

# ΜΕΛΕΤΗ ΗΣ ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑΣ

## Περιεχόμενα

1. Μελέτη Ηλεκτρικού Συστήματος Αστυπάλαιας.....	6
1.1 Βασικά χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας .....	8
1.2 Αιτήματα Υβριδικών Σταθμών.....	9
2. Βασικές Αρχές Λειτουργίας, Διαχείρισης & Τιμολόγησης.....	10
2.1 Αρχές λειτουργίας και διαχείρισης.....	10
2.1.1 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ).....	10
2.1.2 Πρόγραμμα Κατανομής (ΠΚ).....	11
2.1.3 Κατανομή Πραγματικού Χρόνου.....	11
2.1.4 Προβλέψεις Ζήτησης και Παραγωγής ΑΠΕ.....	11
2.1.5 Τεχνικοί περιορισμοί των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής.....	11
2.2 Αρχές τιμολόγησης.....	11
2.3 Διαχείριση Εκτάκτων Αναγκών.....	12
2.4 Διαδικασία Μετρήσεων.....	12
2.5 Περιγραφή Ρόλων (Διαχειριστής ΜΔΝ, ΤΣΠ, ΕΠΕ).....	13
2.6 Υποδομή πληροφορικής για το ΕΠΕ.....	13
3. Προσομοιώσεις και Αποτελέσματα.....	14
3.1 Δεδομένα εισόδου προσομοιώσεων.....	14
3.1.1 Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.....	14
3.1.2 Παραγωγικό δυναμικό.....	14
3.1.3 Ιστορικά στοιχεία ΜΜΚ.....	15
3.1.4 Λοιπές παράμετροι.....	15
3.1.5 Σενάρια Σύνθεσης ΕΠΕ.....	16
3.2 Κριτήρια Αξιολόγησης Σεναρίων.....	17
3.3 Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	17
3.3.1 Ενεργειακά Αποτελέσματα.....	17
3.3.2 Οικονομικά Αποτελέσματα Προσομοιώσεων.....	20
3.4 Συμπεράσματα.....	24

3.4.1 Σύνθεση τεχνολογιών ΑΠΕ και αποθήκευσης.....	24
3.4.2 Καθορισμός ελάχιστου επιπέδου διείσδυσης ΑΠΕ.....	24
3.4.3 Εναλλακτικά σενάρια με μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ.....	24
3.4.4 Επάρκεια παραγωγικού δυναμικού.....	24
4. Ειδικές Απαιτήσεις από τις μονάδες του ΕΠΕ.....	25
4.1 Ρεύμα Βραχυκύκλωσης.....	25
4.2 Συμπεριφορά ΑΠΕ στα Βραχυκυκλώματα.....	26
4.3 Ικανότητα σχηματισμού δικτύου (Grid Forming) σε μικρό χρονικό διάστημα.....	26
4.4 Ασυμμετρία φάσεων.....	26
5. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ.....	27
5.1 Κατάλογος Πινάκων Παραρτημάτων.....	27
5.2 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 – Σενάρια Προσομοιώσεων για το ΗΣ της Αστυπάλαια.....	29
5.3 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 – Αποτελέσματα σεναρίων για το ΗΣ της Αστυπάλαιας .....	31

## Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1 Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Αστυπάλαιας .....	14
Διάγραμμα 2 Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων σε ετήσια βάση (Βασικό σενάριο και σενάρια ΕΠΕ) για το ΗΣ της Αστυπάλαιας .....	18
Διάγραμμα 3 Διαθεσιμότητα ΕΠΕ συναρτήσει της επιτυγχανόμενης διείσδυσης ΑΠΕ για τα σενάρια ΕΠΕ στο ΗΣ της Αστυπάλαιας .....	18
Διάγραμμα 4 Ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής ανά μονάδα (Βασικό σενάριο, μέσος όρος, ελάχιστη και μέγιστη τιμή και για τα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ) για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.....	19
Διάγραμμα 5 Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων ανά μήνα (Βασικό σενάριο, ελάχιστη και μέγιστη τιμή και μέσος όρος για τα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ) για το ΗΣ της Αστυπάλαιας .....	19
Διάγραμμα 6 Μη εντασσόμενη ενέργεια ΕΠΕ (% της πρωτογενώς διαθέσιμης) συναρτήσει της επιτυγχανόμενης διείσδυσης ΑΠΕ για τα σενάρια ΕΠΕ στο ΗΣ της Αστυπάλαιας.....	20
Διάγραμμα 7 Μέσο κόστος ΗΣ (€/MWh) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ (% του φορτίου) για το Βασικό σενάριο και όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαιας).....	21
Διάγραμμα 8 Επιτυγχανόμενος ΕΒΑ (%) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ (% του φορτίου) για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαιας).....	22
Διάγραμμα 9 ΣΚΕ (€/MWh) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ (% του φορτίου) για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαιας).....	22
Διάγραμμα 10 ΣΚΕ (€/MWh) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης ΑΠΕ για τα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ σε περίπτωση αποζημίωσης στον μέσο όρο του MMK και σε τιμή αυξημένη κατά 10% και 20% (σενάριο Χ – Αστυπάλαιας).....	23

## Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1 Κύρια χαρακτηριστικά ΗΣ των ΜΔΝ.....	7
Πίνακας 2 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας .....	8
Πίνακας 3 Εγκεκριμένα περιθώρια διείσδυσης ΗΣ Αστυπάλαιας.....	9
Πίνακας 4 Αιχμή φορτίου (MW) και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) έτους αναφοράς για το ΗΣ Αστυπάλαιας .....	14
Πίνακας 5 Μεσοσταθμικό μέσο μεταβλητό κόστος (€/MWh) ΗΣ Αστυπάλαιας.....	15
Πίνακας 6 Διαστασιολόγηση σεναρίων σύνθεσης ΕΠΕ ανά ΗΣ.....	16
Πίνακας 7 Ενεργειακά αποτελέσματα βασικού σεναρίου και αποδεκτών σεναρίων ΕΠΕ για το ΗΣ της Αστυπάλαιας (σενάριο Χ).....	17
Πίνακας 8 Οικονομικά αποτελέσματα βασικού σεναρίου και αποδεκτών σεναρίων ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαιας).....	20

# 1. Μελέτη Ηλεκτρικού Συστήματος Αστυπάλαιας

Στην Ελλάδα βρίσκονται πάνω από 100 κατοικημένα νησιά, εκ των οποίων τα 45 δεν είναι διασυνδεδεμένα στο ηπειρωτικό δίκτυο, δημιουργώντας έτσι 29 απομονωμένα Ηλεκτρικά Συστήματα τα οποία αποτελούνται είτε από ένα νησί, είτε από περισσότερα νησιά διασυνδεδεμένα μεταξύ τους.

Τα ελληνικά ΜΔΝ παρουσιάζουν τεράστια διακύμανση στο μέγεθός τους, στο φορτίο αιχμής τους, στην απόστασή τους από την ηπειρωτική Ελλάδα και στα τεχνικά χαρακτηριστικά τους. Παρ' όλη την ετερογένειά τους, όλα αντιμετωπίζουν τις ίδιες τεχνικές προκλήσεις.

Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ (Κώδικας ΜΔΝ), τα 29 ΗΣ των ΜΔΝ διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες με βάση τη Μέση τιμή Αιχμής Ζήτησης της τελευταίας διαθέσιμης πενταετίας (5-year Average Peak Demand –  $APD_5$ ). Στην πρώτη κατηγορία εντάσσονται τα «Μεγάλα» ΗΣ με  $APD_5 > 100MW$ , όπου περιλαμβάνονται μόνο η Κρήτη και η Ρόδος. Στη δεύτερη κατηγορία εντάσσονται τα «Μεσαία» ΗΣ με  $5MW < APD_5 \leq 100MW$ , όπου περιλαμβάνονται 11 ΗΣ. Στην τρίτη κατηγορία εντάσσονται τα «Μικρά» ΗΣ με  $APD \leq 5MW$ , όπου περιλαμβάνονται 16 ΗΣ. Ειδικότερα από τα Μικρά ΗΣ, εκείνα που βρίσκονται στην περιοχή τιμών  $1MW < APD_5 \leq 5MW$  αφορούν σε 6 ΗΣ με βάση τα στοιχεία της πενταετίας 2013-2017. Στην ίδια κατηγορία θεωρείται ότι ανήκει και το ΗΣ Αστυπάλαιας το οποίο παρουσιάζει Μέση τιμή Αιχμής Ζήτησης  $APD_5 = 2,27MW$ . Αναλυτικά στοιχεία Μέσης τιμής Αιχμής Ζήτησης ανά έτος των 29 Ηλεκτρικών Συστημάτων παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 - Στοιχεία Ηλεκτρικού Συστήματος Αστυπάλαιας.

Στον Πίνακα 1, που ακολουθεί, δίνονται απολογιστικά εγκεκριμένα από τη ΡΑΕ στοιχεία που αφορούν στα κύρια χαρακτηριστικά των ΗΣ των ΜΔΝ:

Πίνακας 1 Κύρια χαρακτηριστικά ΗΣ των ΜΔΝ

	ΗΣ ΜΔΝ	ΑΡD <sub>5</sub> 2013- 2017 (MW)	Συμβατική παραγωγή 2016 (MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ 2016 (MWh)	Ποσοστό Ετήσιας Διείσδυσης ΑΠΕ 2016	Μ.Ο. ΜΠΚΠ 2014- 2016 (€/MWh)	Μ.Ο. μεσοσταθμικών ΜΜΚ 2014- 2016 (€/MWh)	Εγκατεστημένα Αιολικά Πάρκα
ΜΙΚΡΑ	Αντικύθηρα	0,11	255	0	0,00%	1226,68	381,25	
	Γαύδος	0,11	474	0	0,00%	606,93	287,53	
	Αρκιοί	0,14	371	0	0,00%	778,38	340,19	
	Αγαθονήσι	0,19	749	0	0,00%	837,32	310,67	
	Οθωνοί	0,31	601	0	0,00%	685,37	344,93	
	Άγιος Ευστράτιος	0,32	1.097	0	0,00%	524,31	258,25	√
	Ερεϊκούσα	0,34	832	0	0,00%	723,77	316,06	
	Δονούσα	0,37	841	0	0,00%	915,37	286,07	
	Ανάφη	0,57	1.291	0	0,00%	573,33	256,83	
	<b>Μεγίστη</b>	<b>0,91</b>	<b>3.355</b>	<b>0</b>	<b>0,00%</b>	<b>435,32</b>	<b>259,74</b>	
	<b>Αστυπάλαια</b>	<b>2,27</b>	<b>6.280</b>	<b>617</b>	<b>8,95%</b>	<b>358,36</b>	<b>228,43</b>	
	<b>Αμοργός</b>	<b>3,06</b>	<b>9.587</b>	<b>506</b>	<b>5,01%</b>	<b>372,57</b>	<b>222,82</b>	
	Κύθνος	3,1	8.602	403	4,48%	386,09	226,52	√
	<b>Σέριφος</b>	<b>3,45</b>	<b>8.029</b>	<b>231</b>	<b>2,80%</b>	<b>344,74</b>	<b>224,5</b>	
<b>Σύμη</b>	<b>3,93</b>	<b>14.883</b>	<b>280</b>	<b>1,85%</b>	<b>321,44</b>	<b>223,63</b>		
<b>Σκύρος</b>	<b>4,52</b>	<b>15.191</b>	<b>508</b>	<b>3,24%</b>	<b>330,58</b>	<b>224,71</b>		
ΜΕΣΑΙΑ	Πάτμος	5,58	14.890	2.637	15,05%	292,17	220,42	√
	Σίφνος	6,14	17.639	614	3,36%	338,8	220,64	
	Ικαρία	7,3	23.822	3.444	12,63%	342,05	202,65	√
	Κάρπαθος	11,28	33.120	4.583	12,16%	220,14	112,97	√
	Μήλος	12,19	39.982	7.775	16,28%	195,89	96,93	√
	Λήμνος	14,38	52.033	7.840	13,09%	184,05	108,8	√
	Σάμος	30,05	110.453	27.628	20,01%	170,44	97,85	√
	Θήρα (Σαντορίνη)	40,56	163.599	1.037	0,63%	183,8	134,36	
	Χίος	44,9	181.019	28.601	13,64%	148,53	94,37	√
	Λέσβος	66,08	248.742	49.186	16,51%	140,55	103,18	√
Κώς- Κάλυμνος	94,86	318.577	51.038	13,81%	136,07	96,79	√	
ΜΕΓΑΛΑ	Ρόδος	199,38	688.152	128.446	15,73%	184,65	132,17	√
	Κρήτη	621,08	2.276.320	725.623	24,17%	174,3	139,55	√

## 1.1 Βασικά χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας

Η Αστυπάλαια είναι το δυτικότερο νησί των Δωδεκανήσων, έχει έκταση 96,4 km<sup>2</sup> και πληθυσμό 1238 κατοίκων. Το ΗΣ της Αστυπάλαιας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Αστυπάλαιας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 3,0 MW.
- 4 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,319 MW.

Στον παρακάτω Πίνακα 2, παρουσιάζονται κάποια βασικά στοιχεία για το φορτίο του ΗΣ της Αστυπάλαιας.

Πίνακας 2. Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας

Μέσο ετήσιο Φορτίο 2017 (MW)	Αιχμή 2017 (MW)	Συντελεστής Φορτίου 2017 (%)	APD <sub>5</sub> 2013-2017 (MW)	Αιχμή 2024 (MW)
0,88	2,30	34,7	2,27	2,73

Σύμφωνα με την απόφαση 683/2017 της ΡΑΕ, οι εγκεκριμένες τιμές για το έτος 2016 για το ΗΣ της Αστυπάλαιας του Μέσου Πλήρους Κόστους Παραγωγής (ΜΠΚΠ) είναι 329,72€/MWh, του Μέσου Μεταβλητού Κόστους (ΜΜΚ) είναι 195,67 €/MWh και του ανταλλάγματος ΥΚΩ 1,8 εκ. €.

Στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας βρίσκονται εγκατεστημένα τρία όμοια Η/Ζ Mitsubishi S16R-PTA, συνολικής ισχύος 3,0 MW. Αξίζει να σημειωθεί ότι όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Αστυπάλαιας εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD<sup>1</sup>. Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αστυπάλαιας καθώς και τα χαρακτηριστικά τους παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 - Στοιχεία Ηλεκτρικού Συστήματος Αστυπάλαιας. Τα εγκεκριμένα περιθώρια διείσδυσης για τα ΑΠΕ στο ΗΣ της Αστυπάλαιας, σύμφωνα με την απόφαση 316/2016 της ΡΑΕ, παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα 3.

<sup>1</sup> Οδηγία MCPD: Οδηγία 2015/2193/ΕΕ-25.11.2015 για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης. Κατά τις διατάξεις της παραγράφου 4 του Άρθρου 6 της Οδηγίας MCPD, από 01.01.2030 απαιτείται η συμμόρφωση με τις Οριακές Τιμές Εκπομπών (όπως αυτές θα ισχύουν) όλων των υφιστάμενων Μονάδων, που είναι εγκατεστημένες και λειτουργούν σε ΗΣ των ΜΔΝ, με θερμική ισχύ 1 MW ≤ P < 50 MW, με άδεια παραγωγής πριν την 10.12.2017 και ημερομηνία έναρξης λειτουργίας πριν την 20.12.2018. Για τις νέες μονάδες στα ΗΣ των ΜΔΝ, με έναρξη λειτουργίας μετά την 20.12.2018, ως ημερομηνία συμμόρφωσης ορίζεται η 01.01.2025



Πίνακας 3. Εγκεκριμένα περιθώρια διείσδυσης ΗΣ Αστυπάλαιας

Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (kW)	Μικρές Α/Γ (kW)	Μικροί Σταθμοί Βιομάζας Βιοαερίου (kW)	Αιολικά Πάρκα (kW)	Υβριδικοί Σταθμοί (kW)	Ηλιοθερμικοί Σταθμοί (kW)	Σταθμοί Βιομάζας Βιοαερίου (kW)
356	4,14	0	0	Υπό εξέταση	Υπό εξέταση	Υπό εξέταση

Επισημαίνεται ότι το εγκεκριμένο περιθώριο για Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς στην Αστυπάλαια είναι ήδη δεσμευμένο από τους ήδη εγκατεστημένους ΦΒ Σταθμούς.

## 1.2 Αιτήματα Υβριδικών Σταθμών

Έχουν υποβληθεί συνολικά πέντε (5) αιτήσεις. Οι τέσσερις (4) εκ των αιτήσεων έχουν την ίδια ημερομηνία κατάθεσης – ήτοι την 19.9.2016- από τον ίδιο ενδιαφερόμενο επενδυτή και είναι πανομοιότυπης σύνθεσης, καθώς αφορούν σε ισάριθμους ΥΒΣ με αποθήκευση σε συσσωρευτές, συνολικής εγγυημένης ισχύος καθώς και συνολικής μέγιστης ισχύος ελεγχόμενων μονάδων 2,2 MW και συνολικής ισχύος ΑΠΕ 4,99 MW αποτελούμενης αποκλειστικά από φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η πέμπτη αίτηση, σύμφωνα με την ανάρτηση στην ιστοσελίδα της ΡΑΕ, κατατέθηκε την 08.12.2017 από άλλη εταιρία, έχει και αυτή την ίδια σύνθεση, δηλαδή φωτοβολταϊκά με μπαταρίες και εγκατεστημένη ισχύ 1,9712 MW, δεν γνωρίζουμε όμως την εγγυημένη ισχύ. Σημειώνεται ότι δεν υπάρχει εγκεκριμένο περιθώριο ΥΒΣ για το ΗΣ Αστυπάλαιας.

Τα υπόψη αιτήματα από τον πρώτο ενδιαφερόμενο επενδυτή διαβιβάστηκαν από τη ΡΑΕ στο ΔΕΔΔΗΕ ως Διαχειριστή ΜΔΝ για γνωμοδότηση, ο οποίος με σχετική επιστολή του προς τη ΡΑΕ (αρ. πρωτοκόλλου: ΔΔΝ/1532/18.04.2018) επιφυλάχθηκε να διατυπώσει θετική γνώμη, προς έκδοση αδειών παραγωγής, θέτοντας ζητήματα τα οποία πρέπει να ληφθούν υπόψη από τη ΡΑΕ.

## 2. Βασικές Αρχές Λειτουργίας, Διαχείρισης & Τιμολόγησης

### 2.1 Αρχές λειτουργίας και διαχείρισης

Η λειτουργία και η διαχείριση του ΕΠΕ θα διαφέρει από την διαδικασία που προβλέπει ο Κώδικας ΜΔΝ σε τρία βασικά σημεία.

Πρώτον, ο σταθμός ΕΠΕ δεν θα έχει την υποχρέωση να υποβάλει προσφορές ενέργειας και δεν θα αντιμετωπίζεται σαν ένας ενιαίος σταθμός. Το κεντρικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) που θα εγκατασταθεί στην Αθήνα, στα γραφεία του Διαχειριστή, καθώς και το τοπικό ΚΕΕ που θα εγκατασταθεί στο κάθε ΗΣ, θα θεωρούν σαν ξεχωριστές μονάδες τις συμβατικές θερμικές μονάδες, τις υπάρχουσες ΑΠΕ (αν υπάρχουν ΦΒ στο νησί), την αποθήκευση και τις ΑΠΕ του ΕΠΕ. Ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης των ΚΕΕ θα προσπαθεί πρώτα να μεγιστοποιήσει την διείσδυση των ΑΠΕ, υπό συνθήκες ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ και, στη συνέχεια, για το κομμάτι της ζήτησης που θα καλυφθεί από τις θερμικές μονάδες, θα πρέπει να ελαχιστοποιήσει το κόστος, τηρώντας παράλληλα, όλους τους τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας.

Η δεύτερη διαφοροποίηση αφορά στις αποκλίσεις από τις Εντολές Κατανομής για παραγωγή Ενεργού Ισχύος για τις οποίες δεν θα υπάρχουν χρεώσεις. Το κεντρικό ΚΕΕ, καθώς και το εφεδρικό σύστημα στο τοπικό ΚΕΕ, θα είναι υπεύθυνα για την πρόβλεψη της ζήτησης και της παραγωγής ΑΠΕ.

Με δεδομένο ότι οι βασικές λειτουργίες των ΚΕΕ για τη διαχείριση ενέργειας είναι οι εξής:

- Πρόβλεψη ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ
- Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
- Πρόγραμμα Κατανομής τουλάχιστον 4 ωρών
- Κατανομή Πραγματικού Χρόνου

Η τρίτη διαφοροποίηση αφορά στο ότι οι παραπάνω λειτουργίες θα είναι απλοποιημένες σε σχέση με τις απαιτήσεις του Κώδικα ΜΔΝ. Επίσης, οι δύο πρώτες εξ αυτών θα εκτελούνται στο κεντρικό ΚΕΕ με εφεδρικό σύστημα στο τοπικό ΚΕΕ, ενώ η τρίτη και η τέταρτη λειτουργία θα εκτελούνται μόνο στο τοπικό ΚΕΕ.

Οι λειτουργίες αυτές αναλύονται στη συνέχεια.

Ως προς τις λοιπές απαιτήσεις διαχείρισης και λειτουργίας, το ΕΠΕ θα πρέπει να συμμορφώνεται πλήρως με τον Κώδικα ΜΔΝ, ενώ οι ειδικές τεχνικές απαιτήσεις σύνδεσης εξοπλισμού στο δίκτυο περιγράφονται στο Κεφάλαιο 4.

#### 2.1.1 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ)

Ο ΗΕΠ, θα προσδιορίζει το πρόγραμμα βέλτιστης ένταξης όλων των μονάδων παραγωγής του ΗΣ (τόσο του θερμικού σταθμού όσο και του ΕΠΕ) για τις επόμενες 24 ώρες, με ωριαίο βήμα. Ο στόχος της λειτουργίας αυτής είναι η βέλτιστη αξιοποίηση της μονάδας αποθήκευσης του σταθμού ΕΠΕ. Στην περίπτωση που τα αποτελέσματα του αλγορίθμου δεν θα είναι αξιόπιστα, καθότι για τις προβλέψεις ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ προκύπτουν μεγάλα σφάλματα, η λειτουργία του ΗΣ των ΜΔΝ και η διαχείριση του ΕΠΕ θα βασίζεται στο Πρόγραμμα Κατανομής και τα αποτελέσματα του ΗΕΠ θα αγνοούνται.

### 2.1.2 Πρόγραμμα Κατανομής (ΠΚ)

Το ΠΚ θα εκτελείται κάθε 15 λεπτά, θα έχει χρονικό ορίζοντα τουλάχιστον 4 ωρών και βήμα 15 λεπτών. Ο αλγόριθμος θα υπολογίζει τη βέλτιστη κατανομή φορτίου σε όλες τις μονάδες του ΗΣ (τόσο του θερμικού σταθμού όσο και του ΕΠΕ), λαμβάνοντας υπόψη τον ΗΕΠ εφόσον αυτός είναι αξιόπιστος. Υπάρχει δυνατότητα ο χρονικός ορίζοντας του ΠΚ να διαφοροποιηθεί εάν ο ανάδοχος του ΕΠΕ μπορέσει να αποδείξει βάσει των μελετών του άλλο χρονικό ορίζοντα ως βέλτιστο για τη λειτουργία του ΗΣ.

### 2.1.3 Κατανομή Πραγματικού Χρόνου

Η κατανομή πραγματικού χρόνου αναλαμβάνει να στέλνει σήματα αναφοράς (set points) στις μονάδες παραγωγής που συμμετέχουν στο σύστημα SCADA του ΤΣΠ, στην αποθήκευση και στα ΑΠΕ του ΕΠΕ. Ο αλγόριθμος θα τρέχει ανά 5 λεπτά ή πιο σύντομα αν απαιτείται. Η βελτιστοποίηση θα λαμβάνει υπ' όψη το πρόγραμμα κατανομής, την τρέχουσα κατάσταση λειτουργίας των μονάδων και θα βελτιστοποιεί τη λειτουργία των μονάδων, στοχεύοντας στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του κόστους των θερμικών μονάδων, εξασφαλίζοντας μη παραβίαση των τεχνικών περιορισμών.

### 2.1.4 Προβλέψεις Ζήτησης και Παραγωγής ΑΠΕ

Το κεντρικό ΚΕΕ, καθώς επίσης και το εφεδρικό σύστημα στο τοπικό ΚΕΕ, θα πρέπει να παρέχουν προβλέψεις της ζήτησης ενέργειας και της παραγωγής των ΑΠΕ (ανά τεχνολογία, και ανά θέση σταθμού ΑΠΕ) του ΜΔΝ. Οι προβλέψεις θα γίνονται σε 3 χρονικούς ορίζοντες για την κάλυψη των αναγκών του ΗΕΠ και του ΠΚ, δηλαδή:

- Πρόβλεψη με ορίζοντα 48 ωρών, βήμα μίας ώρας και ανανέωση ανά ώρα
- Πρόβλεψη με ορίζοντα 12 ωρών, βήμα 15 λεπτών και ανανέωση ανά 15 λεπτά
- Πρόβλεψη με ορίζοντα 1 ώρας, βήμα 5 λεπτών και ανανέωση ανά 5 λεπτά

Τα μέγιστα επιτρεπτά σφάλματα θα καθοριστούν από τον Διαχειριστή ΜΔΝ.

### 2.1.5 Τεχνικοί περιορισμοί των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής

Η λειτουργία του ΕΠΕ δεν θα πρέπει να επιβαρύνει τις συμβατικές μονάδες παραγωγής του ΜΔΝ και να αυξάνει την καταπόνηση που επιδέχονται. Ενδεικτικά, θα πρέπει να μην παραβιάζει τους περιορισμούς για:

- Τεχνικά ελάχιστα/μέγιστα παραγωγής
- Ελάχιστο χρόνο κράτησης/ελάχιστο χρόνο λειτουργίας μετά την Εκκίνηση
- Αριθμό Εκκινήσεων ανά μέρα
- Ρυθμό Ανόδου/Καθόδου
- Τεχνικοοικονομικά Στοιχεία (ΤΟΣ) θερμικής μονάδας

## 2.2 Αρχές τιμολόγησης

Κατά παρέκκλιση του Άρθρου 157 του Κώδικα ΜΔΝ δεν θα προβλέπεται για τα ΕΠΕ αμοιβή για τη διαθεσιμότητα ισχύος και αμοιβή για Επικουρικές Υπηρεσίες. Επίσης δεν θα χρεώνονται αποκλίσεις. Θα προβλέπεται μόνο αμοιβή για την έγχυση ενέργειας στο Σύστημα ΜΔΝ.

Οι μονάδες πλήρωσης των αποθηκευτικών συστημάτων του ΕΠΕ απορροφούν κατά βάση ενέργεια την οποία παράγουν οι μονάδες ΑΠΕ του σταθμού. Μπορούν επίσης να

απορροφούν ενέργεια από το δίκτυο, εάν ο Διαχειριστής ΜΔΝ έχει απαιτήσει εγγυημένη παροχή ενέργειας και οι μονάδες έχουν λάβει Εντολές Κατανομής (ΕΚ) για απορρόφηση.

Στην τιμολόγηση του ΕΠΕ εφαρμόζεται συμψηφισμός. Ειδικότερα, το τμήμα της παραγόμενης ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ που αξιοποιήθηκε για πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων του ΕΠΕ και η απορροφούμενη ενέργεια των μονάδων πλήρωσης συμψηφίζονται και τα συμψηφιζόμενα τμήματα δεν τιμολογούνται.

Η τιμή πώλησης ενέργειας του ΕΠΕ,  $p_1$  (€/MWh), θα είναι ενιαία ανεξαρτήτως μονάδας προέλευσης (μονάδες ΑΠΕ και ελεγχόμενες μονάδες του ΕΠΕ) και θα είναι ίση με την τιμή κατακύρωσης της Διαγωνιστικής Διαδικασίας.

Οι ιδιοκαταναλώσεις των μονάδων ΑΠΕ του ΕΠΕ (Α/Π και ΦΒ σταθμός) δε λαμβάνονται υπόψη κατά την τιμολόγηση του ΕΠΕ. Για τις ιδιοκαταναλώσεις αυτές, ο Παραγωγός θα υπογράψει συμβάσεις ως καταναλωτής με προμηθευτή της επιλογής του και θα ακολουθηθούν οι διαδικασίες μέτρησης και τιμολόγησης που ισχύουν για τους συνήθεις σταθμούς ΑΠΕ. Για το σκοπό αυτό ο ανάδοχος του ΕΠΕ (παραγωγός) θα εγκαταστήσει σε κάθε συνιστώσα ΑΠΕ είτε μετρητή εισερχόμενης/εξερχόμενης ενέργειας στο όριο Σταθμού/Δικτύου είτε διακριτούς μετρητές εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας.

Σε ότι αφορά την ελεγχόμενη μονάδα του ΕΠΕ οι ιδιοκαταναλώσεις ενσωματώνονται στην απορροφούμενη ενέργεια για την πλήρωση των συστημάτων της. Οι ανάγκες των ιδιοκαταναλώσεων καλύπτονται κατ' αρχάς από την ενέργεια των μονάδων ΑΠΕ του ΕΠΕ μέσω της διαδικασίας του συμψηφισμού. Ενέργεια ιδιοκαταναλώσεων απορροφούμενη από το δίκτυο θα προκύψει μόνο στην περίπτωση που η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ του ΕΠΕ δεν επαρκεί. Η ενέργεια αυτή θα τιμολογηθεί στην τιμή απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο. Η τιμή αυτή ( $p_2$ ) θα αντανakλά την απόδοση του πλήρους κύκλου του αποθηκευτικού συστήματος και θα οριστεί από τη ΡΑΕ στην άδεια παραγωγής που θα εκδοθεί. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι αυτή θα μπορούσε να είναι ίση με το 80% της τιμής πώλησης ενέργειας του ΕΠΕ ( $p_2 = 80\%p_1$  (€/MWh))

## 2.3 Διαχείριση Εκτάκτων Αναγκών

Στις καταστάσεις Εκτάκτων Αναγκών, όπως αυτές ορίζονται στον Κώδικα ΜΔΝ, θα πρέπει ο φορέας εκμετάλλευσης του σταθμού ΕΠΕ να συμμορφώνεται πλήρως με τις εντολές του Διαχειριστή ΜΔΝ. Επίσης, ο φορέας εκμετάλλευσης του σταθμού ΕΠΕ οφείλει να έχει λάβει γνώση του Σχεδίου Αντιμετώπισης Εκτάκτων Αναγκών που έχει καταρτίσει ο Διαχειριστής ΜΔΝ και να έχει λάβει μέτρα, ώστε να ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις του Διαχειριστή ΜΔΝ για την αντιμετώπιση της έκτακτης ανάγκης.

## 2.4 Διαδικασία Μετρήσεων

Για την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από το ΕΠΕ θα πρέπει να εγκατασταθούν ηλεκτρονικοί τηλεμετρούμενοι μετρητές στις μονάδες ΑΠΕ του ΕΠΕ (εξερχόμενη ενέργεια), καθώς και στο σύστημα αποθήκευσης του ΕΠΕ (εισερχόμενη-εξερχόμενη ενέργεια). Η καταγραφή των μετρήσεων θα γίνεται ανά 15 λεπτά, μέσω του Κέντρου Τηλεμέτρησης.

Για κάθε δεδομένο 15λεπτο, η εισερχόμενη στη μονάδα αποθήκευσης ενέργεια, θα συμψηφίζεται με την ενέργεια που παράγουν τα ΑΠΕ του ΕΠΕ. Σε περίπτωση που η συνολική ενέργεια από τις μονάδες ΑΠΕ του ΕΠΕ υπολείπεται της εισερχόμενης στη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας, η διαφορά των δύο ποσοτήτων αντιστοιχεί στην απορροφούμενη

ενέργεια και τις ιδιοκαταναλώσεις της ελεγχόμενης μονάδας και θα τιμολογείται ανά περίοδο κατανομής, σύμφωνα με όσα περιγράφονται στην παράγραφο 0.

Η ενέργεια ΑΠΕ μετά τον προαναφερθέντα συμψηφισμό, καθώς επίσης και η εγχεόμενη στο σύστημα ΜΔΝ ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης του ΕΠΕ θα τιμολογούνται σύμφωνα με όσα προβλέπονται στην παράγραφο 0.

## 2.5 Περιγραφή Ρόλων (Διαχειριστής ΜΔΝ, ΤΣΠ, ΕΠΕ)

Βασικός παράγοντας για την επιτυχία του ΕΠΕ είναι η καλή συνεργασία μεταξύ όλων των συμμετεχόντων στη λειτουργία του ΗΣ ΜΔΝ και ιδιαίτερα μεταξύ Διαχειριστή ΜΔΝ, ΔΕΗ (ΤΣΠ) και ΕΠΕ. Ειδικότερα:

- Ο Διαχειριστής ΜΔΝ είναι υπεύθυνος για τη Διαχείριση και την ομαλή Λειτουργία του ΗΣ, μέσω και των ΚΕΕ (Κεντρικού και Τοπικού). Βάσει του Άρθρου 226 του Κώδικα ΜΔΝ ο Διαχειριστής ΜΔΝ προτείνει το Τοπικό ΚΕΕ του ΗΣ να εγκατασταθεί στον Συμβατικό σταθμό παραγωγής του μοναδικού Θερμικού παραγωγού και να λειτουργεί με προσωπικό αυτού, μέσω σχετικών συμβάσεων που θα υπογράψει ο Διαχειριστής ΜΔΝ με τον θερμικό παραγωγό.
- Η ΔΕΗ, ως υπεύθυνη λειτουργίας του Τοπικού/Αυτόνομου Σταθμού Παραγωγής (ΤΣΠ) του ΗΣ, δίνει πρόσβαση στα συστήματά του στον Διαχειριστή ΜΔΝ, προς έλεγχο των συμβατικών μονάδων του και εκτελεί τις εντολές του Διαχειριστή για τη λειτουργία του ΤΣΠ μέσω του SCADA του ΤΣΠ. Οι σχετικές προδιαγραφές για τη σύνδεση με το ΚΕΕ θα καθοριστούν από τον Διαχειριστή ΜΔΝ.
- Ο Παραγωγός του ΕΠΕ δίνει πρόσβαση στο SCADA του ΕΠΕ προς έλεγχο των μονάδων αποθήκευσης και των ΑΠΕ του ΕΠΕ στον Διαχειριστή ΜΔΝ. Τις σχετικές προδιαγραφές για τη σύνδεση θα τις καθορίσει ο Διαχειριστής ΜΔΝ.

## 2.6 Υποδομή πληροφορικής για το ΕΠΕ

Για τη λειτουργία του ΕΠΕ θα πρέπει να υλοποιηθούν τα εξής συστήματα:

- Σύστημα Εποπτείας και Ελέγχου (SCADA) του ΕΠΕ: το σύστημα θα παρακολουθεί και θα ελέγχει διακριτά την ελεγχόμενη μονάδα και τις μονάδες ΑΠΕ του ΕΠΕ. Επίσης, θα επικοινωνεί με το Τοπικό ΚΕΕ του ΗΣ για αποστολή των μετρήσεων σε πραγματικό χρόνο και παραλαβή των εντολών κατανομής.
- Τοπικό ΚΕΕ ΗΣ: το Τοπικό ΚΕΕ θα επικοινωνεί με το SCADA του ΤΣΠ του ΗΣ, με το SCADA του ΕΠΕ και με το Κεντρικό ΚΕΕ. Κατά βάση θα εκτελεί τη Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου και το Πρόγραμμα Κατανομής του ΗΣ και θα έχει τη δυνατότητα να κάνει προβλέψεις Ζήτησης και Παραγωγής ΑΠΕ και να εκτελεί τον ΗΕΠ. Επίσης, μέσω του Τοπικού ΚΕΕ θα αποστέλλονται οι Εντολές Κατανομής.
- Κεντρικό ΚΕΕ: το Κεντρικό ΚΕΕ θα επικοινωνεί με το Τοπικό ΚΕΕ ΗΣ και με τα SCADA των παραγωγών, θα εκτελεί την πρόβλεψη ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ και τον ΗΕΠ. Μέσω κατάλληλης διεπαφής θα ανταλλάσσονται τα απαραίτητα στοιχεία μεταξύ του ΚΕΕ και του Πληροφοριακού Συστήματος του Διαχειριστή ΜΔΝ (ενδεικτικά για την τιμολόγηση και εκκαθάριση, την υποβολή δηλώσεων διαθεσιμότητας, την υποβολή τεχνικοοικονομικών στοιχείων).

### 3. Προσομοιώσεις και Αποτελέσματα

#### 3.1 Δεδομένα εισόδου προσομοιώσεων

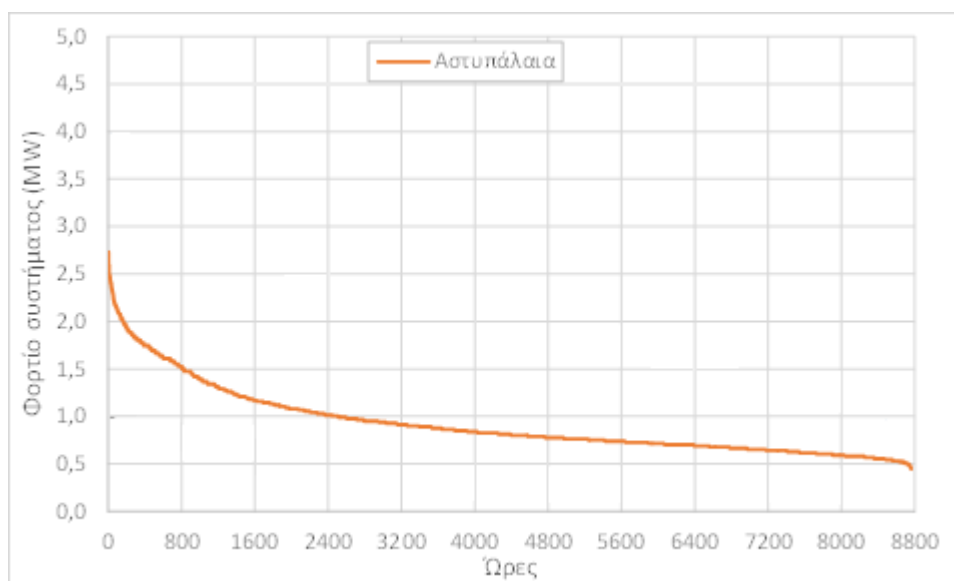
Οι ενεργειακές προσομοιώσεις αφορούν σε ωριαία ανάλυση μόνιμης κατάστασης του ΗΣ Αστυπάλαιας. Στην παρούσα παράγραφο παρατίθενται τα αναγκαία δεδομένα εισόδου για την υλοποίηση των εν λόγω προσομοιώσεων. Σημειώνεται ότι για λόγους πληρότητας της ανάλυσης και εξαγωγής συμπερασμάτων, πέραν του σεναρίου σύνθεσης ΕΠΕ, εξετάζεται για το ΗΣ Αστυπάλαιας και ένα σενάριο χωρίς ΕΠΕ (Βασικό σενάριο).

##### 3.1.1 Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων λαμβάνεται ως έτος αναφοράς το 2024. Το φορτίο των τριών ΗΣ ΜΔΝ για το έτος αυτό λαμβάνεται από το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΔΔΗΕ για την επταετία 2017-2024 (Πίνακας 4 και Διάγραμμα 1). Το συγκεκριμένο έτος αναφοράς επιλέγεται ως το πλέον κατάλληλο και ευνοϊκό για τη διερεύνηση της επίδρασης του ΕΠΕ στα υπό μελέτη ΗΣ και εκτιμάται ως το πλέον ρεαλιστικό για την ολοκλήρωση της θέσης σε κανονική λειτουργία των ΕΠΕ.

Πίνακας 4 Αιχμή φορτίου (MW) και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) έτους αναφοράς για το ΗΣ Αστυπάλαιας

ΗΣ ΜΔΝ	Αιχμή φορτίου (MW)	Ζήτηση ενέργειας (MWh)	Συντελεστής Φορτίου (%)
Αστυπάλαια	2,73	8.128	34,0



Διάγραμμα 1 Καμπύλη διάρκειας φορτίου ΗΣ Αστυπάλαιας κατά το έτος αναφοράς.

##### 3.1.2 Παραγωγικό δυναμικό

Αναφορικά με τις μονάδες ΑΠΕ, στην Αστυπάλαια υπάρχουν τέσσερις ΦΒ σταθμοί συνολικής ισχύος 319,21kW.

### 3.1.3 Ιστορικά στοιχεία ΜΜΚ

Το μέσο μεταβλητό κόστος (ΜΜΚ) του ΗΣ για τα έτη 2012 και 2013 λαμβάνεται από ιστορικά στοιχεία που βρίσκονται στη διάθεση του ΔΕΔΔΗΕ, ενώ για τα έτη 2014-2016 προκύπτει ως μεσοσταθμική τιμή των μηνιαίων τιμών που παρατίθενται στην απόφαση 688/2017 της ΡΑΕ [2] (Πίνακας 5).

Πίνακας 5 Μεσοσταθμικό μέσο μεταβλητό κόστος (€/MWh) ΗΣ Αστυπάλαιας.

ΗΣ ΜΔΝ	2012	2013	2014	2015	2016	Μ.Ο. 2012-2016
Αστυπάλαια	296,10	279,20	265,47	224,13	195,67	252,12

### 3.1.4 Λοιπές παράμετροι

Για κάθε ώρα του χρονικού ορίζοντα της μελέτης, η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται ισούται με το 15% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της αντίστοιχης ώρας και ο δυναμικός περιορισμός της αιολικής ενέργειας υπολογίζεται ως ποσοστό 35% επί του φορτίου και αφορά την περίπτωση που υπάρχει πλεονάζουσα ενέργεια ΑΠΕ του ΕΠΕ για απ' ευθείας έγχυση.

Για το ΗΣ της Αστυπάλαιας η ανηγμένη χρονοσειρά διαθέσιμης αιολικής παραγωγής χαρακτηρίζεται από συντελεστή χρησιμοποίησης 32,0%. Το κόστος καυσίμου (ντήζελ) κατά το έτος αναφοράς εκτιμάται στα 1.132,73€/klt [3]. Το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου λαμβάνεται ίσο προς 21€/tn [4]. Η τιμή αποζημίωσης της εγχόμενης ενέργειας από ΦΒ ανέρχεται στα 336,79€/MWh για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.<sup>2</sup>

Για τις ανάγκες της ανάλυσης των οικονομικών αποτελεσμάτων, λαμβάνονται τα ακόλουθα οικονομικά και άλλα στοιχεία:

- Ανηγμένο κόστος επένδυσης
  - ανεμογεννητριών (ΑΓ) : 1.300 €/kW-2.000 €/kW
  - φωτοβολταϊκών (ΦΒ) : 800 €/kW-1.300 €/kW
  - μπαταρίας : 300€/kWh-400€/kWh
  - αντιστροφέα : 200 €/kW-300 €/kW
- Αντικατάσταση της μπαταρίας το δέκατο (10<sup>ο</sup>) έτος λειτουργίας της
- Κόστος λειτουργίας και συντήρησης : 2,5% της επένδυσης
- Συντελεστής φορολόγησης : 29%
- Δάνειο :
  - 75% της επένδυσης
  - ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού : 8%
  - διάρκεια αποπληρωμής δανείου : 10 έτη
- Διάρκεια ζωής επένδυσης : 20 έτη
- Επιτόκιο προεξόφλησης : η εύλογη απόδοση της επένδυσης λαμβάνεται ίση προς 8%, η οποία κρίνεται κατάλληλη για έργα αυτού του τύπου στα ΜΔΝ.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Οι τιμές αυτές έχουν προκύψει ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των τιμών των ΦΒ εγκαταστάσεων των δύο ΗΣ.

<sup>3</sup> Σημειώνεται ότι, σύμφωνα με την απόφαση υπ' αριθμ. 688/2017 της ΡΑΕ, η εύλογη απόδοση για τη δραστηριότητα της παραγωγής τα ΜΔΝ είναι 7% για το έτος 2016. Καθώς, όμως, οι επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερες μορφές ρίσκου, το εύλογο επιτόκιο για έργα ΑΠΕ στην



Σημειώνεται ότι τα αποτελέσματα αναφορικά με την αποδοτικότητα της επένδυσης στο ΕΠΕ αξιολογούνται για τα δύο ακραία σενάρια τιμών ανηγμένου κόστους επένδυσης: σενάριο Χ, χαμηλού κόστους και σενάριο Υ, υψηλού κόστους. Οι υπολογιζόμενοι οικονομικοί δείκτες είναι ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (ΕΒΑ) ως προς το σύνολο της επένδυσης και το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (ΣΚΕ) το οποίο εκφράζει τη μέση τιμή με την οποία πρέπει να αποζημιώνεται η παραγωγή του σταθμού ώστε να αποσβέννεται το αρχικό κόστος επένδυσης και το σύνολο των λειτουργικών εξόδων.

### 3.1.5 Σενάρια Σύνθεσης ΕΠΕ

Για κάθε ΗΣ εξετάζονται σενάρια ένταξης ΕΠΕ με διάφορους συνδυασμούς τεχνολογιών παραγωγής από ΑΠΕ (ΑΓ, ΦΒ ή συνδυασμός των δύο) καθώς επίσης και με διαφορετική διαστασιολόγηση των μονάδων ΑΠΕ, της ελεγχόμενης μονάδας και της χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης. Το σύστημα αποθήκευσης του ΕΠΕ αποτελείται από συστοιχίες μπαταριών που χαρακτηρίζονται από ελάχιστο ίσο προς το 10% της χωρητικότητας τους και αποδοτικότητα πλήρους κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης 70%.

Συνοπτικά, τα χαρακτηριστικά των σεναρίων ΕΠΕ στο ΗΣ Αστυπάλαιας παρατίθενται στον Πίνακα 6.

*Πίνακας 6 Διαστασιολόγηση σεναρίων σύνθεσης ΕΠΕ.*

	<b>Αστυπάλαια</b>
Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ	
- ΑΓ	- 2–4MW με βήμα 1MW
- ΦΒ	- 2–5MW με βήμα 1MW
- ΑΓ + ΦΒ	- ΑΓ: 2 ή 3MW, ΦΒ: 1 ή 2MW
Εγγυημένη ισχύς (MW)	1,5–2,5MW με βήμα 0,5MW
Ονομαστική ισχύς ελεγχόμενης μονάδας (MW)	1,8–3,0MW με βήμα 0,6MW
Χωρητικότητα συστήματος αποθήκευσης (h) <sup>4</sup>	4 ή 6
Πλήθος σεναρίων	50

Ελλάδα (εξαιρουμένων των ηλιοθερμικών σταθμών παραγωγής χωρίς σύστημα αποθήκευσης) είναι 9% ή 10% ανάλογα με την τεχνολογία ΑΠΕ [5]. Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης, το εύλογο επιτόκιο λαμβάνεται ίσο προς 8%, ώστε να ληφθούν υπ' όψιν τόσο η ωρίμανση των τεχνολογιών που εμπλέκονται στο ΕΠΕ όσο και το ειδικό καθεστώς τιμολόγησης του ΕΠΕ.

<sup>4</sup> Το μέγεθος αυτό αναφέρεται στην πραγματική χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης.



### 3.2 Κριτήρια Αξιολόγησης Σεναρίων

Τα εξεταζόμενα σενάρια αξιολογούνται με χρήση κριτηρίων που διασφαλίζουν την ενίσχυση της ενεργειακής διείσδυσης των ΑΠΕ σε ετήσια βάση, τη βιωσιμότητα της επένδυσης στο ΕΠΕ και την οικονομικότητα της λειτουργίας του κάθε ΗΣ:

- Ενεργειακή διείσδυση ΑΠΕ σε ετήσια βάση τουλάχιστον ίση με 60%.
- ΕΒΑ της επένδυσης ΕΠΕ τουλάχιστον 8% (ως προς το σύνολο του έργου).
- Μέσο κόστος ΗΣ παρουσία ΕΠΕ το πολύ ίσο με το μέσο κόστος του ΗΣ απουσία ΕΠΕ.

Επικουρικά, υπολογίζονται δείκτες που εξετάζουν την ομαλή λειτουργία των ήδη εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής (ώρες λειτουργίας, πλήθος εκκινήσεων) καθώς επίσης και την αποδοτικότητα της επένδυσης στο ΕΠΕ (ΣΚΕ).<sup>5</sup>

### 3.3 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

#### 3.3.1 Ενεργειακά Αποτελέσματα

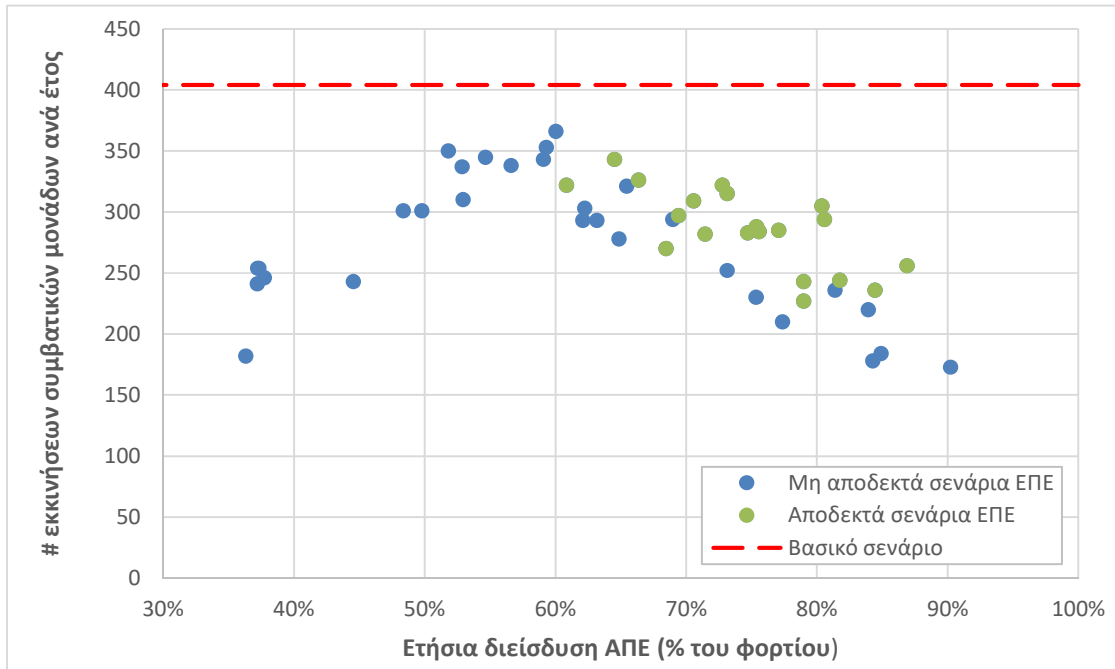
Στον Πίνακα 7 παρατίθενται τα αποτελέσματα της ενεργειακής προσομοίωσης του Βασικού σεναρίου (χωρίς ΕΠΕ) και του εύρους τιμών για τα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ (αναλυτικά, τα αποτελέσματα ανά σενάριο παρατίθενται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 – Αποτελέσματα σεναρίων ) για το ΗΣ της Αστυπάλαιας. Συνολικά, βάσει των τεθέντων κριτηρίων, για το σενάριο Χ είναι αποδεκτά 20 σενάρια με τεχνολογία ΑΠΕ είτε μόνο ΑΓ είτε ΑΓ και ΦΒ, ενώ για το σενάριο Υ κανένα σενάριο δεν είναι αποδεκτό.

*Πίνακας 7 Ενεργειακά αποτελέσματα βασικού σεναρίου και αποδεκτών σεναρίων ΕΠΕ για το ΗΣ της Αστυπάλαιας (σενάριο Χ).*

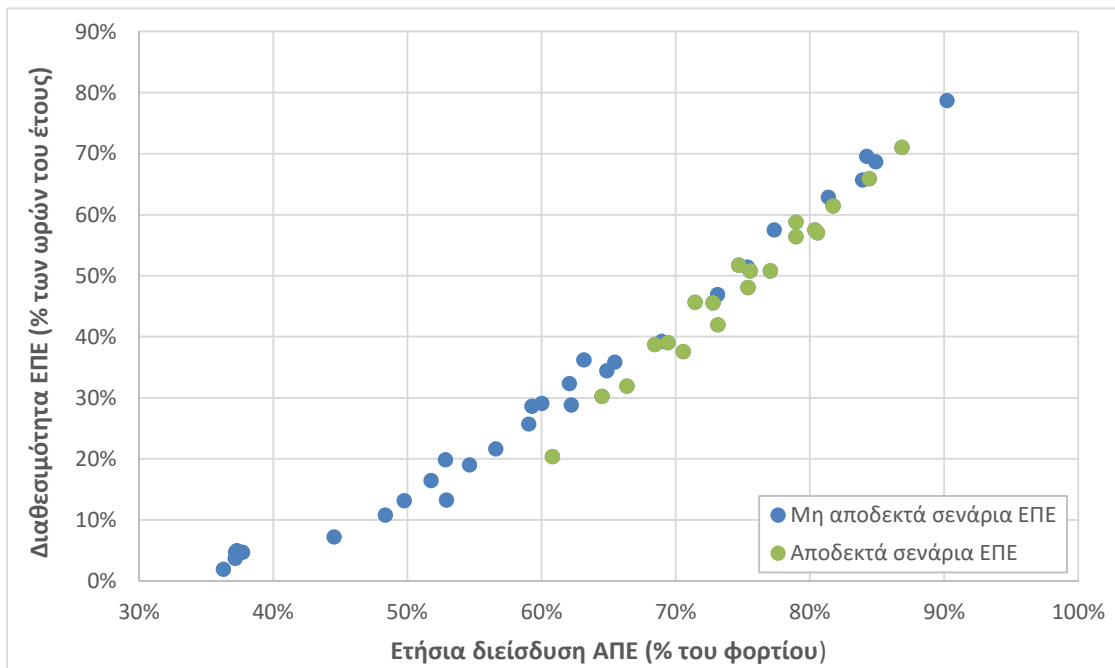
	<b>Βασικό σενάριο</b>	<b>Αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ</b>
Ετήσια διείσδυση ΑΠΕ (% του φορτίου)	6,3	60,8–86,9
Παραγωγή συμβατικών μονάδων (MWh)	7.616	1.067–3.183
Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων (ανά έτος)	404	227–343
Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων (ανά μήνα)	34	14–31
Ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων	11.902	1.924–7.520
Πλήθος συμβατικών μονάδων σε χρήση	3	3
Εντασσύμενη ενέργεια ΕΠΕ (MWh)	—	4.432–6.549
Μη εντασσύμενη ενέργεια ΕΠΕ (% της πρωτογενούς διαθέσιμης)		17,1–34,1
Διαθεσιμότητα ΕΠΕ (% των ωρών του έτους)	—	20,4–71,0

Για το σύνολο των εξεταζόμενων σεναρίων ΕΠΕ, το πλήθος εκκινήσεων των συμβατικών μονάδων ανά έτος μειώνεται τουλάχιστον κατά 15,1% σε σύγκριση με το Βασικό σενάριο (Διάγραμμα ), καθώς ο σταθμός ΕΠΕ υποκαθιστά τμήμα ή και το σύνολο της συμβατικής παραγωγής: η διαθεσιμότητα του σταθμού ΕΠΕ φτάνει ακόμα και το 78,7% του έτους (Διάγραμμα ). Το αποτέλεσμα αυτό διακρίνεται και στις ώρες λειτουργίας των συμβατικών μονάδων οι οποίες μειώνονται τουλάχιστον κατά 36,8%. Η μείωση αυτή είναι ιδιαιτέρως σημαντική στην περίπτωση της μονάδας G6 (1.1 MW), για την οποία από 792 ώρες λειτουργίας στο Βασικό σενάριο καταγράφονται 7 έως 145 ώρες λειτουργίας στα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ (Διάγραμμα ). Σε επίπεδο μήνα, το πλήθος εκκινήσεων των συμβατικών μονάδων παρουσιάζει κατά κύριο λόγο μείωση στα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ σε σύγκριση με

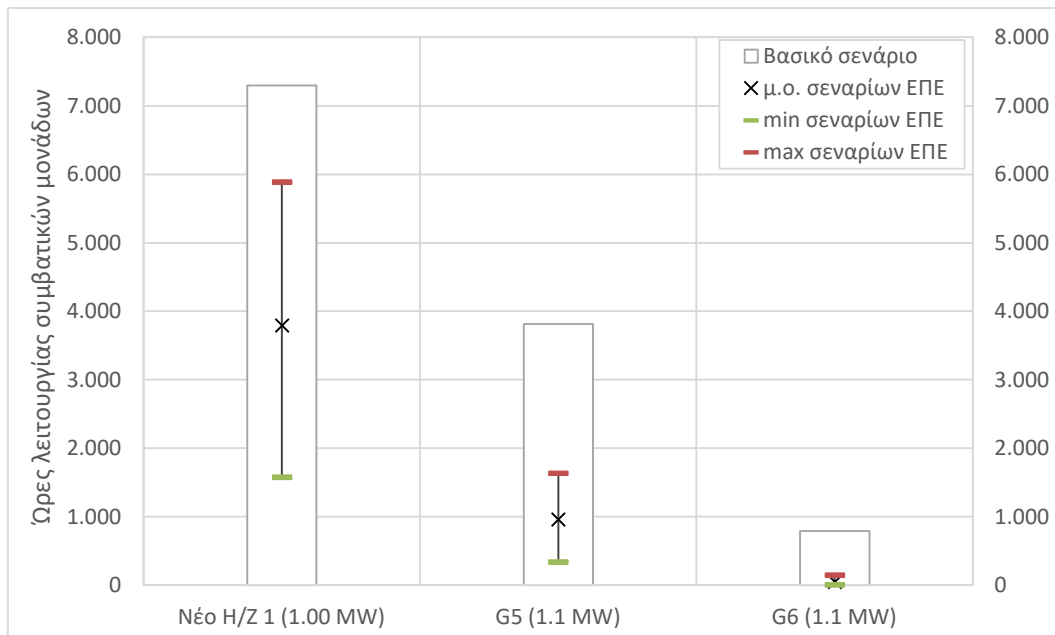
το Βασικό σενάριο με εξαίρεση τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο, οπότε και παρατηρείται αύξηση 26,3% και 2,3% κατά μέσο όρο, αντίστοιχα (Διάγραμμα 2).



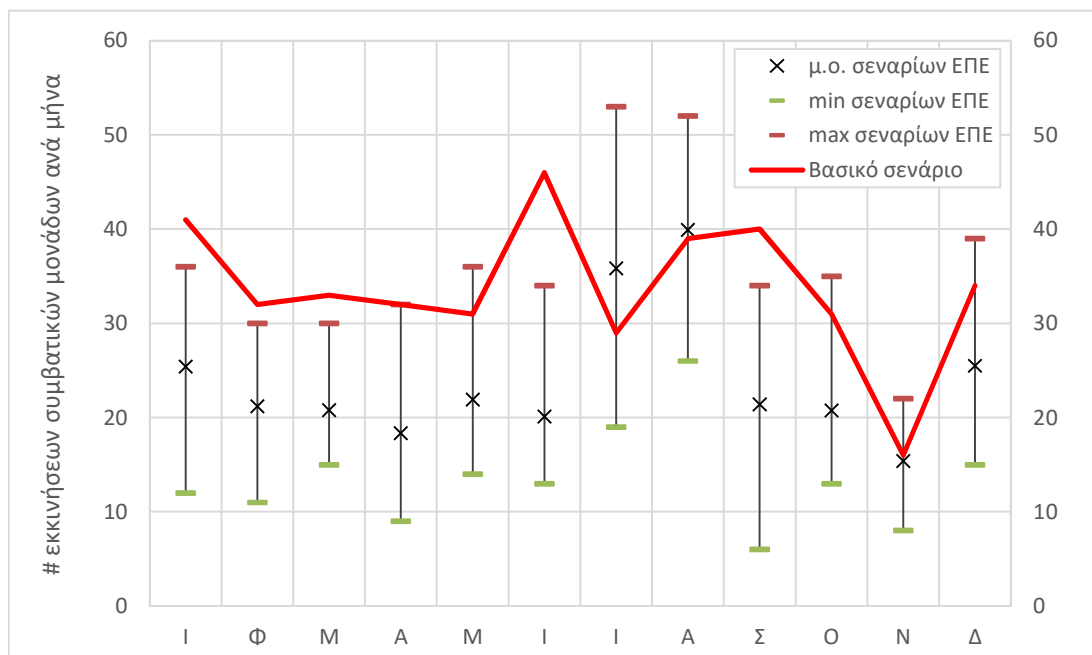
Διάγραμμα 2 Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων σε ετήσια βάση (Βασικό σενάριο και σενάρια ΕΠΕ) για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.



Διάγραμμα 3 Διαθεσιμότητα ΕΠΕ συναρτήσει της επιτυχανόμενης διείσδυσης ΑΠΕ για τα σενάρια ΕΠΕ στο ΗΣ της Αστυπάλαιας.

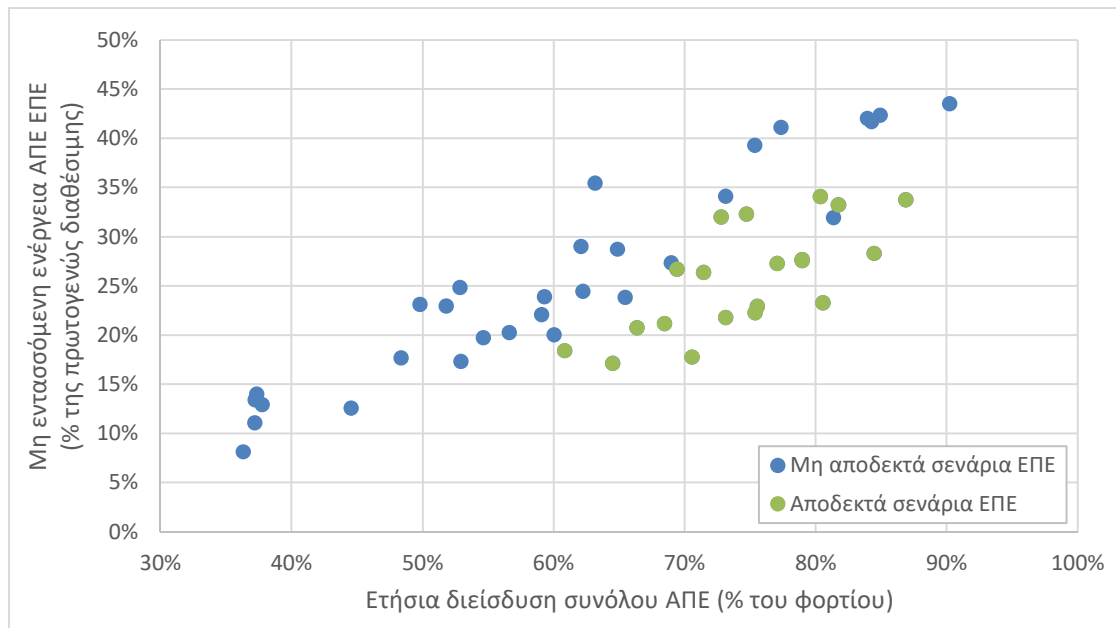


Διάγραμμα 4 Ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής ανά μονάδα (Βασικό σενάριο, μέσος όρος, ελάχιστη και μέγιστη τιμή και για τα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ) για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.



Διάγραμμα 2 Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων ανά μήνα (Βασικό σενάριο, ελάχιστη και μέγιστη τιμή και μέσος όρος για τα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ) για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.

Το ποσοστό αξιοποίησης της διαθέσιμης ενέργειας από ΑΠΕ προκύπτει από το Διάγραμμα 3, όπου παρουσιάζεται το ποσοστό της ενέργειας ΑΠΕ του ΕΠΕ που δεν αξιοποιείται (απορρίπτεται). Η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ετήσια βάση συσχετίζεται θετικά με υψηλά ποσοστά μη εντασσόμενης ενέργειας ΑΠΕ λόγω της ανάγκης διασφάλισης της ασφαλούς λειτουργίας του ΗΣ. Καθώς, όμως, υψηλά ποσοστά μη εντασσόμενης ενέργειας ΑΠΕ καθιστούν το ΕΠΕ μη βιώσιμο –βάσει του κριτηρίου που έχει τεθεί– σενάρια αυτού του τύπου δεν είναι αποδεκτά.



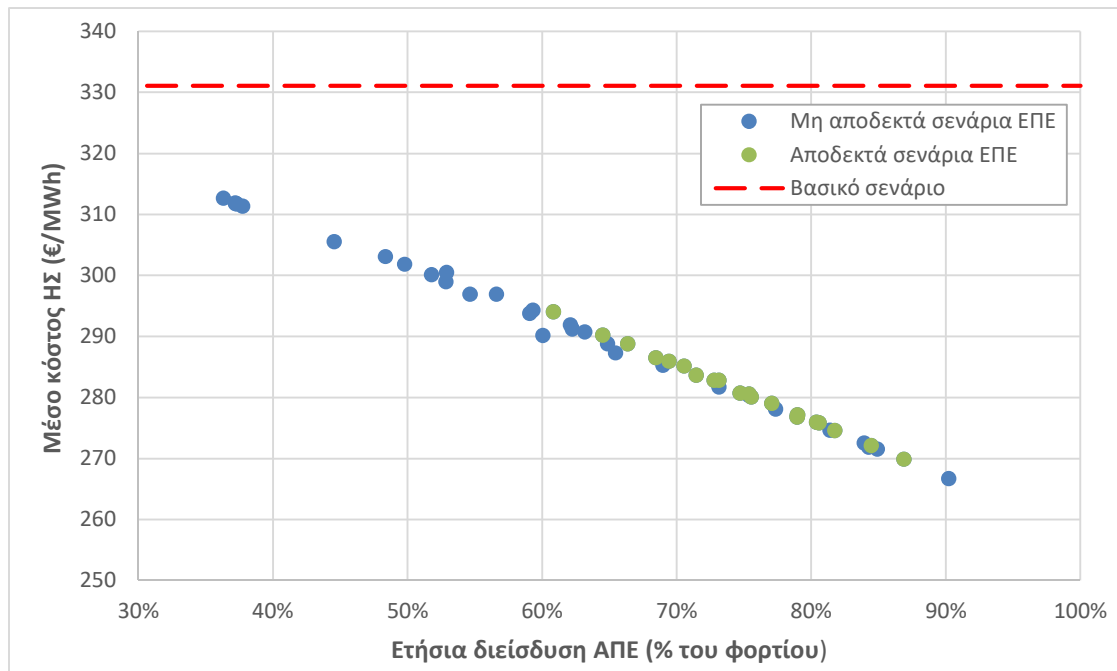
Διάγραμμα 3 Μη εντασσόμενη ενέργεια ΕΠΕ (% της πρωτογενώς διαθέσιμης) συναρτήσεως της επιτυχανόμενης διείσδυσης ΑΠΕ για τα σενάρια ΕΠΕ στο ΗΣ της Αστυπάλαιας.

### 3.3.2 Οικονομικά Αποτελέσματα Προσομοιώσεων

Για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια το μέσο κόστος παραγωγής του ΗΣ της Αστυπάλαιας παρουσία ΕΠΕ είναι κατά 5,6% τουλάχιστον χαμηλότερο του αντίστοιχου μέσου κόστους παραγωγής του Βασικού σεναρίου (Πίνακας ). Μάλιστα, με αυξανόμενα επίπεδα ετήσιας διείσδυσης ΑΠΕ το μέσο κόστος μειώνεται έως και κατά 19,5% σε σύγκριση με το Βασικό σενάριο (Διάγραμμα ).

Πίνακας 8 Οικονομικά αποτελέσματα βασικού σεναρίου και αποδεκτών σεναρίων ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαια).

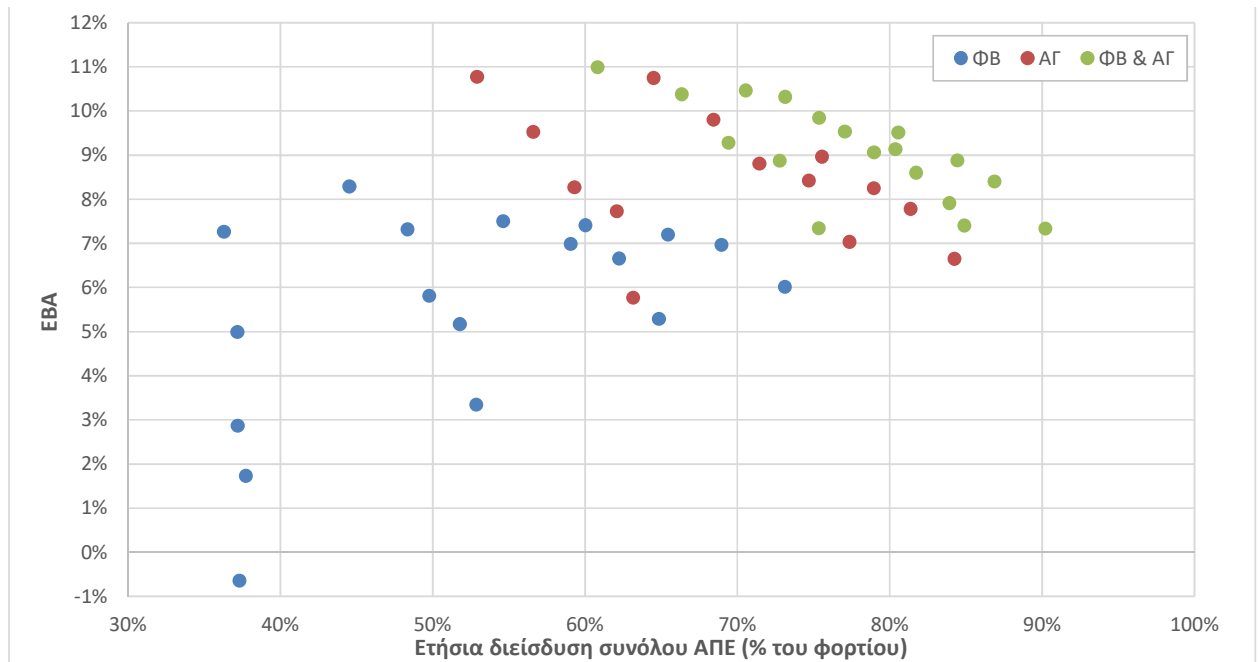
	Βασικό σενάριο	Αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ
Μέσο κόστος παραγωγής ΗΣ (€/MWh)	330,72	269,88–294,05
ΕΒΑ ΕΠΕ(%)	—	8,3-11,0
ΣΚΕ (€/MWh)	—	209,11–247,97



Διάγραμμα 7 Μέσο κόστος ΗΣ (€/MWh) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ (% του φορτίου) για το Βασικό σενάριο και όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαια).

Αναφορικά με την αποδοτικότητα της επένδυσης στο ΕΠΕ, στο Διάγραμμα 4 παρουσιάζεται ο επιτυγχανόμενος ΕΒΑ ως συνάρτηση της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ για το σενάριο κόστους Χ και για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ. Τα υψηλότερα επίπεδα ΕΒΑ και ετήσιας διείσδυσης ΑΠΕ επιτυγχάνονται για συνθέσεις σταθμών ΕΠΕ με ΑΓ και ΦΒ ή μόνο ΑΓ. Αντίθετα, συνθέσεις σταθμών ΕΠΕ μόνο με ΦΒ μετριάζουν τόσο τον ΕΒΑ όσο και την ετήσια διείσδυση ΑΠΕ.

Με υψηλότερες τιμές κόστους των συνιστωσών του ΕΠΕ (σενάριο κόστους Υ) ο ΕΒΑ επιδεινώνεται: για τα 20 σενάρια ΕΠΕ που είναι αποδεκτά στο σενάριο κόστους Χ ο ΕΒΑ μειώνεται στα επίπεδα μεταξύ 3,2% και 5,3% στην περίπτωση του σεναρίου κόστους Υ. Αντιστρόφως, το ΣΚΕ αυξάνεται στα 303,91€/MWh έως 357,34€/MWh.



Διάγραμμα 4 Επιτυγχανόμενος ΕΒΑ (%) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ (% του φορτίου) για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαια).

Στο 9 παρουσιάζεται το ΣΚΕ ως συνάρτηση της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ για το σενάριο κόστους Χ και για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ. Καθώς η σχέση μεταξύ ΕΒΑ και ΣΚΕ είναι αντιστρόφως ανάλογη, αντίστοιχα συμπεράσματα με τα ανωτέρω εξάγονται και εδώ, με τους σταθμούς ΕΠΕ με ΑΓ και ΦΒ ή μόνο ΑΓ να χαρακτηρίζονται από το ελάχιστο ΣΚΕ (μεταξύ 209,11€/MWh και 292,20€/MWh). Αντίθετα σταθμοί ΕΠΕ μόνο με ΦΒ χαρακτηρίζονται από υψηλότερο ΣΚΕ (μεταξύ 247,36€/MWh και 470,66€/MWh).

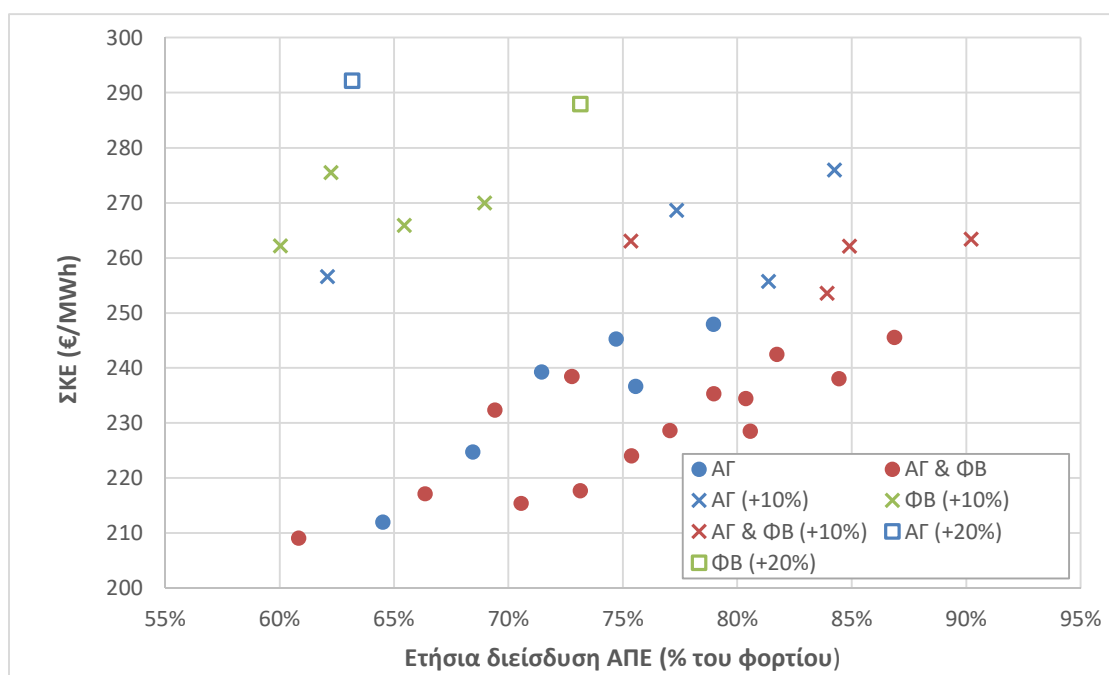


Διάγραμμα 9 ΣΚΕ (€/MWh) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης συνόλου ΑΠΕ (% του φορτίου) για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ΕΠΕ (σενάριο Χ – Αστυπάλαια).

Βάσει των τεθέντων κριτηρίων, προκύπτουν 20 αποδεκτά σενάρια όταν η αποζημίωση του ΕΠΕ γίνεται στον μέσο όρο του ΜΜΚ των ετών 2012-2016 (Διάγραμμα 5). Από τα σενάρια

αυτά έξι διαθέτουν μόνο ΑΓ και τα υπόλοιπα 14 διαθέτουν ΑΓ και ΦΒ. Για τα σενάρια αυτά το ΣΚΕ κυμαίνεται μεταξύ 209,11€/MWh και 247,97€/MWh (Πίνακας ), ενώ η επιτυγχανόμενη ετήσια διείσδυση ΑΠΕ κυμαίνεται μεταξύ 60,8% και 86,9%, με τα υψηλότερα επίπεδα διείσδυσης να παρατηρούνται στα σενάρια ΕΠΕ που συνδυάζουν ΑΓ και ΦΒ.

Επιπλέον, εξετάζεται η αποδεκτότητα των σεναρίων σε περίπτωση που η αποζημίωση του ΕΠΕ γίνεται σε τιμή προσαυξημένη κατά 10% και κατά 20% του μέσου όρου του ΜΜΚ. Στην πρώτη περίπτωση, το πλήθος των αποδεκτών σεναρίων αυξάνεται στα 32 με την ετήσια διείσδυση ΑΠΕ για αυτά τα σενάρια να κυμαίνεται μεταξύ 60,0% και 90,2%. Στη δεύτερη περίπτωση, το πλήθος των αποδεκτών σεναρίων είναι 34 με την ετήσια διείσδυση ΑΠΕ για αυτά τα σενάρια να κυμαίνεται και εδώ μεταξύ 60,0% και 90,2%. Η αποζημίωση σε τιμή υψηλότερη του μέσου όρου του ΜΜΚ του ΗΣ δεν ευνοεί αποκλειστικά σενάρια με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, ωστόσο καθιστά βιώσιμα και σενάρια με τεχνολογία ΑΠΕ τα ΦΒ.



Διάγραμμα 5 ΣΚΕ (€/MWh) συναρτήσει της ετήσιας διείσδυσης ΑΠΕ για τα αποδεκτά σενάρια ΕΠΕ σε περίπτωση αποζημίωσης στον μέσο όρο του ΜΜΚ και σε τιμή αυξημένη κατά 10% και 20% (σενάρια Χ – Αστυπάλεια).

### **3.4 Συμπεράσματα**

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων καταδεικνύουν ότι συνθέσεις σταθμών ΕΠΕ με υψηλότερη εγκατεστημένη ισχύ ευνοούν την ετήσια διείσδυση ΑΠΕ και μειώνουν το μέσο κόστος του ΗΣ. Ωστόσο, η αύξηση της ισχύος πέραν ορισμένου ορίου οδηγεί σε υψηλή απορριπτόμενη ενέργεια του σταθμού ΕΠΕ, λόγω της ανάγκης διασφάλισης της ασφαλούς λειτουργίας του ΗΣ, γεγονός που έχει δυσμενή επίδραση στους οικονομικούς δείκτες του ΕΠΕ. Καθώς, όμως, στόχος της υλοποίησης του ΕΠΕ είναι η επίτευξη υψηλότερης διείσδυσης ενέργειας από σταθμούς παραγωγής από ΑΠΕ, κρίνεται σκόπιμο οι προτεινόμενες συνθέσεις ΕΠΕ στο ΗΣ να θέτουν το κάτω όριο που εξασφαλίζει το ελάχιστο επιδιωκόμενο επίπεδο (υψηλής) διείσδυσης ΑΠΕ.

#### **3.4.1 Σύνθεση τεχνολογιών ΑΠΕ και αποθήκευσης**

Για το ΗΣ της Αστυπάλαιας προκρίνεται ως προσφορότερη σύνθεση τεχνολογιών ΑΓ εγκατεστημένης ισχύος τουλάχιστον 2MW σε συνδυασμό με ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος τουλάχιστον 1MW, ελεγχόμενη μονάδα εγκατεστημένης ισχύος 1,8MW κατ' ελάχιστον και σύστημα αποθήκευσης χωρητικότητας 7,2MWh κατ' ελάχιστον.

#### **3.4.2 Καθορισμός ελάχιστου επιπέδου διείσδυσης ΑΠΕ**

Για τη σύνθεση τεχνολογιών που προκρίνεται ανά ΗΣ προσδιορίζεται το ελάχιστο επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ σε ετήσια βάση ως εξής:

- Αστυπάλαια: 60,8%

#### **3.4.3 Εναλλακτικά σενάρια με μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ**

Εφόσον απαιτηθεί υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ, ανατρέχοντας στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 – Αποτελέσματα σεναρίων, με τα αναλυτικά αποτελέσματα, μπορούν να εντοπισθούν οι συνθέσεις τεχνολογιών που είναι ικανές να την εξασφαλίσουν.

#### **3.4.4 Επάρκεια παραγωγικού δυναμικού**

Η υλοποίηση του ΕΠΕ και η ομαλή ένταξή του στο εκάστοτε ΗΣ πρόκειται να ενισχύσει το παραγωγικό δυναμικό του ΗΣ στο οποίο θα εγκατασταθεί εξασφαλίζοντας επάρκεια δυναμικού για αρκετά μεγάλο χρονικό διάστημα. Αποτέλεσμα αυτού είναι η αναβολή επενδύσεων σε νέες συμβατικές μονάδες ή ακόμα και η αποξήλωση μονάδων.



## 4 Ειδικές Απαιτήσεις από τις μονάδες του ΕΠΕ

Ο ανάδοχος του ΕΠΕ θα πρέπει να εξασφαλίσει ότι ο σταθμός πληροί τα τεχνικά κριτήρια και τις προϋποθέσεις ως προς τα χαρακτηριστικά της ποιότητας ισχύος (αργές διακυμάνσεις της τάσης, ταχείες μεταβολές της τάσης, εκπομπές flicker, τις εκπομπές αρμονικών από διατάξεις μετατροπών ισχύος που χρησιμοποιούνται στις εγκαταστάσεις του σταθμού, κλπ.).

Στην περίπτωση που το ΕΠΕ λειτουργεί παράλληλα με τις συμβατικές μονάδες του ΜΔΝ ενδέχεται κατά την διάρκεια ενός σφάλματος να αποσυνδεθεί η μονάδα αποθήκευσης ή/και οι ΑΠΕ που απαρτίζουν το ΕΠΕ. Μετά την αποκατάσταση του δικτύου θα πρέπει ο σταθμός του ΕΠΕ να μπορεί να επανασυνδεθεί στο δίκτυο και να φτάσει τα επίπεδα κατανάλωσης/παραγωγής ισχύος που είχε στην προ σφάλματος κατάσταση σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Ο ανάδοχος του ΕΠΕ πρέπει να φροντίσει (ενδεχομένως να λάβει τα κατάλληλα μέτρα) ώστε το ρεύμα ζεύξης του Μ/Σ που συνδέει το ΕΠΕ στο δίκτυο να μην είναι ικανό να προκαλέσει βλάβη σε εξοπλισμό ή να οδηγήσει σε ανεπιθύμητη λειτουργία των προστασιών και των ασφαλειών του δικτύου.

Τέλος ο σταθμός ΕΠΕ θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα επανεκκίνησης του ΗΣ χωρίς την συνδρομή συμβατικής μηχανής όταν υπάρχει διακοπή λειτουργίας στο δίκτυο του ΗΣ. Η υπόψη δυνατότητα θα πρέπει να δηλώνεται στην προσφορά και να επιβεβαιώνεται από τις μελέτες που θα υποβληθούν μαζί με την προσφορά. Σε περίπτωση που δεν καλύπτεται η υπόψη απαίτηση η προσφορά θα απορρίπτεται.

Καθώς στόχος της υλοποίησης του ΕΠΕ είναι η επίτευξη υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, κατά τη λειτουργία των αυτόνομων ΗΣ παρουσία του ΕΠΕ θα παρουσιάζονται με υψηλή συχνότητα χρονικές περιόδους που το σύστημα θα λειτουργεί μόνο με τη μονάδα αποθήκευσης και τις ΑΠΕ. Σε αυτήν την κατάσταση λειτουργίας οι μετατροπείς του συστήματος αποθήκευσης θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα άμεσου ελέγχου της τάσης και της συχνότητας του δικτύου (Grid Forming Operation). Οπότε ο ανάδοχος πρέπει να εξασφαλίσει ότι οι μετατροπείς του συστήματος αποθήκευσης υποστηρίζουν την συγκεκριμένη λειτουργία.

Σε αυτήν την περίπτωση ενδέχεται να παρουσιαστούν προβλήματα στη λειτουργία των μέσων προστασίας των δικτύων, μερικά από τα οποία αναλύονται στη συνέχεια.

### 4.1 Ρεύμα Βραχυκύκλωσης

Ο έλεγχος και ο εξοπλισμός του συστήματος μετατροπής ενέργειας που χρησιμοποιεί ο κατασκευαστής καθορίζει επίσης και το ρεύμα που θα τροφοδοτηθεί από το σύστημα αποθήκευσης σε ένα βραχυκύκλωμα στο δίκτυο διανομής του ΗΣ. Συνήθως οι εμπορικά διαθέσιμοι μετατροπείς μπορούν να παρέχουν στο βραχυκύκλωμα ρεύμα μέχρι το ονομαστικό τους.

Οι ρυθμίσεις των ηλεκτρονόμων προστασίας και οι ασφάλειες που υπάρχουν στο δίκτυο ΜΤ έχουν καθοριστεί με βάση τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων παραγωγής οπότε ο ανάδοχος του ΕΠΕ θα πρέπει να εξασφαλίσει ότι:

- 1) το σύστημα αποθήκευσης του ΕΠΕ παραμένει συνδεδεμένο κατά τη διάρκεια του βραχυκυκλώματος και
- 2) το ρεύμα που παρέχει το σύστημα αποθήκευσης του ΕΠΕ στο βραχυκύκλωμα είναι κατάλληλο ώστε να ανιχνευθεί το σφάλμα σε ικανοποιητικό χρόνο από τις υπάρχουσες ασφάλειες και προστασίες για κάθε ένα από τα ΜΔΝ.

#### **4.2 Συμπεριφορά ΑΠΕ στα Βραχυκυκλώματα**

Η συμπεριφορά των ΑΠΕ του ΕΠΕ κατά τη διάρκεια ενός βραχυκυκλώματος σε ΗΣ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ επηρεάζουν καθοριστικά την ευστάθεια του ΗΣ. Αν κατά τη διάρκεια του βραχυκυκλώματος οι ΑΠΕ αποσυνδεθούν το αυτόνομο ΗΣ ενός ΜΔΝ μπορεί να οδηγηθεί σε αστάθεια. Επίσης, σε ένα τέτοιο σύστημα, εξαιτίας της μείωσης του πλήθους των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, το ρεύμα του βραχυκυκλώματος μειώνεται όπως και η τάση του δικτύου σε σχέση με το σενάριο που η παραγωγή καλύπτεται κυρίως από συμβατικές μονάδες.

Ο ανάδοχος του ΕΠΕ θα πρέπει να διασφαλίζει την αποφυγή απόξευξης σταθμών παραγωγής οι οποίοι είναι αναγκαίοι για τον έλεγχο και την ευστάθεια του Συστήματος και του Δικτύου και υπόκεινται σε απαιτήσεις παραμονής σε λειτουργία (αδιάλειπτη λειτουργία υπό χαμηλή τάση). Εκτός από την αδιάλειπτη λειτουργία υπό χαμηλή τάση, ο σταθμός ΕΠΕ θα πρέπει μεταξύ άλλων να συμβάλει και στη στήριξη της τάσης υπό συνθήκες σφάλματος.

#### **4.3 Ικανότητα σχηματισμού δικτύου (Grid Forming) σε μικρό χρονικό διάστημα**

Το σύστημα αποθήκευσης του ΕΠΕ αποτελεί ουσιαστικά έναν ελεγχόμενο σταθμό παραγωγής, ο οποίος θα πρέπει να μπορεί να εξασφαλίσει τη ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης στα ΜΔΝ στη λειτουργία σχηματισμού δικτύου. Για να μπορέσει να το επιτύχει αυτό, το σύστημα μετατροπής ενέργειας του συστήματος αποθήκευσης θα πρέπει να παρέχει ποσότητα ενεργού και άεργου ισχύος ικανή να καλύψει τη ζήτηση του ΜΔΝ.

#### **4.4 Ασυμμετρία φάσεων**

Κατά τη λειτουργία του το σύστημα μετατροπής ενέργειας ενδέχεται να χρειαστεί να λειτουργήσει με διαφορετικά επίπεδα ρεύματος σε κάθε φάση του. Ο κατασκευαστής θα πρέπει να εξασφαλίσει ότι υπάρχει κατάλληλο σύστημα ελέγχου που ανταποκρίνεται σε διαφορετικά επίπεδα φόρτισης μεταξύ των φάσεων του συστήματος μετατροπής ενέργειας. Για τον σκοπό αυτό θα δοθούν καταγραφές ρεύματος και τάσης ανά φάση από τους σταθμούς παραγωγής των ΜΔΝ προκειμένου ο κατασκευαστής να λάβει υπ' όψη τη συγκεκριμένη απαίτηση κατά τη φάση σχεδιασμού του έργου.

## 5 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

### 5.1 Κατάλογος Πινάκων Παραρτημάτων

ΠΙΝΑΚΑΣ I Αιχμή Ζήτησης (MW) για τα έτη 2013-2017	31
ΠΙΝΑΚΑΣ II Μεσοσταθμικό ΜΜΚ (€/MWh) για τα έτη 2014-2016 (ΡΑΕ 688/2017)	31
ΠΙΝΑΚΑΣ III Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής (€/MWh) 2014-2016 (ΡΑΕ 688/2017)	31
ΠΙΝΑΚΑΣ IV Υφιστάμενες Συμβατικές Μονάδες Θερμικό Σταθμό	31
ΠΙΝΑΚΑΣ V Χαρακτηριστικά σεναρίων ΕΠΕ για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.	32
ΠΙΝΑΚΑΣ VI Αναλυτικά αποτελέσματα σεναρίων ΕΠΕ για το ΗΣ της Αστυπάλαιας	36

## 5.1 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 - Στοιχεία Ηλεκτρικού Συστήματος Αστυπάλαιας

ΠΙΝΑΚΑΣ I Αιχμή Ζήτησης (MW) για τα έτη 2013-2017

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2013	2014	2015	2016	2017
ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑ	2,25	2,28	2,31	2,21	2,3

ΠΙΝΑΚΑΣ II Μεσοσταθμικό ΜΜΚ (€/MWh) για τα έτη 2014-2016 (ΡΑΕ 688/2017)

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2014	2015	2016	Μ.Ο. ΜΜΚ 2014-2016
ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑ	265,47	224,13	195,67	228,43

ΠΙΝΑΚΑΣ III Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής (€/MWh) 2014-2016 (ΡΑΕ 688/2017)

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΜΠΚΠ 2014	ΜΠΚΠ 2015	ΜΠΚΠ 2016	Μ.Ο. ΜΠΚΠ 2014-2016
ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑ	384,95	360,4	329,72	358,36

ΠΙΝΑΚΑΣ III Υφιστάμενες Συμβατικές Μονάδες για το ΗΣ της Αστυπάλαιας

ΟΝΟΜΑ ΘΣ	ID	ΑΡ. ΜΟΝΑΔΑΣ	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΑΠΟΔΙΔΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΤΣΠ ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑΣ	G5	MITSUBISHI S16R-PTA	1,275	1
ΤΣΠ ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑΣ	G6	MITSUBISHI S16R-PTA	1,275	1
ΤΣΠ ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑΣ	G7	MITSUBISHI S16R-PTA	1,275	1

## 5.2 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 – Σενάρια Προσομοιώσεων για το ΗΣ της Αστυπάλαιας

ΠΙΝΑΚΑΣ V Χαρακτηριστικά σεναρίων ΕΠΕ για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.

Α/Α Σεναρίου	Εγκατεστημένη ισχύς			Εγγυημένη ισχύς (MW)	Χωρητικότητα συστήματος αποθήκευσης (h) <sup>6</sup>
	ΑΓ	ΦΒ	Ελεγχόμενης μονάδας		
1	0	2	1,8	1,5	4
2	0	3	1,8	1,5	4
3	0	2	2,4	2,0	4
4	0	3	2,4	2,0	4
5	0	4	2,4	2,0	4
6	0	5	2,4	2,0	4
7	0	2	2,4	2,0	6
8	0	3	2,4	2,0	6
9	0	4	2,4	2,0	6
10	0	5	2,4	2,0	6
11	0	2	3,0	2,5	4
12	0	3	3,0	2,5	4
13	0	4	3,0	2,5	4
14	0	5	3,0	2,5	4
15	0	2	3,0	2,5	6
16	0	3	3,0	2,5	6
17	0	4	3,0	2,5	6
18	0	5	3,0	2,5	6
19	2	0	1,8	1,5	4
20	3	0	1,8	1,5	4
21	2	0	2,4	2,0	4
22	3	0	2,4	2,0	4
23	4	0	2,4	2,0	4
24	2	0	2,4	2,0	6
25	3	0	2,4	2,0	6
26	4	0	2,4	2,0	6
27	2	0	3,0	2,5	4
28	3	0	3,0	2,5	4
29	4	0	3,0	2,5	4
30	2	0	3,0	2,5	6
31	3	0	3,0	2,5	6
32	4	0	3,0	2,5	6
33	2	1	1,8	1,5	4
34	3	1	1,8	1,5	4
35	2	1	2,4	2,0	4
36	3	1	2,4	2,0	4
37	2	1	3,0	2,5	4
38	3	1	3,0	2,5	4
39	2	1	2,4	2,0	6
40	3	1	2,4	2,0	6
41	2	1	3,0	2,5	6
42	3	1	3,0	2,5	6
43	2	2	2,4	2,0	4
44	3	2	2,4	2,0	4

<sup>6</sup> Το μέγεθος αυτό αναφέρεται στην πραγματική χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης.

Α/Α Σεναρίου	Εγκατεστημένη ισχύς			Εγγυημένη ισχύς (MW)	Χωρητικότητα συστήματος αποθήκευσης (h) <sup>6</sup>
	ΑΓ	ΦΒ	Ελεγχόμενης μονάδας		
45	2	2	3,0	2,5	4
46	3	2	3,0	2,5	4
47	2	2	2,4	2,0	6
48	3	2	2,4	2,0	6
49	2	2	3,0	2,5	6
50	3	2	3,0	2,5	6

### 5.3 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 – Αποτελέσματα σεναρίων για το ΗΣ της Αστυπάλαιας

Στο παρόν Παράρτημα παρατίθενται τα αναλυτικά αποτελέσματα των σεναρίων ΕΠΕ για το ΗΣ Αστυπάλαιας. Τα διάφορα μεγέθη έχουν τους ακόλουθους ορισμούς:

- Ετήσια διείσδυση ΑΠΕ (% του φορτίου) : υπολογίζεται ως ο λόγος της τελικά εντασσόμενης ενέργειας σταθμών ΑΠΕ σε ετήσια βάση προς το συνολικό φορτίο του έτους.
- Παραγωγή συμβατικών μονάδων (MWh) : η συνολική παραγωγή των συμβατικών μονάδων του ΗΣ σε ετήσια βάση.
- Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ανά έτος) : το άθροισμα του πλήθους των εκκινήσεων των συμβατικών μονάδων σε ετήσια βάση.
- Ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας : το άθροισμα του πλήθους των ωρών του έτους κατά τις οποίες η κάθε συμβατική μονάδα ήταν ενταγμένη.
- Πλήθος συμβατικών μονάδων σε χρήση : ο συνολικός αριθμός συμβατικών μονάδων που εντάχθηκαν τουλάχιστον μία ώρα μέσα στο έτος.
- Εντασσόμενη ενέργεια ΕΠΕ (MWh): η τελικά εγχεόμενη στο ΗΣ ενέργεια του ΕΠΕ από τις μονάδες ΑΠΕ και το σύστημα αποθήκευσης.
- Απορριπτόμενη ενέργεια ΕΠΕ (% της πρωτογενώς διαθέσιμης) : υπολογίζεται ως ο λόγος της εντασσόμενης ενέργειας ΕΠΕ προς τη συνολικά διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ του ΕΠΕ σε ετήσια βάση.
- Διαθεσιμότητα ΕΠΕ (% των ωρών του έτους): υπολογίζεται ως το ποσοστό των ωρών του έτους κατά τις οποίες το ΗΣ λειτουργεί χωρίς καμία συμβατική μονάδα ενταγμένη.
- Μέσο κόστος παραγωγής ΗΣ (€/MWh) : υπολογίζεται ως ο λόγος του συνολικού κόστους παραγωγής του ΗΣ (συμβατικών και ΑΠΕ) προς το συνολικό φορτίο του έτους.
- ΕΒΑ ΕΠΕ (%) : ο ΕΒΑ του ΕΠΕ για τα δύο σενάρια κόστους (χαμηλό – Χ, υψηλό – Υ).
- ΣΚΕ (€/MWh) : το ΣΚΕ του ΕΠΕ για τα δύο σενάρια κόστους (χαμηλό – Χ, υψηλό – Υ).
- Αξιολόγηση σεναρίου: το αποτέλεσμα της αξιολόγησης του κάθε σεναρίου ΕΠΕ βάσει των κριτηρίων αξιολόγησης σεναρίων (βλ. παρ. 3.2).

ΠΙΝΑΚΑΣ ΙΙΙ Αναλυτικά αποτελέσματα σεναρίων ΕΠΕ για το ΗΣ της Αστυπάλαιας.

Α/Α Σεναρίου	Ετήσια διείσδυση ΑΠΕ (% του φορτίου)	Παραγωγή συμβατικών μονάδων (MWh)	Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων (ανά έτος)	Ώρες λειτουργίας συμβατικών	Πλήθος συμβατικών μονάδων σε χρήση	Εντασσόμενη ενέργεια ΕΠΕ (MWh)	Απορριπτόμενη ενέργεια ΕΠΕ (% της πρωτογενώς διαθέσιμης)	Διαθεσιμότητα ΕΠΕ (% των ωρών του έτους)	Μέσο κόστος παραγωγής ΗΣ (€/MWh)	ΕΒΑ ΕΠΕ (%)		ΣΚΕ (€/MWh)		Αξιολόγηση σεναρίου
										Σενάριο κόστους Χ	Σενάριο κόστους Υ	Σενάριο κόστους Χ	Σενάριο κόστους Υ	
50	90,21	796	173	1.924	3	6.821	43,52	78,70	266,69	7,34	2,42	263,40	378,33	Μη αποδεκτό
48	86,87	1.067	256	2.596	3	6.549	33,75	71,00	269,88	8,40	3,25	245,57	355,34	Αποδεκτό
42	84,91	1.227	184	2.905	3	6.389	42,34	68,68	271,56	7,41	2,56	262,12	373,23	Μη αποδεκτό

A/A Σεναρ	Ετήσια διείσδ	Παραγ ωγή	Πλήθος εκκινήσ	Ώρες λειτουργ	Πλήθος συμβατι	Εντασό μενη	Απορριπ όμενη	Διαθεσιμό τητα ΕΠΕ	Μέσο κόστος	ΕΒΑ ΕΠΕ (%)		ΣΚΕ (€/MWh)		Αξιολόγ ηση
														ό
46	84,44	1.264	236	3.066	3	6.352	28,29	65,89	272,16	8,88	3,60	238,09	346,78	Αποδεκ τό
32	84,25	1.279	178	2.912	3	6.336	41,70	69,57	271,89	6,65	1,94	275,95	392,66	Μη αποδεκ τό
49	83,93	1.306	220	3.135	3	6.310	42,01	65,71	272,57	7,91	2,95	253,59	361,41	Μη αποδεκ τό
40	81,73	1.485	244	3.537	3	6.131	33,24	61,44	274,59	8,60	3,51	242,48	347,67	Αποδεκ τό
26	81,37	1.513	236	3.481	3	6.102	31,93	62,85	274,63	7,78	2,86	255,73	366,27	Μη αποδεκ τό
44	80,57	1.580	294	3.844	3	6.037	23,27	56,99	275,85	9,51	4,06	228,59	335,28	Αποδεκ τό
47	80,37	1.596	305	3.852	3	6.021	34,07	57,50	275,97	9,14	3,91	234,51	336,71	Αποδεκ τό
38	78,98	1.709	243	4.050	3	5.908	27,55	56,36	277,13	9,06	3,84	235,37	339,71	Αποδεκ τό
29	78,96	1.709	227	3.905	3	5.906	27,67	58,79	276,78	8,25	3,21	247,97	357,34	Αποδεκ τό
31	77,35	1.840	210	4.135	3	5.776	41,10	57,45	278,12	7,03	2,33	268,67	378,77	Μη αποδεκ τό
45	77,06	1.864	285	4.476	3	5.752	27,27	50,78	279,04	9,53	4,18	228,68	330,70	Αποδεκ τό
23	75,55	1.987	284	4.597	3	5.629	22,92	50,80	280,09	8,97	3,75	236,70	343,23	Αποδεκ τό
36	75,38	2.001	288	4.770	3	5.615	22,28	48,06	280,55	9,84	4,42	224,10	325,63	Αποδεκ τό
41	75,35	2.004	230	4.663	3	5.613	39,29	51,43	280,34	7,35	2,57	263,07	371,10	Μη αποδεκ τό
25	74,70	2.056	283	4.669	3	5.560	32,31	51,74	280,69	8,42	3,46	245,31	347,98	Αποδεκ τό
43	73,14	2.183	315	5.269	3	5.433	21,78	41,96	282,80	10,32	4,75	217,73	317,21	Αποδεκ τό
18	73,13	2.183	252	4.798	3	5.432	34,12	46,91	281,72	6,02	1,19	287,91	415,87	Μη αποδεκ τό
39	72,77	2.213	322	5.181	3	5.403	32,00	45,58	282,80	8,87	3,80	238,52	338,70	Αποδεκ τό
28	71,45	2.320	282	5.256	3	5.296	26,35	45,64	283,65	8,81	3,74	239,33	341,74	Αποδεκ τό
34	70,56	2.393	309	5.730	3	5.223	17,76	37,58	285,14	10,47	4,86	215,45	315,73	Αποδεκ τό
37	69,42	2.486	297	5.816	3	5.130	26,66	39,02	285,91	9,28	4,08	232,38	332,33	Αποδεκ τό
10	68,97	2.518	294	5.501	3	5.094	27,32	39,22	285,27	6,97	1,92	269,97	393,67	Μη αποδεκ τό
22	68,45	2.564	270	5.866	3	5.052	21,15	38,71	286,53	9,80	4,50	224,79	322,99	Αποδεκ τό
35	66,36	2.734	326	6.429	3	4.882	20,73	31,92	288,83	10,38	4,92	217,18	312,73	Αποδεκ τό
14	65,45	2.786	321	5.941	3	4.808	23,83	35,83	287,31	7,20	2,05	265,91	391,03	Μη αποδεκ τό
17	64,86	2.855	278	6.111	3	4.760	28,73	34,43	288,82	5,29	0,63	302,61	433,10	Μη αποδεκ τό
20	64,51	2.885	343	6.643	3	4.731	17,12	30,24	290,24	10,75	5,21	212,02	307,08	Αποδεκ τό
30	63,16	2.994	293	6.551	3	4.622	35,45	36,18	290,75	5,77	1,32	292,2	407,3	Μη



Α/Α Σεναρ	Ετήσια διείσδ	Παραγ ωγή	Πλήθος εκκινήσ	Ώρες λειτουργ	Πλήθος συμβατι	Εντασό μενη	Απορριπ όμενη	Διαθεσιμό τητα ΕΠΕ	Μέσο κόστος	ΕΒΑ ΕΠΕ (%)		ΣΚΕ (€/MWh)		Αξιολόγ ηση
												0	6	
														αποδεκ τό
9	62,24	3.068	303	6.593	3	4.547	24,44	28,84	291,21	6,66	1,73	275,51	397,81	Μη αποδεκ τό
24	62,09	3.081	293	6.831	3	4.535	29,02	32,32	291,91	7,73	2,96	256,61	359,65	Μη αποδεκ τό
33	60,83	3.183	322	7.520	3	4.432	18,39	20,38	294,05	10,99	5,34	209,11	303,91	Αποδεκ τό
6	60,03	3.189	366	6.622	3	4.368	20,03	29,11	290,15	7,41	2,15	262,20	389,32	Μη αποδεκ τό
27	59,31	3.307	353	7.261	3	4.309	23,88	28,61	294,29	8,27	3,38	247,78	349,61	Μη αποδεκ τό
13	59,07	3.323	343	7.067	3	4.289	22,08	25,70	293,77	6,99	1,95	269,56	392,55	Μη αποδεκ τό
21	56,60	3.527	338	7.837	3	4.089	20,25	21,61	296,92	9,53	4,38	228,90	324,89	Μη αποδεκ τό
5	54,63	3.670	345	7.714	3	3.929	19,75	19,01	296,94	7,50	2,31	260,52	383,02	Μη αποδεκ τό
19	52,91	3.827	310	8.598	3	3.789	17,32	13,22	300,49	10,78	5,33	212,09	303,44	Μη αποδεκ τό
16	52,86	3.830	337	7.955	3	3.784	24,82	19,83	298,95	3,34	-0,99	347,39	491,96	Μη αποδεκ τό
8	51,79	3.916	350	8.230	3	3.698	22,94	16,45	300,11	5,17	0,55	305,03	435,41	Μη αποδεκ τό
12	49,78	4.079	301	8.557	3	3.534	23,10	13,16	301,84	5,81	1,05	292,03	420,36	Μη αποδεκ τό
4	48,36	4.195	301	8.794	3	3.419	17,68	10,76	303,09	7,32	2,25	263,62	382,75	Μη αποδεκ τό
2	44,54	4.496	243	9.203	3	3.108	12,56	7,20	305,55	8,29	2,96	247,36	363,48	Μη αποδεκ τό
7	37,74	5.059	246	10.064	3	2.556	12,92	4,68	311,36	1,73	-2,40	391,55	551,20	Μη αποδεκ τό
15	37,32	5.095	254	10.109	3	2.521	14,01	4,92	311,70	-0,64	-4,54	470,66	658,30	Μη αποδεκ τό
11	37,21	5.103	254	10.124	3	2.513	13,40	4,70	311,79	2,87	-1,41	360,52	511,56	Μη αποδεκ τό
3	37,19	5.104	241	10.154	3	2.511	11,08	3,65	311,84	4,99	0,40	309,04	441,76	Μη αποδεκ τό
1	36,30	5.177	182	10.285	3	2.439	8,13	1,88	312,65	7,26	2,25	264,59	382,23	Μη αποδεκ τό