεπέρασε τις 14175GWh ενώ στο 50% των περιπτώσεων η παραγωγή ξεπερνά τις 14269GWh. Στο 5% των περιπτώσεων η παραγωγή θα ξεπεράσει τις 14408GWh. Να σημειωθεί ότι τα διαγράμματα τονίζουν τις σχετικές διαφορές, καθώς η αρχή κατακόρυφου άξονα δεν είναι το μηδέν.

Η εκτιμώμενη ενέργεια που αναμένεται να διατεθεί άμεσα στο σύστημα από τα πλωτά Φ/Β για τα 4 σεναρία αθροιστικής ζήτησης ενέργειας ως συνάρτηση των σεναρίων παραγωγής ενέργειας παρουσιάζομενη σε αύξουσα ακολουθία παρουσιάζεται στο Σχ. 5-115. Παρατηρείται ότι για το σεναριο αθροιστικής ζήτησης #1 εκτιμάται ότι περί το 10% της παραγόμενης ενέργειας από τα Φ/Β θα διατεθεί άμεσα στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της χώρας, λόγω μειωμένου αθροιστικού πλεονάσματος ενέργειας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να μειώνονται οι απώλειες λόγω των ενεργειακών μετασχηματισμών και δικαιολογεί και τη χαμηλότερη σταθμισμένη τιμή κόστους που παρατηρείται για το έργο. Αντίστοιχα είναι το σεναριο #4 με τις λιγότερες εκτιμώμενες άμεσες διαθέσεις ενέργειας. Οι εκτιμώμενες τιμές της ενέργειας που θα διατεθεί άμεσα στο σύστημα με πιθανότητες υπέρβασης 95%, 75%, 50%, 25% και 5% για τα τέσσερα σεναρία αθροιστικής ζήτησης ενέργειας παρουσιάζονται στο Σχ. 5-116. Η μέση τιμή, η τυπική απόκλιση και ο συντελεστής μεταβλητότητας των εκτιμώμενων ποσοτήτων ενέργειας που θα διατεθούν άμεσα στο σύστημα παρουσιάζεται στον Πίν. 5-8.

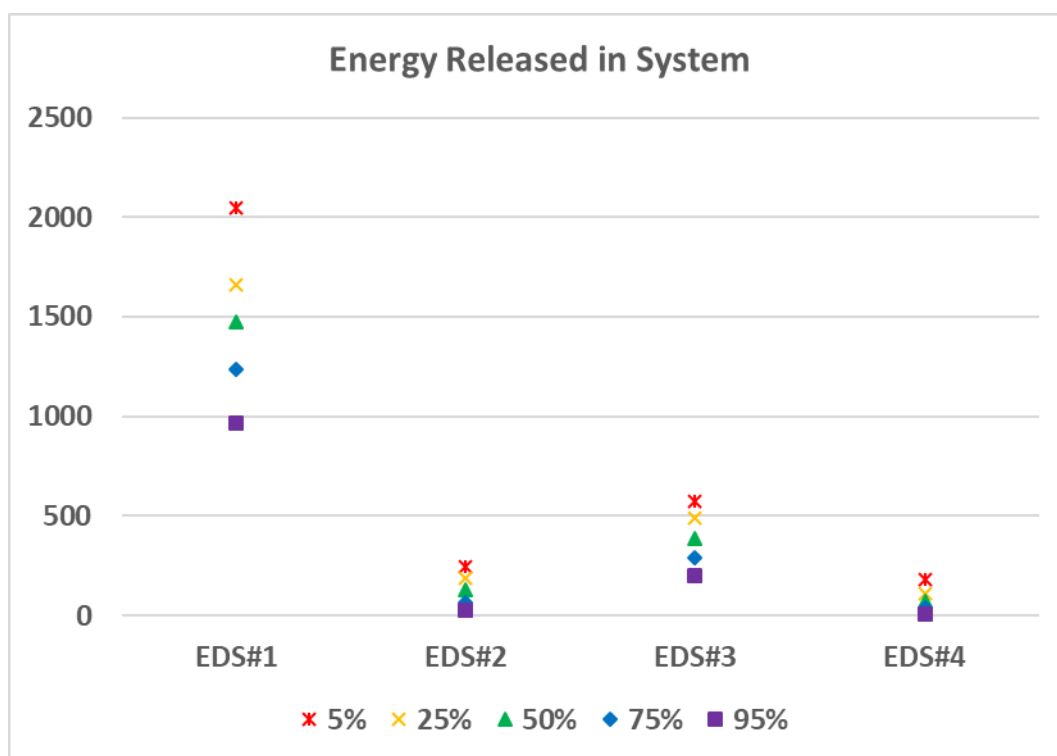


Σχ. 5-114. Παραγόμενη Ενέργεια από τα Φ/Β. (για ζωή Έργου – τιμές σε GWh)



Σχ. 5-115. Ενέργεια από τα Φ/Β που διατίθεται άμεσα στο σύστημα. (για ζωή Έργου – τιμές σε GWh)





Σχ. 5-116. Αποτελέσματα βασικής Ανάλυσης – Ενέργεια που προσφέρεται άμεσα στο Σύστημα<sup>79</sup>.

Βασικός παράγων για τη παρατηρούμενη μεταβλητότητα είναι η συμπερίληψη δεδομένων για τα έτη 2010-2012 όταν και η καμπύλη ζήτησης τις μεσημβρινές ώρες του καλοκαιριού παρήγαγε τις μέγιστες τιμές ζήτησης του έτους. Κάτι τέτοιο παρατηρείται πια σπάνια λόγω της διεύθυνσης των Φ/Β τα οποία μειώνουν σημαντικά τη ζήτηση στο σύστημα τις μεσημβρινές ώρες.

	EDS#1	EDS#2	EDS#3	EDS#4
Average	1487	131	384	79
StDev	341	73	127	57
C.O.V.	22.91%	55.56%	32.95%	72.08%

Πίν. 5-8. Βασικά στατιστικά στοιχεία της ενέργειας που θα διατεθεί άμεσα στο σύστημα<sup>80</sup>.

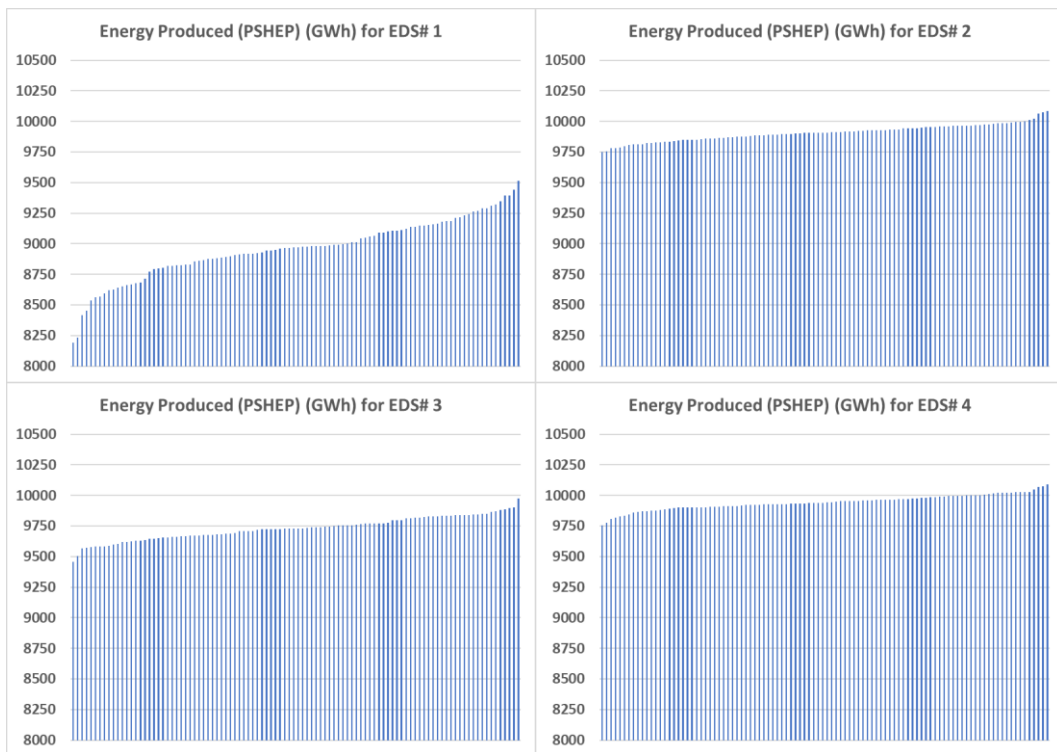
Η εκτιμώμενη ενέργεια που αναμένεται ότι θα διατεθεί στο σύστημα τις πρώτες νυχτερινές ώρες όταν και η ζήτηση είναι αυξημένη από τα αντλησιοταμιευτικά σε αύξουσα ακολουθία ως συνάρτηση των σεναρίων παραγωγής από τα Φ/Β, για τα τέσσερα σεναρία αθροιστικής ζήτησης ενέργειας παρουσιάζεται στο Σχ. 5-117. Τα δεδομένα, όπως είναι φυσικό, δίνουν ακριβώς τα αντίθετα αποτελέσματα με τα δεδομένα για τις άμεσες διαθέσεις ενέργειας στο σύστημα. Είναι για το σενάριο #4 που αναμένεται η μέγιστη παραγωγή από τα αντλησιοταμιευτικά και για το σενάριο #1 που αναμένεται η ελάχιστη παραγωγή από τα αντλησιοταμιευτικά. Να σημειωθεί ότι τα διαγράμματα τονίζουν τις σχετικές διαφορές, καθώς η αρχή κατακόρυφου άξονα δεν είναι το μηδέν.

Οι εκτιμώμενες τιμές της ενέργειας που θα διατεθεί στο σύστημα τις ώρες αιχμής από τη λειτουργία των αντλησιοταμιευτικών με πιθανότητες υπέρβασης 95%, 75%, 50%, 25% και 5% για τα τέσσερα σεναρία αθροιστικής ζήτησης ενέργειας παρουσιάζονται στο Σχ. 5-118. Η μέση

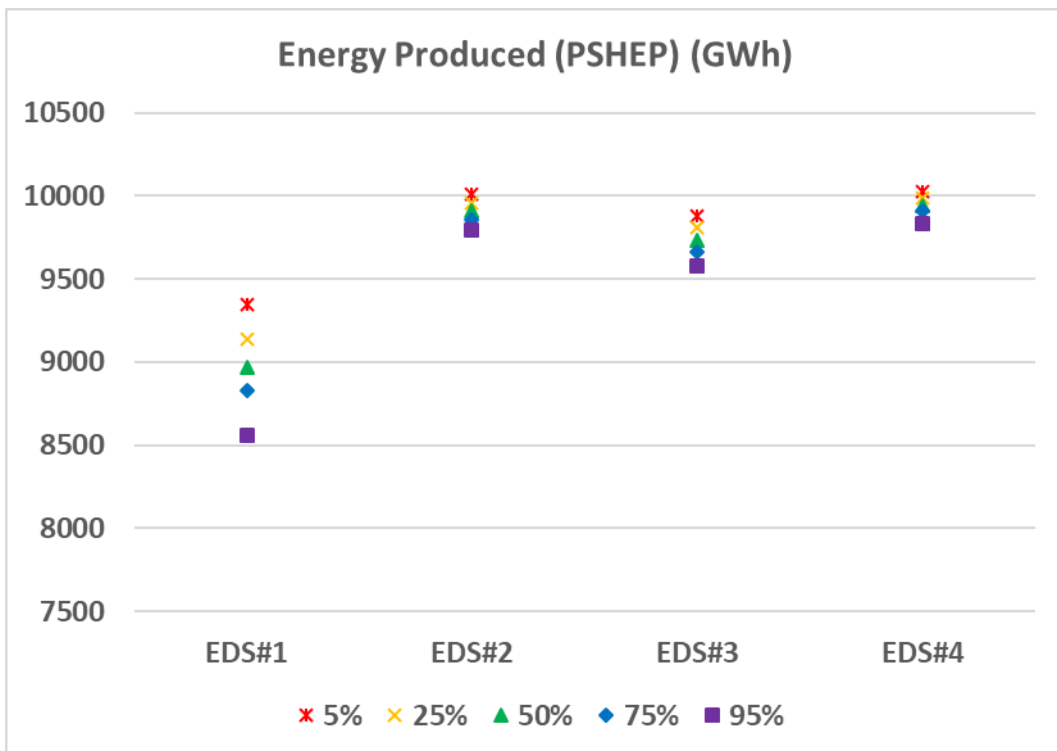
<sup>79</sup> Ενέργεια από τα Φ/Β που διατίθεται άμεσα στο σύστημα. Τιμές υπέρβασης 95%, 75%, 50%, 25% και 5%. (για τη διάρκεια ζωής του Έργου – τιμές σε GWh)

<sup>80</sup> Μέση τιμή, τυπική απόκλιση και μεταβλητότητα (για τη διάρκεια ζωής του Έργου – τιμές σε GWh)

τιμή, η τυπική απόκλιση και ο συντελεστής μεταβλητότητας των εκτιμώμενων ποσοτήτων ενέργειας που θα δίνονται τις ώρες αιχμής στο σύστημα, παρουσιάζεται στον Πίν. 5-9.



Σχ. 5-117. Ενέργεια από αντλησιοταμιευτικά<sup>81</sup>



Σχ. 5-118. Όπως Σχ. 5-116 για ενέργεια που εγχέεται από τα αντλησιοταμιευτικά.

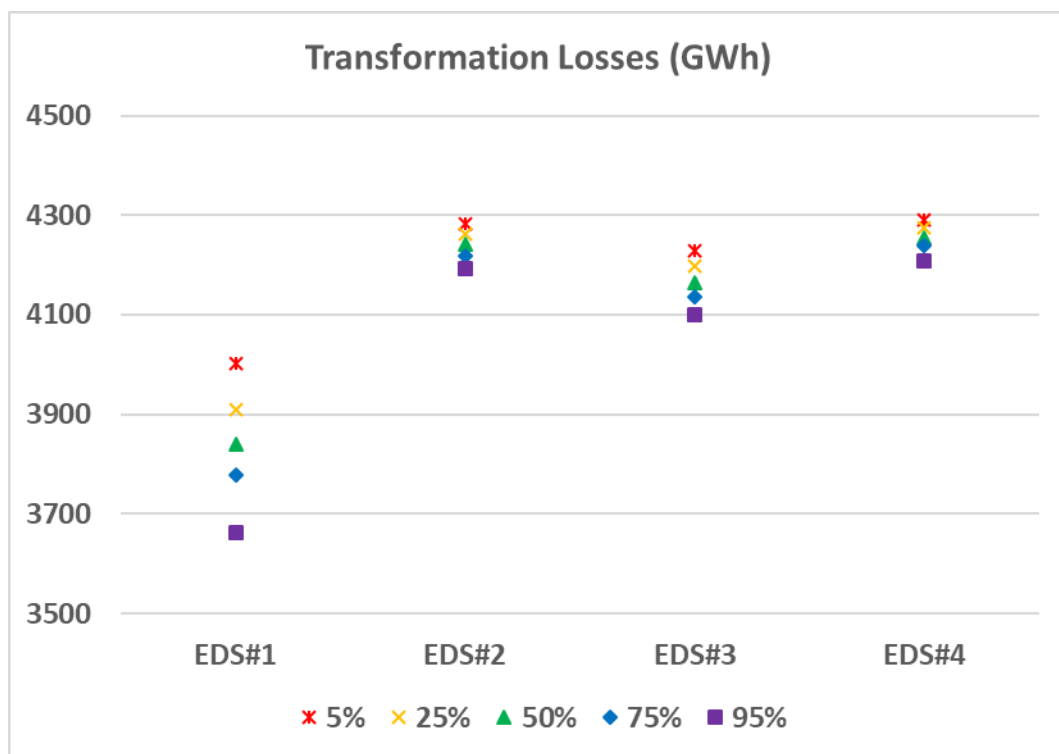
<sup>81</sup> που διατίθεται στο σύστημα τις ώρες μέγιστης ζήτησης. (για τη διάρκεια ζωής του Έργου – τιμές σε GWh)

	EDS#1	EDS#2	EDS#3	EDS#4
Average	8958	9908	9730	9944
StDev	247	68	95	62
C.O.V.	2.75%	0.68%	0.98%	0.62%

Πίν. 5-9. Όπως Πίν. 5-8 για ενέργεια από αντλησιοταμιευτικά.

Οι εκτιμώμενες τιμές της ενέργειας που θα αναλωθεί σε απώλειες μεταφοράς και μετατροπής με πιθανότητες υπέρβασης 95%, 75%, 50%, 25% και 5% για τα τέσσερα σενάρια αθροιστικής ζήτησης ενέργειας παρουσιάζονται στο Σχ. 5-119. Η μέση τιμή, η τυπική απόκλιση και ο συντελεστής μεταβλητότητας των εκτιμώμενων ποσοτήτων ενέργειας που απαρτίζουν τις απώλειες ενέργειας λόγω μεταφοράς και μετασχηματισμών από ηλεκτρική σε υδροδυναμικό και το αντίστροφο, παρουσιάζεται στον Πίν. 5-10.

Όπως είναι αναμενόμενο οι απώλειες ενέργειας είναι χαμηλότερες για το σενάριο αθροιστικής ζήτησης ενέργειας #1. Είναι εντυπωσιακή η πολύ μικρή μεταβλητότητα για τα σενάρια #2 έως και #4, που καταδεικνύει την επιρροή στα αποτελέσματα των ετών 2010-2012.



Σχ. 5-119. Όπως Σχ. 5-116 για απώλειες ενέργειας.

	EDS#1	EDS#2	EDS#3	EDS#4
Average	3834	4240	4164	4256
StDev	106	29	41	26
C.O.V.	2.75%	0.68%	0.98%	0.62%

Πίν. 5-10. Όπως Πίν. 5-8 για απώλειες ενέργειας.

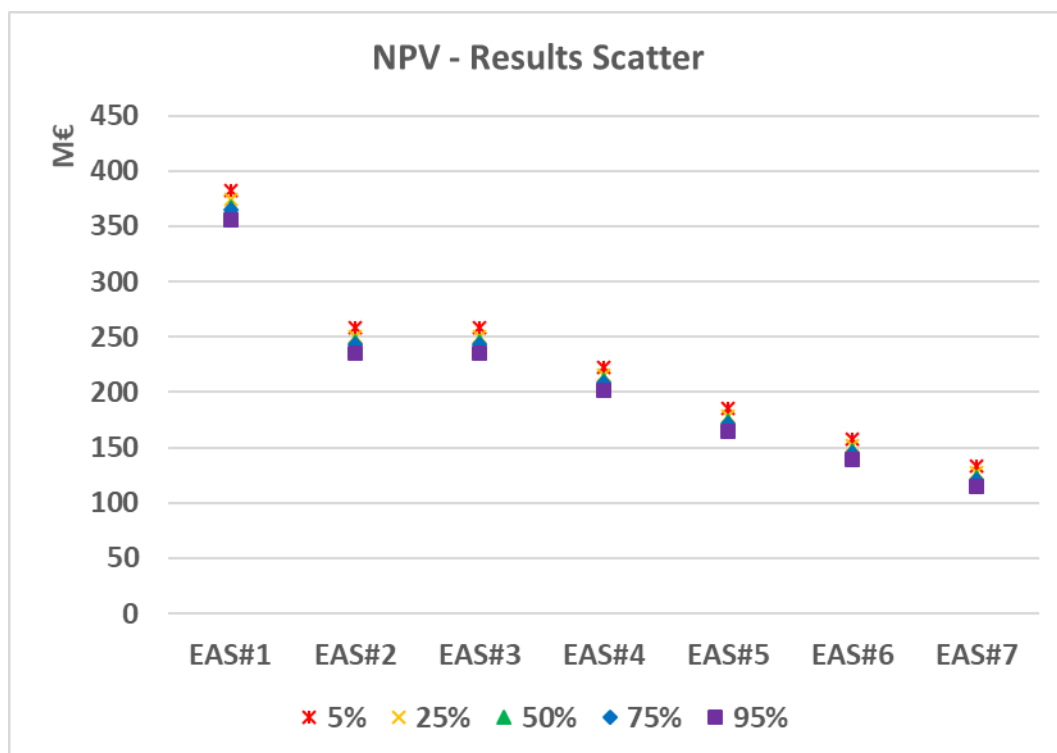
Τα δεδομένα των διακινήσεων ενέργεια των αντλησιοταμιευτικών και του έργου γενικότερα παρουσιάζονται στον Πίν. 5-11. Οι μεγαλύτερες διακινήσεις ενέργειας αναμένονται για το σενάριο αθροιστικής ζήτησης #4.

PSHEP	EDS#1	EDS#2	EDS#3	EDS#4	Total	EDS#1	EDS#2	EDS#3	EDS#4
5%	22334	23912	23598	23956	5%	23301	24029	23860	24057
25%	21830	23787	23438	23866	25%	23049	23873	23715	23896
50%	21431	23672	23243	23748	50%	22883	23797	23615	23832
75%	21088	23552	23087	23668	75%	22752	23717	23554	23754
95%	20450	23401	22886	23495	95%	22420	23598	23428	23643
	EDS#1	EDS#2	EDS#3	EDS#4		EDS#1	EDS#2	EDS#3	EDS#4
Average	21399	23668	23244	23754	Average	22886	23798	23628	23833
StDev	589	161	227	147	StDev	264	122	134	121
C.O.V.	2.75%	0.68%	0.98%	0.62%	C.O.V.	1.15%	0.51%	0.57%	0.51%

Πίν. 5-11. Αποτελέσματα βασικής Ανάλυσης για διακίνηση ενέργειας<sup>82</sup>.

### 5.5.2.2.3 Οικονομική Βιωσιμότητα Έργου – Εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας και εκπομπών GHG

Στο Σχ. 5-120 και στον Πίν. 5-12 παρουσιάζεται η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης ως συνάρτηση των σεναρίων αποφυγής παραγωγής ενέργειας. Η καθαρή παρούσα αξία παρουσιάζει μία διακύμανση από 114Μ€ έως 383Μ€ με διάστημα εμπιστοσύνης (5%, 95%). Είναι το σενάριο αποφυγής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας #1 που παρουσιάζει την υψηλότερη παρούσα αξία με μέση τιμή 387Μ€.



Σχ. 5-120. NPV έργου για τα υπό εξέταση σενάρια υποκατάστασης παραγωγής<sup>83</sup>.

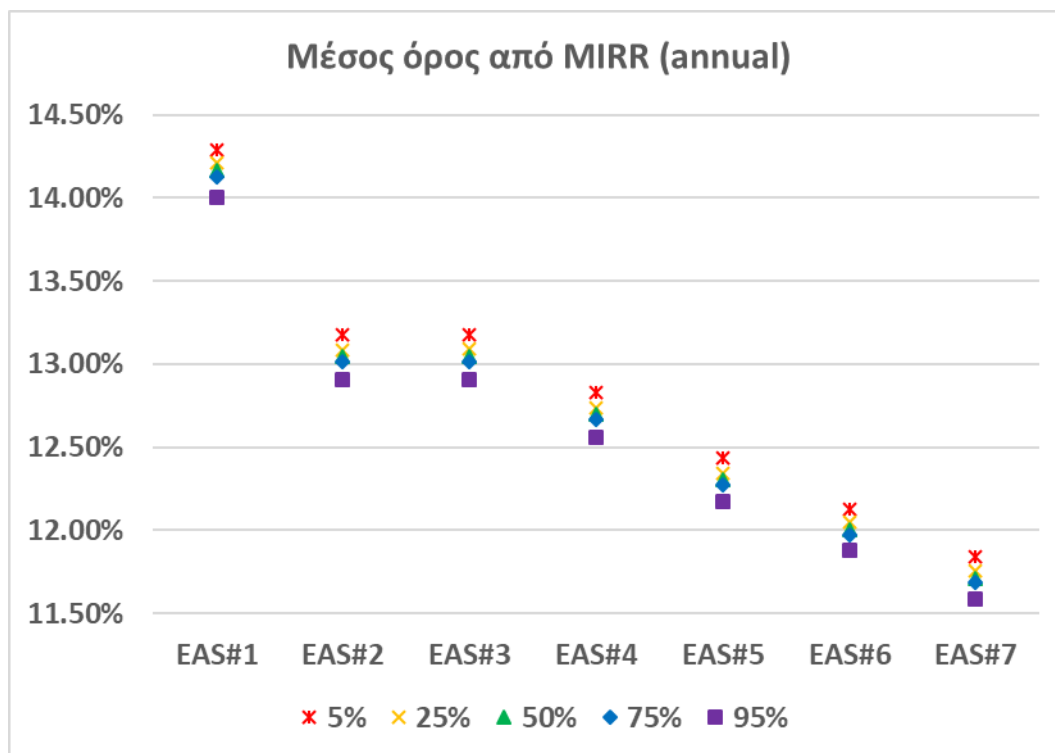
NPV	EAS#1	EAS#2	EAS#3	EAS#4	EAS#5	EAS#6	EAS#7
Average	368669054	307384924	246100794	211547905	174777427	148046186	123532534
StDev	7798524	7189684	6580843	6237570	5872266	5606699	5363163
C.O.V.	2.12%	2.34%	2.67%	2.95%	3.36%	3.79%	4.34%

Πίν. 5-12. Όπως Πίν. 5-8 για NPV (τιμές σε €).

<sup>82</sup> Στατιστικά δεδομένα διακινήσεων Ενέργειας για τη διάρκεια ζωής του Έργου – τιμές σε GWh.

<sup>83</sup> Τιμές υπέρβασης 95%, 75%, 50%, 25% και 5%. (για τη διάρκεια ζωής του Έργου – τιμές σε GWh)

Στο Σχ. 5-121 και στον Πίν. 5-13, παρουσιάζεται η τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης της επένδυσης ως συνάρτηση των σεναρίων αποφυγής παραγωγής ενέργειας. Η τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης παρουσιάζει μία διακύμανση από 11.59% έως 14.29% με διάστημα εμπιστοσύνης (5%, 95%). Είναι το σενάριο αποφυγής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας #1 που παρουσιάζει την υψηλότερη εσωτερική απόδοση με μέση τιμή 14.16%.

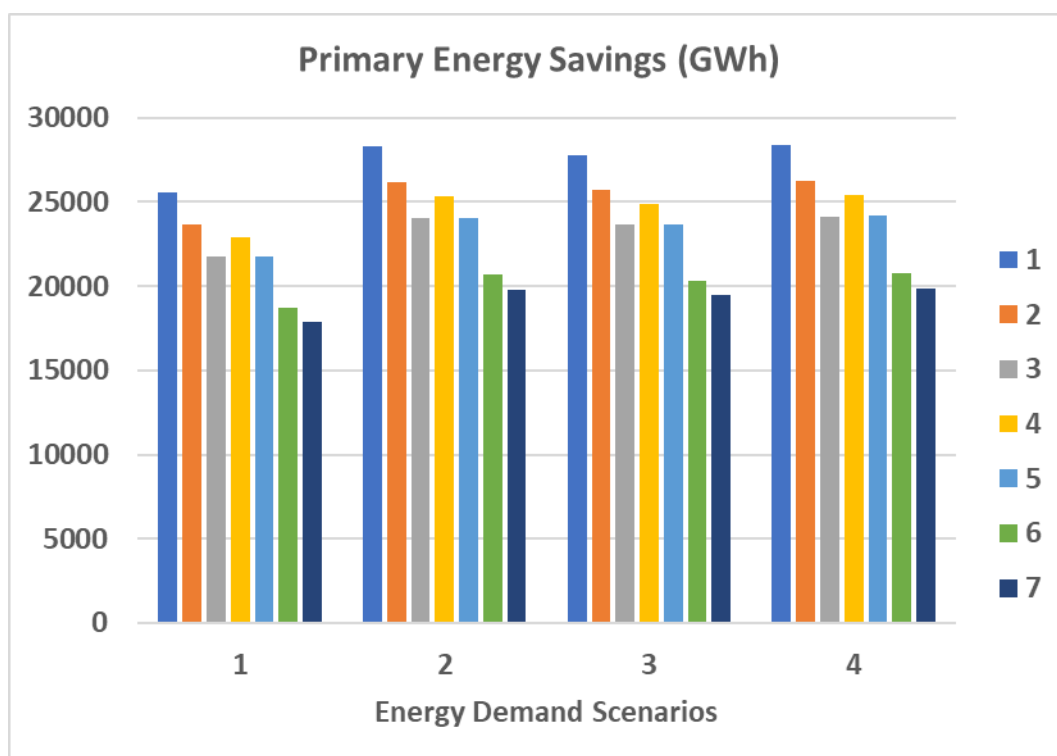


Σχ. 5-121. Όπως Σχ. 5-120 για MIRR

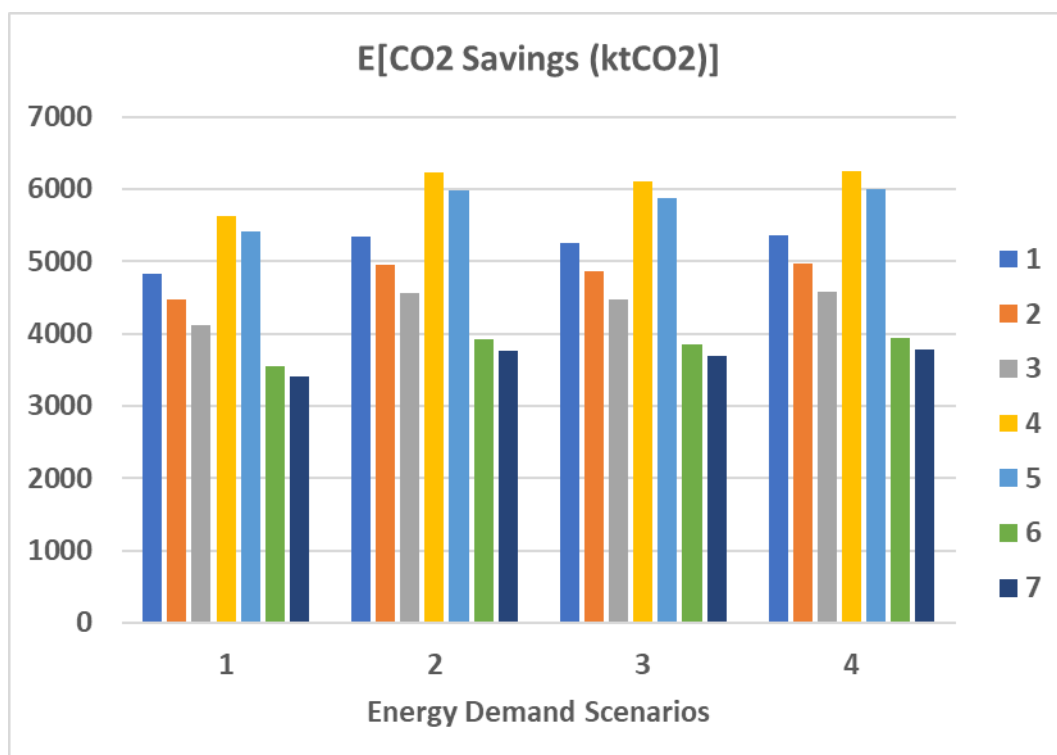
MIRR	EAS#1	EAS#2	EAS#3	EAS#4	EAS#5	EAS#6	EAS#7
Average	14.16%	13.62%	13.05%	12.70%	12.30%	12.00%	11.71%
StDev	0.08%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%
C.O.V.	0.54%	0.54%	0.55%	0.55%	0.57%	0.58%	0.59%

Πίν. 5-13. Όπως Πίν. 5-8 για MIRR.

Η εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας λόγω της αντικατάστασης της παραγόμενης ενέργειας από θερμικές μονάδες από τις αντλησιοταμιευτικές μονάδες του έργου κυμαίνεται ως μέση τιμή ως προς τα σενάρια ηλεκτροπαραγωγής των Φ/Β από 17.9TWh (σενάριο αποφυγής #7 και σενάριο αθροιστικής ζήτησης ενέργειας #1) έως και 28.4TWh (σενάριο αποφυγής ηλεκτροπαραγωγής #1 και σενάριο αθροιστικής ζήτησης ενέργειας #4) για την περίοδο των 25 ετών του έργου. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχ. 5-122.



Σχ. 5-122. Εξοικονόμηση Πρωτογενούς Ενέργειας<sup>84</sup>.



Σχ. 5-123. Μείωση εκπομπών GHG<sup>85</sup>

Η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, λόγω της αντικατάστασης της παραγόμενης ενέργειας από θερμικές μονάδες από τις αντλησιοταμιευτικές μονάδες του έργου κυμαίνεται ως μέση τιμή ως προς τα σενάρια ηλεκτροπαραγωγής των Φ/Β από 3404ktCO<sub>2</sub> (σενάριο αποφυγής #7 και σενάριο αθροιστικής ζήτησης ενέργειας #1) έως και 6245ktCO<sub>2</sub> (σενάριο αποφυγής

<sup>84</sup> (για τη διάρκεια ζωής του Έργου – τιμές σε GWh)

<sup>85</sup> (για τη διάρκεια ζωής του Έργου – τιμές σε ktCO<sub>2</sub>)

ηλεκτροπαραγωγής #4 και σενάριο αθροιστικής ζήτησης ενέργειας #4) για την περίοδο των 25 ετών του έργου. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχ. 5-123.

## 5.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό εξετάστηκε κυρίως η επιρροή της στοχαστικότητας της ζήτησης ενέργειας κατά τις πρώτες νυχτερινές ώρες και της στοχαστικότητας της ηλεκτροπαραγωγής των Φ/Β τις μεσημβρινές ώρες. Στη συνέχεια παρήχθησαν συνθετικές χρονοϊστορίες με στατιστικά χαρακτηριστικά ίδια των παρατηρούμενων για τα φαινόμενα υπό εξέταση και έγινε η βασική ανάλυση του έργου.

Τα αποτελέσματα της βασικής ανάλυσης έδειξαν ένα σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει το έργο στα 125€/MWh με διακύμανση από 114€/MWh έως και 131€/MWh. Το κόστος αυτό θεωρείται με τις παρούσες συνθήκες στο χώρο της αγοράς ενεργειακών προϊόντων ανταγωνιστικό (Οκτώβριος 2023 – Νότιος Ευρώπη). Με βάση τις τρέχουσες τιμές των ενεργειακών προϊόντων (βλέπε παράγραφο 9.5.2 με τίτλο Τιμές Ενεργειακών Προϊόντων) η συγκεκριμένη επένδυση έχει και οικονομικό ενδιαφέρον, καθώς παρουσιάζει για ένα υψηλό συντελεστή WACC μία τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης μεγαλύτερη του 10% και μία θετική παρούσα αξία.

Στο Κεφάλαιο 6, θα παρουσιαστούν αποτελέσματα, από τις παραμετρικές μελέτες που εκτελέστηκαν ως προς μεταβλητές σχεδιασμού του προβλήματος ώστε να εξεταστεί η στιβαρότητα του, σε ότι αφορά επιρροή από εξωγενείς παράγοντες της συγκεκριμένης πρότασης.

## 6 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ - ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΕΣ ΜΕΛΕΤΕΣ

### 6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Εξετάζεται η ευαισθησία της προτεινόμενης λύσης και παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των παραμετρικών μελετών για τις εξής παραμέτρους του προβλήματος:

- A. Μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC).
- B. Εκτιμώμενη ετήσια απώλεια απόδοσης Φ/Β κελιού Φ/Β κελιού.
- C. Κόστος Κεφαλαιακής Επένδυσης.
- D. OPEX πλωτών Φ/Β πάρκων.
- E. Κόστος Φ.Α.
- F. Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών αερίων ρύπων.
- G. Απόδοση OCGT, CCGT & Λιγνιτικών Μονάδων.

Στον Πίν. 6-1, παρουσιάζονται οι τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού που λαμβάνονται υπόψη κατά την παραμετρική ανάλυση.

Για το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC) επιλέγονται τιμές από 8% έως και 12% που είναι πλησίον των πραγματικών τιμών στις σημερινές συνθήκες, όπου το ελάχιστο επιτόκιο δανεισμού της ECB έχει διαμορφωθεί στο 4.75%<sup>86</sup>. Για το κεφαλαιακό κόστος των πλωτών Φ/Β πάρκων (CAPEX) ελήφθησαν υπόψη τιμές περί της καλύτερης εκτίμησης με εύρος αύξησης 20% και μείωσης 10%. Για το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M Park) ελήφθησαν ετήσιες τιμές από το 0.80% έως και 1.60% του κεφαλαιακού κόστους.

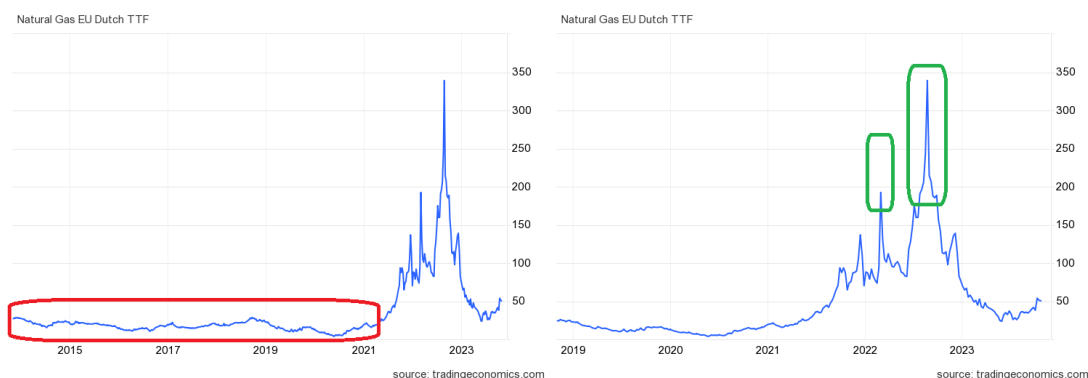
Για την Εκτιμώμενη ετήσια απώλεια απόδοσης Φ/Β κελιού της αποδοτικότητας μετατροπής των Φ/Β κελιών (PVDEG) ελήφθησαν τιμές από 0.40% έως και 1.10% τιμές περί της τιμής που χρησιμοποιήθηκε για τη βασική ανάλυση.

Όσον αφορά την τιμή του Φ.Α. (NG Price) και των δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου έγινε σκοπίμως επιλογή τιμών με μεγάλο εύρος. Για το Φ.Α. η χαμηλότερη τιμή των 20€/MWh(th) αντικατοπτρίζει τις τιμές του Φ.Α. στο χρηματιστήριο της Ολλανδίας προ της ενεργειακής κρίσης του 2021-2022 (βλέπε Σχ. 6-1). Η μέγιστη τιμή των 180€/MWh(th) αντικατοπτρίζει τιμές του καλοκαιριού του 2022 όταν και ενδοχρηματιστηριακά η τιμή του συγκεκριμένου καυσίμου είχε ξεπεράσει τα 300€/MWh(th). Οι θερμικές μονάδες που καταναλώνουν ανθρακικά καύσιμα επιβαρύνονται και με δαπάνη για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου (European Union Carbon Permits - EUCP). Για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού έχουν επιλεγεί τιμές από 10€/tCO<sub>2</sub> έως και 150€/tCO<sub>2</sub> καθώς (βλέπε Σχ. 6-2) και το κόστος των δικαιωμάτων ρύπων είναι μία μεταβλητή που επιδεικνύει σημαντική μεταβλητότητα. Η τιμή των 150€/tCO<sub>2</sub> δεν φαίνεται να επαληθεύεται βραχυπρόθεσμα (βλέπε Σχ. 6-3), αλλά όπως και τα 180€/MWh(th) για την αγορά Φυσικού Αερίου, δεν γίνεται να αποκλειστούν.

<sup>86</sup> [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/key\\_ecb\\_interest\\_rates/html/index.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/key_ecb_interest_rates/html/index.en.html) - πρόσβαση 28/10/2023



Οι αποδόσεις των μονάδων ανοιχτού κύκλου Φ.Α. και συνδυασμένου κύκλου οι τιμές είναι οι συνήθεις τιμές της αγοράς. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία οι αποδόσεις των απλών αεριοστροβλικών μονάδων κυμαίνονται από 20%<sup>87</sup> έως και 43%<sup>88</sup>. Επελέγησαν τιμές περί του 35% ήτοι 33% και 37%. Η απόδοση των μονάδων συνδυασμένου κύκλου παρουσιάζουν ευαισθησία στο φορτίο και στην επιλογή των υποσυστημάτων της μονάδας. Μικτές αποδόσεις άνω του 63%<sup>89</sup> έχουν ήδη επιτευχθεί. Μεικτές αποδόσεις άνω του 60% έχουν αναφερθεί και στην Ελλάδα (μονάδα CCGT Αγίου Νικολάου της Εταιρείας Μυτιληναίος<sup>90</sup>). Στην εργασία αυτή έχουν ληφθεί αποδόσεις από 45% έως και 60% σε βήματα των 5 εκατοστιαίων μονάδων.



Σχ. 6-1. Εξέλιξη τιμών Φ.Α. στο χρηματιστήριο της Ολλανδίας<sup>91</sup>.



Σχ. 6-2. Εξέλιξη τιμών δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της Ευρωπαϊκής Αγοράς<sup>92</sup>.

<sup>87</sup> <https://www.energy.gov/fecm/how-gas-turbine-power-plants-work> - πρόσβαση 28/10/2023

<sup>88</sup> <https://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/open-cycle-gas-turbines-2022> - πρόσβαση 28/10/2023

<sup>89</sup> <https://www.ge.com/gas-power/resources/articles/2018/nishi-nagoya-efficiency-record> - πρόσβαση 28/10/2023

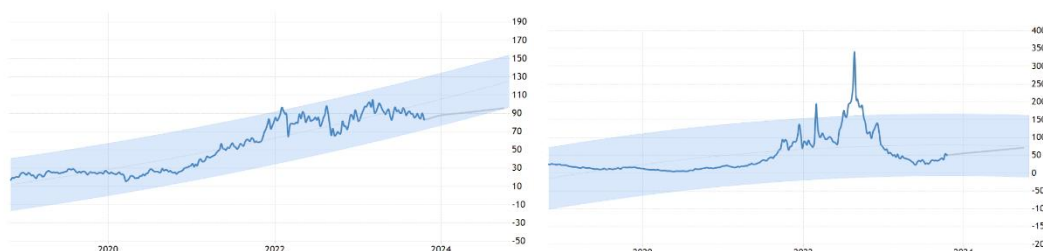
<sup>90</sup> <https://www.mytilineos.com/el/erga/agios-nikolaos-ccgt-monada-syndyasmenou-kyklou-826-mw/> - πρόσβαση 28/10/2023

<sup>91</sup> <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas> - πρόσβαση 28/10/2023

<sup>92</sup> <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> - πρόσβαση 28/10/2023

Όσον αφορά την απόδοση των λιγνιτικών μονάδων, η απόδοση του 28.5% που λαμβάνεται υπόψη στον υπολογισμό της μέγιστης οριακής τιμής των μονάδων αυτών καθορίζεται κυρίως από την ύπαρξη ξεπερασμένης τεχνολογίας Ατμοηλεκτρικών Μονάδων (ΑΗΣ Αγίου Δημητρίου Ι έως V και ΑΗΣ Μεγαλόπολης IV<sup>93</sup>). Οπότε ως τιμή αποτελεί ένα κάτω όριο της πραγματικής τιμής. Επιλέγονται λοιπόν υψηλότερες αποδόσεις ίσες με 34% και 39% που αποτελούν εκτιμήσεις για α) το σενάριο της συνισταμένης λειτουργίας των ΑΗΣ Μελίτης Ι και ΑΗΣ Πτολεμαΐδας 5 ή β) τη λειτουργία του ΑΗΣ Πτολεμαΐδας 5.

Τέλος να σημειωθεί ότι οι μεταβολές της αποδοτικότητας των θερμικών μονάδων, έχουν επίδραση και στις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου. Οπότε στον Πίν. 6-1, παρουσιάζονται, ως απολύτως εξαρτημένες μεταβλητές σχεδιασμού, οι εκπομπές GHG, ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας.



Σχ. 6-3. Προβλέψεις τιμών Φ.Α. και δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (πηγή trading economics).

DVs	Parameter	PS#1	PS#2	BV	PS#3	PS#4
DV#1	WACC	8.00%	9.00%	10.00%	11.00%	12.00%
DV#2	Degradation of PV Cell	0.40%	0.55%	0.70%	0.90%	1.10%
DV#3	CAPEX (% of Best Estimate)	90.00%	95.00%	100.00%	110.00%	120.00%
DV#4	O&M (Park)	0.80%	1.00%	1.20%	1.40%	1.60%
DV#5	Price of Natural Gas	€ 20.00	€ 40.00	€ 62.06	€ 100.00	€ 180.00
DV#6	Price of CO <sub>2</sub> rights	€ 10.00	€ 47.85	€ 85.71	€ 117.85	€ 150.00
DV#7	OCGT Efficiency Ratio		33.00%	35.00%	37.00%	
DV#8	CCGT Efficiency Ratio		45.00%	50.00%	55.00%	60.00%
DV#9	Lignite Efficiency Ratio			28.50%	34.00%	39.00%
DV#10	Carbon Intensity (OCGT)		0.573	0.54	0.511	
DV#11	Carbon Intensity (CCGT)		0.422	0.38	0.345	0.317
DV#12	Carbon Intensity (Lignite)			1.38	1.157	1.008

Πίν. 6-1. Τιμές μεταβλητών σχεδιασμού των παραμετρικών μελετών.

Οι βασικές παράμετροι που εξετάζονται είναι το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης και η τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της. Συνολικά εκτελούνται 31 παραμετρικές αναλύσεις πέραν της βασικής ανάλυσης.

## 6.2 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΩΝ ΑΝΑΛΥΣΕΩΝ

### 6.2.1 Μέσο Σταθμισμένο Κόστος Κεφαλαίου (WACC)

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή της μεταβολής του μέσου σταθμισμένου κόστους κεφαλαίου (WACC) στο μέσο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικού ρεύματος (LCOE), στην

<sup>93</sup> [https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/10/Energy\\_Report\\_202309\\_v1\\_gr.pdf](https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/10/Energy_Report_202309_v1_gr.pdf) - πρόσβαση 28/10/2023

καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας.

LCOE	RSIODV#1PS#1	RSIODV#1PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#1PS#3	RSIODV#1PS#4
WACC	8.00%	9.00%	10.00%	11.00%	12.00%
E[LCOE]	113.73 €	119.04 €	124.48 €	130.03 €	135.67 €
Median[LCOE]	113.87 €	119.23 €	124.74 €	130.33 €	136.02 €
Min[LCOE]	104.06 €	109.06 €	114.18 €	119.41 €	124.72 €
Max[LCOE]	119.51 €	125.03 €	130.69 €	136.47 €	142.34 €
SD[LCOE]	3.10 €	3.19 €	3.28 €	3.38 €	3.48 €
COV[LCOE]	2.73%	2.68%	2.64%	2.60%	2.57%
Skewness[LCOE]	-48.47%	-51.41%	-54.27%	-57.02%	-59.65%
Kurtosis[LCOE]	-30.66%	-27.15%	-23.73%	-20.43%	-17.25%
SENSITIVITY {Δ[E[LCOE]]% / Δ[WACC]%}	43.2%	43.7%		44.6%	44.9%

Πίν. 6-2. Στατιστικά Στοιχεία<sup>94</sup>. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού WACC.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (WACC) προκαλεί αύξηση<sup>95</sup> του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE). Πραγματοποιήθηκαν 1200 αναλύσεις (η παράμετρος δεν είναι ευαίσθητη ως προς τα σεναρία υποκατάστασης ενέργειας, βλέπε παράγραφο 5.5.2.1 εδάφιο iv). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μικρότερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει αρνητικές τιμές. Η κύρτωση επίσης λαμβάνει αρνητικές τιμές<sup>96</sup>. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές.

NPV	RSIODV#1PS#1	RSIODV#1PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#1PS#3	RSIODV#1PS#4
WACC	8.00%	9.00%	10.00%	11.00%	12.00%
E[NPV]	312,916,540.52 €	266,304,775.51 €	225,722,689.19 €	190,242,067.20 €	159,096,210.79 €
Median[NPV]	295,456,184.82 €	250,222,449.85 €	210,814,453.14 €	176,433,355.99 €	146,074,658.98 €
Min[NPV]	77,068,646.10 €	48,902,962.47 €	24,567,184.46 €	3,457,879.83 €	- 14,921,586.36 €
Max[NPV]	539,805,036.20 €	474,926,530.41 €	418,489,782.44 €	369,171,910.26 €	325,761,671.44 €
SD[NPV]	102,822,908.80 €	94,416,474.81 €	87,057,392.65 €	80,584,691.45 €	74,865,504.19 €
COV[NPV]	32.86%	35.45%	38.57%	42.36%	47.06%
Skewness[NPV]	42.43%	42.38%	42.32%	42.27%	42.21%
Kurtosis[NPV]	-79.02%	-78.88%	-78.74%	-78.60%	-78.45%
SENSITIVITY {Δ[E[NPV]]% / Δ[WACC]%}	-193.1%	-179.8%		-157.2%	-147.6%

Πίν. 6-3. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού WACC.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (WACC) προκαλεί μεγάλη μείωση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις. Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού και αυτό οφείλεται στο μείγμα των θερμικών μονάδων από τις οποίες αποφεύγεται η ηλεκτροπαραγωγή καθώς και από την ευρεία κατανομή των τιμών που επηρεάζουν το μεταβλητό κόστος των μονάδων αυτών (δηλαδή την απόδοση, το κόστος του καυσίμου και το κόστος για την αγορά δικαιωμάτων αερίων του θερμοκηπίου). Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές

<sup>94</sup> Μέση τιμή, διάμεση τιμή, ελάχιστη και μέγιστη τιμή, τυπική απόκλιση, συντελεστής μεταβλητότητας, λοξότητα και κύρτωση κατανομής τιμών και ευαισθησία μεταβολής

<sup>95</sup> Χρησιμοποιούνται οι όροι «μικρή» για μεταβολές του λόγου μεταβολής της παραμέτρου προς τη μεταβολή της μεταβλητής σχεδιασμού έως 10%, για τιμές από 10% έως και 25% ο όρος «μέτρια», ο όρος «σημαντική» για τιμές από 50% έως 100% και «μεγάλη» για τιμές άνω του 100%. Για τιμές <2.5% δύναται να χρησιμοποιηθεί και ο όρος «ανεπαίσθητη».

<sup>96</sup> Για τον υπολογισμό χρησιμοποιείται η τροποποιημένη συνάρτηση της κύρτωσης για την οποία σε περίπτωση τυχαίας δειγματοληψίας μελών από πληθυσμό που ακολουθεί την κανονική κατανομή η τιμή της κύρτωσης να προκύπτει ίση με το μηδέν.

παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

MIRR (annual)	RSIODV#1PS#1	RSIODV#1PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#1PS#3	RSIODV#1PS#4
WACC	8.00%	9.00%	10.00%	11.00%	12.00%
E[MIRR (annual)]	11.44%	12.11%	12.79%	13.49%	14.19%
Median[MIRR (annual)]	11.33%	12.01%	12.69%	13.38%	14.09%
Min[MIRR (annual)]	9.02%	9.69%	10.37%	11.05%	11.75%
Max[MIRR (annual)]	13.24%	13.92%	14.61%	15.31%	16.02%
SD[MIRR (annual)]	0.87%	0.88%	0.88%	0.88%	0.89%
COV[MIRR (annual)]	7.64%	7.24%	6.88%	6.55%	6.25%
Skewness[MIRR (annual)]	21.30%	21.49%	21.64%	21.76%	21.85%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-81.99%	-82.36%	-82.67%	-82.93%	-83.14%
SENSITIVITY	RSIODV#1PS#1	RSIODV#1PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#1PS#3	RSIODV#1PS#4
{Δ[E[MIRR (annual)]}% / Δ[WACC]}	53.0%	53.4%		54.2%	54.6%

Πίν. 6-4. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού WACC.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (WACC) προκαλεί σημαντική αύξηση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Αυτό οφείλεται κυρίως στην υπόθεση, η οποία ελήφθη κατά την ανάλυση, ότι τα έσοδα από την εκμετάλλευση της επένδυσης επενδύονται εκ νέου σε άλλες επενδύσεις με την ίδια απόδοση. Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις όπως και στην περίπτωση της παραμέτρου NPV. Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού όπως και στην περίπτωση της παραμέτρου NPV. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές.

## 6.2.2 Εκτιμώμενη ετήσια απώλεια απόδοσης Φ/Β κελιού Φ/Β κελιού

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή της μεταβολής εκτιμώμενης απώλειας απόδοσης Φ/Β κελιού (PVDEG) στο μέσο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικού ρεύματος (LCOE), στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας.

LCOE	RSIODV#2PS#1	RSIODV#2PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#2PS#3	RSIODV#2PS#4
Degradation of PV Cell	0.40%	0.55%	0.70%	0.90%	1.10%
E[LCOE]	121.81 €	123.11 €	124.48 €	126.24 €	128.03 €
Median[LCOE]	122.04 €	123.35 €	124.74 €	126.51 €	128.30 €
Min[LCOE]	111.60 €	112.86 €	114.18 €	115.88 €	117.61 €
Max[LCOE]	127.95 €	129.28 €	130.69 €	132.50 €	134.34 €
SD[LCOE]	3.26 €	3.27 €	3.28 €	3.30 €	3.31 €
COV[LCOE]	2.68%	2.66%	2.64%	2.61%	2.58%
Skewness[LCOE]	-53.45%	-53.85%	-54.27%	-54.81%	-55.37%
Kurtosis[LCOE]	-25.41%	-24.58%	-23.73%	-22.63%	-21.52%
SENSITIVITY	RSIODV#2PS#1	RSIODV#2PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#2PS#3	RSIODV#2PS#4
{Δ[E[LCOE]]% / Δ[Degradation of PV Cell]}%	5.0%	5.1%		4.9%	5.0%

Πίν. 6-5. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού PVDEG.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (PVDEG) προκαλεί μικρή αύξηση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE). Πραγματοποιήθηκαν 1200 αναλύσεις για τους λόγους που αναφέρθηκαν παραπάνω (βλέπε παράγραφο 5.5.2.1 εδάφιο iv). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μικρότερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού στο ίδιο επίπεδο με τη μεταβλητότητα που επιδεικνύεται στην περίπτωση της μεταβλητής σχεδιασμού WACC. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει

αρνητικές τιμές. Η κύρτωση επίσης λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές.

NPV	RSIODV#2PS#1	RSIODV#2PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#2PS#3	RSIODV#2PS#4
Degradation of PV Cell	0.40%	0.55%	0.70%	0.90%	1.10%
E[NPV]	240,125,875.26 €	233,051,474.28 €	225,722,689.19 €	216,581,534.68 €	207,477,480.57 €
Median[NPV]	224,773,629.29 €	217,960,474.02 €	210,814,453.14 €	202,047,870.78 €	193,131,047.93 €
Min[NPV]	33,935,492.24 €	29,302,754.26 €	24,567,184.46 €	18,601,644.50 €	12,710,112.19 €
Max[NPV]	437,548,175.94 €	428,202,499.03 €	418,489,782.44 €	406,427,622.08 €	394,429,707.39 €
SD[NPV]	89,139,931.94 €	88,112,653.57 €	87,057,392.65 €	85,739,720.91 €	84,435,547.27 €
COV[NPV]	37.12%	37.81%	38.57%	39.59%	40.70%
Skewness[NPV]	42.20%	42.26%	42.32%	42.40%	42.48%
Kurtosis[NPV]	-78.31%	-78.53%	-78.74%	-79.01%	-79.27%
SENSITIVITY	RSIODV#2PS#1	RSIODV#2PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#2PS#3	RSIODV#2PS#4
{Δ[E[NPV]]% / Δ[Degradation of PV Cell]%}	-14.9%	-15.2%		-14.2%	-14.1%

Πίν. 6-6. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού PVDEG.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (PVDEG) προκαλεί μέτρια μείωση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις. Η μέση τιμή είναι μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού και αυτό οφείλεται στο μείγμα των θερμικών μονάδων από τις οποίες αποφεύγεται η ηλεκτροπαραγωγή καθώς και από την ευρεία κατανομή των τιμών που επηρεάζουν το μεταβλητό κόστος των μονάδων αυτών (δηλαδή την απόδοση, το κόστος του καυσίμου και το κόστος για την αγορά δικαιωμάτων αερίων του θερμοκηπίου). Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

MIRR (annual)	RSIODV#2PS#1	RSIODV#2PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#2PS#3	RSIODV#2PS#4
Degradation of PV Cell	0.40%	0.55%	0.70%	0.90%	1.10%
E[MIRR (annual)]	12.93%	12.86%	12.79%	12.71%	12.62%
Median[MIRR (annual)]	12.82%	12.76%	12.69%	12.61%	12.52%
Min[MIRR (annual)]	10.50%	10.43%	10.37%	10.28%	10.19%
Max[MIRR (annual)]	14.74%	14.68%	14.61%	14.52%	14.44%
SD[MIRR (annual)]	0.88%	0.88%	0.88%	0.88%	0.88%
COV[MIRR (annual)]	6.79%	6.83%	6.88%	6.93%	6.99%
Skewness[MIRR (annual)]	21.42%	21.54%	21.64%	21.78%	21.90%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-82.02%	-82.35%	-82.67%	-83.09%	-83.50%
SENSITIVITY	RSIODV#2PS#1	RSIODV#2PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#2PS#3	RSIODV#2PS#4
{Δ[E[MIRR (annual)]]% / Δ[Degradation of PV Cell]%}	-2.4%	-2.5%		-2.4%	-2.4%

Πίν. 6-7. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού PVDEG.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (PVDEG) προκαλεί μικρή μείωση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις όπως και στην περίπτωση της παραμέτρου NPV. Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού αντίθετα με ότι συμβαίνει για την παράμετρο NPV. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

### 6.2.3 Κόστος Κεφαλαιακής Επένδυσης

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή του κόστους της κεφαλαιακής επένδυσης (CAPEX) στο μέσο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικού ρεύματος (LCOE), στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας.

LCOE	RSIODV#3PS#1	RSIODV#3PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#3PS#3	RSIODV#3PS#4
CAPEX (% of Best Estimate)	90.00%	95.00%	100.00%	110.00%	120.00%
E[LCOE]	115.72 €	120.10 €	124.48 €	133.24 €	142.01 €
Median[LCOE]	115.91 €	120.31 €	124.74 €	133.57 €	142.41 €
Min[LCOE]	105.91 €	110.05 €	114.18 €	122.45 €	130.71 €
Max[LCOE]	121.67 €	126.18 €	130.69 €	139.71 €	148.73 €
SD[LCOE]	3.15 €	3.22 €	3.28 €	3.42 €	3.56 €
COV[LCOE]	2.72%	2.68%	2.64%	2.57%	2.51%
Skewness[LCOE]	-50.10%	-52.23%	-54.27%	-58.10%	-61.61%
Kurtosis[LCOE]	-27.75%	-25.68%	-23.73%	-20.21%	-17.10%
SENSITIVITY	RSIODV#3PS#1	RSIODV#3PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#3PS#3	RSIODV#3PS#4
{Δ[E[LCOE]]% / Δ[CAPEX (% of Best Estimate)]%}	70.4%	70.4%		70.4%	70.4%

Πίν. 6-8. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού CAPEX.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (CAPEX) προκαλεί σημαντική αύξηση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE). Πραγματοποιήθηκαν 1200 αναλύσεις (βλέπε παράγραφο 5.5.2.1 εδάφιο iv). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μικρότερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή στα όρια της ανεπαίσθητης για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει αρνητικές τιμές. Η κύρτωση επίσης λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές.

NPV	RSIODV#3PS#1	RSIODV#3PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#3PS#3	RSIODV#3PS#4
CAPEX (% of Best Estimate)	90.00%	95.00%	100.00%	110.00%	120.00%
E[NPV]	257,424,168.87 €	241,573,429.03 €	225,722,689.19 €	194,021,209.52 €	162,319,729.85 €
Median[NPV]	242,515,932.81 €	226,665,192.97 €	210,814,453.14 €	179,112,973.46 €	147,411,493.79 €
Min[NPV]	56,268,664.13 €	40,417,924.29 €	24,567,184.46 €	- 7,134,295.22 €	- 38,835,774.89 €
Max[NPV]	450,191,262.11 €	434,340,522.27 €	418,489,782.44 €	386,788,302.76 €	355,086,823.09 €
SD[NPV]	87,057,392.65 €	87,057,392.65 €	87,057,392.65 €	87,057,392.65 €	87,057,392.65 €
COV[NPV]	33.82%	36.04%	38.57%	44.87%	53.63%
Skewness[NPV]	42.32%	42.32%	42.32%	42.32%	42.32%
Kurtosis[NPV]	-78.74%	-78.74%	-78.74%	-78.74%	-78.74%
SENSITIVITY	RSIODV#3PS#1	RSIODV#3PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#3PS#3	RSIODV#3PS#4
{Δ[E[NPV]]% / Δ[CAPEX (% of Best Estimate)]%}	-140.4%	-140.4%		-140.4%	-140.4%

Πίν. 6-9. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού CAPEX.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (CAPEX) προκαλεί μεγάλη μείωση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις. Η μέση τιμή είναι μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού και αυτό οφείλεται σε αίτια για τα οποία δόθηκε αιτιολόγηση προηγουμένως. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές. Η κύρτωση λαμβάνει ιδιαίτερα αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν σημαντικά μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

MIRR (annual)	RSIODV#3PS#1	RSIODV#3PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#3PS#3	RSIODV#3PS#4
CAPEX (% of Best Estimate)	90.00%	95.00%	100.00%	110.00%	120.00%
E[MIRR (annual)]	13.38%	13.08%	12.79%	12.27%	11.80%
Median[MIRR (annual)]	13.27%	12.97%	12.69%	12.18%	11.71%
Min[MIRR (annual)]	10.88%	10.62%	10.37%	9.90%	9.47%
Max[MIRR (annual)]	15.26%	14.92%	14.61%	14.05%	13.54%
SD[MIRR (annual)]	0.90%	0.89%	0.88%	0.86%	0.85%
COV[MIRR (annual)]	6.74%	6.80%	6.88%	7.03%	7.21%
Skewness[MIRR (annual)]	22.17%	21.89%	21.64%	21.23%	20.89%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-81.67%	-82.20%	-82.67%	-83.50%	-84.19%
SENSITIVITY	RSIODV#3PS#1	RSIODV#3PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#3PS#3	RSIODV#3PS#4
{Δ[E[MIRR (annual)]]% / Δ[CAPEX (% of Best Estimate)]%}	-45.8%	-44.3%		-40.6%	-38.6%

Πίν. 6-10. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού CAPEX.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (CAPEX) προκαλεί μείωση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις. Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή σε αντίθεση με ότι συνέβη με τη μεταβλητή σχεδιασμού NPV. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές.

#### 6.2.4 OPEX πλωτών Φ/Β πάρκων

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή του κόστους της λειτουργίας και συντήρησης των Φ/Β πάρκων (OPEX Park) στο μέσο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικού ρεύματος (LCOE), στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας.

LCOE	RSIODV#4PS#1	RSIODV#4PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#4PS#3	RSIODV#4PS#4
O&M (Park)	0.80%	1.00%	1.20%	1.40%	1.60%
E[LCOE]	121.59 €	123.04 €	124.48 €	125.93 €	127.37 €
Median[LCOE]	121.83 €	123.29 €	124.74 €	126.19 €	127.63 €
Min[LCOE]	111.45 €	112.81 €	114.18 €	115.54 €	116.91 €
Max[LCOE]	127.72 €	129.20 €	130.69 €	132.18 €	133.67 €
SD[LCOE]	3.25 €	3.26 €	3.28 €	3.30 €	3.33 €
COV[LCOE]	2.67%	2.65%	2.64%	2.62%	2.61%
Skewness[LCOE]	-55.25%	-53.61%	-54.27%	-54.93%	-55.57%
Kurtosis[LCOE]	-20.05%	-24.36%	-23.73%	-23.12%	-22.52%
SENSITIVITY	RSIODV#4PS#1	RSIODV#4PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#4PS#3	RSIODV#4PS#4
{Δ[E[LCOE]]% / Δ[O&M (Park)]%}	7.0%	7.0%		7.0%	7.0%

Πίν. 6-11. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος LCOE– Μεταβλητή Σχεδιασμού OPEX Park.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (OPEX Park) προκαλεί μικρή αύξηση του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE). Πραγματοποιήθηκαν 1200 αναλύσεις για τους λόγους που αναφέρθηκαν προηγουμένως (βλέπε παράγραφο 5.5.2.1 εδάφιο iv). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μικρότερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει αρνητικές τιμές. Η κύρτωση επίσης λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές.

NPV	RSIODV#4PS#1	RSIODV#4PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#4PS#3	RSIODV#4PS#4
O&M (Park)	0.80%	1.00%	1.20%	1.40%	1.60%
E[NPV]	236,277,098.68 €	230,954,751.56 €	225,722,689.19 €	220,490,626.83 €	215,258,564.47 €
Median[NPV]	221,870,062.95 €	216,046,515.50 €	210,814,453.14 €	205,582,390.77 €	200,350,328.41 €
Min[NPV]	38,721,929.90 €	29,799,246.82 €	24,567,184.46 €	19,335,122.09 €	14,103,059.73 €
Max[NPV]	428,953,907.16 €	423,721,844.80 €	418,489,782.44 €	413,257,720.07 €	408,025,657.71 €
SD[NPV]	87,000,509.50 €	87,057,392.65 €	87,057,392.65 €	87,057,392.65 €	87,057,392.65 €
COV[NPV]	36.82%	37.69%	38.57%	39.48%	40.44%
Skewness[NPV]	42.35%	42.32%	42.32%	42.32%	42.32%
Kurtosis[NPV]	-78.68%	-78.74%	-78.74%	-78.74%	-78.74%
SENSITIVITY	RSIODV#4PS#1	RSIODV#4PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#4PS#3	RSIODV#4PS#4
{Δ[E[NPV]]% / Δ[O&M (Park)]%}	-14.0%	-13.9%		-13.9%	-13.9%

Πίν. 6-12. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού OPEX Park.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (OPEX Park) προκαλεί μείωση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις. Η μέση τιμή είναι μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μέτρια για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

MIRR (annual)	RSIODV#4PS#1	RSIODV#4PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#4PS#3	RSIODV#4PS#4
O&M (Park)	0.80%	1.00%	1.20%	1.40%	1.60%
E[MIRR (annual)]	12.90%	12.85%	12.79%	12.74%	12.68%
Median[MIRR (annual)]	12.80%	12.75%	12.69%	12.64%	12.58%
Min[MIRR (annual)]	10.57%	10.44%	10.37%	10.29%	10.21%
Max[MIRR (annual)]	14.69%	14.65%	14.61%	14.57%	14.53%
SD[MIRR (annual)]	0.87%	0.87%	0.88%	0.89%	0.89%
COV[MIRR (annual)]	6.71%	6.79%	6.88%	6.96%	7.05%
Skewness[MIRR (annual)]	22.21%	21.89%	21.64%	21.39%	21.14%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-82.64%	-82.67%	-82.67%	-82.68%	-82.70%
SENSITIVITY	RSIODV#4PS#1	RSIODV#4PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#4PS#3	RSIODV#4PS#4
{Δ[E[MIRR (annual)]]% / Δ[O&M (Park)]%}	-2.5%	-2.5%		-2.5%	-2.5%

Πίν. 6-13. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού OPEX Park.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (OPEX Park) προκαλεί μικρή μείωση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις. Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές.

## 6.2.5 Κόστος Φ.Α.

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή του κόστους του Φυσικού Αερίου (NG Price) στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας. Η μεταβλητή αυτή αφορά την εξέταση της πρότασης ως μονάδα υποκατάστασης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από θερμικές μονάδες. Οπότε, δεν υφίσταται επιρροή αυτής της μεταβλητής σχεδιασμού στο σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) της εξεταζόμενης λύσης. Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις.



NPV	RSIODV#5PS#1	RSIODV#5PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#5PS#3	RSIODV#5PS#4
Price of Natural Gas	20.00 €	40.00 €	62.06 €	100.00 €	180.00 €
E[NPV]	- 95,733,270.59 €	57,127,011.52 €	225,722,689.19 €	515,707,857.85 €	1,127,148,986.30 €
Median[NPV]	- 85,458,583.00 €	62,318,191.11 €	210,814,453.14 €	467,169,862.86 €	1,022,053,006.87 €
Min[NPV]	- 214,663,297.39 €	- 100,903,269.52 €	24,567,184.46 €	240,376,814.10 €	646,868,457.96 €
Max[NPV]	- 15,262,763.13 €	190,997,330.87 €	418,489,782.44 €	809,777,612.87 €	1,634,817,988.87 €
SD[NPV]	46,497,867.01 €	62,392,587.69 €	87,057,392.65 €	135,203,327.04 €	242,728,599.76 €
COV[NPV]	-48.57%	109.22%	38.57%	26.22%	21.53%
Skewness[NPV]	-38.52%	7.84%	42.32%	55.55%	52.77%
Kurtosis[NPV]	-109.89%	-79.18%	-78.74%	-90.08%	-102.13%
SENSITIVITY	RSIODV#5PS#1	RSIODV#5PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#5PS#3	RSIODV#5PS#4
{Δ[E(NPV)]% / Δ[Price of Natural Gas]}	210.1%	210.1%		210.1%	210.1%

Πίν. 6-14. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού NG Price.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (NG Price) προκαλεί μεγάλη αύξηση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Για την παράμετρο αυτή προκύπτει ότι για τιμή Φ.Α. ίση με 20€/MWh(th) η επένδυση παράγει αρνητική παρούσα αξία σε κάθε περίπτωση, οπότε δεν μπορεί να προκριθεί για υλοποίηση. Η αποτελεσματικότητα της λύσης θα μπορούσε να βελτιωθεί με τη μη υλοποίηση των πλωτών Φ/Β πάρκων στο Συγκρότημα Νέστου. Αλλά αυτή η διερεύνηση είναι εκτός του αντικειμένου της παρούσας εργασίας. Αντίστοιχα και για τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού ίση με 40€/MWh(th) υπάρχουν αναλύσεις που καταλήγουν σε αρνητική παρούσα αξία αν και τόσο η μέση τιμή όσο και η διάμεση τιμή είναι θετικές. Η μέση τιμή είναι μικρότερη της διάμεσης τιμής για τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού ίση με 20€/MWh(th). Είναι ελαφρώς μικρότερη της διάμεσης τιμής για τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού ίση με 40€/MWh(th). Τέλος είναι μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής για τις υπόλοιπες τιμές της μεταβλητής σχεδιασμού. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική έως και μεγάλη για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Ειδικά για τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού ίση με 40€/MWh(th) η μεταβλητότητα υπερβαίνει το 100%, με αποτέλεσμα να είναι ιδιαίτερα υψηλή η πιθανότητα η επένδυση να έχει αρνητική παρούσα αξία με αποτέλεσμα και σε αυτήν την περίπτωση να μην προκρίνεται η υλοποίηση της. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές με εξαίρεση την περίπτωση όταν η τιμή της μεταβλητής είναι ίση με 20€/MWh(th). Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές (και στην περίπτωση όταν η τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού είναι ίση με 20€/MWh(th)).

MIRR (annual)	RSIODV#5PS#1	RSIODV#5PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#5PS#3	RSIODV#5PS#4
Price of Natural Gas	20.00 €	40.00 €	62.06 €	100.00 €	180.00 €
E[MIRR (annual)]	8.03%	10.79%	12.79%	15.27%	18.74%
Median[MIRR (annual)]	8.39%	10.93%	12.69%	14.97%	18.36%
Min[MIRR (annual)]	4.57%	8.14%	10.37%	12.84%	15.84%
Max[MIRR (annual)]	9.74%	12.50%	14.61%	17.29%	21.04%
SD[MIRR (annual)]	1.16%	0.89%	0.88%	0.98%	1.12%
COV[MIRR (annual)]	14.42%	8.22%	6.88%	6.43%	5.96%
Skewness[MIRR (annual)]	-62.36%	-18.48%	21.64%	38.79%	34.21%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-88.09%	-76.14%	-82.67%	-95.25%	-98.76%
SENSITIVITY	RSIODV#5PS#1	RSIODV#5PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#5PS#3	RSIODV#5PS#4
{Δ[E(MIRR (annual))]% / Δ[Price of Natural Gas]}	54.9%	43.9%		31.6%	24.5%

Πίν. 6-15. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού NG Price.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (NG Price) προκαλεί σημαντική αύξηση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR) καθώς μεγαλώνει η ψαλίδα μεταξύ εσόδων και δαπανών για την υλοποίηση του. Η μέση τιμή σε σχέση με τη διάμεση τιμή είναι μικρότερη για τιμές της μεταβλητής σχεδιασμού ίσες με 20€/MWh(th) και 40€/MWh(th) και μεγαλύτερη για τις άλλες, εξεταζόμενες, τιμές της συγκεκριμένης μεταβλητής σχεδιασμού. Η

μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική για τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού ίση με 20€/MWh(th) και «εντός αποδεκτών ορίων» για τις υπόλοιπες τιμές. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές για τιμές της μεταβλητής σχεδιασμού ίσες ή μεγαλύτερες της τιμής που ελήφθη κατά τη βασική ανάλυση. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις χαμηλότερες τιμές για τιμές της μεταβλητής σχεδιασμού μικρότερες της τιμής της βασικής ανάλυσης και με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές για την τιμή της βασικής ανάλυσης και μεγαλύτερες αυτής.

## 6.2.6 Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών αερίων ρύπων

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή του κόστους των δικαιωμάτων ρύπων (EUCP) στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας. Όπως και στην περίπτωση της παραγράφου 6.2.5, δεν υφίσταται επιρροή αυτής της μεταβλητής σχεδιασμού στο σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) της εξεταζόμενης λύσης. Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις.

NPV	RSIODV#6PS#1	RSIODV#6PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#6PS#3	RSIODV#6PS#4
Price of CO2 rights	10.00 €	47.85 €	85.71 €	117.85 €	150.00 €
E[NPV]	95,600,464.68 €	160,653,195.34 €	225,722,689.19 €	280,962,076.35 €	336,218,226.70 €
Median[NPV]	62,351,158.33 €	135,318,994.95 €	210,814,453.14 €	275,011,773.34 €	339,647,583.78 €
Min[NPV]	- 62,989,819.01 €	- 16,348,618.29 €	24,567,184.46 €	59,301,800.25 €	94,046,956.76 €
Max[NPV]	270,919,519.33 €	344,695,145.40 €	418,489,782.44 €	481,136,197.58 €	543,801,623.69 €
SD[NPV]	80,394,093.50 €	82,935,386.95 €	87,057,392.65 €	91,640,399.11 €	97,072,575.72 €
COV[NPV]	84.09%	51.62%	38.57%	32.62%	28.87%
Skewness[NPV]	55.62%	53.44%	42.32%	29.32%	15.65%
Kurtosis[NPV]	-96.94%	-85.71%	-78.74%	-76.74%	-77.75%
SENSITIVITY	RSIODV#6PS#1	RSIODV#6PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#6PS#3	RSIODV#6PS#4
{Δ[E[NPV]]% / Δ[Price of CO2 rights]%}	65.3%	65.3%		65.3%	65.3%

Πίν. 6-16. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού EUCP.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (EUCP) προκαλεί σημαντική αύξηση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Η μέση τιμή είναι σημαντικά μεγαλύτερη έως και ελαφρά μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής για όλες τις τιμές της μεταβλητής σχεδιασμού πλην της μεγίστης τιμής. Για χαμηλές τιμές της παραμέτρου σχεδιασμού (10.00€/tCO<sub>2</sub> και 47.85€/tCO<sub>2</sub>) παρατηρούνται συνδυασμοί που οδηγούν σε αρνητική παρούσα αξία. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές σε κάθε περίπτωση. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές σε κάθε περίπτωση.

MIRR (annual)	RSIODV#6PS#1	RSIODV#6PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#6PS#3	RSIODV#6PS#4
Price of CO2 rights	10.00 €	47.85 €	85.71 €	117.85 €	150.00 €
E[MIRR (annual)]	11.29%	12.09%	12.79%	13.34%	13.84%
Median[MIRR (annual)]	10.93%	11.86%	12.69%	13.33%	13.91%
Min[MIRR (annual)]	8.92%	9.74%	10.37%	10.84%	11.29%
Max[MIRR (annual)]	13.31%	13.99%	14.61%	15.11%	15.58%
SD[MIRR (annual)]	1.01%	0.92%	0.88%	0.87%	0.87%
COV[MIRR (annual)]	8.90%	7.61%	6.88%	6.50%	6.26%
Skewness[MIRR (annual)]	37.82%	34.55%	21.64%	8.19%	-4.72%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-107.63%	-93.84%	-82.67%	-77.04%	-74.76%
SENSITIVITY	RSIODV#6PS#1	RSIODV#6PS#2	RSIODV#OPS#0	RSIODV#6PS#3	RSIODV#6PS#4
{Δ[E[MIRR (annual)]]% / Δ[Price of CO2 rights]%}	13.3%	12.5%		11.3%	10.9%

Πίν. 6-17. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού EUCP.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (EUCP) προκαλεί αύξηση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής με εξαίρεση τη μέγιστη τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV με εξαίρεση τη μέγιστη τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές με εξαίρεση την περίπτωση που η τιμή της μεταβλητής σχεδιασμού λαμβάνει τη μέγιστη τιμή.

### 6.2.7 Απόδοση OCGT Μονάδων

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή της απόδοσης των OCGT Μονάδων (OCGT Efficiency) στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας. Όπως και στην περίπτωση της παραγράφου 6.2.5, δεν υφίσταται επιρροή αυτής της μεταβλητής σχεδιασμού στο σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) της εξεταζόμενης λύσης. Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις.

NPV	RSIODV#7PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#7PS#3
OCGT Efficiency Ratio	33.00%	35.00%	37.00%
E[NPV]	245,579,207.41 €	225,722,689.19 €	208,012,821.60 €
Median[NPV]	228,073,977.98 €	210,814,453.14 €	197,379,509.85 €
Min[NPV]	24,567,184.46 €	24,567,184.46 €	24,567,184.46 €
Max[NPV]	470,736,410.21 €	418,489,782.44 €	371,891,438.74 €
SD[NPV]	103,374,907.26 €	87,057,392.65 €	72,759,839.33 €
COV[NPV]	42.09%	38.57%	34.98%
Skewness[NPV]	46.38%	42.32%	36.14%
Kurtosis[NPV]	-83.87%	-78.74%	-71.87%
SENSITIVITY	RSIODV#7PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#7PS#3
{Δ[E[NPV]]% / Δ[OCGT Efficiency Ratio]}	-153.9%		-137.3%

Πίν. 6-18. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού OCGT Efficiency.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (OCGT Efficiency) προκαλεί μείωση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Η μέση τιμή είναι μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σχετικά υψηλή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού και αυτό οφείλεται κυρίως στο σενάριο υποκατάστασης #1. Η λοξότητα λαμβάνει θετικές τιμές. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

MIRR (annual)	RSIODV#7PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#7PS#3
OCGT Efficiency Ratio	33.00%	35.00%	37.00%
E[MIRR (annual)]	12.97%	12.79%	12.62%
Median[MIRR (annual)]	12.86%	12.69%	12.56%
Min[MIRR (annual)]	10.37%	10.37%	10.37%
Max[MIRR (annual)]	15.03%	14.61%	14.22%
SD[MIRR (annual)]	1.01%	0.88%	0.76%
COV[MIRR (annual)]	7.79%	6.88%	6.02%
Skewness[MIRR (annual)]	25.46%	21.64%	15.45%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-91.10%	-82.67%	-71.58%
SENSITIVITY	RSIODV#7PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#7PS#3
{Δ[E[MIRR (annual)]]% / Δ[OCGT Efficiency Ratio]}	-24.8%		-23.0%

Πίν. 6-19. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού OCGT Efficiency.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (CCGT Efficiency) προκαλεί μικρή μείωση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

## 6.2.8 Απόδοση CCGT Μονάδων

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή της απόδοσης των CCGT Μονάδων (CCGT Efficiency) στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας. Όπως και στην περίπτωση της παραγράφου 6.2.5, δεν υφίσταται επιρροή αυτής της μεταβλητής σχεδιασμού στο σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) της εξεταζόμενης λύσης. Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις.

NPV	RSIODV#8PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#8PS#3	RSIODV#8PS#4
CCGT Efficiency Ratio	45.00%	50.00%	55.00%	60.00%
E[NPV]	260,341,585.30 €	225,722,689.19 €	197,398,137.83 €	173,794,345.03 €
Median[NPV]	245,735,416.45 €	210,814,453.14 €	184,804,342.41 €	163,403,515.14 €
Min[NPV]	77,450,570.49 €	24,567,184.46 €	- 18,701,040.48 €	- 54,757,894.60 €
Max[NPV]	418,489,782.44 €	418,489,782.44 €	418,489,782.44 €	418,489,782.44 €
SD[NPV]	69,141,270.18 €	87,057,392.65 €	102,500,306.38 €	115,689,851.16 €
COV[NPV]	26.56%	38.57%	51.93%	66.57%
Skewness[NPV]	36.64%	42.32%	42.32%	41.26%
Kurtosis[NPV]	-66.27%	-78.74%	-84.50%	-87.63%
SENSITIVITY	RSIODV#8PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#8PS#3	RSIODV#8PS#4
{Δ[E[NPV]]% / Δ[CCGT Efficiency Ratio]%}	-153.4%		-125.5%	-115.0%

Πίν. 6-20. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού CCGT Efficiency.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (CCGT Efficiency) προκαλεί μείωση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Η μέση τιμή είναι μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σχετικά υψηλή για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού και αυτό στα σενάρια υποκατάστασης. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

MIRR (annual)	RSIODV#8PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#8PS#3	RSIODV#8PS#4
CCGT Efficiency Ratio	45.00%	50.00%	55.00%	60.00%
E[MIRR (annual)]	13.16%	12.79%	12.47%	12.18%
Median[MIRR (annual)]	13.05%	12.69%	12.42%	12.18%
Min[MIRR (annual)]	11.08%	10.37%	9.70%	9.08%
Max[MIRR (annual)]	14.61%	14.61%	14.61%	14.61%
SD[MIRR (annual)]	0.67%	0.88%	1.08%	1.27%
COV[MIRR (annual)]	5.11%	6.88%	8.67%	10.45%
Skewness[MIRR (annual)]	16.87%	21.64%	18.51%	13.53%
Kurtosis[MIRR (annual)]	-61.93%	-82.67%	-92.84%	-98.54%
SENSITIVITY	RSIODV#8PS#2	RSIODV#0PS#0	RSIODV#8PS#3	RSIODV#8PS#4
{Δ[E[MIRR (annual)]]% / Δ[CCGT Efficiency Ratio]%}	-28.7%		-25.4%	-24.1%

Πίν. 6-21. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού CCGT Efficiency.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (CCGT Efficiency) προκαλεί μείωση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη ή πρακτικά ίση της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή

έως εντός φυσιολογικών ορίων για τη συγκεκριμένη μεταβλητή σχεδιασμού. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

## 6.2.9 Απόδοση Λιγνιτικών Μονάδων

Στους παρακείμενους πίνακες παρουσιάζεται η επιρροή της απόδοσης των Λιγνιτικών Μονάδων (BROWN COAL Efficiency) στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV) και στον τροποποιημένο δείκτη εσωτερικής απόδοσης της επένδυσης (MIRR), για το σύνολο των σεναρίων υποκατάστασης ενέργειας. Όπως και στην περίπτωση της παραγράφου 6.2.5, δεν υφίσταται επιρροή αυτής της μεταβλητής σχεδιασμού στο σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) της εξεταζόμενης λύσης. Πραγματοποιήθηκαν 8400 αναλύσεις.

NPV			RSIODV#OPS#0	RSIODV#9PS#3	RSIODV#9PS#4
Lignite Efficiency Ratio			28.50%	34.00%	39.00%
E[NPV]			225,722,689.19 €	219,748,331.01 €	215,779,351.80 €
Median[NPV]			210,814,453.14 €	195,773,035.22 €	184,195,567.34 €
Min[NPV]			24,567,184.46 €	24,567,184.46 €	24,567,184.46 €
Max[NPV]			418,489,782.44 €	418,489,782.44 €	418,489,782.44 €
SD[NPV]			87,057,392.65 €	89,681,392.08 €	91,922,731.15 €
COV[NPV]			38.57%	40.81%	42.60%
Skewness[NPV]			42.32%	51.64%	54.96%
Kurtosis[NPV]			-78.74%	-83.80%	-88.24%
SENSITIVITY			RSIODV#OPS#0	RSIODV#9PS#3	RSIODV#9PS#4
{Δ[E[NPV]]% / Δ[Lignite Efficiency Ratio]%}				-13.7%	-12.0%

Πίν. 6-22. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος NPV– Μεταβλητή Σχεδιασμού BROWN COAL Efficiency.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (BROWN COAL Efficiency) προκαλεί ελαφρά μείωση στην καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (NPV). Η μέση τιμή είναι μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι σημαντική. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

MIRR (annual)			RSIODV#OPS#0	RSIODV#9PS#3	RSIODV#9PS#4
Lignite Efficiency Ratio			28.50%	34.00%	39.00%
E[MIRR (annual)]			12.79%	12.73%	12.68%
Median[MIRR (annual)]			12.69%	12.53%	12.42%
Min[MIRR (annual)]			10.37%	10.37%	10.37%
Max[MIRR (annual)]			14.61%	14.61%	14.61%
SD[MIRR (annual)]			0.88%	0.91%	0.93%
COV[MIRR (annual)]			6.88%	7.13%	7.35%
Skewness[MIRR (annual)]			21.64%	32.94%	37.45%
Kurtosis[MIRR (annual)]			-82.67%	-90.15%	-95.60%
SENSITIVITY			RSIODV#OPS#0	RSIODV#9PS#3	RSIODV#9PS#4
{Δ[E[MIRR (annual)]]% / Δ[Lignite Efficiency Ratio]%}				-2.6%	-2.3%

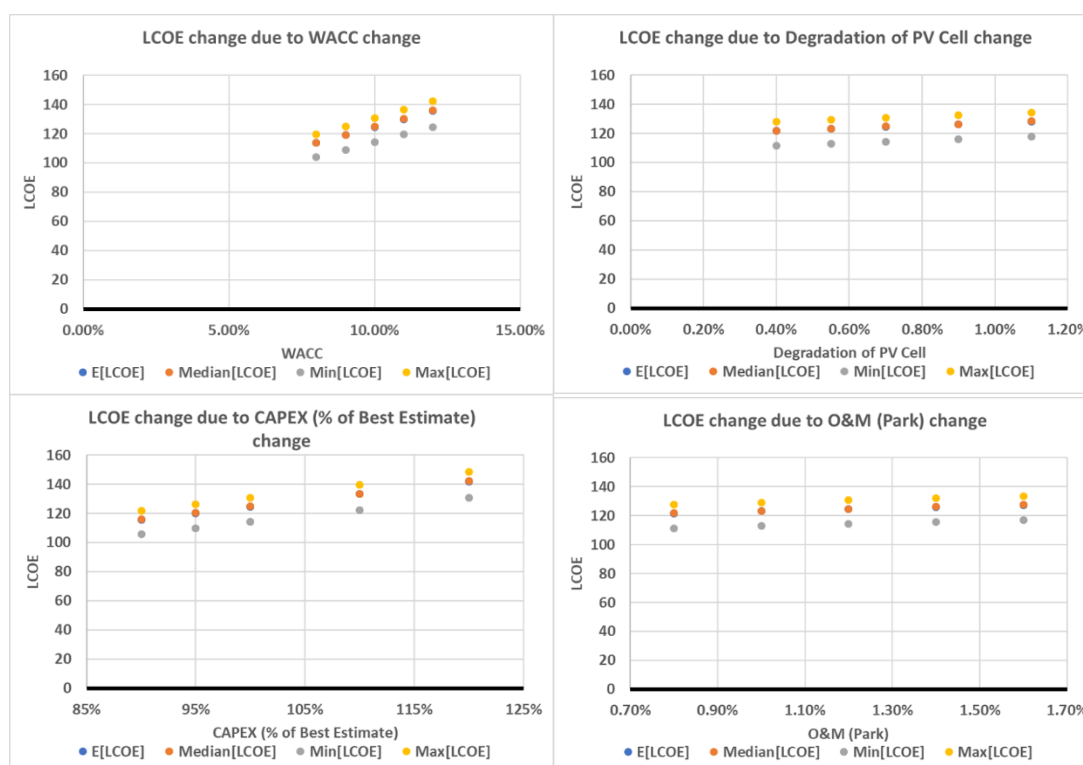
Πίν. 6-23. Όπως Πίν. 6-2. Παράμετρος MIRR– Μεταβλητή Σχεδιασμού BROWN COAL Efficiency.

Η αύξηση της τιμής της μεταβλητής σχεδιασμού (BROWN COAL Efficiency) προκαλεί ανεπαίσθητη μείωση στην τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR). Η μέση τιμή είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της διάμεσης τιμής. Η μεταβλητότητα της παραμέτρου είναι μικρή. Η λοξότητα των κατανομών λαμβάνει θετικές τιμές, αλλά μικρότερες αυτών της παραμέτρου NPV. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές. Οι κατανομές παρουσιάζουν μικρότερη

διασπορά τιμών της κανονικής κατανομής και ασύμμετρη κατανομή με περισσότερες τιμές προς τις υψηλότερες τιμές.

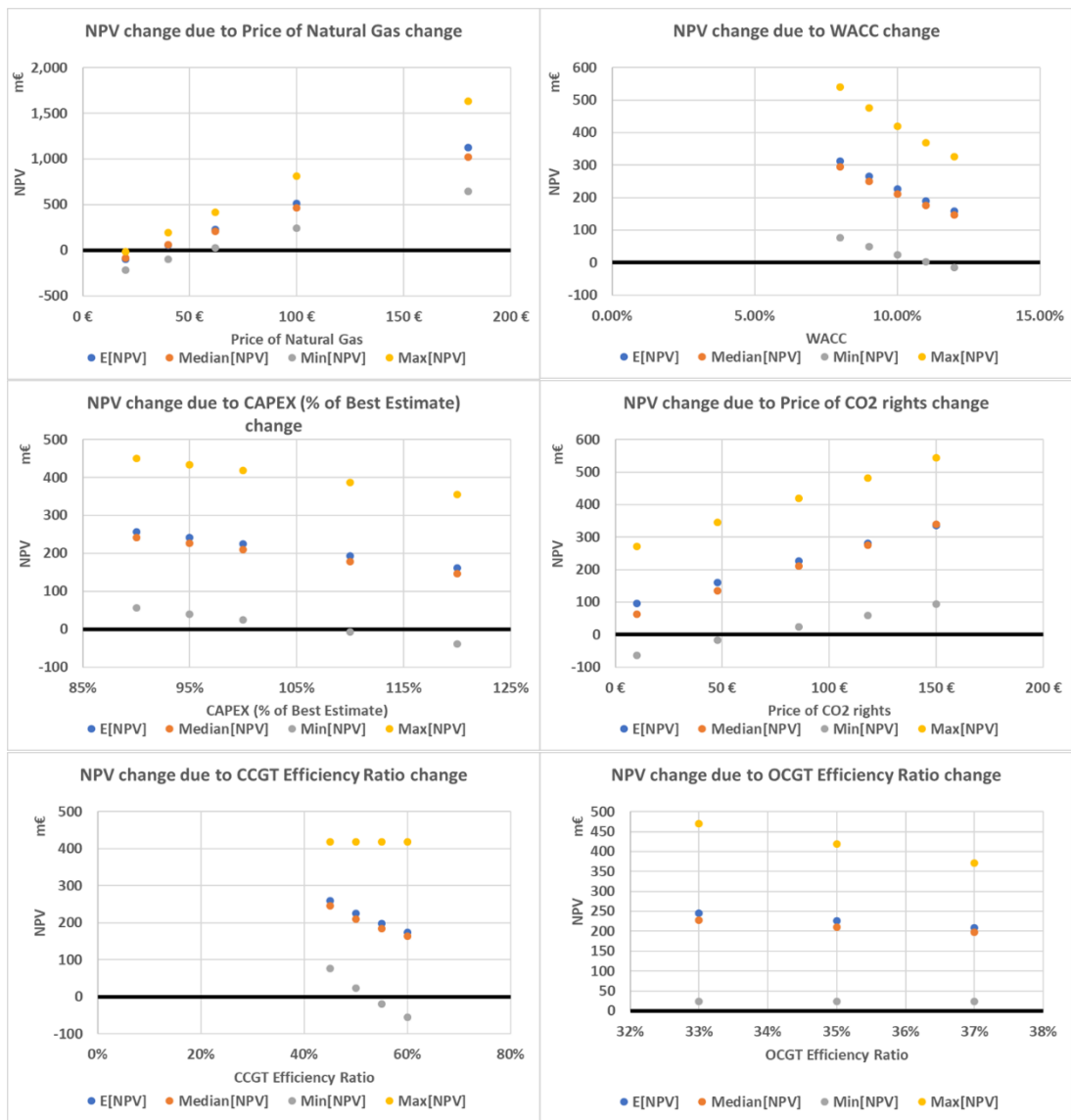
### 6.2.10 Συμπεράσματα Παραμετρικών Μελετών

Για το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) η πλέον κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού είναι το κεφαλαιακό κόστος της επένδυσης (CAPEX) και στη συνέχεια ακολουθεί το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC). Το ποσοστό ετήσιας πτώσης της απόδοσης του Φ/Β κελιού (PVDEG) είναι η λιγότερο κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού. Σε σχέση με την πλέον κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού (CAPEX) το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) επιδεικνύει μία αυστηρά γραμμική συσχέτιση. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το κόστος λειτουργίας και συντήρησης αποδίνεται ως ποσοστό του κεφαλαιακού κόστους (CAPEX) με αποτέλεσμα οι δύο αυτές παράμετροι να είναι απολύτως συσχετισμένες μεταξύ τους.



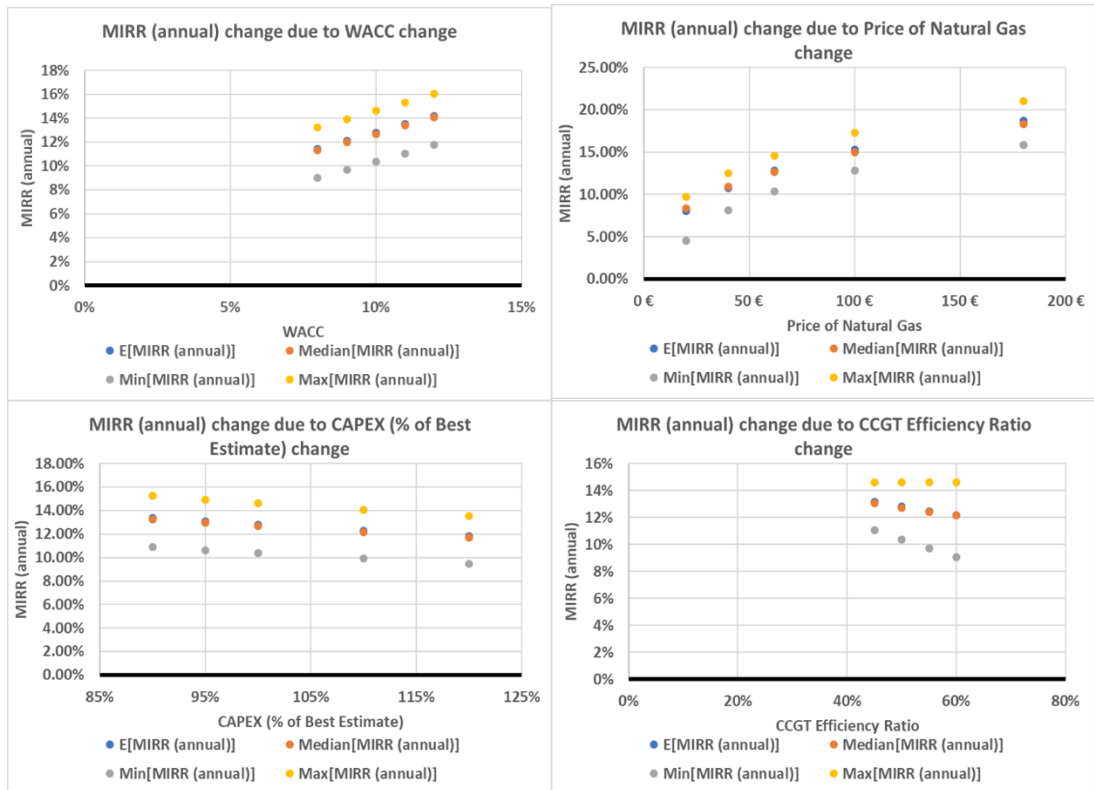
Σχ. 6-4. Εξέλιξη της μέσης, διάμεσης, ελάχιστης και μέγιστης τιμής του LCOE για τις τέσσερις μεταβλητές σχεδιασμού.

Για την καθαρή παρούσα αξία (NPV) η πλέον κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού είναι το κόστος του Φ.Α. (NG Price) και στη συνέχεια ακολουθεί το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC). Η απόδοση των μονάδων Λιγνίτη είναι η λιγότερο κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού. Σε σχέση με την πλέον κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού (NG Price) η καθαρή παρούσα αξία (NPV) επιδεικνύει μία αυστηρά γραμμική συσχέτιση καθώς σε όλα τα σενάρια αντικατάστασης παραγωγής από θερμικές μονάδες το Φ.Α. αποτελεί όλο ή μέρος του καυσίμου που υποκαθίσταται.



Σχ. 6-5. Βασικά στατιστικά για μεταβλητές σχεδιασμού που επηρεάζουν σημαντικά το NPV.

Για την τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR) η πλέον κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού είναι το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC), και στη συνέχεια ακολουθεί το κόστος του Φ.Α. (NG Price). Το ποσοστό απώλειας της απόδοσης του Φ/Β κελιού (PVDEG) είναι η λιγότερο κρίσιμη μεταβλητή σχεδιασμού ως προς αυτή την παράμετρο. Σε σχέση με τις κρίσιμες μεταβλητές σχεδιασμού η τροποποιημένη εσωτερική απόδοση της επένδυσης (MIRR) επιδεικνύει μία μη γραμμική συσχέτιση με εξαίρεση το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC). Η μη γραμμικότητα είναι ιδιαίτερα έντονη ως προς την τιμή του Φ.Α. (NG Price).



Σχ. 6-6. Βασικά στατιστικά για μεταβλητές σχεδιασμού που επηρεάζουν σημαντικά το MIRR.

Η μεταβολή των μεταβλητών σχεδιασμού μπορεί να προκαλέσει μεταβολή έως και 35% μεταβολή στη σταθμισμένη τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος (LCOE) με την παράμετρο αυτή να κυμαίνεται από 104€/MWh έως και 149€/MWh. Η διεύρυνση της απόστασης της μέσης, πλέον πιθανής τιμής (125€/MWh) από τις ακρότατες τιμές της βασικής ανάλυσης, εξαιτίας της εκτέλεσης των παραμετρικών μελετών είναι ίση με 10€/MWh όσον αφορά την ελάχιστη τιμή και 18€/MWh όσον αφορά τη μέγιστη τιμή.



## 7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΘΕΜΑΤΑ ΠΡΟΣ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ

### 7.1 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ

Στην εργασία αυτή εξετάστηκε η δυνατότητα σύζευξης πλωτών Φ/Β Πάρκων με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά της ΔΕΗ ΑΕ (ΣΑΗΕ Θησαυρού και ΣΑΗΕ Σφηκιάς) στο πλαίσιο της βελτιστοποίησης της εκμετάλλευσης των υπάρχοντων υποδομών του δικτύου μεταφοράς και με σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της χώρας κατά τις ώρες μέγιστης ζήτησης ισχύος στο σύστημα και την απορρόφησή ενέργειας κατά τις ώρες ελάχιστης ζήτησης στο σύστημα.

Στο εισαγωγικό Κεφάλαιο 0, γίνεται σύντομη παρουσίαση των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, των τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και των ελληνικών δικτύων Μεταφοράς και Διανομής. Τέλος περιγράφεται το αντικείμενο της παρούσης εργασίας.

Στο εισαγωγικό Κεφάλαιο 2, γίνεται ανασκόπηση του φωτοηλεκτρικού φαινομένου και της φωτοβολταϊκής μετατροπής. Στη συνέχεια παρουσιάζεται συνοπτικά το ισοδύναμο κύκλωμα και η χαρακτηριστική καμπύλη του Φ/Β στοιχείου. Μετά παρουσιάζεται μία σύντομη ανάλυση του ισοδύναμου ηλεκτρικού κυκλώματος για ένα ιδεατό και ένα πραγματικό (μη ιδεατό) Φ/Β στοιχείο. Στη συνέχεια γίνεται παρουσίαση των τεχνολογιών των διάφορων Φ/Β στοιχείων (μονοκρυσταλλικά, πολυκρυσταλλικά κ.λπ.) και το πως αυτά συνδυάζονται για να παράγουν Φ/Β πλαίσια. Παρουσιάζονται επίσης στοιχεία για την απόδοση μετατροπής της φωτεινής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια για κάθε τεχνολογία Φ/Β κελιού. Τέλος παρουσιάζονται στοιχεία για το χρόνο αναπλήρωσης της αναλωθείσης για την κατασκευή ενέργειας, για τις βασικές αρχές σχεδιασμού ενός Φ/Β πάρκου, καθώς και στοιχεία που αφορούν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας σε επίπεδο ΕΕ και παγκόσμια.

Στο εισαγωγικό Κεφάλαιο 3, μετά από μία σύντομη ιστορική αναδρομή, περιγράφεται η βασική δομή ενός υδροηλεκτρικού σταθμού και ενός σταθμού αντλησιοταμίευσης. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι βασικές σχέσεις του υδροδυναμικού, της γραμμής ενέργειας, της πιεζομετρικής γραμμής και των ροών ενέργειας. Μετά παρουσιάζονται οι διάφοροι τύποι στροβίλων και δίνεται συνοπτικά η μεθοδολογία υπολογισμού του σημείου λειτουργίας ενός ΥΗΣ. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι βασικές αρχές μίας σύγχρονης ηλεκτρομηχανής που χρησιμοποιείται για τη μετατροπή της ροπής περιστροφής του στροβίλου σε ηλεκτρική ενέργεια. Μετά, γίνεται μία ανασκόπηση της Υδροηλεκτρικής Παραγωγής στον Κόσμο, στην Ευρώπη και στην Ελλάδα και παρουσιάζονται τυχούσες προοπτικές περαιτέρω ανάπτυξης νέων έργων. Τέλος, δίνεται συνοπτικά μία ανασκόπηση που αφορά το κόστος ανάπτυξης νέων υδροηλεκτρικών έργων.

Στο Κεφάλαιο 4, παρουσιάζεται η διαδικασία υβριδοποίησης των υφιστάμενων αντλησιοταμιευτικών έργων με τη σύζευξή τους με πλωτά Φ/Β πάρκα. Ειδικότερα γίνεται αναλυτική παρουσίαση των παραγόντων κόστους των πλωτών Φ/Β πάρκων και της κοστολόγησής τους. Στη συνέχεια χωροθετούνται τα πλωτά Φ/Β πάρκα στους ταμιευτήρες των τριών κυρίων συγκροτημάτων και παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της ακτινοβολίας και θερμοκρασίας στις περιοχές που έχουν επιλεγεί. Τέλος παρουσιάζεται αναλυτικά η μεθοδολογία για τον υπολογισμό

της παραγόμενης ενέργειας για κάθε έργο και υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για τα πλωτά Φ/Β πάρκα ως αυτοτελή έργα. Τέλος παρουσιάζονται τα πρώτα αποτελέσματα της ζεύξης των υπαρχόντων αντλησιοταμιευτικών με τα πλωτά Φ/Β πάρκα.

Στο Κεφάλαιο 5, παρουσιάζεται η επιρροή της στοχαστικότητας των φαινομένων στην ενεργειακή και οικονομική απόδοση του προτεινόμενου έργου. Παράγονται συνθετικές χρονοϊστορίες για την ηλεκτροπαραγωγή των πλωτών Φ/Β πάρκων, καθώς και προφίλ αθροιστικής ζήτησης ισχύος, ώστε να εξεταστεί η δυνατότητα απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας των πλωτών Φ/Β πάρκων και στη συνέχεια η έγχυσή της, όταν η ζήτηση είναι υψηλή, στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εξετάζεται επίσης η οικονομική επιλεξιμότητα της συγκεκριμένης επένδυσης υπό το σκεπτικό της υποκατάστασης ηλεκτροπαραγωγής από θερμικές μονάδες.

Στο κεφάλαιο 6, παρουσιάζονται οι παραμετρικές μελέτες ως προς τις βασικές μεταβλητές σχεδιασμού ώστε να εξαχθούν συμπεράσματα για την ευαισθησία του όλου έργου ως προς αυτές.

Εν κατακλείδι η σύζευξη πλωτών Φ/Β πάρκων με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά αποτελεί μία τεχνικά εφικτή λύση, η οποία παρουσιάζει και σχετική στιβαρότητα σε σχέση με τις τιμές που δύναται να λάβουν οι μεταβλητές σχεδιασμού του έργου.

Το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας κρίνεται υψηλό (τιμές από 105~145€/MWh με πλέον πιθανή τιμή τα 125€/MWh) σε σχέση με το κόστος που προσφέρουν οι θερμικές μονάδες λιγνίτη, χωρίς να ληφθεί υπόψη το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου. Υπό το πρίσμα των μειωμένων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου η συγκεκριμένη πρόταση δίνει τη δυνατότητα παροχής στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της χώρας, ισχύος με τα επιθυμητά χαρακτηριστικά (λόγω της χρήσης σύγχρονων μηχανών) όταν αυτή απαιτείται.

Χωρίς τη συμπερίληψη των στοχαστικών αβεβαιοτήτων το LCOE του προτεινόμενου έργου κυμαίνεται από 102€/MWh έως 135€/MWh με πλέον πιθανή τιμή τα 118€/MWh. Παρατηρείται ότι η συμπερίληψη των αβεβαιοτήτων προκαλεί μία αύξηση του LCOE της τάξης του 2%~7%.

## 7.2 ΖΗΤΗΜΑΤΑ ΠΡΟΣ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ

Η παρούσα εργασία ολοκληρώνεται καταδεικνύοντας το δυνητικό ενδιαφέρον περαιτέρω διερεύνησης της σύζευξης πλωτών Φ/Β πάρκων με αντλησιοταμιευτικά έργα με στόχο την έγχυση ισχύος στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας τις περιόδους μεγάλης ζήτησης. Επιπλέον των ζητημάτων που εξετάστηκαν, προκύπτει η ανάγκη να εξεταστούν περαιτέρω, τουλάχιστον και όχι κατ' αποκλειστικότητα, τα ακόλουθα ζητήματα:

- A. Πραγματοποίηση λεπτομερούς διαστασιολόγησης των πλωτών Φ/Β πάρκων για τη βελτιστοποίηση της απόδοσης τους (επιλογή τεχνολογίας Φ/Β κελιών, λοιπού Η/Μ εξοπλισμού, τεχνικών λύσεων για τα έργα πολιτικού μηχανικού κ.λπ.) και την επίλυση των τεχνικών ζητημάτων που προκύπτουν με βάση τα ελληνικά δεδομένα.
- B. Εξέταση της βιωσιμότητας της προτεινόμενης επένδυσης με όρους αγοράς και με την πραγματοποίηση προσομοιώσεων που θα λαμβάνουν υπόψη την επιρροή στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της προτεινόμενης λύσης αλλά και ανταγωνιστικών λύσεων (βλέπε παράγραφο 7.3).

- C. Εξέταση της δυνατότητας περαιτέρω υβριδοποίησης της προτεινόμενης λύσης με τη μετέπειτα σύζευξή της με λύσεις χημικής αποθήκευσης ενέργειας (BESS) με στόχο το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα μέσω της εξεύρεσης της βέλτιστης στρατηγικής χρήσης των δύο συμπληρωματικών τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.
- D. Εξέταση των περιβαλλοντικών και άλλων συνεπειών που αφορούν τη συγκεκριμένη τεχνική λύση και ειδικά σε ότι έχει να κάνει με τη δέσμευση σημαντικού τμήματος του επιφάνειας του ταμιευτήρα, τη μεταβολή των χαρακτηριστικών ανάκλασης του φωτός, τις συνέπειες στο λιμνιαίο οικοσύστημα κ.λπ.

## 7.3 WHAT IF?

Στην παρούσα παράγραφο αυτή ασκείται κριτική επί της επιλογής της λύσης ζεύξης πλωτών Φ/Β πάρκων με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά. Σκοπός της παραγράφου είναι μέσω της γόνιμης κριτικής να διερευνηθούν εναλλακτικές οδοί ώστε να αποφεύγεται ο εγκλωβισμός σε συγκεκριμένες τεχνολογικές λύσεις ηλεκτροπαραγωγής που ενέχουν το ρίσκο να κριθούν στο μέλλον απαράδεκτες σε κοινωνικό και πολιτικό επίπεδο.

### 7.3.1 Γιατί όχι επίγεια Φ/Β πάρκα;

Ο μεγαλύτερος ανταγωνιστής της συγκεκριμένης πρότασης, παραμένει η ζεύξη μεγάλων επίγειων Φ/Β πάρκων με τα υπάρχοντα αντλησιοταμιευτικά.

Τα επίγεια Φ/Β πάρκα έχουν χαμηλότερο CAPEX σε σχέση με τα πλωτά Φ/Β. Πλέον αυτού έχουν επιτύχει μία η τεχνολογική ωριμότητα που στην περίπτωση των πλωτών Φ/Β δεν έχει επιτευχθεί. Επίσης, η σκίαση μεγάλης επιφάνειας της λίμνης ενός ταμιευτήρα προκαλεί διαταραχές στο λιμνιαίο οικοσύστημα των οποίων οι συνέπειες δεν έχουν ακόμα αναλυθεί πλήρως (βλέπε εδάφιο D της παραγράφου 7.2).

Η ανάπτυξη πλωτών Φ/Β πάρκων όμως, έχει σειρά πλεονεκτημάτων σε σχέση με τα επίγεια Φ/Β πάρκα. Δεν δεσμεύεται γη, που σε ορισμένες περιοχές της χώρας θα αποτελέσει στο μέλλον το βασικό περιοριστικό παράγοντα περαιτέρω ανάπτυξη της Φ/Β παραγωγής. Επίσης μέσω της σκίασης επί του καθρέπτη του ταμιευτήρα μειώνονται οι απώλειες ύδατος λόγω εξάτμισης, κάτι που είναι ιδιαίτερα επιθυμητό.

### 7.3.2 Γιατί όχι χημική αποθήκευση αντί για αντλησιοταμίευση;

Η ζεύξη συσσωρευτών με Φ/Β πάρκα και σε λογική συνέχεια με πλωτά Φ/Β πάρκα αποτελεί ακόμα μία εναλλακτική λύση.

Οι συστοιχίες συσσωρευτών έχουν μικρότερες απώλειες μετασχηματισμού με συνολική απόδοση που αγγίζει το 90% όταν στην περίπτωση των αντλησιοταμιευτικών η απόδοση αυτή ξεπερνά δύσκολα το 75%. Η τιμή της απόδοσης που αναφέρεται για τα BESS αφορά συσσωρευτές χημείας λιθίου ιόντων. Άλλες χημείες επιδεικνύουν διαφορετικούς συντελεστές απόδοσης. Προσφέρουν επίσης, υπηρεσίες πρωτεύουσας εφεδρείας. Είναι δυνατή η επέκτασή τους σε στάδια, κάτι που προσφέρει ευελιξία, ενώ δεσμεύουν πολύ λιγότερο χώρο. Τέλος ως τεχνολογία στον χώρο της αποθήκευσης ενέργειας, έχει το ευεργέτημα τη στιγμή αυτή, η αδειοδοτική διαδικασία να είναι ευκολότερη και η χωροθέτηση του εξοπλισμού που απαιτείται για τη δόμηση ενός πάρκου συσσωρευτών μία απλή διαδικασία.

Το εκτιμώμενο κεφαλαιακό κόστος δεν γίνεται να εκτιμηθεί με βεβαιότητα. Εξωγενείς και γεωπολιτικοί παράγοντες επηρεάζουν σημαντικά τις τιμές των πρώτων υλών που απαιτούνται. Ο πρώτος διαγωνισμός για χημική αποθήκευση είχε ως αποτέλεσμα οι εκτιμώμενες τιμές του μέσου σταθμισμένου κόστους αποθήκευσης να κυμανθούν από 62.06€/MWh έως και 166.8€/MWh (βλέπε παράγραφο 3.8.3). Τα αντλησιοταμιευτικά είναι συνήθως έργα πολλαπλού σκοπού, δηλαδή εξυπηρετούν και άλλες ανάγκες όπως ανάσχεση πλημμυρικών ροών, αποθήκευση νερού, υπηρεσίες ύδρευσης και άρδευσης, ενώ επιτρέπουν την ανάπτυξη και άλλων πλείστων δραστηριοτήτων εμπορικού και τουριστικού χαρακτήρα. Τέλος οι μπαταρίες έχουν υψηλές απαιτήσεις ελέγχου της θερμοκρασίας και της υγρασίας του περιβάλλοντος που βρίσκονται για να αποδώσουν σύμφωνα με τις προδιαγραφές τους και για να αποφευχθεί η πρόωρη φθορά τους.

### 7.3.3 Γιατί Φ/Β και όχι Αιολικά;

Μία ακόμη ανταγωνιστική πρόταση είναι η ζεύξη Αιολικών Πάρκων με αντλησιοταμιευτικά. Η λύση αυτή έχει ανάλογο επίπεδο ωριμότητας με τη λύση της ζεύξης των επίγειων Φ/Β με αντλησιοταμιευτικά. Τα επίγεια Αιολικά Πάρκα στην Ελλάδα παρουσιάζουν ένα συντελεστή εκμετάλλευσης που κυμαίνεται από 25 έως και 30% έναντι του 15~19% των επίγειων Φ/Β πάρκων. Το βασικό μειονέκτημα των Αιολικών Πάρκων παραμένει η στοχαστικότητα τους όσον αφορά την παραγωγή και η πλήρης, σχεδόν, αδυναμία πρόβλεψης της παραγωγής σε βάθος χρόνου που είναι απαραίτητο για τον βέλτιστο ενεργειακό προγραμματισμό (βλέπε Σχ. 1-16). Επίσης τα διαθέσιμα στη ΔΕΗ ΑΕ υδροηλεκτρικά έχουν σχεδιαστεί με γνώμονα την ημερήσια μετατόπιση της καμπύλης ζήτηση ενέργειας εντός της ημέρας οπότε και η αποθηκευτική τους ικανότητα είναι αντίστοιχη. Αυτό περιορίζει σημαντικά τις δυνατότητες σύζευξης των δύο αυτών τεχνολογιών. Επίσης δεν έχουν αξιολογηθεί επαρκώς τα δεδομένα από τη λειτουργία του υβριδικού της Ικαρίας, το οποίο είχε σχεδιαστεί με γνώμονα την προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας στο ενοποιημένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας Σάμου – Ικαρίας.

Τα Αιολικά έχουν τη δυνατότητα να συζευχθούν με επιτυχία με κυψέλες καυσίμου για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου, καθώς αυτός ο φορέας ενέργειας αποτελεί τον 3<sup>ο</sup> πυλώνα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και θεωρείται εξίσου κρίσιμος με τους άλλους δύο πυλώνες (χημική αποθήκευση και αντλησιοταμιευτικά) για την απανθρακοποίηση της παγκόσμιας οικονομίας. Βασικό πλεονέκτημα του υδρογόνου και των λοιπών τεχνοκαυσίμων είναι η δυνατότητα μακράς αποθήκευσης.

### 7.3.4 Γιατί όχι Πυρηνικά;

Οι ΠΗΣ προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια 24/7 χωρίς να επηρεάζονται από τις κλιματικές συνθήκες που μεταβάλλονται από έτος σε έτος. Έχουν επιδείξει εξαιρετικές επιδόσεις όσον αφορά τη διαθεσιμότητα τους (ο μέσος χρόνος μεταξύ διαδοχικών βλαβών σε έναν ΠΗΣ ξεπερνά κατά πολύ το έτος). Αποτελούν με διαφορά τη λιγότερο επιβαρυντική για τη δημόσια υγεία θερμική τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής (ακόμα και αν συμπεριληφθούν οι συνέπειες των δύο συμβάντων σε Chernobyl και Fukushima). Τέλος είναι εξαιρετικά ασφαλείς τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Το συμβάν της Fukushima προέκυψε από μία αλληλουχία γεγονότων που αφορούν του αντιδραστήρες 1<sup>ης</sup> γενιάς. Το συμβάν του Chernobyl αφορούσε μία σχεδίαση που ήταν εγγενώς προβληματική.

Από την άλλη μεριά, η από το μηδέν ανάπτυξη ΠΗΣ στην Ελλάδα, απαιτεί υποδομές σε επίπεδο εκτελεστικής εξουσίας που δεν είναι διαθέσιμες και ένα νομικό πλαίσιο που δεν υφίσταται. Λόγω της διείσδυσης των ΑΠΕ η ζήτηση ισχύος δεν επαρκεί για οικονομικά βέλτιστη εκμετάλλευση των εμπορικά διαθέσιμων σχεδιασμών. Άγνωστο επίσης παραμένει ακόμα το ποιος και πότε από τους υποψήφιους σχεδιασμούς SMR θα αποκτήσει μέσω της βιομηχανοποίησης της παραγωγής υλική υπόσταση. Επιπρόσθετα δεν υπάρχει το διαθέσιμο εργατικό δυναμικό για να στελεχώσει τις μονάδες αυτές, καθώς το επίπεδο εξειδίκευσης του προσωπικού που απαιτείται για τη στελέχωση μία μεγάλης μονάδας είναι ιδιαίτερα υψηλό. Οι κοινωνικές και πολιτικές αντιδράσεις προς την πυρηνική ενέργεια είναι πρωτίστως αρνητικές. Η υλοποίηση των έργων αυτών στο δυτικό κόσμο, απαιτεί ευρεία πολιτική συναίνεση, κάτι που σήμερα είναι σχεδόν αδύνατο να επιτευχθεί. Το CAPEX είναι πολύ υψηλό και ο χρόνος από την αδειοδότηση έως την θέση σε εμπορική λειτουργία ενός ΠΗΣ στη δύση υπερβαίνει αυτή τη στιγμή κατά πολύ τα 10 έτη<sup>97</sup>.

---

<sup>97</sup> NPP Okiluoto 3.

## 8 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1] UNFCCC, «What is the Kyoto Protocol?», UN, 11 12 1997. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://unfccc.int/kyoto\\_protocol](https://unfccc.int/kyoto_protocol). [Πρόσβαση 31 10 2022].
- [2] US-DoE, Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada, US Department of Energy, 2004.
- [3] S. Riepl, «Grobes und prinzipielles Schema der Stromversorgung in Deutschland,» 2008.
- [4] G. L. Firm, "European Union Emissions Trading Scheme - Distribution," Michal Glowacki, 30 11 2021. [Online]. Available: <https://emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/1018-distribution>. [Accessed 25 10 2022].
- [5] E. a. M.-W. D. Amirabedin, «A Feasibility Study of Co-Firing Biomass in the Thermal Power Plant at Soma in order to Reduce Emissions: an Exergy Approach,» *Int. J. Environ. Res.*, τόμ. 7, αρ. 1, pp. 139-154, 2013.
- [6] ΥΠΕΝ, «ΑΔΑ: 94Χ94653Π8-ΦΟΦ,» 28 1 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://diavgeia.gov.gr/doc/94%CE%A794653%CE%A08-%CE%A6%CE%9F%CE%A6?inline=true>. [Πρόσβαση 26 10 2022].
- [7] Y. Y. C. D. Z. Y. G. X. a. L. W. Ligang Wang, «Exergoeconomic Evaluation of a Modern Ultra-Supercritical Power Plant,» *Energies*, τόμ. 5, pp. 3381-3397, 2012.
- [8] Wikipedia, «Soma power station,» 31 05 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Soma\\_power\\_station](https://en.wikipedia.org/wiki/Soma_power_station). [Πρόσβαση 26 10 2022].
- [9] G. Electric, «Breaking the Power Plant Efficiency Record Again - Chubu Electric Nishi-Nagoya power plant Block-1,» GE, 1 1 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ge.com/gas-power/resources/articles/2018/nishi-nagoya-efficiency-record>. [Πρόσβαση 26 10 2022].
- [10] K. A. K. K. A. I. B. I. a. M. A. R. Shuva Paul, «Modeling of A Biomass Energy Based (BPL) Generating Power Plant and its Features in Comparison With Other Generating Plants,» σε *2nd International Conference on Environment and BioScience*, Singapore, 2012.
- [11] Y. Z. H.C. Frey, «4 - Integrated gasification combined cycle (IGCC) systems,» σε *Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation*, Woodhead Publishing, 2012, pp. 129-161.
- [12] M. H. Industries, «Pressurized Water Reactor,» MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD., 09 08 2004. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.mhi.com/products/energy/pwr\\_power\\_plant\\_configuration\\_of\\_basic\\_systems.html](https://www.mhi.com/products/energy/pwr_power_plant_configuration_of_basic_systems.html). [Πρόσβαση 26 10 2022].
- [13] W. N. Association, «Nuclear Power Reactors,» WNA, 1 10 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx>. [Πρόσβαση 31 10 2022].
- [14] T. K. Collaboration, "Partial radiogenic heat model for Earth revealed by geoneutrino measurements," *Nature Geoscience*, pp. 647-651, 17 11 2011.
- [15] J. W. A. N.Toth, «Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review,» *Geothermics*, p. 101915, 1 2 2021.
- [16] REN21, RENEWABLES 2022 GLOBAL STATUS REPORT, Paris: REN21 Secretariat, 2022.
- [17] T. M. a. C. ANTAL, «POWER GENERATION FROM LOW-ENTHALPY GEOTHERMAL RESOURCES,» 1 6 2011. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/yan2/docs/art6.pdf>. [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [18] N. d. D. SA, «The plant,» Nant de Drance SA, 1 1 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.nant-de-drance.ch/en/the-plant>. [Πρόσβαση 31 10 2022].
- [19] J.-M. Rouiller, «Nant de Drance 900 MW pumped-storage power plant,» 22 8 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.nant-de-drance.ch/en/construction>. [Πρόσβαση 26 10 2022].
- [20] B. A., Introduction to the Theory of Flow Machines., Oxford: Pergamon Press, 1966.

- [21] ΑΔΜΗΕ, «ΑΔΜΗΕ,» ΑΔΜΗΕ, 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/>. [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [22] CPGGrey, «Offshore wind turbines near Copenhagen, Denmark,» 12 7 2009. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Wind\\_farm#/media/File:Windmills\\_and\\_Sailboats\\_on\\_the\\_Ocean\\_4890300941.jpg](https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_farm#/media/File:Windmills_and_Sailboats_on_the_Ocean_4890300941.jpg). [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [23] Wikipedia, «Photoelectric effect,» Wikipedia, 6 10 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Photoelectric\\_effect](https://en.wikipedia.org/wiki/Photoelectric_effect). [Πρόσβαση 31 10 2022].
- [24] E. Wilde, «The San Geronio Pass wind farm in California, United States,» 15 1 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Wind\\_farm#/media/File:Wind\\_turbines\\_in\\_southern\\_California\\_2016.jpg](https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_farm#/media/File:Wind_turbines_in_southern_California_2016.jpg). [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [25] RE+D Magazine, «Inauguration ceremony for HELPE's photovoltaic park in Kozani,» Ered.gr, 7 4 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ered.gr/real-estate-news/inauguration-ceremony-for-helpe-s-photovoltaic-park-in-kozani>. [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [26] L. Chianese, «Portugal: New Floating Solar Park,» 11 5 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://energynews.pro/wp-content/uploads/2022/07/portugal\\_energynews-2-1536x728.jpeg](https://energynews.pro/wp-content/uploads/2022/07/portugal_energynews-2-1536x728.jpeg). [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [27] Amble, «A solar power tower at Crescent Dunes Solar Energy Project,» 31 12 2014. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated\\_solar\\_power#/media/File:Crescent\\_Dunes\\_Solar\\_December\\_2014.JPG](https://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated_solar_power#/media/File:Crescent_Dunes_Solar_December_2014.JPG). [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [28] J. e. a. Koroneos, «Low-enthalpy geothermal resources for electricity production: A demand-side management study for intelligent communities,» *Energy Policy*, τόμ. 62, pp. 118-123, 1 11 2013.
- [29] DoE, «Installing and Maintaining a Small Wind Electric System,» Department of Energy USA, 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energy.gov/energysaver/installing-and-maintaining-small-wind-electric-system>. [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [30] ΑΔΜΗΕ, «Δεδομένα Διαχείρισης Παγίων,» ΑΔΜΗΕ, 30 6 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/systima/perigrafi/dedomena-diaheirisis-pagion>. [Πρόσβαση 30 10 2022].
- [31] Α. Συμμετοχών, «Μετοχική Σύσταση - ΑΔΜΗΕ Συμμετοχών,» ΑΔΜΗΕ Συμμετοχών, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://admieholding.gr/el/metochiki-synthesi/>. [Πρόσβαση 8 11 2022].
- [32] ΑΔΜΗΕ, «Σύστημα - Περιγραφή- Χάρτης Γραμμών Μεταφοράς,» ΑΔΜΗΕ, 1 9 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/systima/perigrafi/hartis-grammon>. [Πρόσβαση 31 10 2022].
- [33] ΔΕΔΔΗΕ, «ΔΕΔΔΗΕ - Αποστολή Στόχοι,» ΔΕΔΔΗΕ, 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://deddie.gr/el/deddie/i-etaireia/apostolistoxoi/>. [Πρόσβαση 29 10 2022].
- [34] ΔΕΔΔΗΕ, «Βασικά μεγέθη του δικτύου διανομής ηλεκτρισμού,» ΔΕΔΔΗΕ, 30 12 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://deddie.gr/el/deddie/to-diktuo-ilektrismou/vasika-megethi-tou-diktuou-ilektrismou/>. [Πρόσβαση 30 10 2022].
- [35] S. M. A. H. I. S. Oliver Schmidt, «Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,» *Joule*, τόμ. 3, αρ. 1, pp. 81-100, 2018.
- [36] M. S. B. L. a. C. C. Andrew Blakers, «A review of pumped hydro energy storage,» *Progress in Energy*, τόμ. 3, αρ. 2, p. 022003, 2021.
- [37] E. B. M. S. F. N. F. Haghghat, «Compressed air energy storage in integrated energy systems: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 167, p. 112701, 2022.
- [38] M. E. A. a. K. R. Pullen, «A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications,» *Applied Sciences*, τόμ. 286, αρ. 7, p. 21, 2017.
- [39] J. B. Goodenough, «How we made the Li-ion rechargeable battery,» *Nature Electronics*, τόμ. 204, αρ. 1, 2018.
- [40] A. E. E. d. C. D. C. R. E. J. A. S. T. M. d. P. G. B. José Helber Vinco, «Unfolding the Vanadium Redox Flow Batteries: An in-depth perspective on its components and current operation challenges,» *Journal of Energy Storage*, τόμ. 43, p. 103180, 2021.

- [41] C. B.-S. 4. h. By Ponor - Own work, «Photoelectric effect in a solid: ultraviolet light ejects electrons from a crystal.» 28 7 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Photoelectric\\_effect\\_in\\_a\\_solid\\_-\\_diagram.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Photoelectric_effect_in_a_solid_-_diagram.svg). [Πρόσβαση 13 1 2023].
- [42] Δ. Κωνσταντίνος, Φωτοβολταϊκά Συστήματα: από τη Θεωρία στη Πράξη, Αθήνα: ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΕΣ ΕΚΔΟΣΕΙΣ Ε.Μ.Π., 2013.
- [43] «p-n diode,» Wikipedia, 20 1 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/P%E2%80%93n\\_diode](https://en.wikipedia.org/wiki/P%E2%80%93n_diode). [Πρόσβαση 1 2 2023].
- [44] «p-n junction,» Wikipedia, 13 1 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/P%E2%80%93n\\_junction](https://en.wikipedia.org/wiki/P%E2%80%93n_junction). [Πρόσβαση 1 2 2023].
- [45] «Electron Hole,» Wikipedia, 26 11 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Electron\\_hole](https://en.wikipedia.org/wiki/Electron_hole). [Πρόσβαση 1 2 2023].
- [46] Σ. Παπαθανασίου, «Φωτοβολταϊκά Συστήματα - Σημειώσεις Μαθήματος,» σε *Φωτοβολταϊκά Συστήματα*, Αθήνα, ΕΜΠ, 2022.
- [47] I. w. s. o. P. P. G. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, «PHOTOVOLTAICS REPORT,» Fraunhofer Institute, Freiburg, 2022.
- [48] K.-Y. Chou, «Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic System Based on Reinforcement Learning,» *Sensors*, τόμ. 19, αρ. 22, November 2019.
- [49] Peter, «Why the Wafer Size is getting bigger and bigger? - Aoli Solar,» Aoli Solar, 5 2 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.aolisolar.com/why-the-wafer-is-getting-more-bigger-and-bigger/>. [Πρόσβαση 11 2 2023].
- [50] V. Shaw, «Big news as Zhonghuan Semiconductor unveils 12-inch super wafer,» PV Manufacturing, 16 8 2019. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2019/08/16/big-news-as-zhonghuan-semiconductor-unveils-12-inch-super-wafer/>. [Πρόσβαση 11 2 2023].
- [51] «Best Research Cell Efficiency Chart - Photovoltaic Research (NREL),» National Renewable Energy Laboratory, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. [Πρόσβαση 2 2 2023].
- [52] J. Marsh, «Monocrystalline VS polycrystalline Solar Panels,» Energysage, 22 9 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://news.energysage.com/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar/>. [Πρόσβαση 12 2 2023].
- [53] Wikipedia, «Grain Boundary,» Wikipedia, 30 1 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Grain\\_boundary](https://en.wikipedia.org/wiki/Grain_boundary). [Πρόσβαση 12 2 2023].
- [54] L. Jiang, S. Cui, P. Sun, Y. Wang και C. Yang, «Comparison of Monocrystalline and Polycrystalline Solar Modules,» σε *2020 IEEE 5th Information Technology and Mechatronics Engineering Conference (ITOEC)*, Web Event, 2020.
- [55] A. Romeo και E. Arregiani, «CdTe-Based Thin Film Solar Cells: Past, Present and Future,» *Energies*, τόμ. 14, αρ. 6, 2021.
- [56] †. J. A. C. a. P. V. K. Joseph S. Manser, «Intriguing Optoelectronic Properties of Metal Halide Perovskites,» *Chemical Reviews*, τόμ. 116, p. 12956–13008, 21 6 2016.
- [57] J.-W. L. H. S. J. H. S. a. N.-G. P. Jin Young Kim, «High-Efficiency Perovskite Solar Cells,» *Chemical Reviews*, τόμ. 120, αρ. 15, 2020.
- [58] T. S. Y. Y. Wan-Jian Yin, «Unique Properties of Halide Perovskites as Possible Origins of the Superior Solar Cell Performanc,» *Advanced Materials*, τόμ. 26, αρ. 27, 2014.
- [59] Wikipedia, «Air Mass - Astronomy,» Wikipedia, 18 1 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Air\\_mass\\_\(astronomy\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Air_mass_(astronomy)). [Πρόσβαση 27 2 2023].
- [60] S. Razaghy, «Air Mass(AM), one of the parameters that affect solar photovoltaic modules yield,» Energycentral, 17 5 2019. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://energycentral.com/c/cp/air-massam-one-parameters-affect-solar-photovoltaic-modules-yield>. [Πρόσβαση 27 2 2023].
- [61] C. e. a. Deline, «Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction,» Chicago, 2019.



- [62] Wikipedia, «Solar Inverter,» Wikipedia, 16 4 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Solar\\_inverter](https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_inverter). [Πρόσβαση 22 4 2023].
- [63] K. Vidyandandan, «An Overview of Factors Affecting the Performance of Solar PV Systems,» *Energy Scan*, αρ. 27, pp. 2-8, 1 2 2017.
- [64] JRC, «JRC PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM - EC,» EC, 1 3 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/). [Πρόσβαση 28 2 2023].
- [65] JRC, «PVGIS User Manual,» EC, 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en). [Πρόσβαση 27 2 2023].
- [66] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ), «Εθνικό Πλαίσιο,» ΥΠΕΝ, 22 2 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ypen.gov.gr/energeia/ape/nomothesia/ethniko-plaisio/>. [Πρόσβαση 29 2 2023].
- [67] OWID, «Our World in Data,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ourworldindata.org/search?q=Energy>.
- [68] S. P. M. D. I. J. German Ardul Munoz-Hernandez, *Modelling and Controlling Hydropower Plants*, 1 επιμ., London: Springer-Verlag, 2013, p. 301.
- [69] Voith, «HydroSchool Pumped Storage,» 2021.
- [70] Γ. Κ. Ι. Αναγνωστόπουλος, *2251 - Υδροηλεκτρική Ενέργεια*, Αθήνα: ΕΜΠ, 2023.
- [71] P. O. B. W. S. O. G. D. Einar Agnalt, «Experimental Study of a Low-Specific Speed Francis Model Runner during Resonance,» *Shock and Vibration*, τόμ. 2018, 2018.
- [72] Siemens, Voith, «Kaplan Turbine,» Voith Hydro Power Generation, 05 12 2005. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Kaplan\\_turbine#/media/File:S\\_vs\\_kaplan\\_schnitt\\_1\\_zoom.jpg](https://en.wikipedia.org/wiki/Kaplan_turbine#/media/File:S_vs_kaplan_schnitt_1_zoom.jpg). [Πρόσβαση 25 09 2023].
- [73] D. Gubler, «Retired turbine and generator at Amsteg power plant,» 9 9 2007. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Amsteg-stillgelegte-generatorgruppe.jpg>. [Πρόσβαση 25 9 2023].
- [74] S. e. a. Sariip, «The Potential of Micro-Hydropower Plant for Orang Asli Community in Royal Belum State Park, Perak, Malaysia,» 2016.
- [75] J. e. a. Chen, «A novel vertical axis water turbine for power generation from water pipelines,» *Energy*, τόμ. 54, pp. 184-193, 2013.
- [76] Ζ. Ι. Γ., *Ο Σχεδιασμός των ΥΗΣ Παραγωγής & ο Λειτουργικός τους ρόλος στο Ελληνικό Ηπειρωτικό Σύστημα - Η αντίστοιχη επίδραση των Διεθνών Συνδέσεων*, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2001.
- [77] Κ. Α., «Σύγχρονες Ηλεκτρικές Μηχανές,» ΕΜΠ - Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος - ΔΠΜΣ Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας - Εισαγωγή στα ΣΗΕ, Αθήνα, 2021.
- [78] I. H. Assosiation, «2023 World Hydropower Outlook,» IHA, 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://indd.adobe.com/view/92d02b04-975f-4556-9cfe-ce90cd2cb0dc>. [Πρόσβαση 03 10 2023].
- [79] V. Elena, «Hydropower EU COST Action - WG1 – Hydropower Role in Flexible Energy Synergies Work Program - Roundtable Event,» Zoom Event, 2023.
- [80] M. p. l. t. e. y. e. r. demografico, *BORRADOR DE ACTUALIZACIÓN DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2023-2030*, 2023.
- [81] ΠΑΑΕΥ, «ΠΡΟΚΗΡΥΞΗ Π.Α.Α.Ε.Υ. 1/2023 - ΠΡΩΤΗ (Α΄) ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΥΠΟΒΟΛΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΩΝ ΓΙΑ ΤΗ ΧΟΡΗΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΗΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΑΡΘΡΟ 143ΣΤ ΤΟΥ Ν. 4001/2011 (Α΄ 179),» ΠΑΑΕΥ, 16 6 2023. [Ηλεκτρονικό]. [Πρόσβαση 14 09 2023].
- [82] G. Thorton, «BESS Profitability Analysis in Greece - Energy & Resources,» Grant Thorton, 2023.
- [83] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2021*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022.

- [84] U. EIA, «Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2023,» US EIA, 1 4 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity\\_generation/pdf/AEO2023\\_LCOE\\_report.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation/pdf/AEO2023_LCOE_report.pdf). [Πρόσβαση 04 10 2023].
- [85] V. a. M. R. Ramasamy, «Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies,» NREL, 1 10 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80695.pdf>. [Πρόσβαση 05 10 2023].
- [86] Α. ε. α. Γάγλια, «Απόδοση Πειραματικής Φωτοβολταϊκής Εγκατάστασης-Βέλτιστης Κλίσης Φωτοβολταϊκών και Ωφέλιμη Ηλιακή Ενέργεια στις Ελληνικές Περιοχές,» σε *8ο Συνέδριο για τις ΑΠΕ*, Θεσσαλονίκη, 2006.
- [87] ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ, «Μια “ακτινογραφία” της ελληνικής αγοράς φωτοβολταϊκών 2010-2022,» HELAPCO, 1 11 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://helapco.gr/wp-content/uploads/Greek\\_PV\\_Market\\_Snapshot\\_HELAPCO\\_23Nov2022-1.pdf](https://helapco.gr/wp-content/uploads/Greek_PV_Market_Snapshot_HELAPCO_23Nov2022-1.pdf). [Πρόσβαση 07 10 2023].
- [88] ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ, «Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών για το 2022,» HELAPCO, 30 8 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://helapco.gr/wp-content/uploads/PV-stats\\_Greece\\_2022\\_30Aug2023.pdf](https://helapco.gr/wp-content/uploads/PV-stats_Greece_2022_30Aug2023.pdf). [Πρόσβαση 07 10 2023].
- [89] Ι. Γ. Αργυράκης, «Οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί της ΔΕΗ Α.Ε. και η συμβολή τους στην κάλυψη των Ενεργειακών Αναγκών της Χώρας,» σε *1ο Πανελλήνιο Συνέδριο Μεγάλων Φραγμάτων*, Λάρισα, 2008.
- [90] Ι. Γ. Αργυράκης, *Εκμετάλλευση των Υδροηλεκτρικών Σταθμών ως Έργων Πολλαπλού Σκοπού*, ΤΕΕ & Περιφερειακό Τμήμα Ηπείρου του ΤΕΕ, 2010.
- [91] S. S. N. W. P. Kichou, «Floating photovoltaics performance simulation approach,» *Heliyon*, p. 11, 25 11 2022.
- [92] IRENA, RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.
- [93] Ι. Αργυράκης, «Η Υδροηλεκτρική Παραγωγή της ΔΕΗ Α.Ε.» σε *Συνέδριο ΤΕΕ «Ενέργεια: Σημερινή Εικόνα – Σχεδιασμός – Προοπτικές»*, Αθήνα, 2010.
- [94] ΕΕΜΦ, Τα Φράγματα της Ελλάδας, Σ. Σ. Μαριάτζελα Νιφάκου, Επιμ., Αθήνα: ΕΕΜΦ, 2013, p. 130.
- [95] ΑΔΜΗΕ, «Μηνιαία Δελτία Ενέργειας | ΑΔΜΗΕ,» ΑΔΜΗΕ, 1 1 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/miniaia-deltia-energeias>. [Πρόσβαση 17 10 2023].
- [96] M. e. a. Raugai, «Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response,» *Energy Policy*, τόμ. 102, pp. 377-384, 2017.
- [97] C. e. a. Reichel, «CO2 Emissions of silicon PV modules - Impact of module design and production location,» σε *WCEP-8, 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Milan, 2022.
- [98] NREL, «Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics,» National Renewable Energy Laboratory, Denver, 2012.
- [99] IBERDROLA, «FLOATING PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY,» IBERDROLA, 1 1 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iberdrola.com/innovation/floating-photovoltaic>. [Πρόσβαση 27 3 2023].
- [100] Υ. Ανάπτυξης, Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα, Αθήνα: Υπουργείο Ανάπτυξης, 2009.
- [101] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), «ΡΑΕ - Τιμές και Χρεώσεις,» ΡΑΕ, 27 3 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/times-kai-xreoseis/>. [Πρόσβαση 27 3 2023].
- [102] ΔΕΗ ΑΕ, «Ελληνικό Χρηματιστήριο,» ΔΕΗ ΑΕ Διεύθυνση Επενδυτικών Σχέσεων, 23 3 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.athexgroup.gr/documents/10180/6973354/881\\_1899\\_2023\\_Greek\\_1.pdf/416bcea3-ed0f-47a8-aeb6-1d63fe2415e4](https://www.athexgroup.gr/documents/10180/6973354/881_1899_2023_Greek_1.pdf/416bcea3-ed0f-47a8-aeb6-1d63fe2415e4). [Πρόσβαση 27 3 2023].
- [103] Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης, «Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης,» ΔΑΠΕΕΠ, 2020-2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.dapeep.gr/>. [Πρόσβαση 22 04 2023].
- [104] I. H. Association, «2022 Hydropower Status Report,» IHA, 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.hydropower.org/publications/2022-hydropower-status-report>. [Πρόσβαση 21 4 2023].

- [105] U. E. I. Administration, «Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends,» U.S. Energy Information Administration, 18 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery\\_storage\\_2021.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage_2021.pdf). [Πρόσβαση 21 4 2023].
- [106] J. Scheffe, «Solar Time and Solar Time Python Calculator,» 10 7 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://faculty.eng.ufl.edu/jonathanscheffe/wp-content/uploads/sites/100/2020/08/Solar-Time1419.pdf>. [Πρόσβαση 1 11 2023].
- [107] Π. Αγγελική, «ΟΙΚΟΝΟΜΕΤΡΙΑ - Ενότητα 11: Αυτοσυσχέτιση,» ΑΠΘ, [Ηλεκτρονικό]. Available: [http://users.auth.gr/agpapana/Econometrics\\_Lectures/Lecture11\\_econometrics.pdf](http://users.auth.gr/agpapana/Econometrics_Lectures/Lecture11_econometrics.pdf). [Πρόσβαση 8 11 2022].
- [108] V. H. Holding, *Grid Stability and Energy Transition through Pumped Storage Hydro Plants*, Athens: Voith, 2021.
- [109] «Work Function,» Wikipedia, 7 12 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Work\\_function](https://en.wikipedia.org/wiki/Work_function). [Πρόσβαση 1 2 2023].
- [110] «Electron Affinity,» Wikipedia, 31 12 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Electron\\_affinity](https://en.wikipedia.org/wiki/Electron_affinity). [Πρόσβαση 1 2 2023].
- [111] A. Luque και S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering* (2nd ed.), John Wiley & Sons, Ltd., (2011).
- [112] Trading Economics, «EU Natural Gas,» TRADING ECONOMICS, 27 3 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>. [Πρόσβαση 27 3 2023].
- [113] SolarDesignGuide, «STC and NOCT – Solar Panel Test Conditions Explained,» SolarDesignGuide, 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://solarDesignGuide.com/stc-and-noct-solar-panel-test-conditions-explained/>. [Πρόσβαση 27 2 2023].
- [114] U. N. M. K. Lucas Sens, «Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines e Development by 2050,» *Renewable Energy*, τόμ. 185, pp. 525-537, 2022.
- [115] G. M. C. B. D. M. E. R. M. Eero Vartiainen, «Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity,» *Progress in Photovoltaics*, τόμ. 28, p. 439–453, 2020.
- [116] A. A.-V. a. F. N.-H. Daniel Lugo-Laguna, «A European Assessment of the Solar Energy Cost: Key Factors,» *sustainability*, τόμ. 13, αρ. 6, 2021.
- [117] The Economist, «Greece is a European success story - But the prime minister may not get much credit for it in the coming election,» Birmingham, 2023.
- [118] S. Z. H. M. Lopez, «Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain,» *Journal of Cleaner Production*, τόμ. 340, 2022.
- [119] N. K. K. Papakostas, «Heating and cooling degree-hours for Athens and Thessaloniki, Greece,» *Renewable Energy*, τόμ. 30, p. 1873–1880, 2005.
- [120] C.-Y. L. a. J. A., «Stochastic Modeling of the Levelized Cost of Electricity for Solar PV,» *Energies*, τόμ. 13, 2020.

## 9 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

### 9.1 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α – ΜΟΝΑΔΕΣ – ΠΟΛΛΑΠΛΑΣΙΑ

#### Βασικές Μονάδες Ενέργειας

1MToe (Million Tons of Oil Equivalent)	11.63TWh	$1.163 \times 10^{13}$ Wh
1TWh (Terra Watt hour)	3600 TJ	$3.6 \times 10^{15}$ J
1 Gcal (Giga Cal)	4.187 GJ	$4.187 \times 10^{12}$ J
1TJ (Terra Joule)	0.238845897 Tcal	$\sim 2.388 \times 10^{11}$ cal

#### Πολλαπλάσια

Exa	E	$10^{18}$
Peta	P	$10^{15}$
Tera	T	$10^{12}$
Giga	G	$10^9$
Mega	M	$10^6$
Kilo	k	$10^3$

#### Βασικές Μονάδες – Θεμελιωδών Μεγεθών.

Quantity	SI	SI (mm)	US Unit (ft)	US Unit (inch)
Length	m	mm	ft	in
Force	N	N	lbf	lbf
Mass	kg	tonne ( $10^3$ kg)	slug	lbf s <sup>2</sup> /in
Time	s	s	s	s
Stress	Pa (N/m <sup>2</sup> )	MPa (N/mm <sup>2</sup> )	lbf/ft <sup>2</sup>	psi (lbf/in <sup>2</sup> )
Energy	J	mJ ( $10^{-3}$ J)	ft lbf	in lbf
Density	kg/m <sup>3</sup>	tonne/mm <sup>3</sup>	slug/ft <sup>3</sup>	lbf s <sup>2</sup> /in <sup>4</sup>

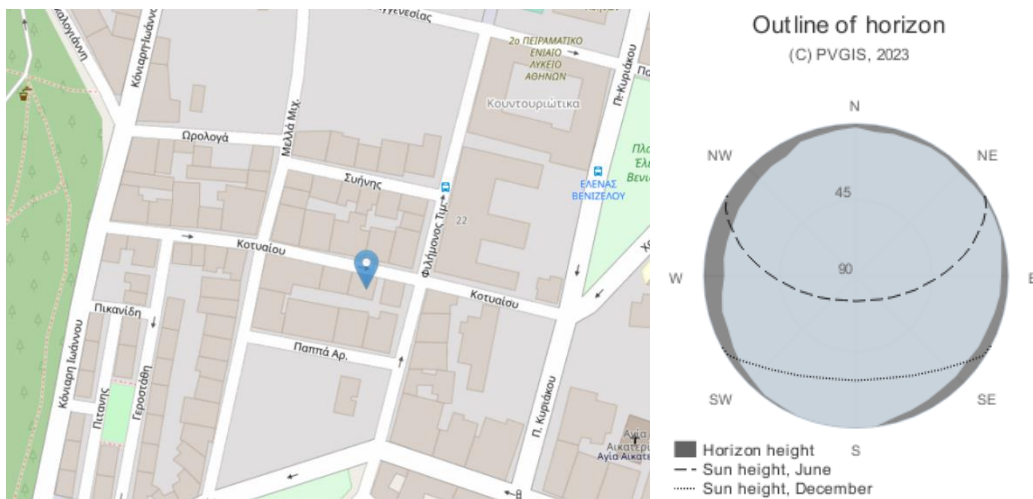
## 9.2 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β – ΤΑΧΕΙΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ ΑΠΟΔΟΣΗΣ Φ/Β ΠΑΡΚΟΥ

Παρουσιάζονται οι ταχείς υπολογισμοί απόδοσης ενός Φ/Β πάρκου ισχύος 1kWp όπως αυτοί προκύπτουν από τη χρήση του διαδικτυακού εργαλείου που αναπτύχθηκε για λογαριασμό της Ευρωπαϊκής Επιτροπής από το Κοινό Κέντρο Ερευνών (JRC) και βρίσκεται στην ιστοθέση [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_Tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_Tools/en/)

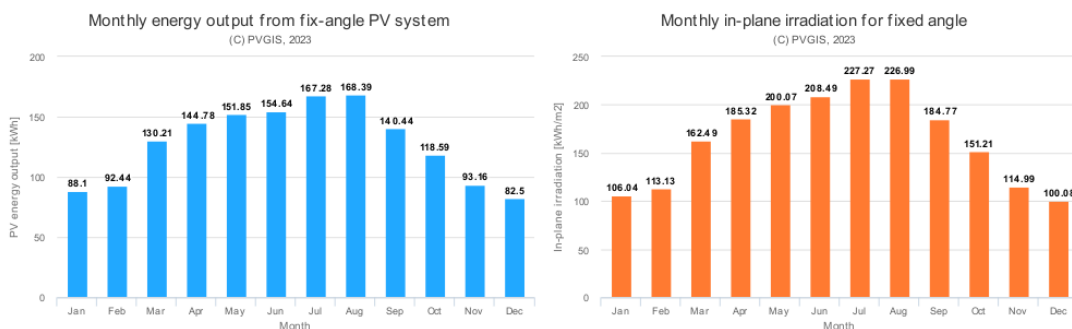
Το συγκεκριμένο βοήθημα αποτελεί εργαλείο για μία αρχική εκτίμηση των συνθηκών του πεδίου που μπορεί να αναπτυχθεί ένα πάρκο και δίνει τη δυνατότητα για «βελτιστοποίηση» της γωνίας των Φ/Β πλαισίων ως προς το οριζόντιο επίπεδο και το αζιμούθιο λαμβάνοντας υπόψη την τοπογραφία της περιοχής, χωρίς να συμπεριλαμβάνονται ιδιαίτερα αντικείμενα που προκαλούν πρόσθετες, πέραν της τυπικής τοπογραφίας, σκιάσεις.

### 9.2.1 Θέση 1<sup>η</sup> – Εντός του Αστικού Τοπίου

Επιλέγεται η 1<sup>η</sup> θέση με τα δεδομένα και τα βασικά αποτελέσματα του Πίν. 9-1. Η θέση αυτή και ο ορίζοντας της παρουσιάζεται στο Σχ. 9-1. Η 1<sup>η</sup> θέση βρίσκεται στην περιοχή των Αθηνών και εντός του αστικού περιβάλλοντος. Η εκτίμηση της παραγωγής και η προσπίπτουσα ακτινοβολία για τις «βέλτιστες» τιμές κλίσης και προσανατολισμού παρουσιάζονται στο Σχ. 9-2.



Σχ. 9-1: Θέση 1<sup>ο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Ορίζοντας – Περιοχή Αθηνών



Σχ. 9-2: Θέση 1<sup>ο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία.

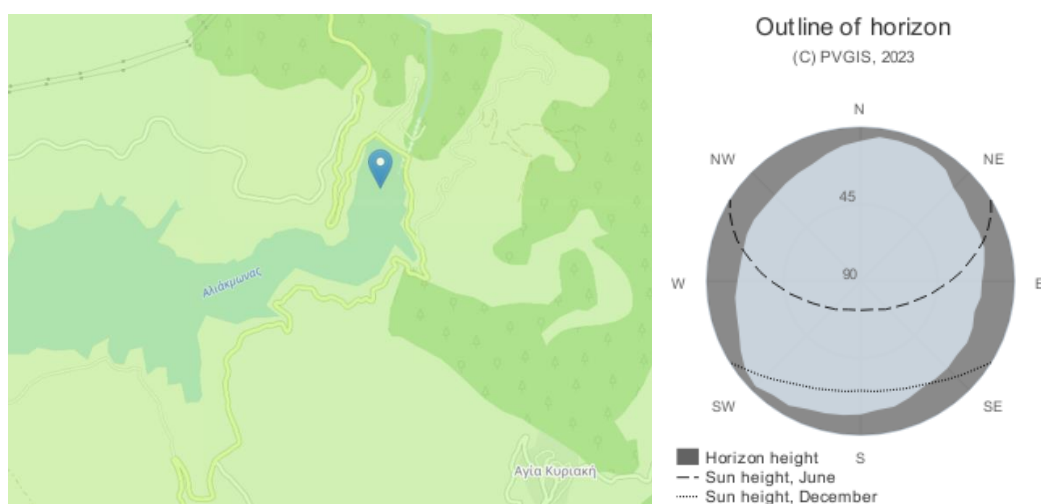
Simulation inputs:	
Location [Lat/Lon]:	37.985,23.753
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Unit Cost	600
Interest	6%
Life Time	25y
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	32 (opt)
Azimuth angle [°]:	-4 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1532.39
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sub>2</sub> ]:	1980.74
Year-to-year variability [kWh]:	38.87
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.7
Spectral effects [%]:	0.45
Temperature and low irradiance [%]:	-7.96
Total loss [%]:	-22.64
PV electricity cost [per kWh]:	0.038

Πίν. 9-1 Θέση 1<sup>ο</sup> Σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα.

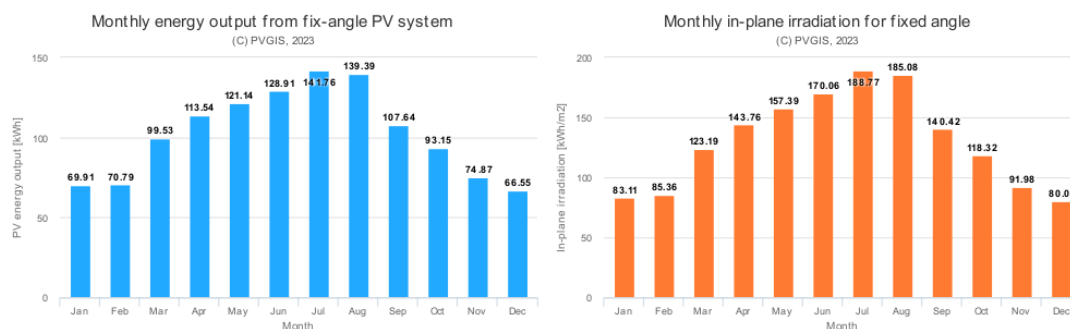
Για κόστος ανά 1kWp ίσο με 600€, επιτόκιο στο 6% και χρόνο ζωής 25 έτη το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται σε 38€/MWh. Με βάση την τυπική απόδοση της επένδυσης η εκτιμώμενη παραγωγή ανέρχεται σε 38.3MWh (χωρίς να λογίζεται η απώλεια της απόδοσης) με τυπική απόκλιση 194.35kWh. Με μέση απώλεια της απόδοσης μετατροπής ίση με 0.5% το έτος η μέση ετήσια παραγωγή σε βάθος 25 ετών και η συνολική παραγωγή για κάθε kWp εγκατεστημένης ισχύος προκύπτουν ίσες με 1440.45kWh και 36.011MWh αντίστοιχα.

### 9.2.2 Θέση 2<sup>η</sup> – Λίμνη Πολυφύτου

Επιλέγεται η 2<sup>η</sup> θέση με τα δεδομένα και τα βασικά αποτελέσματα του Πίν. 9-2. Η θέση αυτή και ο ορίζοντας της παρουσιάζεται στο Σχ. 9-3. Η 2<sup>η</sup> θέση βρίσκεται στην περιοχή του Πολυφύτου και εντός του ταμιευτήρα της λίμνης. Η εκτίμηση της παραγωγής και η προσπίπτουσα ακτινοβολία για τις «βέλτιστες» τιμές κλίσης και προσανατολισμού παρουσιάζονται στο Σχ. 9-4.



Σχ. 9-3: Θέση 2<sup>ο</sup> Σημείου για ταχύ υπολογισμό – Ορίζοντας – Λίμνη Πολυφύτου



Σχ. 9-4: Θέση 2<sup>ο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία.

Simulation inputs:	
Location [Lat/Lon]:	40.300,22.100
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Unit Cost	600
Interest	6%
Life Time	25y
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	32 (opt)
Azimuth angle [°]:	-6 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1228.41
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sub>2</sub> ]:	1569
Year-to-year variability [kWh]:	58.46
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.74
Spectral effects [%]:	1.03
Temperature and low irradiance [%]:	-7.35
Total loss [%]:	-21.71
PV electricity cost [per kWh]:	0.048

Πίν. 9-2 Θέση 2<sup>ο</sup> σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα.

Για κόστος ανά 1kWp ίσο με 600€, επιτόκιο στο 6% και χρόνο ζωής 25 έτη το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται σε 48€/MWh για τη 2<sup>η</sup> θέση. Με βάση την τυπική απόδοση της επένδυσης η εκτιμώμενη παραγωγή ανέρχεται σε 30.7MWh (χωρίς να λογίζεται η απώλεια της απόδοσης) με τυπική απόκλιση 292.3kWh. Με μέση απώλεια της απόδοσης μετατροπής ίση με 0.5% το έτος η μέση ετήσια παραγωγή σε βάθος 25 ετών και η συνολική παραγωγή για κάθε kWp εγκατεστημένης ισχύος προκύπτουν ίσες με 1.154MWh και 28.868MWh αντίστοιχα.

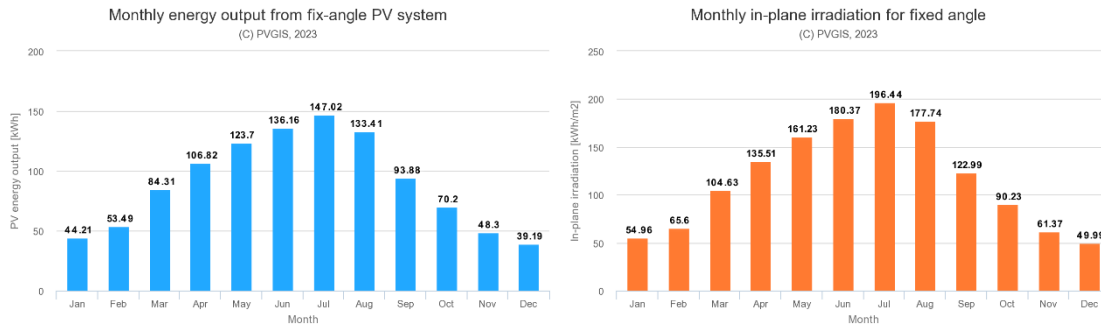
Για τη θέση εντός του ταμειυτήρα του Πολυφύτου εξετάζεται η λύση της οριζόντιας τοποθέτησης των Φ/Β πλαισίων εντός του ταμειυτήρα. Επίσης εξετάζεται η τοποθέτηση των Φ/Β πλαισίων με κλίση 15° και βελτιστοποίηση για το αζιμούθιο.

Στην περίπτωση της οριζόντιας τοποθέτησης και για κόστος ανά 1kWp ίσο με 800€ (αυξημένο κατά 33% σε σχέση με το κόστος βάσης), επιτόκιο στο 6% και χρόνο ζωής 25 έτη το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται σε 73€/MWh για τη 2<sup>η</sup> θέση. Για τοποθέτηση με κλίση 15<sup>ο</sup> [99] το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται σε 67€/MWh.

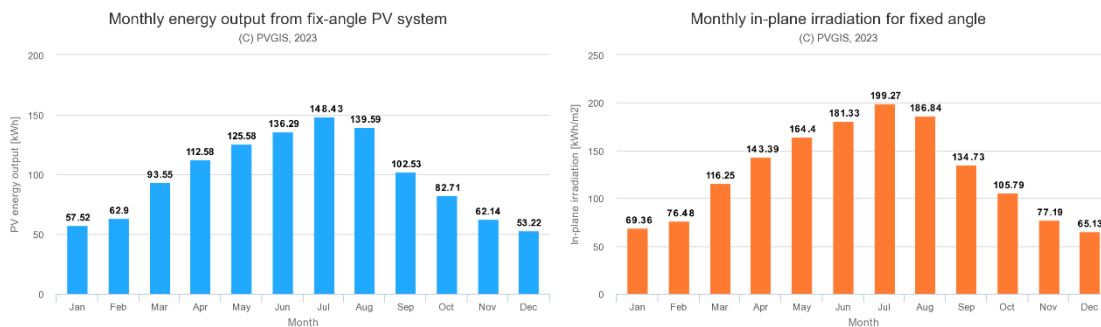
98 Η συνήθης γωνία τοποθέτησης ως προς την οριζόντιο είναι 11° [108]. Στην παρούσα εργασία λαμβάνεται η γωνία αυτή ίση με 15°.

Με βάση την τυπική απόδοση της επένδυσης η εκτιμώμενη παραγωγή υπολογίζεται σε 29.4MWh με τυπική απόκλιση 260kWh για την τοποθέτηση σε κλίση 15° και σε 27MWh με τυπική απόκλιση 216kWh για την οριζόντια τοποθέτηση.

Με μέση απώλεια της απόδοσης μετατροπής ίση με 0.5% το έτος η μέση ετήσια παραγωγή σε βάθος 25 ετών και η συνολική παραγωγή για κάθε kWp εγκατεστημένης ισχύος προκύπτουν ίσες με 1.110MWh και 27.758MWh για κλίση 15° και 1.019MWh και 25.486MWh για οριζόντια τοποθέτηση.



Σχ. 9-5: Θέση 2<sup>ο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία. – 0° κλίση προς τον ορίζοντα και αζιμούθιο.



Σχ. 9-6: Θέση 2<sup>ο</sup> σημείου για ταχύ υπολογισμό – Εκτίμηση Παραγωγής – Προσπίπτουσα Ακτινοβολία. – 15° κλίση προς τον ορίζοντα και -5° αζιμούθιο.

Simulation inputs:	
Location [Lat/Lon]:	40.300,22.100
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Unit Cost	800
Interest	6%
Life Time	25y
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	0
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	1080.7
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1401.06
Year-to-year variability [kWh]:	43.24
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-3.45
Spectral effects [%]:	0.93
Temperature and low irradiance [%]:	-7.96
Total loss [%]:	-22.87
PV electricity cost [per kWh]:	0.073

Πίν. 9-3 Θέση 2<sup>ο</sup> σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα. – 0° κλίση προς τον ορίζοντα και αζιμούθιο.



Simulation inputs:	
Location [Lat/Lon]:	40.300,22.100
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Unit Cost	800
Interest	6%
Life Time	25y
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	15
Azimuth angle [°]:	-5
Yearly PV energy production [kWh]:	1177.04
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sub>2</sub> ]:	1520.15
Year-to-year variability [kWh]:	52.01
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.93
Spectral effects [%]:	0.98
Temperature and low irradiance [%]:	-8.15
Total loss [%]:	-22.57
PV electricity cost [per kWh]:	0.067

*Πίν. 9-4 Θέση 2<sup>ο</sup> σημείου – Δεδομένα - Αποτελέσματα. – 15° κλίση προς τον ορίζοντα και -5° αζιμούθιο.*

## 9.3 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ - ΠΡΟΣΩΡΙΝΟΣ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΣ ΕΠΙΣΤΡΟΦΗΣ ΕΣΟΔΩΝ ΑΓΟΡΑΣ ΕΠΟΜΕΝΗΣ ΗΜΕΡΑΣ ΚΑΙ ΕΝΔΟΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΑΓΟΡΑΣ

### 9.3.1 Εισαγωγή

Με τους Ν. 4951/2022 της 4/7/2022, Ν. 4964/2022 της 30/7/2022, Ν. 4986/2022 της 28/10/2022, Ν. 5007/2022 της 23/12/2022 και 5027/2023 της 3/3/2023 θεσπίστηκε προσωρινός μηχανισμός επιστροφής μέρους των εσόδων των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας όπως τα έσοδα αυτά προκύπτουν από τις εκκαθαρίσεις την προ-ημερήσιας αγοράς (αγοράς επομένης ημέρας) και της ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας<sup>99</sup>. Ο μηχανισμός αυτός κρίθηκε απαραίτητος για την αντιμετώπιση των συνεπειών της πρόσφατης ενεργειακής κρίσης. Ειδικότερα σύμφωνα με την ιστοσελίδα της ΡΑΕ<sup>100</sup>:

«...Σύμφωνα με το άρθρο 12Α του νόμου 4425/2016 (Α'185) θεσπίζεται Προσωρινός Μηχανισμός Επιστροφής Μέρους Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς, ο οποίος εφαρμόζεται από τον Ιούλιο 2022 έως την 1η Ιουνίου 2023. Η ΡΑΕ δημοσιεύει στην ιστοσελίδα της τα δεδομένα της εφαρμογής του εν λόγω μηχανισμού. Ειδικότερα, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην Υπουργική Απόφαση υπ' αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/70248/2434 (ΦΕΚ Β' 3517 06.07.2022)<sup>101</sup> με θέμα «Καθορισμός μεθοδολογίας και μαθηματικού τύπου, για τον υπολογισμό της διοικητικά καθοριζόμενης μοναδιαίας τιμής για κάθε κατηγορία μονάδων παραγωγής και για τα χαρτοφυλάκια Α.Π.Ε. στο πλαίσιο της λειτουργίας του Προσωρινού Μηχανισμού Επιστροφής Μέρους Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας του άρθρου 12Α του ν.4425/2016 (Α'185).», ο Φορέας Εκκαθάρισης υπολογίζει και αποστέλλει στη ΡΑΕ σε μηνιαία βάση τις Ρυθμιζόμενες Τιμές Εσόδων Παραγωγών του Προσωρινού Μηχανισμού Επιστροφής Μέρους Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας Ενδοημερήσιας Αγοράς, τις οποίες η ΡΑΕ αναρτά στην ιστοσελίδα της....»

Βασικός στόχος του προσωρινού μηχανισμού ήταν ο καθορισμός τιμών ενδεικτικού κόστους ανά τεχνολογία ώστε μέρος των κερδών που παράγονταν από τη λειτουργία της αγοράς να χρηματοδοτούσαν τον μηχανισμό οικονομικής στήριξης των καταναλωτών έναντι των αυξημένων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας. Από τον συγκεκριμένο μηχανισμό εξαιρέθηκαν οι θερμικές μονάδες που βρίσκονται εγκατεστημένες στο Μικρό Συνδεδεμένο Σύστημα (Μ.Σ.Σ.) της Κρήτης, οι ΑΠΕ που είχαν συνάψει συμβόλαια λειτουργικής ενίσχυσης και οι ΣΗΘΥΑ.

### 9.3.2 Νομικό Καθεστώς

Για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά και τις ΑΠΕ οι ανώτατες τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ορίστηκαν σε  $RPRP_{BigHydro} = 112.00\text{€/MWh}$  και  $RPRP_{RES} = 85.00\text{€/MWh}$  αντίστοιχα (άρθρο 3 της ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/70248/2434).

Για τον υπολογισμό των τιμών πλαφόν για τις λιγνιτικές και μονάδες Φ.Α. χρησιμοποιήθηκαν τύποι που λαμβάνουν υπόψη το κόστος καυσίμου, τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και το κόστος συντήρησης και λειτουργίας.

<sup>99</sup> <https://www.kodiko.gr/nomothesia/diataksi/803764>

<sup>100</sup> <https://www.rae.gr/rithmizomenes-times/>

<sup>101</sup> <https://www.nomotelia.gr/photos/File/3517b-22.pdf>

Οι σχέσεις υπολογισμού των Ρυθμιζόμενων Τιμών Εσόδων Παραγωγών (Regulated Producer Revenue Prices (RPRP)) για τις λιγνιτικές μονάδες και τις μονάδες Φ.Α. δίνονται ως ακολούθως (άρθρο 2 της ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/70248/2434):

$$Eq. 9-1 \quad RPRP_{Lignite} = \frac{FC_{Lignite}}{AUE_{Lignite}} + AGHGC \cdot AEGHGF_{Lignite} + FCOM_{Lignite}$$

$$Eq. 9-2 \quad RPRP_{CCGT} = \frac{FC_{NG} + OC_{NG}}{CLHV \cdot AUE_{CCGT}} + AGHGC \cdot AEGHGF_{CCGT} + FCOM_{CCGT}$$

$$Eq. 9-3 \quad RPRP_{OCGT} = \frac{FC_{NG} + OC_{NG}}{CLHV \cdot AUE_{OCGT}} + AGHGC \cdot AEGHGF_{OCGT} + FCOM_{OCGT}$$

Οι σχέσεις Eq. 9-2 και Eq. 9-3 με το άρθρο 2 της ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/115180/4229 (ΦΕΚ Β' 5649 04.11.2022) τροποποιήθηκαν ως:

$$Eq. 9-4 \quad RPRP_{CCGT} = \frac{FC_{NG} + OC_{NG} + SL62}{CLHV \cdot AUE_{CCGT}} + AGHGC \cdot AEGHGF_{CCGT} + FCOM_{CCGT}$$

$$Eq. 9-5 \quad RPRP_{OCGT} = \frac{FC_{NG} + OC_{NG} + SL62}{CLHV \cdot AUE_{OCGT}} + AGHGC \cdot AEGHGF_{OCGT} + FCOM_{OCGT}$$

Όπου,  $RPRP_{Lignite}$  η Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού για ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από την καύση λιγνίτη εκφρασμένη σε €/MWh<sub>el</sub>,  $RPRP_{CCGT}$  και  $RPRP_{OCGT}$  οι αντίστοιχες τιμές για ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από τη καύση φυσικού αερίου σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου και ανοιχτού κύκλου αντίστοιχα,  $FC_{Lignite}$  και  $FC_{NG}$  το κόστος του λιγνίτη και του Φυσικού Αερίου ανά θερμική MWh,  $OC_{NG}$  τα λοιπά κόστη του Φυσικού Αερίου,  $AUE_{BROWN COAL}$ ,  $AUE_{CCGT}$  και  $AUE_{OCGT}$  οι μέσοι βαθμοί απόδοσης μονάδων λιγνίτη μετά τις ιδιοκαταναλώσεις, Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου και Φυσικού Αερίου Ανοιχτού Κύκλου αντίστοιχα,  $CLHV$  ο συντελεστής κατώτερης θερμογόνου δύναμης του Φυσικού Αερίου,  $SL62$  η ειδική εισφορά του άρθρου 62 του ν. 4986/2022, εκφραζόμενη σε €/MWh φυσικού αερίου ανώτερης θερμογόνου δύναμης,  $AGHGC$  η μέση τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub> εκφρασμένη σε €/tCO<sub>2</sub>,  $AEGHGF_{BROWN COAL}$ ,  $AEGHGF_{CCGT}$  και  $AEGHGF_{OCGT}$  ο μέσος συντελεστής εκπομπών CO<sub>2</sub> εκφραζόμενος σε tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub> για τις μονάδες λιγνίτη, Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου και Φυσικού Αερίου Ανοιχτού Κύκλου αντίστοιχα και  $FCOM_{BROWN COAL}$ ,  $FCOM_{CCGT}$  και  $FCOM_{OCGT}$  το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκφραζόμενο σε €/MWh ηλεκτρικής παραγωγής μετά τις ιδιοκαταναλώσεις, για τις μονάδες λιγνίτη, Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου και Φυσικού Αερίου Ανοιχτού Κύκλου αντίστοιχα.

Σύμφωνα με την νομοθεσία (άρθρο 2 της ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/70248/2434 και της ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/115180/4229) η μέση τιμή του Φ.Α. ( $FC_{NG}$ ) προκύπτει ως: «Ο αριθμητικός μέσος όρος του προϊόντος *EUA Futures* για τις ημέρες του μήνα που προηγούνται της ημέρας υπολογισμού, όπως υπολογίζεται από τον Φορέα Εκκαθάρισης, με τη χρήση των ημερήσιων τιμών που ανακοινώνονται από το *Intercontinental Exchange (ICE)* για τη σειρά με λήξη τον Δεκέμβριο του έτους του μήνα εφαρμογής (δηλαδή λήξη το Δεκέμβριο του 2022 για τους μήνες εφαρμογής Ιούλιο έως Δεκέμβριο 2022, και λήξη το Δεκέμβριο του 2023 για τους μήνες εφαρμογής Ιανουάριο έως Ιούνιο του 2023) στη ιστοσελίδα του, στρογγυλοποιημένος σε δύο (2) δεκαδικά ψηφία».

Επίσης η μέση τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub> ( $AGHGC$ ) προκύπτει ως: «Ο αριθμητικός μέσος όρος εκφρασμένος σε 2 δεκαδικά, των ημερήσιων μέσων τιμών *TTF* για τον μήνα παράδοσης (*m*), που ταυτίζεται με το μήνα εφαρμογής, κατά τις εργάσιμες ημέρες Λονδίνου *H.B.* του αμέσως

προηγούμενου μήνα ( $m-1$ ) από τον μήνα παράδοσης, όπως αυτές προκύπτουν κάθε ημέρα ως μέσος όρος, εκφρασμένος σε 2 δεκαδικά, των τιμών Bid και Offer που δημοσιεύονται στο περιοδικό «ICIS European Spot Gas Markets» στον πίνακα «TTF Price Assessment €/MWh», και αφορούν τις ημέρες του μήνα ( $m-1$ ) που προηγούνται της ημέρας υπολογισμού.»

Το κόστος του λιγνίτη ορίστηκε σε 20€/MWh, οι συντελεστές απόδοσης μετά τις ιδιοκαταναλώσεις ορίστηκαν σε 28.5%, 50% και 35% για τις μονάδες Λιγνίτη, Φ.Α. συνδυασμένου κύκλου και Φ.Α. ανοιχτού κύκλου. Οι συντελεστές εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ορίστηκαν σε 1.38 tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub>, 0.38 tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub> και 0.54 tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub> για τις μονάδες με καύσιμο λιγνίτη και τις μονάδες Φ.Α. Συνδυασμένου και Ανοιχτού κύκλου αντίστοιχα. Το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης ορίστηκε σε 22€/MWh, 3€/MWh και 3.5€/MWh για τις μονάδες με καύσιμο λιγνίτη και τις μονάδες Φ.Α. Συνδυασμένου και Ανοιχτού κύκλου αντίστοιχα. Το επιπλέον κόστος για το Φ.Α. ορίστηκε στα 3.5€/MWh και ο συντελεστής κατωτέρας θερμογόνου δύναμης του Φυσικού Αερίου σε 0.90. Τέλος η ειδική εισφορά του άρθρου 62 του Ν. 4986/2022, εκφραζόμενη σε €/MWh φυσικού αερίου ανωτέρας θερμογόνου δύναμης ορίστηκε με την ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/115180/4229 του 2022 σε 10€/MWh και στη συνέχεια με την ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/28266/608 του 2023 (ΦΕΚ Β 1693, 20/03/2023) σε «πέντε τοις εκατό (5%) του αριθμητικού μέσου όρου εκφρασμένου σε δύο (2) δεκαδικά, των ημερήσιων μέσων τιμών «Title Transfer Facility» («TTF») για τον μήνα παράδοσης (« $m$ »), που ταυτίζεται με το μήνα εφαρμογής, κατά τις εργάσιμες ημέρες Λονδίνου του αμέσως προηγούμενου μήνα (« $m-1$ ») από τον μήνα παράδοσης, όπως αυτές προκύπτουν κάθε ημέρα ως μέσος όρος, εκφρασμένος σε δύο «2» δεκαδικά, των τιμών «Bid» και «Offer» που δημοσιεύονται στο περιοδικό «Independent Commodity Intelligence Services (ICIS) European Spot Gas Markets» στον πίνακα «TTF Price Assessment €/MWh» και αφορούν τις ημέρες του μήνα (« $m-1$ ») που προηγούνται της ημέρας υπολογισμού, με μέγιστο ποσό τα δέκα (10) ευρώ ανά μεγαβατώρα Ανώτερης Θερμογόνου Δύναμης Φυσικού Αερίου και υπολογίζεται επί της ποσότητας φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται από κάθε υπόχρεο παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.»<sup>102</sup>

### 9.3.3 Ρυθμιζόμενη τιμή εσόδου παραγωγού – Ανάλυση Κόστους

Στον Πίν. 9-5, δίνονται οι μηνιαίες τιμές του κόστους του Φ.Α. για τους μήνες Ιούλιο 2022 έως και Μάιο 2023 (εκφρασμένο σε €/MWh), το κόστος των δικαιωμάτων ρύπων (εκφρασμένο σε €/tCO<sub>2</sub>) και η τιμή της ειδικής εισφοράς (εκφρασμένη σε €/MWh). Τους μήνες από Ιούλιο του 2022 έως και Ιανουάριο του 2023 η μέση τιμή του Φ.Α. ανά MWh ξεπέρασε τα 100€/MWh με την τιμή του συγκεκριμένου καυσίμου να παρουσιάζει σημαντική μείωση τον Φεβρουάριο του 2023 όταν και η τιμή έπεσε στα 63.54€/MWh. Τους επόμενους 3 μήνες η τιμή μειώθηκε περαιτέρω σε 53€/MWh περίπου τον Μάρτιο και σε 43.82€/MWh και 42.20€/MWh τους μήνες Απρίλιο και Μάιο. Οι τιμές για τα δικαιώματα ρύπων την ίδια περίοδο κυμάνθηκαν από 68.82€/tCO<sub>2</sub> έως και 94.27€/tCO<sub>2</sub> σηματοδοτώντας την απαρχή μίας εποχής υψηλών τιμών για τα δικαιώματα εκπομπών και τερματίζοντας μία μακρά περίοδο χαμηλών τιμών από το 2007 έως και τα μέσα του 2020 (βλέπε Σχ. 9-29).

<sup>102</sup> <https://www.gsis.gr/sites/default/files/2023-03/%CE%A6%CE%95%CE%9A%201693%20%28254%29%20%28%CE%A5%CE%91%2013399%29.pdf>

Year	Month	FC <sub>ignite</sub>	FC <sub>NG</sub>	AGHGC	SL62	Remarks - Legal Framework
2022	07	20.00 €	109.91 €	84.14 €	- €	ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/70248/2434 (ΦΕΚ Β 3517 06/07/2022)
2022	08	20.00 €	168.95 €	82.03 €	- €	
2022	09	20.00 €	231.66 €	88.44 €	- €	
2022	10	20.00 €	205.34 €	70.81 €	- €	
2022	11	20.00 €	138.26 €	68.82 €	- €	
2022	11	20.00 €	138.26 €	68.82 €	10.0000 €	ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/115180/4229 (ΦΕΚ Β 5649 04/11/2022)
2022	12	20.00 €	117.09 €	75.59 €	10.0000 €	
2023	01	20.00 €	122.16 €	89.92 €	10.0000 €	
2023	02	20.00 €	63.54 €	82.20 €	10.0000 €	
2023	03	20.00 €	53.06 €	94.27 €	10.0000 €	ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/28266/608 (ΦΕΚ Β 1693 20/03/2023)
2023	03	20.00 €	52.30 €	95.00 €	2.6150 €	
2023	04	20.00 €	43.82 €	92.15 €	2.1910 €	
2023	05	20.00 €	42.20 €	93.40 €	2.1100 €	
2023	06	20.00 €	31.99 €	86.55 €	1.5995 €	
2023	07	20.00 €	32.15 €	87.56 €	1.6075 €	
2023	08	20.00 €	29.51 €	88.06 €	1.4755 €	
2023	09	20.00 €	34.83 €	86.07 €	1.7415 €	
2023	10	20.00 €	36.53 €	83.03 €	1.8265 €	

Πίν. 9-5: Τιμές άρθρου 62 του Ν. 4986/2022 (πηγή ΡΑΕ<sup>103</sup>)

Η χρονική εξέλιξη της ρυθμιζόμενης τιμής εσόδου παραγωγού για τις τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζεται στο Σχ. 9-7. Οι υψηλές τιμές του Φ.Α. την περίοδο από Ιούλιο 2022 έως και Ιανουάριο 2023 είχαν ως αποτέλεσμα και η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη να είναι οικονομικά συμφέρουσα τη συγκεκριμένη περίοδο. Η κατάσταση αυτή ανεστράφη μερικώς τον Φεβρουάριο του 2023 όταν οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου Φ.Α. κατέστησαν περισσότερο οικονομικές από το στόλο των λιγνιτικών μονάδων της χώρας και από τον Μάρτιο του 2023 πλήρως όταν ο συνδυασμός των υψηλών τιμών για τα δικαιώματα εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Μάρτιος 2023) και η περαιτέρω πτώση των τιμών του Φ.Α. στη συνέχεια κατέστησαν το στόλο των λιγνιτικών μονάδων μη ανταγωνιστικό. Ο συγκεκριμένος συνδυασμός (υψηλές τιμές για τα δικαιώματα αερίων του θερμοκηπίου – μικρή διαφορά κόστους ανά θερμική MWh μεταξύ του εγχώριου λιγνίτη και του εισαγόμενου Φ.Α.) καθιστά αναγκαία, εφόσον επιλεγεί η πολιτική διατήρησης μέρους του στόλου των λιγνιτικών μονάδων ως στρατηγική εφεδρεία τη διαμόρφωση ενός ιδιαίτερου νομικού πλαισίου με το οποίο θα υφίσταται μερική ή ολική εξαίρεση από το βάρος της αγοράς δικαιωμάτων αερίων του θερμοκηπίου η λειτουργία των μονάδων αυτών σε περιόδους ενεργειακής κρίσης. Καθώς το νέο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) για την περίοδο 2023-2032 βρίσκεται υπό επεξεργασία (αναμένεται να είναι έτοιμο στις αρχές του Φθινοπώρου του 2023), δεν μπορούν να γίνουν ασφαλείς εκτιμήσεις για τους χρόνους απόσυρσης των μονάδων λιγνίτη της χώρας ούτε για το μέλλον του ΑΗΣ Πτολεμαΐδας 5<sup>104</sup> ο οποίος εντάχθηκε στο σύστημα, περίοδος δοκιμών, τον Δεκέμβριο του 2022 εξαιτίας τεχνικών και συμβατικών θεμάτων, με αποτέλεσμα να μην είναι διαθέσιμος κατά την κρίσιμη περίοδο του καλοκαιριού και Φθινοπώρου του 2022. Παρόλο που ο συγκεκριμένος ΑΗΣ αναμένεται να έχει σημαντικά βελτιωμένα χαρακτηριστικά όσον αφορά την απόδοση του και κατ' επέκταση τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και χαμηλό κόστος συντήρησης και λειτουργίας σε σχέση με τους υφιστάμενους, το υψηλό αναπόσβεστο κεφαλαιακό κόστος ανεβάζει το σταθερό κόστος της μονάδας στα 69.87€/MWh<sub>el</sub> αν και εφόσον η μονάδα λειτουργήσει σύμφωνα με τις αρχικές

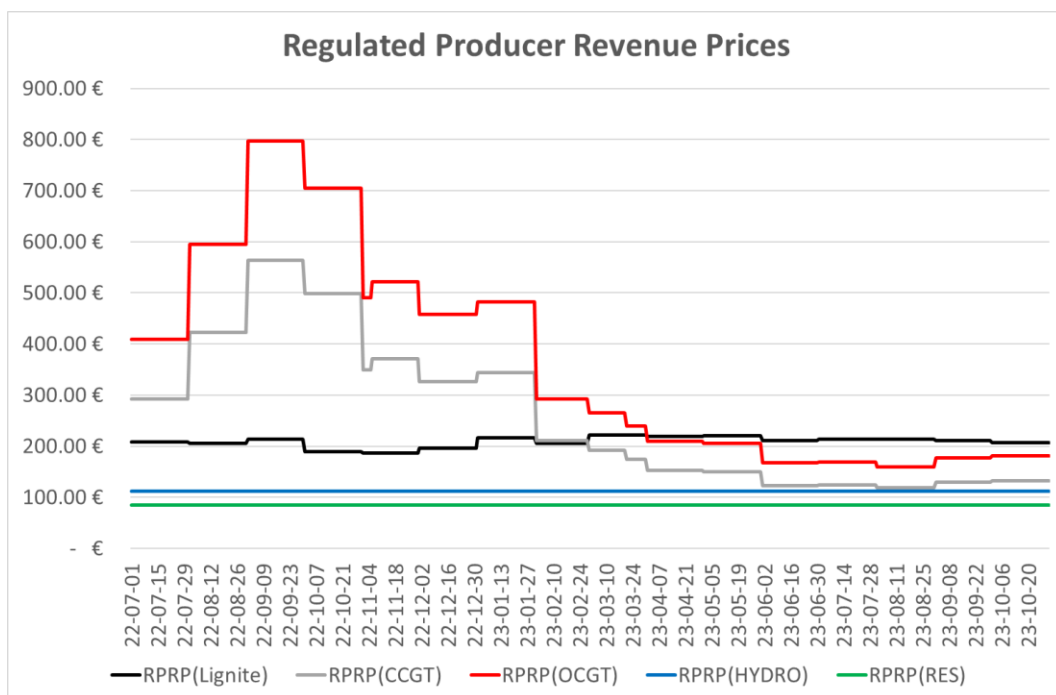
<sup>103</sup> Λιγνίτη, Φυσικού Αερίου και δικαιωμάτων Αερίων του Θερμοκηπίου και ειδικής εισφοράς <https://www.rae.gr/rithmizomenes-times/>

<sup>104</sup> Ο ΑΗΣ Πτολεμαΐδας 5, έχει ως εγγυημένη καθαρή απόδοση (με το καύσιμο αναφοράς) τιμή στο 41.5% (εγγυημένη τιμή σύμφωνα με την παρουσίαση στο ΔΣ της ΔΕΗ της 29.03.2013) και περί το 39% στο τεχνικό του ελάχιστο (εκτίμηση). Οι εκπομπές CO<sub>2</sub> εκτιμούνται σε 1.05tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub> με εκπομπές ρύπων NOX≤200mg/Nm<sup>3</sup>, σωματίδια≤10mg/Nm<sup>3</sup> και SO<sub>2</sub>≤150 mg/Nm<sup>3</sup>.

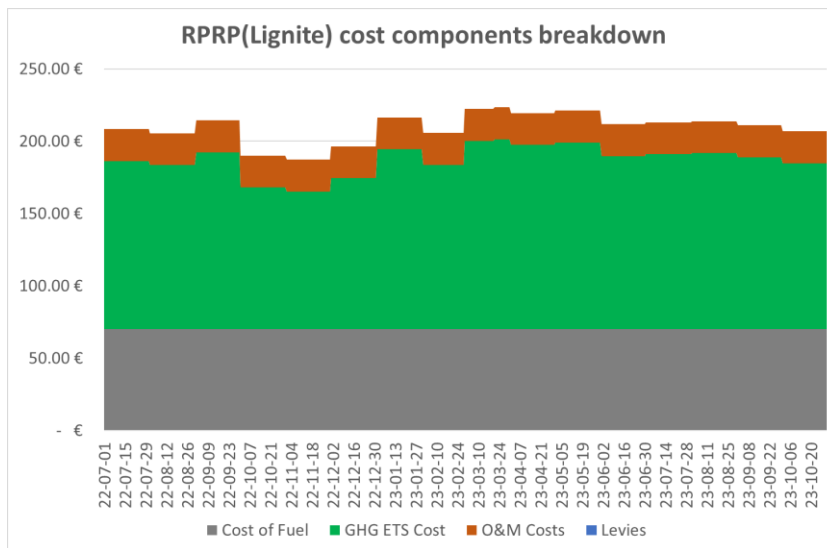
εκτιμήσεις της ΔΕΗ Α.Ε<sup>104</sup>. Ως αποτέλεσμα δεν αναμένεται η μονάδα αυτή να μεταβάλλει ουσιωδώς την ανταγωνιστικότητα της συγκεκριμένης τεχνολογίας κάτι που καθιστά αναγκαία τη λήψη ειδικών μέτρων για τη διατήρηση της συγκεκριμένης μονάδας στο ΣΗΕ του Διασυνδεδεμένου Δικτύου.

Η εξέλιξη της ρυθμιζόμενης τιμής εσόδου παραγωγού για τις τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής αναλυόμενο στις ομάδες που καθορίζουν το τελικό κόστος (κόστος καυσίμου, κόστος αγοράς δικαιωμάτων αερίων του θερμοκηπίου, κόστος λειτουργίας και συντήρησης και ειδική εισφορά παρουσιάζεται στο Σχ. 9-8 έως και το Σχ. 9-10. Σε αντίθεση με τη μονάδες τεχνολογίας Φ.Α. όπου ο βασικός παράγων κόστους είναι το κόστος του καυσίμου στην περίπτωση του στόλου των λιγνιτικών μονάδων της χώρας βασικός παράγων που καθορίζει το κόστος είναι το κόστος των δικαιωμάτων των αερίων του θερμοκηπίου.

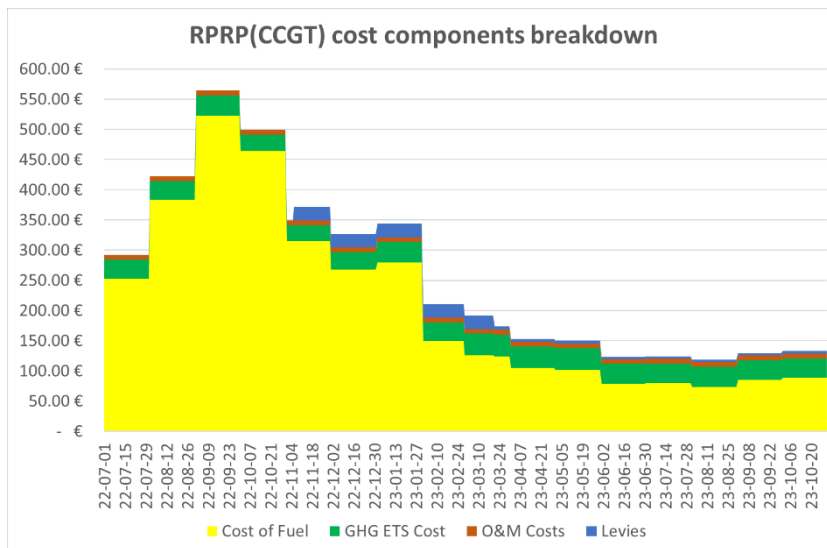
Τέλος η επιστροφή των εσόδων των διάφορων τεχνολογιών που καθόρισε ο προσωρινός μηχανισμός επιστροφής εσόδων αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς παρουσιάζεται στο Σχ. 9-11 έως και το Σχ. 9-15. Η επιστροφή της αγοράς Φ.Α. σε μία «κανονικότητα» και η μείωση της ευμεταβλητότητας της τιμής (βλέπε Σχ. 9-27) έχουν ως αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση του ύψους των επιστροφών των εσόδων των παραγωγών και ειδικότερα το μηδενισμό των επιστροφών εσόδων από τις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.



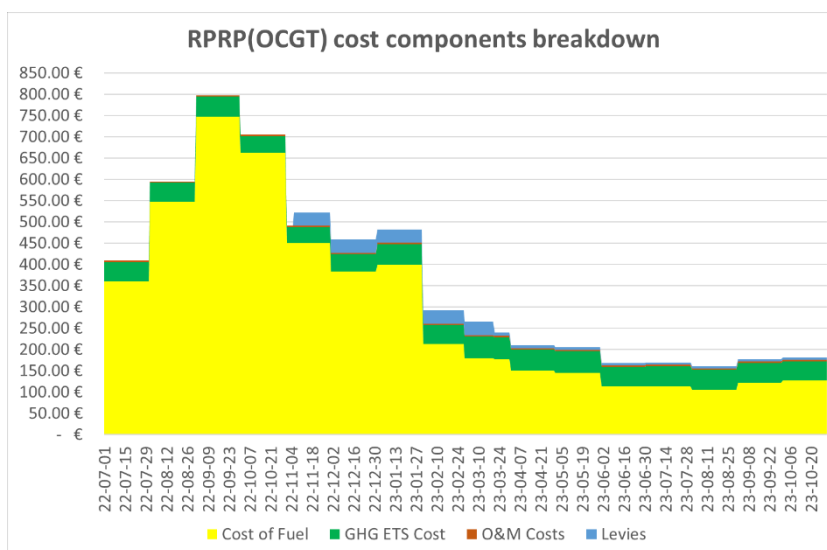
Σχ. 9-7: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού (πηγή ΠΑΕ).



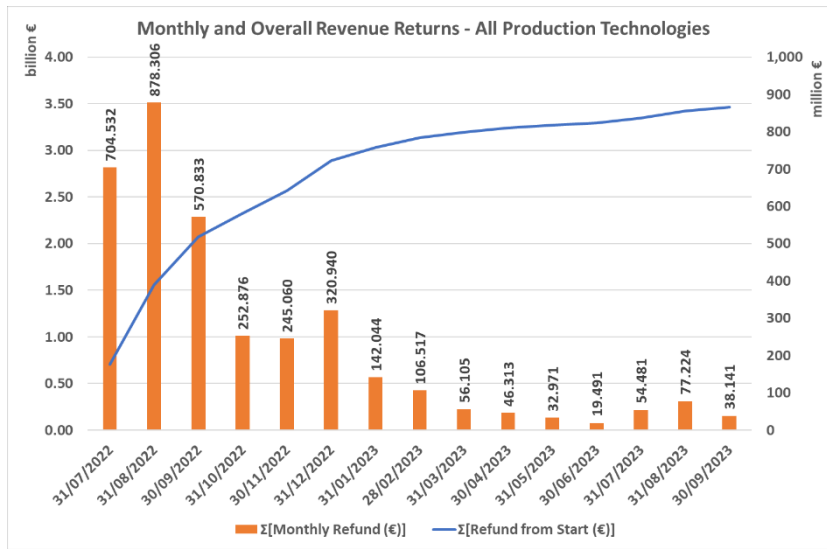
Σχ. 9-8: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού – Λιγνίτης – Ανάλυση κόστους (πηγή ΡΑΕ).



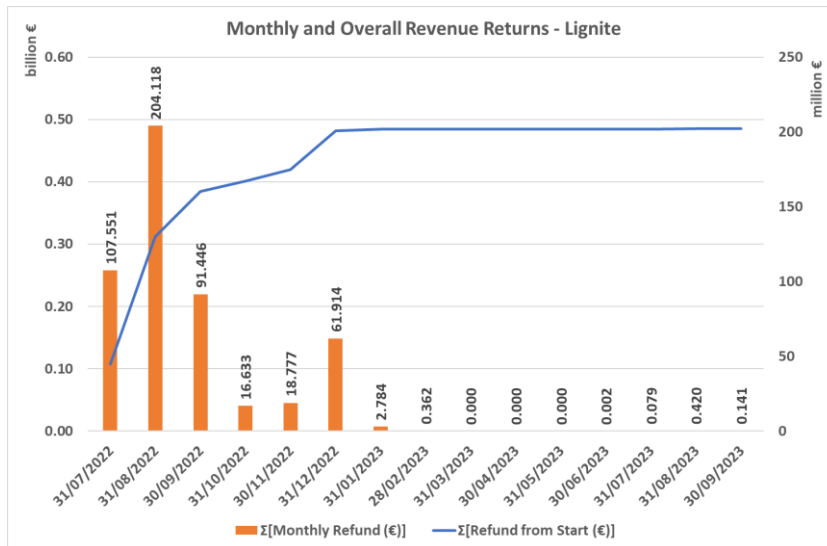
Σχ. 9-9: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού – Φ.Α. Συνδυασμένος Κύκλος – Ανάλυση κόστους (πηγή ΡΑΕ).



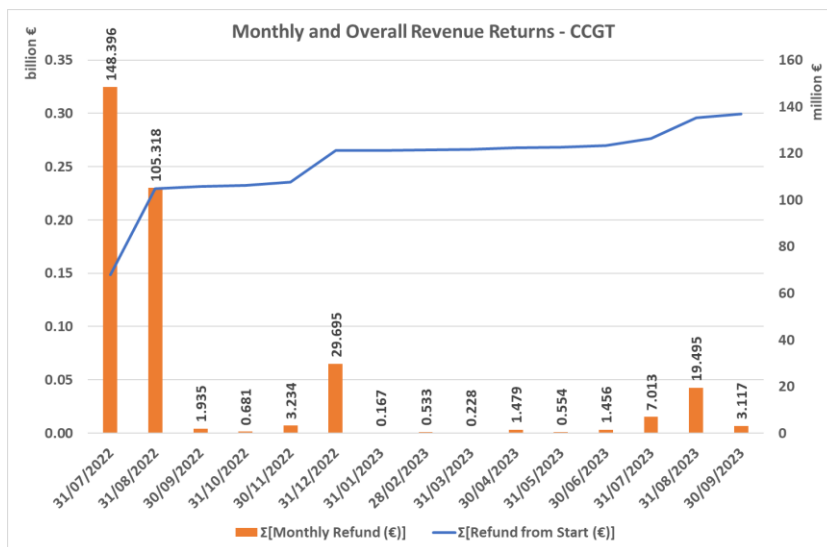
Σχ. 9-10: Ρυθμιζόμενη τιμή παραγωγού – Φ.Α. Ανοιχτός Κύκλος – Ανάλυση κόστους (πηγή ΡΑΕ).



Σχ. 9-11: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Όλες (πηγή ΡΑΕ).

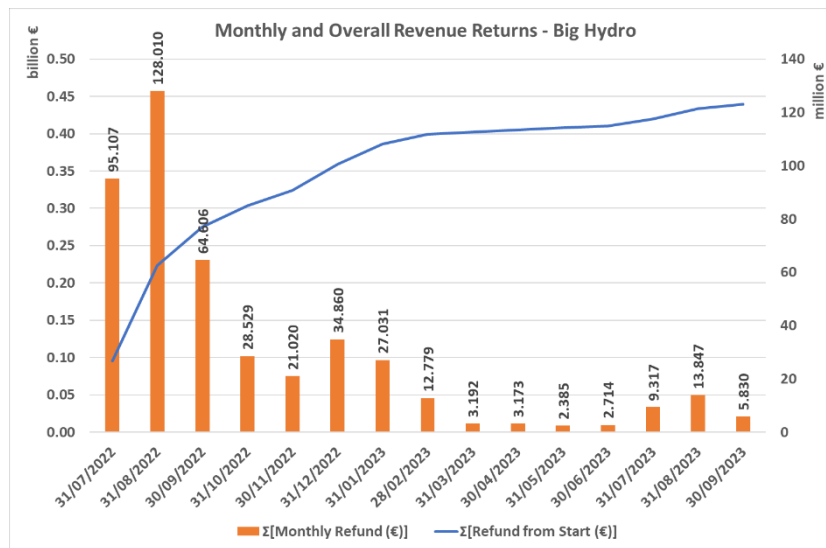


Σχ. 9-12: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Λιγνίτης (πηγή ΡΑΕ).

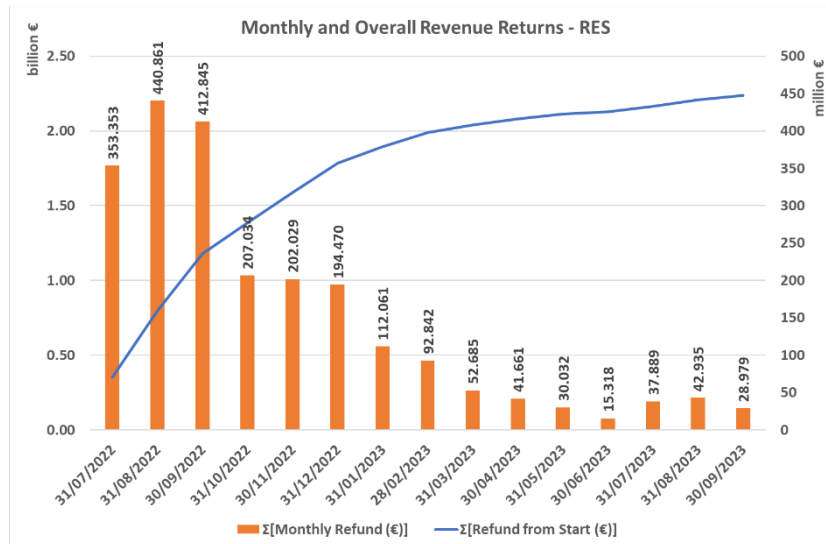


Σχ. 9-13: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Φ.Α. Συνδυασμένος Κύκλος (πηγή ΡΑΕ).





Σχ. 9-14: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = Μεγάλα υδροηλεκτρικά (πηγή ΡΑΕ).



Σχ. 9-15: Χρονική εξέλιξη της επιστροφής εσόδων παραγωγού – Τεχνολογία = ΑΠΕ (πηγή ΡΑΕ).

Για τις μονάδες Λιγνίτη παρατηρείται πρακτικός μηδενισμός των επιστροφών εσόδων από τον Φεβρουάριο του 2023 και στη συνέχεια (επιστρεπτέα έσοδα <1 Μ€). Καθίσταται σαφές ότι για κάλυψη των υποχρεώσεων της ΔΕΗ ΑΕ για υπηρεσίες τηλεθέρμανσης οι τιμές δημοπρασίας δεν αντικατόπτριζαν το πραγματικό οριακό κόστος της συγκεκριμένης τεχνολογίας. Τα επιστρεπτέα έσοδα για τη συγκεκριμένη τεχνολογία ανέρχονται σε 485.3Μ€ για την περίοδο με τα 481Μ€ να έχουν επιστραφεί έως το τέλος του 2022.

Για τις μονάδες Φ.Α. Συνδυασμένου Κύκλου ο κύριος όγκος επιστροφής των εσόδων παραγωγού αφορούν τους μήνες 07/2022, 08/2022, 12/2022 και 08/2023. Τα επιστρεπτέα έσοδα έχουν διαμορφωθεί έως τα τέλη Σεπτεμβρίου στα 323Μ€.

Για τις μονάδες μεγάλων υδροηλεκτρικών, για τις οποίες το έσοδο του παραγωγού διαμορφώθηκε κανονιστικά στα 112€/MWh<sub>el</sub> οι επιστροφές εσόδων παραγωγού συγκεντρώθηκαν κυρίως κατά τους μήνες Ιούλιο έως και Σεπτέμβριο, περίοδος που συμπίπτει με την αρδευτική περίοδο του 2022. Έως και τον Σεπτέμβριο του 2022 το σύνολο των εσόδων που επεστράφησαν ανήλθε σε 275Μ€. Έως το τέλος του έτους επεστράφησαν άλλα 74Μ€ με το συνολικό ποσό επιστροφών να

φτάνει τα 359Μ€. Τα επιστρεπτά έσοδα έχουν διαμορφωθεί έως τα τέλη Σεπτεμβρίου στα 452Μ€.

Για τις μονάδες ΑΠΕ που υπόκεινται στις διατάξεις του προσωρινού μηχανισμού<sup>105</sup> και για τις οποίες το έσοδο του παραγωγού διαμορφώθηκε κανονιστικά στα 85€/MWh<sub>el</sub> οι επιστροφές εσόδων παραγωγού ακολουθούν μία φθίνουσα πορεία έως και τον 06/2023. Έως και τον Σεπτέμβριο του 2022 το σύνολο των εσόδων που επεστράφησαν ανήλθε σε 1.18b€. Έως το τέλος του έτους επεστράφησαν άλλα 603Μ€ με το συνολικό ποσό επιστροφών να φτάνει τα 1.783b€. Τα επιστρεπτά έσοδα έχουν διαμορφωθεί έως τα τέλη Ιουνίου είχαν διαμορφωθεί στα 2.127b€ και έως τα τέλη Σεπτεμβρίου στα 2.265b€.

Από τις αρχές Ιουλίου έως και τα τέλη Απριλίου το ύψος των επιστροφών εσόδων ανήλθε σε 3.24b€. Τον κύριο όγκο των επιστροφών κάλυψαν οι ΑΠΕ που υπόκεινται στις διατάξεις του προσωρινού μηχανισμού (2.082b€) με τα λιγνιτικά και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά να εισφέρουν άλλα 0.89b€. Τα δεδομένα για τον μήνα Απρίλιο δείχνουν ότι η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας επιστρέφει σε μία κανονικότητα με σταθερά υψηλές τιμές στην αγορά επόμενης ημέρας ηλεκτρικής ενέργειας εξαιτίας του νέου σημείου ισορροπίας για την τιμή του καυσίμου της τεχνολογίας που καθορίζει τις τιμές εκκαθάρισης (Φ.Α.) και τις τιμές των δικαιωμάτων ρύπων. Τον Απρίλιο του 2023 τα επιστρεπτά έσοδα διαμορφώθηκαν στα 46.3Μ€. Το ποσό αυτό είναι το 74% περίπου του ύψους των επιστρεπτέων εσόδων της 29/08/2022 όταν αυτά ανήλθαν σε 62.8Μ€<sup>106</sup> (βλέπε και Σχ. 9-16).

#### Πίνακας Αποτελεσμάτων για την ημερομηνία παράδοσης 29.08.2022

[rae.gr/ae/44581/](https://www.rae.gr/ae/44581/)

29 Αυγούστου 2022



Ημερομηνία Φυσικής Παράδοσης	Τεχνολογία	ΡΤΕΠ	Αρχική Αξία	Ε.Π.Α.Ε.Η.	Ε.Ε.Α.Ε.Η.
29/08/2022	Λιγνίτης	205.38	18,381,773.00	5,353,435.08	13,028,337.91
29/08/2022	Φυσικό Αέριο Συνδ. Κύκλου	422.39	50,972,837.53	30,922,891.86	20,049,945.67
29/08/2022	ΑΠΕ	85.00	23,539,284.53	2,828,563.96	20,710,720.58
29/08/2022	Μεγάλο Υδροηλεκτρικό	112.00	10,488,585.85	1,506,327.98	8,982,257.86
		Σύνολο:	103,382,480.91	40,611,218.87	62,771,262.02

Σχ. 9-16: Πίνακας Αποτελεσμάτων Εφαρμογής Προσωρινού Μηχανισμού – 29/08/2022 (πηγή ΡΑΕ).

### 9.3.4 Ανακεφαλαίωση

Με σκοπό την εξεύρεση εσόδων για τη μείωση των κοινωνικών συνεπειών της ενεργειακής κρίσης της περιόδου 2021-2022, τον Ιούλιο του 2022, θεσπίστηκε ο προσωρινός μηχανισμός επιστροφής εσόδων με αρχική διάρκεια 12 μηνών και τη δυνατότητα πρόωρης διακοπής ή και επιμήκυνσης του για όσο χρόνο κριθεί αναγκαίο. Ο μηχανισμός αυτός έχει επιμηκυνθεί έως και το τέλος του 2023. Βασικό εργαλείο του μηχανισμού αυτού είναι ο ορισμός τιμών αναφοράς και κατ' επέκταση ενός μέγιστου δυνητικού εσόδου (που εξαρτάται από την τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής και το ύψος της ημερήσιας παραγωγής) πέρα του οποίου οι παραγωγοί δεν αποζημιώνονται. Ο

<sup>105</sup> Δεν περιλαμβάνονται οι ΑΠΕ που έχουν σταθερές τιμές παραγωγού

<sup>106</sup> <https://www.rae.gr/ae/44581/>

μηχανισμός αυτός είχε ως αποτέλεσμα την εξεύρεση 3.46b€ έως το τέλος του 09/2023 τα οποία στη συνέχεια κατευθύνθηκαν στην επιδότηση μέρους των εμπορικών τιμολογίων.

Εκ των πραγμάτων ο μηχανισμός αυτός είναι ετεροβαρής επιβαρύνοντας οικονομικά τους παραγωγούς που έχουν επενδύσει σε τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής με μηδενικό ή σχεδόν μηδενικό οριακό κόστος (ΑΠΕ, Μεγάλα Υδροηλεκτρικά) και η επί μακρόν διατήρησή του θα προκαλέσει στρεβλώσεις στην αγορά. Παρόλα αυτά το συγκεκριμένο εργαλείο, τη συγκεκριμένη στιγμή και υπό τις γεωπολιτικές συνθήκες που έχουν διαμορφωθεί φαίνεται ότι επιτέλεσε τον σκοπό του και η συνεχώς μειούμενη επίδραση του στις χρηματοροές στην αγορά χονδρικής μειώνει τις όποιες στρεβλώσεις που επηρεάζουν στρατηγικές και επενδυτικές αποφάσεις. Ο προσωρινός μηχανισμός στήριξης αναμένεται να πάψει να υφίσταται στο τέλος του 2023<sup>107</sup> (βλέπε ΚΥΑ ΥΠΕΝ/Δ ΗΕ/80965/1519/2023 - ΦΕΚ 4802/Β/28-7-2023) αλλά η μεταβλητότητα στην αγορά πιθανώς να οδηγήσει σε νέα παράταση.

## 9.4 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ – ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

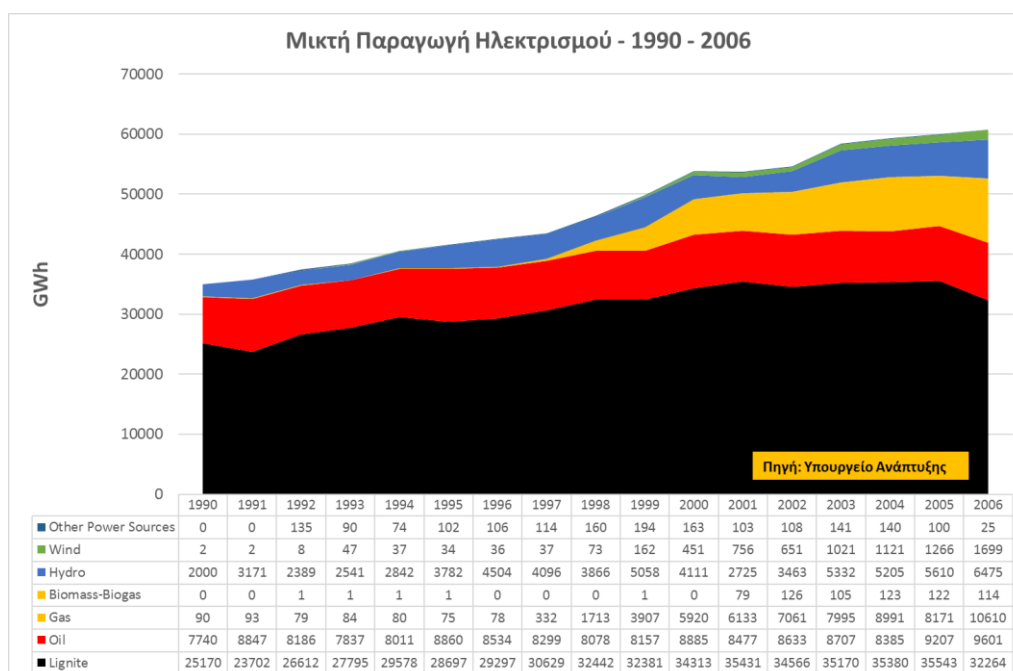
### 9.4.1 Εισαγωγή

Στο παρόν παράρτημα παρουσιάζεται η εξέλιξη του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής από το 1990 έως και το 2021. Το παράρτημα αυτό χωρίζεται σε δύο ενότητες. Στην πρώτη ενότητα καλύπτεται η περίοδος 1990 έως και 2006 και αφορά την κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Σύνολο της χώρας όπως αυτή αποτυπώνεται στην Έκθεση του 2009 του Υπουργείου Ανάπτυξης [100]. Στη δεύτερη ενότητα καλύπτεται η περίοδος από το 2004 έως και το 2021 και αφορά την κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Χώρας, όπως αυτή αποτυπώνεται στα Μηνιαία Δελτία Τέλους Έτους του ΔΕΣΜΗΕ και ΑΔΜΗΕ [21].

### 9.4.2 Περίοδος 1990 - 2006

Στο Σχ. 9-17, παρουσιάζεται η μικτή παραγωγή ηλεκτρισμού από το 1990 έως και το 2006 όπως αποτυπώνεται στην Έκθεση του Φεβρουαρίου του 2008 του Υπουργείου Ανάπτυξης που είχε ετοιμαστεί για λογαριασμό του από το ΚΑΠΕ στο πλαίσιο του έργου «Ολοκληρωμένο Σύστημα Άσκησης Ενεργειακής Πολιτικής» του Επιχειρησιακού Προγράμματος «Κοινωνία της Πληροφορίας» του 3<sup>ου</sup> ΚΠΣ.

<sup>107</sup> <https://www.e-nomothesia.gr/energeia/kya-upen-dee-99560-1814-2023.html> πρόσβαση 2023-10-14



Σχ. 9-17: Μικτή Παραγωγή Ηλεκτρισμού για το σύνολο της Χώρας ανά ενεργειακό πόρο (περίοδος 1990-2006 - [100])

Την περίοδο 1990 έως και 1999 το ενεργειακό μείγμα της χώρας είχε ως βασικούς πυλώνες τα ανθρακικά καύσιμα (λιγνίτης, πετρέλαιο και φυσικό αέριο) και την παραγωγή από υδροηλεκτρικά. Από το 1998 και μετά η παραγωγή από μονάδες Φ.Α. ξεπέρασε τη 1TWh το έτος αλλά η συνεχής ετήσια αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα δεν προκάλεσε μείωση της παραγωγής από τις λοιπές θερμικές τεχνολογίες. Η παραγωγή από υδροηλεκτρικά με την ένταξη «Μεγάλων»<sup>108</sup> υδροηλεκτρικών μονάδων (το 1991 εντάχθηκε στο σύστημα ο ΥΗΣ «Πηγές Αωού» ισχύος 210MW, το 1997 ο ΥΗΣ «Πουρνάρι II» ισχύος 33.6MW και τα έτη 1998 και 1999 εντάχθηκαν στο σύστημα ο Αντλησιοταμιευτικός ΥΗΣ του ποταμού Νέστου «Θησαυρός» ισχύος 384MW και ο ΥΗΣ «Πλατανόβρυση» ισχύος 116MW αντίστοιχα), παρουσιάζει αύξηση της μέσης παραγωγής υποκειμένη στη χρονική και χωρική μεταβλητότητα λόγω της τυχαιότητας του ενεργειακού πόρου.

Την περίοδο 2000 έως και 2006 παρατηρείται σημαντική αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά με την ετήσια τιμή να δεκαπλασιάζεται από τα 162GWh το 1998 στα 1,699GWh το 2006. Η αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ λόγω της αύξησης της ζήτησης δεν προκάλεσε μείωση της ζήτησης για παραγωγή ενέργειας από τις θερμικές τεχνολογίες.

Βασικός πόρος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν η καύση λιγνίτη. Το 2005 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη ξεπέρασε τις 35.5TWh. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τα βαριά κλάσματα του πετρελαίου κυμάνθηκε από 7.7TWh έως 9.6TWh

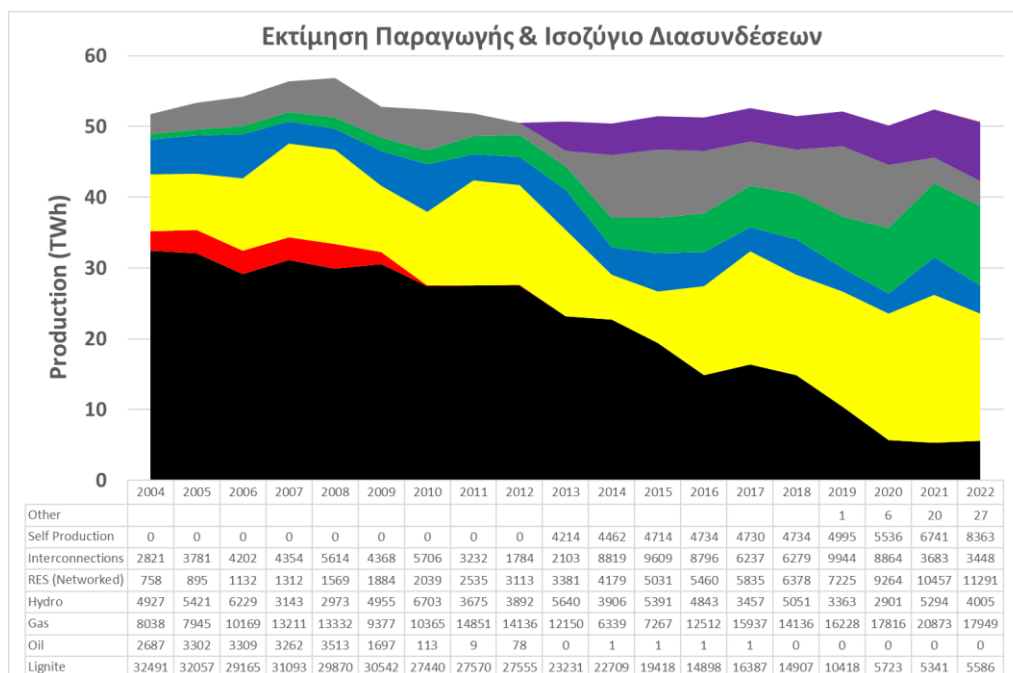
<sup>108</sup> Σύμφωνα με την Ελληνική Νομοθεσία περί των ΑΠΕ Υδροηλεκτρικά Ισχύος άνω των 15MWe χαρακτηρίζονται ως «Μεγάλα» Υδροηλεκτρικά. Η σχετική Νομοθεσία που διέπει τα Μικρά Υδροηλεκτρικά καθορίζεται στο γενικότερο πλαίσιο του, στην παρ. 22 του άρθρου 3 του Ν. 4414/2016 όπως ισχύει σήμερα (βλέπε άρθρο 3 παρ. 3 εδάφιο β του Ν. 4951/2022). Οι Υδροηλεκτρικές Μονάδες ισχύος άνω των 15MWe διαχρονικά είχαν την ίδια αντιμετώπιση από την Νομοθεσία με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και δεν εξαιρούνται των τυπικών διαδικασιών αδειοδότησης και των απαραίτητων μελετών περιβαλλοντικών επιπτώσεων όπως συμβαίνει σε περιπτώσεις μικρών υδροηλεκτρικών (βλέπε εξαίρεση από βεβαίωση παραγωγού ή βεβαίωση ειδικού έργου από την οποία με βάση το άρθρο 33 παρ. 1 εδάφιο ι εξαίρονται τα μικρά Υδροηλεκτρικά ισχύος <1MWe τα οποία εγκαθίστανται σε δίκτυα ύδρευσης, άρδευσης ή αποχέτευσης).

την περίοδο αναφοράς κυρίως λόγω της αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα με το εθνικό δίκτυο μεταφοράς νησιά της χώρας. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες Φ.Α. από λιγότερα από 100GWh το 1990 αυξήθηκε κατά 2 τάξεις μεγέθους στα 10,610GWh το 2006.

Η περίοδος 1990-2006 χαρακτηρίζεται ως μία περίοδος συνεχούς αύξησης της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια. Η αύξηση αυτή υποστηρίχθηκε κυρίως από την ένταξη στο σύστημα θερμικών μονάδων και κυρίως μονάδων φυσικού αερίου, ενώ η αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ δεν στάθηκε ικανή να ασκήσει πίεση στις παραδοσιακές μεθόδους παραγωγής.

### 9.4.3 Περίοδος 2004 - 2022

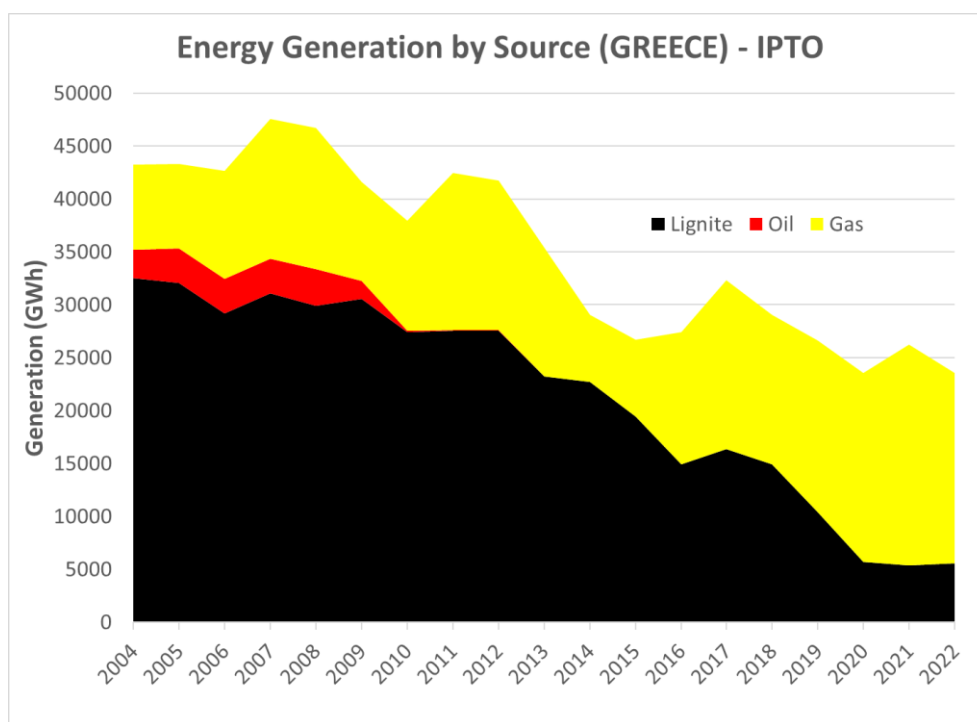
Στο Σχ. 9-18, παρουσιάζεται η εκτίμηση της παραγωγής και το ισοζύγιο διασυνδέσεων του διασυνδεδεμένου δικτύου της χώρας, όπως αυτό αποτυπώνεται από τα μηνιαία δελτία του ΑΔΜΗΕ (παλαιότερα του ΔΕΣΜΗΕ) για το χρονικό διάστημα 2004 έως και 2022. Τα στοιχεία που παρουσιάζονται δεν είναι άμεσα συγκρίσιμα με τα στοιχεία που περιλαμβάνονται στην Έκθεση του Υπουργείου Ανάπτυξης καθώς αφορούν την παραγωγή στο Σύστημα και όχι τη μικτή παραγωγή.



Σχ. 9-18: Εκτίμηση Παραγωγής & Ισοζύγιο Διασυνδέσεων για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα (περίοδος 2004-2022).

Το μέγιστο της ζήτησης στο σύστημα παρατηρείται το 2008 όταν και η ζήτηση αγγίζει τις 57TWh στο διασυνδεδεμένο και τις 65TWh για το σύνολο της χώρας. Η παραγωγή στο σύστημα από τις μονάδες λιγνίτη έως και το 2009 κυμαίνεται περί τις 30TWh πριν τη μείωση της στις 27TWh για την τριετία 2010-2012 και στη συνεχή μείωση έως και το 2021 όταν η παραγωγή από τις μονάδες λιγνίτη της χώρας έπεσε στις 5.3TWh ή στο 10% της συνολικής ζήτησης στο διασυνδεδεμένο σύστημα (5.6TWh για το 2022 – βλέπε Σχ. 9-19). Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πετρελαϊκές μονάδες πρακτικά μηδενίζεται μετά το 2010 (δεν περιλαμβάνεται η κατανάλωση βαριών κλασμάτων του πετρελαίου στις μονάδες Φ.Α. με τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου – βλέπε Σχ. 9-19). Η παραγωγή από μονάδες Φ.Α. συνεχίζει να αυξάνεται παρόλο που παρατηρείται

στασιμότητα από πλευράς της ζήτησης και από 8TWh το 2004 αυξάνεται στις 21TWh το 2021. Το 2022 η παραγωγή από μονάδες Φ.Α. μειώθηκε στις 18.0TWh αποτέλεσμα και της ενεργειακής κρίσης της περιόδου 2021-2022 και της απόφασης της ΕΕ για μείωση της εξάρτησης από το συγκεκριμένο καύσιμο λόγω των διεθνών γεωπολιτικών εξελίξεων (βλέπε Σχ. 9-19). Η περίοδος 2014 – 2020 χαρακτηρίζεται από έντονη παρουσία στο μείγμα της ηλεκτρικής ενέργειας του ισοζυγίου των διασυνδέσεων που κυμαίνεται από 6.3TWh έως και 10TWh περίπου. Το 2021 το έλλειμα του ισοζυγίου των διασυνδέσεων μειώθηκε στις 3.6TWh και για το 2022 διαμορφώθηκε στις 3.45TWh. Παρατηρείται συνεχής αύξηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στο Σύστημα (από 0.76TWh το 2004 στις 10.5TWh το 2021 και 11.3TWh για το 2022) ενώ από το 2013 τα στοιχεία παραγωγής περιλαμβάνουν και τη διεσπαρμένη παραγωγή που μετά από μία περίοδο στασιμότητας στις 4.7TWh περίπου κατά την περίοδο 2015-2018 παρουσιάζει εκ νέου αυξητική πορεία με την παραγωγή το 2021 να κλείνει από διεσπαρμένες πηγές στα 6.7TWh ενώ για το 2022 έφτασε τις 8.4TWh [21] (βλέπε Σχ. 9-20). Αποτέλεσμα των φιλικών προς τις ΑΠΕ πολιτικών είναι το 2022 η παραγωγή από ΑΠΕ (εξαιρουμένων των Μεγάλων υδροηλεκτρικών) συνδεδεμένων στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής να φτάσει τις 19.7TWh υπερβαίνοντας την παραγωγή από Φ.Α.

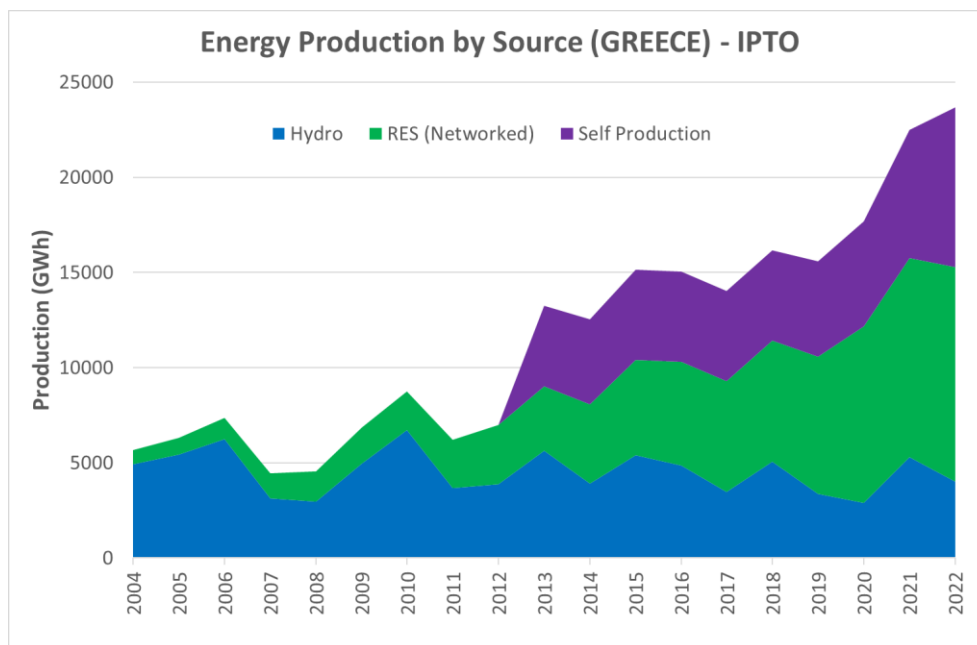


Σχ. 9-19: Παραγωγή από Ανθρακικές Πηγές (περίοδος 2004-2022).

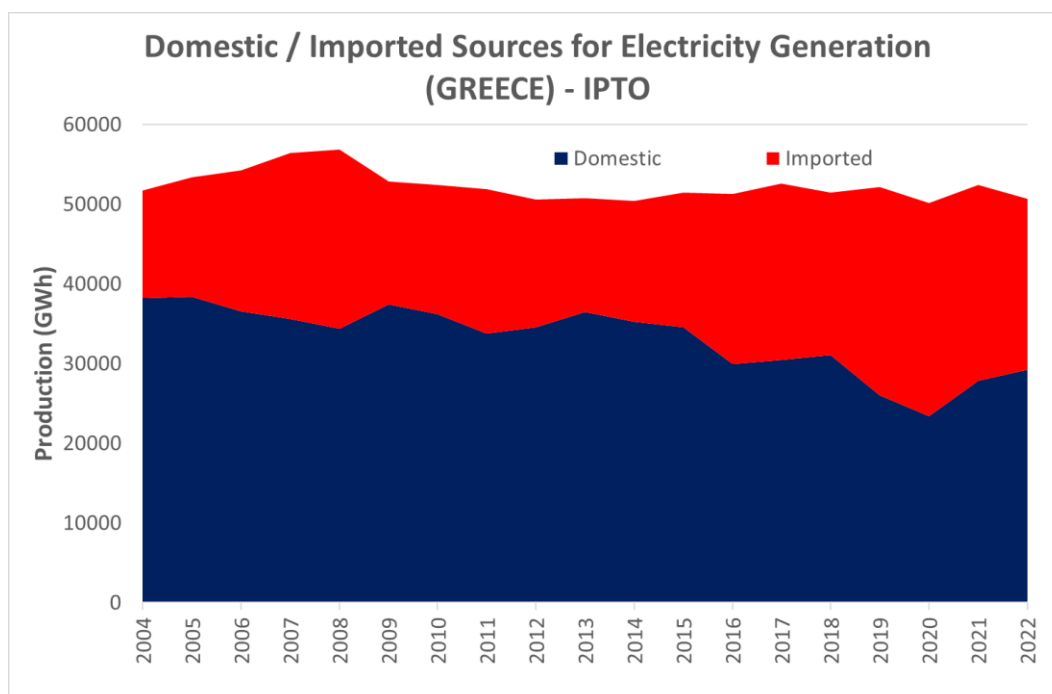
Η παραγωγή από μεγάλα υδροηλεκτρικά παραμένει πρακτικά στάσιμη την περίοδο αυτή καθώς μόλις το 2014 εντάσσεται στο σύστημα ο ΥΗΣ «Ιλαρίωνας» ισχύος 153MW. Η παραγωγή από υδροηλεκτρικά κυμαίνεται από 3.0TWh (το 2008) έως και 6.7TWh (το 2010) με τη μέση ετήσια παραγωγή να εκτιμάται στα 4.5TWh. Το 2022 η παραγωγή από μεγάλα υδροηλεκτρικά ανήλθε στις 4TWh καθώς το υδρολογικό έτος 2022 (Οκτώβριος 2021 έως και Σεπτέμβριος 2022) παρουσίασε κάτω του μέσου όρου υδραυλικότητα.

Η διαδικασία της απανθρακοποίησης του ενεργειακού μείγματος συνοδεύεται και από σημαντική αύξηση της διείσδυσης εισαγόμενων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, τουλάχιστον στην πρώτη φάση. Το 2004 το 73.8% της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη στο διασυνδεδεμένο σύστημα προέρχονταν από εγχώριες ενεργειακές πηγές. Το 2020 το ποσοστό αυτό είχε

διαμορφωθεί στο 46.8% για να αρχίσει να ανακάμπτει στη συνέχεια. Το ποσοστό συμμετοχής των εγχώριων πηγών στην ηλεκτροπαραγωγή το 2021 ανήλθε στο 53.1% της συνολικής παραγωγής και του ισοζυγίου διασυνδέσεων. Το 2022 το ποσοστό συμμετοχής των εγχώριων πηγών ενέργειας ανήλθε στο 57.7%. Η αύξηση αυτή προήλθε από την αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ και λιγνιτικές (25.3TWh το 2022 από 22.5TWh το 2021) που αντιστάθμισε τις απώλειες των μεγάλων υδροηλεκτρικών (4.0TWh το 2022 από 5.3TWh το 2021) αλλά και της μείωσης της συνολικής ζήτησης ενέργειας που διαμορφώθηκε στις 50.7TWh από 52.4TWh.



Σχ. 9-20: Παραγωγή από πηγές Χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος (περίοδος 2004-2022).

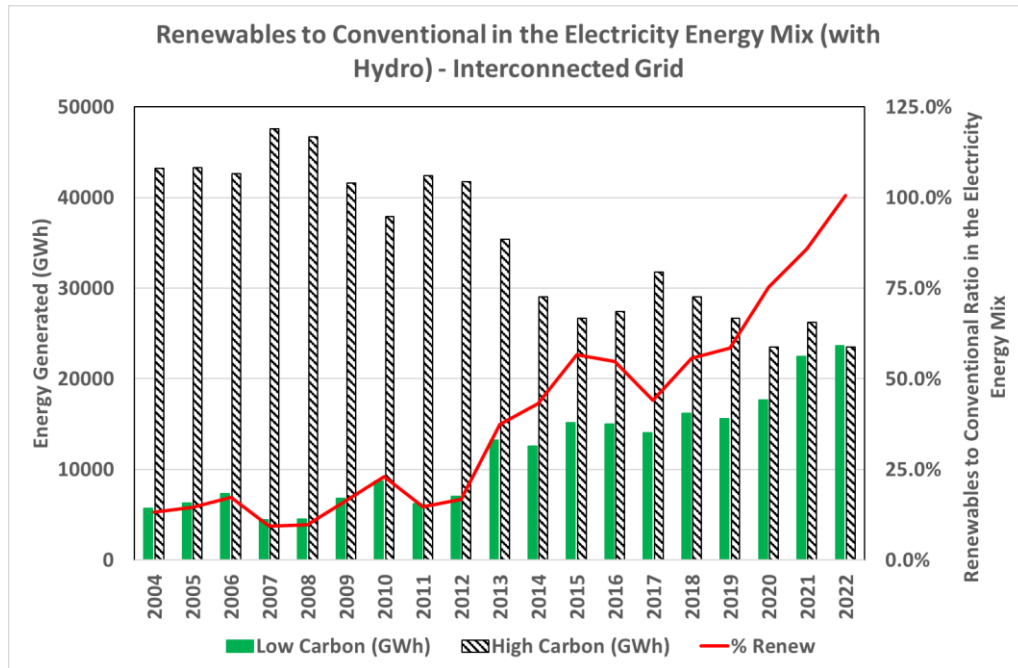


Σχ. 9-21: Παραγωγή από Εγχώριες ή Εισαγόμενες Πηγές Ενέργειας (περίοδος 2004-2022 – στοιχεία ΑΔΜΗΕ).

Αιτία για την αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ ήταν η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων τεχνολογιών χαμηλού ή «μηδενικού» ανθρακικού αποτυπώματος (βλέπε Σχ. 9-127 και

Σχ. 9-128). Δύο τα βασικά κύματα ραγδαίας αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος. Το πρώτο αφορά την περίοδο 2010-2013 όταν και η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β πάρκων ισχύος >10kWr από 30MW αυξήθηκε στα 1919MW. Το δεύτερο κύμα ξεκίνησε το 2019 και συνεχίζεται με αμείωτη ένταση έως και σήμερα με τις νέες εγκαταστάσεις να αυξάνονται με ρυθμό 1GW/annum.

Η παραγωγή από πηγές ενέργειας με χαμηλό και υψηλό ανθρακικό αποτύπωμα στο διασυνδεδεμένο δίκτυο παρουσιάζονται στο Σχ. 9-22 για την περίοδο 2004-2022. Το 2022, η παραγωγή από πηγές με χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα (ΑΠΕ + Μεγάλα Υδροηλεκτρικά) ξεπέρασε την παραγωγή από τις συμβατικές πηγές (λιγνίτης και φυσικό αέριο).



Σχ. 9-22: Παραγωγή από ενεργειακές πηγές με χαμηλό και υψηλό ανθρακικό αποτύπωμα (περίοδος 2004-2022 – ΑΔΜΗΕ).

Οι εκτιμήσεις παραγωγής και ζήτησης στο διασυνδεδεμένο σύστημα για τους 9 πρώτους μήνες του 2023, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η παραγωγή από διεσπαρμένες πηγές (βλέπε Πίν. 9-6), παρουσιάζουν: α) μείωση της τελικής ζήτησης ενέργειας στο σύστημα κατά 7.6% (32.50TWh το 2023 από 35.15TWh το 2022), β) αύξηση της συνεισφοράς των διασυνδέσεων κατά 51.6% (4.22TWh το 2023 από 2.78TWh το 2022), γ) μείωση της συνεισφοράς των εγχώριων πηγών ενέργειας κατά 7.3% (15.30TWh To 2023 από 16.50TWh το 2022), δ) μείωση της συνεισφοράς του λιγνίτη κατά 22.3% (3.70TWh το 2023 από 4.76TWh το 2022) και ε) μείωση της παραγωγής από Φ.Α., κατά 17.5% (13.21TWh το 2023 από 16.02TWh το 2022).

Η κατανάλωση ενέργειας για άντληση τους πρώτους 10 μήνες του 2023 έφτασε στις 237GWh από 159GWh την αντίστοιχη περίοδο του 2022, σημειώνοντας αύξηση κατά 48.5%. Η παραγωγή από μεγάλα υδροηλεκτρικά μειώθηκε κατά 8.4% στις 2.78TWh το 2023 από 3.04TWh το 2022. Η παραγωγή από τα αντλησιοταμιευτικά μειώθηκε ανεπαίσθητα κατά 0.6% στις 0.56TWh από 0.57TWh. Αυξήθηκε κατά 1.4% η παραγωγή από ΑΠΕ στο σύστημα στις 8.26TWh το 2023 από 8.14TWh το 2022. Η συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ στη ζήτηση στο σύστημα αυξήθηκε ανεπαίσθητα στο 47.1% το 2023 έναντι 47.0% το 2022.



Συνολικά η εγχώρια παραγωγή από μονάδες στο διασυνδεδεμένο σύστημα, τους πρώτους 10 μήνες του 2023, διαμορφώθηκε στις 28.51TWh ήτοι το 87.5% της εγχώριας ζήτησης ενέργειας στο σύστημα μειωμένη κατά 4.8% έναντι της εγχώριας παραγωγής του 2022, που ανήλθε στις 32.52TWh ήτοι το 92.5% της εγχώριας ζήτησης ενέργειας στο σύστημα.

Η συνολική συνεισφορά των πηγών χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος στην εγχώρια παραγωγή το 2023 διαμορφώθηκε στο 40.6% (10.37TWh), ελαφρά μειωμένη σε σχέση με το 2022 σε απόλυτες τιμές (10.50TWh μείωση 1.2%), αλλά αυξημένη κατά 580 μονάδες βάσης περίπου σε σχέση με το προηγούμενο έτος που η συνεισφορά είχε διαμορφωθεί στο 34.8%.

Month	Values in GWh	Sum	Pump	Imports	Exports	Interconnections	Lignite	Gas	Hydro PS	Hydro Reservoir	Hydro	RES	National
1	Ref Year	4308	7	831	249	583	522	1653	72	617	689	867	2079
1	Ex. Year	3562	31	1143	103	1041	421	967	40	318	358	807	1586
1	Diff (%)	-17.32%	378.59%	37.49%	-58.71%	78.54%	-19.38%	-41.54%	-44.59%	-48.50%	-48.09%	-6.88%	-23.69%
2	Ref Year	3634	13	838	178	660	425	1556	29	186	215	791	1431
2	Ex. Year	3335	18	787	203	584	623	988	37	256	293	865	1781
2	Diff (%)	-8.24%	38.12%	-6.14%	13.95%	-11.57%	46.37%	-36.51%	27.56%	37.69%	36.32%	9.43%	24.45%
3	Ref Year	3994	12	487	569	-82	683	2151	36	311	347	906	1936
3	Ex. Year	3100	34	812	253	559	434	1050	40	154	194	896	1524
3	Diff (%)	-22.40%	192.08%	66.66%	-55.57%	-782.59%	-36.43%	-51.17%	10.76%	-50.59%	-44.22%	-1.07%	-21.28%
4	Ref Year	2849	28	920	132	787	177	895	42	195	237	782	1196
4	Ex. Year	2680	32	709	308	401	275	1171	37	145	182	683	1140
4	Diff (%)	-5.95%	12.14%	-22.92%	132.58%	-49.07%	55.43%	30.86%	-10.28%	-25.98%	-23.22%	-12.67%	-4.69%
5	Ref Year	3010	17	825	172	653	226	1261	64	261	325	562	1112
5	Ex. Year	2781	37	734	129	605	202	948	71	153	224	839	1265
5	Diff (%)	-7.59%	114.13%	-11.10%	-25.16%	-7.39%	-10.31%	-24.82%	11.15%	-41.47%	-31.11%	49.35%	13.73%
6	Ref Year	3483	16	501	346	155	475	1715	79	313	392	762	1629
6	Ex. Year	2919	22	426	90	336	220	1465	82	299	381	539	1140
6	Diff (%)	-16.19%	39.58%	-14.88%	-73.94%	117.09%	-53.62%	-14.60%	2.83%	-4.28%	-2.84%	-29.23%	-29.99%
7	Ref Year	4078	12	326	841	-516	752	2358	84	380	463	1033	2248
7	Ex. Year	4386	11	833	157	677	600	1985	70	376	446	689	1735
7	Diff (%)	7.55%	-8.25%	156.02%	-81.36%	-231.20%	-20.19%	-15.80%	-16.23%	-1.09%	-3.83%	-33.24%	-22.81%
8	Ref Year	3841	13	273	638	-365	813	2233	68	373	441	732	1985
8	Ex. Year	3883	13	608	348	260	375	1694	67	384	451	1117	1943
8	Diff (%)	1.11%	4.01%	122.50%	-45.47%	-171.20%	-53.88%	-24.15%	-2.21%	3.05%	2.23%	52.68%	-2.14%
9	Ref Year	3103	16	722	280	441	398	1327	43	236	279	674	1351
9	Ex. Year	2999	23	412	548	-136	188	1561	56	313	369	1040	1597
9	Diff (%)	-3.36%	46.85%	-42.95%	95.59%	-130.89%	-52.85%	17.69%	30.57%	32.67%	32.35%	54.37%	18.21%
10	Ref Year	2848	27	685	217	468	286	870	48	166	214	1036	1536
10	Ex. Year	2851	15	419	523	-104	357	1381	61	387	448	783	1588
10	Diff (%)	0.10%	-42.54%	-38.85%	140.82%	-122.12%	24.79%	58.70%	28.74%	132.58%	109.44%	-24.40%	3.41%
Sum	Ref Year	35150	159	6408	3623	2785	4758	16021	565	3037	3602	8143	16504
Sum	Ex. Year	32496	237	6883	2661	4222	3696	13211	562	2783	3345	8260	15300
Sum	Diff (%)	-7.55%	48.52%	7.41%	-26.55%	51.60%	-22.32%	-17.54%	-0.62%	-8.37%	-7.16%	1.43%	-7.29%

Πίν. 9-6: Σύγκριση συνεισφοράς τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και διασυνδέσεων<sup>109</sup>.

<sup>109</sup> Έτος 2023 (Ex. Year) με έτος αναφοράς το 2022 (Ref Year). Το άθροισμα της ζήτησης στο σύστημα συν την άντληση ισούνται με το ισοζύγιο εισαγωγών εξαγωγών και το άθροισμα της παραγωγής από τις ανθρακικές πηγές (Λιγνίτης, ΦΑ) και τις πηγές χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος (Μεγάλα Υδροηλεκτρικά, ΑΠΕ) – (στοιχεία από ΑΔΜΗΕ)

## 9.5 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ε – ΡΟΛΟΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ<sup>110</sup>

### 9.5.1 Εισαγωγή

Στη διαδικασία της μετάβασης από τα ανθρακικά καύσιμα σε ΑΠΕ και άλλες τεχνολογίες χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος κυρίαρχο ρόλο αναμένεται να έχει η αποθήκευση ενέργειας, καθώς θεωρείται ανέφικτη η επίτευξη του επιθυμητού επιπέδου αξιοπιστίας στην αδιάλειπτη τροφοδοσία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με τη χρήση και μόνο, στοχαστικών ΑΠΕ. Για να επιτευχθεί ο στόχος της μετάβασης σε μία οικονομία μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος [19], [35], [36], [38], [40] απαιτείται η ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, ώστε η δέσμευση των φυσικών αιφόρων πόρων (αέρας, γη, ήλιος κ.λπ.) να είναι η ελάχιστη δυνατή και με το ελάχιστο οικονομικό κόστος. Η αντλησιοταμίευση αποτελεί μία από τις δοκιμασμένες και ώριμες τεχνολογίες που δύναται να αυξήσουν τη διείσδυση των ΑΠΕ με ταυτόχρονη βελτίωση της αξιοπιστίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

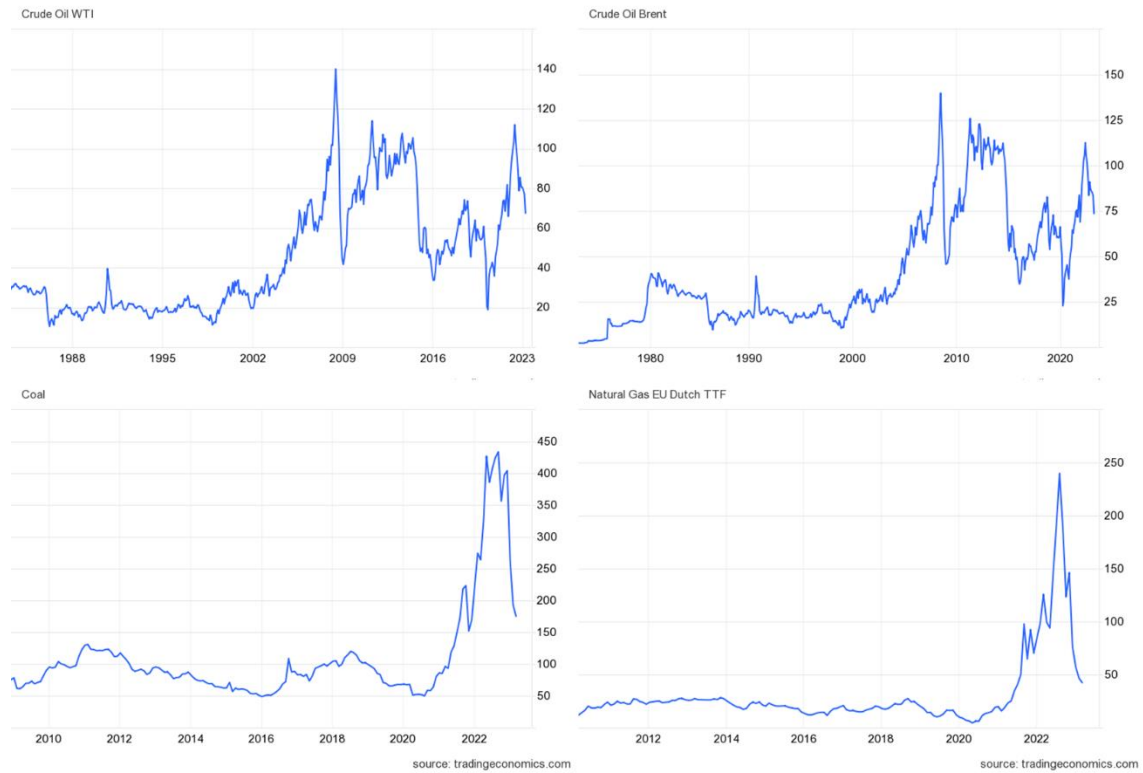
### 9.5.2 Τιμές Ενεργειακών Προϊόντων

Στο Σχ. 9-23, παρουσιάζεται η διαχρονική εξέλιξη των τιμών των βασικών ανθρακικών προϊόντων ενέργειας (πετρέλαιο, άνθρακας, αέριο). Σε έναν όλο και πιο διασυνδεδεμένο κόσμο, όπου η μετάδοση πληροφοριών και ειδήσεων γίνεται σε πραγματικό χρόνο, η ψυχολογία των αγορών είναι ιδιαίτερα ευμετάβλητη, με αποτέλεσμα την υψηλή μεταβλητότητα των τιμών των βασικών ενεργειακών αλλά και άλλων αγαθών. Στις τιμές του πετρελαίου, κυριαρχεί η κρίση του 2008, όταν το αργό πετρέλαιο άγγιξε τα 150\$/bbl. Μία κρίση που είχε ως αποτέλεσμα την έντονη μεταβλητότητα της τιμής του αργού με τις τιμές να μεταβάλλονται σε χρονικό διάστημα περί των 15 μηνών από τα 20~25\$/bbl στα 110~120\$/bbl.

Η ενεργειακή κρίση του 2021-2022 ανέδειξε την ευμεταβλητότητα όχι μόνον της τιμής του Φ.Α. που από τα 15~40€/MWh(th) σκαρφάλωσε τον Αύγουστο του 2022 στα 250€/MWh(th) (ενδοχρηματιστηριακά η τιμή του Φ.Α. στο χρηματιστήριο της Ολλανδίας άγγιξε τα 350€/MWh(th) – βλέπε Σχ. 9-27), αλλά και του γαιάνθρακα που από τα 50~100\$/t βρέθηκε σε διάστημα μικρότερο του έτους να διαπραγματεύεται στα 400~450\$/t. Σε ένα περιβάλλον τέτοιας ευμεταβλητότητας των τιμών των καυσίμων, η οποία καθορίζει το οριακό κόστος των σχετικών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής είναι πια επιβεβλημένη και οικονομικά η στροφή προς τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής όπου το οριακό κόστος είναι χαμηλό (πυρηνικά<sup>111</sup>) ή και μηδενικό (υδροηλεκτρικά, αιολικά, Φ/Β κ.λπ.).

<sup>110</sup> Μέρος των στοιχείων που παρατίθενται στο συγκεκριμένο παράρτημα παρουσιάστηκαν σε ημερίδα του Ευρωπαϊκού Τμήματος της Διεθνούς Επιτροπής Μεγάλων Φραγμάτων τον Απρίλιο του 2023.

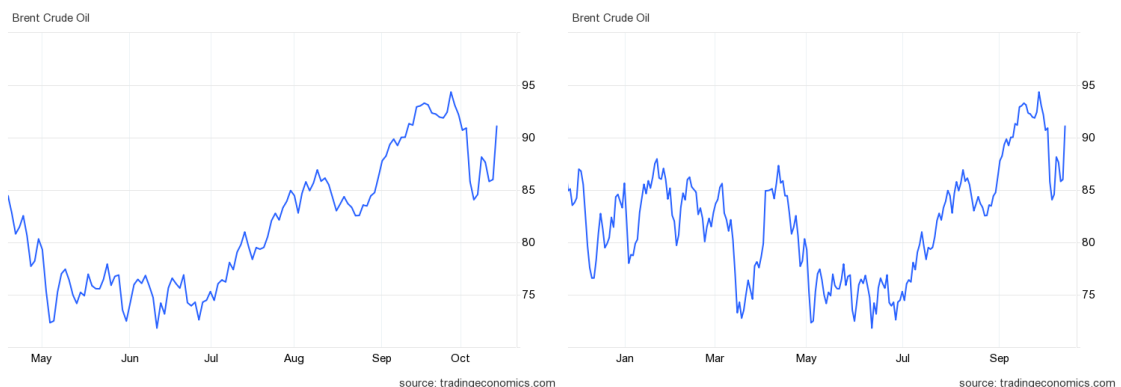
<sup>111</sup> Το οριακό κόστος (καύσιμο, λειτουργία και συντήρηση) για τους ΠΗΣ διαμορφώνεται από 10~30€/MWh με το κόστος του καυσίμου να είναι χαμηλότερο των 5€/MWh. (<https://www.nrc.gov/docs/ML1000/ML100050089.pdf>)



Σχ. 9-23: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών<sup>112</sup>.



Σχ. 9-24: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών – Crude Oil WTI (\$/bbl)<sup>113</sup>.



Σχ. 9-25: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών – Brent Oil (\$/bbl)<sup>113</sup>.

<sup>112</sup> Crude Oil WTI (\$/bbl), Brent Oil (\$/bbl), Coal (\$/t), Natural Gas EU Dutch TTF (€/MWh(th)). (πηγή tradingeconomics - [102])

<sup>113</sup> (πηγή tradingeconomics - [102] – δεδομένα 2023/10/14)



Σχ. 9-26: Διαχρονική Εξέλιξη τιμών ενεργειακών αγαθών –Coal (\$/T)<sup>113</sup>.

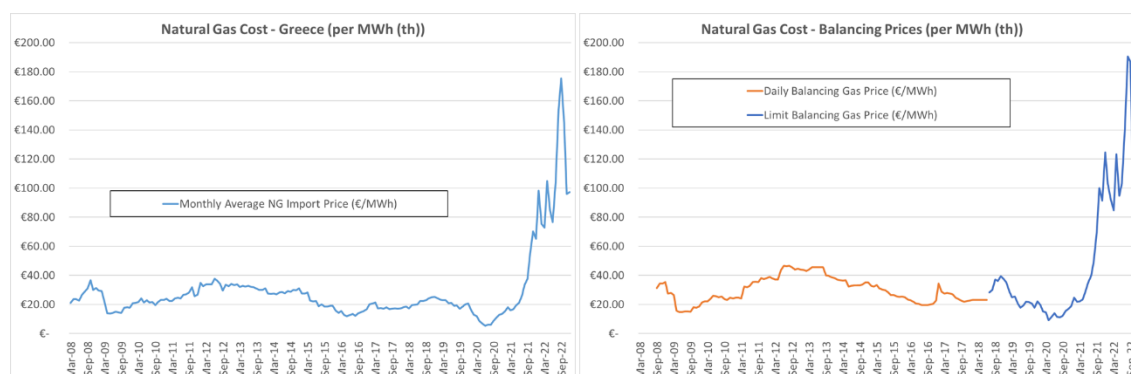


Σχ. 9-27: Χρονική Εξέλιξη της τιμής του Φ.Α.<sup>114</sup>

Στο Σχ. 9-28, παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη των μέσων μηνιαίων τιμών του Φ.Α. στην αγορά χονδρικής για την Ελλάδα σύμφωνα με τα στοιχεία της ΡΑΕ [101]. Για περισσότερο από 10 έτη η τιμή του Φ.Α. με όλες τις επιβαρύνσεις είχε περάσει το φράγμα των 40€ το θερμικό MWh μόνο

<sup>114</sup> Χρηματιστήριο Ολλανδίας. Εξαμηνιαία και ετήσια διακύμανση τιμών (€/MWh(th)). (πηγή tradingeconomics - [102]) (πρώτο snapshot 31/03/2023 – δεύτερο snapshot 14/10/2023)

την περίοδο 2012 – 2013 μεσούσης της παρατεταμένης περιόδου οικονομικής αστάθειας των ευρωπαϊκών οικονομιών. Τον Σεπτέμβριο του 2022 και σε διάστημα ενός έτους η τιμή από 10€/MWh(th) ανέβηκε στα 190€/MWh(th) προκαλώντας σοβαρές πληθωριστικές πιέσεις στην ελληνική οικονομία και προκαλώντας σημαντική αύξηση στα τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχ. 9-28: Χρονική Εξέλιξη των τιμών χονδρικής του Φ.Α. στην Ελλάδα.

Η χρήση καυσίμων με βάση τον άνθρακα επιβαρύνεται οικονομικά, στα πλαίσια της ενίσχυσης των ΑΠΕ<sup>115</sup>, με δικαιώματα εκπομπών ρύπων<sup>116</sup>. Στο Σχ. 9-29, παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη του κόστους της τιμής των δικαιωμάτων ανά τόνο εκπομπής CO<sub>2</sub>. Έως και το 2020 οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου κυμαίνονταν από 0 έως και 25€ τον τόνο εκπομπής CO<sub>2</sub>.

Από το 2021 και μετά η τιμή των δικαιωμάτων παρουσίασε σημαντική αύξηση φτάνοντας τα 100€ ανά τόνο εκπομπής CO<sub>2</sub> με αποτέλεσμα η επιβάρυνση των λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ εξαιτίας του μέτρου αυτού να υπερβεί για τις παλαιές μονάδες της εταιρείας τα 150€/MWh<sup>117</sup>. Αποτέλεσμα των αυξημένων τιμών των δικαιωμάτων αερίων του θερμοκηπίου είναι η δαπάνη για δικαιώματα ρύπων για τη ΔΕΗ ΑΕ από 699Μ€ το 2021 να διαμορφωθεί σε 1037Μ€ το 2022 με μέση τιμή τα 72.7€/τόνο από 44.9€/τόνο το 2021 [102].

<sup>115</sup> EU Carbon Permits. Trading Economics Carbon Emissions Allowances Prices are sourced from the European Union Emissions Trading System (EU ETS), the world's largest cap and trade greenhouse gas emissions market. Allowances for carbon emissions are first allocated considering EU directives for the maximum amount of greenhouse gases that can be emitted. Allowances for carbon emissions are then auctioned and traded. The European Union's Emissions Trading System (ETS) forces manufacturers, power companies, and airlines to pay for each tonne of carbon dioxide they emit as part of Europe's efforts to meet its climate targets. (πηγή <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> - πρόσβαση 23/04/2023)

<sup>116</sup> Το EU ETS αποτελεί θεμελιώδες εργαλείο με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, που αναπτύχθηκε για να αντιμετωπιστούν οι συνέπειες της κλιματικής αλλαγής ([https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en) - πρόσβαση 23/04/2023)

<sup>117</sup> Οι συντελεστές εκπομπών CO<sub>2</sub> που ισχύουν από 1/7/2022 διαμορφώνονται σε 1575.15grCO<sub>2</sub>e/kWh για τα λιγνιτικά, 386.86grCO<sub>2</sub>e/kWh για τις μονάδες Φ.Α. και 0grCO<sub>2</sub>e/kWh για τα υδροηλεκτρικά. Οι τιμές των συντελεστών αυτών εκτιμώνται με βάση τις συνολικές ποσότητες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα παραγωγής και τις συνολικές εκπομπές CO<sub>2</sub> κατά το έτος 2021 που υποβάλλονται στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ). Οι τιμές αυτές αναπροσαρμόζονται σε ετήσια τουλάχιστον βάση. Οι ως άνωθεν πληροφορίες αντλούνται μέσω της εφαρμογής IPTO Analytics του ΑΔΜΗΕ.



Σχ. 9-29: Χρονική Εξέλιξη των τιμών δικαιωμάτων άνθρακα (€/T of CO<sub>2</sub>).

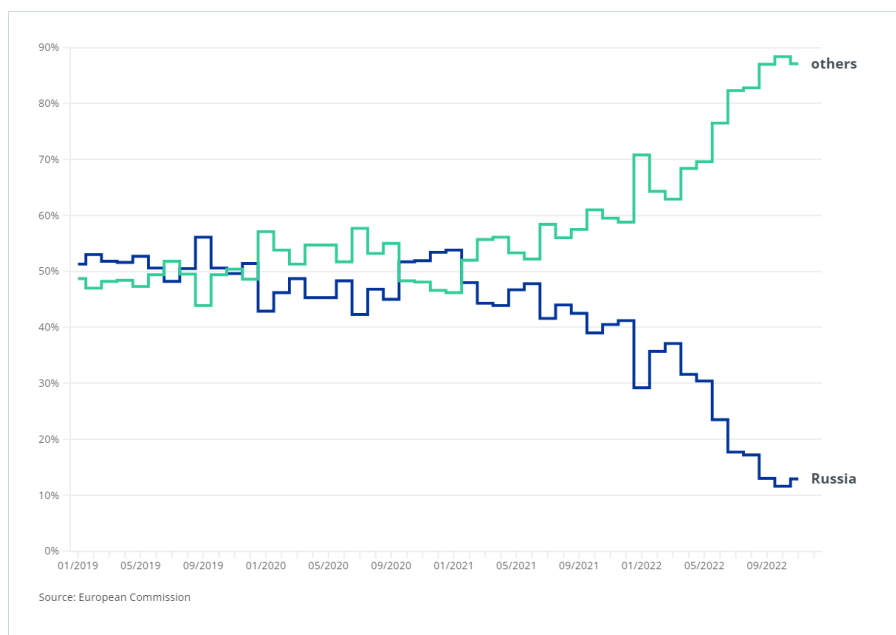
### 9.5.3 Γεωπολιτικές Εξελίξεις – Απεξάρτηση από το Ρωσικό Φυσικό Αέριο

Η στρατηγική απόφαση της μετάβασης προς μία ανθρακικά ουδέτερη οικονομία με καύσιμο μετάβασης το Φ.Α. καθώς οι αεριοστροβιλικές μονάδες προσφέρουν την απαραίτητη ευελιξία στην πλευρά της παραγωγής, κάτι το απαραίτητο για την ταχύτερη διείσδυση των ΑΠΕ, είχε ως αποτέλεσμα τη δημιουργία σημαντικών ενεργειακών εξαρτήσεων της ΕΕ από τρίτες χώρες (Νορβηγία, Ρωσία, ΗΠΑ, Κατάρ, Αλγερία). Ειδικότερα το 2021 το 40% της συνολικής κατανάλωσης Φ.Α., το 27% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου και το 46% της συνολικής κατανάλωσης άνθρακα στην ΕΕ προερχόταν από τη Ρωσική Δημοκρατία<sup>118</sup>. Η επιβολή κυρώσεων στον κύριο προμηθευτή ενεργειακών προϊόντων της ΕΕ (Ρωσία) είχε ως αποτέλεσμα η Ευρώπη να αποκοπεί από έναν μεγάλο προμηθευτή ενέργειας με αποτέλεσμα τη βραχεία εκτόξευση των τιμών των ενεργειακών προϊόντων σε ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα.

Η διαδικασία απεξάρτησης από ενεργειακά προϊόντα τα οποία είχαν προέλευση τη Ρωσία, υπήρξε στον χώρο της ηλεκτροπαραγωγής σχετικά ταχεία<sup>119</sup>. Το 2020 και 2021 η Ρωσία προμήθευε την ΕΕ με το 50% τουλάχιστον του Φ.Α. που εισαγόταν στην οικονομική ζώνη. Το ποσοστό αυτό τον Νοέμβριο του 2022 είχε υποχωρήσει στο 12.9%. Τους πρώτους 11 μήνες του 2022 βασικοί πηγές Φ.Α. κατά φθίνουσα σειρά ήταν: α) εισαγωγές LNG (ΗΠΑ, Κατάρ, Νιγηρία) 838.8TWh (25.7%), β) Ρωσία (LNG+Φ.Α. από αγωγούς) 803.8TWh (24.65%), γ) Νορβηγία 812.9TWh (24.9%), δ) Αλγερία 378.8TWh (11.6%), ε) άλλοι 426.9TWh (13%). Βασικός ωφελούμενος από τη μεταστροφή αυτή της ΕΕ είναι η ΗΠΑ που είδαν τις εξαγωγές LNG (υγροποιημένου Φ.Α.) να υπερδιπλασιάζονται σε μηνιαία βάση.

<sup>118</sup> [https://commission.europa.eu/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-04-20\\_en](https://commission.europa.eu/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-04-20_en)

<sup>119</sup> <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-Gas-supply/>



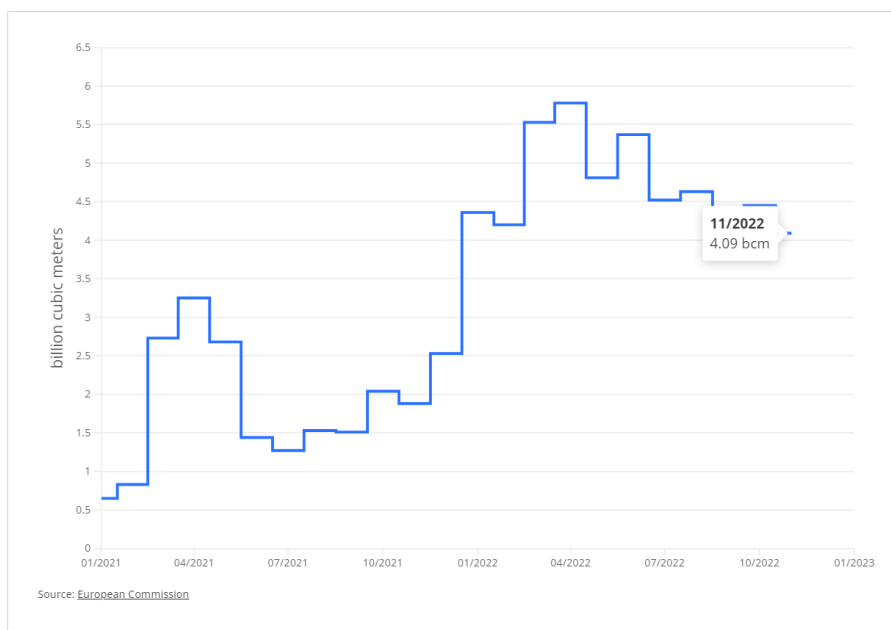
Σχ. 9-30: Εισαγωγές Φ.Α. στην Ευρωπαϊκή Ένωση<sup>120</sup>. (πηγή 119).

Μακροπρόθεσμα η υποκατάσταση μίας γεωπολιτικής εξάρτησης από μία άλλη γεωπολιτική εξάρτηση δεν αποτελεί μία βιώσιμη στρατηγική. Η υποκατάσταση του Φ.Α. με LNG ναρκοθετεί μέσο – μακροπρόθεσμα την ανταγωνιστικότητα της ευρωπαϊκής βιομηχανίας λόγω του επιπλέον κόστους υγροποίησης και μεταφοράς σε σχέση με τη μεταφορά με αγωγούς από γειτονικές χώρες. Κρίσιμοι τομείς της ευρωπαϊκής οικονομίας (Χημική Βιομηχανία, Αυτοκινητοβιομηχανία κ.λπ.) παρουσιάζουν σημαντική ευαισθησία στο κόστος των ενεργειακών προϊόντων και η διασφάλιση της στιβαρότητας της ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έναντι εξωγενών παραγόντων είναι επιτακτική ανάγκη για τη διασφάλιση της ευημερίας της Γηραιάς Ηπείρου.



Σχ. 9-31: Εισαγωγές Φ.Α. σε TWh κατά το πρώτο ενδεκάμηνο του 2022. (πηγή 119).

<sup>120</sup> (υγροποιημένο ή μέσω αγωγών) από Ρωσία και άλλους προμηθευτές 01/2019 έως 11/2022



Σχ. 9-32: Εισαγωγές υδροποιημένου Φ.Α. από ΗΠΑ 01/2021 έως 11.2022 (πηγή 119).

#### 9.5.4 Εξέλιξη των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας στην προ-ημερησία αγορά

Ως την 31/10/2020, η τιμή αγοράς καθοριζόταν με διαγωνιστική διαδικασία την προηγούμενη ημέρα χωρίς τη δυνατότητα διόρθωσης σε ενδοημερήσια αγορά ή τη σύναψη διμερών συμβολαίων. Από 1/11/2020, το μοντέλο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συμμορφώθηκε πλήρως με το πρότυπο του ευρωπαϊκού «Μοντέλου Στόχου», γνωστό και ως “Target Model”<sup>121</sup>. Σύμφωνα με τον Ν. 4512/2018 (μέρος Γ άρθρα 73 έως 99<sup>122</sup>), ορίζονται οι ακόλουθες αγορές ενεργειακών προϊόντων χονδρικής, κατά την έννοια του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 1227/2011<sup>123</sup>:

- Ενεργειακή χρηματοπιστωτική αγορά (“Forward Market”), όπου παραγωγοί και έμποροι κλείνουν διμερή ή πολυμερή συμβόλαια πώλησης ενέργειας (Purchase Power Agreements – PPAs) σε καθορισμένη τιμή, ποσότητα σε κάποιον σαφώς ορισμένο μελλοντικό χρόνο.
- Αγορά επόμενης ημέρας<sup>124</sup> (“Day-ahead Market”), όπου την προηγούμενη ημέρα της ημέρας έγχυσης της ενέργειας στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας τόσο με διμερή συμβόλαια όσο και με ανταλλαγή διαθέσιμης ισχύος υπάρχουν ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ενδοημερήσια αγορά<sup>125</sup> (“Intra-day Market”), όπου οι συμμετέχοντες (έμποροι και παραγωγή) έχουν την ευκαιρία να υποβάλλουν προσφορές αγοράς και πώλησης κατά την ημέρα φυσικής παράδοσης, σε εύλογο χρονικό διάστημα πριν τη στιγμή εκτέλεσης του συμβολαίου και να διορθώσουν τυχούσες αποκλίσεις μεταξύ της εκτιμώμενης ζήτησης ενέργειας κατά τη διαδικασία δημοπράτησης στην αγορά της επόμενης ημέρας.

<sup>121</sup> <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrafia>

<sup>122</sup> <https://www.kodiko.gr/nomothesia/document/339268/nomos-4512-2018>

<sup>123</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227&from=el>

<sup>124</sup> Αγορά Επόμενης Ημέρας - Rae Website

<sup>125</sup> <https://www.rae.gr/endoimerisia-agora/>



- Αγορά Εξισορρόπησης<sup>126</sup> (“Balancing Market”), όπου προσφέρεται ισχύς για την κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας του Συστήματος, η οποία διατηρείται από τους Συμμετέχοντες για προκαθορισμένη χρονική διάρκεια, ενώ στην Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης προσφέρεται από τους Συμμετέχοντες ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιείται από τον Διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό τη διατήρηση της συχνότητας του Συστήματος σε ένα προκαθορισμένο εύρος, καθώς και του ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τηρουμένων των προγραμμάτων ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας με γειτονικές χώρες.<sup>127</sup>

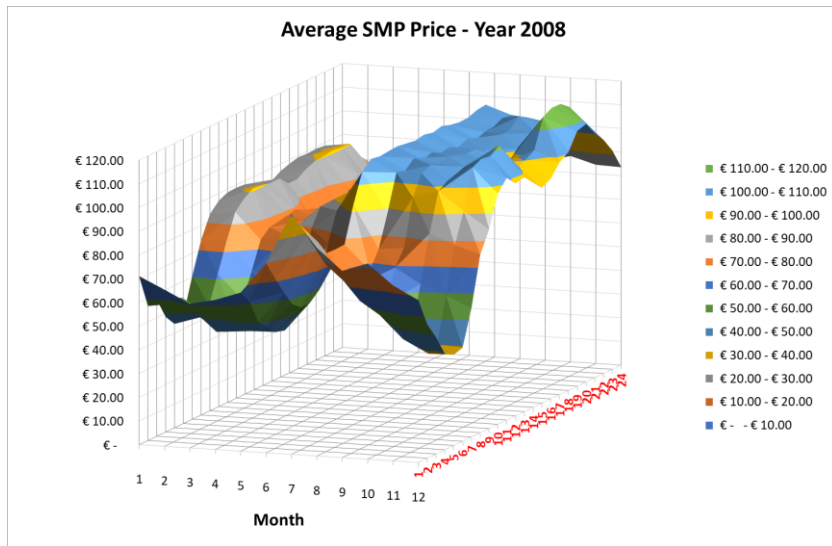
Στο Σχ. 9-33 έως και το Σχ. 9-47 παρουσιάζεται η μέση ωριαία τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο από το 2008 έως το 2022. Τα στοιχεία προέρχονται από το αρχείο ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού<sup>128</sup> το οποίο το Νοέμβριο του 2020 αντικαταστάθηκε από την αγορά της επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς<sup>129</sup>. Το 2008, μεσούσης της ενεργειακής και οικονομικής κρίσης της εποχής εκείνης παρατηρείται σημαντική διαφοροποίηση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική μεταξύ των ωρών μη αιχμής (αργά το βράδυ έως νωρίς το πρωί) και των ωρών αιχμής. Η μέση τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική διατηρείται περί τα 100€/MWh για μεγάλο χρονικό διάστημα. Το 2009, το προφίλ μεταβολής των τιμών δεν μεταβάλλεται σημαντικά σε σχέση με το 2008, αλλά η μείωση των τιμών των βασικών ενεργειακών προϊόντων είχε ως αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση των τιμών στη χονδρική που κατά το 2<sup>ο</sup> έως και 4<sup>ο</sup> τρίμηνο του έτους κυμαίνονται από 30~60€/MWh. Το 2010 οι τιμές στη χονδρική δεν παρουσιάζουν τυπική διακύμανση με τις τιμές να κυμαίνονται από 25~75€/MWh. Το 2011 και 2012 οι τιμές παραμένουν ουσιαστικά σταθερές εντός της ημέρας με τις τιμές στη χονδρική να κυμαίνονται από 25~110€/MWh. Το 2013 κατά τους μήνες με υψηλή ηλιοφάνεια και τις μεσημεριανές ώρες παρατηρείται για πρώτη φορά μείωση των τιμών της χονδρικής λόγω και του πρώτου κύματος εγκατάστασης Φ/Β στη χώρα, με την αγορά να «ισορροπεί» το 2014. Το 2015 παρατηρείται σημαντική ενδοημερήσια μεταβολή της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, μόνο τους πρώτους μήνες του έτους. Τα έτη 2016 και 2019, παρατηρείται ότι η μέση τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει πρακτικά σταθερή σε όλη τη διάρκεια του έτους και εντός της ημέρας. Αυτό προσέφερε ελάχιστες δυνατότητες εμπορικής εκμετάλλευσης της δυνατότητας της άντλησιοταμίευσης. Κάτι που καθίσταται σαφές από τις ώρες λειτουργίας της άντλησης και των ποσοτήτων ενέργειας που αναλώθηκαν για άντληση (βλέπε παράγραφο 9.5.8). Το 2017 παρατηρείται σημαντική ενδοημερήσια μεταβολή της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, τους δύο πρώτους μήνες του έτους λόγω των καιρικών συνθηκών (οργανωμένα καιρικά συστήματα «Αριάδνη» και «Βύρωνας») και στον τελευταίο μήνα του έτους. Το έτος 2018 παρατηρείται παρεμφερής συμπεριφορά όσον αφορά τη συνιστώσα της ώρας της ημέρας κάτι που και αυτό προκαλεί σημαντική μείωση του δυνητικού οφέλους χρήσης της άντλησης για την αποθήκευση ενέργειας. Τα έτη 2020-2022 παρατηρείται σημαντική διαφοροποίηση της μέσης τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας εντός της ημέρας, με αποτέλεσμα να παρατηρείται σημαντική χρήση της άντλησης για τη βελτιστοποίηση της χρήσης των υπαρχόντων κεφαλαιακών μονάδων παραγωγής.

<sup>126</sup> <https://www.rae.gr/agora-exisorropisis/>

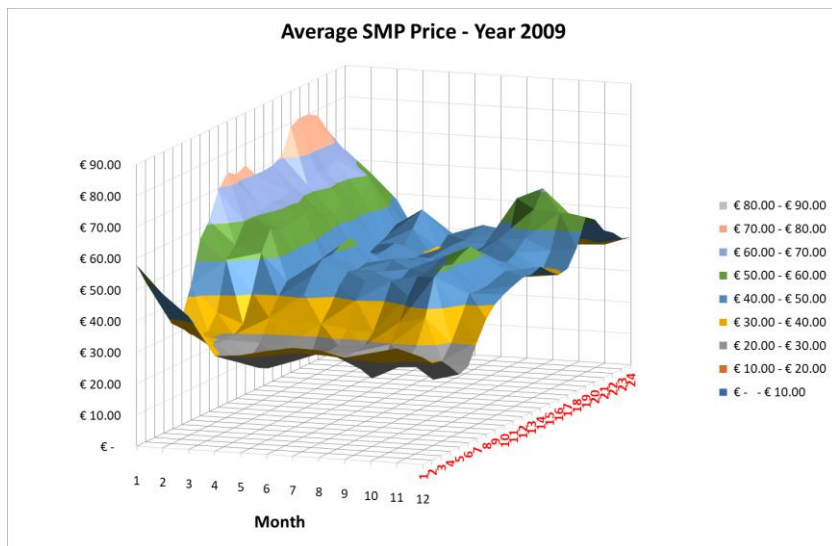
<sup>127</sup> <https://www.rae.gr/genika-nea/54251/>

<sup>128</sup> <https://www.enxgroup.gr/el/day-ahead-scheduling-archive>

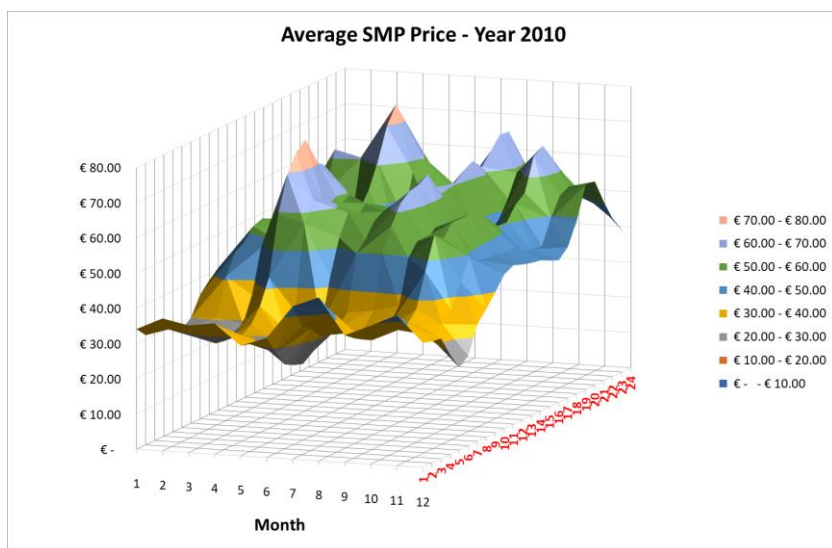
<sup>129</sup> <https://www.enxgroup.gr/el/dam-idm-archive>



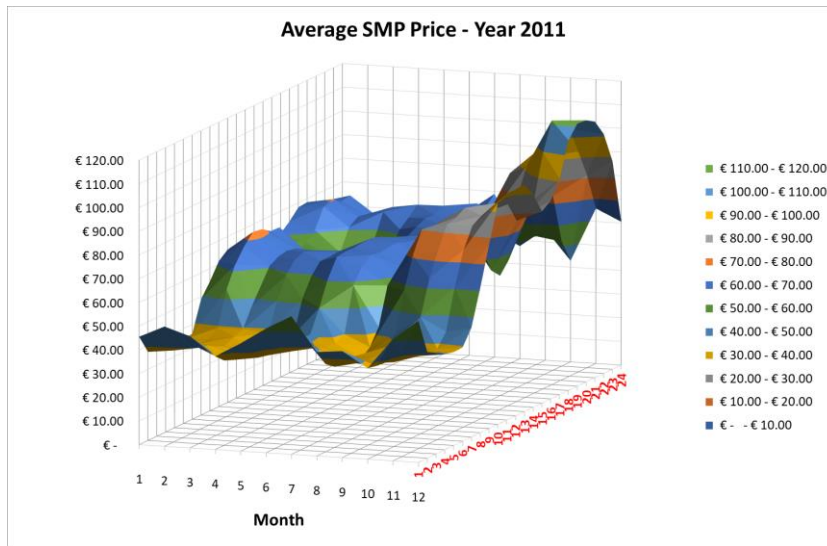
Σχ. 9-33: Μέση ωριαία τιμή προ-ημερήσιας αγοράς. Έτος 2008 (πηγή ENEX).



Σχ. 9-34: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2009 (πηγή ENEX).



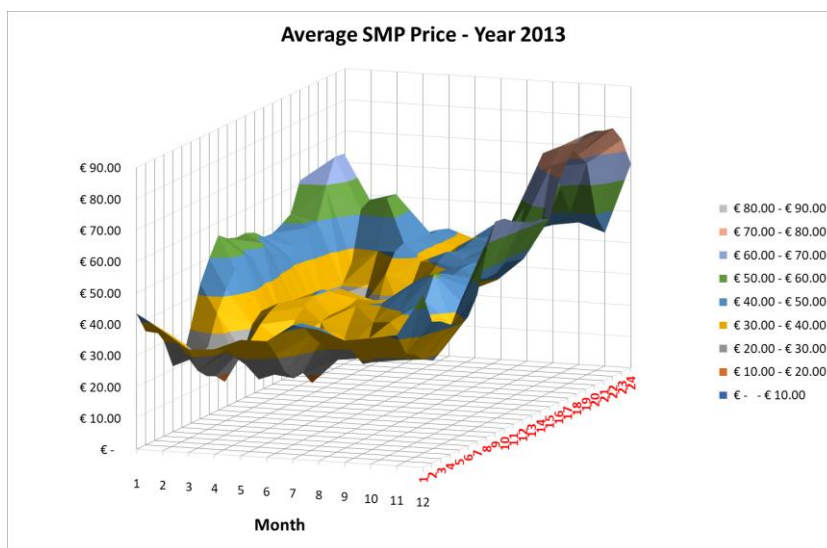
Σχ. 9-35: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2010 (πηγή ENEX).



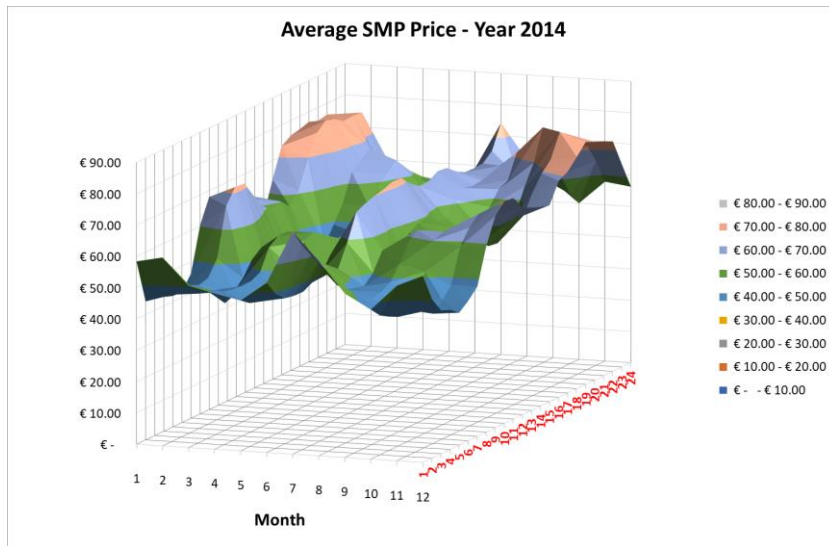
Σχ. 9-36: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2011 (πηγή ENEX).



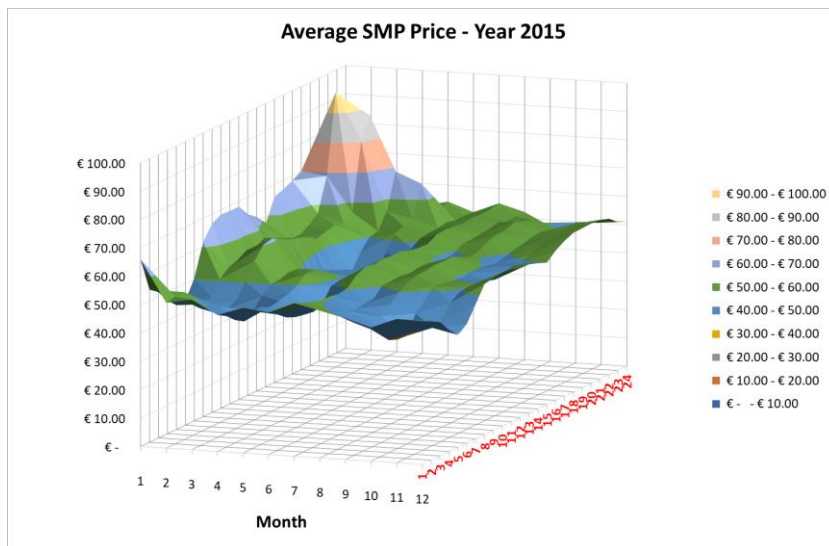
Σχ. 9-37: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2012 (πηγή ENEX).



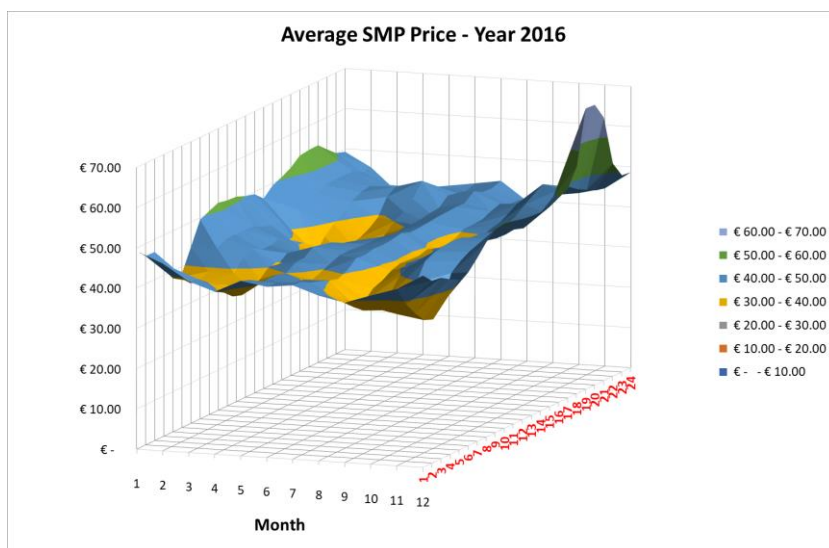
Σχ. 9-38: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2013 (πηγή ENEX).



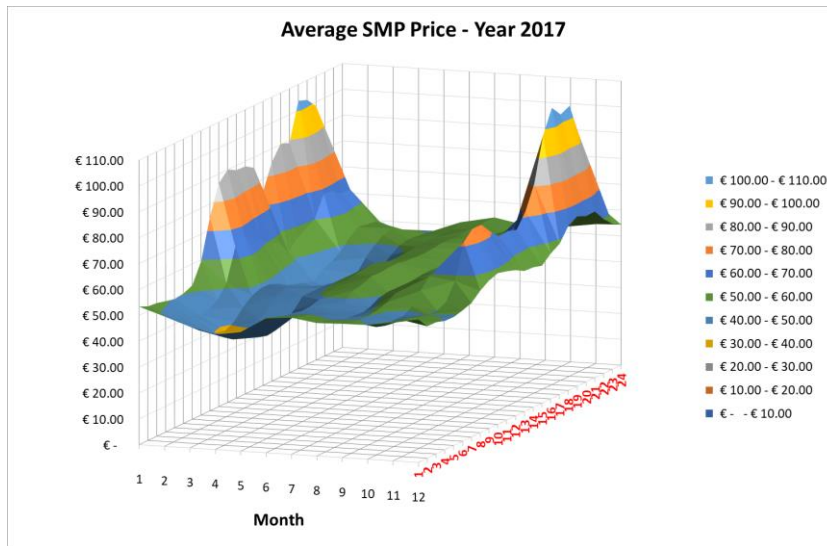
Σχ. 9-39: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2014 (πηγή ENEX).



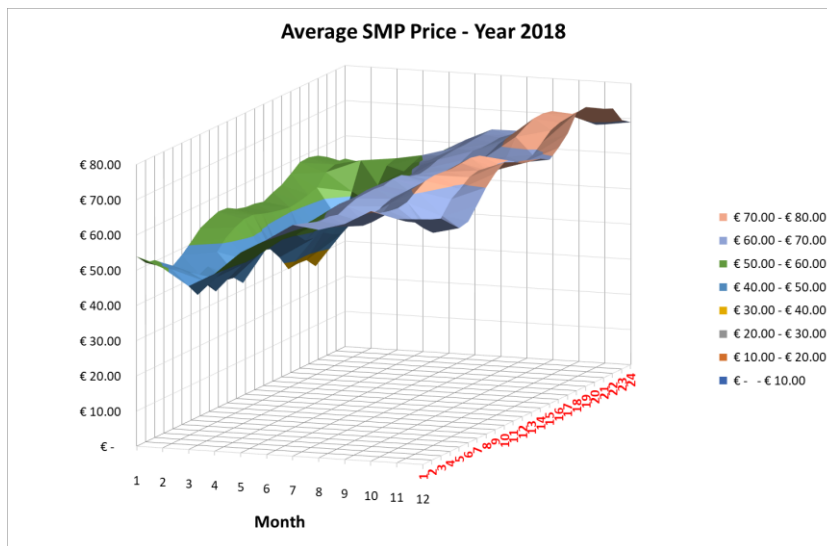
Σχ. 9-40: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2015 (πηγή ENEX).



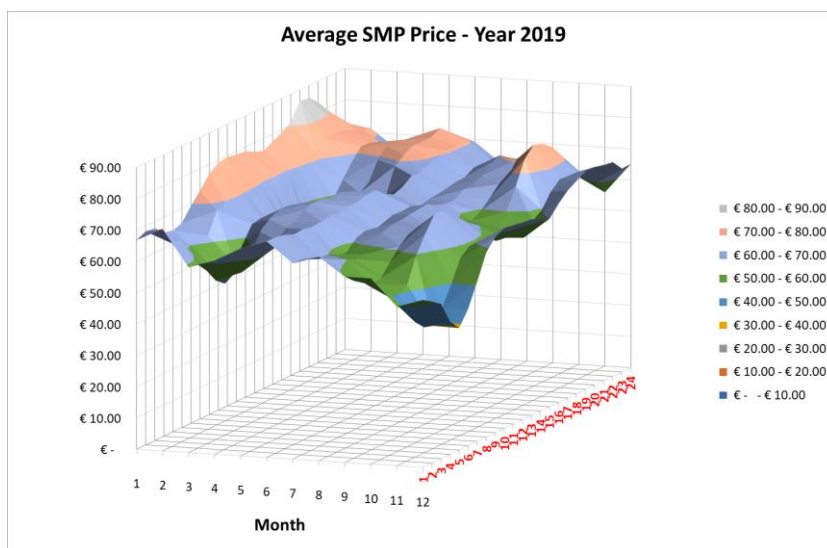
Σχ. 9-41: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2016 (πηγή ENEX).



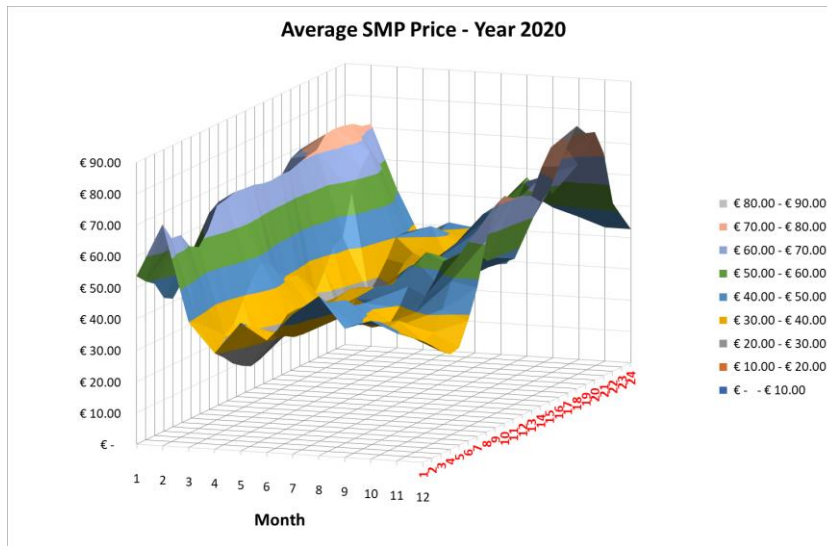
Σχ. 9-42: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2017 (πηγή ENEX).



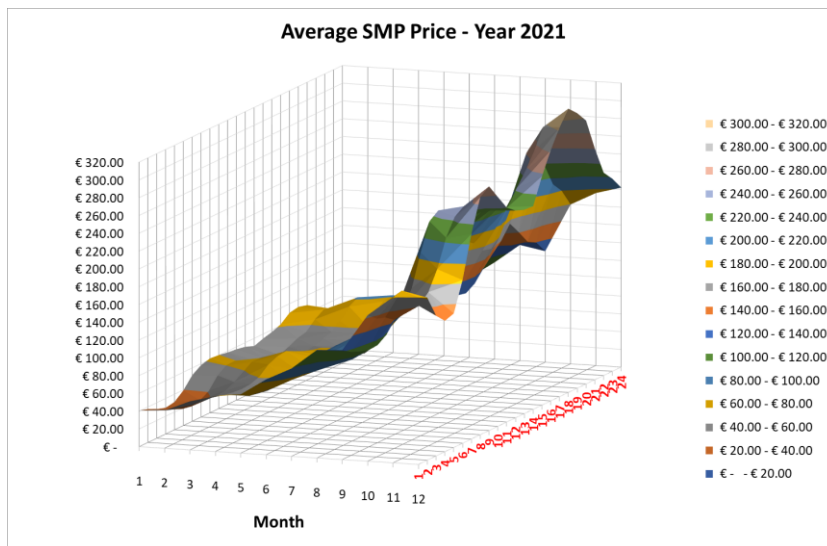
Σχ. 9-43: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2018 (πηγή ENEX).



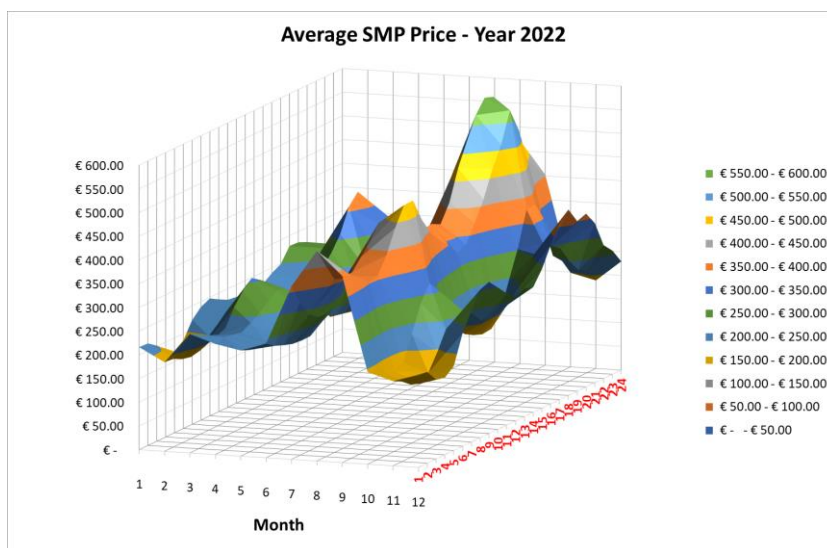
Σχ. 9-44: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2019 (πηγή ENEX).



Σχ. 9-45: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2020 (πηγή ENEX).



Σχ. 9-46: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2021 (πηγή ENEX).

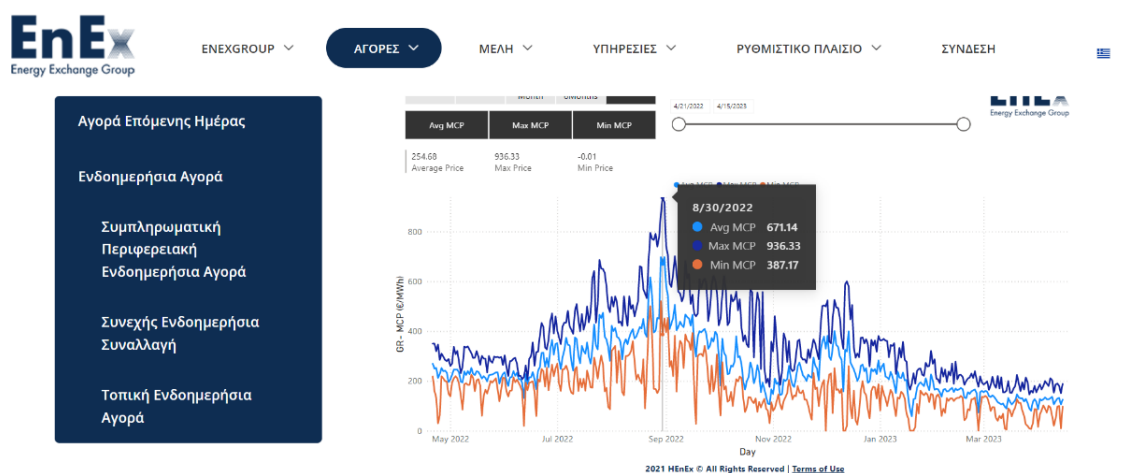


Σχ. 9-47: Όπως Σχ. 9-33. Έτος 2022 (πηγή ENEX).

Η σημαντική διαφοροποίηση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας εντός της ημέρας επιβεβαιώνεται και από την εξέταση του λόγου της ελάχιστης προς τη μέγιστη ωριαία τιμή εντός μίας ημέρας. Η

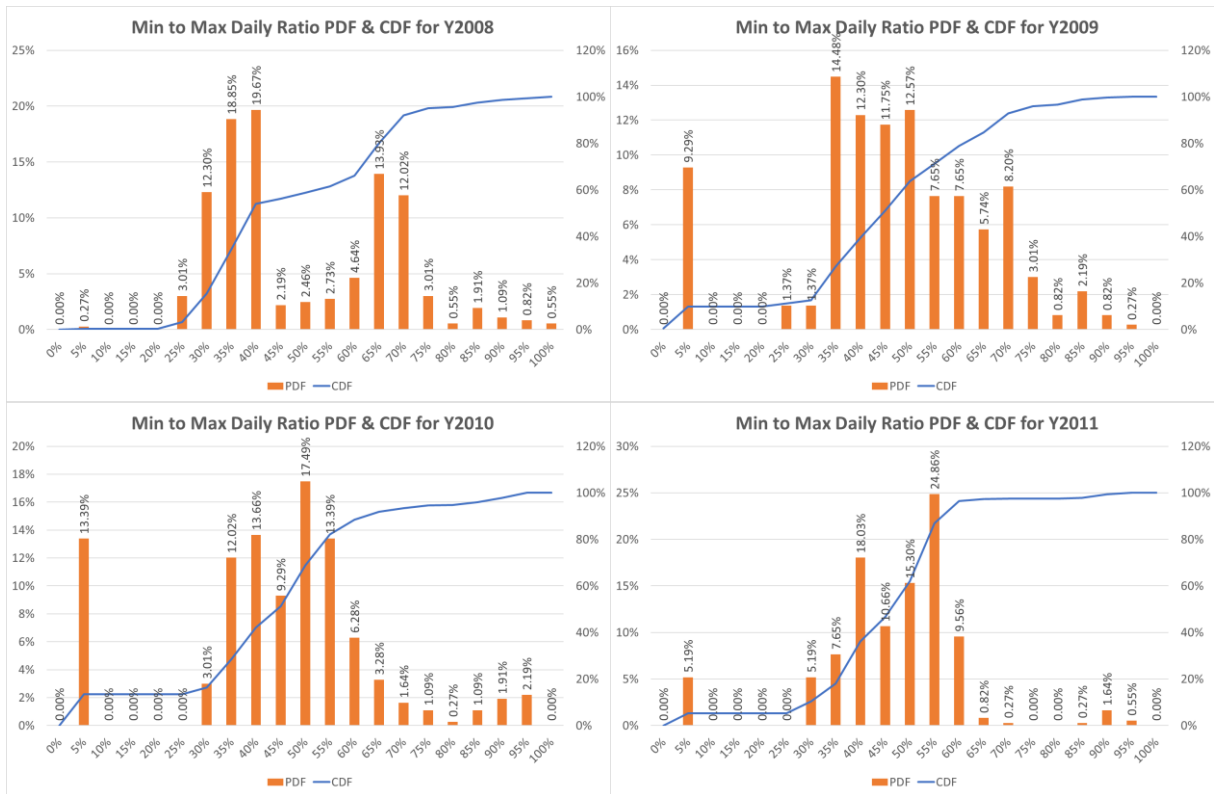
Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας (ΣΠΠ) και η Αθροιστική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας (ΑΣΠΠ) για τον λόγο της ελάχιστης ωριαίας τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας προς τη μέγιστη τιμή για την περίοδο 2008 έως και το 2022 παρουσιάζονται στο Σχ. 9-49 έως και Σχ. 9-52 αντίστοιχα. Το 2008 ο λόγος ελάχιστης προς μέγιστη τιμή ήταν για το 50% των ημερών του έτους μικρότερος από 40%, με αποτέλεσμα η άντληση να έχει σημαντική οικονομική αξία. Αντίστοιχα αποτελέσματα παρατηρούνται και για την περίοδο από 2009 έως το 2014 όταν ο λόγος ελάχιστης προς μέγιστη ημερήσια τιμή για το 50% των ημερών κυμαινόταν από 45% έως και 60%. Την περίοδο 2015~2019 ο λόγος ελάχιστης προς μέγιστη τιμή τις μισές ημέρες της περιόδου δεν έπεσε κάτω από το 75%. Αποτέλεσμα της μικρής μεταβλητότητας στην ημερήσια τιμή χονδρικής ήταν να μην υπάρχουν σημαντικές εμπορικές ευκαιρίες για άντληση. Αυτό άλλαξε εκ νέου την περίοδο 2020 έως 2022, όπου λόγοι άνω του 75% παρατηρήθηκαν μόνον στο 4% των ημερών και για τις μισές τουλάχιστον ημέρες ο λόγος ελάχιστης προς μέγιστη ημερήσια τιμή κυμάνθηκε από 45% έως και 60%. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα περισσότερες ευκαιρίες για εμπορική εκμετάλλευση της αντλησιοταμίευσης σε ημερήσια βάση.

Το 2022 παρατηρείται επίσης σημαντική μείωση της τιμής κατά τις πρώτες μεσημβρινές ώρες όπως αυτό τεκμαίρεται από τη μεταβολή της μέσης ωριαίας τιμής χονδρικής (βλέπε Σχ. 9-53) και από τον λόγο της μέσης ωριαίας τιμής ως προς τη μέγιστη (βλέπε Σχ. 9-54). Η κατανομή της τιμής χονδρικής εντός του έτους, σε φθίνουσα σειρά, παρουσιάζεται στο Σχ. 9-55. Παρατηρείται η έκρηξη προς τα άνω των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας από το 2<sup>ο</sup> μισό του 2021 και το 2022. Η μέγιστη μέση τιμή να παρατηρείται στις 31/08/2022 (στοιχεία ENEX<sup>130</sup>) με τιμή ανά MWh τα 697.41€ και διακύμανση από 451.00€ έως 918.55€.

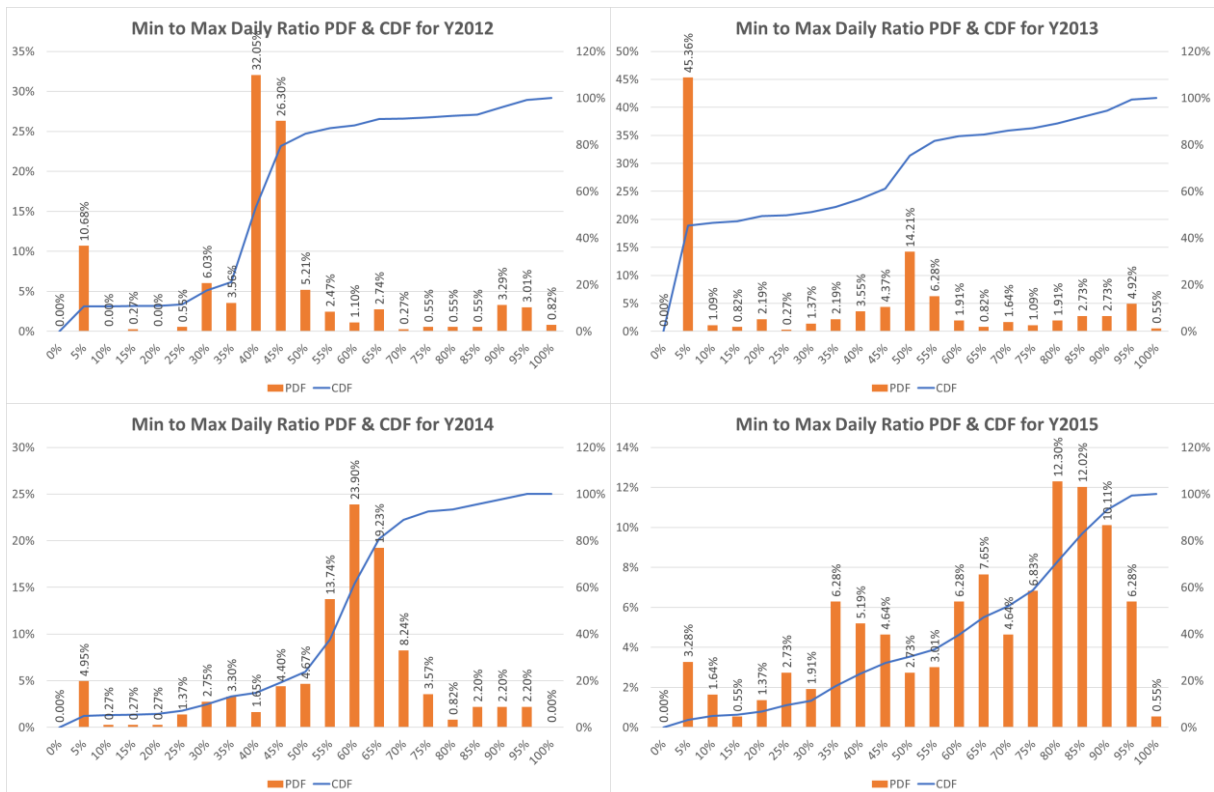


Σχ. 9-48: Μέση ημερήσια τιμή προ-ημερήσιας αγοράς για την περίοδο 2022-2023 (πηγή ENEXGROUP).

<sup>130</sup> <https://www.enexgroup.gr/el/day-ahead-market-figures> (accessed 15/04/2023)



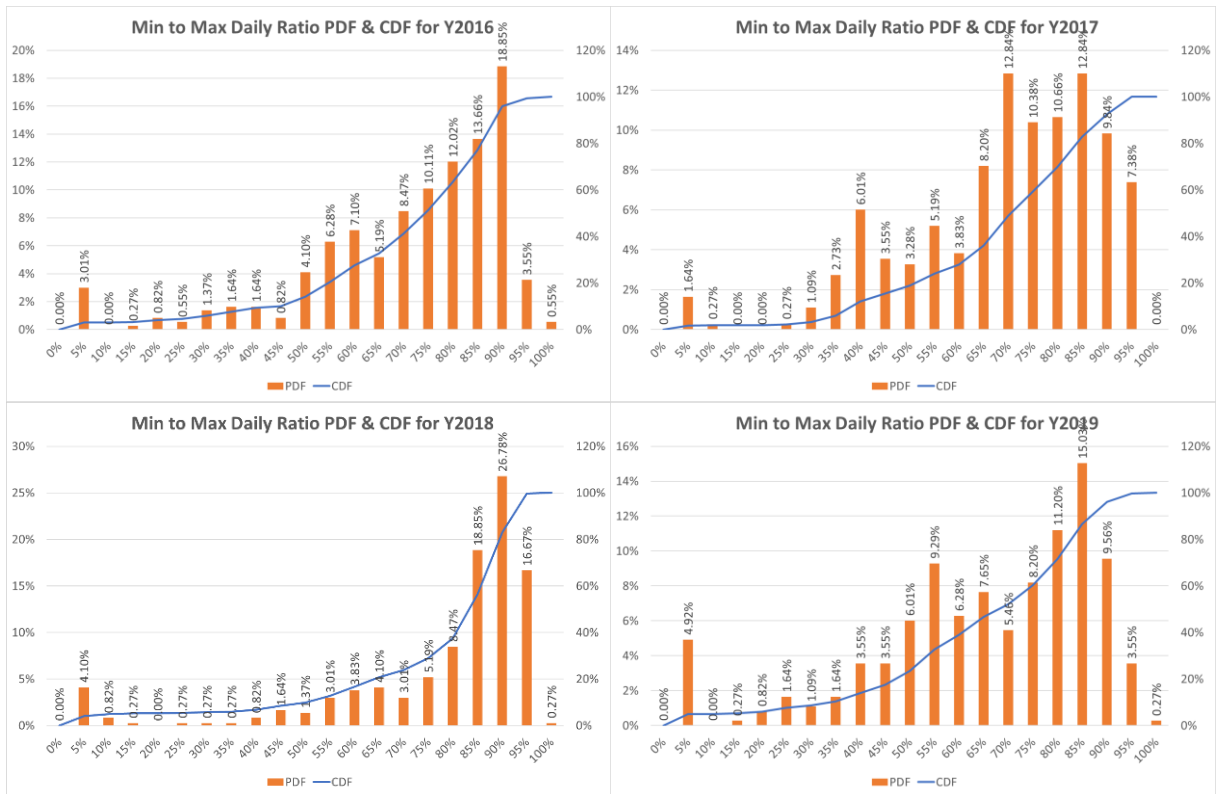
Σχ. 9-49: Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας (ΣΠΠ) και Αθροιστική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας (ΑΣΠΠ)<sup>131</sup>.



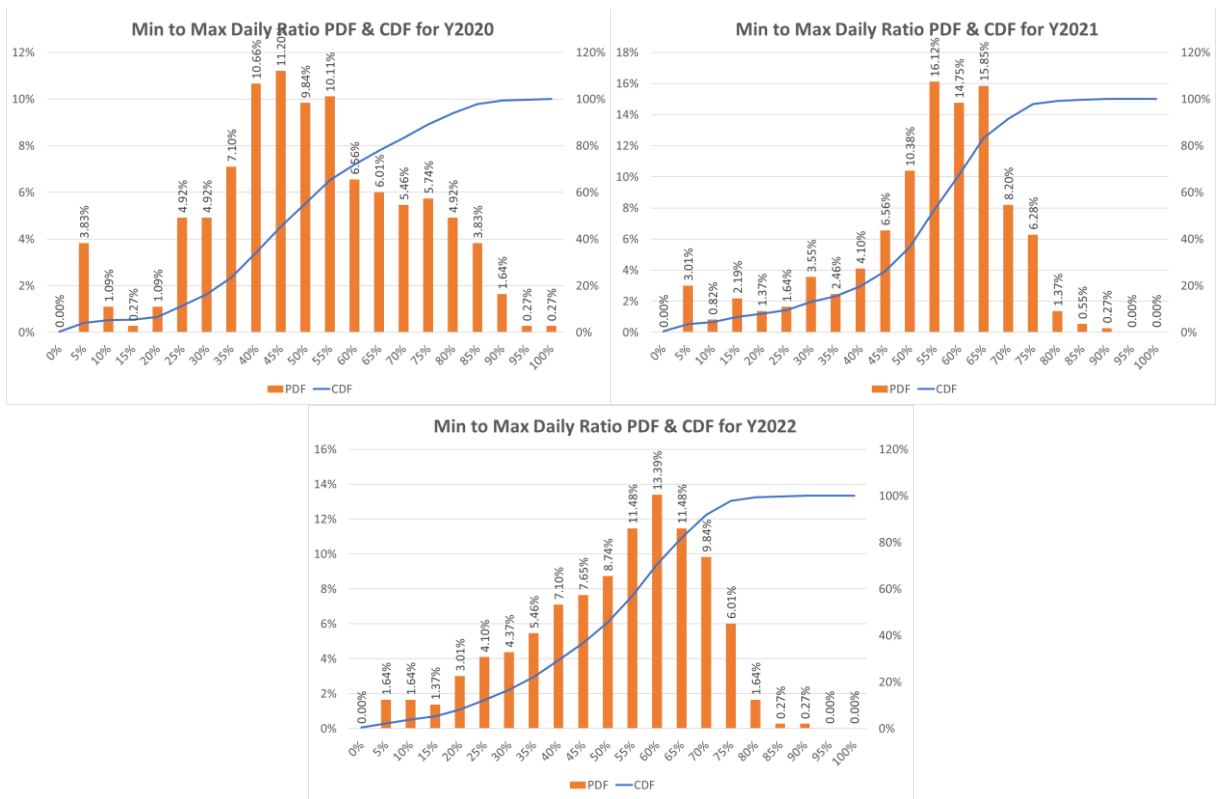
Σχ. 9-50: Όπως Σχ. 9-49 για την περίοδο 2012-2015 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).

<sup>131</sup> για το λόγο της ελάχιστης ωριαίας τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας προς τη μέγιστη για την περίοδο 2008-2011 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX)

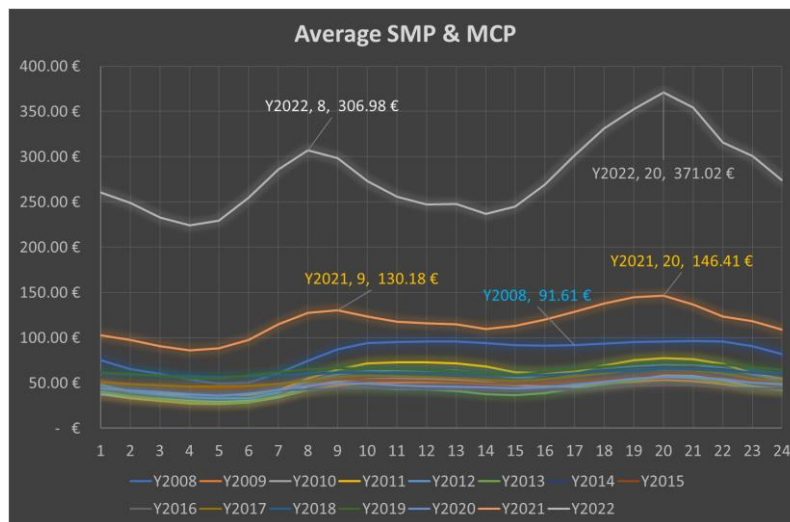




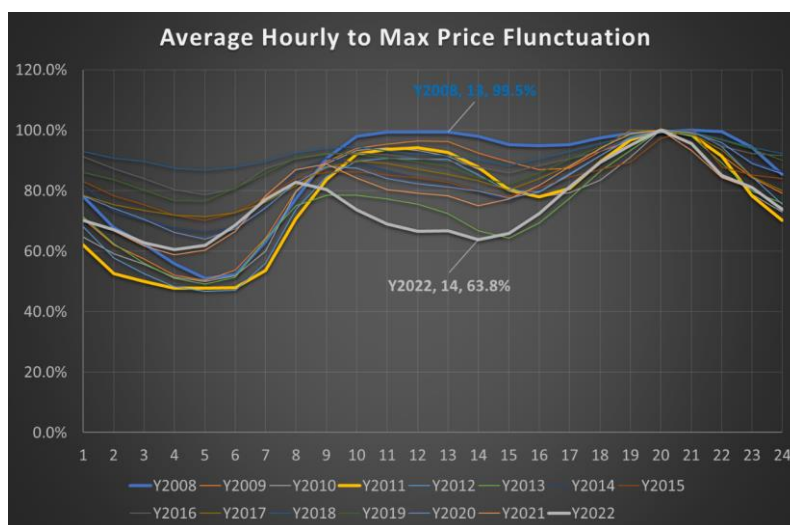
Σχ. 9-51: Όπως Σχ. 9-49 για την περίοδο 2016-2019 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).



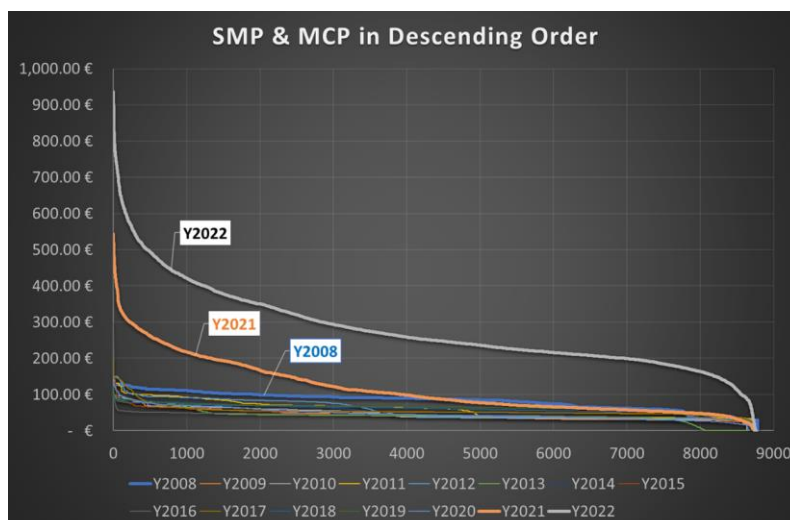
Σχ. 9-52: Όπως Σχ. 9-49 για την περίοδο 2020-2022 (πηγή ΛΑΓΗΕ, ENEX).



Σχ. 9-53: Μέση ωριαία τιμή ηλεκτρικής ενέργειας περίοδος 2008 – 2022 (πηγή ΛΑΓΓΗΕ, ENEX).



Σχ. 9-54: Λόγος ωριαίας τιμής ηλεκτρικής ενέργειας προς μέγιστη ημερήσια τιμή, περίοδος 2015 – 2022.



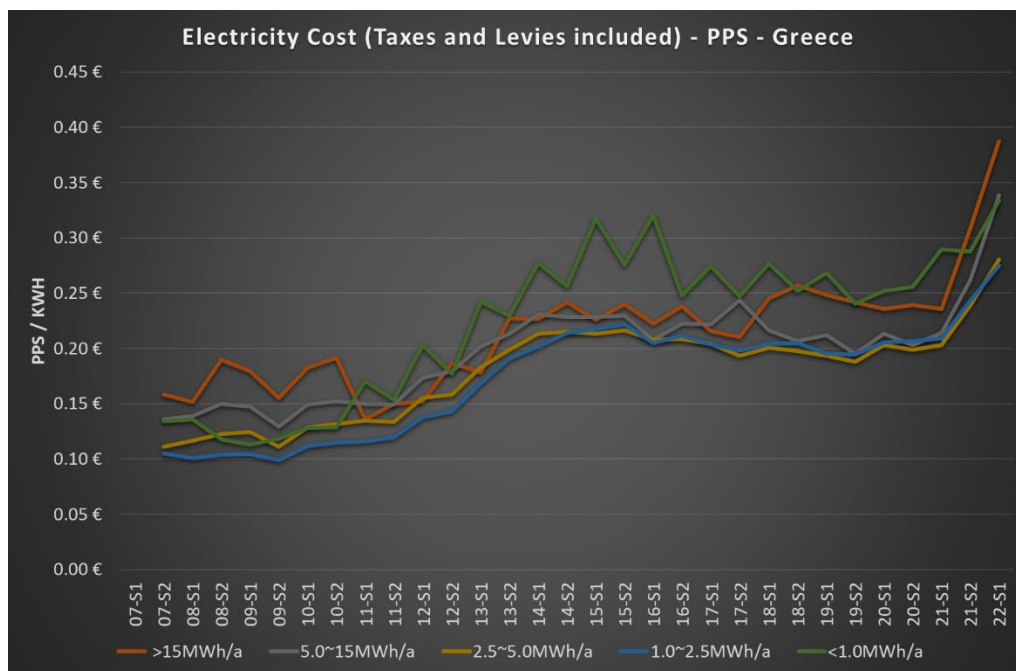
Σχ. 9-55: Κατανομή ωριαίας τιμής χονδρικής, περίοδος 2015 – 2022 (πηγή ΛΑΓΓΗΕ, ENEX).

### 9.5.5 Τιμές ενέργειας σε λιανική και βιομηχανία (Ελλάδα – ΕΕ)

Στο Σχ. 9-56 και στο Σχ. 9-57 παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας στη λιανική για οικιακά τιμολόγια σε Ελλάδα και στην ΕΕ27. Οι τιμές δίνονται σε όρους

Ισοδύναμης Αγοραστικής Δύναμης (ΙΑΔ)<sup>132</sup>. Στο Σχ. 9-58 και Σχ. 9-59 παρουσιάζονται τα σχετικά στοιχεία για βιομηχανικούς καταναλωτές σε ευρώ.

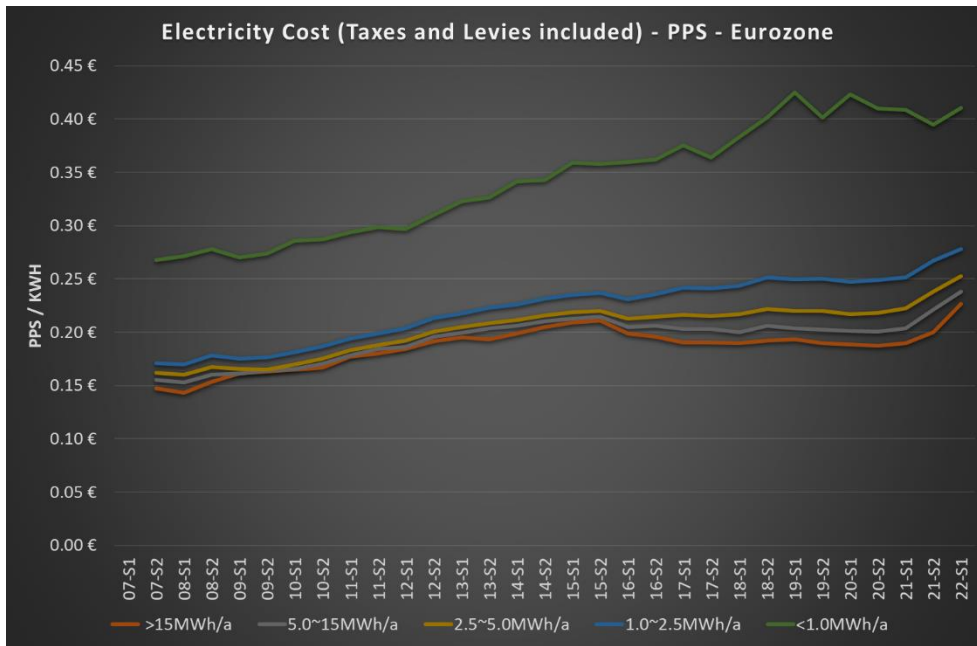
Η εξέλιξη των τιμών από το 2007 έως και τα μέσα του 2021 παρουσιάζει ελαφρά αυξητική τάση τόσο για τα τιμολόγια λιανικής σε όρους αγοραστικής δύναμης, όσο και για τα τιμολόγια στους βιομηχανικούς καταναλωτές σε ευρώ. Από το 2<sup>ο</sup> μισό του 2021 και στη συνέχεια παρατηρείται σημαντική αύξηση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας τόσο στους οικιακούς καταναλωτές, όσο και στους βιομηχανικούς καταναλωτές με τις τιμές να υπερδιπλασιάζονται. Κύριο αίτιο της αύξησης αυτής η αύξηση των τιμών των ενεργειακών προϊόντων στην παγκόσμια και ιδίως στην Ευρωπαϊκή αγορά αποτέλεσμα των τελευταίων γεωπολιτικών εξελίξεων.



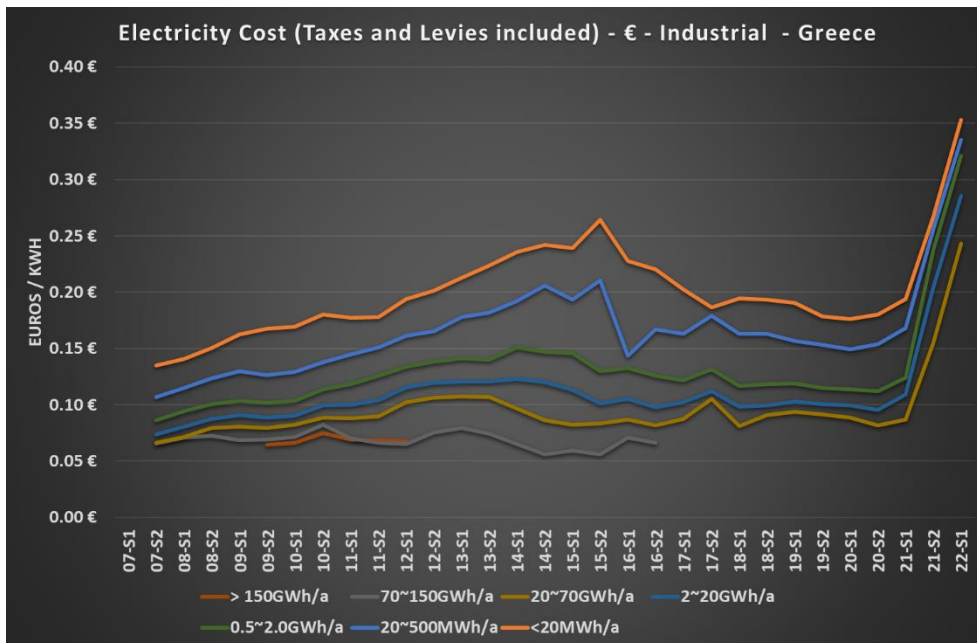
Σχ. 9-56: Εξέλιξη τιμών λιανικής για οικιακούς καταναλωτές σε όρους αγοραστικής δύναμης - Ελλάδα (πηγή Eurostat<sup>133</sup>)

<sup>132</sup> Η Ισοδύναμη Αγοραστική Δύναμη (ΙΑΔ) ή Purchasing Power Parity (PPS) είναι μία μέτρηση των τιμών ορισμένων προϊόντων σε διαφορετικές χώρες και χρησιμοποιείται για να υπολογίσει την «απόλυτη» αγοραστική δύναμη των νομισμάτων (βλέπε [https://en.wikipedia.org/wiki/Purchasing\\_power\\_parity](https://en.wikipedia.org/wiki/Purchasing_power_parity) - accessed 24/04/2023). Σύμφωνα με τον ΟΟΣΑ (<https://www.oecd.org/sdd/prices-ppp/purchasingpowerparities-frequentlyaskedquestionsfaqs.htm>) το PPS είναι οι τιμές των ισοτιμιών μετατροπής που εξισώσουν την αγοραστική δύναμη διαφορετικών νομισμάτων αφαιρώντας τις διαφορές στις τιμές των προϊόντων μεταξύ διαφορετικών χωρών.

<sup>133</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG\\_PC\\_204](https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG_PC_204)



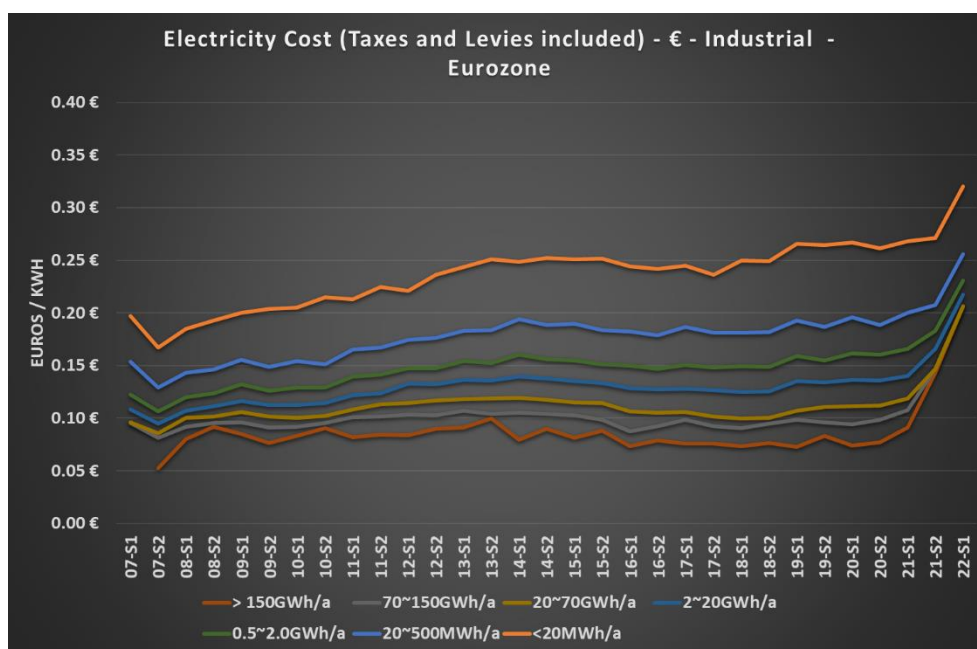
Σχ. 9-57: Όπως Σχ. 9-56 για την ΕΕ27 (πηγή Eurostat<sup>134</sup>)



Σχ. 9-58: Εξέλιξη τιμών για βιομηχανικούς καταναλωτές σε ευρώ στην Ελλάδα (πηγή Eurostat<sup>135</sup>)

<sup>134</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG\\_PC\\_204](https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG_PC_204)

<sup>135</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG\\_PC\\_205](https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG_PC_205)



Σχ. 9-59: Εξέλιξη τιμών για βιομηχανικούς καταναλωτές σε ευρώ στην ΕΕ27 (πηγή Eurostat<sup>136</sup>)

Εκτίμηση της κατάστασης κατά το 2<sup>ο</sup> μισό του 2022 και τους πρώτους μήνες του 2023 προσφέρει η τιμολόγηση της «Καθολικής Υπηρεσίας»<sup>137</sup>. Από τον Αύγουστο του 2022, μετά τη δημοσίευση του Ν. 4964/2022 (ΦΕΚ Α΄ 150/30.7.2022), έχουν τεθεί σε ισχύ ειδικές διατάξεις για την τιμολόγηση της υπηρεσίας αυτής<sup>138</sup>. Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζεται η εξέλιξη των τιμολογίων της Καθολικής υπηρεσίας από τον Αύγουστο του 2022 έως και τον Ιούνιο του 2023. Επίσης παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας μίας MWh για κάθε ένα από τα διαθέσιμα τιμολόγια. Όπου δεν ορίζεται κάποια τιμή δεν υπάρχει καταχώρηση στο συγκεκριμένο κελί. Το 2022, παρατηρείται μία ταχεία αποκλιμάκωση του κόστους της MWh στο τιμολόγιο της Καθολικής Υπηρεσίας. Η αποκλιμάκωση αυτή δείχνει σημάδια ανάσχεσης τους πρώτους μήνες του 2023 με τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας για το πλέον ακριβό τιμολόγιο να υπερβαίνουν τα 200€/MWh για κάθε ένα από τα 4 τιμολόγια για τα οποία έχει εφαρμογή η «Καθολική» Υπηρεσία<sup>139</sup>.

<sup>136</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG\\_PC\\_205](https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/NRG_PC_205)

<sup>137</sup> Σύμφωνα με τη νομοθεσία που ισχύει από το 2011, οι οικιακοί και επαγγελματικοί καταναλωτές ρεύματος, στους οποίους έχει καταγγελθεί η σύμβαση και αδρανούν στην αλλαγή ή την εύρεση νέου, προμηθεύονται ρεύμα από τη λεγόμενη καθολική υπηρεσία. Οι πάροχοι της συγκεκριμένης υπηρεσίας καθορίζονται σε τακτική βάση με ΦΕΚ. Σημειώνεται ότι «...Οι σχετικές χρεώσεις προμήθειας του Τιμολογίου Αναφοράς, ανά κατηγορία Πελάτη υπολογίζονται προσαυξημένες κατά 5%, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 138 του ν. 4951/2022...» με την τιμή πριν την προσαύξηση να «...ορίζεται το τιμολόγιο με την ανώτερη τιμή χρέωσης προμήθειας...»

<sup>138</sup> <https://www.rae.gr/genika-nea/63310/>

<sup>139</sup> Σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 58 του Ν. 4001/2011 Προμηθευτής Καθολικής Υπηρεσίας είναι ο «...ο Προμηθευτής αυτός που υποχρεούται να προμηθεύει Μικρούς Πελάτες σε όλη την ελληνική επικράτεια, για τους οποίους συντρέχει μια από τις ακόλουθες περιπτώσεις: α) έχουν αδρανήσει σχετικά με το δικαίωμα ελεύθερης επιλογής Προμηθευτή και, β) αδυνατούν να βρουν Προμηθευτή στην απελευθερωμένη αγορά με βάση τους υφιστάμενους εμπορικούς όρους...»

Home - Day			
Year	Month	Fixed Price	Unit Cost (€/MWh) - Day
2022	08	3.15 €	1,052.52 €
2022	09	3.68 €	840.00 €
2022	10	3.15 €	732.90 €
2022	11	3.15 €	493.50 €
2022	12	3.68 €	411.60 €
2023	01	5.25 €	189.75 €
2023	02	1.05 €	279.10 €
2023	03	5.25 €	283.61 €
2023	04	5.25 €	239.09 €
2023	05	5.25 €	260.09 €
2023	06	5.25 €	249.59 €

Πίν. 9-7 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Οικιακό Τιμολόγιο – Ημερήσια Χρέωση).

Home - Day/Night				
Year	Month	Fixed Price	Unit Cost (€/MWh) - Day	Unit Cost (€/MWh) - Night
2022	08	4.73 €	1,043.18 €	1,022.18 €
2022	09	3.68 €	840.00 €	784.35 €
2022	10	3.15 €	732.90 €	732.90 €
2022	11	3.15 €	493.50 €	493.50 €
2022	12	3.68 €	411.60 €	355.95 €
2023	01	5.25 €	189.75 €	136.20 €
2023	02	1.05 €	279.10 €	279.10 €
2023	03	5.25 €	283.61 €	276.57 €
2023	04	5.25 €	239.09 €	232.16 €
2023	05	5.25 €	260.09 €	253.16 €
2023	06	5.25 €	249.59 €	242.66 €

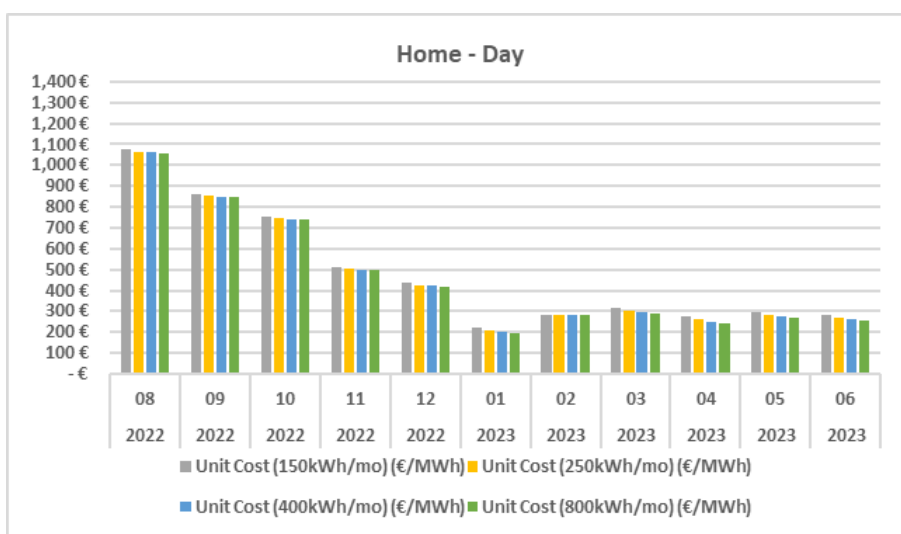
Πίν. 9-8 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Οικιακό Τιμολόγιο – Ημερήσια/Νυχτερινή Χρέωση).

Commercial - Day			
Year	Month	Fixed Price	Unit Cost (€/MWh) - Day
2022	08	4.73 €	1,249.50 €
2022	09	1.58 €	840.00 €
2022	10	- €	732.90 €
2022	11	- €	493.50 €
2022	12	1.58 €	411.60 €
2023	01	1.58 €	234.05 €
2023	02	1.05 €	274.32 €
2023	03	5.25 €	278.15 €
2023	04	1.05 €	221.82 €
2023	05	1.05 €	238.88 €
2023	06	- €	228.27 €

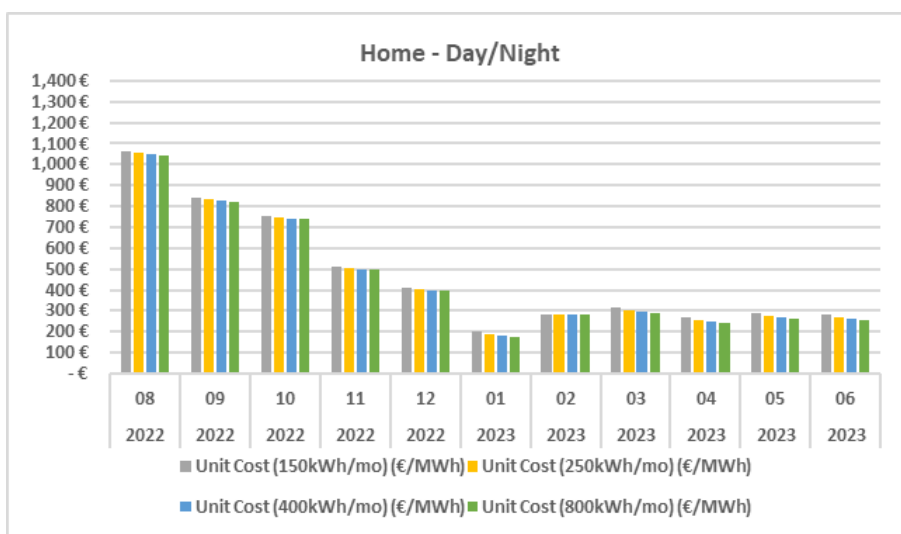
Πίν. 9-9 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Βιοτεχνικό - Βιομηχανικό Τιμολόγιο – Ημερήσια Χρέωση).

Commercial - Day/Night				
Year	Month	Fixed Price	Unit Cost (€/MWh) - Day	Unit Cost (€/MWh) - Night
2022	08	- €	945.00 €	630.00 €
2022	09	1.58 €	878.85 €	784.35 €
2022	10	- €	732.90 €	732.90 €
2022	11	- €	493.50 €	493.50 €
2022	12	1.58 €	450.45 €	355.95 €
2023	01	1.58 €	272.90 €	178.40 €
2023	02	1.05 €	274.32 €	274.32 €
2023	03	5.25 €	306.50 €	254.00 €
2023	04	5.25 €	233.73 €	180.60 €
2023	05	5.25 €	255.05 €	201.80 €
2023	06	5.25 €	244.44 €	191.20 €

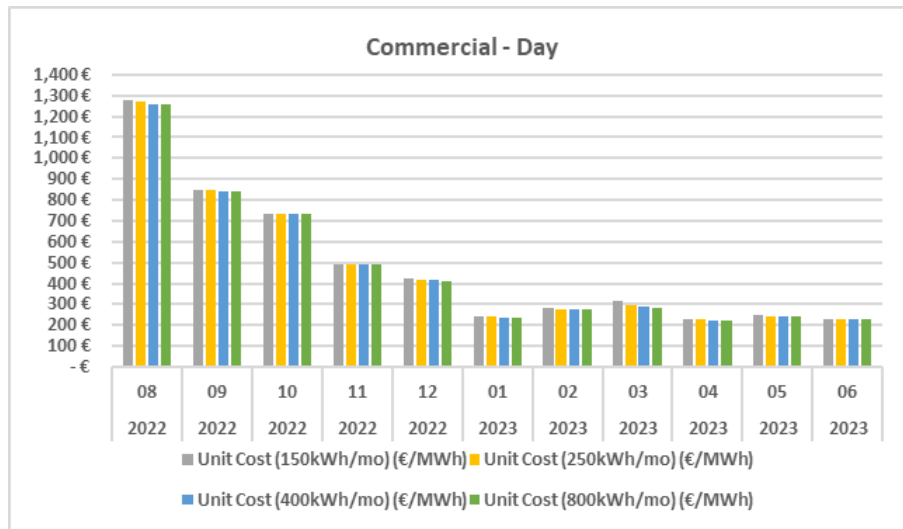
Πίν. 9-10 Εξέλιξη τιμών Καθολικής Υπηρεσίας (Βιοτεχνικό - Βιομηχανικό Τιμολόγιο – Ημερήσια/Νυχτερινή Χρέωση).



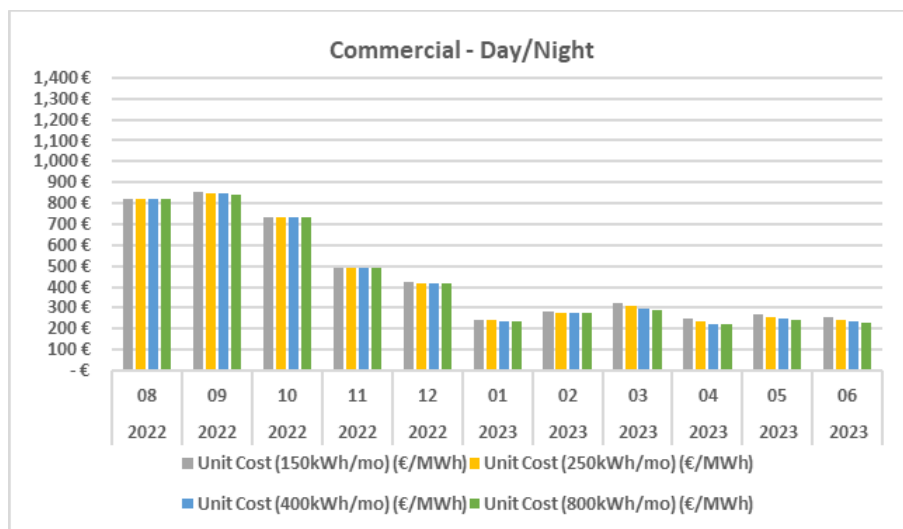
Σχ. 9-60: Κόστος MWh για το τιμολόγιο της καθολικής υπηρεσίας – Ημερήσιο Οικιακό (πηγή PAE)



Σχ. 9-61: Όπως Σχ. 9-60 –Νυχτερινό Οικιακό (πηγή PAE)



Σχ. 9-62: Όπως Σχ. 9-60 – Ημερήσιο Βιοτεχνικό (πηγή ΠΑΕ)

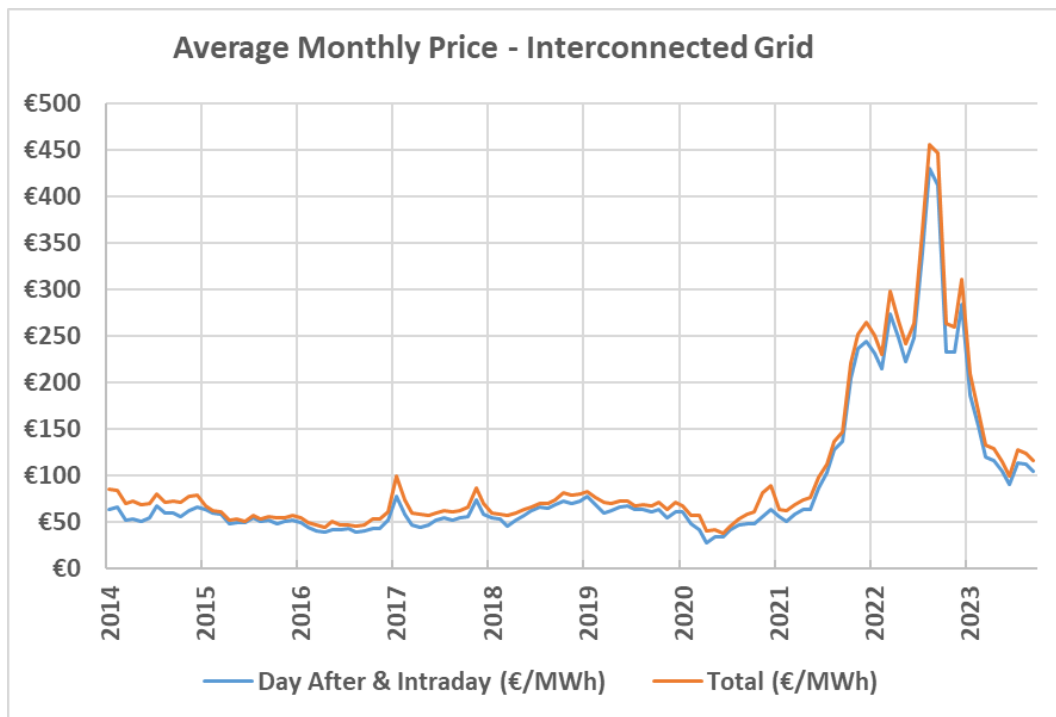


Σχ. 9-63: Όπως Σχ. 9-60 – Νυχτερινό Βιοτεχνικό (πηγή ΠΑΕ)

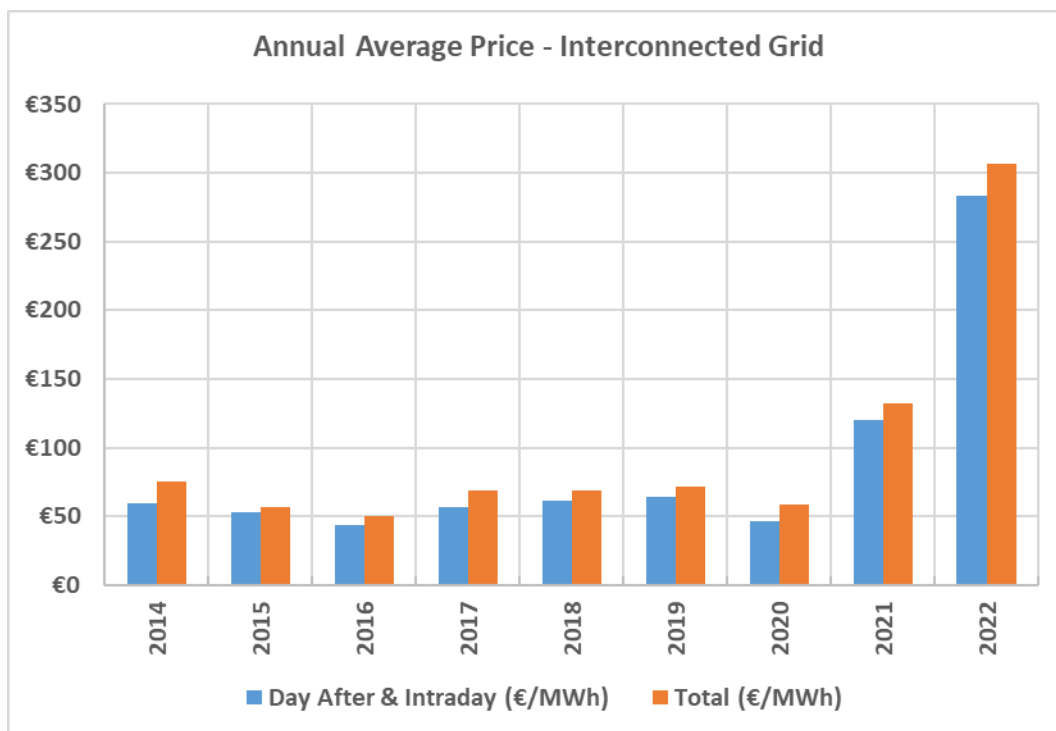
Στο διασυνδεδεμένο σύστημα η μέση μηνιαία τιμή χονδρικής και η μέση ετήσια τιμή χονδρικής (με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [21]<sup>140</sup>) με ή χωρίς τις προσαυξήσεις τελών και υπηρεσιών για την περίοδο από το 01/2014 έως 01/2023 παρουσιάζεται στο Σχ. 9-64 και Σχ. 9-65 σύμφωνα με τα στοιχεία που δημοσιεύει ο ΑΔΜΗΕ στην ιστοσελίδα του. Για την περίοδο 2014 έως 2020 οι τιμές στη χονδρική κυμαίνονταν περί τα 55€/MWh στην προ-ημερήσια αγορά και την αγορά εξισορρόπησης και περί τα 65€/MWh αν ληφθούν υπόψη οι δαπάνες για τις διάφορες άλλες υπηρεσίες και τα διάφορα τέλη. Για το έτος 2021 οι τιμές αυτές αυξήθηκαν στα 120€/MWh και 132€/MWh αντίστοιχα και για το έτος 2022 οι μέσες ετήσιες τιμές έκλεισαν στα 283€/MWh και 306€/MWh αντίστοιχα. Η μεσοσταθμική τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα παρουσίασε ταχεία αποκλιμάκωση τους πρώτους 2 μήνες του 2023, με την τιμή να μειώνεται από 311€/MWh τον Δεκέμβριο του 2022 σε 168€/MWh τον Φεβρουάριο του 2023 για να μειωθεί περαιτέρω στα 129€/MWh τον Απρίλιο του 2023. Στη συνέχεια και έως το Σεπτέμβριο του 2023 η τιμή παραμένει σταθερά ψηλότερα από τα 100€/MWh με εξαίρεση το μήνα Ιούνιο όταν η τελική τιμή με όλες τις προσαυξήσεις διαμορφώθηκε στα 99.8€/MWh.

<sup>140</sup> <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/mesostathmiki-timi-agoras>





Σχ. 9-64: Εξέλιξη μηνιαίας τιμής, προ-ημερήσιας αγοράς, αγοράς εξισορρόπησης και τελικής τιμής αγοράς <sup>141</sup>[21].



Σχ. 9-65: Όπως Σχ. 9-64 αλλά σε ετήσια βάση [21].

### 9.5.6 Υδροδυναμικά Αποθέματα – Μέσος Βαθμός Πλήρωσης Ταμιευτήρων

Τα διαθέσιμα υδροδυναμικά αποθέματα καθορίζουν τη γενικότερη πολιτική λειτουργίας των μεγάλων υδροηλεκτρικών. Σε μη οικονομικά ανταγωνιστικό περιβάλλον ή κατά τις περιόδους που τα αποθέματα είναι χαμηλά, η άντληση αποτελεί λύση για τη μεγιστοποίηση της διαθέσιμης ισχύος τις ώρες αιχμής. Έως και κατά την πρώτη δεκαετία του 21<sup>ου</sup> αιώνα, η Ελληνική αγορά

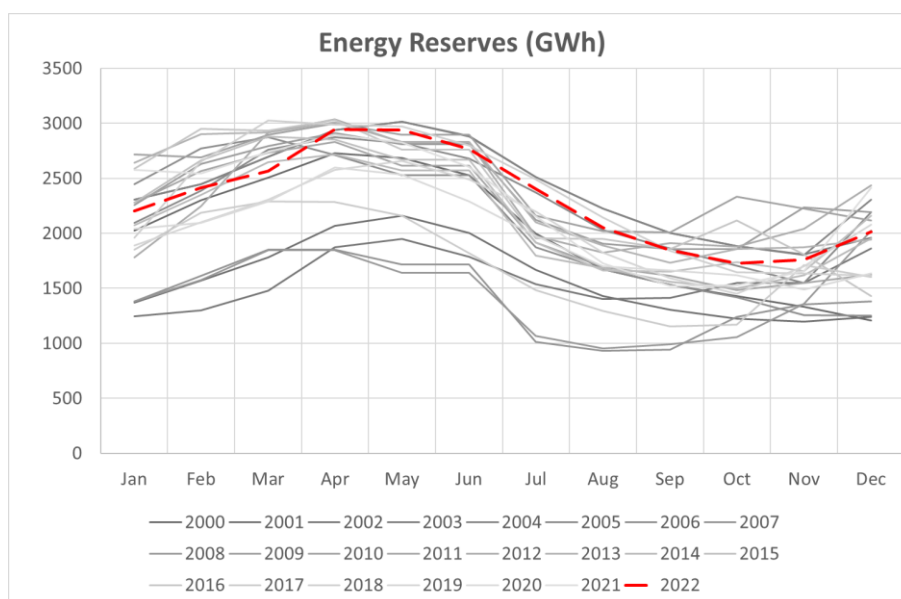
<sup>141</sup> Μετά την κοστολόγηση των διάφορων υπηρεσιών

ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούσε στο κομμάτι της παραγωγής σε ένα μη οικονομικά ανταγωνιστικό περιβάλλον, με έναν δεσπόζων παίκτη.

Στο Σχ. 9-66, παρουσιάζεται η εξέλιξη σε μηνιαία βάση των υδροδυναμικών αποθεμάτων που εκφράζονται σε GWh από το 2000 έως το 2022. Τα στοιχεία από το 2000 έως το 2009 προέρχονται από την πρώην Διεύθυνση Εκμετάλλευσης Υδροηλεκτρικών (ΔΕΥ η οποία σήμερα υπάγεται στη ΔΕΘΥΠ) της ΔΕΗ Α.Ε. και μετά το 2009 είναι διαθέσιμα από τον ΑΔΜΗΕ σε μηνιαία βάση<sup>142</sup>. Στο Σχ. 9-67, παρουσιάζεται η εξέλιξη των υδροδυναμικών αποθεμάτων για τη χειρότερη ημερολογιακή χρονιά (2007), την καλύτερη ημερολογιακή χρονιά (2010), καθώς και το 2022. Επίσης εμφανίζονται η ελάχιστη και η μέγιστη τιμή των ενεργειακών αποθεμάτων που έχει καταγραφεί την περίοδο που εξετάζεται. Το μέγιστο ενεργειακό απόθεμα της χώρας (διαθέσιμο υδροδυναμικό) είναι περί τις 3TWh, ήτοι αρκεί για την κάλυψη των αναγκών ενός μήνα περίπου.

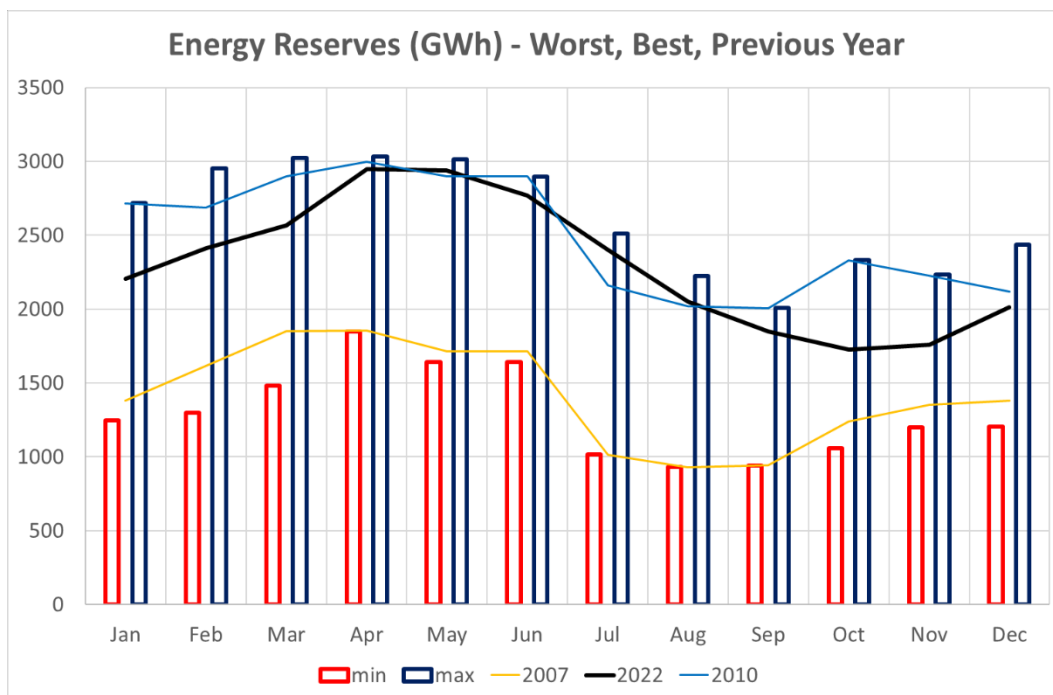
Στο Σχ. 9-68 και Σχ. 9-69 παρουσιάζονται τα βασικά στατιστικά της στατιστικής κατανομής των τιμών των υδροδυναμικών αποθεμάτων για κάθε μήνα του έτους. Η χρονική μεταβλητότητα των ενεργειακών αποθεμάτων (λόγος τυπικής απόκλισης προς μέση τιμή) ανά έτος κυμαίνεται από 15% (Απρίλιος) έως και 21% (Ιούλιος). Το υδρολογικό έτος και το ημερολογιακό έτος έχουν διαφορά 3 μηνών, καθώς το υδρολογικό έτος ξεκινά την 1<sup>η</sup> Οκτωβρίου του προηγούμενου ημερολογιακού και ολοκληρώνεται στο τέλος Σεπτεμβρίου του εκάστου ημερολογιακού. Η μέγιστη μέση τιμή αναμένεται στα τέλη Απριλίου εκάστου έτους με την ελάχιστη μέση τιμή τους μήνες Αύγουστο και Σεπτέμβριο. Το υδροδυναμικό απόθεμα κατά το έτος 2022 διατηρήθηκε σε υψηλά επίπεδα.

Η λοξότητα των κατανομών πλην των μηνών Οκτωβρίου και Νοεμβρίου λαμβάνει αρνητική τιμή, ήτοι η ουρά της κατανομής εκτείνεται κυρίως σε τιμές κάτω της μέσης τιμής. Η κύρτωση λαμβάνει αρνητικές τιμές μόνο τους μήνες Ιούνιο, Δεκέμβριο και Ιανουάριο. Για τους μήνες αυτούς παρατηρείται μεγαλύτερη διασπορά τιμών από αυτή που θα έπρεπε να είχε ο πληθυσμός αν ακολουθούσε τις νομοτέλειες μίας κανονικής κατανομής.

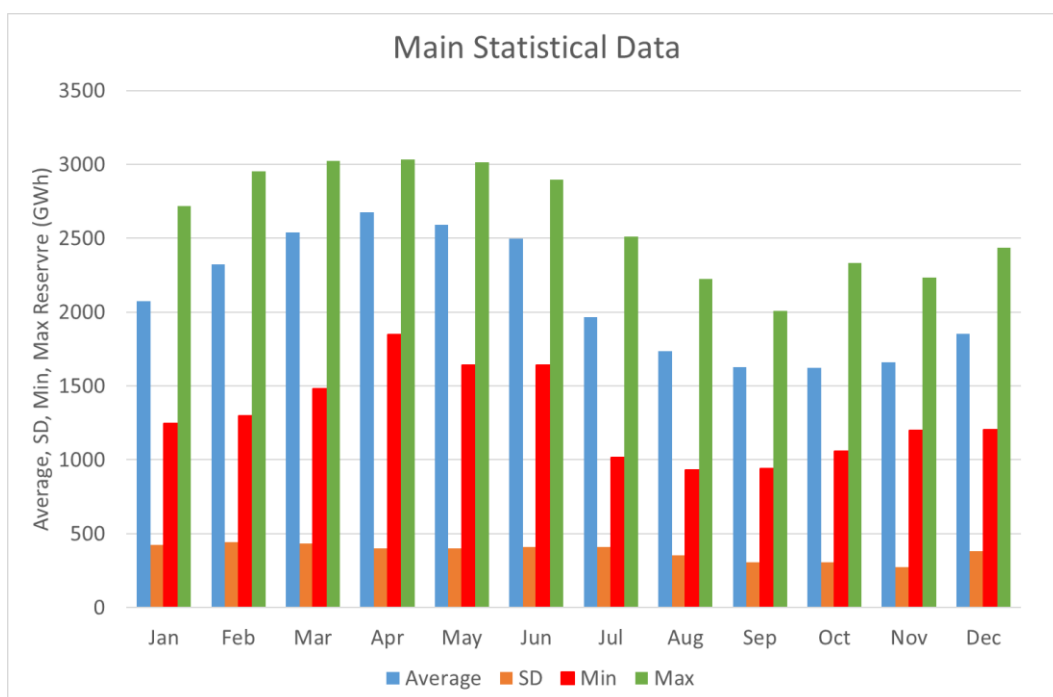


Σχ. 9-66: Υδροδυναμικά αποθέματα (ΑΔΜΗΕ, ΔΥΗΠ/ΔΕΗ).

<sup>142</sup> <https://www.admie.gr/file-type/yearlywaterusagedeclaration>

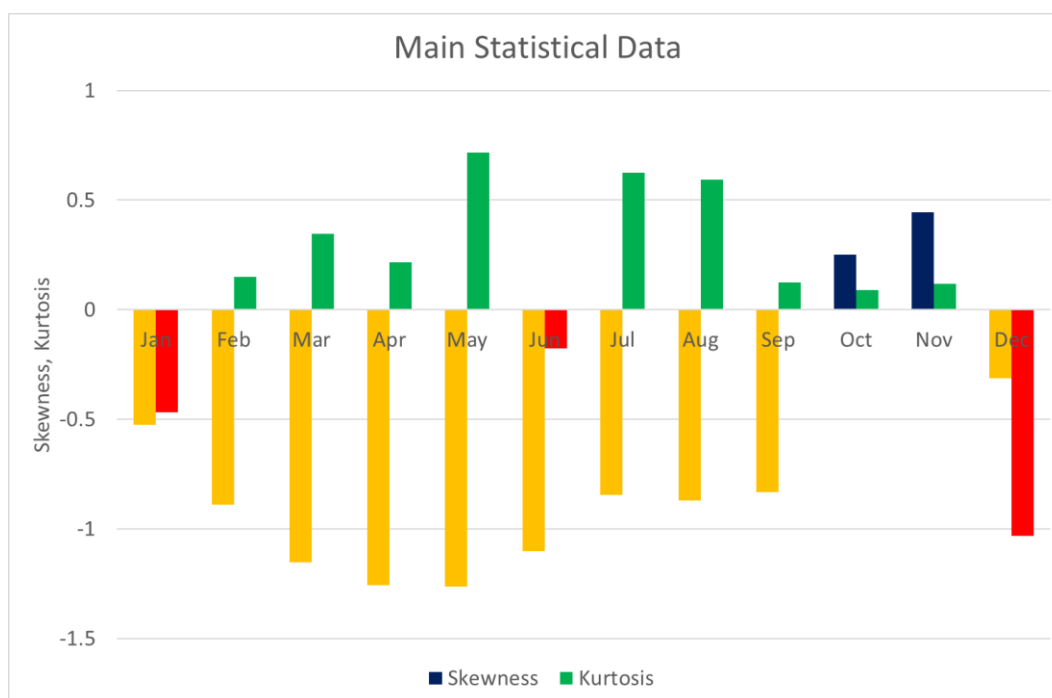


Σχ. 9-67: Υδροδυναμικά αποθέματα – μέγιστη και ελάχιστη τιμή μήνα<sup>143</sup>.



Σχ. 9-68: Υδροδυναμικά αποθέματα – μέση τιμή, τυπική απόκλιση, μέγιστη, ελάχιστη τιμή (ΑΔΜΗΕ, ΔΥΗΠ/ΔΕΗ).

<sup>143</sup> Παρουσιάζονται η καλύτερη και η χειρότερη χρονιά και εξέλιξη των υδροδυναμικών αποθεμάτων για το έτος 2022 (πηγές ΑΔΜΗΕ, ΔΥΗΠ/ΔΕΗ). Η ελάχιστη και μέγιστη ποσότητα διαθέσιμης ενέργειας από Μεγάλα Υδροηλεκτρικά για τον συγκεκριμένο μήνα. Οι τιμές αυτές δεν αφορούν ένα συγκεκριμένο ημερολογιακό ή υδρολογικό έτος.



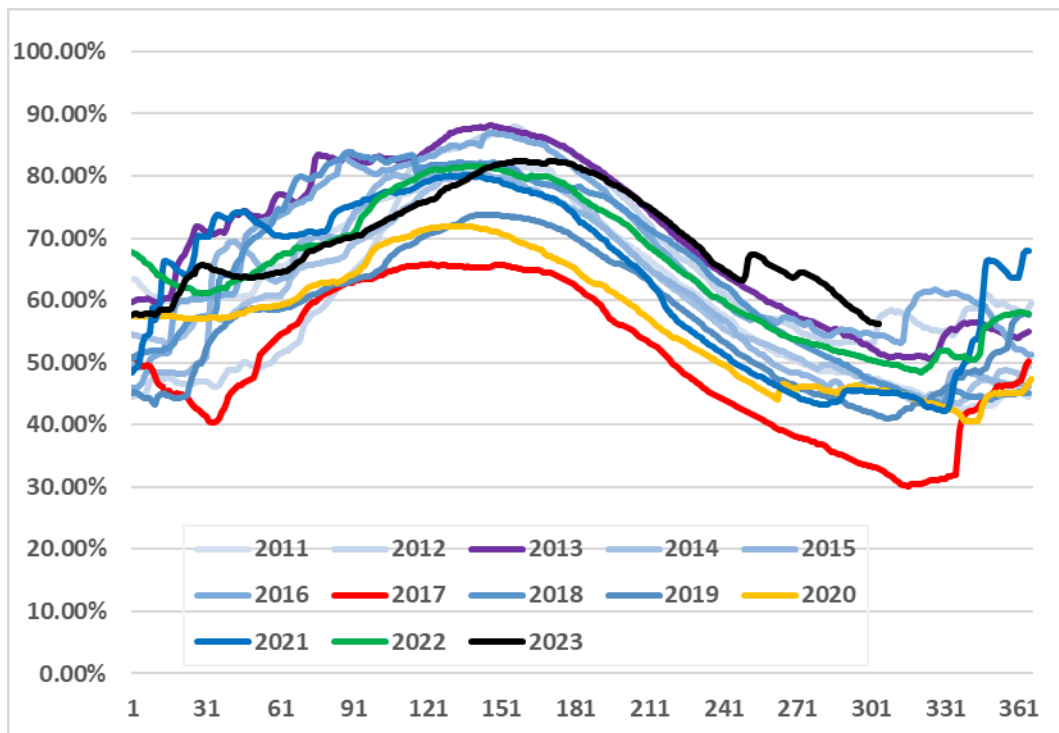
Σχ. 9-69: Υδροδυναμικά αποθέματα – Λοξότητα και Κύρτωση για κάθε μήνα (N=23) (ΑΔΜΗΕ, ΔΥΗΠ/ΔΕΗ).

Στο Σχ. 9-70 έως Σχ. 9-73 παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη από το 2011 έως τις αρχές του 2023, του βαθμού πλήρωσης των ελληνικών ταμιευτήρων στο σύνολο τους<sup>144</sup>, του ταμιευτήρα του ΥΗΣ Κρεμαστών, του ταμιευτήρα του ΥΗΣ Πολυφύτου και του ταμιευτήρα του ΥΗΣ Θησαυρού. Οι ταμιευτήρες για τους οποίους παρουσιάζεται η μεταβολή του βαθμού πλήρωσης είναι οι μεγαλύτεροι στη χώρα μας<sup>145</sup>.

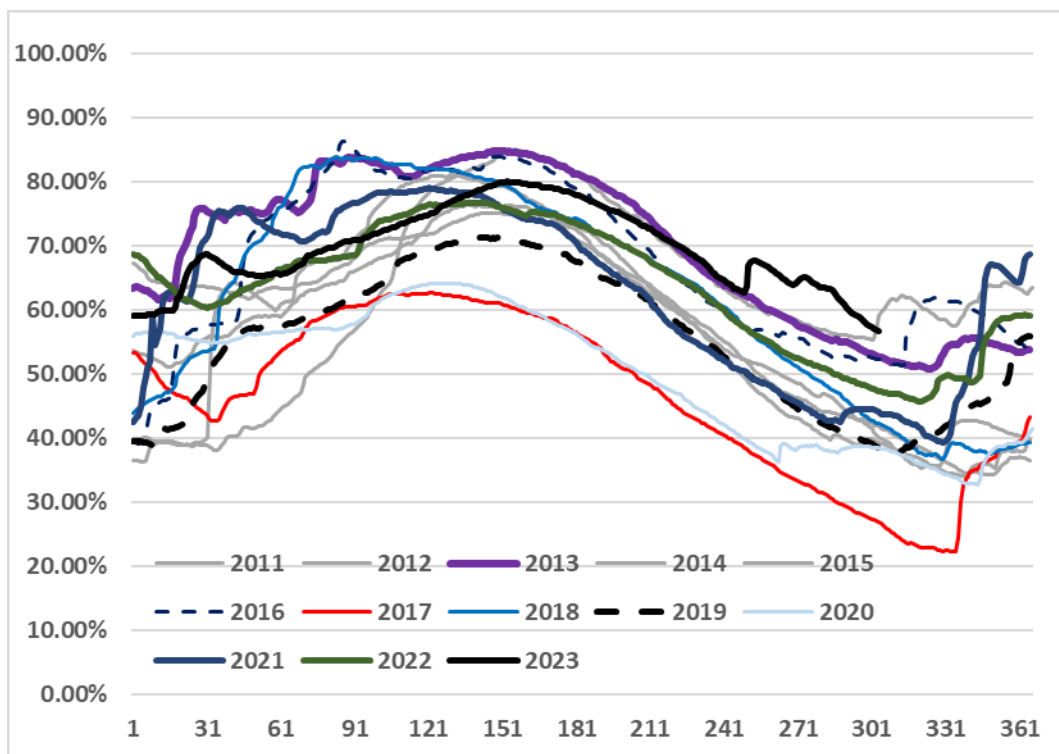
Γίνονται αντιληπτές οι συνέπειες του οργανωμένου καιρικού συστήματος Daniel (αρχές Σεπτεμβρίου 2023) ο οποίος επισκίασε τις συνέπειες του Ιανού (Σεπτέμβριος 2020). Επίσης παρατηρείται μία ακόμα απότομη αύξηση των αποθεμάτων προς τα τέλη Σεπτεμβρίου του 2023 που αποδίδεται στο οργανωμένο καιρικό σύστημα Ηλίας. Τα συγκεκριμένα περιστατικά υπενθυμίζουν το γεγονός ότι τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα είναι έργα πολλαπλού σκοπού και προσφέρουν και υπηρεσίες ανάσχεσης πλημμύρας.

<sup>144</sup> Ο βαθμός πλήρωσης του συνόλου των ταμιευτήρων υπολογίζεται ως το άθροισμα των αποθεμάτων τη δεδομένη χρονική στιγμή προς το άθροισμα των μεγίστων αποθεμάτων για κάθε έναν από τους ταμιευτήρες. Τιμές άνω του 100% για δεδομένο ταμιευτήρα αφορούν στάθμες υψηλότερες της μέγιστης στάθμης λειτουργίας του συγκεκριμένου ταμιευτήρα.

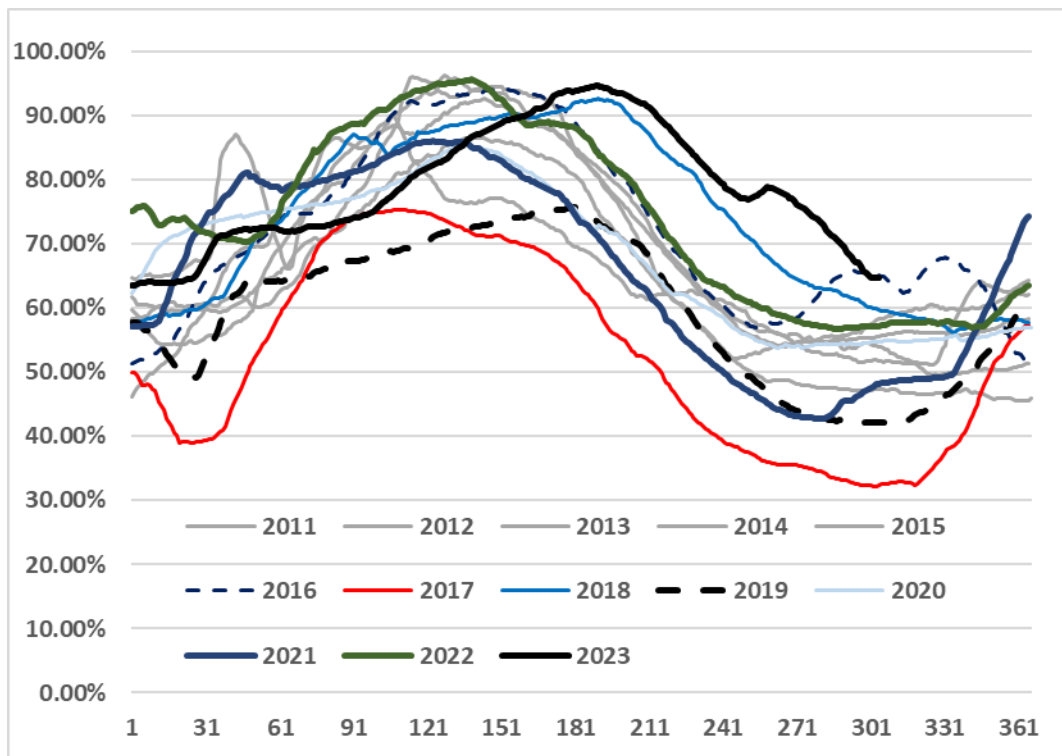
<sup>145</sup> Ο ωφέλιμος όγκος του ΥΗΣ Κρεμαστών ανέρχεται σε 3.3TL Του ΥΗΣ Πουρναρίου σε 1.22TL και του ΥΗΣ Θησαυρού στα 565GL [90]. 1TL=1 billion cubic meters.



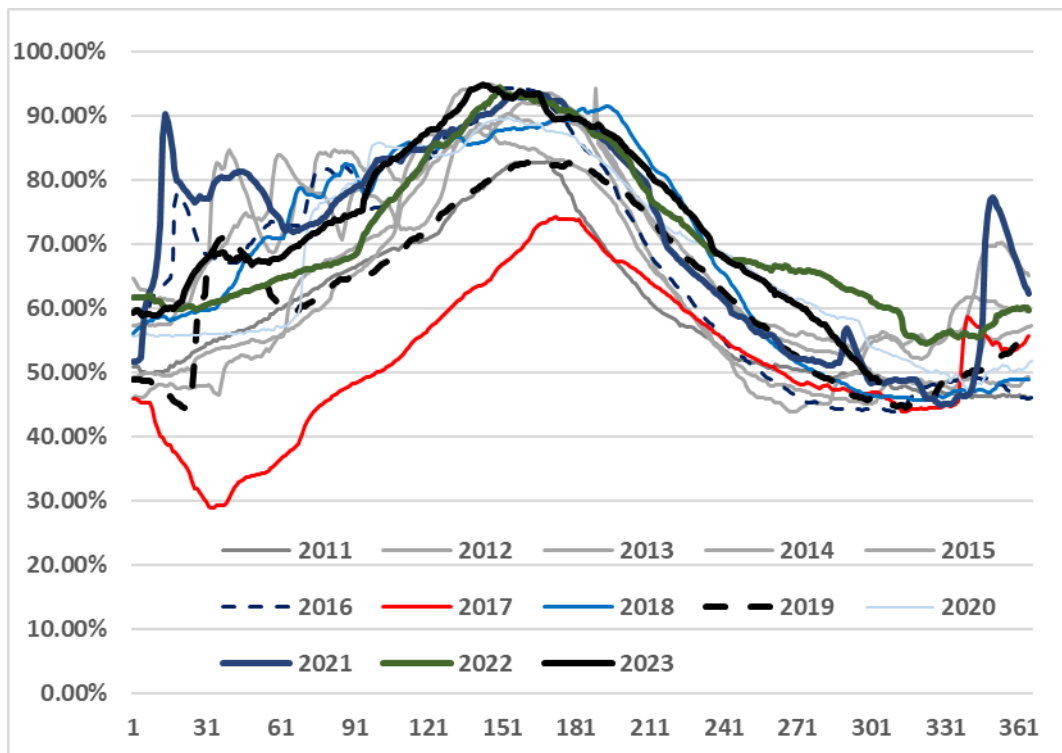
Σχ. 9-70: Βαθμός πλήρωσης ταμιευτήρων ως ποσοστό του μεγίστου θεωρητικού (ΑΔΜΗΕ).



Σχ. 9-71: Βαθμός πλήρωσης ταμιευτήρα ως ποσοστό του μεγίστου θεωρητικού (ΥΗΣ Κρεμαστών).



Σχ. 9-72: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πολυφύτου).

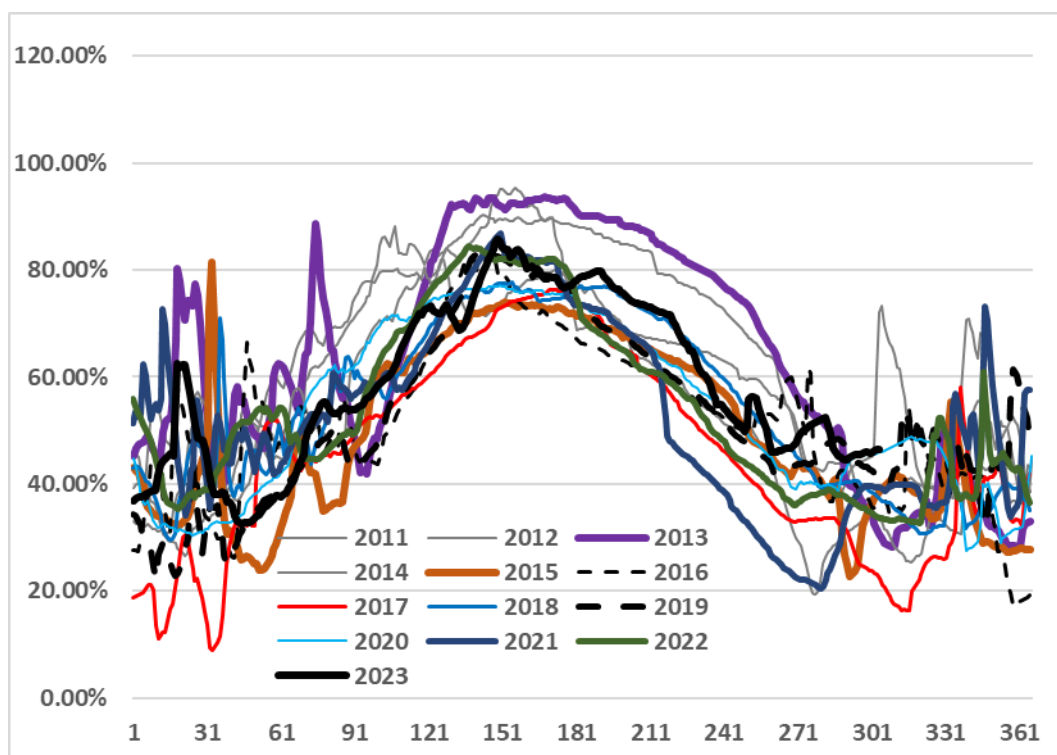


Σχ. 9-73: Όπως Σχ. 9-71 (ΣΑΗΕ Θησαυρού).

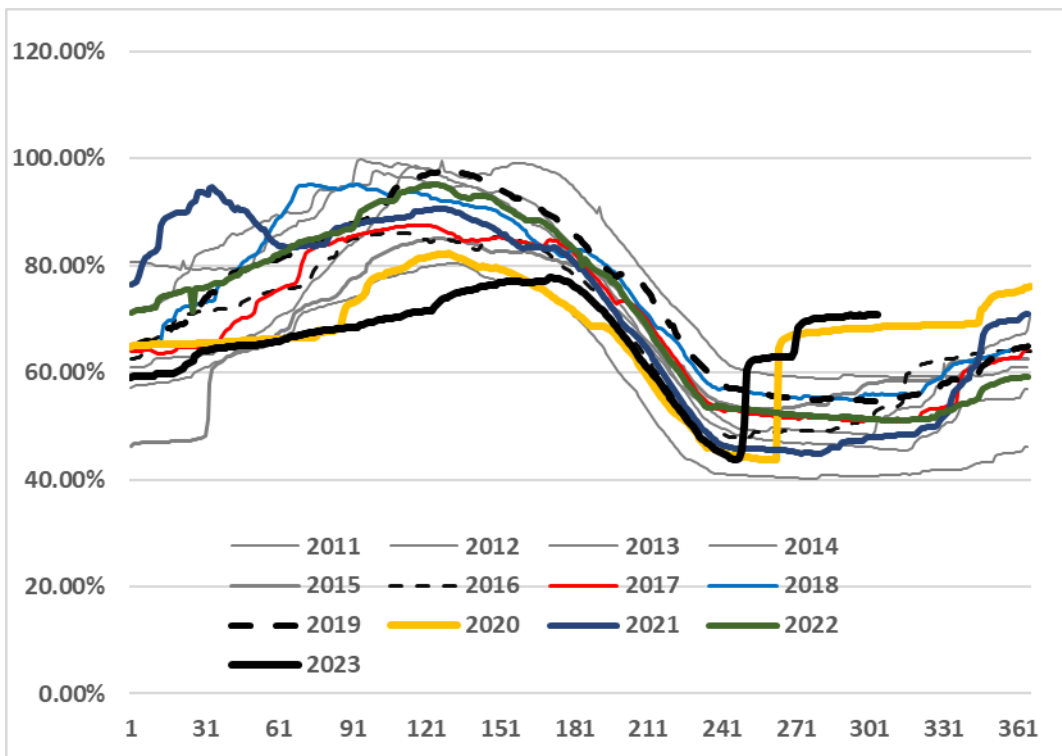
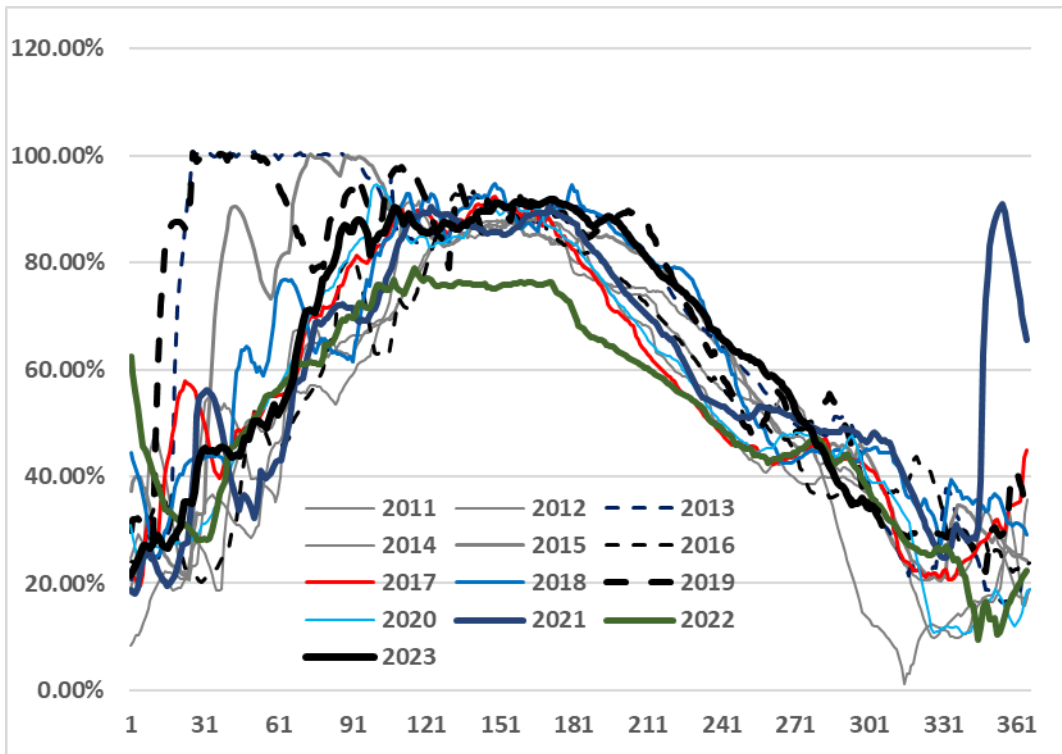
Τα δεδομένα έως τα τέλη Απριλίου του 2023 είχαν αναδείξει μία μέτρια από πλευράς υδροδυναμικού χρονιά με τον βαθμό πλήρωσης του Πολυφύτου να ήταν αντίστοιχος αυτού του 2015. Ο βαθμός πλήρωσης των Κρεμαστών υπολειπόταν ελαφρά του βαθμού πλήρωσης την ίδια περίοδο το 2022. Ο βαθμός πλήρωσης του Θησαυρού ήταν πλησίον της υψηλής τιμής του για την περίοδο αυτή. Τα δεδομένα όμως άλλαξαν σημαντικά μετά τον Απρίλιο του 2023 καθώς οι δύο τελευταίοι υγροί μήνες του υδρολογικού έτους 2023 ήταν ιδιαίτερα πλούσιοι σε κατακρημνίσεις και ακολούθως σε εισροές στους ταμιευτήρες της χώρας. Η καμπύλη πλήρωσης των ταμιευτήρων

της χώρας ακολουθούσε την καμπύλη του 2013 μέχρι και τον Σεπτέμβριο του 2023 όταν και οι εισροές εξαιτίας των οργανωμένων καιρικών φαινομένων Daniel και Ηλία μετέβαλαν προς τα άνω τα αποθέματα ενέργειας. Η επιρροή των δύο συστημάτων φαίνεται ιδιαίτερα έντονη στη μεταβολή των υδατικών αποθεμάτων του ταμιευτήρα των Κρεμαστών του οποίου η λεκάνη απορροής δέχτηκε μέρος των κατακρημνίσεων από τα δύο συστήματα. Σε μικρότερο βαθμό επηρεάστηκε ο ταμιευτήρας του Πολυφύτου. Τέλος η έλλειψη κατακρημνίσεων στην Ανατολική Μακεδονία και Θράκη ο ταμιευτήρας του Θησαυρού δεν επηρεάστηκε καθόλου.

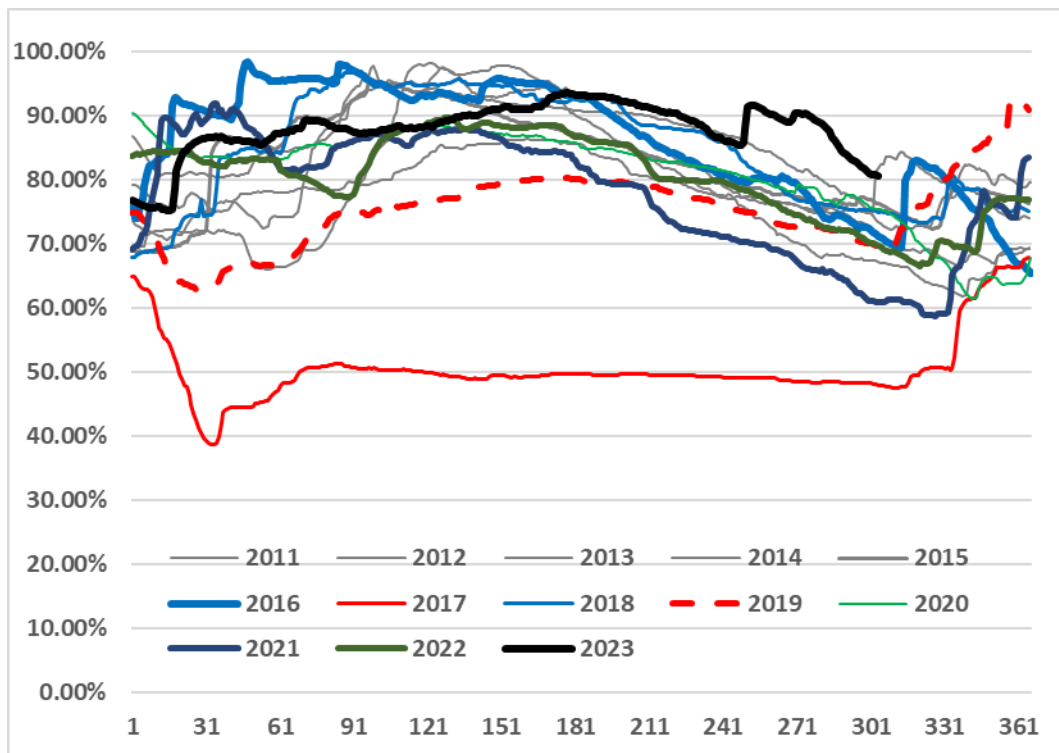
Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι απότομες μεταβολές προς τα άνω των βαθμών πλήρωσης των συγκεκριμένων λιμνών αποτέλεσμα της ανασχεσης πλημμυρών σε προηγούμενες περιόδους. Ειδικότερα για τον ταμιευτήρα των Κρεμαστών ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει το άλμα που παρατηρείται το πρώτο δεκαπενθήμερο του Δεκεμβρίου του 2021 με τον βαθμό πλήρωσης να αυξάνεται από το 40% στο 67% περίπου. Για τον ταμιευτήρα του Πολυφύτου ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η απότομη αύξηση του βαθμού πλήρωσης τον πρώτο μισό του Φεβρουαρίου του 2015. Για τον ταμιευτήρα του Θησαυρού παρατηρείται μία ταχεία αύξηση του βαθμού πλήρωσης του ταμιευτήρα τον Ιανουάριο του 2021 με τον βαθμό πλήρωσης να ξεπερνά το 90%. Για να γίνει περισσότερο κατανοητός ο πολλαπλός ρόλος των μεγάλων υδροηλεκτρικών παρουσιάζονται επίσης οι μεταβολές του βαθμού πλήρωσης για 4 επιπλέον μεγάλα υδροηλεκτρικά. Τους ταμιευτήρες των ΥΗΣ Πουρναρίου, Λάδωνα, Πλαστήρα και Πηγών Αωού. Η μεταβολή του βαθμού πλήρωσης των προαναφερθέντων ταμιευτήρων παρουσιάζεται στο Σχ. 9-74 έως και το Σχ. 9-77.



Σχ. 9-74: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πουρναρίου).







Σχ. 9-77: Όπως Σχ. 9-71 (YHS Πηγών Αωού).

Ο YHS Πουρναρίου I βρίσκεται πλησίον του οικισμού Πέτα στον Νομό Άρτας λίγα χιλιόμετρα από την πρωτεύουσα του Νομού. Το Έργο εντάχθηκε στο ΣΗΕ της χώρας το 1981 με ισχύ 300MW. Είναι το έργο κεφαλής στον ποταμό Άραχθο με ωφέλιμη χωρητικότητα ταμιευτήρα τα 303 εκατομμύρια κυβικά μέτρα (million cubic meters or 1 billion liters = 1 ggalitre (GL)) [89]. Κατά τον σχεδιασμό του, είχε ληφθεί ειδική πρόνοια για να λειτουργεί και ως έργο ανάσχεσης των πλημμυρικών ροών του ποταμού Αράχθου<sup>146</sup>. Αποτέλεσμα των ιδιαζόντων χαρακτηριστικών της λεκάνης απορροής του Αράχθου, είναι ο YHS Πουρναρίου I να παρουσιάζει μεγαλύτερη μεταβλητότητα του βαθμού πλήρωσης του ταμιευτήρα του, σε σχέση με άλλα έργα της χώρας. Για λόγους προστασίας των περιοχών κατάντη του συγκροτήματος του Πουρναρίου I και II, ο βαθμός πλήρωσης του ταμιευτήρα διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα, ώστε να διασφαλίζεται επαρκής όγκος για ανάσχεση κάποιου πλημμυρικού συμβάντος, με αποτέλεσμα η εκμετάλλευσή του να μην είναι βέλτιστη<sup>147</sup>. Πλείστα τα συμβάντα ανάσχεσης πλημμύρας με το πλέον

<sup>146</sup> Η λεκάνη απορροής του ποταμού Αράχθου βρίσκεται δυτικά της λεκάνης απορροής του ποταμού Αχελώου και πλήττεται συχνά από έντονες βροχοπτώσεις ως η πλησιέστερη λεκάνη προς το Ιόνιο Πέλαγος.

<sup>147</sup> Η λειτουργία του YHS Πουρναρίου I θα μπορούσε να γίνει περισσότερο αποδοτική με την υλοποίηση έργου ανάντη του ταμιευτήρα του, το οποίο θα μπορούσε να μειώσει το μέγεθος του όγκου ασφαλείας που διατηρείται για την ανάσχεση μίας πλημμύρας. Το υδροηλεκτρικό έργο του Αγίου Νικολάου ανάντη του ταμιευτήρα του Πουρναρίου I είχε μελετηθεί αρχικά από τη ΔΕΗ με σκοπό την περαιτέρω αξιοποίηση του υδατικού δυναμικού της λεκάνης απορροής του Αράχθου αλλά και με σκοπό την βελτιστοποίηση της εκμετάλλευσής των δυνατοτήτων του YHS Πουρναρίου I. Ο αρχικός σχεδιασμός του YHE Αγίου Νικολάου προέβλεπε μέγιστη στάθμη λειτουργίας στο EL. +270. Στη στάθμη αυτή θα κατακλυζόταν πλήρως η Γέφυρα της Πλάκας (Στάθμη Κλείδας EL. +256) με αποτέλεσμα να είχε απαιτηθεί ο επανασχεδιασμός του Έργου. Το 2001 και αφού η ΔΕΗ είχε εγκαταλείψει την ιδέα να προχωρήσει με την κατασκευή του Έργου υπεβλήθη από ιδιώτη επενδυτή πρόταση για την υλοποίησή του, με ταπεινώση της ανώτατης στάθμης λειτουργίας του ταμιευτήρα κατά 30m (EL. +240) ώστε να μην κατακλύζεται το μνημείο. Ούτε και αυτή η πρόταση δεν κατάφερε να υλοποιηθεί. Εκτιμάται ότι αν το Έργο του Αγίου Νικολάου είχε υλοποιηθεί με τον τροποποιημένο σχεδιασμό, η ανάσχεση που θα προσέφερε στην ταχεία ροή των υδάτων ο ταμιευτήρας του στη θέση της Γέφυρας της Πλάκας και οι βελτιώσεις που θα είχαν γίνει ως αντιστάθμισμα στην προστασία του θα είχαν αποτρέψει την κατάρρευση του, αναδεικνύοντας για μία ακόμη φορά την κοινωνική συνεισφορά των μεγάλων υδροηλεκτρικών στην αποτελεσματική αποτροπή πρόκλησης καταστροφών.

ενδιαφέρον το συμβάν του Φεβρουαρίου του 2015, όταν λόγω έντονων καιρικών φαινομένων και ταχείας ροής των υδάτων του ποταμού, εξαιτίας υποσκαφής, κατέρρευσε η Γέφυρα της Πλάκας που βρίσκεται ανάντη του έργου του Πουρναρίου Ι.

Ο ΥΗΣ Λάδωνα<sup>148</sup> είναι το 2<sup>ο</sup> μεγαλύτερο σε ηλικία μεγάλο υδροηλεκτρικό της χώρας. Η εγκατεστημένη ισχύς του είναι 70MW, ωφέλιμη χωρητικότητα 46.2GL [90] και εντάχθηκε στο ΣΗΕ της Ελλάδας το 1955 ένα χρόνο μετά την ολοκλήρωση του ΥΗΣ Άγρα ισχύος 50MW που εντάχθηκε το 1954 [89]. Αξιόλογη ήταν η συνεισφορά του έργου στην αποτελεσματική ανάσχεση πλημμυρικής ροής τον Δεκέμβριο του 2021 όπως και τον Ιανουάριο του 2013 και 2019.

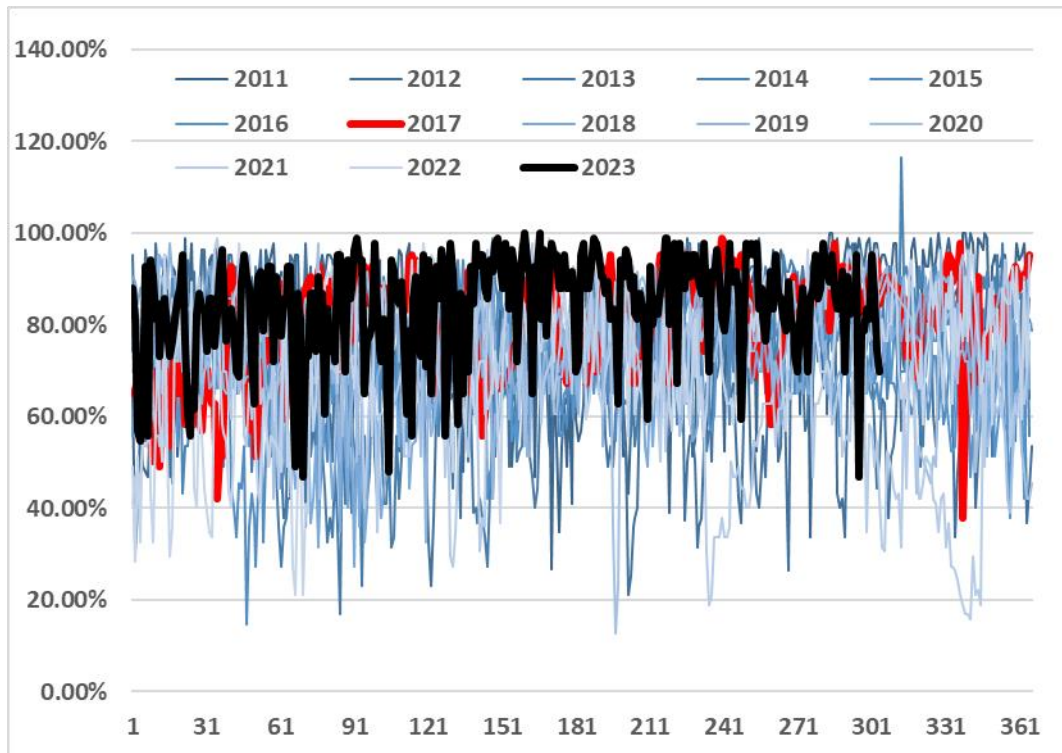
Ο ΥΗΣ Πλαστήρα είναι το 3<sup>ο</sup> μεγαλύτερο σε ηλικία μεγάλο υδροηλεκτρικό της χώρας με ισχύ 129.9MW, ωφέλιμη χωρητικότητα ταμιευτήρα 300GL [90] και έτος ένταξης στο ΣΗΕ της χώρας το 1962 [89]. Αξιοσημείωτη ήταν η συνεισφορά του έργου στην αποθήκευση του πλημμυρικού κύματος που έπληξε μερικώς τη λεκάνη απορροής του ποταμού Ταυρωπού τον Σεπτέμβριο του 2020 (medicane Ιανός). Η σφοδρότητα του συγκεκριμένου καιρικού φαινομένου (του οποίου οι έντονες βροχοπτώσεις προκάλεσαν σημαντικές καταστροφές στο Μουζάκι Καρδίτσας και στην ευρύτερη περιοχή του χειμαρρικού χαρακτήρα ποταμού Πάμισου) ήταν τέτοια που εντός μίας ημέρας ο βαθμός πλήρωσης του ταμιευτήρα ανέβηκε κατά 20% περίπου από το 43% στο 64%. Αυτού του μεγέθους η μεταβολή δεν είχε παρατηρηθεί ποτέ άλλοτε στην ιστορία του συγκεκριμένου έργου<sup>149</sup>. Οι ζημιές που προκλήθηκαν ανήλθαν σε πολλές εκατοντάδες εκατομμύρια ευρώ και μόνο οι δαπάνες για την αποκατάσταση της κοίτης του Πάμισου στο Μουζάκι αναμένεται να ξεπεράσουν τα 130Μ€. Πιθανόν αν είχαν υλοποιηθεί τα έργα της εκτροπής του Αχελώου προς τον Θεσσαλικό κάμπο και είχε κατασκευαστεί το υδροηλεκτρικό έργο του Πευκόφυτου (ανάντη του Μουζακίου) οι ζημιές που προκλήθηκαν τον Σεπτέμβριο του 2020 να είχε αποφευχθεί στο σύνολο τους ή να ήταν περιορισμένες. Αξίζει να σημειωθεί ότι έως τα τέλη Αυγούστου του 2023 ο βαθμός πλήρωσης του ταμιευτήρα του ΥΗΣ Ταυρωπού ήταν ο χαμηλότερος που έχει παρατηρηθεί για το έργο από το 2011 για την εποχή αυτή. Το Σεπτέμβριο του 2023 τα οργανωμένα καιρικά φαινόμενα του Daniel και Ηλία έπληξαν με μικρότερη σφοδρότητα από τον οργανωμένο φαινόμενο Ιανός τη λεκάνη απορροής του έργου. Παρόλα αυτά ήταν αξιοσημείωτη η αύξηση της στάθμης πλήρωσης του ταμιευτήρα.

Ο ΥΗΣ Πηγών Αωού τέθηκε σε εμπορική λειτουργία το 1991 [89]. Το Έργο εκμεταλλεύεται τις εισροές των Πηγών του ποταμού Αωού (Vjosa - Vjosë στα Αλβανικά) μέσω των 2 μονάδων τύπου Pelton [90] συνολικής ισχύος 210MW. Τα ύδατα εκτρέπονται στον ποταμό Μετσοβίτικο που αποτελεί τμήμα της ευρύτερης λεκάνης απορροής του Αράχθου. Ο ταμιευτήρας έχει μεικτή χωρητικότητα 180GL [94] και ωφέλιμη χωρητικότητα 144GL [90]. Το τεχνικό έργο αποτελείται από 7 φράγματα (Πηγών Αωού, Βοηθητικό Πηγών Αωού, Πέντε Αλωνιών 1 και 2, Πολιτσών 1, 2 και 3), εκ των οποίων το κύριο Φράγμα (Πηγές Αωού) είναι χωμάτινο και τα υπόλοιπα λιθόρριπτα. Αξιοσημείωτη η εισροή του Νοεμβρίου του 2016 και του Δεκεμβρίου του 2021. Το υδρολογικό έτος 2023 ήταν το καλύτερο από πλευράς εισροών στον ταμιευτήρα από το 2011. Η απότομη αύξηση στις αρχές Σεπτεμβρίου του 2023 οφείλεται στο οργανωμένο καιρικό σύστημα Daniel.

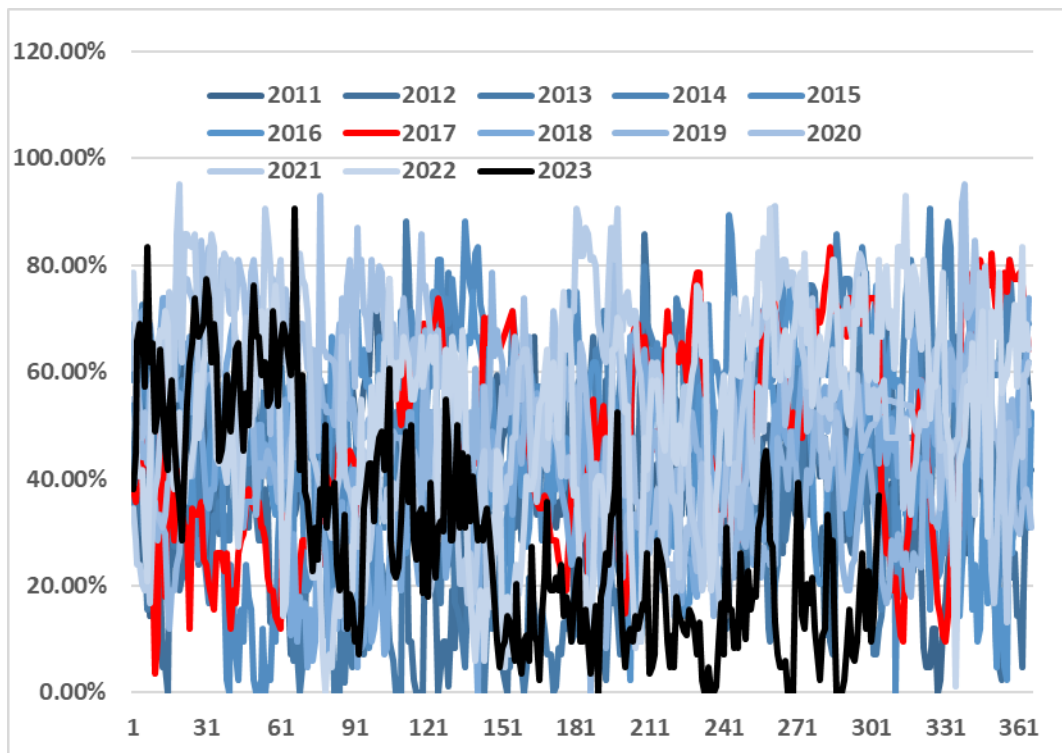
<sup>148</sup> Ο ΥΗΣ του Λάδωνα σχεδιάστηκε, μελετήθηκε και κατασκευάστηκε από Ιταλικές Εταιρείες με δαπάνες της Ιταλικής κυβέρνησης στο πλαίσιο της αποζημίωσης της Ελλάδας για τις ζημιές που είχε υποστεί κατά τον Β ΠΠ.

<sup>149</sup> Σύμφωνα με τη ΔΕΘΥΠ (Διεύθυνση Εκμετάλλευσης Θερμικής και Υδροηλεκτρικής Παραγωγής) της ΔΕΗ

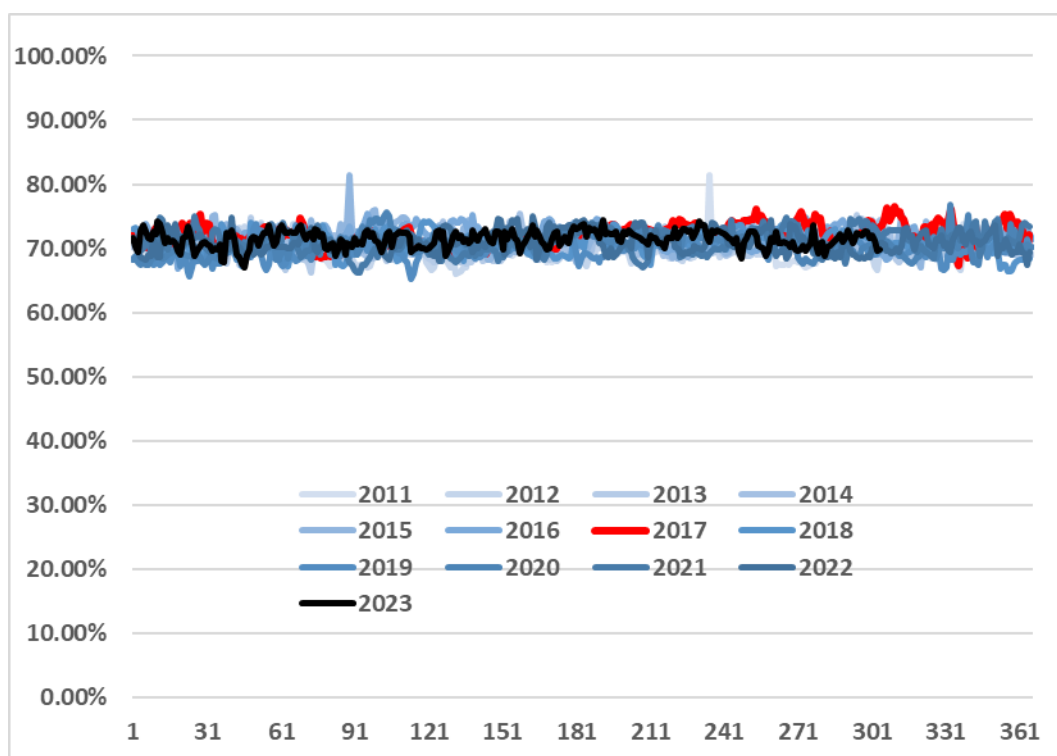
Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι διακυμάνσεις του βαθμού πλήρωσης των ταμιευτήρων των ΥΗΣ Ασωμάτων και Πλατανόβρυσης (κατάντη ταμιευτήρες των ΣΑΗΕ Σφηκιάς και Θησαυρού αντίστοιχα). Επίσης παρουσιάζονται οι διακυμάνσεις του βαθμού πλήρωσης του ΣΑΗΕ Σφηκιάς. Τα δεδομένα των τριών αυτών ταμιευτήρων παρουσιάζονται στο Σχ. 9-78 έως και Σχ. 9-80.



Σχ. 9-78: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Ασωμάτων).



Σχ. 9-79: Όπως Σχ. 9-71 (ΣΑΗΕ Σφηκιάς).



Σχ. 9-80: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Πλατανόβρυσης).

Το συγκρότημα ΣΑΗΕ Σφηκιάς και ΥΗΣ Ασωμάτων εντάχθηκε στο ΣΗΕ της χώρας το 1985 και 1986 αντίστοιχα [90]. Πρόκειται για έργα με βασικό σκοπό την ηλεκτροπαραγωγή ισχύος 315MW και 108MW αντίστοιχα με ωφέλιμο όγκο ταμιευτήρων 18GL και 10GL αντίστοιχα [90]. Η κατώτατη και ανώτατη στάθμη λειτουργίας για τον ΣΑΗΕ Σφηκιάς είναι 141.8 και 146.0m.a.s.l. αντίστοιχα<sup>150</sup>. Οι ανάλογες τιμές για τον ΥΗΣ Ασωμάτων είναι 81.0 και 85.5m.a.s.l. αντίστοιχα<sup>151</sup>. Το μανομετρικό ύψος του συγκροτήματος κυμαίνεται από 56.3 έως 65m αντίστοιχα. Η θεωρητική αποθηκευτική ικανότητα του συγκροτήματος<sup>152</sup> εκτιμάται σε 1190MWh περίπου ή 3.78h για την ονομαστική ισχύ του ΣΑΗΕ Σφηκιάς. Η μικρή ωφέλιμη χωρητικότητα των ταμιευτήρων των έργων οριοθετεί και τον τρόπο λειτουργίας του συγκροτήματος. Αποτέλεσμα της περιορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας του έργου είναι να παρατηρούνται συχνές εναλλαγές μεταξύ της κατώτερης και ανώτερης στάθμης σε σχεδόν ημερήσια βάση.

Το συγκρότημα ΣΑΗΕ Θησαυρού και ΥΗΣ Πλατανόβρυσης εντάχθηκε στο ΣΗΕ της χώρας το 1998 και 1999 αντίστοιχα [90]. Πρόκειται για έργα πολλαπλού σκοπού (ηλεκτροπαραγωγή, άρδευση και αντιπλημμυρική προστασία) ισχύος 384MW και 116MW αντίστοιχα με ωφέλιμο όγκο ταμιευτήρων 565GL και 57GL [90]. Η κατώτατη και ανώτατη στάθμη λειτουργίας για τον ΣΑΗΕ Θησαυρού είναι 320.0 και 380.0m.a.s.l. αντίστοιχα με τις ανάλογες τιμές για τον ΥΗΣ Πλατανόβρυσης στα 223.5 και 227.5m.a.s.l. αντίστοιχα<sup>153</sup>. Για λόγους εύρυθμης λειτουργίας του συγκροτήματος και ειδικότερα για την κάλυψη των αρδευτικών αναγκών κατά την καλοκαιρινή

<sup>150</sup> 1<sup>η</sup> ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΗ ΣΧΕΔΙΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ Λεκανών Απορροής Ποταμών Υδατικού Διαμερίσματος Δυτικής Μακεδονίας (ΕΛ09)

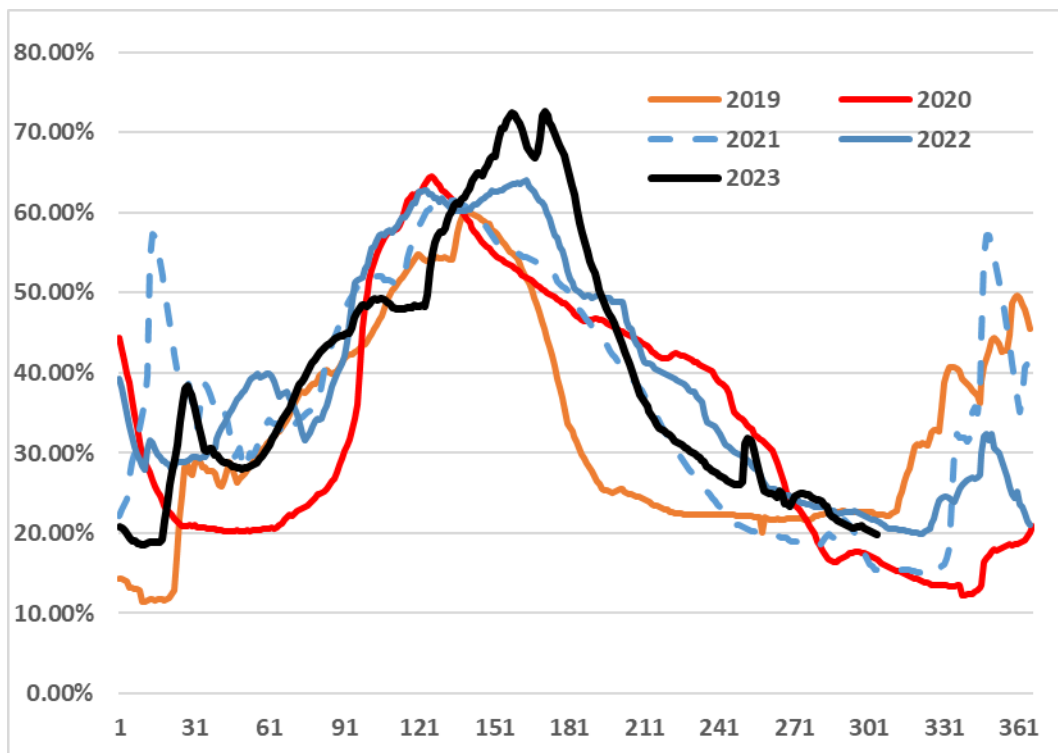
<sup>151</sup> Πηγή Στοιχείων: Τομέας Ελέγχου και Ασφάλειας Φραγμάτων / Διεύθυνση Μελετών Κατασκευών Υδροηλεκτρικών.

<sup>152</sup> Παραδοχές: Μέση Θερμοκρασία 10°C, Μέση πυκνότητα 999.7kg/m<sup>3</sup>, g=9.81m/sec<sup>2</sup>, συντελεστής απόδοσης κατά την άντληση και την παραγωγή 85%, διαθέσιμη ποσότητα για αποθήκευση 100% της ωφέλιμης χωρητικότητας του ταμιευτήρα του ΥΗΣ Ασωμάτων.

<sup>153</sup> 1<sup>η</sup> ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΗ ΣΧΕΔΙΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ Λεκανών Απορροής Ποταμών Υδατικού Διαμερίσματος Θράκης (ΕΛ12)

περίοδο (καθώς δεν έχει υλοποιηθεί το έργο ημερήσιας αναρρύθμισης του συγκροτήματος του Νέστου το ΥΗΣ Τεμένους) ο ωφέλιμος όγκος λειτουργίας του ΥΗΣ Πλατανόβρυσης περιορίζεται στα 11GL<sup>154</sup>. Το μανομετρικό ύψος του συγκροτήματος κυμαίνεται (θεωρητικά) από 94.5 έως και 154.5m αντίστοιχα. Η θεωρητική αποθηκευτική ικανότητα του συγκροτήματος<sup>155</sup> εκτιμάται σε 2600MWh ή περίπου 6.8h για την ονομαστική ισχύ του ΣΑΗΕ Θησαυρού. Εξαιτίας του περιορισμού του ωφέλιμου όγκου λειτουργίας του ΥΗΣ Πλατανόβρυσης η διακύμανση του βαθμού πλήρωσης του ταμιευτήρα είναι αμελητέα και αυτή κυμαίνεται εντός ενός στενού εύρους, περί του 70% του μέγιστου θεωρητικού.

Τέλος παρουσιάζεται η Βαθμός πλήρωσης ταμιευτήρα ΥΗΣ Ιλαρίωνα. Τα στοιχεία για το συγκεκριμένο Έργο άρχισαν να είναι διαθέσιμα από το 2019 όταν και αυτό εντάχθηκε πλήρως στο ΣΗΕ της χώρας. Ο ΥΗΣ Ιλαρίωνα αποτελεί το νεότερο έργο της χώρας και ετέθη στη διάθεση του ΣΗΕ της χώρας το 2014. Η ισχύς του σταθμού είναι 153MW και ο ωφέλιμος όγκος του ταμιευτήρα κατά την περίοδο άρδευσης, λόγω και των περιορισμών που έχουν τεθεί όσον αφορά την ανώτατη στάθμη λειτουργίας για την προστασία της Σκήτης του Νικάνορα, δεν υπερβαίνει τα 270GL.



Σχ. 9-81: Όπως Σχ. 9-71 (ΥΗΣ Ιλαρίωνα).

Η κατώτατη και ανώτατη στάθμη λειτουργίας κυμαίνεται από 355.00m.a.s.l. έως 398.50m.a.s.l. Το 2023, έως και τα τέλη Απριλίου, λόγω περιορισμένων εισροών στον ποταμό Αλιάκμονα ο βαθμός πλήρωσης του ταμιευτήρα του ΥΗΣ Ιλαρίωνα ήταν κάτω του 50% του μεγίστου θεωρητικού. Κατά τους μήνες Μάιο και Ιούνιο οι αυξημένες εισροές μετουσιώθηκαν σε βαθμούς πλήρωσης ρεκόρ για το έργο. Η ταπείνωση της ανώτατης στάθμης λειτουργίας του έργου κατά 4.5m (από 403.0m.a.s.l. σε 398.50m.a.s.l.) έχει ως αποτέλεσμα την απώλεια 100GL περίπου από

<sup>154</sup> Βλέπε σελίδα 4-38 της 1η ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΗΣ ΣΧΕΔΙΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ Λεκανών Απορροής Ποταμών Υδατικού Διαμερίσματος Θράκης (EL12)

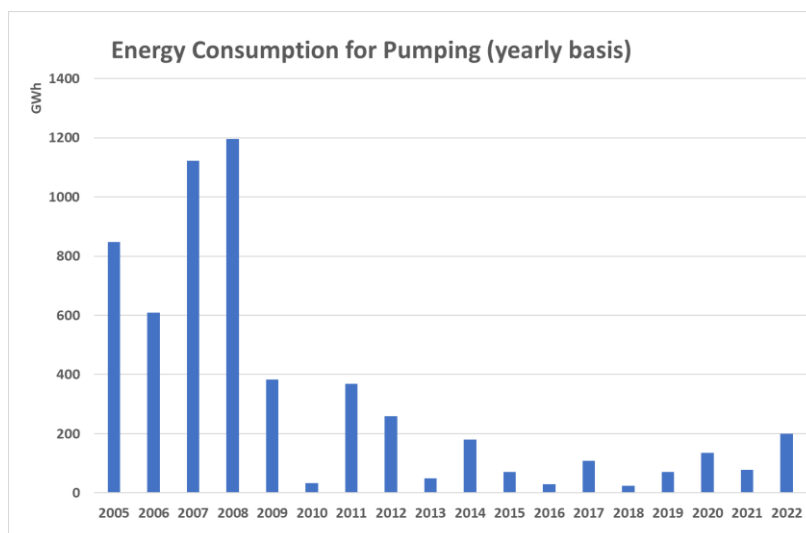
<sup>155</sup> Με τις ίδιες παραδοχές όπως και στην υποσημείωση 152 και για στάθμη του ταμιευτήρα του ΣΑΗΕ Θησαυρού περί το 360.0m.a.s.l.

την ωφέλιμη χωρητικότητα του ταμιευτήρα. Αυτό περιορίζει σημαντικά την ικανότητα ανάσχεσης ενός πλημμυρικού συμβάντος κάτι που είναι απαραίτητο για την εύρυθμη λειτουργία του συγκροτήματος του Αλιάκμονα.

### 9.5.7 Ετήσια Δεδομένα άντλησης

Τα δεδομένα άντλησης που παρουσιάζονται αφορούν τα έτη 2005 έως και 2022. Έως και τον Μάρτιο του 2009 τα στοιχεία προέρχονται από τα μηνιαία δελτία Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ (τότε ΔΕΣΜΗΕ)<sup>156</sup>. Από τον Απρίλιο του 2009 έως και το 2022 προέρχονται από τη σύνθεση των ημερήσιων δεδομένων της φόρτισης των μονάδων της προηγούμενης ημέρας (στοιχεία SCADA)<sup>157</sup>.

Έως τις αρχές του 2009 η άντληση διασφάλιζε την κάλυψη της ζήτησης αιχμής με ταυτόχρονη εκμετάλλευση των περιόδων μη αιχμής. Η πολιτική εκμετάλλευσης συνοψιζόταν σε άντληση κατά τις νυχτερινές ώρες και έγχυση της ενέργειας στο σύστημα τις ώρες αιχμής. Από τα μέσα του 2009 και μετά, με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας να τίθεται σε λειτουργία, ο βασικός παράγων εκμετάλλευσης της λειτουργίας της άντλησης είναι το ωριαίο κόστος αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Η πτώση της ζήτησης ενέργειας για άντληση έως και το 2020 οφείλεται κυρίως στη διάρθρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έως την υιοθέτηση του “Market Model”, καθώς η διαφορά των τιμών εντός της ημέρας δεν ήταν τέτοια ώστε να ήταν οικονομικά συμφέρουσα η άντληση για παραγωγή ενέργειας. Επιπλέον περιορισμοί στον καθορισμό των τιμών προσφοράς της εμπορικής παραγωγής<sup>158</sup> από Μεγάλα Υδροηλεκτρικά, λόγω της μονοπωλιακής κατάστασης για τη συγκεκριμένη τεχνολογία, είχαν ως αποτέλεσμα η άντληση να μην είναι οικονομικά συμφέρουσα.



Σχ. 9-82: Ενέργεια που αναλώθηκε για άντληση σε ετήσια βάση (ΑΔΜΗΕ).

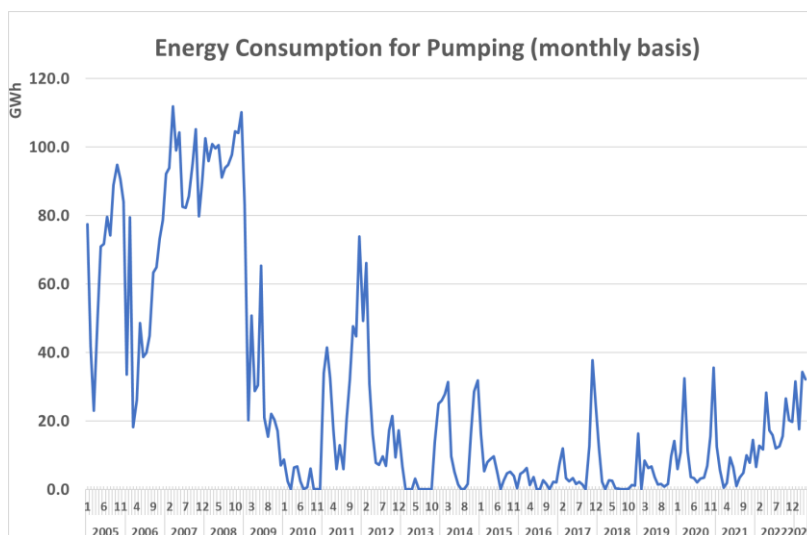
Με τη μετάβαση στο “Market Model”, μέρος των προαναφερθέντων περιορισμών έπαψαν να υφίστανται. Η δυνατότητα σύναψης διμερών συμβολαίων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Power Purchase Agreements – PPAs) έχει ως αποτέλεσμα μέρος των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας να γίνεται σε προσυμφωνημένες και εκ των προτέρων γνωστές τιμές. Επίσης η εκ νέου ανάπτυξη των

<sup>156</sup> <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/miniaia-deltia-energeias>

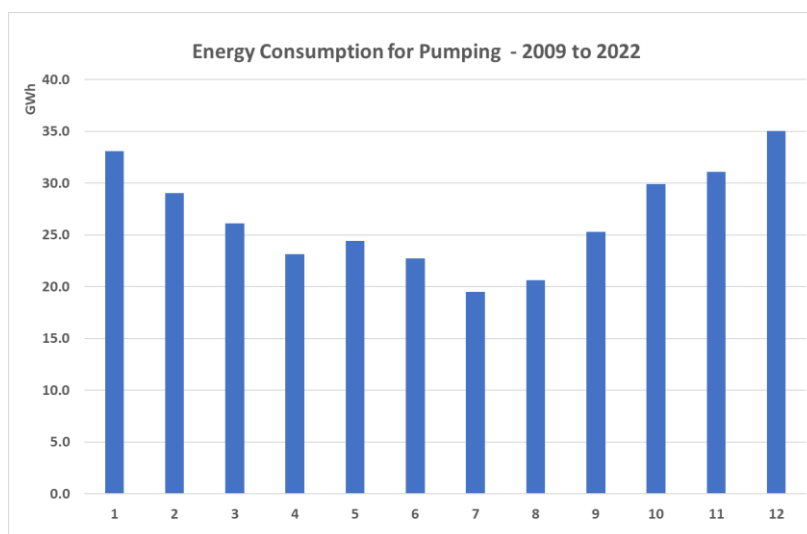
<sup>157</sup> <https://www.admie.gr/agora/statistika-agoras/dedomena>

<sup>158</sup> Απόφαση ΡΑΕ με αριθμό 207/2016 – «Μεθοδολογία Υπολογισμού Μεταβλητού Κόστους των Υδροηλεκτρικών Μονάδων» [https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2016/RAE\\_207\\_2016.pdf](https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2016/RAE_207_2016.pdf)

Φ/Β τα τελευταία 2 χρόνια που έχει ως αποτέλεσμα την περαιτέρω μείωση της ζήτησης ενέργειας στο σύστημα ορισμένες ώρες της ημέρας, αναζωπύρωσε το εμπορικό ενδιαφέρον για την αντλιοσταμείωση. Σημειώνεται επίσης ότι η αναλίσκόμενη ενέργεια για άντληση δεν περιορίζεται από τα υδροδυναμικά αποθέματα, καθώς σε έτη με χαμηλή υδραυλικότητα (2007, 2008) σημειώθηκε αξιόλογη δραστηριότητα άντλησης (>1TWh)



Σχ. 9-83: Ενέργεια που αναλώθηκε για άντληση σε μηνιαία βάση (ΑΔΜΗΕ).

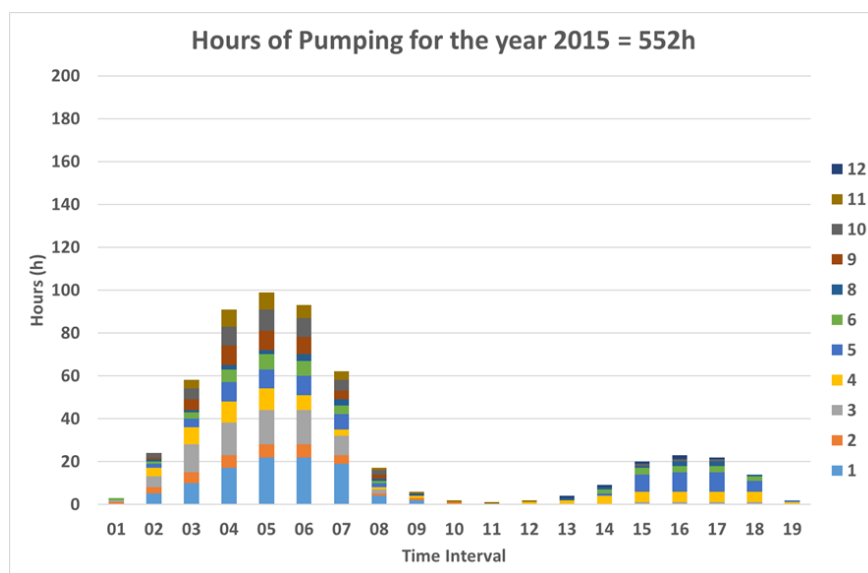


Σχ. 9-84: Ενέργεια που αναλώθηκε για άντληση – Μέση Τιμή ανά Μήνα (ΑΔΜΗΕ).

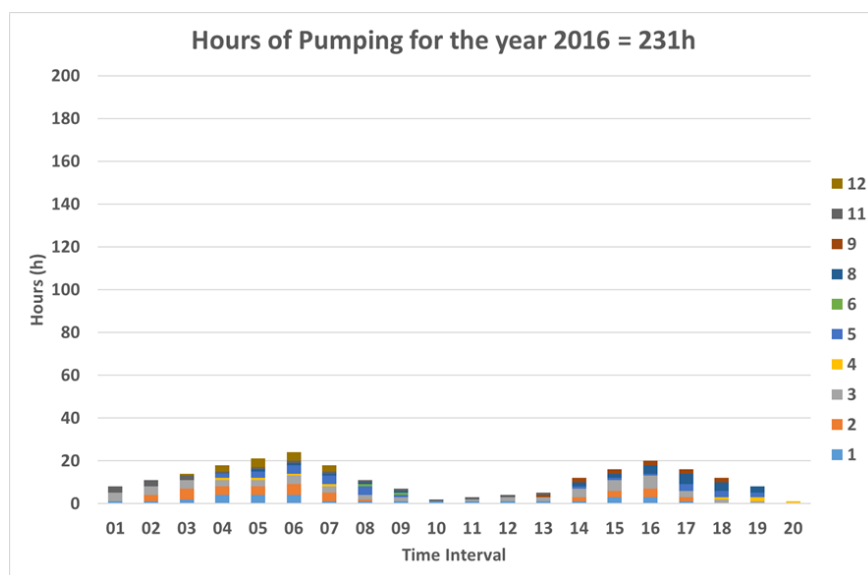
### 9.5.8 Ενδοημερήσια Μεταβολή Ωρών Άντλησης και Αντλούμενης Ενέργειας

Στο Σχ. 9-85 έως και το Σχ. 9-92, παρουσιάζεται η χρονική κατανομή των ωρών άντλησης σε ετήσια βάση των αντλιοσταμειωτικών μονάδων της Σφηκιάς και του Θησαυρού για τα έτη από το 2015 έως και το 2022. Τα έτη 2016, 2018 και 2019, οι ώρες άντλησης ήταν ελάχιστες και διασκορπίζονται ομοιομόρφως περί των πρώτων πρωινών και των πρώτων μεσημεριανών ωρών. Τα έτη 2015, 2017, 2020 και 2021 η άντληση ενεργοποιείται κυρίως τις πρώτες πρωινές ώρες, όπως και πριν την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το έτος 2022 παρατηρείται έντονη δραστηριότητα άντλησης της απογευματινές ώρες, χωρίς όμως να ανατρέπεται η ισορροπία μεταξύ πρώτων πρωινών και μεσημεριανών ωρών.

Σε κάθε περίπτωση λόγω της ιδιομορφίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας η άντληση χρησιμοποιείται σπάνια τις ώρες 10:00 – 12:00 και 20:00 – 21:00 και ιδιαίτερα σπάνια τις ώρες 21:00-23:00. Η έλλειψη πλεονάζουσας ενέργειας τα συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα, η οποία θα μπορούσε να αποτελέσει εμπορική ευκαιρία για τον ιδιοκτήτη της αντλησιοταμιευτικής μονάδας, επιβεβαιώνεται εν μέρει και από την εξέλιξη των τιμών στην προ-ημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

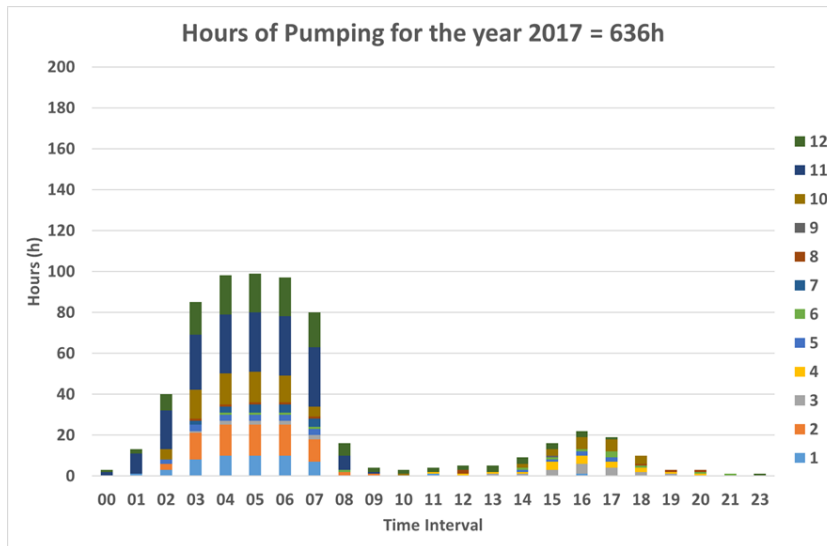


Σχ. 9-85: Πλήθος ωρών άντλησης – ωριαία κατανομή έτος 2015 (ΑΔΜΗΕ).

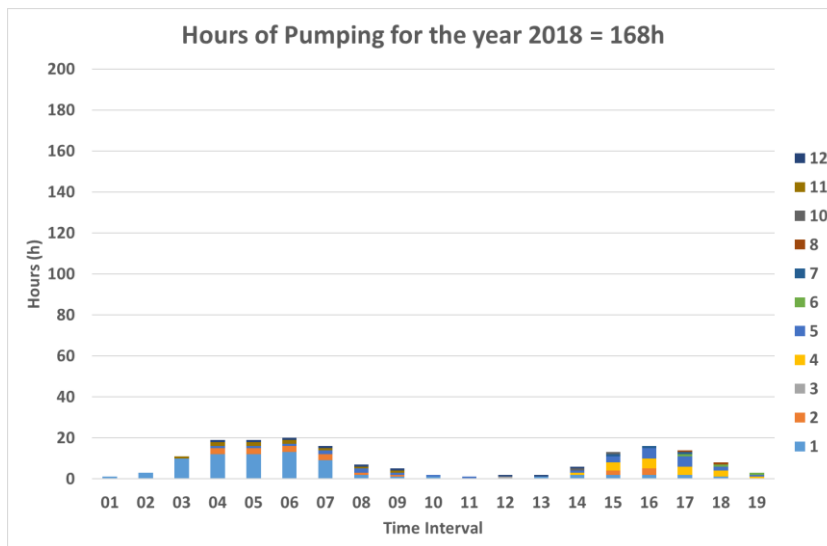


Σχ. 9-86: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2016 (ΑΔΜΗΕ).

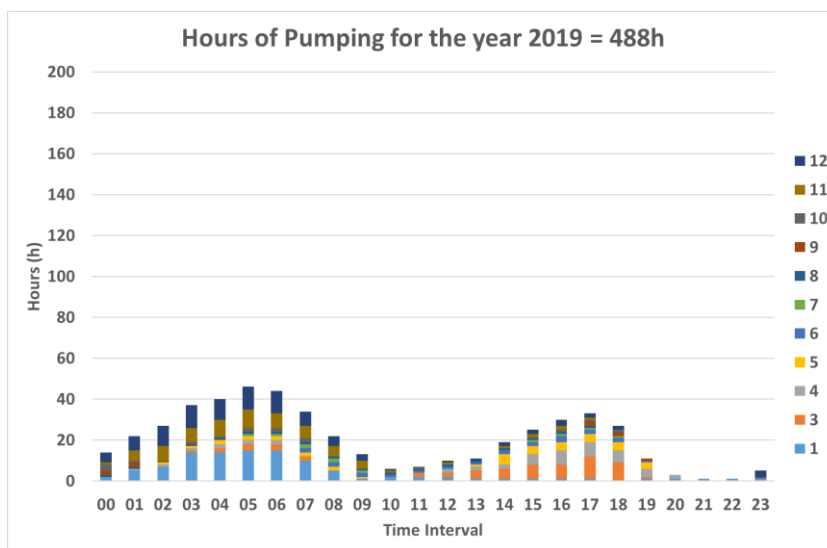




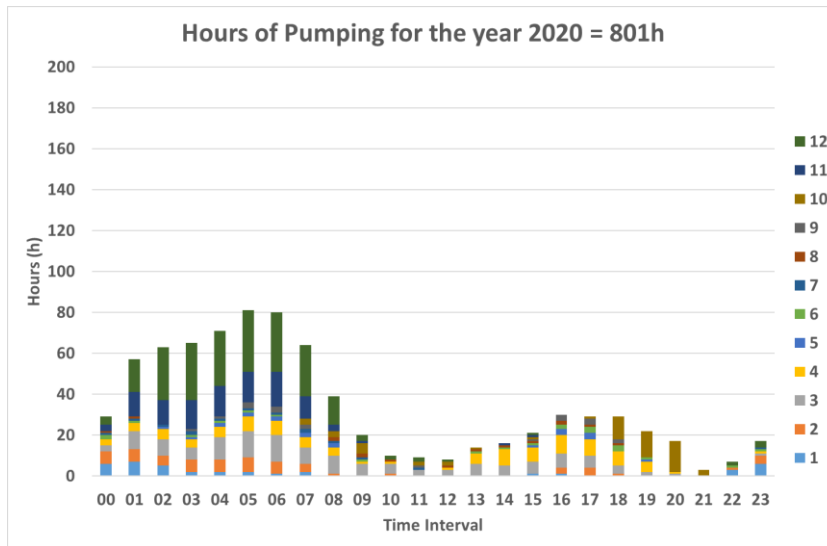
Σχ. 9-87: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2017 (ΑΔΜΗΕ).



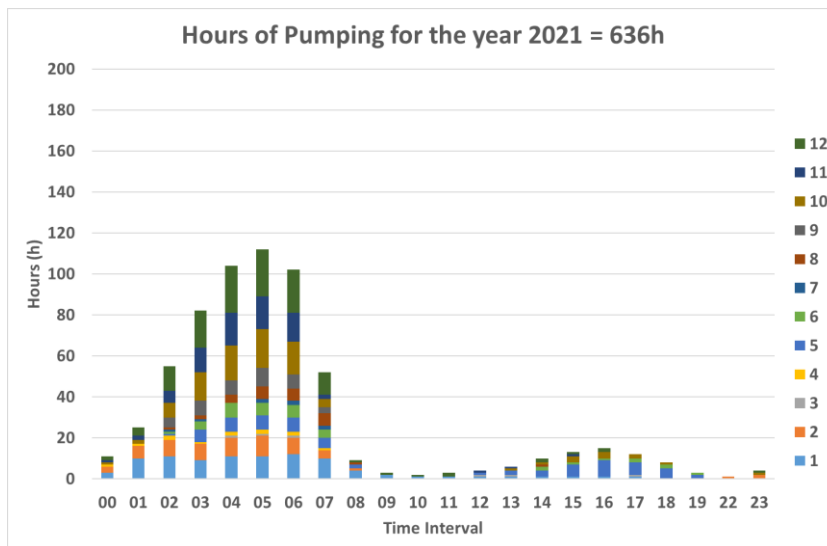
Σχ. 9-88: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2018 (ΑΔΜΗΕ).



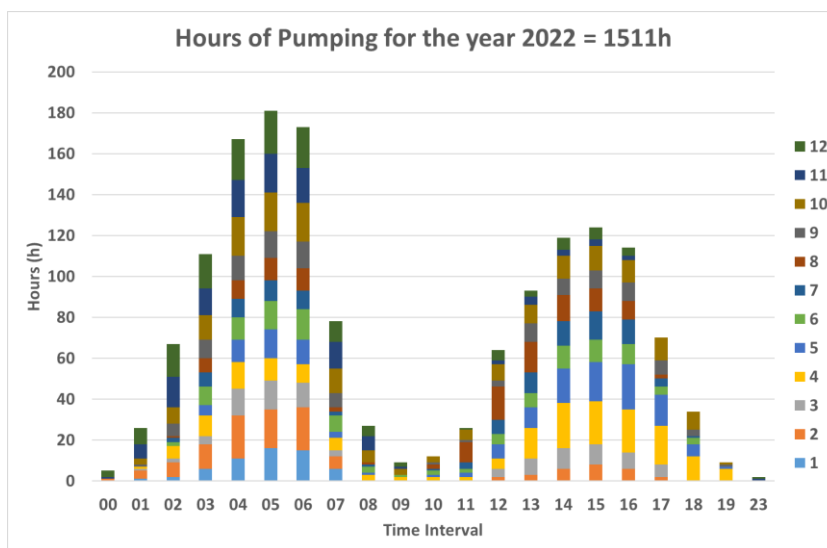
Σχ. 9-89: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2019 (ΑΔΜΗΕ).



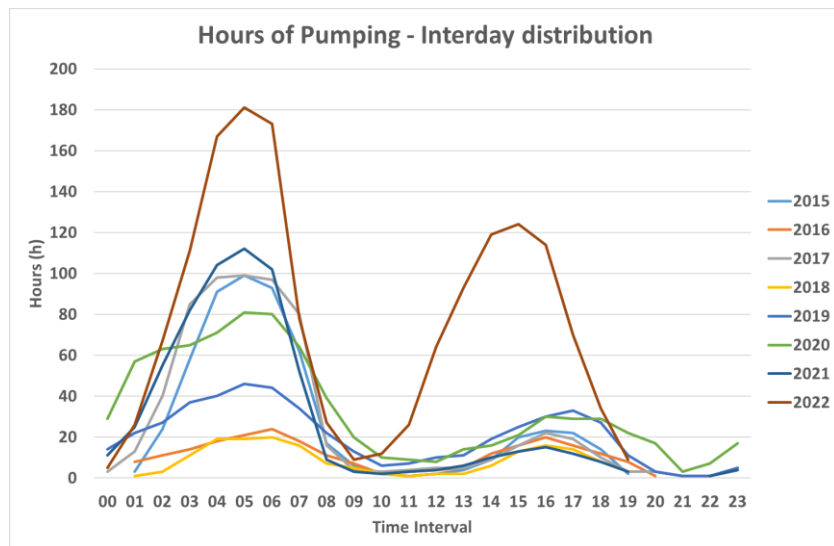
Σχ. 9-90: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2020 (ΑΔΜΗΕ).



Σχ. 9-91: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2021 (ΑΔΜΗΕ).

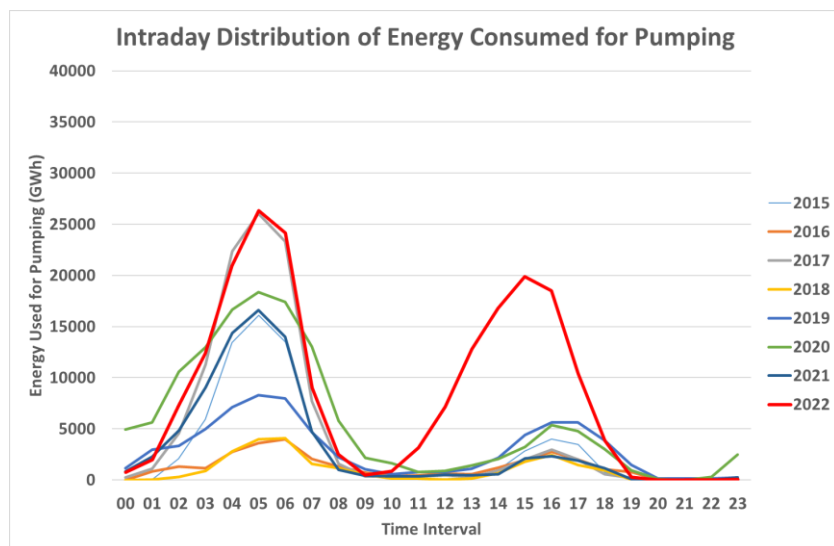


Σχ. 9-92: Όπως το Σχ. 9-85 για το έτος 2022 (ΑΔΜΗΕ).



Σχ. 9-93: Ενδοημερήσια κατανομή ωρών άντλησης για τα έτη 2015 - 2022 (ΑΔΜΗΕ).

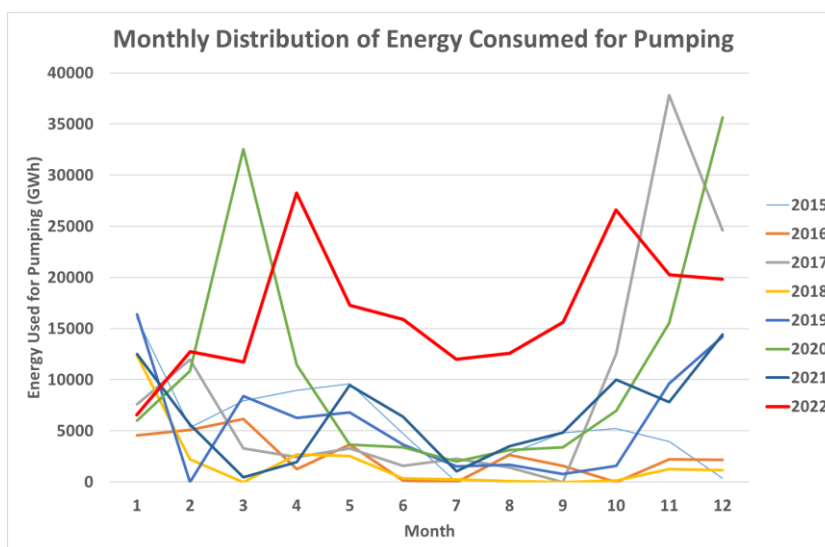
Στο Σχ. 9-94, παρουσιάζεται η ενδοημερήσια κατανομή των ποσοτήτων ενέργειας που αναλώθηκαν για άντληση κατά τα έτη 2015 έως και 2022. Παρατηρείται ότι με εξαίρεση το έτος 2022 ο κύριος όγκος της ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε για άντληση ελήφθη από το σύστημα κατά τις πρώτες πρωινές ώρες. Το 2022 τη χρονική περίοδο από 12:00 – 17:00 η ενέργεια που αναλώθηκε για άντληση (ισχύς άντλησης > 10MW) ήταν ίση με 74.9GWh σε ένα συνολικό χρονικό διάστημα 504h ή κατά το 27.6% του διαθέσιμου χρόνου. Σε αντιδιαστολή την περίοδο 2015 – 2021 κατά το ίδιο χρονικό διάστημα η ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση (ισχύς άντλησης > 10MW) ήταν ίση με 77.6GWh σε ένα συνολικό χρονικό διάστημα 529h ή κατά το 12.1% του διαθέσιμου χρόνου.



Σχ. 9-94: Ημερήσια κατανομή ενέργειας που αναλώθηκε για άντληση τα έτη 2015 - 2022 (ΑΔΜΗΕ).

Στο Σχ. 9-95 παρουσιάζεται η μηνιαία κατανομή των ποσοτήτων ενέργειας που αναλώθηκαν για άντληση κατά τα έτη 2015 έως και 2022. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι τελευταίοι μήνες του έτους για τα έτη 2017 και 2020, καθώς και ο Μάρτιος του 2020 όπου οι ποσότητες ενέργειας που χρησιμοποιήθηκαν για άντληση ήταν αυξημένες. Το έτος 2022, παρατηρείται σημαντική δραστηριότητα άντλησης και τους καλοκαιρινούς μήνες κάτι που δεν είχε παρατηρηθεί τα προηγούμενα έτη. Αυτό είναι αποτέλεσμα της συχνής υψηλής διακύμανσης της τιμής της

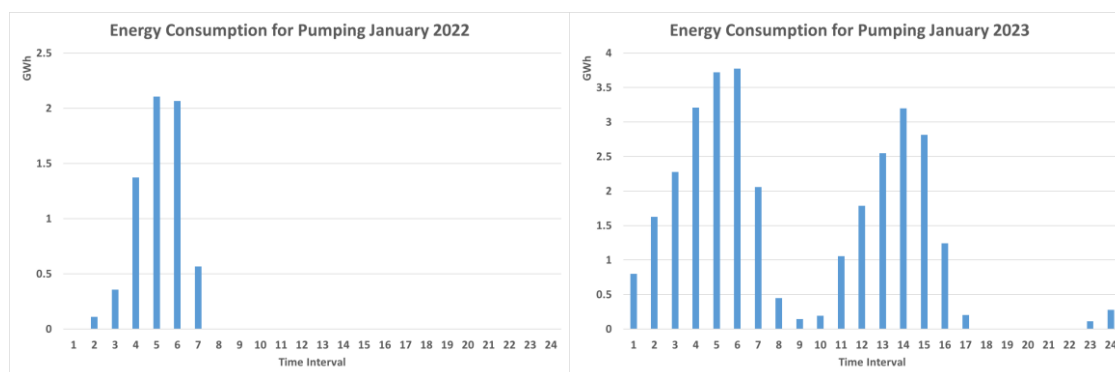
ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική που δημιούργησε σημαντικές εμπορικές ευκαιρίες για την εκμετάλλευση της αντλιοσταμείωσης.



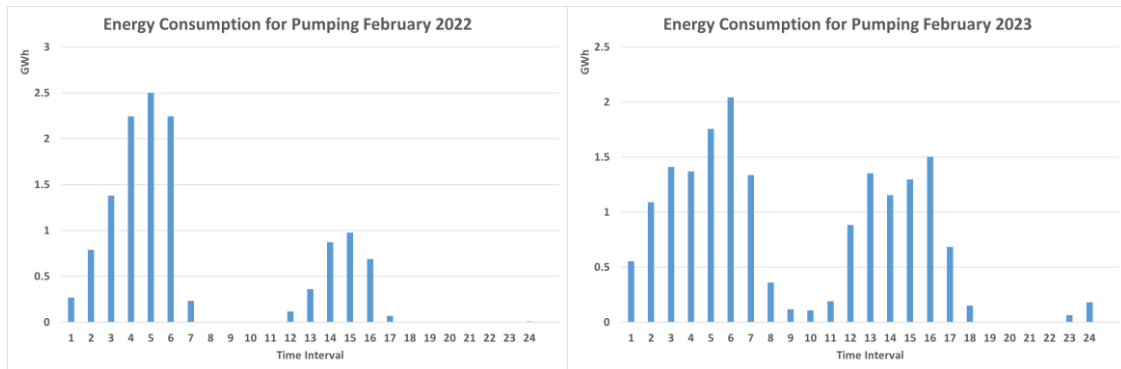
Σχ. 9-95: Μηνιαία κατανομή ενέργειας που αναλώθηκε για άντληση τα έτη 2015 - 2022 (ΑΔΜΗΕ).

Λόγω των πρόσφατων γεωπολιτικών εξελίξεων και της ταχείας ανάπτυξης των Φ/Β στο διασυνδεδεμένο σύστημα, παρατηρείται συνεχής αύξηση της χρήσης της άντλησης για εμπορικούς σκοπούς, με ταυτόχρονη μεταβολή των ωρών που ενεργοποιούνται ως αντλητικά συστήματα οι δύο διαθέσιμες αντλιοσταμειωτικές μονάδες. Στο Σχ. 9-96 έως και το Σχ. 9-105 παρουσιάζεται σύγκριση της ενέργειας που καταναλώθηκε για άντληση κατά τους 10 πρώτους μήνες των ετών 2022 και 2023 αντίστοιχα. Από τα στοιχεία τεκμαίρεται η μετατόπιση των ωρών «αιχμής» για άντληση από τις πρώτες πρωινές ώρες προς τις μεσημεριανές ώρες, όταν και η έγχυση ενέργειας από Φ/Β αγγίζει τη μέγιστη τιμή της. Μάλιστα για 7 από τους 10 μήνες (πλην Ιανουαρίου, Φεβρουαρίου και Μαΐου του 2023) ήταν ξεκάθαρη η προτίμηση των μεσημεριανών ωρών σε σχέση με τις πρώτες πρωινές κάτι που ανατρέπει την παγιωμένη φιλοσοφία διαχείρισης των αντλιοσταμειωτικών στη χώρα και δημιουργεί νέες προκλήσεις σε επίπεδο διοίκησης και διαχείρισης των μονάδων αυτών.

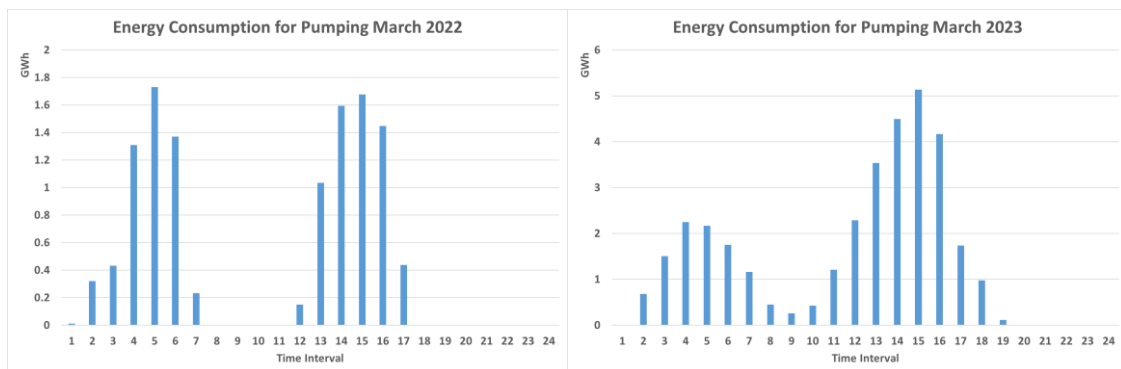
Επίσης παρατηρείται σημαντική αύξηση της ανάλωσης ενέργειας για άντληση τους πρώτους 10 μήνες του 2023 σε σχέση με το 2022 σε συνέχεια της αύξησης της αναλίσκόμενης ενέργειας για άντληση του 2022 σε σχέση με το 2021, χωρίς να υπάρχει σημαντική διαφοροποίηση στη μέση στάθμη πλήρωσης μεταξύ των δύο αυτών ετών που να αιτιολογεί κάτι τέτοιο.



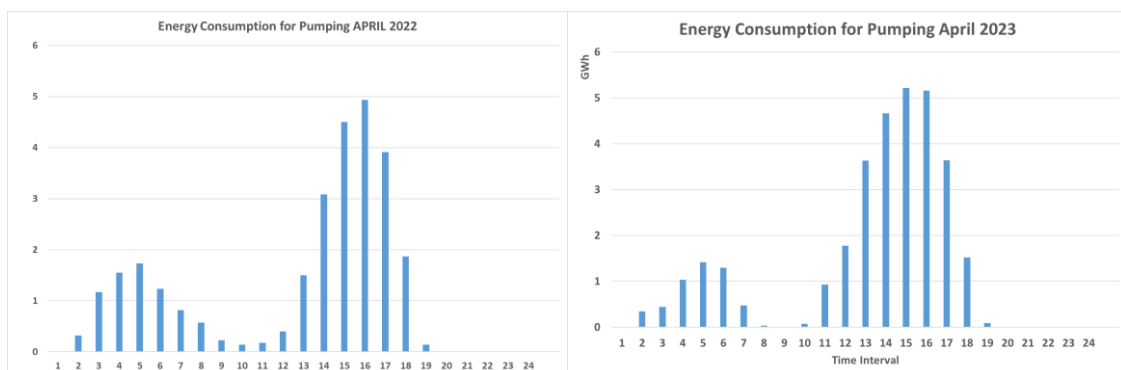
Σχ. 9-96: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Ιανουαρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



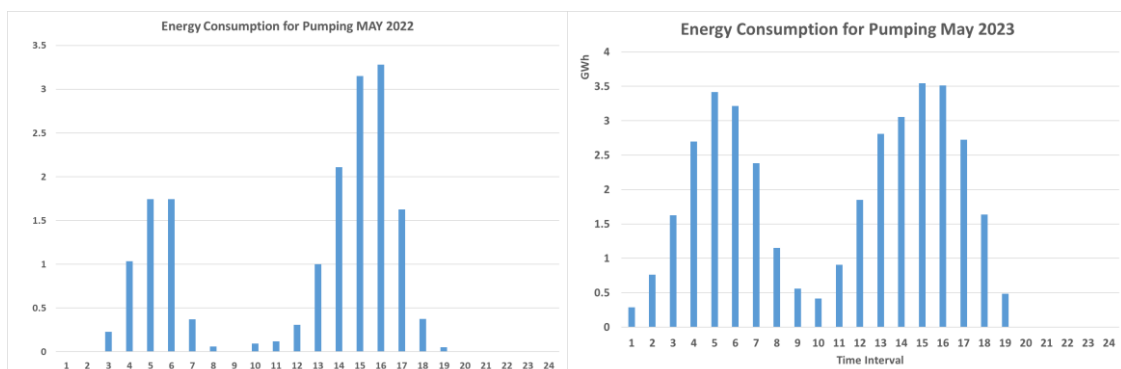
Σχ. 9-97: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Φεβρουαρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



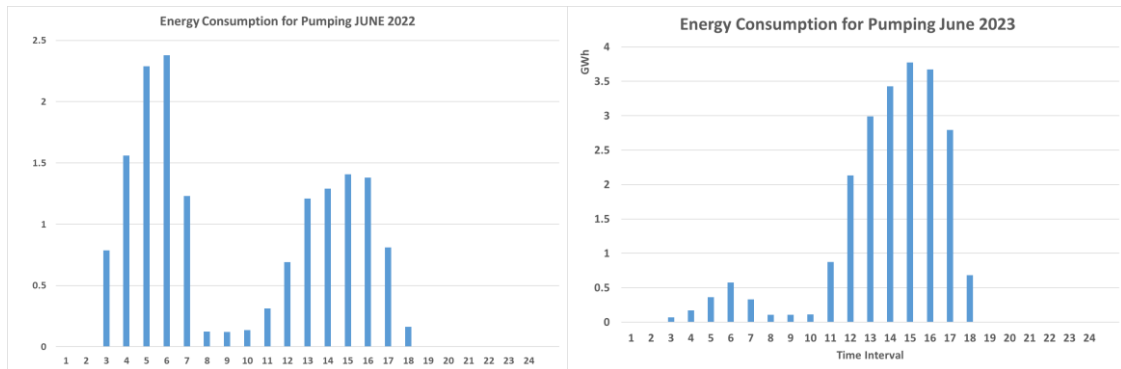
Σχ. 9-98: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Μαρτίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



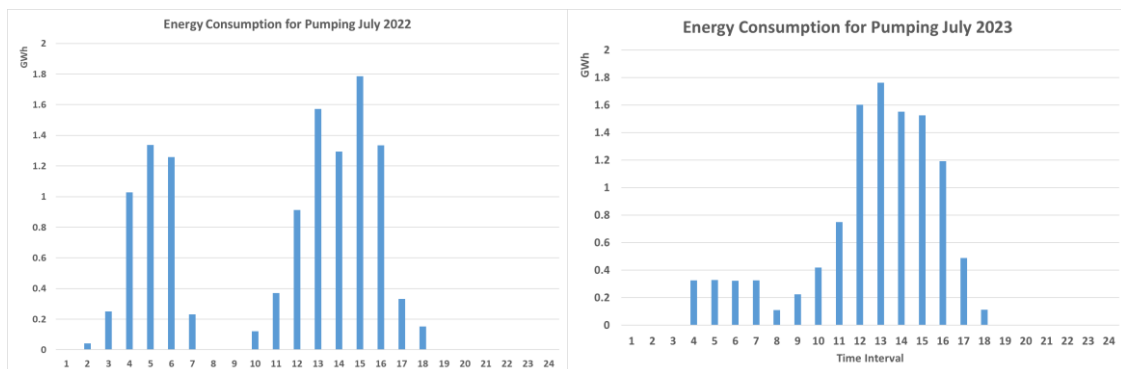
Σχ. 9-99: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Απριλίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



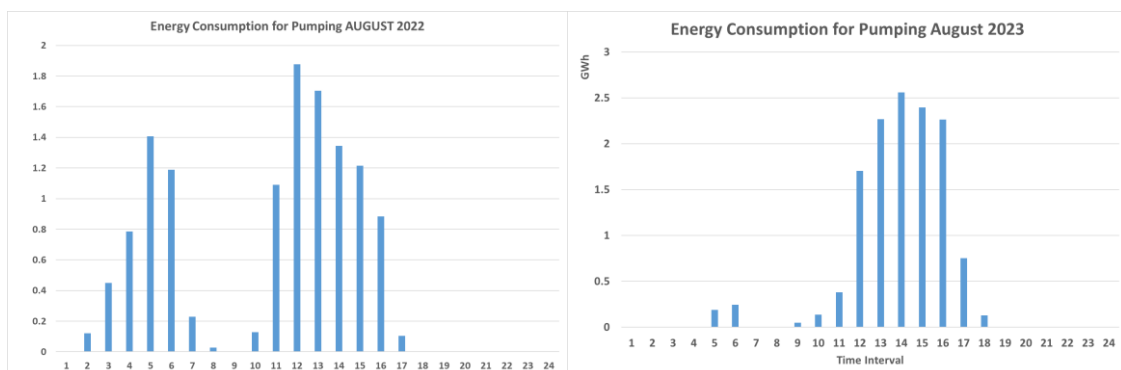
Σχ. 9-100: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Μαΐου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



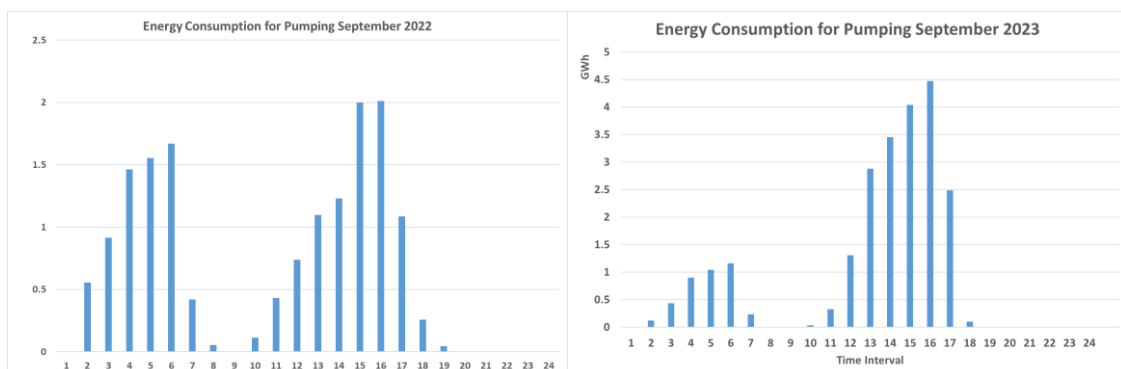
Σχ. 9-101: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Ιουνίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



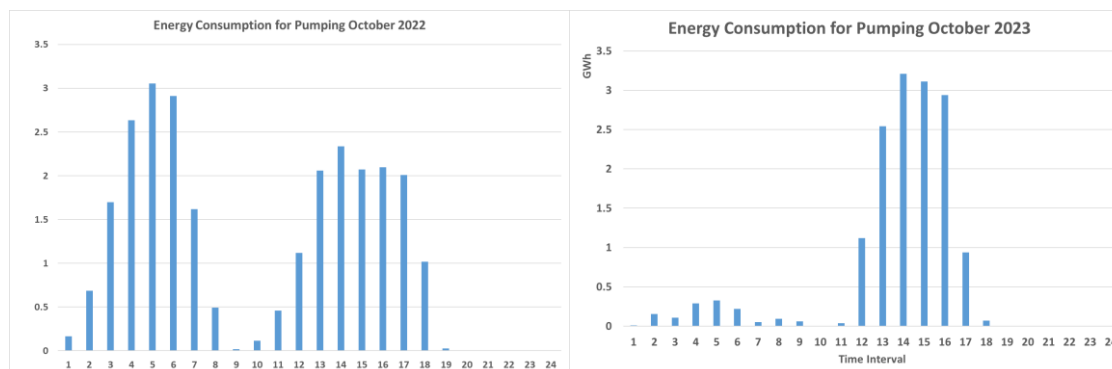
Σχ. 9-102: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Ιουλίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



Σχ. 9-103: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Αυγούστου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



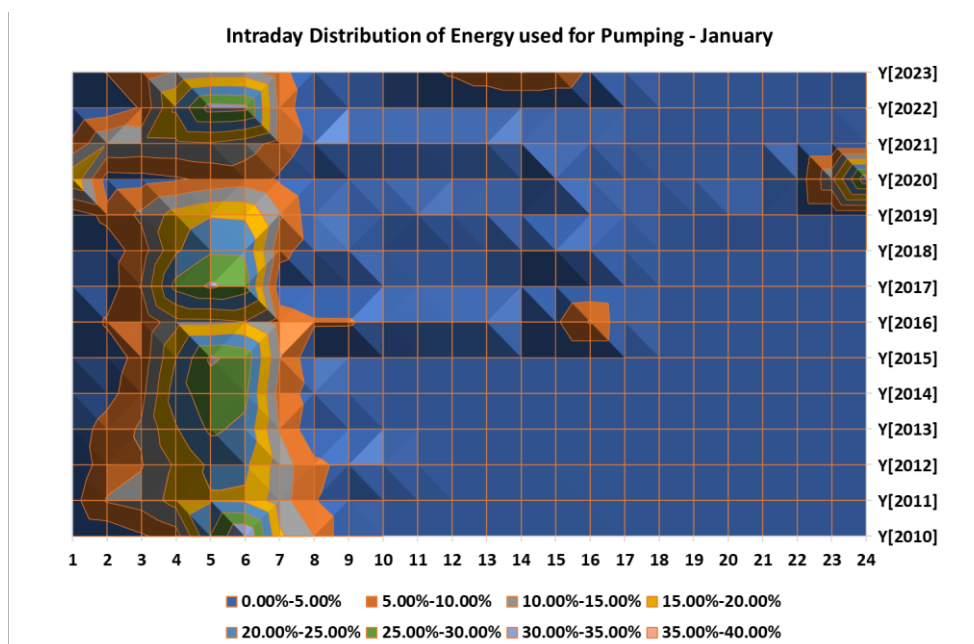
Σχ. 9-104: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Σεπτεμβρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).



Σχ. 9-105: Αναλωθείσα Ενέργεια για άντληση – Σύγκριση Οκτωβρίου για τα έτη 2022 και 2023 (ΑΔΜΗΕ).

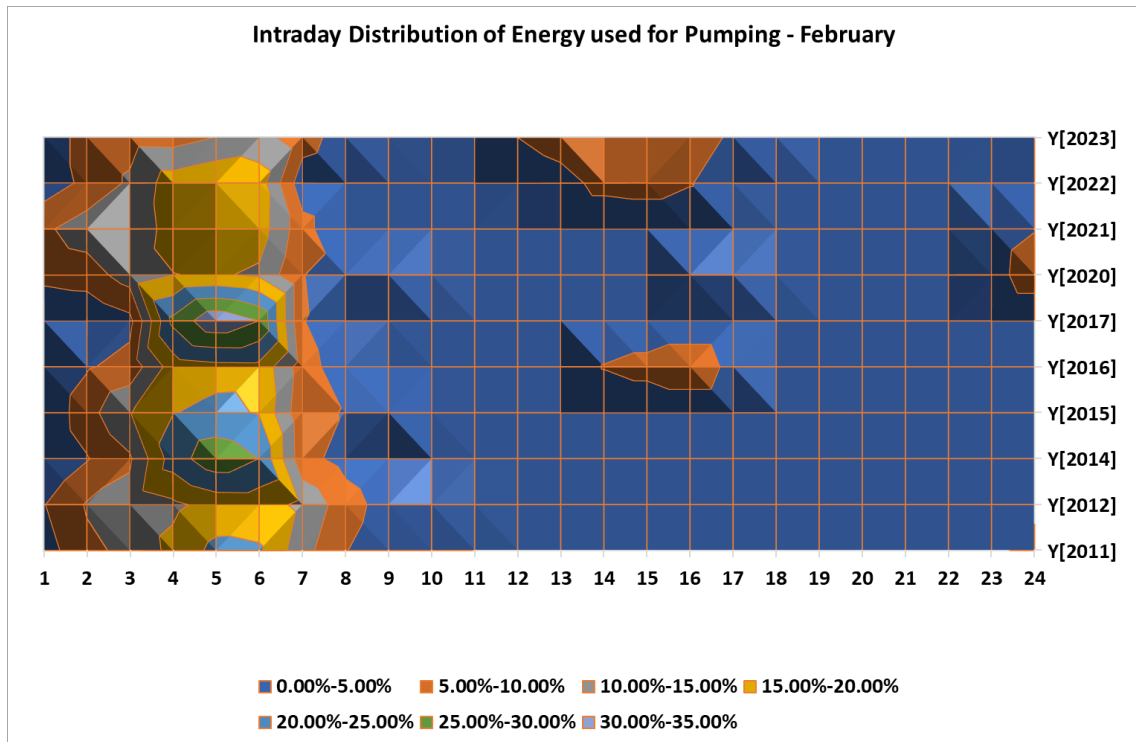
Στο Σχ. 9-106 έως και το Σχ. 9-117 παρουσιάζεται η ημερήσια κατανομή της κατανάλωσης ενέργειας για άντληση για τους μήνες του έτους και τα έτη από το 2009 έως το 2023 και αφορά την αναλίσκόμενη ενέργεια για άντληση στους ΥΗΣ Σφηκιάς και Θησαυρού.

Κατά τους «μεταβατικούς»<sup>159</sup> μήνες (Μάρτιος – Μάιος και Σεπτέμβριος – Οκτώβριος) παρατηρείται στροφή στην άντληση στις μεσημβρινές ώρες λόγω χαμηλής ζήτησης ενέργειας και αυξημένης παραγωγής από Φ/Β. Η αυξημένη ζήτηση ενέργειας τους καλοκαιρινούς μήνες (Ιούνιος – Αύγουστος) δεν προσφέρεται για εκμετάλλευση της πλεονάζουσας ενέργειας από τα Φ/Β, αν και το 2022 λόγω της ενεργειακής κρίσης και των ιδιαίτερα υψηλών τιμών η άντληση χρησιμοποιήθηκε και τις μεσημβρινές ώρες. Κατά τους χειμερινούς μήνες (Νοέμβριος – Φεβρουάριος) δεν παρατηρείται σημαντική μεταβολή της ημερήσιας κατανομής, καθώς α) η παραγωγή από Φ/Β είναι μειωμένη και β) οι ανάγκες για υπηρεσίες θέρμανσης στη Δυτική Μακεδονία καθιστούν σε ορισμένες περιπτώσεις τεχνικά αναγκαία την άντληση τις πρώτες πρωινές ώρες.

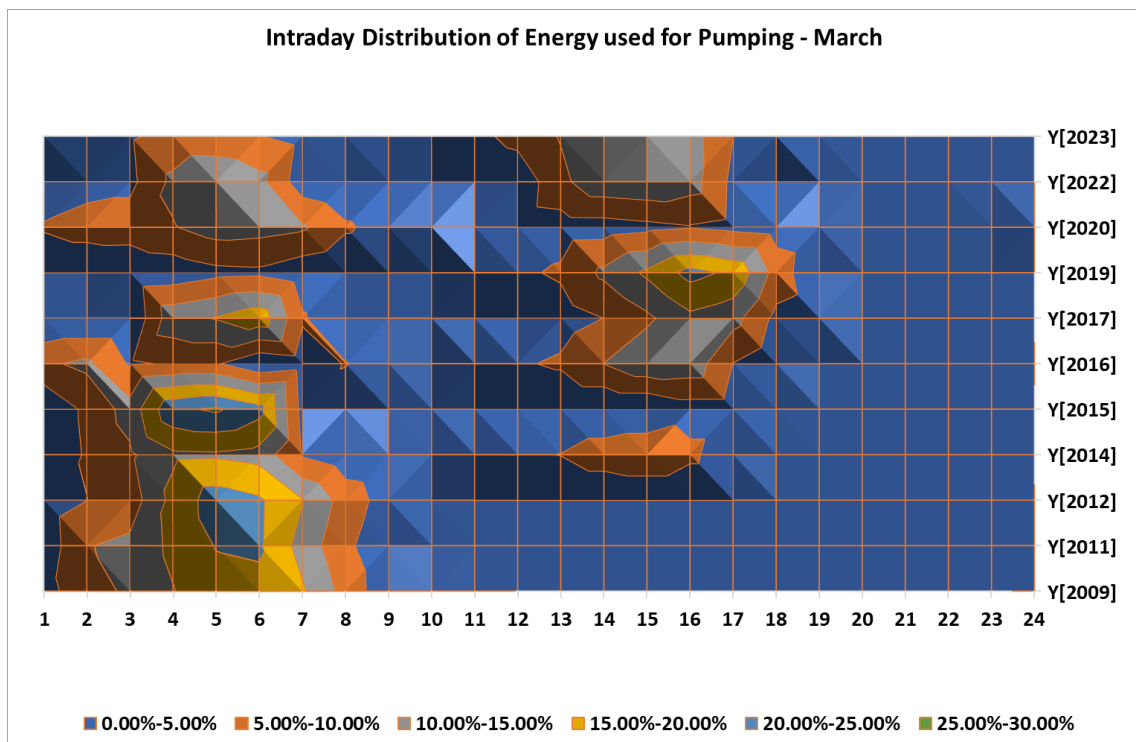


Σχ. 9-106: Ενδοημερήσια κατανομή κατανάλωσης Ενέργειας για Άντληση - Ιανουάριος (ΑΔΜΗΕ).

<sup>159</sup> Ως μεταβατικοί μήνες χαρακτηρίζονται οι χρονικές περίοδοι λίγο πριν και μετά την εαρινή και φθινοπωρινή ισημερία όταν και οι καιρικές συνθήκες στη χώρα παρουσιάζουν σημαντική μεταβλητότητα και οι θερμοκρασίες που σημειώνονται βρίσκονται συνήθως εντός αποδεκτών ορίων διακύμανσης ώστε να ελαχιστοποιούνται οι απαιτήσεις για θέρμανση ή ψύξη. [109]

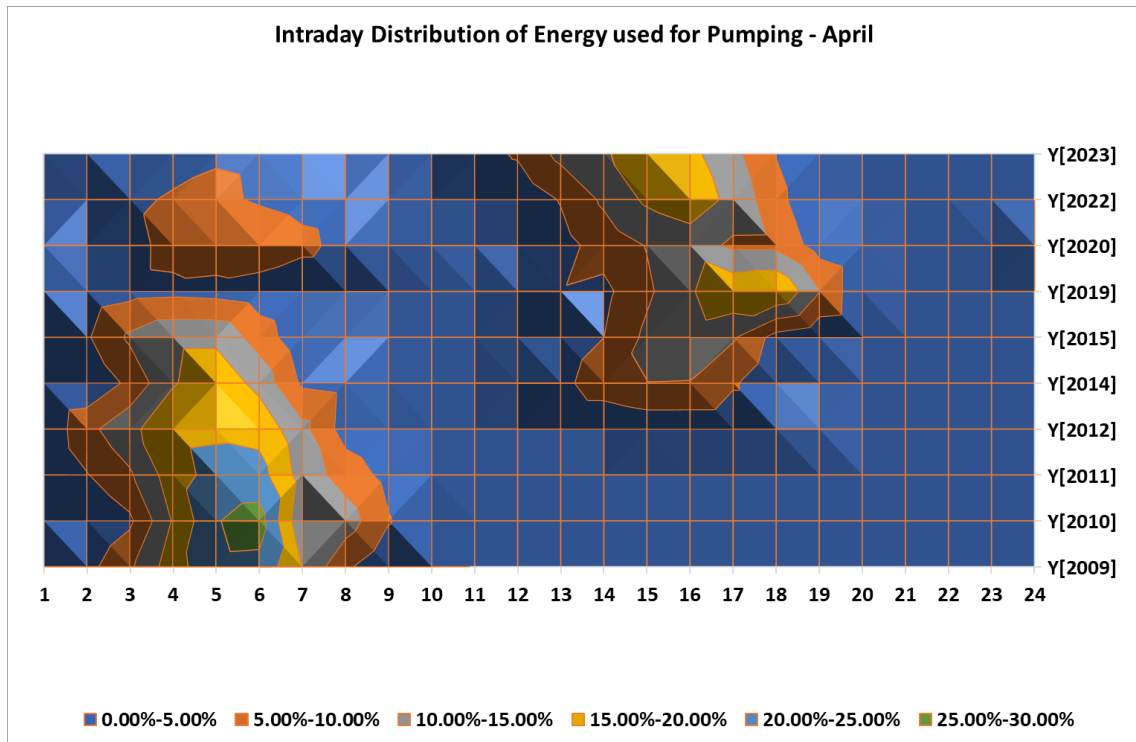


Σχ. 9-107: Όπως Σχ. 9-106 - Φεβρουάριος (ΑΔΜΗΕ).

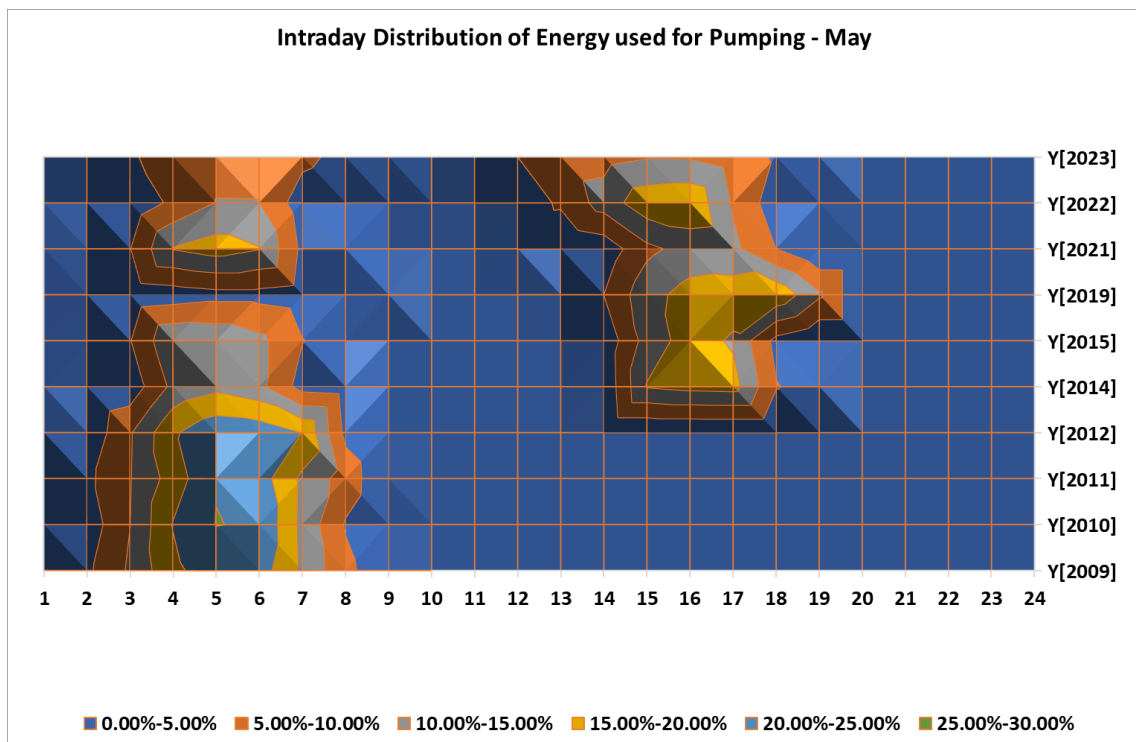


Σχ. 9-108: Όπως Σχ. 9-106 - Μάρτιος (ΑΔΜΗΕ).

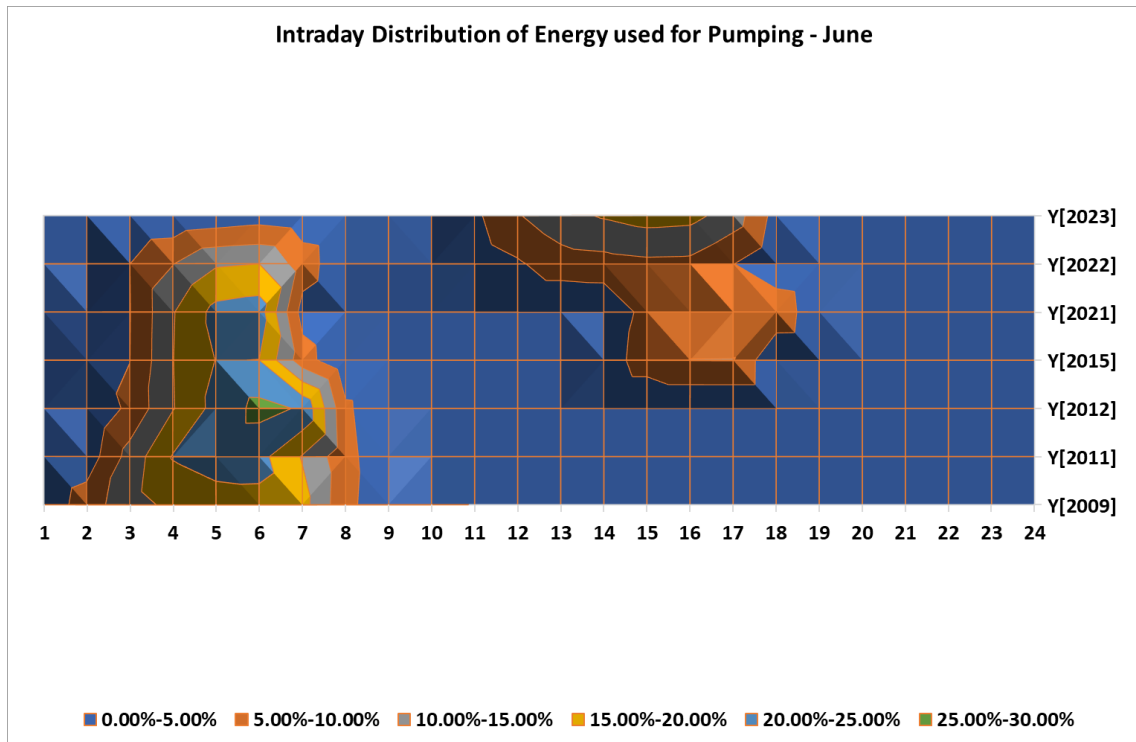




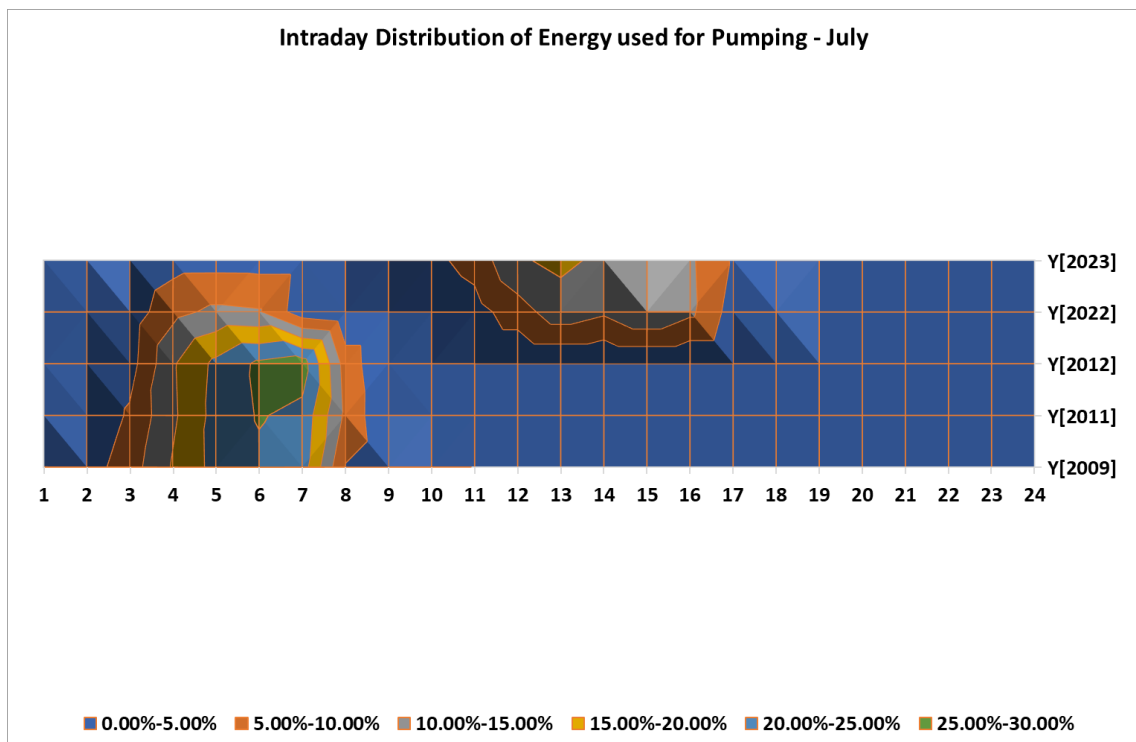
Σχ. 9-109: Όπως Σχ. 9-106 - Απρίλιος (ΑΔΜΗΕ).



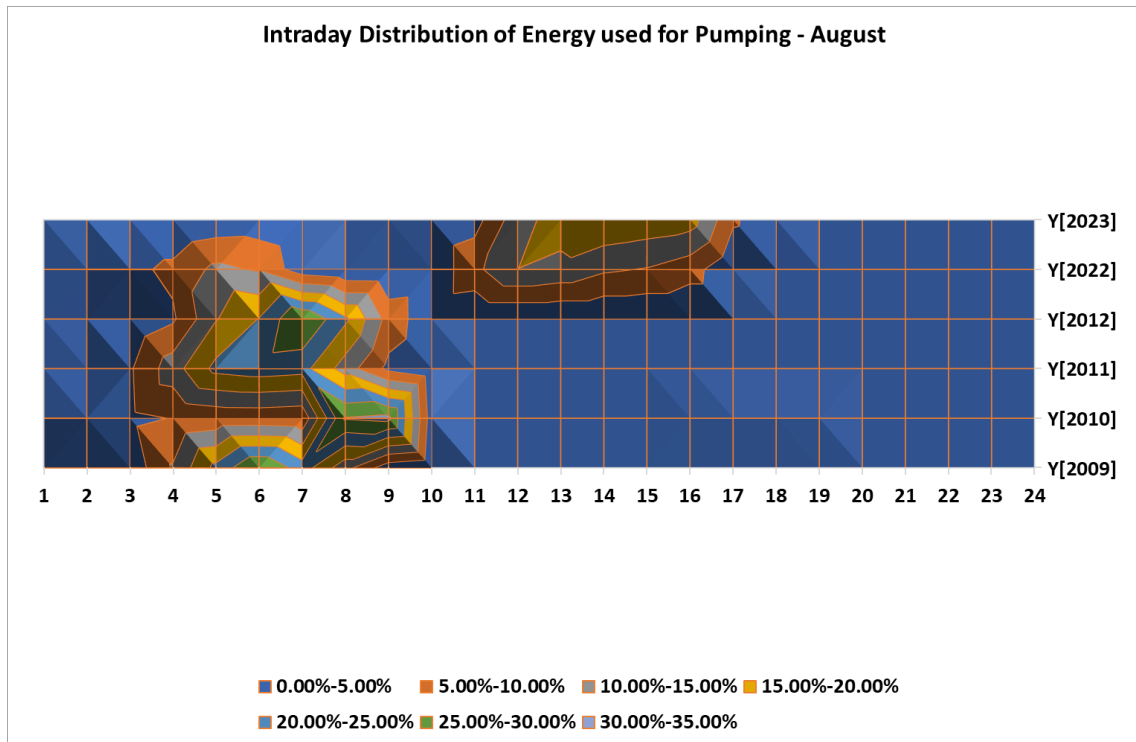
Σχ. 9-110: Όπως Σχ. 9-106 - Μάιος (ΑΔΜΗΕ).



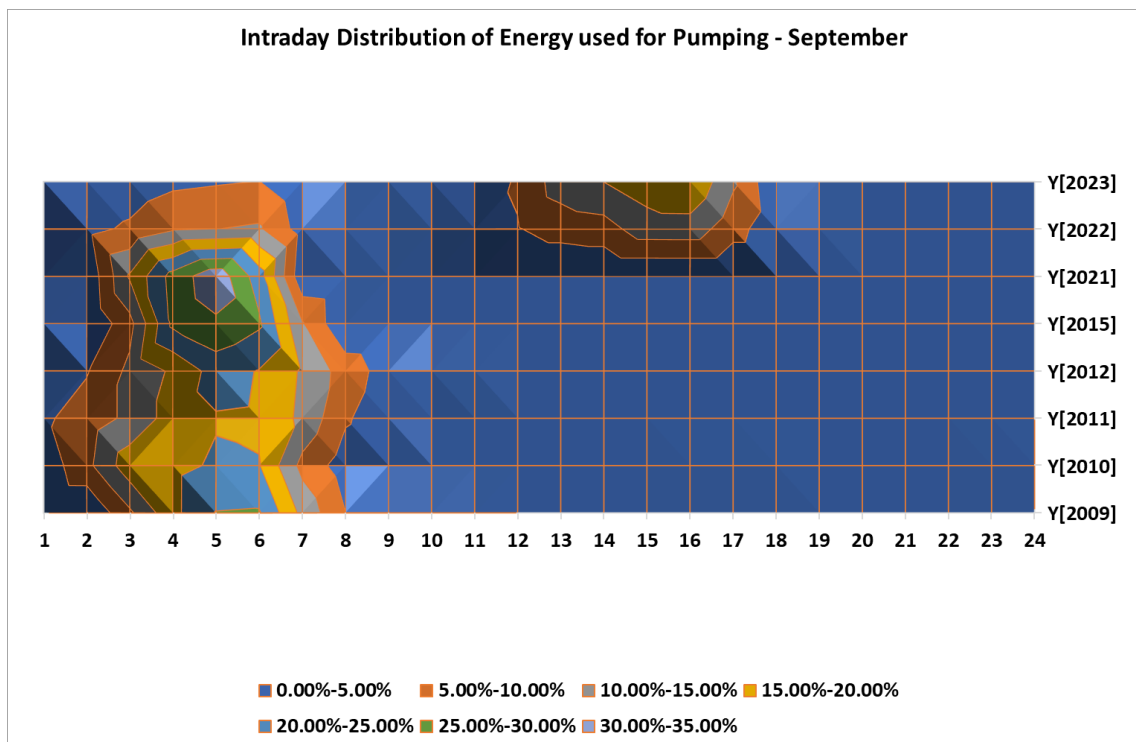
*Σχ. 9-111: Όπως Σχ. 9-106 - Ιούνιος (ΑΔΜΗΕ).*



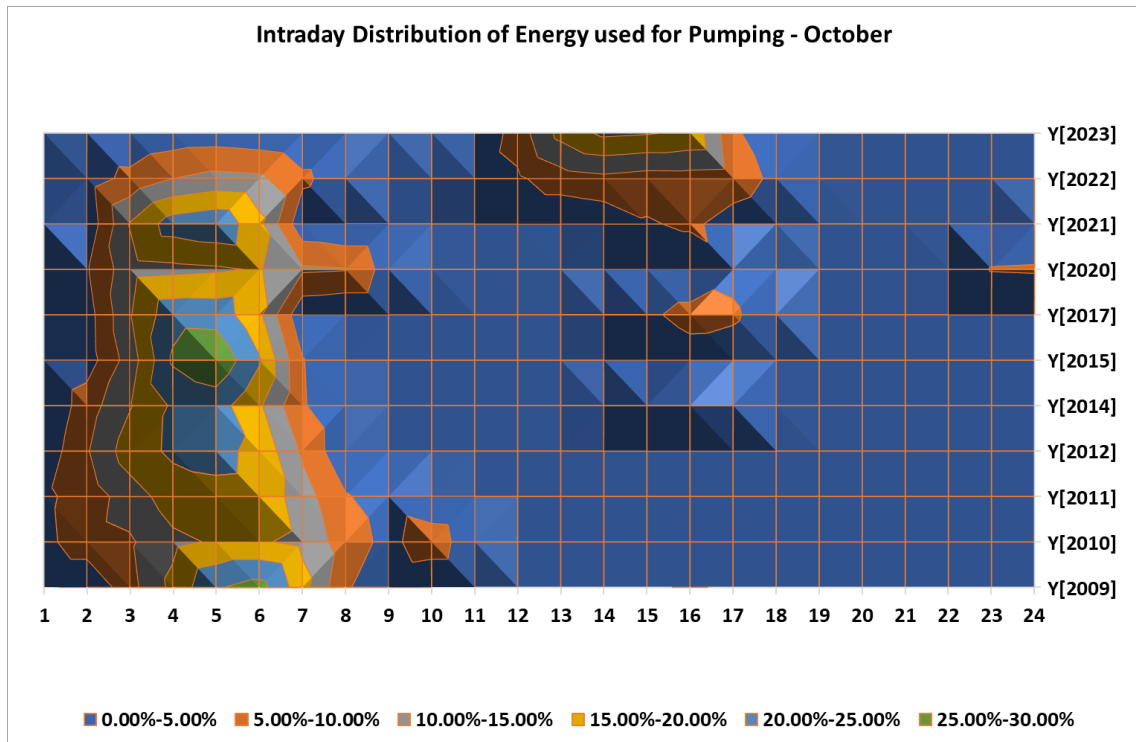
*Σχ. 9-112: Όπως Σχ. 9-106 - Ιούλιος (ΑΔΜΗΕ).*



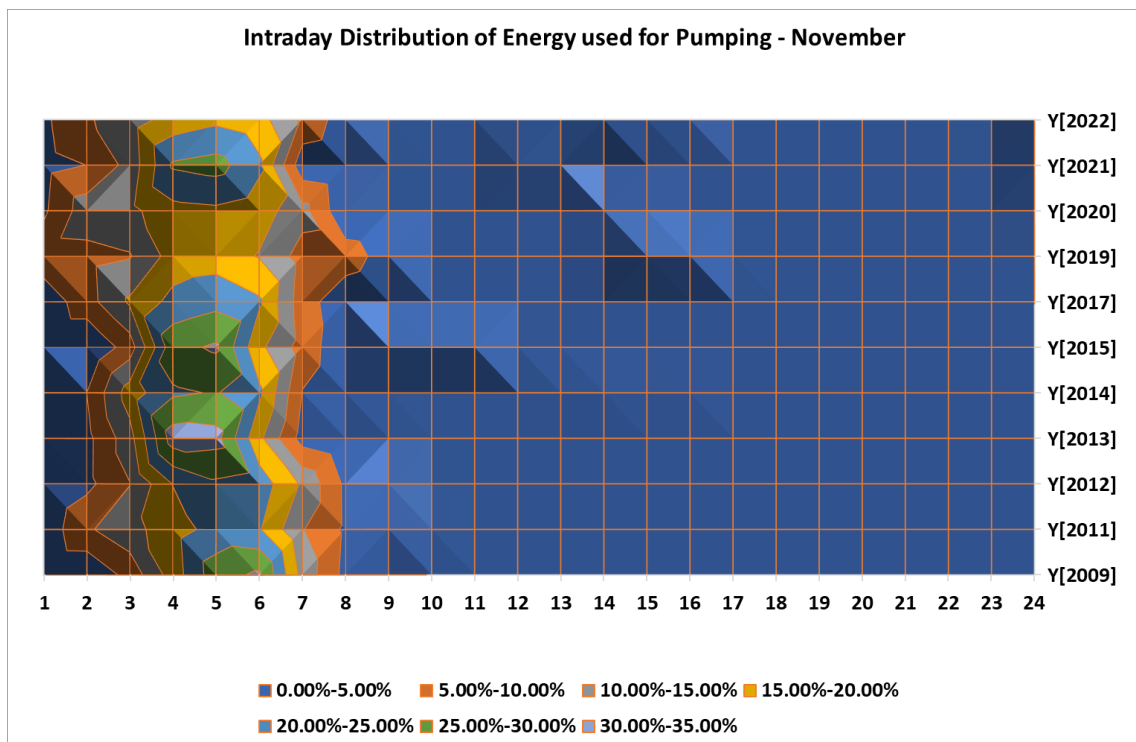
Σχ. 9-113: Όπως Σχ. 9-106 - Αύγουστος (ΑΔΜΗΕ).



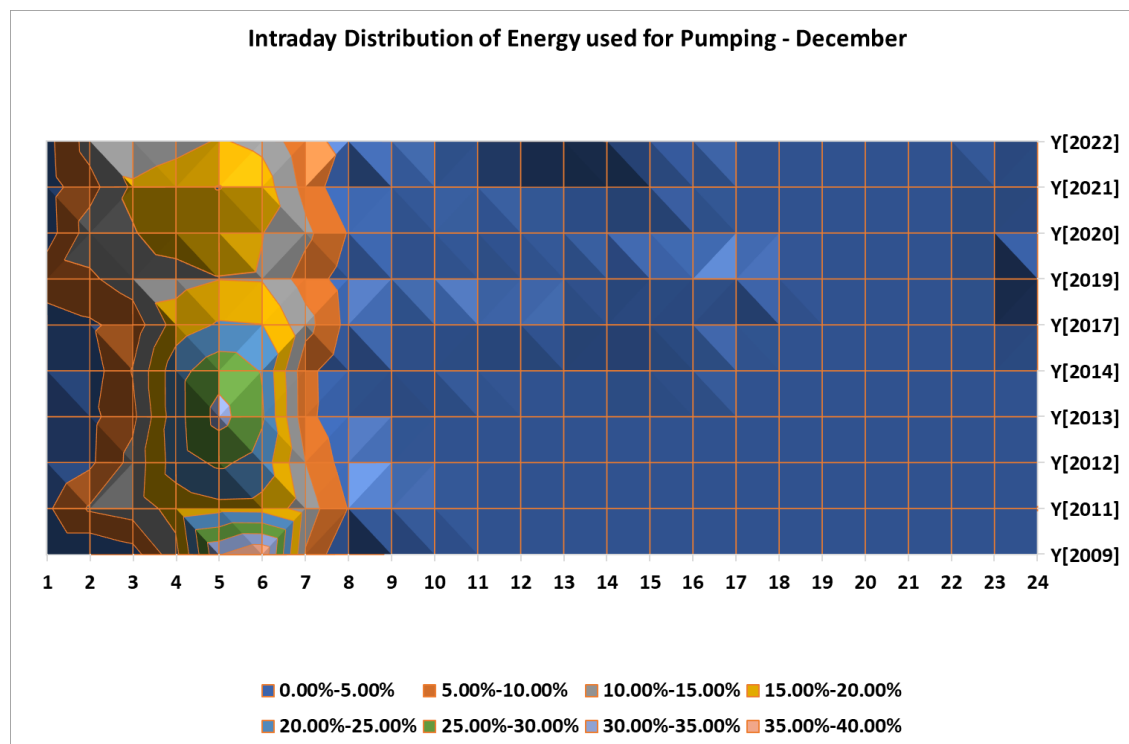
Σχ. 9-114: Όπως Σχ. 9-106 - Σεπτέμβριος (ΑΔΜΗΕ).



Σχ. 9-115: Όπως Σχ. 9-106 – Οκτώβριος (ΑΔΜΗΕ).



Σχ. 9-116: Όπως Σχ. 9-106 - Νοέμβριος (ΑΔΜΗΕ).



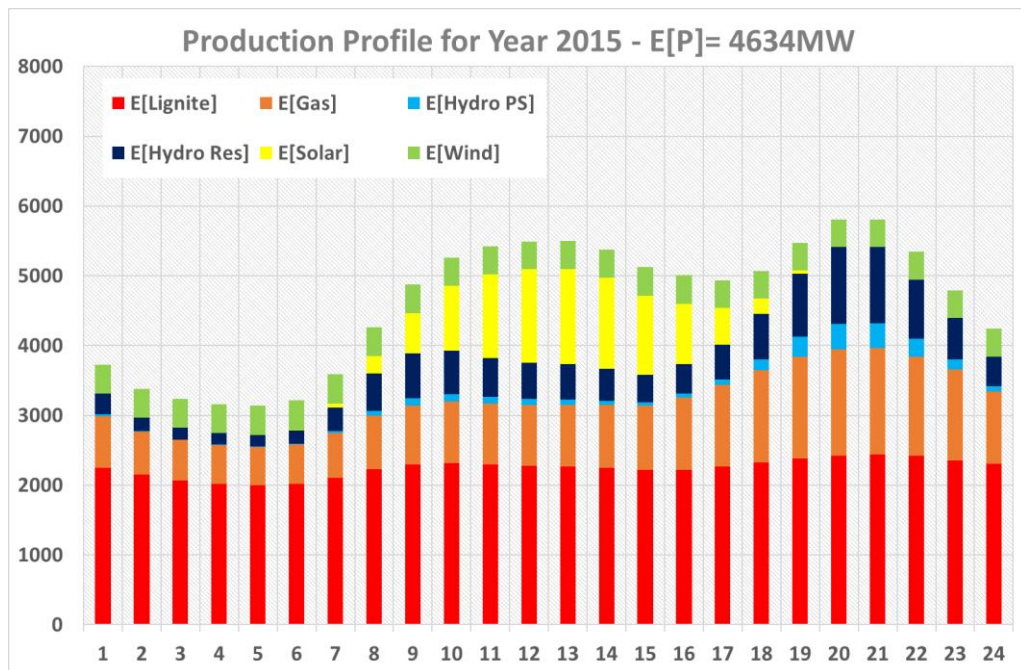
Σχ. 9-117: Όπως Σχ. 9-106 - Δεκέμβριος (ΑΔΜΗΕ).

### 9.5.9 Ενδοημερήσια Μεταβολή της συνεισφοράς των τεχνολογιών παραγωγής

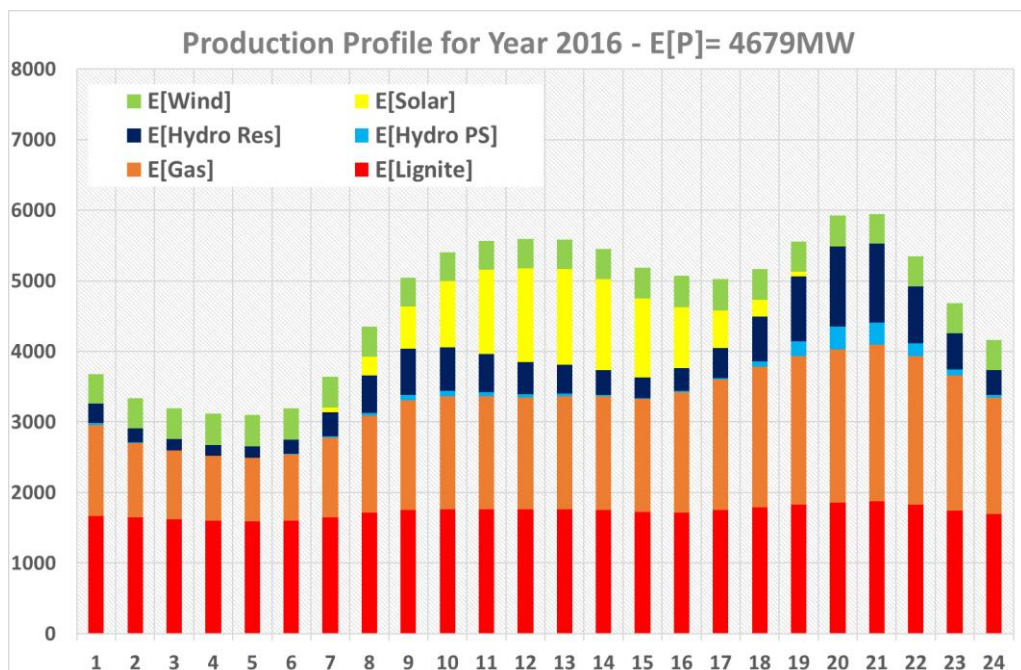
Η ενδοημερήσια μεταβολή της συνεισφοράς των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας παρουσιάζεται στο Σχ. 9-118 έως και το Σχ. 9-125 για τα έτη 2015 έως και 2022. Για κάθε έτος δίνεται και η εκτιμώμενη μέση ισχύς των ηλεκτροπαραγωγών μονάδων σε επίπεδο έτος. Η μέση ισχύς την περίοδο που εξετάζεται κυμάνθηκε από 4.46GW (2020) έως και 5.21GW (2021). Τα δεδομένα για την παραγωγή από Φ/Β, τα οποία προέρχονται από τον ENTSOE, κατά τους μήνες Απρίλιο έως και Σεπτέμβριο των ετών 2021 και 2022 είναι ελλιπή καθώς δίνουν μηδενικές τιμές παραγωγής από Φ/Β τη χρονική περίοδο από τις 18:00 και μετά<sup>160</sup>. Η ημερήσια μεταβολή καταδεικνύει την ολοένα αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Με ιδιαίτερα έντονο χαρακτήρα κατά τις μεσημβρινές ώρες όταν και η παραγωγή από Φ/Β μεγιστοποιείται. Το 2022, στο χρονικό διάστημα από 13:00 έως 14:00 η συνεισφορά στο σύστημα των συμβατικών μονάδων (συμπεριλαμβανομένων και των Μεγάλων υδροηλεκτρικών) έπεσε κάτω από τα 3GW. Αυτό παρόλο που το 2022 το έλλειμα στο ισοζύγιο εξαγωγών μείον εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος έπεσε στο χαμηλότερο επίπεδο των τελευταίων 9 ετών με 3.55TWh που είναι και η 5<sup>η</sup> χαμηλότερη τιμή την περίοδο από 2004 έως και 2022. Για το σύνολο της χώρας η παραγωγή από ΑΠΕ από τις 13.35TWh το 2019 έφτασε τις 19.21TWh το 2022, ενώ η παραγωγή από πηγές με χαμηλό/μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (ΑΠΕ, Μεγάλα Υδροηλεκτρικά)<sup>161</sup> από 16.72TWh το 2019 έφτασε τις 23.22TWh το 2022.

<sup>160</sup> Από την 1<sup>η</sup> Απριλίου έως και την 30<sup>η</sup> Σεπτεμβρίου εκάστου έτους η δύση του ηλίου στην περιοχή των Αθηνών λαμβάνει χώρα από τις 17:12:49 (30/9) έως και 18:56:20 (29/6) (standard solar time + correction) ή από τις 18:12:49 έως και 19:56:20 λαμβάνοντας υπόψη την εφαρμογή της θερινής ώρας. Οπότε μηδενική τιμή στο χρονικό διάστημα από 18:00 και μετά για την περίοδο αυτή δεν δικαιολογείται.

<sup>161</sup> Σύμφωνα με τον πίνακα Α.Π.4 της Έκθεσης Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation του IPCC οι συνολικές εκπομπές GHG ανά kWh για τις ΑΠΕ κυμαίνονται από 4 grCO<sub>2,eq</sub>/kWh (50<sup>th</sup> percentile) για τα Υδροηλεκτρικά έως 46 grCO<sub>2,eq</sub>/kWh (50<sup>th</sup> percentile) για τα Φ/Β. Η αντίστοιχη τιμή για τις μονάδες

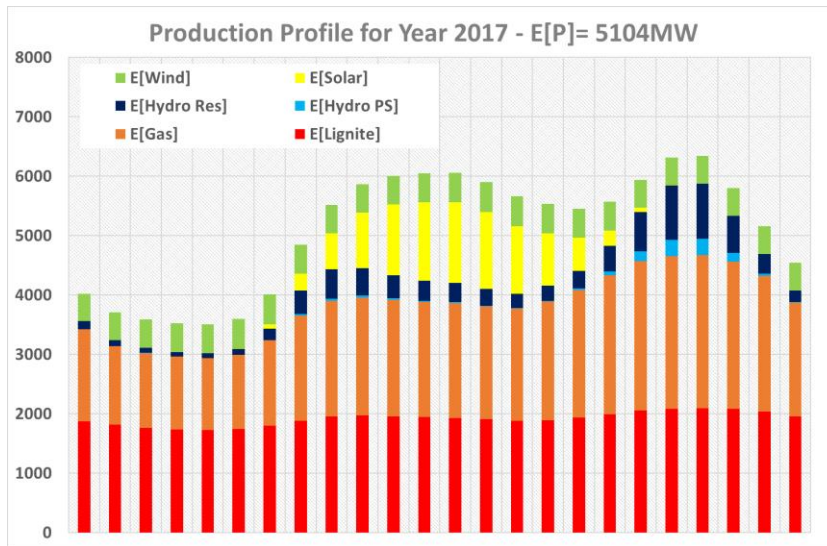


Σχ. 9-118: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2015 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).

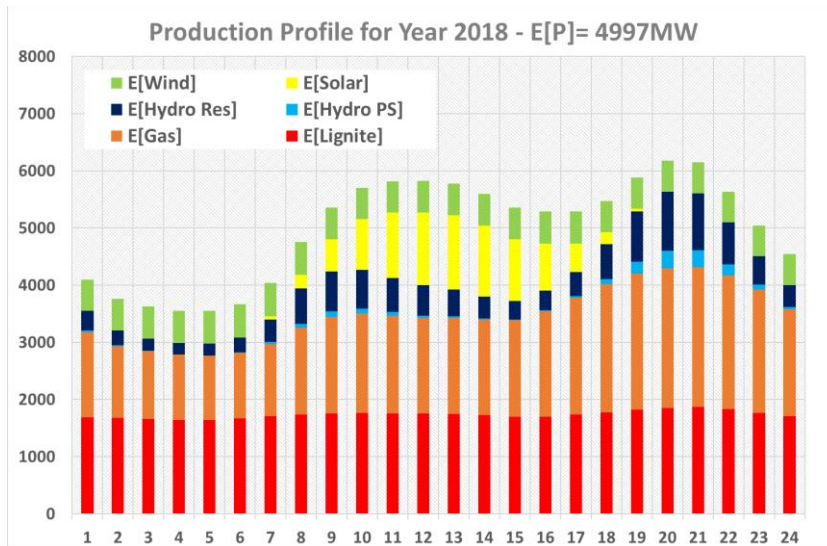


Σχ. 9-119: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2016 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).

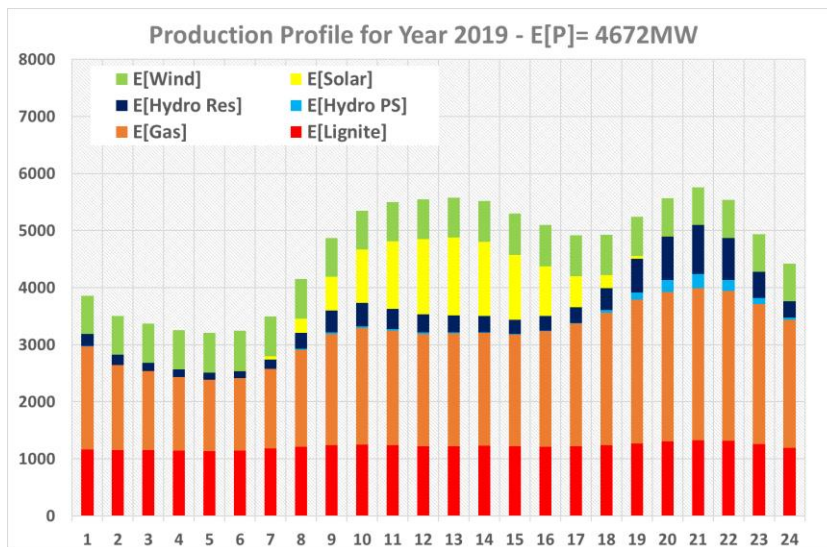
ηλεκτροπαραγωγής με τη χρήση της διάσπασης του ατόμου είναι 16 grCO<sub>2,eq</sub>/kWh (50<sup>th</sup> percentile). Για τις τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα οι σχετικές τιμές κυμαίνονται από 469 grCO<sub>2,eq</sub>/kWh (50<sup>th</sup> percentile) για μονάδες ΦΑ έως και 1001 grCO<sub>2,eq</sub>/kWh (50<sup>th</sup> percentile) για μονάδες άνθρακα. Οι πηγές με χαμηλό «μηδενικό» ανθρακικό αποτύπωμα προκαλούν εκπομπές ίσες με το 0.4% έως και το 4.6% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ενός τυπικού ΘΗΣ με καύσιμο τον άνθρακα. Τα στοιχεία που παρουσιάζονται στην συγκεκριμένη έκθεση προέρχονται από διάφορες αναλύσεις που αφορούν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου για κάθε μία από τις εξεταζόμενες τεχνολογίες. Η πιστότητα των αποτελεσμάτων είναι και συνάρτηση και του πλήθους των επιστημονικών δημοσιεύσεων που ικανοποιούν τα κριτήρια ποιότητας και ολότητας της ανάλυσης. Στον πίνακα Α.Π.3 της έκθεσης δίνεται ο αριθμός των δημοσιεύσεων που ικανοποιούν τα κριτήρια ποιότητας και ολότητας. Παρατηρείται μεγάλη διακύμανση στο πλήθος των δημοσιεύσεων από 5 στην περίπτωση της ηλεκτροπαραγωγής από κυματική (ωκεανική) ενέργεια έως και 56 στην περίπτωση παραγωγής από βιοκαύσιμα ή άνθρακα.



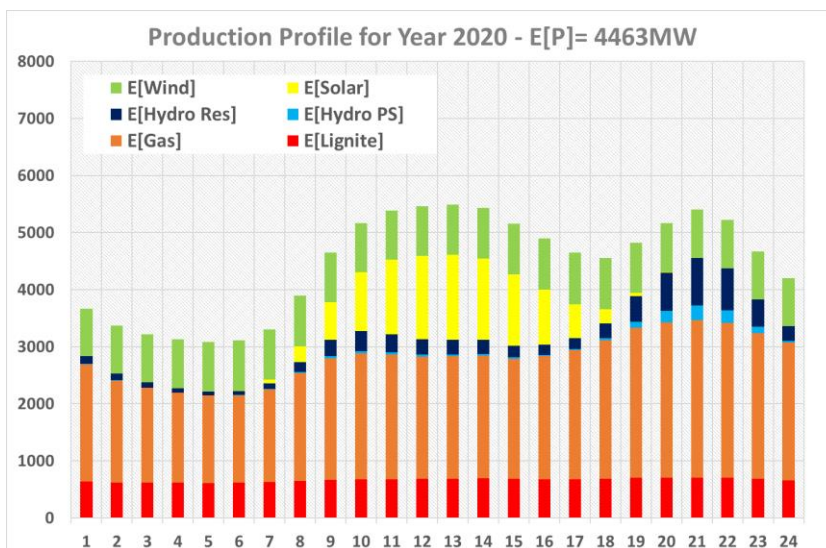
Σχ. 9-120: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2017 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).



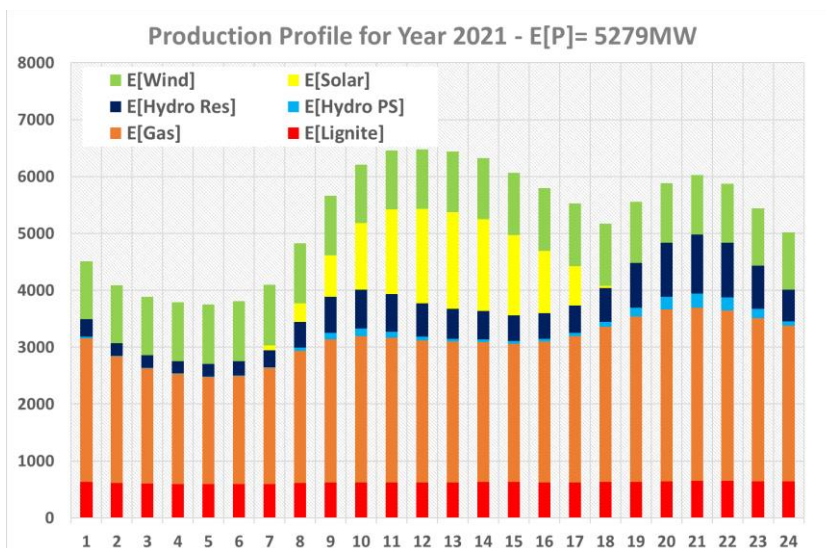
Σχ. 9-121: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2018 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).



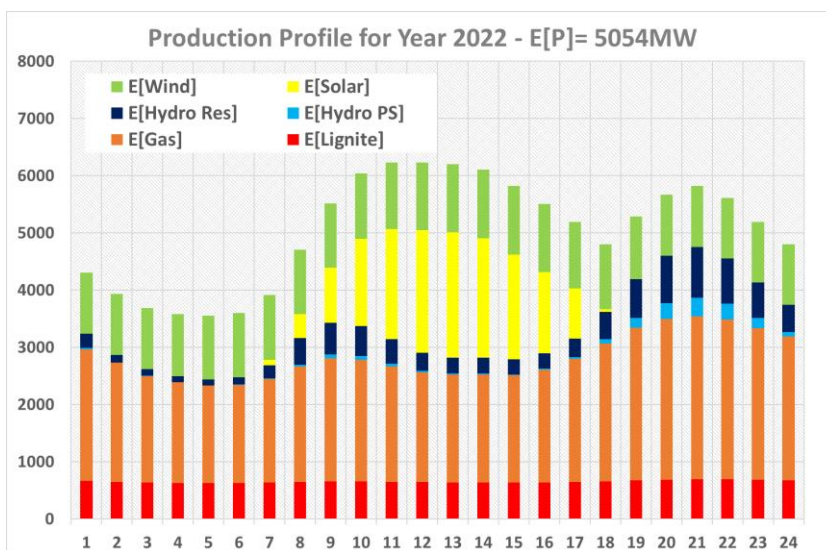
Σχ. 9-122: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2019 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).



Σχ. 9-123: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2020 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).

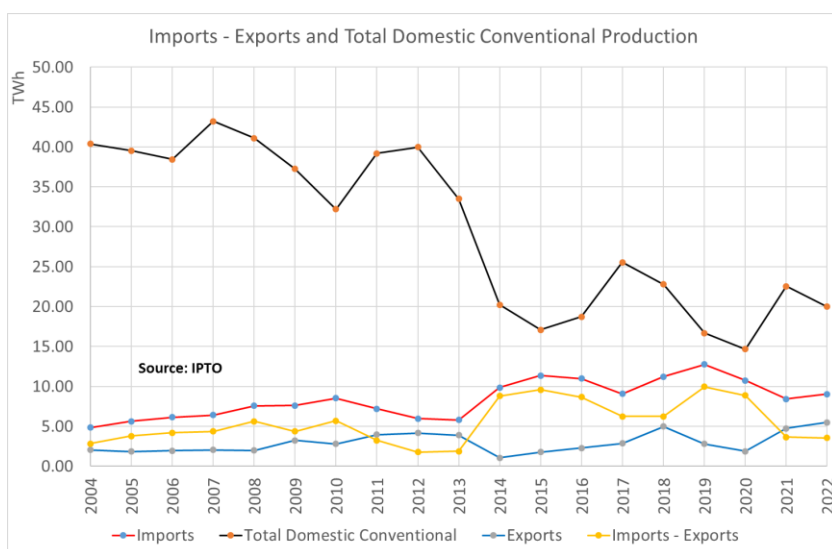


Σχ. 9-124: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2021 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).



Σχ. 9-125: Ενδοημερήσια κατανομή τεχνολογιών παραγωγής – Έτος 2022 (πηγές ΑΔΜΗΕ και ENTSOE).



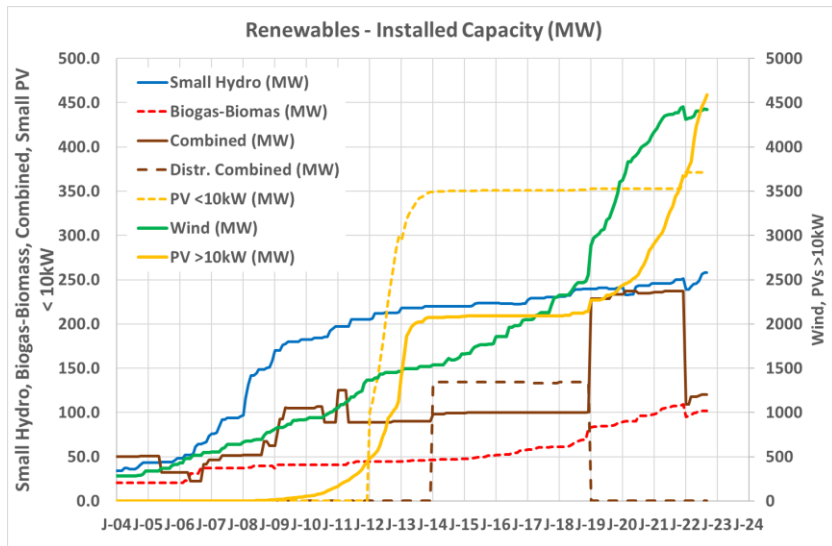


Σχ. 9-126: Εγχώρια Παραγωγή από Συμβατικές Μονάδες (θερμικές – μεγάλα υδροηλεκτρικά), Εισαγωγές, Εξαγωγές και Ισοζύγιο Εισαγωγών – Εξαγωγές (ΑΔΜΗΕ).

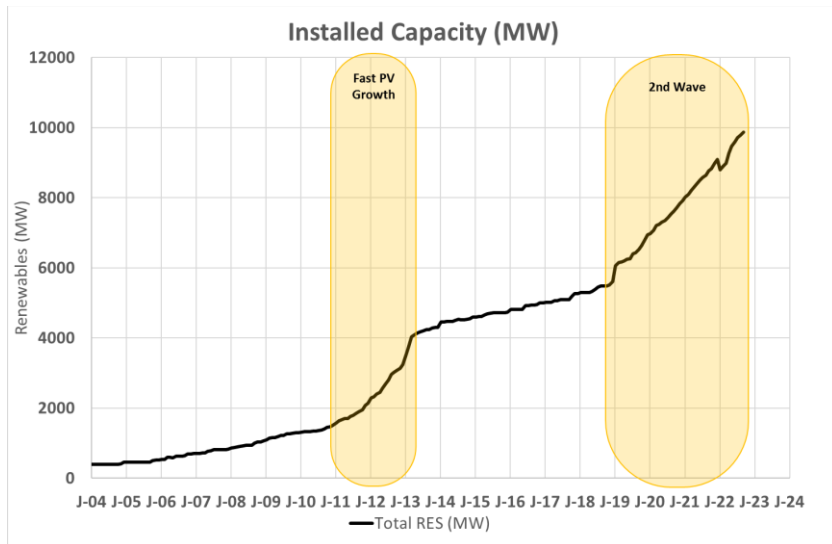
### 9.5.10 Ανάπτυξη ΑΠΕ – Συνεισφορά στο Ενεργειακό Μείγμα

Στο Σχ. 9-127, παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ΑΠΕ<sup>162</sup> και τους σταθμούς συμπαραγωγής από το 2004 έως και το τέλος του 2022. Το 2022, τα Φ/Β ισχύος >10kW ξεπέρασαν σε εγκατεστημένη ισχύ τα Αιολικά. Στο Σχ. 9-128, παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ, η οποία χαρακτηρίζεται από διάφορες περιόδους ταχείας ανάπτυξης. Η πρώτη περίοδος αφορά την «πληθωριστική» ανάπτυξη των Φ/Β την περίοδο 2010-2012 και η δεύτερη την ταχεία ανάπτυξη Αιολικών και Φ/Β από το 2019 έως και το 2021. Την περίοδο από το 2012 έως και το 2019 η ανάπτυξη των ΑΠΕ στη χώρα προήλθε από την ανάπτυξη Αιολικών Πάρκων. Αναφορικά, με την ανάπτυξη των Αιολικών παρατηρείται για το 2022 στασιμότητα με εγκατεστημένη ισχύ τον Δεκέμβριο του 2022 να ανέρχεται σε 4.57GW έναντι 4.46GW τον Δεκέμβριο του 2021. Παρόλα αυτά ο κύριος όγκος της παραγωγής από ΑΠΕ προέρχεται από τα Αιολικά που το 2022 προσέφεραν το 55.5% της συνολικής ενέργειας στο ΣΗΕ της χώρας. Οι συντελεστές εκμετάλλευσης (Utilization Factors = UF) ποικίλουν ανά τεχνολογία και με βάση τις κλιματολογικές συνθήκες. Το 2014 ο συντελεστής εκμετάλλευσης για τα Αιολικά διαμορφώθηκε στο 21.7% λόγω κακών αιολικών συνθηκών. Αντίστοιχα τα έτη 2008 και 2020 ο συντελεστής εκμετάλλευσης των ΜΥΗΣ ήταν χαμηλότερος του 27%.

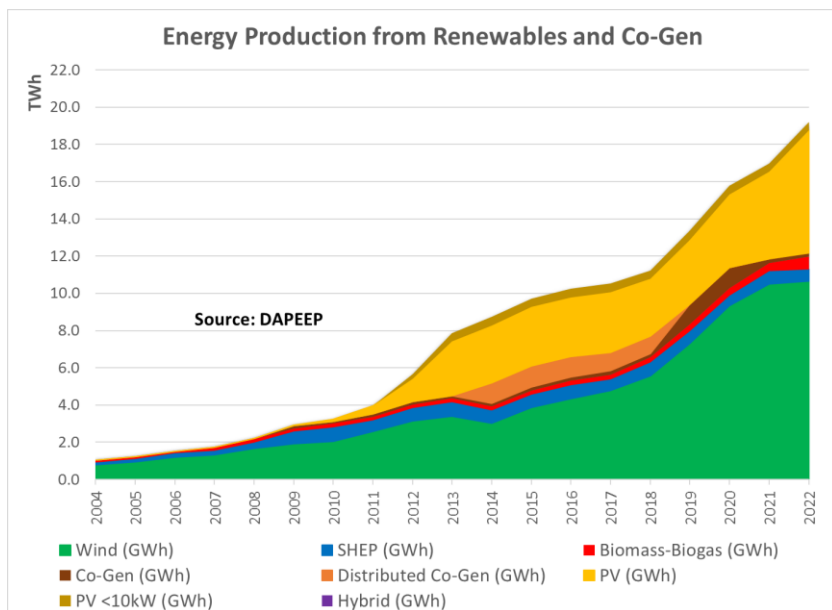
<sup>162</sup> Με τον όρο «Υβριδικά» χαρακτηρίζονται Έργα Ηλεκτροπαραγωγής τα οποία συνδυάζουν περισσότερες από μία τεχνολογίες για την παραγωγή ηλεκτρικής Ενέργειας. Το μοναδικό έργο αυτού του τύπου στη χώρα μας είναι ο «ΝΑΕΡΑΣ» στην Ικαρία ιδιοκτησίας της ΔΕΗ Ανανεώσιμες. ([https://ppcr.gr/el/announcements/news/335-naeras-yvridiko-ergo-ikarias - πρόσβαση στις 24/04/2023](https://ppcr.gr/el/announcements/news/335-naeras-yvridiko-ergo-ikarias-πρόσβαση%20στις%2024/04/2023)). Στο έργο αυτό Ανεμογεννήτριες τροφοδοτούν με ηλεκτρική ενέργεια αντλίες που αποθηκεύουν την ενέργεια υπό τη μορφή υδροδυναμικού. Όταν απαιτείται η ενέργεια αυτή διοχετεύεται μέσω μικρών μονάδων στροβίλου Pelton στο δίκτυο του νησιού. Το έργο αυτό υπολειτουργεί καθώς εκκρεμεί η διασύνδεση της Ικαρίας με τη Σάμο. Όταν αυτή θα ολοκληρωθεί μέρος της παραγωγής από τις Ανεμογεννήτριες θα μπορεί να διοχετευθεί απευθείας στο ΣΗΕ του συμπλέγματος των νησιών, αυξάνοντας σημαντικά την έγχυση ενέργειας στο ΣΗΕ από το Έργο καθώς με τον τρόπο λειτουργίας σήμερα για κάθε 1MWh που παράγουν οι Ανεμογεννήτριες μόλις 0.5MWh τελικά διοχετεύονται στο ΣΗΕ του νησιού.



Σχ. 9-127: Εξέλιξη της Εγκατεστημένης Ισχύος των ΑΠΕ ανά τεχνολογία (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]).



Σχ. 9-128: Εξέλιξη της Εγκατεστημένης Ισχύος των ΑΠΕ (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]).



Σχ. 9-129: Εξέλιξη της Παραγωγής Ενέργειας για τις ΑΠΕ ανά τεχνολογία (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]).

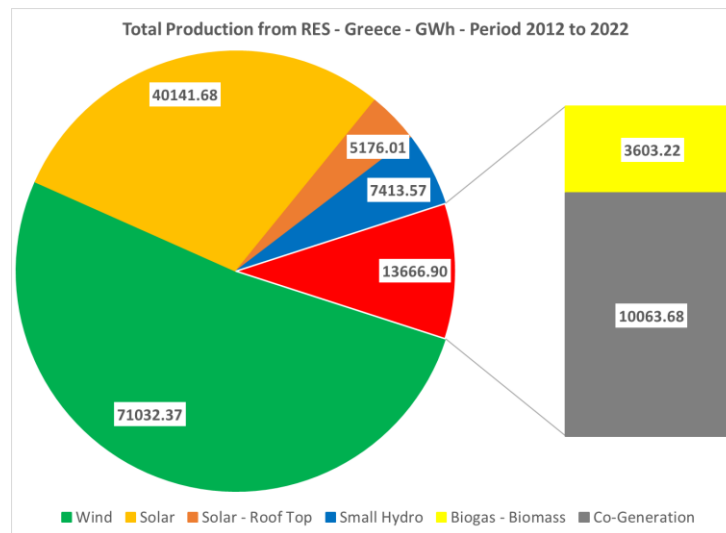
Year	Wind	SHEP	Biomass-Biogas	Hybrid	Co-Gen (all)	PV (all)
2004	75.8%	13.5%	9.7%		1.0%	0.0%
2005	77.3%	13.5%	8.0%		1.2%	0.0%
2006	78.9%	14.5%	6.0%		0.6%	0.0%
2007	76.3%	12.8%	8.9%		1.9%	0.0%
2008	75.4%	14.8%	8.0%		1.6%	0.2%
2009	65.0%	22.4%	6.2%		4.9%	1.5%
2010	63.3%	23.1%	6.0%		3.5%	4.1%
2011	65.6%	14.7%	5.0%		3.6%	11.2%
2012	55.8%	11.8%	3.5%		2.6%	26.3%
2013	43.1%	9.8%	2.7%		1.5%	42.9%
2014	34.4%	8.0%	2.4%		14.6%	40.7%
2015	39.7%	7.3%	2.3%		13.5%	37.3%
2016	42.2%	7.0%	2.5%		12.7%	35.6%
2017	45.3%	5.6%	2.6%		11.2%	35.3%
2018	49.7%	6.4%	2.6%		9.8%	31.5%
2019	54.5%	5.2%	2.7%	0.013%	8.0%	29.7%
2020	59.0%	3.4%	2.7%	0.021%	7.0%	27.8%
2021	61.9%	4.0%	2.7%	0.026%	1.3%	30.2%
2022	55.5%	3.3%	3.6%	0.024%	0.9%	36.6%

Πίν. 9-11: Συμμετοχή Τεχνολογίας ΑΠΕ στη συνολική Παραγωγή Ενέργειας από ΑΠΕ (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]).

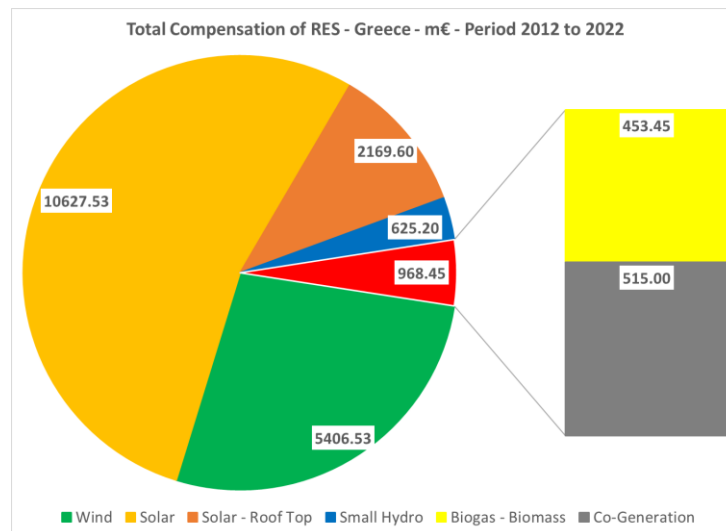
Year	Wind (UF)	SHEP (UF)	Biomass-Biogas (UF)	Hybrid (UF)	Co-Gen (UF)	Distributed Co-Gen (UF)	PV (UF)	PV <10kW (UF)	Total (UF)
2004	30.5%	42.0%	55.4%		2.3%				29.3%
2005	29.4%	42.5%	55.0%		4.1%				29.6%
2006	27.3%	43.1%	35.0%		3.4%				28.0%
2007	25.3%	28.8%	47.6%		7.8%		6.1%		25.6%
2008	26.5%	26.5%	51.8%		7.0%		12.8%		26.3%
2009	25.0%	42.3%	51.3%		16.9%		17.4%		27.6%
2010	24.4%	46.1%	54.2%		13.2%		16.5%		26.9%
2011	25.0%	32.8%	52.7%		16.0%		17.9%		25.0%
2012	25.3%	36.1%	50.1%		19.0%		18.0%	15.2%	23.5%
2013	25.8%	40.3%	52.5%		15.1%		17.4%	15.4%	21.9%
2014	21.7%	36.4%	50.4%		18.4%	94.7%	17.0%	15.3%	22.2%
2015	25.4%	36.3%	51.4%		21.5%	95.1%	17.3%	14.9%	23.7%
2016	25.5%	36.8%	53.4%		21.0%	94.1%	17.3%	15.4%	23.9%
2017	25.5%	29.2%	53.0%		22.3%	84.4%	17.7%	15.5%	23.6%
2018	26.4%	34.8%	50.8%		20.9%	77.8%	16.7%	14.7%	23.7%
2019	26.2%	32.7%	49.3%	13.3%	52.7%		17.1%	16.0%	23.8%
2020	27.1%	25.7%	52.5%	12.7%	53.2%		17.1%	15.9%	24.2%
2021	27.7%	31.4%	49.4%	16.5%	10.4%		16.6%	14.2%	22.8%
2022	27.6%	28.7%	77.5%	17.5%	17.6%		17.4%	14.1%	22.9%

Πίν. 9-12: Συντελεστής Εκμετάλλευσης τεχνολογιών ΑΠΕ (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ [103]).

Την περίοδο 2012 έως 2022 η παραγωγή από ΑΠΕ και μονάδες συμπαραγωγής ξεπέρασε τις 137TWh. Οι αποζημιώσεις που καταβλήθηκαν ανήλθαν σε 19.8G€. Το μέσο κόστος για την παραγωγή από ΑΠΕ και μονάδες συμπαραγωγής ανήλθε στις 144€/MWh. Η αποζημίωση ανά MWh για την περίοδο αναφοράς κυμαίνεται από 51.2€/MWh (συμπαραγωγή) έως 420€/MWh (Οικιακά Φ/Β).



Σχ. 9-130: Συνολική Παραγωγή από τεχνολογίες ΑΠΕ – περίοδος 2012 - 2022 (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ).



Σχ. 9-131: Αποζημιώσεις τεχνολογιών ΑΠΕ – περίοδος 2012 - 2022 (πηγές ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ).

### 9.5.11 Ανακεφαλαίωση

Η αντλησιοταμίευση είναι μία οικονομικά και τεχνικά ώριμη διαδικασία για την αποθήκευση υπό τη μορφή υδροδυναμικού ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με την International Hydropower Association (IHA), το 2021 η εγκατεστημένη ισχύς σε έργα αντλησιοταμίευσης έφτασε τις 165GW [104]. Η αντλησιοταμίευση αποτελεί την πλέον δημοφιλή τεχνολογία για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς συνεισφέρει με περισσότερο από 90% στη συνολική αποθηκευτική ικανότητα παγκοσμίως (>9TWh) (72). Στις ΗΠΑ η αντλησιοταμίευση συνεισφέρει στο 94% της αποθηκευτικής ικανότητας της χώρας [105] και στην Ελλάδα (Απρίλιος 2023) αποτελεί τη μοναδική τεχνολογία για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας που βρίσκεται σε λειτουργία<sup>163</sup>.

Η έντονη μεταβλητότητα των τιμών των ενεργειακών προϊόντων που παρατηρείται τα τελευταία έτη και οι πρόσφατες γεωπολιτικές εξελίξεις είχαν ως αποτέλεσμα από τα μέσα του 2021 έως και τα τέλη του 2022 οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρική αγορά της Ελλάδας να φτάσουν

<sup>163</sup> <https://www.kathimerini.gr/economy/562373377/ependytiki-ekrixi-gia-erga-apothikeysis-energeias/>

σε ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα. Μέρος του της αύξησης του κόστους αυτού μετακυλίστηκε και στα τελικά τιμολόγια των καταναλωτών με αποτέλεσμα το κόστος του ηλεκτρικού ρεύματος να αυξηθεί.

Η αντλησιοταμίευση ως τεχνολογία αποθήκευσης δεν εξαρτάται σε κρίσιμο βαθμό από τα υδροδυναμικά αποθέματα και με τις υποδομές που αυτή τη στιγμή υπάρχουν διαθέσιμες έχει τη δυνατότητα να εισφέρει τουλάχιστον 1TWh το έτος κατά τις ώρες αιχμής. Η ταχεία ανάπτυξη των Φ/Β έχει ως αποτέλεσμα να καθίσταται επιτακτική η εξέταση λύσεων για την εκμετάλλευση της περίσσειας ενέργειας που θα προκύψει μέσω της αποθήκευσης της κατά τις μεσημβρινές ώρες και της έγχυσης της στο σύστημα της ώρες υψηλής ζήτησης.

Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και ειδικά των Φ/Β έχουν ως αποτέλεσμα τη δημιουργία σημαντικών οικονομικών ευκαιριών για την περαιτέρω εκμετάλλευση της αντλησιοταμίευσης.

## 9.6 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΣΤ – ΑΝΑΤΟΛΗ, ΔΥΣΗ ΚΑΙ ΜΕΣΟΥΡΑΝΗΜΑ ΗΛΙΟΥ

Οι σχέσεις που διέπουν την ανατολή και δύση του ηλίου σε συγκεκριμένο γεωγραφικό πλάτος  $\varphi$  και μήκος  $L_{loc}$  δίνονται από ως [106]:

$$Eq. 9-6 \quad \delta = 23.45 \cdot \sin \left( 2 \cdot \pi \cdot \frac{284+n}{365} \right) \text{ (deg)}$$

$$Eq. 9-7 \quad \delta = \frac{\pi}{180} \cdot 23.45 \cdot \sin \left( 2 \cdot \pi \cdot \frac{284+n}{365} \right) \text{ (rad)}$$

$$Eq. 9-8 \quad \omega_s = \cos^{-1}[-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)] \text{ (rad)}$$

$$Eq. 9-9 \quad N = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{2}{15} \cdot \omega_s \text{ (hours)}$$

$$Eq. 9-10 \quad B = (n - 1) \cdot \frac{360}{365} \text{ (deg)}$$

$$Eq. 9-11 \quad B = \frac{\pi}{180} \cdot (n - 1) \cdot \frac{360}{365} \text{ (rad)}$$

$$Eq. 9-12 \quad E = 229.18 \cdot \left[ 0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(B) - 0.032077 \cdot \sin(B) + \right. \\ \left. - 0.014615 \cdot \cos(2B) - 0.04089 \cdot \sin(2B) \right] \text{ (minutes)}$$

$$Eq. 9-13 \quad SolarTime - StandardTime = 4 \cdot (L_{loc} - L_{st}) + E \text{ (minutes)}$$

$$Eq. 9-14 \quad Tsunset = 12 + \frac{N}{2} \text{ (hours)}$$

$$Eq. 9-15 \quad Tsunrise = 12 - \frac{N}{2} \text{ (hours)}$$

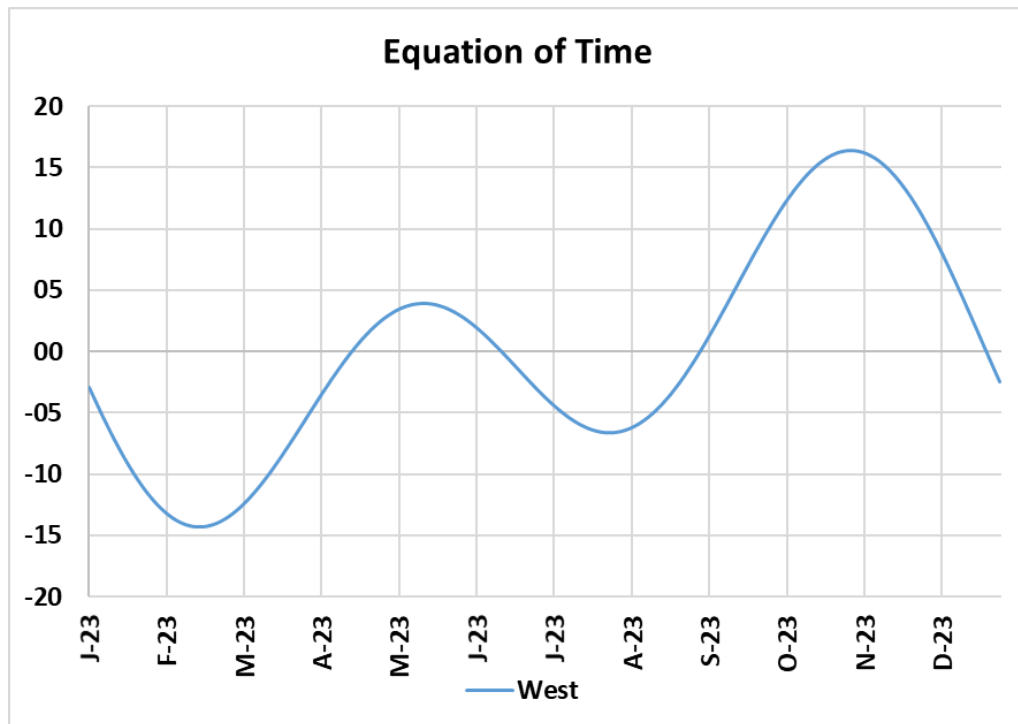
$$Eq. 9-16 \quad Tsunset, corrected = Tsunset - \frac{SolarTime - StandardTime}{60} \text{ (hours)}$$

$$Eq. 9-17 \quad Tsunrise, corrected = Tsunrise - \frac{SolarTime - StandardTime}{60} \text{ (hours)}$$

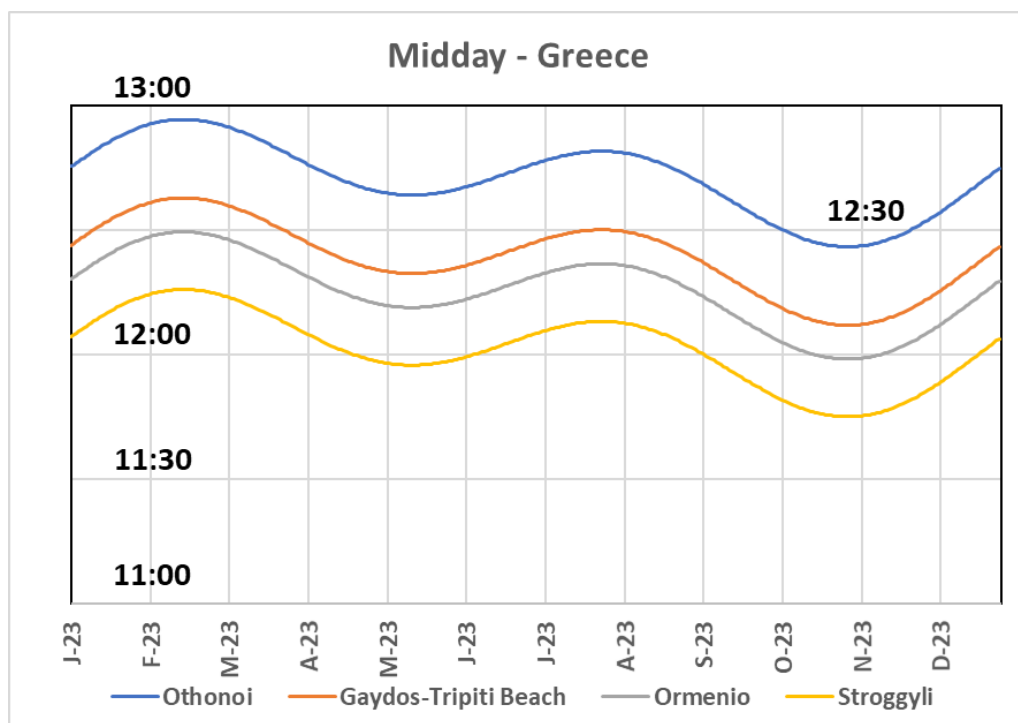
Όπου  $n$  η ημέρα του έτους (από την 1<sup>η</sup> έως και την 365<sup>η</sup>),  $\delta$  η ηλιακή απόκλιση,  $\omega_s$  η ωριαία γωνία δύσης του ηλίου,  $N$  η διάρκεια της ημέρας σε ώρες,  $B$  η γωνία της εξίσωσης του χρόνου,  $E$  η εξίσωση του χρόνου,  $SolarTime - StandardTime$  η διαφορά μεταξύ του ηλιακού χρόνου από τον χρόνο που δείχνει το ρολόι στο γεωγραφικό μήκος  $L_{loc}$ ,  $Tsunset$  η ώρα δύσης του ηλίου σε σχέση με το μεσουράνημα,  $Tsunrise$  η ώρα ανατολής του ηλίου σε σχέση με το μεσουράνημα,  $Tsunset, corrected$  η ώρα δύσης του ηλίου μετά τη διόρθωση για τη διαφορά μεταξύ γεωγραφικού μήκους από γεωγραφικό μήκος της χρονικής ζώνης  $L_{st}$  και  $Tsunrise, corrected$  η ώρα ανατολής του ηλίου μετά τη διόρθωση για τη διαφορά μεταξύ γεωγραφικού μήκους από γεωγραφικό μήκος της χρονικής ζώνης αναφοράς. Σημειώνεται ότι  $L_{st} = 30^\circ$ .

Η εξίσωση του χρόνου παρουσιάζεται στο Σχ. 9-132. Στο Σχ. 9-133, παρουσιάζεται η εξέλιξη του χρόνου του μεσουρανήματος για τα τέσσερα άκρα της χώρας, και ειδικότερα α) τη νήσο Στρογγυλή στα ανατολικά, β) τους Οθωνούς στα δυτικά, γ) τη νήσο Γαύδο στα νότια και δ) το Ορμένιο στα βόρεια. Η διαφορά του μεσουρανήματος μεταξύ του πλέον ανατολικού από το πλέον δυτικό σημείο της Ελλάδας είναι 40:57.80. Η χώρα βρίσκεται δυτικότερα του γεωγραφικού μήκους για τον χρόνο UTC+2, με το μεσουράνημα για τους Οθωνούς να καθυστερεί κατά 56:40.72 (οι τιμές του χρόνου δίνονται σε λεπτά μετά δευτερόλεπτα και εκατοστά του δευτερολέπτου) ενώ στην νήσο Στρογγυλή κατά 15:42.92 στις 14 Φεβρουαρίου εκάστου έτους. Στις 02 Νοεμβρίου το μεσουράνημα στους Οθωνούς καθυστερεί κατά 26:01.50, ενώ στη νήσο Στρογγυλή προηγείται κατά 15:03.70.

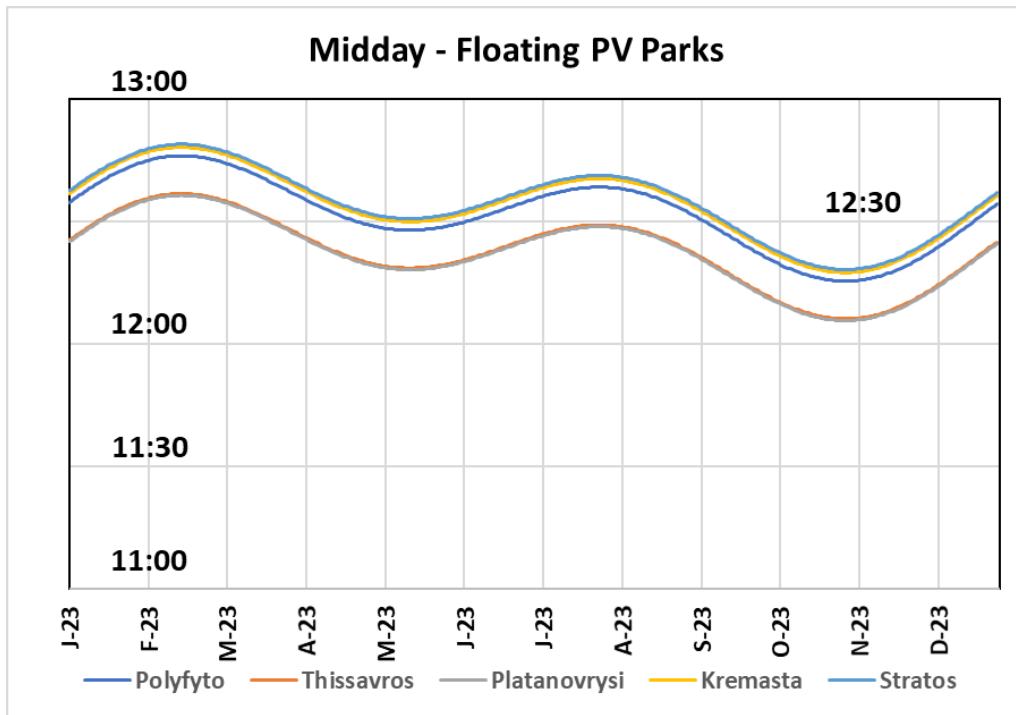
Τέλος η εξέλιξη του μεσουρανήματος παρουσιάζεται και για τους πέντε ταμιευτήρες στο Σχ. 9-134. Ο ταμιευτήρας της Πλατανόβρυσης και ο ταμιευτήρας του Στράτου περικλείουν τα μεσουρανήματα των υπολοίπων πάρκων. Το μεσουράνημα καθυστερεί σε σχέση με την τοπική ώρα κατά 18:17.09 έως και 48:56.30 στον ταμιευτήρα της Πλατανόβρυσης και αντίστοιχα καθυστερεί κατά 05:45.93 έως και 36:25.15 στον ταμιευτήρα του Στράτου. Η διαφορά του μεσουρανήματος μεταξύ ταμιευτήρων Πλατανόβρυσης και Στράτου είναι 12:31.16. Η διαφορά μεταξύ των ταμιευτήρων της Πλατανόβρυσης και του Στράτου είναι 00:24.71. Η αντίστοιχη διαφορά μεταξύ των ταμιευτήρων Κρεμαστών και Στράτου είναι 00:46.15.



Σχ. 9-132: Εξίσωση του χρόνου ως συνάρτηση της ημέρας του έτους.



Σχ. 9-133: Μεσουράνημα στην επίσημη ηλιακή ώρα (UTC+2) για επιλεγμένες περιοχές της χώρας.



Σχ. 9-134: Μεσουράνημα στην επίσημη ηλιακή ώρα (UTC+2) για τους πέντε ταμιευτήρες.