

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ (ΜΔΝ)

Απρίλιος 2023



ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΙΩΝ

ΕΠΤΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ (ΜΔΝ)

2023 – 2029

Απρίλιος 2023



ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΙΩΝ

Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1.....	10
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.....	12
2.1 Βασικές αρχές	12
2.2 Πρόσθετες αρχές λόγω εισαγωγής νέων δεδομένων.....	12
2.2.1 Διασυνδέσεις ΗΣ με ΕΣΜΗΕ.....	12
2.2.2 Οδηγίες IED (2010/75/EU) και MCPD (2015/2193/EU).....	12
2.2.3 Εναλλακτικοί Θερμικοί Παραγωγοί στα ΜΔΝ.....	13
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.....	15
Περιγραφή μεθοδολογίας εκπόνησης Προγράμματος Ανάπτυξης	15
3.1 Γενικά	15
3.2 Δεδομένα για την εκπόνηση του Προγράμματος Ανάπτυξης	15
3.3 Εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής	16
3.4 Μελέτες ανάπτυξης παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ	17
3.5 Παραδοχές για τα κόστη	17
3.6 Διαμόρφωση πρότασης για ανάπτυξη συμβατικού παραγωγικού δυναμικού	18
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....	19
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ρόδου	19
4.1 Παραγωγικό δυναμικό	19
4.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	20
4.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ρόδου	20
4.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	21
4.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ρόδου	22
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5.....	23
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κω-Καλύμνου	23
5.1 Παραγωγικό δυναμικό	23
5.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	24
5.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κω-Καλύμνου	24
5.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	25
5.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του συστήματος Κω-Καλύμνου	26
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6.....	27
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λέσβου.....	27
6.1 Παραγωγικό δυναμικό	27

6.2	Εξέταση σεναρίων.....	28
6.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Λέσβου	28
6.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	29
6.4	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λέσβου.....	30
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7.....		31
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Θήρας.....		31
7.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	31
7.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	32
7.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Θήρας.....	32
7.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	32
7.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Θήρας.....	33
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8.....		34
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λήμνου.....		34
8.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	34
8.2	Εξέταση σεναρίων.....	35
8.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Λήμνου	35
8.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	36
8.2.3	Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης	36
8.2.4	Παραδοχές μελέτης σεναρίων	37
8.3	Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2026-2027	38
8.3.1	Γενικά.....	38
8.3.2	Διείσδυση ΑΠΕ.....	38
8.3.3	Κόστος σεναρίων.....	38
8.4	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λήμνου.....	40
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9.....		41
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Καρπάθου		41
9.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	41
9.2	Εξέταση σεναρίων	42
9.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Καρπάθου.....	42
9.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	43
9.2.3	Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης	43
9.2.4	Παραδοχές μελέτης σεναρίων	44
9.3	Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων	45
9.3.1	Γενικά.....	45

9.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ.....	45
9.3.3 Κόστος σεναρίων	45
9.4 Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Καρπάθου	47
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10.....	48
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Πάτμου	48
10.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	48
10.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	48
10.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Πάτμου.....	48
10.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	49
10.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Πάτμου.....	50
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11.....	51
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αμοργού	51
11.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	51
11.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	51
11.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αμοργού.....	51
11.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	52
11.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αμοργού.....	53
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12.....	54
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κύθνου	54
12.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	54
12.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	55
12.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κύθνου.....	55
12.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	55
12.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Κύθνου	56
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 13.....	57
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αστυπάλαιας.....	57
13.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	57
13.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	58
13.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας	58
13.2.2 Επάρκεια ισχύος.....	59
13.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αστυπάλαιας.....	59
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 14.....	61
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μήλου	61
14.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	61

14.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	62
14.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Μήλου	62
14.2.2	Επάρκεια ισχύος	62
14.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μήλου.....	63
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 15.....		64
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σάμου.....	64
15.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	64
15.2	Εξέταση σεναρίων.....	65
15.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σάμου	65
15.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	66
15.2.3	Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης	66
15.2.4	Παραδοχές μελέτης σεναρίων	67
15.3	Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2023-2028	68
15.3.1	Γενικά.....	68
15.3.2	Διείσδυση ΑΠΕ.....	68
15.3.3	Κόστος σεναρίων	68
15.4	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σάμου.....	70
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 16.....		71
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Χίου.....	71
16.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	71
16.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	72
16.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Χίου.....	72
16.2.2	Επάρκεια ισχύος	72
16.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Χίου.....	73
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 17.....		74
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σίφνου	74
17.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	74
17.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	74
17.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σίφνου	74
17.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	75
17.3	Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σίφνου	76
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 18.....		77
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ικαρίας.....	77
18.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	77

18.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	78
18.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Ικαρίας.....	78
18.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	78
18.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ικαρίας.....	79
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 19.....		80
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σκύρου.....		80
19.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	80
19.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	80
19.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σκύρου.....	80
19.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	81
19.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σκύρου.....	82
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 20.....		83
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σερίφου.....		83
20.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	83
20.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	84
20.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σερίφου.....	84
20.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	84
20.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σερίφου.....	85
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21.....		86
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σύμης.....		86
21.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	86
21.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	86
21.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Σύμης.....	86
21.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	87
21.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σύμης.....	88
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 22.....		89
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μεγίστης.....		89
22.1	Παραγωγικό δυναμικό.....	89
22.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	89
22.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Μεγίστης.....	89
22.2.2	Επάρκεια ισχύος.....	90
22.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μεγίστης.....	90
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 23.....		91
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ανάφης.....		91

23.1	Παραγωγικό δυναμικό	91
23.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	91
23.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Ανάφης	91
23.2.2	Επάρκεια ισχύος	92
23.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ανάφης.....	92
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 24.....	93
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ερείκουσας.....	93
24.1	Παραγωγικό δυναμικό	93
24.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	93
24.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Ερείκουσας	93
24.2.2	Επάρκεια ισχύος	94
24.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ερείκουσας ..	94
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 25.....	95
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Δονούσας.....	95
25.1	Παραγωγικό δυναμικό	95
25.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	95
25.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Δονούσας.....	95
25.2.2	Επάρκεια ισχύος	96
25.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Δονούσας.....	96
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 26.....	97
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγίου Ευστρατίου.....	97
26.1	Παραγωγικό δυναμικό	97
26.2	Εξέταση επάρκειας Ισχύος.....	98
26.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγίου Ευστρατίου	98
26.2.2	Επάρκεια ισχύος	98
26.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγίου Ευστρατίου	99
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 27.....	100
	Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Οθωνών.....	100
27.1	Παραγωγικό δυναμικό	100
27.2	Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	100
27.2.1	Χαρακτηριστικά ΗΣ Οθωνών	100
27.2.2	Επάρκεια ισχύος	101
27.3	Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Οθωνών	101

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 28.....	102
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγαθονησίου.....	102
28.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	102
28.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	102
28.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγαθονησίου	102
28.2.2 Επάρκεια ισχύος	103
28.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγαθονησίου ...	103
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 29.....	104
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αρκιών.....	104
29.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	104
29.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	104
29.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αρκιών	104
29.2.2 Επάρκεια ισχύος	105
29.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αρκιών	105
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 30.....	106
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Γαύδου.....	106
30.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	106
30.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	106
30.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Γαύδου	106
30.2.2 Επάρκεια ισχύος	107
30.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Γαύδου	107
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 31.....	108
Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αντικυθήρων	108
31.1 Παραγωγικό δυναμικό.....	108
31.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος.....	108
31.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αντικυθήρων	108
31.2.2 Επάρκεια ισχύος	109
31.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αντικυθήρων ...	109
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 32.....	110
Τράπεζα Φορητών Ηλεκτροπαραγωγών Ζευγών (H/Z).....	110
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 33.....	111
Διασυνδέσεις νησιών με Υποβρύχια Καλώδια Μέσης Τάσης.....	111
33.1 Ενισχύσεις και βελτιώσεις υφιστάμενων διασυνδέσεων.....	111

33.2 Διασυνδέσεις μεταξύ ηλεκτρικών συστημάτων	112
--	-----

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΩΝ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι: Αναλυτικοί Πίνακες με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων ανά Σταθμό Παραγωγής στα ΗΣ των ΜΔΝ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ: Προγραμματισμός ΔΕΗ ΑΕ για ένταξη και αποξήλωση Μονάδων

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ: Ζήτηση και αιχμή ΜΔΝ 2018-2022, Εκτίμηση 2023-2029

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV: Πίνακες και γραφήματα με εκτιμήσεις αιχμής και ζήτησης 2023-2029

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V: Αποτελέσματα εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI: Τράπεζα Φορητών Ηλεκτροπαραγωγών Ζευγών (H/Z)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII: Αναλυτικοί Πίνακες με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων ανά Σταθμό Παραγωγής σε ΗΣ που έχουν διασυνδεθεί και προτείνεται / εξετάζεται η μετεγκατάστασή τους στα ΜΔΝ

Πίνακας συντομογραφιών

ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ ΑΕ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠ	Αιολικά Πάρκα
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά Πάρκα
ΣΒΒ	Σταθμοί Βιομάζας – Βιοαερίου
N-1	Κριτήριο εφεδρείας της μεγαλύτερης σε λειτουργία Συμβατικής Μονάδας ή του μεγαλύτερου σε λειτουργία Υποβρυχίου Καλωδίου
N-2	Κριτήριο εφεδρείας της δεύτερης μεγαλύτερης σε λειτουργία Συμβατικής Μονάδας
ΥΒΣ	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής
ΗΘΣ	Ηλιοθερμικός Σταθμός Παραγωγής
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΕΣΜΗΕ	Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΔΔΗΕ	Εθνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
Κώδικας ΜΔΝ	Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών
ΑΗΣ	Ατμοηλεκτρικός Σταθμός
ΘΗΣ	Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
ΑΣΠ	Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
ΤΣΠ	Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
Α/Σ	Αεριοστρόβιλος
ΜΕΚ	Μηχανή Εσωτερικής Καύσης, τύπου Diesel
Η/Ζ	Ηλεκτροπαραγωγό Ζεύγος
ΔΠΑ	Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς του ΑΔΜΗΕ
ΗΣ	Ηλεκτρικό Σύστημα
ΤΟΣ	Τεχνικοοικονομικά Στοιχεία Συμβατικών Μονάδων
ΓΔ/ΘΥΠ	Γενική Διεύθυνση Θερμοηλεκτρικής & Υδροηλεκτρικής Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Εισαγωγή

Σύμφωνα με το Άρθρο 141 του Κώδικα ΜΔΝ, ο οποίος τέθηκε σε ισχύ τον Φεβρουάριο του 2014, καθώς και βάσει της Παρ.2δ του Άρθρου 129 του Ν.4001/2011, ο Διαχειριστής ΜΔΝ εκπονεί Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστημάτων ΜΔΝ.

Το παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης αφορά στην επταετία 2023-2029, και σκοπός του είναι ο προσδιορισμός του τύπου και του μεγέθους των Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, Συμβατικών και ΑΠΕ, καθώς και η έγκαιρη εγκατάσταση του απαραίτητου αυτού δυναμικού μέσα στο εξεταζόμενο διάστημα.

Οι βασικοί στόχοι και οι αρχές του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής, περιγράφονται αναλυτικά στα Άρθρα 140 και 142 του Κώδικα ΜΔΝ, ενώ η μεθοδολογία εκπόνησής του στο Κεφάλαιο 2 του «Εγχειριδίου Προγράμματος Ανάπτυξης Συστημάτων ΜΔΝ», στο εξής «Εγχειρίδιο ΠΑ».

Στα Κεφάλαια που ακολουθούν παρατίθενται αναλυτικά τα Προγράμματα Ανάπτυξης για κάθε ΗΣ των ΜΔΝ. Επιπλέον, στα Παραρτήματα, τα οποία αποτελούν αναπόσπαστο μέρος του παρόντος, δίνονται συγκεντρωτικά τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα ανάλυση, καθώς και τα αποτελέσματα των εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης της συμβατικής παραγωγής.

Συγκεκριμένα, στο Παράρτημα Ι παρατίθενται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών μονάδων, με βάση τις Δηλώσεις ΤΟΣ που υποβλήθηκαν από τη ΓΔ/ΘΥΠ της ΔΕΗ Α.Ε., η διάρκεια των αδειών παραγωγής τους και οι οδηγίες ρύπων στις οποίες εμπίπτουν.

Στο Παράρτημα ΙΙ περιλαμβάνονται τα δεδομένα που υπεβλήθησαν από τη ΔΕΗ Α.Ε., σχετικά με τον προγραμματισμό ένταξης, αποξήλωσης και δυνατότητας μεταφοράς μονάδων.

Στο Παράρτημα ΙΙΙ παρουσιάζονται αναλυτικοί Πίνακες για τα ηλεκτρικά συστήματα ΜΔΝ με τα απολογιστικά στοιχεία ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2018-2022, τις εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2023-2029, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές φορτίου.

Στο Παράρτημα ΙV παρουσιάζονται γραφήματα για κάθε ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ για το χρονικό διάστημα 2023-2029, στα οποία απεικονίζεται η συνολική αποδιδόμενη ισχύς θέρους, σε συνθήκες καύσωνα, των συμβατικών μονάδων του συστήματος, η εκτίμηση της αιχμής, η αναγκαία εφεδρεία και το τυχόν προκύπτον έλλειμμα ισχύος.

Στο Παράρτημα V δίνονται συγκεντρωτικά τα οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις των εναλλακτικών σεναρίων, που εξετάστηκαν για την ανάπτυξη της συμβατικής παραγωγής στα ΗΣ των ΜΔΝ.

Στο Παράρτημα VI παρατίθεται πίνακας με τα Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη (H/Z) ανά ΗΣ, τα οποία ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών H/Z».

Τέλος, στο Παράρτημα VII παρατίθεται πίνακας με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων που προτείνεται να μεταφερθούν από ΗΣ που έχουν διασυνδεθεί σε ΗΣ των ΜΔΝ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Αρχές εκπόνησης

2.1 Βασικές αρχές

Η εκπόνηση του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής των ΜΔΝ βασίζεται σε μία σειρά από αρχές, δεδομένα, θεωρήσεις και παραδοχές, οι οποίες σχετίζονται και απορρέουν από το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο και τις ιδιαιτερότητες του κάθε νησιωτικού συστήματος. Οι εν λόγω παράγοντες υπαγορεύουν σε μεγάλο βαθμό τις συμβατές με τις αρχές του Κώδικα ΜΔΝ πολιτικές διαχείρισης που υιοθετούνται, το είδος και τα χαρακτηριστικά των νέων Μονάδων που εξετάζονται, αλλά και τα κριτήρια αποδοχής των εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης που εφαρμόζονται στο πλαίσιο της μελέτης καθώς και μια σειρά επιλογών, οι οποίες προσιδιάζουν στο περιβάλλον και τις συνθήκες των νησιωτικών συστημάτων.

Με βάση τα παραπάνω, προσδιορίζονται για κάθε ΗΣ των ΜΔΝ, η εξέλιξη της ζήτησης και της αιχμής για τα επόμενα επτά έτη, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό των ΗΣ των ΜΔΝ, όπου εκτιμάται ότι θα παρουσιαστεί έλλειμμα ισχύος στο εξεταζόμενο διάστημα. Για τα υπόψη ΗΣ γίνεται διερεύνηση τρόπων κάλυψης του προκύπτοντος ελλείμματος και εκπονούνται μελέτες εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης των συγκεκριμένων συστημάτων.

2.2 Πρόσθετες αρχές λόγω εισαγωγής νέων δεδομένων

Κατά την κατάρτιση του παρόντος Προγράμματος, λαμβάνονται υπόψη επιπλέον τα παρακάτω δεδομένα:

2.2.1 Διασυνδέσεις ΗΣ με ΕΣΜΗΕ

Το παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης αφορά στην αυτόνομη λειτουργία των ΗΣ των ΜΔΝ. Ως εκ τούτου, ο σχεδιασμός ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού πραγματοποιείται με χρονικό ορίζοντα το προβλεπόμενο έτος ολοκλήρωσης των διασυνδέσεων. Σύμφωνα με τα προκαταρκτικά σχέδια του υπό διαβούλευση ΔΠΑ για τα έτη 2024 -2033, προβλέπεται η διασύνδεση με το ΕΣΜΗΕ του συνόλου των ΜΔΝ, με εξαίρεση ορισμένων πολύ μικρών συστημάτων τα οποία θα παραμείνουν αυτόνομα. Συγκεκριμένα, για το ΗΣ της Κρήτης, η διασύνδεση ΕΡ 150kV, ονομαστικής ικανότητας 2×200 MVA Κρήτη – Πελοπόννησος, ολοκληρώθηκε το θέρους του 2021, για τις Δυτικές Κυκλάδες, που αφορά στα ΗΣ Θήρας, Μήλου, Σερίφου και Κύθνου (Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων) αναμένεται να ολοκληρωθεί σταδιακά μέχρι το 2025, ενώ για τα ΜΔΝ του Βορείου Αιγαίου και των Δωδεκανήσων αναμένεται να ολοκληρωθεί σταδιακά μέχρι το 2029.

2.2.2 Οδηγίες IED (2010/75/EU) και MCPD (2015/2193/EU)

Η διαθεσιμότητα των μονάδων για τα επόμενα χρόνια εξαρτάται κατά κύριο λόγο από τον τρόπο προσαρμογής στις περιβαλλοντικές οδηγίες 2010/75/EU (IED) και 2015/2193/EU (MCPD). Οι περιβαλλοντικές απαιτήσεις σύμφωνα με την Οδηγία IED αφορούν σε Μονάδες με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ τουλάχιστον ίση με 50 MW_{th} σε κοινή καπνοδόχο, ανεξάρτητα από το είδος του καυσίμου που χρησιμοποιούν, ενώ αντίστοιχα η Οδηγία MCPD αφορά σε μεσαίου μεγέθους Μονάδες ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης του 1 MW_{th} και

μικρότερης των 50 MW_{th}.

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 34 της Οδηγίας IED, η εξαίρεση συμμόρφωσης με τις απαιτήσεις εκπομπών βιομηχανικών ρύπων που είχε δοθεί για τα Μικρά Απομονωμένα Συστήματα έχει λήξει ήδη από 31.12.19. Στην Οδηγία αυτή καθορίζονται οι Οριακές Τιμές Εκπομπών (ΟΤΕ) μόνο για Ατμομονάδες (ΑΤΜ) και Αεριοστροβίλους (Α/Σ). Για τις Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) ο καθορισμός των ΟΤΕ προσδιορίζεται στο Εγχειρίδιο των Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών (ΒΔΤ) (Εκτελεστική Απόφαση 1442/2017/ΕΕ, 31.07.2017), με ημερομηνία συμμόρφωσης τέσσερα έτη μετά την έκδοσή του, δηλαδή στα μέσα του 2021. Σύμφωνα με την παράγραφο 3.2 της εν λόγω Εκτελεστικής Απόφασης (ΕΕ) 2017/1442 της Επιτροπής, τα συνδεδεμένα με τις ΒΔΤ επίπεδα εκπομπών για τις θερμικές Μονάδες, σε νησιά τα οποία αποτελούν τμήμα μικρού απομονωμένου συστήματος ή απομονωμένου μικροσυστήματος, λόγω τεχνικών, οικονομικών και υλικοτεχνικών περιορισμών/υποδομών, ενώ εκκρεμεί η διασύνδεση με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της ηπειρωτικής χώρας ή η πρόσβαση στην παροχή φυσικού αερίου, εφαρμόζονται από την 1^η Ιανουαρίου 2030 για τις υφιστάμενες θερμικές Μονάδες και από την 1^η Ιανουαρίου 2025 για νέες Μονάδες.

Αναφορικά με τις μεσαίου μεγέθους Μονάδες, σύμφωνα με το Άρθρο 6.4 της Οδηγίας MCPD, απαιτείται η συμμόρφωση προς τις ΟΤΕ από 1.1.2030, όλων των υφιστάμενων μονάδων, δηλαδή όλων των μονάδων που είναι εγκατεστημένες και λειτουργούν, τόσο σε Μικρά Απομονωμένα Συστήματα όσο και στα Απομονωμένα Μικροδίκτυα, με άδεια παραγωγής πριν την 19.12.2017 και με ημερομηνία λειτουργίας πριν την 20.12.2018. Για τις νέες μονάδες, ήτοι για Μονάδες με ημερομηνία λειτουργίας μετά την 20.12.2018, ως ημερομηνία συμμόρφωσης ορίζεται η 1.1.2025.

Στην Οδηγία IED εμπίπτουν οι Α/Σ 3 και 1 του ΑΗΣ Σορωνής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 18 MW και 17,5 MW αντίστοιχα, βάσει της οποίας δε δύνανται να λειτουργούν πλέον των 500 ωρών ετησίως.

Οι υποχρεώσεις οι οποίες προκύπτουν από τις ως άνω Οδηγίες θέτουν ένα κρίσιμο ζήτημα ως προς τον βέλτιστο τρόπο ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ και ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού των Ηλεκτρικών Συστημάτων. Καθώς η προμήθεια και εγκατάσταση νέων Μονάδων είναι ουσιαστικά ανέφικτη, εξαιτίας των τιθέμενων περιορισμών λειτουργίας, βάσει των Οδηγιών, δεν εξετάζεται ως εναλλακτική για την εξασφάλιση της επάρκειας ισχύος στο παρόν Πρόγραμμα Ανάπτυξης.

Στο Παράρτημα Ι παρατίθενται οι υφιστάμενες συμβατικές Μονάδες και οι οδηγίες ρύπων στις οποίες αυτές εμπίπτουν.

2.2.3 Εναλλακτικοί Θερμικοί Παραγωγοί στα ΜΔΝ

Κατά το προηγούμενο διάστημα εκδόθηκαν από τη ΡΑΕ άδειες κατασκευής πλωτών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, για συμβατικές μονάδες καυσίμου LNG στα ΗΣ Λέσβου, Κω-Καλύμνου κα Χίου. Συγκεκριμένα με την υπ' αριθ. ΡΑΕ 950/2021 Απόφαση εκδόθηκε άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας,

συνολικής ισχύος 80 MW στο ΗΣ Λέσβου, με την υπ' αριθ. ΡΑΕ 70/2022 Απόφαση εκδόθηκε άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής ισχύος 120 MW, στο ΗΣ Κω-Καλύμνου και τέλος με την υπ' αριθ. ΡΑΕ 71/2022 Απόφαση εκδόθηκε άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής ισχύος 72 MW στο ΗΣ Χίου. Τα υπόψη έργα έχουν χρονοδιάγραμμα υλοποίησης και λειτουργίας το 2024.

Κατόπιν τούτου, προκειμένου να αποφευχθεί ο προκαθορισμός του ζητήματος ποσοτικοποίησης των αναγκών ισχύος και διαμόρφωσης της κατάλληλης στρατηγικής αντιμετώπισής τους, η ανάλυση που ακολουθεί για τα υπόψη ΗΣ περιορίζεται στην εξέταση των ετών 2023-2024. Τα υπόλοιπα έτη ως τη διασύνδεση με το ΕΣΜΗΕ θα περιληφθούν στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης περιόδου 2024-2030.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Περιγραφή μεθοδολογίας εκπόνησης Προγράμματος Ανάπτυξης

3.1 Γενικά

Η εκπόνηση μελετών στις οποίες εξετάζονται σενάρια ανάπτυξης παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ αποτελεί σύνθετη διαδικασία με πολλές παραμέτρους. Οι μελέτες αφορούν σε προσομοιώσεις – με ωριαίο βήμα – της ετήσιας μελλοντικής λειτουργίας κάθε συστήματος, με εξέταση ποικίλων σεναρίων ανάπτυξης, με σκοπό τον προσδιορισμό του σεναρίου που ικανοποιεί με τον καλύτερο δυνατό τρόπο τους στόχους και τις απαιτήσεις του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής.

Στόχος του προγραμματισμού ανάπτυξης σε κάθε ΗΣ είναι η επιλογή εκείνου του σεναρίου μέσω του οποίου εξασφαλίζεται πρωταρχικά η κάλυψη του φορτίου και της εφεδρείας, ενώ παράλληλα επιτυγχάνεται αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, κατά το δυνατόν οικονομική λειτουργία του συστήματος και ανταπόκριση του Διαχειριστή στις υποχρεώσεις που έχει αναλάβει έναντι των Παραγωγών ΑΠΕ για την απορρόφηση ενέργειας από Σταθμούς ΑΠΕ.

Στα αποτελέσματα των μελετών περιλαμβάνεται και η επίπτωση κάθε σεναρίου στο κόστος του συστήματος, με διάκριση ως προς το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος εκπομπών CO₂, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου της νέας συμβατικής ισχύος, καθώς και το ενδεχόμενο κόστος ενοικίασης συμβατικών Μονάδων.

3.2 Δεδομένα για την εκπόνηση του Προγράμματος Ανάπτυξης

Για την εκπόνηση του ΠΑ των ΜΔΝ τα δεδομένα που λαμβάνονται υπόψη ορίζονται και περιγράφονται στο άρθρο 142, παρ.3 του Κώδικα ΜΔΝ, καθώς και στο σχετικό «Εγχειρίδιο ΠΑ».

Όσον αφορά στη διαθεσιμότητα και στα χαρακτηριστικά του υφιστάμενου δυναμικού παραγωγής, στο Παράρτημα Ι παρουσιάζονται αναλυτικοί πίνακες, όπως αυτοί έχουν υποβληθεί στον ΔΕΔΔΗΕ από τη ΔΕΗ ΑΕ, στο πλαίσιο της υποβολής των δηλώσεων τεchnικοοικονομικών στοιχείων καθώς και των επικαιροποιημένων δηλώσεων παραγωγικού δυναμικού, με όλες τις υφιστάμενες Μονάδες ανά Συμβατικό Σταθμό. Στους πίνακες συμπεριλαμβάνονται, μεταξύ άλλων στοιχείων, ο τύπος κάθε μονάδας, η ισχύς της και η λειτουργική της κατάσταση. Ειδικά για την ισχύ εκάστης μονάδας δίνεται η αποδιδόμενη, η μικτή κατά την περίοδο του θέρους και επιπλέον η μικτή υπό συνθήκες καύσωνα. Σημειώνεται ότι οι φορητές μονάδες που κατόπιν πρότασης του Διαχειριστή ΜΔΝ πρόκειται να μεταφερθούν από τον ΑΣΠ Κω, σε άλλα ΗΣ για την κάλυψη εκτάκτων αναγκών κατά το θέρος του 2023 έχουν αφαιρεθεί από τον ΑΣΠ Κω κι έχουν συμπεριληφθεί στο παραγωγικό δυναμικό των υπόψη ΗΣ κατά περίπτωση.

Όσον αφορά στον προγραμματισμό ένταξης και αποξήλωσης Μονάδων, στο Παράρτημα ΙΙ παρουσιάζονται τα στοιχεία που υποβλήθηκαν από τη ΓΔ/ΘΥΠ της ΔΕΗ ΑΕ για τις ανάγκες εκπόνησης του παρόντος. Σημειώνεται ότι σε ό,τι αφορά τις προτεινόμενες

μετεγκαταστάσεις μονάδων από νησιά που έχουν ήδη διασυνδεθεί έχει ληφθεί μέριμνα ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις του ΑΔΜΗΕ ως προς την ισχύ που είναι αναγκαίο να διατηρηθεί σε καθεστώς εφεδρείας στα υπόψη νησιά.

Οι εκτιμήσεις εξέλιξης ζήτησης και αιχμής, τα λοιπά δεδομένα και τα εναλλακτικά σενάρια ανάπτυξης που εξετάστηκαν για κάθε ΗΣ παρατίθενται στην αντίστοιχη ενότητα του υπόψη ΗΣ. Σημειώνεται ότι για τον υπολογισμό της περίσσειας ή του ελλείμματος ισχύος, το συνολικό παραγωγικό δυναμικό ανά σταθμό παραγωγής εκάστου ΗΣ υπολογίστηκε με βάση την ισχύ των μονάδων υπό συνθήκες καύσωνα.

Σε ότι αφορά τη διατήρηση της ελάχιστης αναγκαίας ισχύος δυναμικού παραγωγής, σύμφωνα με το Άρθρο 142 του Κώδικα ΜΔΝ, εφαρμόζεται από τον Διαχειριστή, κατά τον προγραμματισμό, είτε κριτήριο επάρκειας δυναμικού, ώστε η απώλεια δυναμικού ίσου με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας, να μην έχει ως αποτέλεσμα την Περικοπή Φορτίου (εφεδρεία μεγαλύτερης Μονάδας), είτε άλλο κριτήριο επάρκειας δυναμικού. Για την εκπόνηση του παρόντος Προγράμματος Ανάπτυξης ακολουθήθηκαν δύο προσεγγίσεις τήρησης εφεδρείας λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες κάθε ΗΣ. Ειδικότερα, σε ΗΣ με μεγάλη ζήτηση και τουριστική κίνηση, όπου κατά το προηγούμενο διάστημα παρουσιάστηκαν ταυτόχρονα βλάβες σε περισσότερες από μία Μονάδες, με αποτέλεσμα την κατά περιπτώσεις οριακή εξασφάλιση της ηλεκτροδότησης, εξετάστηκε η δυνατότητα κάλυψης της αναμενόμενης αιχμής ζήτησης και της εφεδρείας των δύο μεγαλύτερων μονάδων, από το υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό (N-2). Πρόκειται για τα ΗΣ Ρόδου, Λέσβου, Κω-Καλύμνου, Χίου, Θήρας και Σάμου. Στα υπόλοιπα ΗΣ εξετάστηκε η δυνατότητα κάλυψης της αναμενόμενης αιχμής ζήτησης και της εφεδρείας της μεγαλύτερης μονάδας (N-1).

3.3 Εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής

Ο προσδιορισμός των ΗΣ των ΜΔΝ στα οποία παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος μέσα στην επόμενη επταετία γίνεται με βάση το υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό υπό συνθήκες καύσωνα, την εφεδρεία της μεγαλύτερης μονάδας (N-1) ή των δύο μεγαλύτερων μονάδων (N-2) σύμφωνα με τα ανωτέρω, και τις εκτιμήσεις αιχμής για το κάθε ΗΣ των ΜΔΝ.

Αναφορικά με τον υπολογισμό του δυναμικού παραγωγής στα ΗΣ Ικαρίας και Κω-Καλύμνου συνυπολογίζεται η συνεισφορά των εγκατεστημένων Υβριδικών Σταθμών, ήτοι του ΥΒΕ Ικαρίας, εγγυημένης ισχύος 2,55MW και του ΥΒΣ Τήλου, εγγυημένης ισχύος 400kW, αντίστοιχα.

Οι διαθέσιμες μέθοδοι εκτίμησης της ζήτησης και της αιχμής των ΜΔΝ για την επόμενη επταετία περιγράφονται στην παράγραφο 2.2 του «Εγχειριδίου ΠΑ». Για την εκτίμηση της εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής του φορτίου σε κάθε ΗΣ των ΜΔΝ, ως βασική μέθοδος χρησιμοποιήθηκε η Μέθοδος 7, λαμβάνοντας υπόψη τα απολογιστικά στοιχεία ζήτησης και αιχμής των ΜΔΝ από το 2005 μέχρι και το 2022. Με δεδομένη τη μεταβλητότητα της συμπεριφοράς του φορτίου τα τελευταία χρόνια και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε συστήματος ΜΔΝ (τουριστική κίνηση, οικονομική δραστηριότητα, συντελεστής φορτίου), πραγματοποιούνται συμπληρωματικές εκτιμήσεις και επιλέγεται η

καταλληλότερη μέθοδος εκτίμησης για κάθε σύστημα ΜΔΝ.

Στο Παράρτημα III παρουσιάζονται αναλυτικοί Πίνακες για τα ηλεκτρικά συστήματα ΜΔΝ με τα απολογιστικά στοιχεία ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2018-2022, τις εκτιμήσεις ζήτησης και αιχμής για τα έτη 2023-2029, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές φορτίου. Επιπρόσθετα, στους συγκεκριμένους Πίνακες παρουσιάζεται ο συντελεστής φορτίου κάθε ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ, ο οποίος αναδεικνύει κατά περίπτωση την έντονη εποχικότητα του φορτίου.

3.4 Μελέτες ανάπτυξης παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ

Για την εκπόνηση των μελετών ανάπτυξης της παραγωγής των ΗΣ των ΜΔΝ, αρχικά απαιτείται προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού για την επταετία 2023-2029, έπειτα προσομοίωσή τους με κατάλληλο μοντέλο και τέλος, κατόπιν αξιολόγησης των οικονομικών και ενεργειακών αποτελεσμάτων, προκρίνεται το σενάριο εκείνο που ικανοποιεί με τον καλύτερο δυνατό τρόπο τους στόχους και τις απαιτήσεις του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής.

Η λογική προσδιορισμού των σεναρίων, καθώς και η μεθοδολογία προσομοίωσης της λειτουργίας των ΗΣ για την επόμενη επταετία για τα διάφορα σενάρια ανάπτυξης περιγράφεται αναλυτικά στην παράγραφο 2.3 του «Εγχειριδίου ΠΑ». Επίσης παρατίθενται οι παραδοχές για τα κόστη ενοικίασης, μεταφοράς και εγκατάστασης νέων μονάδων, καθώς και για τα κόστη καυσίμων, εκπομπών CO₂ και λειτουργίας και συντήρησης των Μονάδων. Τέλος περιγράφονται τα κριτήρια επιλογής του καταλληλότερου σεναρίου για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού.

Επιπλέον, για τις ωριαίες προσομοιώσεις, η αρχική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ κάθε ΗΣ θεωρείται ίση με την ισχύ των Σταθμών ΑΠΕ που λειτουργούν στο ΗΣ κατά τον Ιανουάριο του 2023. Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ προκύπτει λαμβάνοντας υπόψη την υφιστάμενη κατάσταση αλλά και τις σχετικές εισηγήσεις του Διαχειριστή ΜΔΝ προς τη ΡΑΕ αναφορικά με τα περιθώρια ισχύος στα ΜΔΝ, και είναι κοινή για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια σε κάθε ΗΣ.

Η υλοποίηση των σεναρίων πραγματοποιείται με τη χρήση λογισμικού, ο αλγόριθμος του οποίου περιγράφεται στην παράγραφο 2.4 «Εγχειριδίου ΠΑ».

3.5 Παραδοχές για τα κόστη

Κόστος μετεγκατάστασης Μονάδων

Σύμφωνα με τα στοιχεία που έχει στη διάθεσή του ο Διαχειριστής ΜΔΝ από τη ΔΕΗ ΑΕ το κόστος μετεγκατάστασης συμβατικών μονάδων (Η/Ζ) από άλλο ΗΣ κυμαίνεται περίπου σε 150.000 €/MW.

Στην παράγραφο 3.2 του «Εγχειριδίου ΠΑ» περιγράφεται ο επιμερισμός της παρούσας αξίας της επένδυσης σε ετήσια βάση.

Κόστος ενοικίασης ισχύος

Για την κάλυψη του ελλείμματος με ενοικίαση της απαραίτητης ισχύος κατά τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο (σύνολο ημερών 62), το μοναδιαίο κόστος ανέρχεται περίπου

σε 1.500 €/MW/ημέρα, σύμφωνα με πρόσφατες συμβάσεις της ΔΕΗ ΑΕ με ιδιώτες προμηθευτές φορητών συμβατικών μονάδων, το οποίο ισοδυναμεί με 93.000 €/MW για την περίοδο ενοικίασης κάθε έτος.

Μεταβλητά κόστη (λειτουργίας και συντήρησης, καυσίμων, CO₂)

Τα κόστη καυσίμων θεωρήθηκαν 602 €/tn για το μαζούτ και 1212 €/klτ για το diesel, ενώ το κόστος εκπομπών θεωρήθηκε ίσο με 70 €/tn CO₂, με βάση υφιστάμενες μέσες απολογιστικές τιμές για το 2022. Το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης θεωρήθηκε ίσο με 11,2 €/MWh για όλες τις μονάδες, ως μέση τιμή από απολογιστικά στοιχεία.

3.6 Διαμόρφωση πρότασης για ανάπτυξη συμβατικού παραγωγικού δυναμικού

Από τα εναλλακτικά σενάρια που εξετάζονται, ως προτεινόμενο σενάριο ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού επιλέγεται αυτό που ικανοποιεί καλύτερα τους βασικούς στόχους του Προγράμματος Ανάπτυξης, και πιο συγκεκριμένα αυτό που πληροί τις περισσότερες προδιαγραφές, όπως αυτές περιγράφονται στην παράγραφο 3.3 του «Εγχειριδίου ΠΑ».

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ρόδου

4.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω σταθμούς παραγωγής:

- ΑΗΣ Ρόδου (Σορωνής), συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 187 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 164 MW
- ΘΗΣ Ν. Ρόδου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος, 119,49 MW, η οποία παραμένει ίδια και σε συνθήκες καύσωνα
- 5 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 48,55 MW
- 216 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 18,17 MW

Στον ΑΗΣ Ρόδου βρίσκονται εγκατεστημένες πέντε Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) και δύο Ατμομονάδες (ΑΤΜ) που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και τέσσερις Αεριοστρόβιλοι (Α/Σ) που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Ωστόσο, η μονάδα D1 CEGIELSKI B&W 9RTA58 έχει υποστεί μη αναστρέψιμη βλάβη και έχει κατατεθεί αίτημα ανάκλησης της άδειας παραγωγής της, ως εκ τούτου δεν συνυπολογίζεται στο διαθέσιμο παραγωγικό δυναμικό του Σταθμού.

Στον ΘΗΣ Ν. Ρόδου είναι εγκατεστημένες επτά νέες Μονάδες WARTSILA 18V46, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Ο νέος σταθμός τέθηκε σε εμπορική λειτουργία τον Αύγουστο του 2019.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και των δύο σταθμών της Ρόδου.

Ως Μονάδες must-run λειτουργούν μία μονάδα ΜΕΚ και μία Ατμομονάδα του ΑΗΣ Ρόδου, καθώς και δύο μονάδες από τον νέο ΘΗΣ. Ειδικότερα, η Ατμομονάδα, παρ' όλο που έχει περίπου 50% μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση από τις ΜΕΚ, λειτουργεί ως Μονάδα υποχρεωτικής ένταξης, καθώς η λειτουργία της απαιτείται και για τις ανάγκες προθέρμανσης του μαζούτ για όλο τον Σταθμό, ενώ και τα τεχνικά της χαρακτηριστικά δεν επιτρέπουν συχνές σβέσεις και επανεκκινήσεις. Σημειώνεται ότι για την αντιμετώπιση του υπόψη θέματος έχει ζητηθεί από τον θερμικό Παραγωγό να προχωρήσει σε προμήθεια ατμογεννητριών κι η διαδικασία βρίσκεται σε εξέλιξη. Οι Αεριοστρόβιλοι λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Ρόδου περιλαμβάνεται στη Α' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Νοτιοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Αναφορικά με τις Μονάδες του ΑΗΣ Σορωνής, το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο ΑΤΜ, του Α/Σ 1, του Α/Σ 3, και της ΜΕΚ DIESEL 2. Το 2022 έληγε η άδεια του Α/Σ 2 και έχει ζητηθεί παράταση από το θερμικό Παραγωγό έως το έτος 2028. Τέλος, το 2027 λήγει η Άδεια Παραγωγής των ΜΕΚ DIESEL 3,4 και 5.

Νέες Οδηγίες Ρύπων

Οι μονάδες που εμπίπτουν στην οδηγία IED είναι οι 5 ΜΕΚ κι οι 4 Α/Σ του ΑΗΣ Σορωνής καθώς και όλες οι μονάδες του νέου ΘΗΣ. Από τους τέσσερις Α/Σ του ΑΗΣ Σορωνής, μόνο οι Α/Σ 2 και 4 συμμορφώνονται με την οδηγία IED, σε αντίθεση με τους Α/Σ 3 και 1, οι οποίοι δε δύνανται να λειτουργούν πλέον των 500 ωρών ετησίως για το λόγο αυτό. Οι 2 ΑΤΜ του ΑΗΣ Ρόδου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD.

Η ισχύς της οδηγίας IED, αναφορικά με τις ΜΕΚ, καθώς και της οδηγίας MCPD ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. 430/2015 Απόφαση της ΡΑΕ στο ΗΣ Ρόδου έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή μονάδας Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Αποδοτικότητας (ΣΗΘΥΑ), συνολικής ισχύος 22 MW παραγωγής. Καθώς η υπόψη μονάδα δεν διαθέτει άδεια εγκατάστασης κι ούτε έχουν εκκινήσει διαδικασίες κατασκευής της, δεν λαμβάνεται υπόψη κατά την εξέταση της επάρκειας ισχύος του ΗΣ Ρόδου, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο Άρθρο 142 του Κώδικα ΜΔΝ.

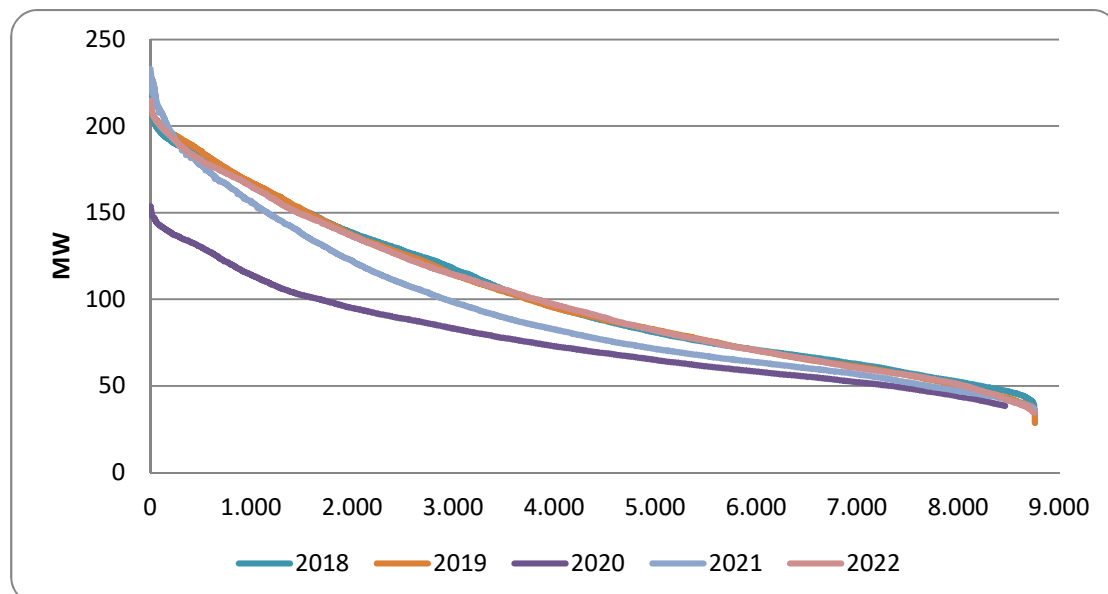
4.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

4.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ρόδου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.1, στο σύστημα της Ρόδου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 37,5% και 46,6%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι σχετικά εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 4.1.

Πίνακας 4.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	98,70	99,00	72,58	88,38	96,63
Αιχμή (MW)	211,70	215,90	155,80	235,80	218,00
Συντελεστής Φορτίου (%)	46,6	45,9	46,6	37,5	44,3

Διάγραμμα 4.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Ρόδου για τα έτη 2018-2022

Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο ορθολογικά θα πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 60 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 125 MW. Το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από μονάδες μαζούτ, εάν υπάρχει αυτή η δυνατότητα, όσο και από τις μονάδες ελαφρού καυσίμου, δηλαδή τους αεριοστροβίλους.

4.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Ρόδο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 4.2.

Πίνακας 4.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Ρόδου για τα έτη 2023-2027

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027
Ζήτηση (GWh)	884,62	897,89	911,35	925,02	938,90
Αιχμή (MW)	255,00	258,30	261,60	265,00	268,50
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	283,49	283,49	283,49	283,49	283,49
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	26	26	26	26	26
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1 (MW)	2,49	-0,81	-4,11	-7,51	-11,01
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	20	20	20	20	20
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2(MW)	-17,51	-20,81	-24,11	-27,51	-31,01

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με τη θεώρηση ότι πρόκειται να ανανεωθούν όλες οι άδειες των μονάδων του ΑΗΣ Σορωνής που λήγουν εντός του εξεταζόμενου διαστήματος. Σε ό,τι αφορά τους Α/Σ και τη DIESEL 2 η παράταση της Άδειας Παραγωγής τους κρίνεται εύλογη επιπλέον της επάρκειας και για λόγους ευστάθειας του συστήματος. Ειδικά η DIESEL 2 αποτελεί κρίσιμη Μονάδα για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ, όσο και για τη ρύθμιση της συχνότητας.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα και για τη ασφάλεια του ΗΣ Ρόδου, κρίνεται αναγκαία η διατήρηση όλων των Μονάδων και των δύο σταθμών του ΗΣ Ρόδου για το εξεταζόμενο διάστημα.

4.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ρόδου

Δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης του ΗΣ της Ρόδου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027, εξετάζεται η επάρκεια ισχύος για το χρονικό διάστημα 2023-2027 και προτείνονται τα ακόλουθα.

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023, έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 18MW.

Επιπλέον, κατά το έτος 2024, έχει προταθεί η μετεγκατάσταση μίας μονάδας WARTSILA 12V46, αποδιδόμενης ισχύος 10MW, από τον ΑΣΠ Πάρου στον ΑΗΣ Σορωνής, στη θέση της προς αποξήλωση μονάδας D1. Με αυτό τον τρόπο, δεδομένου και του εναλλακτικού τρόπου προθέρμανσης του καυσίμου μέσω ατμογεννητριών, τις οποίες θα προμηθευτεί ο θερμικός Παραγωγός, ενισχύεται ο ΑΗΣ Σορωνής με μία μονάδα αντίστοιχων τεχνικών χαρακτηριστικών με αυτά της D1, η οποία θα συμβάλλει στην ασφαλή λειτουργία, στη μεγιστοποίηση διείσδυσης ΑΠΕ και στην οικονομικότερη λειτουργία του ΗΣ.

Για την κάλυψη του ελλείμματος ισχύος για το διάστημα 2024-2027, λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Ρόδου (συνεχή αύξηση της ζήτησης ενέργειας τα τελευταία χρόνια, πολλές ιδιαιτερότητες και διαχειριστικές δυσκολίες κ.α) διερευνάται παράλληλα με τη μεταφορά της Μονάδας WARTSILA 12V46 από τον ΑΣΠ Πάρου, η ενίσχυσή του μέσω μίσθωσης, με δυνατότητα εξαγοράς νέας Α/Σ μονάδας, αποδιδόμενης ισχύος κατάλληλης για την κάλυψη του ελλείμματος, δεδομένης της απαίτησης συμμόρφωσης τους στις οδηγίες ρύπων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κω-Καλύμνου

5.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Κω-Καλύμνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Κω, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 144,4 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 138,1 MW
- ΑΣΠ Καλύμνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 24,9 MW η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 24,8 MW
- 4 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 15,2 MW
- 92 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 8,78 MW
- 1 Υβριδικός Σταθμός εγγυημένης ισχύος 0,4 MW

Στον ΑΣΠ Κω βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, καθώς και τέσσερις Αεριοστρόβιλοι, και είκοσι φορητά Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Από τα παραπάνω φορητά Η/Ζ τα 19 ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023 προτάθηκε και προγραμματίζεται η μεταφορά των δώδεκα εξ αυτών φορητών Η/Ζ μέχρι το θέρος του 2023 στα ΗΣ Καρπάθου, Λήμνου, Κύθνου, Μήλου και Ικαρίας.

Στον ΑΣΠ Καλύμνου βρίσκονται αυτή τη στιγμή σε λειτουργία τέσσερις συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, και δύο που καταναλώνουν diesel.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων των ΑΣΠ Κω και ΑΣΠ Καλύμνου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης και ενδιάμεσου φορτίου, με σειρά οικονομικότητας. Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο diesel, οι Αεριοστρόβιλοι και τα φορητά Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Κω περιλαμβάνεται στη Α' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Νοτιοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των G2, G3 και G4 (HANJUNG-MAN 7K60MC-S) ενώ το 2025 του Αεριοστρόβιλου G7 (ABB STAL) και της G1 (SULZER-FINCANTIERI 18ZAV40S), του ΑΣΠ Κω. Το 2026 λήγει η Άδεια Παραγωγής των G1 και G2 (GMT C426ESS), του ΑΣΠ Καλύμνου.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι έξι συμβατικές Μονάδες του ΑΣΠ Κω που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, εμπίπτουν στην οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Ο μισθωμένος Α/Σ εμπίπτει επίσης στην οδηγία IED και για το λόγο αυτό δύναται να λειτουργεί έως το 70% της ονομαστικής ισχύος του.

Οι Α/Σ Νο 7, Νο 32 και Νο 33, τα φορητά Η/Ζ και οι τρεις συμβατικές Μονάδες του ΑΣΠ Κω που καταναλώνουν καύσιμο diesel, καθώς και 5 συμβατικές μονάδες του ΑΣΠ Καλύμνου που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD. Η ισχύς της οδηγίας MCPD ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1218/8183/24.06.2008 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση είτε δύο Η/Ζ ισχύος 25 MW έκαστο ή τριών Η/Ζ ισχύος 17 MW έκαστο στον ΑΣΠ Κω, που θα καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Επίσης, με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1219/8183/24.06.2008 Απόφαση, χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ ισχύος 8 MW έκαστο στον ΑΣΠ Καλύμνου, που θα καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Για τις εν λόγω Άδειες έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

Με την υπ' αριθ. ΡΑΕ 70/2022 Απόφαση έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ΗΣ Κω-Καλύμνου, συνολικής ισχύος 120 MW, με ορίζοντα λειτουργίας το 2024. Όπως αναλυτικά αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.2.3 του παρόντος, προκειμένου να αποφευχθεί ο προκαθορισμός του ζητήματος ποσοτικοποίησης των αναγκών ισχύος και διαμόρφωσης της κατάλληλης στρατηγικής αντιμετώπισής τους, η εξέταση της επάρκειας ισχύος που ακολουθεί για το ΗΣ Κω -Καλύμνου περιορίζεται στην εξέταση των ετών 2023-2024.

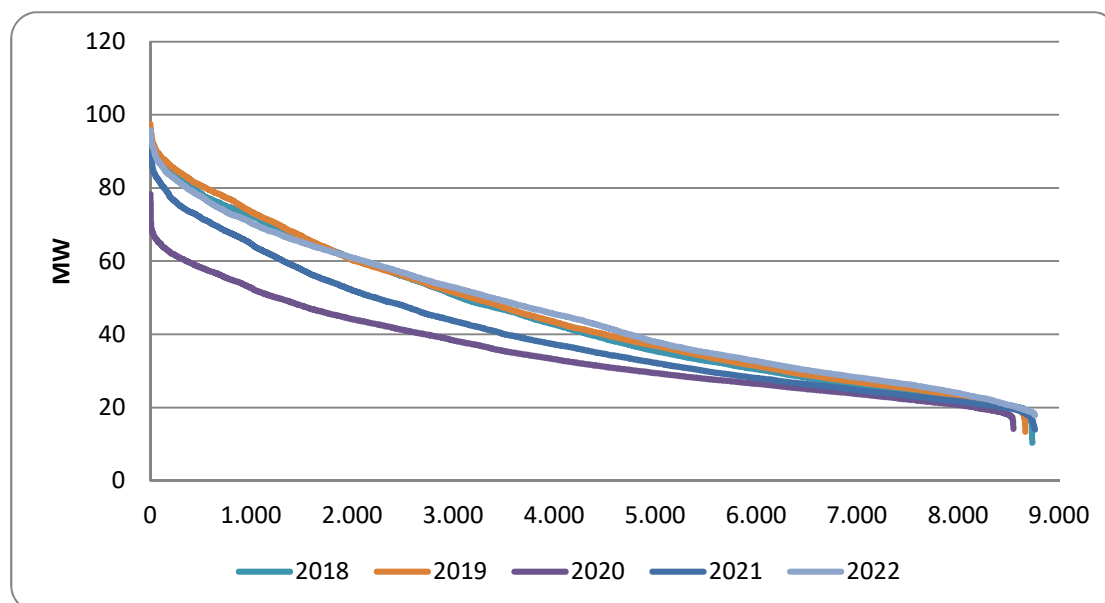
5.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

5.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κω-Καλύμνου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.1, στο σύστημα της Κω-Καλύμνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 39,7% και 48,5%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι σχετικά εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 5.1.

Πίνακας 5.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	44,97	46,28	35,87	41,27	45,71
Αιχμή (MW)	99,4	100,6	74,0	104,0	97,5
Συντελεστής Φορτίου (%)	45,2	46	48,5	39,7	46,9

Διάγραμμα 5.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Κω-Καλύμνου για τα έτη 2018-2022

Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 22 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 40 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από οικονομικές Μονάδες μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από τις Μονάδες μαζούτ, όσο και από τις Μονάδες με καύσιμο diesel.

5.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στο ΗΣ Κω-Καλύμνου δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το εξεταζόμενο διάστημα 2023-2024, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 5.2.

Πίνακας 5.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Κω-Καλύμνου για τα έτη 2023-2024

Έτος	2023	2024
Ζήτηση (GWh)	409,44	413,53
Αιχμή (MW)	112,00	113,12

Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	162,9	162,9
Εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ (MW)	0,4	0,4
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	23,1	23,1
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1 (MW)	28,2	27,08
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	15	15
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2 (MW)	13,2	12,08

Αναφορικά με την επάρκεια ισχύος στο ΗΣ Κω-Καλύμνου κατά το εξεταζόμενο διάστημα σημειώνεται ότι λήφθηκαν υπόψη η παραμονή του Α/Σ GE TM2500, καθώς υπάρχει δυνατότητα εξαγοράς, τα εναπομείναντα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ» και η παράταση των Αδειών Παραγωγής που λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα.

5.3 Πρόταση για την ανάπτυξη του συστήματος Κω-Καλύμνου

Η επάρκεια ισχύος στο ΗΣ Κω - Καλύμνου εξετάζεται για το χρονικό διάστημα 2023-2024.

Η επάρκεια ηλεκτροδότησης κατά το υπόψη διάστημα εξασφαλίζεται, λαμβάνοντας υπόψη τις ανωτέρω θεωρήσεις. Παράλληλα, δίνεται η δυνατότητα αποδέσμευσης επιπλέον φορητών Η/Ζ του ΑΣΠ Κω.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λέσβου

6.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Λέσβου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Λέσβου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 86 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 81,8 MW
- 5 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 13,725 MW
- 133 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 8,838 MW

Στον ΑΣΠ Λέσβου βρίσκονται εγκατεστημένες επτά συμβατικές μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και ένας Αεριοστρόβιλος και δεκαέξι φορητά Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τα δεκατέσσερα εξ αυτών ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Λέσβου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, με σειρά οικονομικότητας. Ο Αεριοστρόβιλος και τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Λέσβου περιλαμβάνεται στη Α΄ Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G11 (CEGIELSKI 9RTAF58), καθώς και του Α/Σ G12 (ABB STAL GT35C).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι Μονάδες που εμπίπτουν στην Οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2030, είναι οι G9 (WARTSILA 18V38A), G10 (WARTSILA 12V46B) και G11 (CEGIELSKI 9RTAF58).

Όλες οι υπόλοιπες Μονάδες του ΑΣΠ Λέσβου, συμπεριλαμβανομένων των φορητών Η/Ζ, συνολικής ισχύος 54,3 MW, εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Λέσβου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. 480/4.11.2013 Απόφαση της ΡΑΕ, η οποία τροποποιήθηκε με την

υπ' αριθ. 409/5.9.2014 Απόφαση της ΡΑΕ, χορηγήθηκε στη ΔΕΗ Α.Ε. Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ, ισχύος 10 - 12 MW έκαστο. Με βάση την τριμηνιαία έκθεση για τα υπό κατασκευή έργα της ΓΔ/ΘΥΠ, ο διαγωνισμός ΔΥΠ-51816035 ματαιώθηκε.

Με την υπ' αριθ. 950/2021 Απόφαση της ΡΑΕ έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής ισχύος 80 MW στο ΗΣ Λέσβου, με ορίζοντα λειτουργίας το 2024. Όπως αναλυτικά αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.2.3 του παρόντος, προκειμένου να αποφευχθεί ο προκαθορισμός του ζητήματος ποσοτικοποίησης των αναγκών ισχύος και διαμόρφωσης της κατάλληλης στρατηγικής αντιμετώπισής τους, η εξέταση της επάρκειας ισχύος που ακολουθεί για το ΗΣ Λέσβου περιορίζεται στην εξέταση των ετών 2023-2024.

6.2 Εξέταση σεναρίων

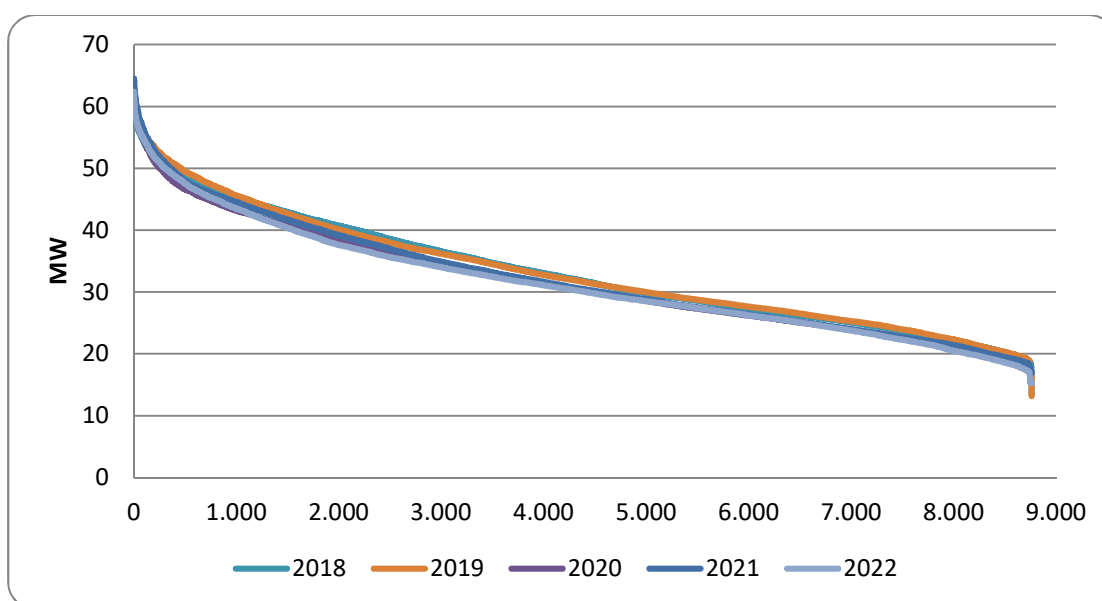
6.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Λέσβου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.1, στο σύστημα της Λέσβου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 48,2% και 53,3%. Είναι σχετικά υψηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος διατηρείται σε υψηλά επίπεδα ακόμα και κατά τους χειμερινούς μήνες, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 6.1.

Πίνακας 6.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Λέσβου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Λέσβου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	34,15	34,24	33,01	32,92	31,32
Αιχμή έτους (MW)	64,09	65,38	63,19	68,36	63,25
Συντελεστής Φορτίου (%)	53,3	52,4	52,2	48,2	49,5

Διάγραμμα 6.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Λέσβου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 25 MW ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 20 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από οικονομικές Μονάδες μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από Μονάδες μαζούτ, αν υπάρχει αυτή η δυνατότητα, όσο και από τις Μονάδες ελαφρού καυσίμου του σταθμού, δηλαδή τον Α/Σ και φορητά Η/Ζ.

6.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Λέσβο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 6.2. Λόγω της ιδιαιτερότητας του συστήματος της Λέσβου να εμφανίζει την αιχμή του και τους μήνες Ιανουάριο και Δεκέμβριο, στον Πίνακα 6.2 παρουσιάζεται η εξέλιξη της αιχμής και της ζήτησης και για τη χειμερινή περίοδο.

Πίνακας 6.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Λέσβου για τα έτη 2023-2024

Έτος	2023	2024
Ζήτηση (GWh)	305.25	308.30
Αιχμή χειμώνα (MW)	66,00	66,70
Αιχμή θέρους (MW)	73,00	73,73
Δυναμικό παραγωγής χειμώνα (MW)	86,3	86,3
Δυναμικό παραγωγής θέρους (MW)	81,8	81,8
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	12,50	12,50
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος χειμώνα N-1 (MW)	7,80	7,10
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος θέρους N-1 (MW)	-3,70	-4,43
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	10	10

Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος θέρους N-2 (MW)	-13,70	-14,43
--	---------------	---------------

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ» καθώς και την παράταση των Αδειών Παραγωγής της Μονάδας G11 και του Α/Σ G12, οι οποίες λήγουν το 2025.

6.4 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λέσβου

Η επάρκεια ισχύος στο ΗΣ Λέσβου εξετάζεται για το χρονικό διάστημα 2023-2024. Για το έτος 2023 προτάθηκε, για την κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος, η μίσθωση ισχύος της τάξεως των 14 MW τους θερινούς μήνες, ενώ αντίστοιχα για το έτος 2024 προτείνεται η μίσθωση ισχύος της τάξης των 15MW, επίσης κατά τους θερινούς μήνες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Θήρας

7.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Θήρας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ) και Σταθμούς ΑΠΕ:

- ΑΣΠ Θήρας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 65,9 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 63MW
- 2 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,249 MW

Στον ΑΣΠ Θήρας βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές Μονάδες, οι οποίες καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, δύο Αεριοστρόβιλοι και δεκαέξι φορητά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Από τα παραπάνω φορητά Η/Ζ τα 15 ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Θήρας.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, με σειρά οικονομικότητας. Οι Αεριοστρόβιλοι και τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Θήρας περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2023.

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026 προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σαντορίνης - Ανάφης με δύο Υ/Β καλώδια με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2029.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των συμβατικών Μονάδων G3, G4 και G6 (WARTSILA 12V32D), ισχύος 3,5 MW έκαστη.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Θήρας εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2024, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Θήρας για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1219/8183/24.06.2008 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση 2 Η/Ζ, ισχύος 10-12 MW έκαστο. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

7.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

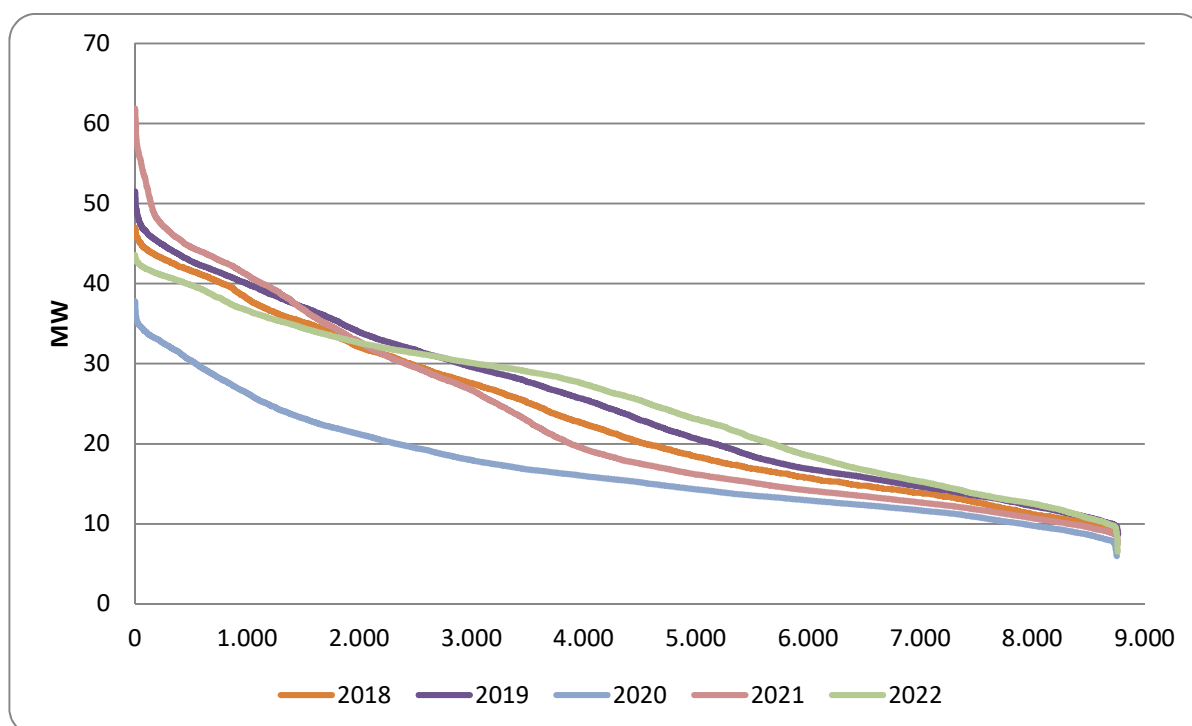
7.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Θήρας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 7.1, στο σύστημα της Θήρας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία έξι χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 38,5% και 48,2%.

Πίνακας 7.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Θήρας για τα έτη 2018-2022

	Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Θήρας				
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	22,80	24,78	16,67	22,44	28,16
Αιχμή (MW)	47,30	51,60	38,25	58,35	58,50
Συντελεστής Φορτίου (%)	48,2	48,0	43,6	38,5	48,1

Διάγραμμα 7.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Θήρας για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 12 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 24 MW.

Το φορτίο αιχμής μπορεί να καλυφθεί τόσο από μονάδες μαζούτ, αν υπάρχει αυτή η δυνατότητα, όσο και από τις μονάδες ελαφρού καυσίμου του σταθμού, δηλαδή τους Α/Σ και τα φορητά Η/Ζ.

7.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Θήρα παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος

για το χρονικό διάστημα που το ΗΣ Θήρας αναμένεται να λειτουργεί αυτόνομα, δηλαδή μέχρι και το 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 7.2.

Πίνακας 7.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Θήρας για το έτος 2023

Έτος	2023
Ζήτηση (MWh)	259.021
Αιχμή (MW)	64
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	63
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	10,5
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1 (MW)	-11,5
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	8,5
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2 (MW)	-20

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα δεκαπέντε φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ».

7.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Θήρας

Στα πλαίσια εξέτασης της επάρκειας θέρους 2023, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης του ΗΣ της Θήρας με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρισμού το 2023, προτάθηκε η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΑΣΠ κι η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 20MW.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Λήμνου

8.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Λήμνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Λήμνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 26,2 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 23,7 MW
- 3 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 3,04 MW
- 32 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 1,889 MW

Στον ΑΣΠ Λήμνου βρίσκονται εγκατεστημένες πέντε συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και τέσσερα φορητά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel, εκ των οποίων τα τρία ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023, προτάθηκε και προγραμματίζεται η μετεγκατάσταση τεσσάρων φορητών Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω, τα οποία ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» και λαμβάνονται υπόψη στο παραγωγικό δυναμικό του ΑΣΠ στην παρούσα ανάλυση.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Λήμνου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ενώ τα φορητά Η/Ζ λειτουργούν ως μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Λήμνου περιλαμβάνεται στη Α' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2027.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G6 (WARTSILA VASA 8R22MD).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Λήμνου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Λήμνου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με τις υπ' αριθ. ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/1219/8183/24.06.2008 και 2128/ΟΙΚ.25897/15.12.2009 Υπουργικές Αποφάσεις, που τροποποιήθηκαν με την Υπουργική Απόφαση ΥΑ/Δ/ΗΛ/Α/531/13471/16.08.2011, χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια

Παραγωγής για την εγκατάσταση τριών Η/Ζ, ισχύος 5,5 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Για τις εν λόγω Άδειες έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

8.2 Εξέταση σεναρίων

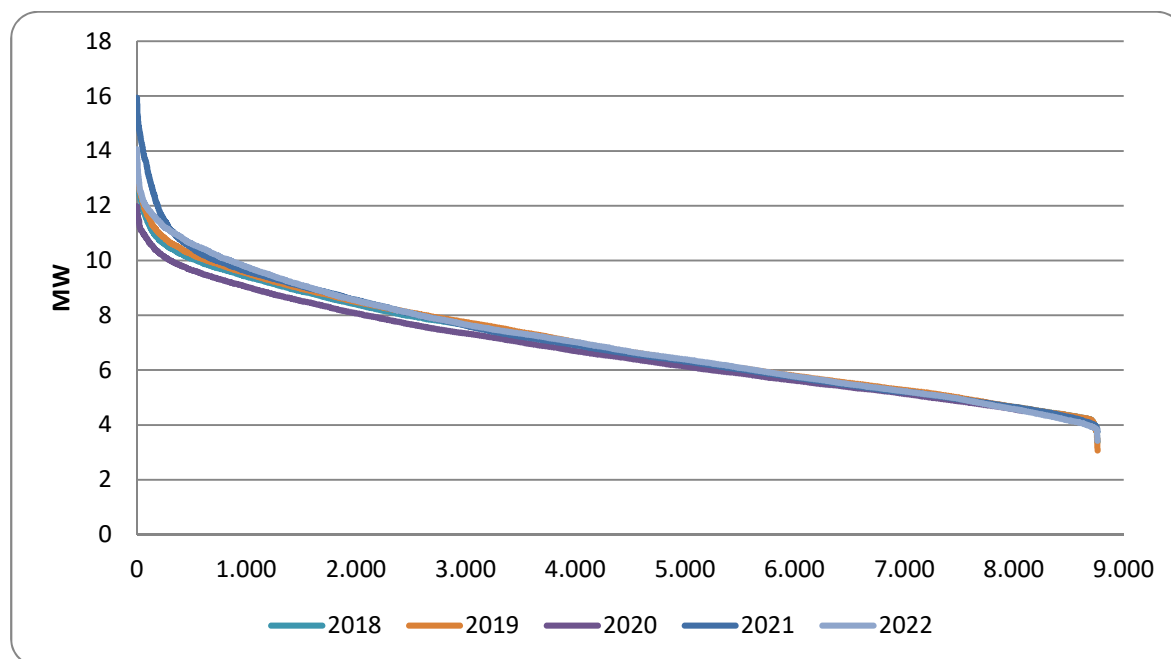
8.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Λήμνου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 8.1, στο σύστημα της Λήμνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 42,6% και 51,7%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος δεν είναι έντονα εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 8.1.

Πίνακας 8.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Λήμνου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Λήμνου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο φορτίο (MW)	6,89	6,93	6,67	6,95	6,83
Αιχμή (MW)	13,60	14,00	12,90	16,3	14,1
Συντελεστής φορτίου (%)	50,7	49,5	51,7	42,6	48,4

Διάγραμμα 8.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Λήμνου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 5 MW ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 5,5 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από οικονομικές Μονάδες μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής καλύπτεται κυρίως από Μονάδες μαζούτ και δευτερευόντως από τις Μονάδες ελαφρού καυσίμου του σταθμού, δηλαδή τα φορητά Η/Ζ.

8.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Λήμνο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 8.2.

Πίνακας 8.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Λήμνου για τα έτη 2023-2027

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027
Ζήτηση (MWh)	62.109	63.351	64.618	65.910	67.228
Αιχμή (MW)	17,50	17,75	18,00	18,25	18,50
Δυναμικό παραγωγής (MW)	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,50	0,25	0,00	-0,25	-0,50

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα φορητά Η/Ζ της Τράπεζας, τα 4 Η/Ζ που αναμένεται να μεταφερθούν από τον ΑΣΠ Κω καθώς και την παράταση της Άδειας Παραγωγής του φορητού Η/Ζ G6, η οποία λήγει το 2025.

8.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης

Κατά το χρονικό διάστημα 2026-2027, για την κάλυψη του ελλείμματος ισχύος, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη βελτίωση της οικονομικότητας, λαμβάνονται υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Λήμνου και διερευνώνται εναλλακτικά σενάρια μετεγκατάστασης Μονάδων από άλλα Ηλεκτρικά Συστήματα που διασυνδέονται. Λόγω του περιορισμένου χώρου εντός του σταθμού, στο σενάριο που εξετάζεται η εγκατάσταση νέας μονάδας, γίνεται υπό την προϋπόθεση αντικατάστασης υφιστάμενης μονάδας.

Με γνώμονα τα παραπάνω, για το σύστημα της Λήμνου διερευνάται ως βασικό σενάριο η μεταφορά ενός Η/Ζ από ΗΣ που διασυνδέεται (Σενάριο 1) και ως εναλλακτικό σενάριο η μετεγκατάσταση μίας μονάδας από τον ΑΣΠ Μήλου το έτος 2026 (Σενάριο 2).

Οι Μονάδες G1, G2 και G3 (SUMITOMO-NIGATA 8L40X) είναι παλαιές (με έτος εγκατάστασης το 1980) και έχουν ήδη αποσβεστεί, οπότε η εγκατάσταση Μονάδας θεωρείται ότι θα γίνει στη θέση μίας από αυτές.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η ΔΕΗ ΑΕ έχει για τη Λήμνο Άδεια Παραγωγής που αναφέρεται σε τρεις Μονάδες ισχύος 5,5 MW, διερευνάται η μετεγκατάσταση Μονάδας αντίστοιχης ισχύος. Ειδικότερα, διερευνάται η μετεγκατάσταση της Μονάδας G3 MAN V32/40, αποδιδόμενης ισχύος 5MW από τον ΑΣΠ Μήλου το 2026, δεδομένης της ολοκλήρωσης της Δ' Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2024-2033) (Σενάριο 2). Επίσης, στα σενάρια αυτά διερευνάται και η δυνατότητα απομάκρυνσης φορητών Η/Ζ.

Σε κάθε σενάριο, υπάρχει επάρκεια ισχύος στο σύστημα της Λήμνου για όλα τα έτη του χρονικού διαστήματος αναφοράς.

Με βάση τα παραπάνω, τα σενάρια που διερευνώνται συνοψίζονται στον Πίνακα 8.3.

Πίνακας 8.3: Σενάρια ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Λήμνου για το διάστημα 2026-2027

Σενάριο	Μεταφορά μονάδων	Αποξήλωση μονάδων	Αποδέσμευση φορητών Η/Ζ
1	1 Η/Ζ ΑΠΟ ΑΛΛΟ ΗΣ	ΟΧΙ	ΟΧΙ
2	1x5 MW ΑΠΟ ΜΗΛΟ	G1	2

8.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων

Η σειρά ένταξης των συμβατικών Μονάδων βασίζεται στην οικονομικότητα και προσαρμόζεται καταλλήλως, με βάση τα δεδομένα του κάθε σεναρίου. Εντάσσονται κατά προτεραιότητα οι Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, με σειρά οικονομικότητας ανάλογα και με την ειδική τους κατανάλωση και στη συνέχεια εντάσσονται οι Μονάδες που καταναλώνουν diesel.

Όσον αφορά στην εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, η οποία φαίνεται στον Πίνακα 8.4, προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη την υφιστάμενη κατάσταση και τα προτεινόμενα περιθώρια διείσδυσης που έχουν υποβληθεί προς τη ΡΑΕ και είναι κοινή για τα δύο σενάρια.

Πίνακας 8.4: Εκτίμηση εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ συστήματος Λήμνου για τα έτη 2023-2027 (MW)

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027
Αιολικά Πάρκα	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
ΣΒΒ_{με}	-	-	-	0,13	0,13
ΦΒ Πάρκα	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889

Λόγω της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠ και Φ/Β, σε όλα τα σενάρια λήφθηκε υπόψη ποσοστό εγγυημένης παραγωγής, το οποίο για το σύστημα της Λήμνου ανέρχεται σε 25% για τα ΑΠ και σε 80% για τα Φ/Β.

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται κάθε στιγμή ισούται με το μέγιστο της μη εγγυημένης ενέργειας ΑΠΕ συν 20% επί του συνολικού φορτίου ζήτησης.

Όσον αφορά στους ΣΒΒ, θεωρείται ότι είναι πάντα διαθέσιμοι, εκτός από περίπου έναν μήνα ανά έτος που υπόκεινται σε συντήρηση.

Βάσει των αναφερόμενων στην Ενότητα 3.3.3, το κόστος ενοικίασης και μεταφοράς των Μονάδων που περιλαμβάνονται στα σενάρια εκτιμάται σε:

- 0,15 εκατομμύρια ευρώ για μεταφορά ενός Η/Ζ ισχύος 1 MW από άλλο ΗΣ (Σενάριο 1)
- 0,75 εκατομμύρια ευρώ για μετεγκατάσταση μίας Μονάδας 5 MW από τη Μήλο (Σενάριο 2)

Το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου εκτιμάται βάσει της ετήσιας σταθερής ράντας που περιγράφεται στην Ενότητα 3.3.3.

8.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2026-2027

8.3.1 Γενικά

Στο Παράρτημα IV υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων και των δύο σεναρίων που εξετάζονται.

Η αξιολόγηση των σεναρίων γίνεται βάσει εκτιμήσεων για τη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου των μεταφερόμενων συμβατικών Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος εκπομπών CO₂.

8.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Στον Πίνακα 8.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αναφορικά με την εκτίμηση της μέσης ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ για τα έτη 2026-2027.

Πίνακας 8.5: Εκτίμηση ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ συστήματος Λήμνου για τα έτη 2026-2027

Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ
1	17,57%
2	18,48%

Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των παραπάνω Σεναρίων, προκύπτει ότι η διείσδυση ΑΠΕ αυξάνεται στο εναλλακτικό σενάριο 2 σε σχέση με το Σενάριο 1.

8.3.3 Κόστος σεναρίων

Στον Πίνακα 8.6 φαίνεται η εκτίμηση του κόστους των Σεναρίων του ΗΣ Λήμνου. Το συνολικό κόστος των ετών 2023 έως και 2025 δεν έχει συμπεριληφθεί στη σύγκριση, γιατί είναι κοινό σε όλα τα σενάρια.

Πίνακας 8.6: Κόστος εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης συστήματος Λήμνου για τα έτη 2026-2027

Σενάριο	Κόστος (εκατομμύρια €)				
	Καυσίμου	Πρόσθετο λειτουργίας και συντήρησης	Εκπομπών CO ₂	Ανάκτησης κεφαλαίου	Συνολικό
1	16,61	1,23	5,58	0,15	23,57
2	15,21	1,22	5,46	0,75	22,64

Από τον Πίνακα 8.6 φαίνεται ότι στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, οι διαφορές μεταξύ των Σεναρίων είναι αμελητέες.

Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1 η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με μεταφορά ενός Η/Ζ ισχύος 1MW από ΗΣ που διασυνδέεται. Λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ετήσιες απολογιστικές τιμές καυσίμου, πρόσθετου κόστους λειτουργίας και συντήρησης και εκπομπών CO₂ του 2022, προκύπτει για το διάστημα 2026-2027:

- Κόστος καυσίμου 16,61 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος εκπομπών CO₂ 5,58 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος μεταφοράς 0,15 εκατομμυρίων ευρώ

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 1 για το χρονικό διάστημα 2026-2027 εκτιμάται στα 23,57 εκατομμύρια ευρώ.

Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2, η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με μεταφορά της Μονάδας G3 ισχύος 5 MW, από τον ΑΣΠ Μήλου, στη θέση της Μονάδας G1 το 2026 με παράλληλη αποδέσμευση δύο φορητών Η/Ζ από τον ΑΣΠ Λήμνου. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2026-2027:

- Κόστος καυσίμου 15,21 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος εκπομπών CO₂ 5,46 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 0,75 εκατομμυρίων ευρώ

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση του κόστους καυσίμου κατά 1,4 εκατομμύρια ευρώ που οφείλεται στην ένταξη της νέας Μονάδας η οποία καταναλώνει καύσιμο μαζούτ και αντικαθιστά τα φορητά Η/Ζ τα οποία καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO₂, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 0,12 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 2.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 2 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μεγαλύτερο από το κόστος του Σεναρίου 1 κατά 0,6 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Λήμνου στο χρονικό διάστημα 2026-2027 προκύπτει όφελος 0,93 εκατομμυρίων ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

Σύγκριση σεναρίων

Το Σενάριο 2 επιφέρει μείωση του μεταβλητού κόστους σε σχέση με το Σενάριο 1. Η μείωση αυτή οφείλεται στην καλύτερη αποδοτικότητα της Μονάδας του ΗΣ Μήλου και στην αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, η οποία συνεπάγεται μείωση της συμβατικής παραγωγής και του αντίστοιχου κόστους.

8.4 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Λήμνου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μεταφορά 4 Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω, με τα οποία εξασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος έως και το 2025.

Για τα έτη 2026-2027, από τις μελέτες εναλλακτικών σεναρίων και συνυπολογίζοντας διάφορες παραμέτρους (κάλυψη ελλείμματος ισχύος, αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ, μείωση κόστους συμβατικής παραγωγής, αποδέσμευση Η/Ζ «Τράπεζας», περιορισμός χώρου εντός του ΑΣΠ), καθώς και το γεγονός ότι η Λήμνος, σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνεται στο έργο της Διασύνδεσης των Νησιών του Βορειανατολικού Αιγαίου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027, κρίνεται ότι ο καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης συμβατικής παραγωγής για το χρονικό διάστημα 2023-2027 είναι η μετεγκατάσταση η Μονάδας G3, ισχύος 5 MW από τον ΑΣΠ Μήλου, μετά την ολοκλήρωση της Δ΄ Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2024-2033), με παράλληλη απομάκρυνση δύο φορητών Η/Ζ (Σενάριο 2).

Με την ένταξη της εν λόγω Μονάδας επιτυγχάνεται:

- Κάλυψη του ελλείμματος ισχύος.
- Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Μείωση κατά 1,52 εκατομμύρια ευρώ ετησίως για τα έτη 2026-2027, του λειτουργικού κόστους του συστήματος Λήμνου, όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO₂, σε σχέση με το Σενάριο 1.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Καρπάθου

9.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Καρπάθου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς:

- ΑΣΠ Καρπάθου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 22,1 MW, η οποία σε συνθήκες καύσιμα ανέρχεται σε 18,05 MW
- 2 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,95 MW
- 17 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 1,162 MW

Στον ΑΣΠ Καρπάθου βρίσκονται εγκατεστημένες δύο συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ, ένα σταθερό Η/Ζ και πέντε φορητά Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τέσσερα φορητά Η/Ζ ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο πλαίσιο της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023, προτάθηκε και προγραμματίζεται η μετεγκατάσταση πέντε φορητών Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω, τα οποία ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» και λαμβάνονται υπόψη στο παραγωγικό δυναμικό του ΑΣΠ στην παρούσα ανάλυση.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων μονάδων του ΑΣΠ Καρπάθου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ενώ τα Η/Ζ που καταναλώνουν diesel λειτουργούν κυρίως ως μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Καρπάθου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Νοτιοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

Λήξη αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G7 (WARTSILA VASA 8R22MD) και το 2029 της Μονάδας G6 (DAIHATSU).

Μονάδες που εμπίπτουν στις νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Καρπάθου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Καρπάθου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. ΥΠΕΚΑ Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/13/οικ1858/01.02.2010 απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ Α.Ε. Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση τριών Η/Ζ, ισχύος 3,5 - 4 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Με βάση την πρόσφατη τριμηνιαία έκθεση για τα υπό κατασκευή έργα ΔΕΗ ΑΕ/ΔΕΠΑΝ, ο διαγωνισμός για την προμήθεια και εγκατάσταση αυτών των Η/Ζ ματαιώθηκε λόγω μεταβολής αναγκών. Επιπλέον, έχει υποβληθεί αίτημα στη ΡΑΕ για τροποποίηση της άδειας για χρήση φυσικού αερίου.

9.2 Εξέταση σεναρίων

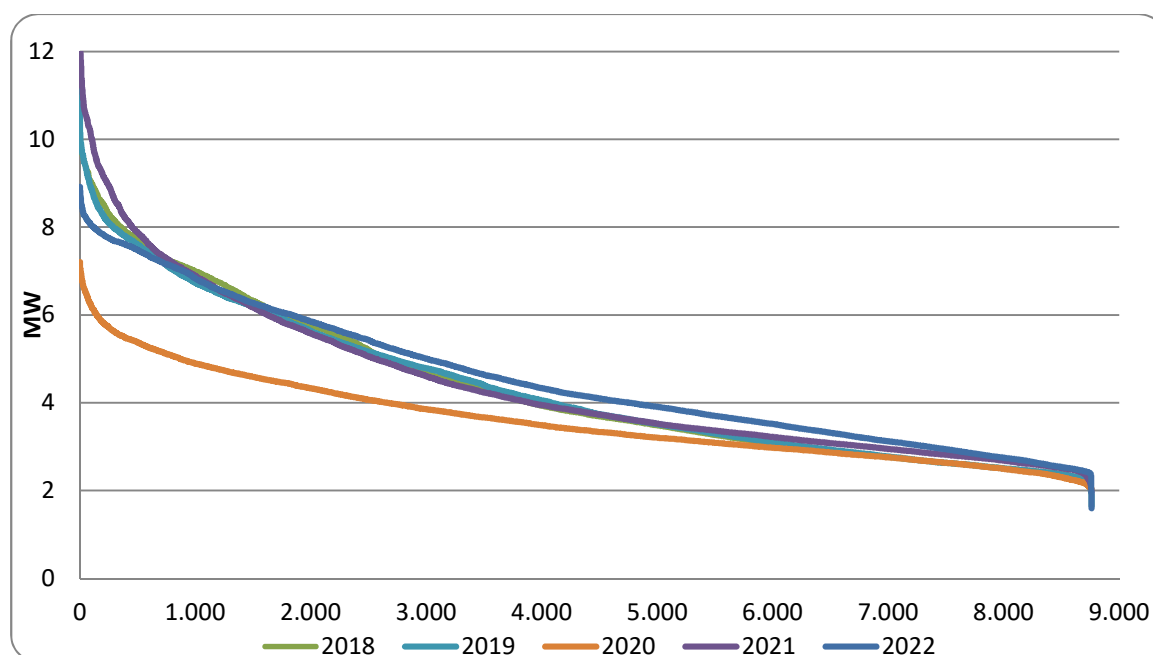
9.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Καρπάθου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.1, στο σύστημα της Καρπάθου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 35,6% και 48,6%, είναι σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 9.1.

Πίνακας 9.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Καρπάθου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο φορτίο (MW)	4,39	4,54	3,65	4,43	4,58
Αιχμή (MW)	10,57	11,46	7,51	12,45	10,94
Συντελεστής φορτίου (%)	41,5	39,7	48,6	35,6	41,9

Διάγραμμα 9.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 2,0 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,5 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται από τις μονάδες μαζούτ και το φορτίο αιχμής τόσο από τις μονάδες καυσίμου μαζούτ, όσο και από τις μονάδες καυσίμου diesel του σταθμού.

9.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Κάρπαθο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 9.2.

Πίνακας 9.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΖ Καρπάθου για τα έτη 2023-2028

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	40.753	41.364	41.985	42.614	43.254	43.902
Αιχμή (MW)	13,50	13,70	13,91	14,12	14,33	14,54
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	18,05	18,05	18,05	18,05	18,05	18,05
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Περίσσεια / Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,35	0,15	-0,06	-0,27	-0,48	-0,69

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη τα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ», καθώς και την παράταση της Άδειας Παραγωγής του φορητού Η/Ζ G7, η οποία λήγει το 2025.

9.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης

Για την κάλυψη του ελλείμματος ισχύος, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη βελτίωση της οικονομικότητας, διερευνώνται εναλλακτικά σενάρια μετεγκατάστασης Μονάδων από άλλα Ηλεκτρικά Συστήματα που διασυνδέονται, λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Καρπάθου.

Με γνώμονα τα παραπάνω, για το σύστημα της Καρπάθου διερευνάται ως βασικό σενάριο η μεταφορά ενός Η/Ζ ισχύος 1MW το 2025 (Σενάριο 1). Επιπλέον, εξετάζεται εναλλακτικά η μεταφορά μονάδας από το Ηλεκτρικό Σύστημα της Μήλου, δεδομένης της ολοκλήρωσης της Δ' φάσης της διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2024-2033).

Λόγω του περιορισμένου χώρου εντός του ΑΣΠ, η εγκατάσταση των νέων Μονάδων θεωρείται ότι θα γίνει με παράλληλη αποξήλωση υφιστάμενων Μονάδων. Δεδομένου ότι στον ΑΣΠ Καρπάθου είναι εγκατεστημένες δύο μονάδες αποδιδόμενης ισχύος 5MW, για λόγους ομοιομορφίας, διερευνάται η μεταφορά της μονάδας G4 MAN V32/40, αποδιδόμενης ισχύος 5MW, από τον ΑΣΠ Μήλου το 2026 (Σενάριο 2). Καθώς το έλλειμμα εμφανίζεται από το έτος 2025, και η μεταφορά από το ΗΣ Μήλου μπορεί να γίνει

από το 2026, το Σενάριο 2 περιλαμβάνει τη μίσθωση ισχύος της τάξης του 1MW για τους μήνες Ιουλίου Αυγούστου κατά το έτος 2025.

Σε κάθε σενάριο, υπάρχει επάρκεια ισχύος στο σύστημα της Καρπάθου για όλα τα έτη του χρονικού διαστήματος αναφοράς.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, αποφασίστηκε η διερεύνηση των σεναρίων που εμφανίζονται στον Πίνακα 9.3.

Πίνακας 9.3: Σενάρια ανάπτυξης παραγωγής ΗΣ Καρπάθου για το διάστημα 2025-2028

Σενάριο	Νέα ισχύς	Μίσθωση ισχύος	Αποξήλωση της G7	Αποδέσμευση φορητών Η/Ζ
1	1Η/Ζ ΑΠΟ ΗΣ ΚΩ	-	-	-
2	1Χ5MW ΑΠΟ ΜΗΛΟ ΑΠΟ 2026	1MW ΤΟ 2025	ΝΑΙ	3

9.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων

Η σειρά ένταξης των συμβατικών Μονάδων βασίζεται στην οικονομικότητα και προσαρμόζεται καταλλήλως, με βάση τα δεδομένα του κάθε σεναρίου. Τα σενάρια εξετάστηκαν λαμβάνοντας υπόψη ότι στον ΑΣΠ Καρπάθου υπάρχει πάντα μία τουλάχιστον Μονάδα σε λειτουργία.

Όσον αφορά την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, αυτή προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη την πρόσφατη μελέτη περιθωρίων του Διαχειριστή ΜΔΝ και είναι κοινή για τα δύο σενάρια.

Η εξέλιξη θεωρείται κοινή για τα τέσσερα σενάρια και παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.4.

Πίνακας 9.4: Εκτίμηση εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2023-2028 (MW)

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Αιολικά Πάρκα	0,95	0,95	1,4	1,4	1,4	1,4
ΦΒ Πάρκα	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
ΣΒΒ_{ΜΕ}	-	-	-	-	-	-

Λόγω της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠ και Φ/Β, σε όλα τα σενάρια ελήφθη υπόψη ποσοστό εγγυημένης παραγωγής αυτών, το οποίο για το σύστημα της Καρπάθου ανέρχεται σε 25% για τα ΑΠ και σε 80% για τα Φ/Β.

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται κάθε στιγμή ισούται με το άθροισμα της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ και του 15% επί του συνολικού φορτίου ζήτησης.

Βάσει των αναφερόμενων στην Ενότητα 3.3.3, το κόστος μεταφοράς και μίσθωσης των Μονάδων που περιλαμβάνονται στα σενάρια εκτιμάται σε:

- 0,15 εκατομμύρια ευρώ για μεταφορά ενός Η/Ζ 1 MW (Σενάριο 1)
- 0,75 εκατομμύρια ευρώ για μετεγκατάσταση μίας Μονάδας 5 MW (Σενάριο 2)
- 0,093 εκατομμύρια ευρώ για μίσθωση ισχύος 1MW (Σενάριο 2)

Το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου εκτιμάται βάσει της ετήσιας σταθερής ράντας που περιγράφεται στην Ενότητα 3.3.3.

9.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων

9.3.1 Γενικά

Στο Παράρτημα V υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων και των δύο σεναρίων που εξετάζονται.

Η αξιολόγηση των σεναρίων γίνεται βάσει εκτιμήσεων για τη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου των συμβατικών Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος εκπομπών CO₂ και το κόστος ενοικίασης ισχύος.

9.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Στον Πίνακα 9.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αναφορικά με την εκτίμηση της μέσης ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ για τα έτη 2025-2028.

Πίνακας 9.5: Εκτίμηση ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2023-2028

Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ
1	13,18%
2	13,13%

Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των παραπάνω Σεναρίων, προκύπτει ότι η διείσδυση ΑΠΕ παραμένει σχεδόν ίδια στα δύο Σενάρια, λόγω παρόμοιων τεχνικών ελαχίστων των μονάδων του ΑΣΠ Καρπάθου και της Μονάδας από τον ΑΣΠ Μήλου.

9.3.3 Κόστος σεναρίων

Στον Πίνακα 9.6 φαίνεται η εκτίμηση του κόστους των Σεναρίων του ΗΣ Καρπάθου. Το συνολικό κόστος των ετών 2023 και 2024 και καθώς και το σταθερό κόστος των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Καρπάθου δεν έχουν συμπεριληφθεί στη σύγκριση, διότι είναι κοινά για όλα τα σενάρια.

Πίνακας 9.6: Κόστος εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης ΗΣ Καρπάθου για τα έτη 2025-2028

Σενάριο	Κόστος (εκατομμύρια €)				
	Καυσίμου	Πρόσθετο λειτουργίας και συντήρησης	Εκπομπών CO ₂	Ανάκτησης κεφαλαίου	Συνολικό
1	22,14	1,68	7,09	0,15	31,06
2	20,58	1,68	7,11	0,84	30,21

Από τον Πίνακα 9.6 φαίνεται ότι στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης οι διαφορές μεταξύ των Σεναρίων είναι αμελητέες.

Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1 η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με μεταφορά ενός Η/Ζ αποδιδόμενης ισχύος 1 MW από τον ΑΣΠ Κω το 2025. Λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ετήσιες απολογιστικές τιμές καυσίμου, πρόσθετο κόστους λειτουργίας και συντήρησης και εκπομπών CO₂ του 2022 προκύπτει για το διάστημα 2025-2028:

- Κόστος καυσίμου 22,14 εκατομμυρίων ευρώ
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 1,68 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος εκπομπών CO₂ 7,09 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 0,15 εκατομμυρίων ευρώ

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 1 για το χρονικό διάστημα 2025-2028 εκτιμάται στα 30,06 εκατομμύρια ευρώ.

Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2, η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται μίσθωση ισχύος 1MW για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο του 2025 και με μεταφορά της Μονάδας G4 ισχύος 5 MW το 2026 από τον ΑΣΠ Μήλου. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2025-2028:

- Κόστος καυσίμου 20,58 εκατομμυρίων ευρώ
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 1,68 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος εκπομπών CO₂ 7,11 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 0,84 εκατομμυρίων ευρώ

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει μείωση του κόστους καυσίμου κατά 1,56 εκατομμύρια ευρώ από την ένταξη της νέας Μονάδας, που οφείλεται στην μείωση της κατανάλωσης diesel και στην καλύτερη ειδική κατανάλωση της Μονάδας από τον ΑΣΠ Μήλου.

Σημειώνεται μικρή αύξηση του κόστους εκπομπών CO₂ κατά 0,02 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 2 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μεγαλύτερο από το αντίστοιχο κόστος του Σεναρίου 1 κατά 0,69 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Καρπάθου στο χρονικό διάστημα 2025-2028 προκύπτει εξοικονόμηση η οποία ανέρχεται σε 0,85 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

Σύγκριση σεναρίων

Το Σενάριο 2 επιφέρει αύξηση της κατανάλωσης μαζούτ και ταυτόχρονη μείωση της κατανάλωσης diesel, η οποία οδηγεί συνολικά σε μείωση κόστους καυσίμου. Η διείσδυση των ΑΠΕ παραμένει σχεδόν ίδια και στα δύο εξεταζόμενα σενάρια.

9.4 Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Καρπάθου

Από τις μελέτες εναλλακτικών σεναρίων και συνυπολογίζοντας διάφορες παραμέτρους (κάλυψη ελλείμματος ισχύος, αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ, μείωση κόστους συμβατικής παραγωγής, αποδέσμευση Η/Ζ «Τράπεζας», περιορισμός χώρου εντός του ΑΣΠ), κρίνεται ότι ο καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης συμβατικής παραγωγής για το χρονικό διάστημα 2025-2028 είναι η μίσθωση ισχύος 1MW τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο του 2025 και η μεταφορά της Μονάδας G4 ισχύος 5 MW το 2026 από τον ΑΣΠ (Σενάριο 2).

Με την ένταξη της εν λόγω Μονάδας επιτυγχάνεται:

- Κάλυψη του ελλείμματος ισχύος.
- Μείωση κατά 1,54 εκατομμύρια ευρώ για τα έτη 2025-2028 του λειτουργικού κόστους του συστήματος Καρπάθου, όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO₂, σε σχέση με το Σενάριο 1.
- Αποδέσμευση 3 φορητών Η/Ζ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Πάτμου

10.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Πάτμου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Πάτμου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 7,6 MW, η οποία παραμένει ίδια και σε συνθήκες καύσωνα
- 1 Αιολικό Σταθμό, αποδιδόμενης ισχύος 1,2 MW
- 1 Φωτοβολταϊκό Σταθμό, ισχύος 0,15 MW

Στον ΤΣΠ Πάτμου βρίσκονται εγκατεστημένα επτά MITSUBISHI S16R-PTA που καταναλώνουν καύσιμο diesel, εκ των οποίων το ένα ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Πάτμου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως τη διαθεσιμότητά τους.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με την 785/2019 απόφασή της ΡΑΕ, προγραμματίζεται η διασύνδεση της Πάτμου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2029.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Πάτμου εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Πάτμου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν υπάρχει Άδεια Παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στον ΤΣΠ Πάτμου.

10.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

10.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Πάτμου

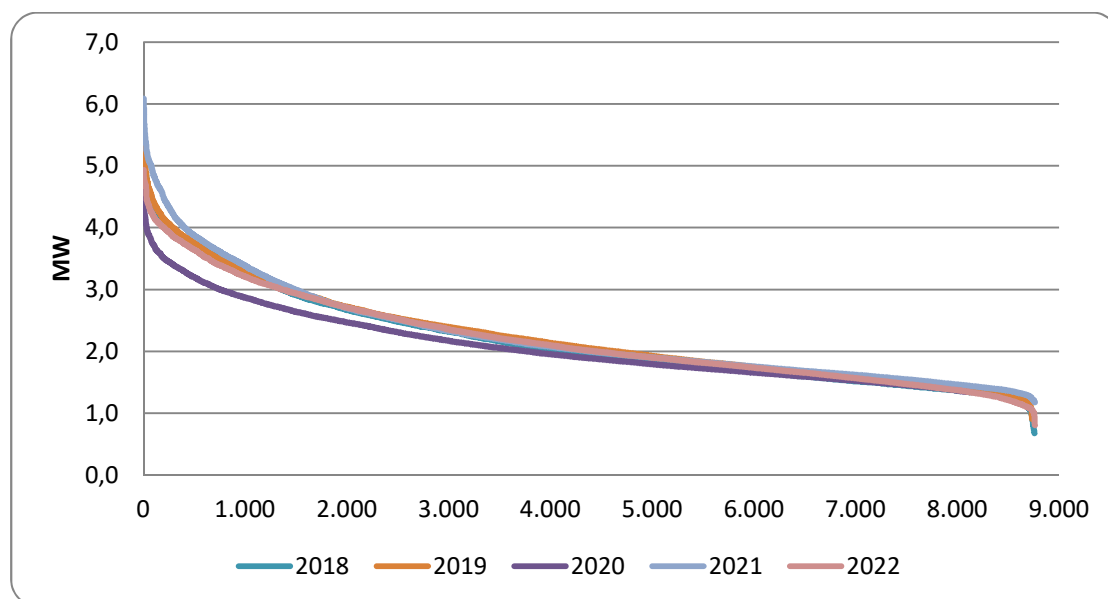
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 10.1, στο σύστημα της Πάτμου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 36,5% και 43,9%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό, λόγω τουριστικής

κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 10.1.

Πίνακας 10.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Πάτμου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Πάτμου					
Έτη	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	2,16	2,23	2,02	2,24	2,18
Αιχμή (MW)	5,40	5,63	4,60	6,14	5,18
Συντελεστής Φορτίου (%)	39,9	39,7	43,9	36,5	42,2

Διάγραμμα 10.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Πάτμου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 1,5 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,5 MW.

10.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Πάτμο παρουσιάζεται μικρό έλλειμμα ισχύος τα έτη 2025 έως 2029, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 10.2.

Πίνακας 10.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Πάτμου για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	19.917	20.215	20.519	20.826	21.139	21.456	21.778
Αιχμή (MW)	6,26	6,45	6,64	6,84	7,05	7,26	7,47
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,240	0,050	-0,140	-0,340	-0,550	-0,760	-0,970

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη το φορητό Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ».

10.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Πάτμου

Λαμβάνοντας υπόψη την επικείμενη διασύνδεση του ΗΣ της Πάτμου με το ΕΣΜΗΕ, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2029, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2023-2029 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Πάτμου και η μεταφορά ενός Η/Ζ από το ΗΣ Κω το έτος 2025, με το οποίο διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αμοργού

11.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Αμοργού τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Αμοργού, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 4,92 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 4,8 MW
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,294 MW

Στον ΤΣΠ Αμοργού βρίσκονται εγκατεστημένα τέσσερα όμοια Η/Ζ Mitsubishi S16R-PTA και δύο όμοια Η/Ζ CEGIELSKI 6AL20/24, που καταναλώνουν ελαφρύ καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Η/Ζ του ΤΣΠ Αμοργού.

Τα Mitsubishi S16R-PTA λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ενώ τα CEGIELSKI 6AL20/24 ως Μονάδες αιχμής αναλόγως τη διαθεσιμότητά τους.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Νάξου -Αμοργού με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2029.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο Μονάδων G8 και G9 (CEGIELSKI 6AL20/24).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Αμοργού εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2030, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Αμοργού για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν υπάρχει Άδεια Παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στον ΤΣΠ Αμοργού.

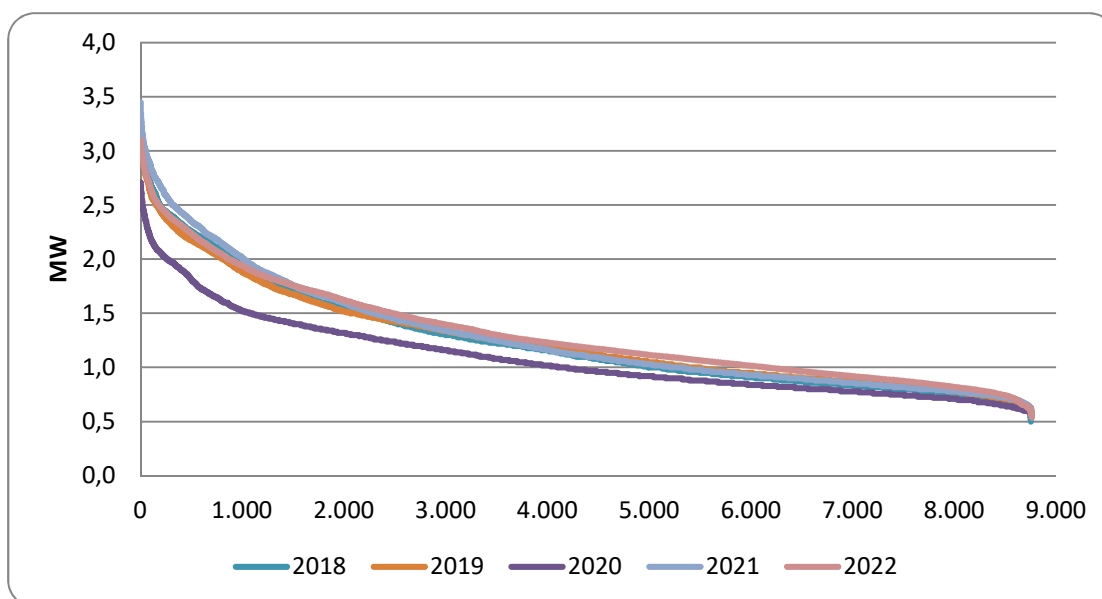
11.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

11.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αμοργού

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 11.1, στο σύστημα της Αμοργού ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 37,7% και 42,2%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 11.1.

Πίνακας 11.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αμοργού για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αμοργού					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	1,28	1,29	1,12	1,32	1,36
Αιχμή (MW)	3,21	3,24	2,71	3,50	3,23
Συντελεστής Φορτίου (%)	39,8	39,8	41,2	37,7	42,2

Διάγραμμα 11.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Αμοργού για τα έτη 2018-2022

Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 0,7 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,2 MW.

11.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Αμοργό δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος στο χρονικό διάστημα 2023-2029, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 11.2.

Πίνακας 11.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αμοργού για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	12.113	12.295	12.480	12.667	12.857	13.050	13.245
Αιχμή (MW)	3,57	3,61	3,64	3,68	3,72	3,75	3,79
Δυναμικό παραγωγής (MW)	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,23	0,19	0,16	0,12	0,08	0,05	0,01

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής Μονάδων G8 και G9, οι οποίες λήγουν το 2024.

11.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αμοργού

Για το ΗΣ της Αμοργού δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2029.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G8, και G9 που λήγουν το 2024.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Κύθνου

12.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Κύθνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Κύθνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 6,3 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 5,46 MW
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,238 MW

Στον ΤΣΠ Κύθνου βρίσκονται εγκατεστημένα τέσσερα όμοια H/Z Mitsubishi S16R-PTA και τέσσερα όμοια H/Z MWM TBD603V12, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Σημειώνεται ότι από τα παραπάνω H/Z, το ένα Mitsubishi ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών H/Z». Στο πλαίσιο της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023, προτάθηκε και προγραμματίζεται η μετεγκατάσταση ενός φορητού H/Z από τον ΑΣΠ Κω. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων H/Z του ΤΣΠ Κύθνου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής, ανάλογα με την οικονομικότητα και τη διαθεσιμότητά τους.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σερίφου - Κύθνου με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2028.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2029 λήγει η Άδεια Παραγωγής των G3, G4, G5 και G6 (MWM TBD603V12).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Κύθνου εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2029, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Κύθνου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/1950/20615/24/09/2009 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ Α.Ε. Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο H/Z ισχύος 1,0 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο diesel. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

12.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

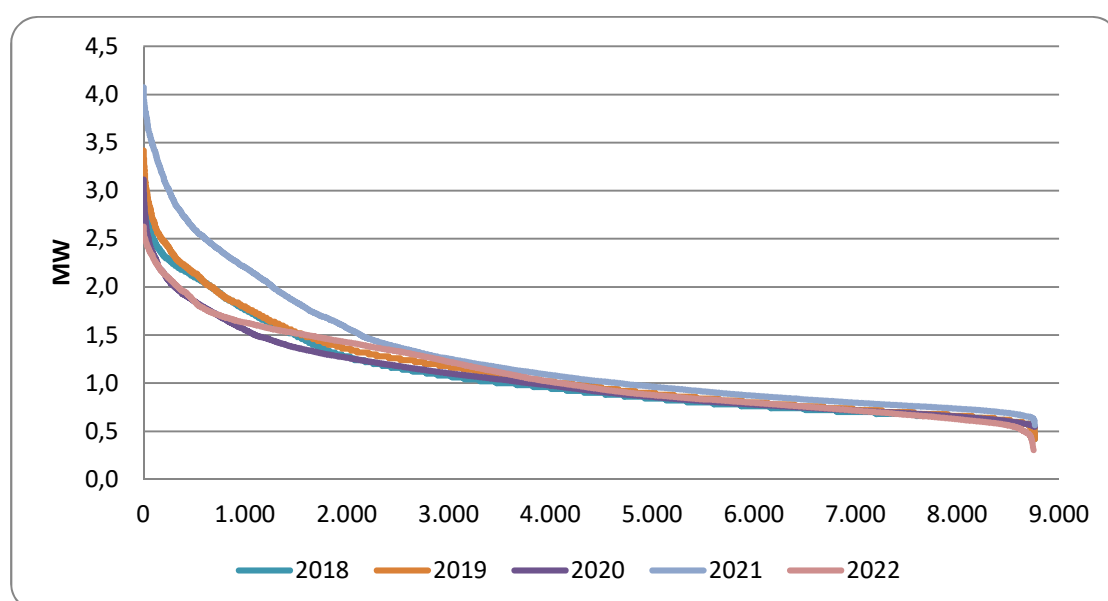
12.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Κύθνου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 12.1, στο σύστημα της Κύθνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 31% και 34%, είναι σχετικά χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που ενισχύεται από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 12.1.

Πίνακας 12.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Κύθνου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Κύθνου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	1,09	1,14	1,15	1,35	1,35
Αιχμή (MW)	3,22	3,42	3,46	4,34	4,05
Συντελεστής Φορτίου (%)	34,0	33,4	33,1	31,0	33,3

Διάγραμμα 12.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Κύθνου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης, το οποίο πρέπει να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες, είναι της τάξης των 0,65 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,5 MW.

12.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Κύθνο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το έτος 2024, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 12.2.

Πίνακας 12.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Κύθνου για τα έτη 2023-2028

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	12.061	12.302	12.548	12.799	13.055	13.316
Αιχμή (MW)	4,50	4,59	4,68	4,78	4,87	4,97
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,0	-0,13	-0,22	-0,32	-0,41	-0,51

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με δεδομένη την παραμονή του φορητού Η/Ζ που ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» .

12.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Κύθνου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023, έχει προταθεί η μεταφορά ενός φορητού Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω.

Λαμβάνοντας υπόψη την επικείμενη διασύνδεση του ΗΣ της Κύθνου με το ΗΣ Σερίφου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2028, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2024-2028 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Κύθνου, η παραμονή του Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω και η μεταφορά ενός Η/Ζ από το ΗΣ Ικαρίας το έτος 2024, με το οποίο διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 13

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αστυπάλαιας

13.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Αστυπάλαιας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Αστυπάλαιας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 4,0 MW, η οποία σε συνθήκες καύσιωνα ανέρχεται σε 3,6 MW
- 4 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,319 MW

Στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας βρίσκονται εγκατεστημένα τέσσερα όμοια Η/Ζ MITSUBISHI S16R-PTA, που καταναλώνουν ελαφρύ καύσιμο diesel, εκ των οποίων το ένα ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Η/Ζ του ΤΣΠ Αστυπάλαιας.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως με τη διαθεσιμότητά τους.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Αστυπάλαιας το εξεταζόμενο διάστημα, λόγω ανάπτυξης του Ειδικού Πιλοτικού Έργου.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Αστυπάλαιας εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύ της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Αστυπάλαιας για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. 1028/27.12.2012 Απόφαση της ΡΑΕ χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την προμήθεια και εγκατάσταση ενός Η/Ζ ισχύος 1 MW στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας, που θα καταναλώνει ελαφρύ καύσιμο diesel. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

Επιπλέον, στο ΗΣ Αστυπάλαιας προγραμματίζεται η εγκατάσταση και λειτουργία Ειδικού Πιλοτικού Έργου (ΕΠΕ) με κύριο στόχο την υψηλή διείσδυση ενέργειας ΑΠΕ. Σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση καθορισμού του Ειδικού Πλαισίου για την υλοποίηση και λειτουργία του Ειδικού Πιλοτικού Έργου στη νήσο Αστυπάλαια, το ΕΠΕ αναπτύσσεται υπό τη μορφή ΥΒΣ σε δύο διακριτές φάσεις, Α' και Β'. Η Α' Φάση αποσκοπεί στην επίτευξη διείσδυσης ΑΠΕ κατ' ελάχιστον ίση με το 50% της ετήσιας ζήτησης

ηλεκτρικής ενέργειας του ΗΣ Αστυπάλαιας, με τον ΥΒΣ να απαρτίζεται από Φ/Β σταθμό εγκατεστημένης ισχύος 3 MW κατ' ελάχιστον και σύστημα αποθήκευσης χωρητικότητας 7,2 MWh κατ' ελάχιστον. Κατά τη Β' Φάση προβλέπεται επέκταση και αναβάθμιση της εγκατεστημένης ισχύος και χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης, με στόχο την επίτευξη διείσδυσης της παραγωγής από ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης που να ανέρχεται σε ποσοστό 80% κατ' ελάχιστον ετησίως. Σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης του ΕΠΕ, ο ΥΒΣ αναμένεται να λειτουργήσει εντός του έτους 2025.

13.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

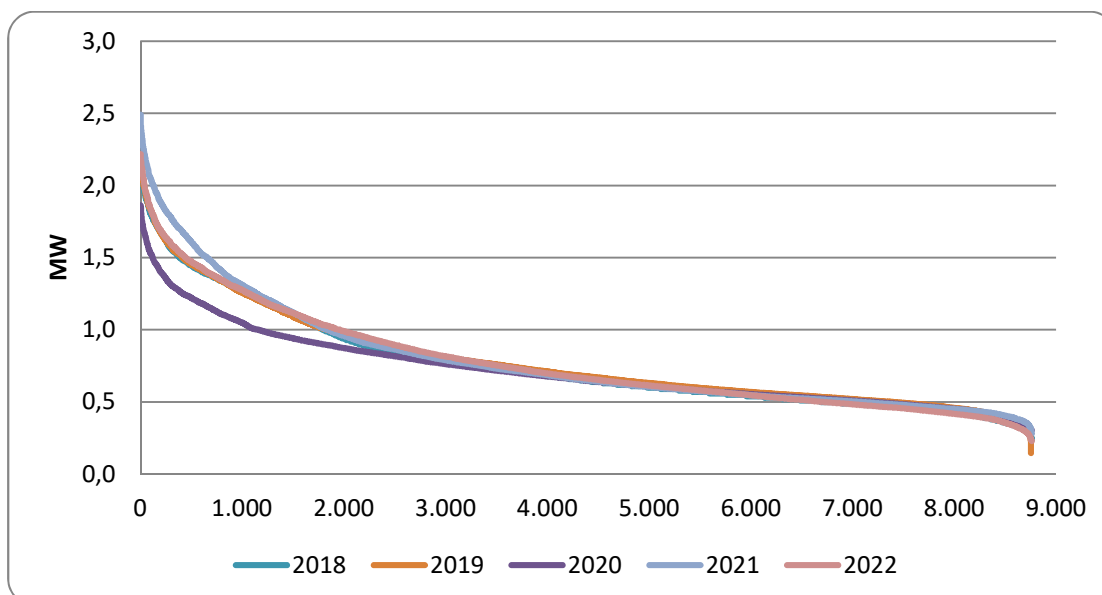
13.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 13.1, στο σύστημα της Αστυπάλαιας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 32,1% και 37,2%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 13.1.

Πίνακας 13.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αστυπάλαιας για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αστυπάλαιας					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,81	0,83	0,77	0,83	0,81
Αιχμή (MW)	2,26	2,34	2,06	2,59	2,36
Συντελεστής Φορτίου (%)	35,7	35,5	37,2	32,1	34,4

Διάγραμμα 13.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Αστυπάλαιας για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 0,5 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 0,9 MW.

13.2.2 Επάρκεια ισχύος

Για την εκτίμηση της εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, λαμβάνεται υπόψη η ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης στα πλαίσια του προγράμματος «Smart & Sustainable Island», σύμφωνα με το οποίο προγραμματίζεται ο εξηλεκτρισμός του συνόλου των οχημάτων του νησιού σε ορίζοντα 5ετίας.

Επιπρόσθετα, θεωρώντας ότι θα αναπτυχθούν παράλληλα με το Ειδικό Πιλοτικό Έργο οι κατάλληλες υποδομές για τον έλεγχο της φόρτισης των οχημάτων, η απαιτούμενη ενέργεια για την ηλεκτροκίνηση κατανέμεται εντός συγκεκριμένου χρονικού εύρους. Τέλος, ιδίως λόγω της τοπικότητας της εμφάνισης των αιχμών στη ζήτηση στα νησιά, η οποία περιορίζεται σε ελάχιστες ώρες μέσα στο έτος, μπορεί με ασφάλεια να θεωρηθεί ότι τα ηλεκτρικά οχήματα δε θα συνεισφέρουν τόσο στην αύξηση της αιχμής αλλά κυρίως στην αύξηση της ζήτησης, αποφεύγοντας τη φόρτιση για εκείνες τις ελάχιστες ώρες εμφάνισης της αιχμής.

Λαμβάνοντας υπόψη την έναρξη λειτουργίας του ΕΠΕ εντός του 2025, εξετάζεται η επάρκεια ισχύος από το συμβατικό σταθμό παραγωγής έως και το 2025. Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3 και λαμβάνοντας υπόψη την ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης, στην Αστυπάλαια παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2024, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 13.2.

Πίνακας 13.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αστυπάλαιας για τα έτη 2023-2025

Έτος	2023	2024	2025
Ζήτηση (MWh)	7.754	8.025	8.226
Αιχμή (MW)	2,63	2,76	2,86
Δυναμικό παραγωγής (MW)	3,6	3,6	3,6
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,9	0,9	0,9
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,070	-0,060	-0,160

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη το φορητό Η/Ζ της «Τράπεζας Φορητών Η/Ζ».

Σημειώνεται ότι η εξέλιξη της αιχμής και της ζήτησης για το διάστημα 2026-2029 παρουσιάζεται στο Παράρτημα ΙΙΙ.

13.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αστυπάλαιας

Για την κάλυψη του ελλείμματος που προκύπτει από το 2024 στο ΗΣ της Αστυπάλαιας, έχει προταθεί η προμήθεια δύο Μονάδων ισχύος 0,4 MW, οι οποίες θα ενταχθούν στην «Τράπεζα Η/Ζ» και θα μεταφερθούν στον ΤΣΠ Αστυπάλαιας. Σημειώνεται ότι λόγω μεγέθους οι υπόψη Μονάδες δεν εμπίπτουν στις οδηγίες ρύπων. Με τη

λειτουργία του ΕΠΕ Αστυπάλαιας και την προμήθεια των δύο υπόψη Μονάδων στον ΤΣΠ διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα στο ΗΣ.

Η ανωτέρω πρόταση εξυπηρετεί παράλληλα με τη διασφάλιση της επάρκειας του ΗΣ και την αύξηση της διείσδυσης μετά την εγκατάσταση του ΕΠΕ, κατά την Α΄ Φάση του οποίου θα βρίσκεται σε λειτουργία θερμική μονάδα υποχρεωτικής ένταξης (must-run). Οι προτεινόμενες Μονάδες ισχύος 0,4 MW προσφέρουν την απαιτούμενη ευελιξία στο ΗΣ, λόγω των ιδιαίτερα χαμηλών τεχνικών ελαχίστων που διαθέτουν, για την επίτευξη του στόχου ετήσιας διείσδυσης ΑΠΕ (50%), διασφαλίζοντας παράλληλα την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης και την ευστάθεια του ΗΣ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 14

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μήλου

14.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Μήλου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Μήλου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 22,1 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 20,9 MW
- 2 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 2,65 MW
- 7 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,618 MW

Στον ΑΣΠ Μήλου βρίσκονται εγκατεστημένες τρεις συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και δύο σταθερά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τον Δεκέμβριο του 2021 και τον Απρίλιο του 2022 μεταφέρθηκαν από τον ΑΣΠ Πάρου τρία φορητά Η/Ζ που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τα δύο από τα παραπάνω φορητά Η/Ζ ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο πλαίσιο της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023, προτάθηκε και προγραμματίζεται η μετεγκατάσταση ενός φορητού Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Μήλου.

Οι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ενώ οι Μονάδες που καταναλώνουν diesel λειτουργούν ως μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Μήλου περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2025.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2024 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Μονάδων G7 και G8 (CKD 12V27, 5B8S).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΑΣΠ Μήλου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2026, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Μήλου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Στην παρούσα φάση δεν υπάρχει άδεια παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στο ΗΣ της Μήλου.

14.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

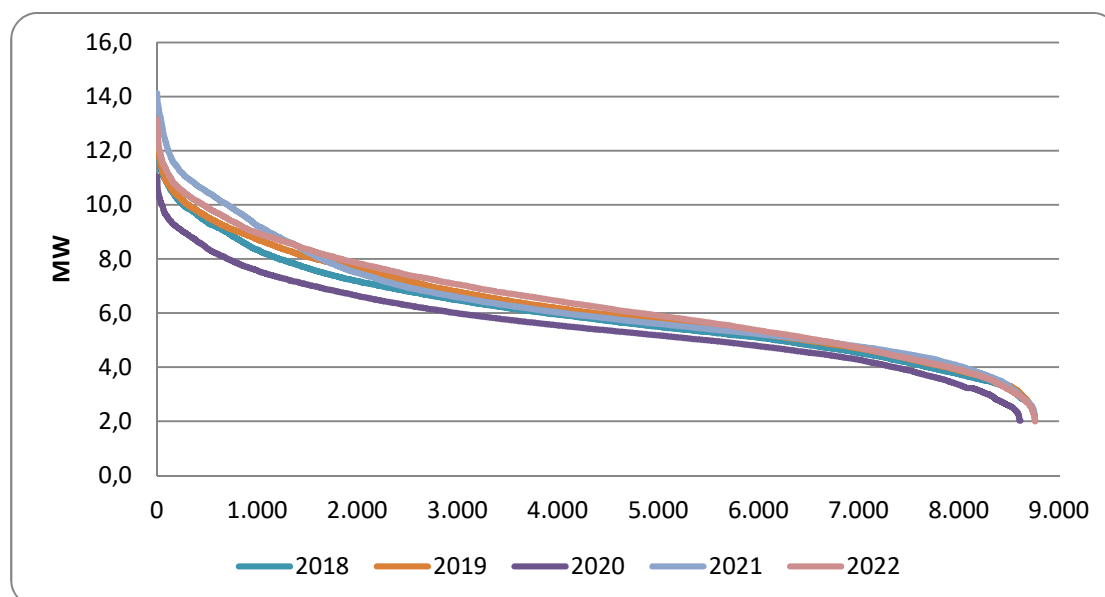
14.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Μήλου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 14.1, στο σύστημα της Μήλου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 47,1% και 42,1% και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 14.1.

Πίνακας 14.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Μήλου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Μήλου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο φορτίο (MW)	5,77	5,99	5,34	6,11	6,12
Αιχμή (MW)	13,05	12,72	11,77	14,52	13,59
Συντελεστής φορτίου (%)	44,2	47,1	45,4	42,1	45,0

Διάγραμμα 14.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Μήλου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 4 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 4,5 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται εξ' ολοκλήρου από οικονομικές Μονάδες με καύσιμο μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής καλύπτεται, κατά κύριο λόγο, από μονάδες με καύσιμο μαζούτ αλλά και από το φορητό Η/Ζ, που καταναλώνει καύσιμο diesel.

14.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Μήλο δεν παρουσιάζεται έλλειμμα το εξεταζόμενο διάστημα, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 14.2.

Πίνακας 14.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Μήλου για τα έτη 2023-2025

Έτος	2023	2024	2025
Ζήτηση (MWh)	54.672	55.766	56.881
Αιχμή (MW)	15,50	15,70	15,90
Δυναμικό παραγωγής (MW)	20,9	20,9	20,9
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	5,00	5,00	5,00
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,40	0,20	0,00

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη το φορητό Η/Ζ που προγραμματίζεται να μεταφερθεί από τον ΑΣΠ Κω και την παράταση των Αδειών Παραγωγής οι οποίες λήγουν στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

14.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μήλου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023 έχει προταθεί η μεταφορά από τον ΑΣΠ Κω ενός επιπλέον φορητού Η/Ζ, αποδιδόμενης ισχύος 1MW.

Επομένως, με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης και κατόπιν της υπόψη μεταφοράς διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος όλο το εξεταζόμενο διάστημα, κατά συνέπεια δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού του ΗΣ Μήλου.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G7 και G8, μέχρι την ολοκλήρωση της διασύνδεσης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 15

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σάμου

15.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Σάμου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Σάμου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 47MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 41,4 MW
- 7 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 8,75 MW
- 63 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 4,373 MW

Στον ΑΣΠ Σάμου βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Σάμου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Σάμου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

Επίσης, σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση MT μεταξύ Σάμου-Ικαρίας με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο μονάδων G11 και G12 (CEGIELSKI 6RTAF-58).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι Μονάδες G2, G3 και G4 (WARTSILA W32 - 18V) εμπίπτουν στην Οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης.

Οι Μονάδες G11 και G12 (CEGIELSKI 6RTAF-58) και η Μονάδα G13 (CEGIELSKI 9RTA-F58) εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης.

Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σάμου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. ΥΑ/Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/766/6780/19.05.2009 Απόφαση χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ, ισχύος 8,25 MW έκαστο, που θα καταναλώνει καύσιμο μαζούτ. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

15.2 Εξέταση σεναρίων

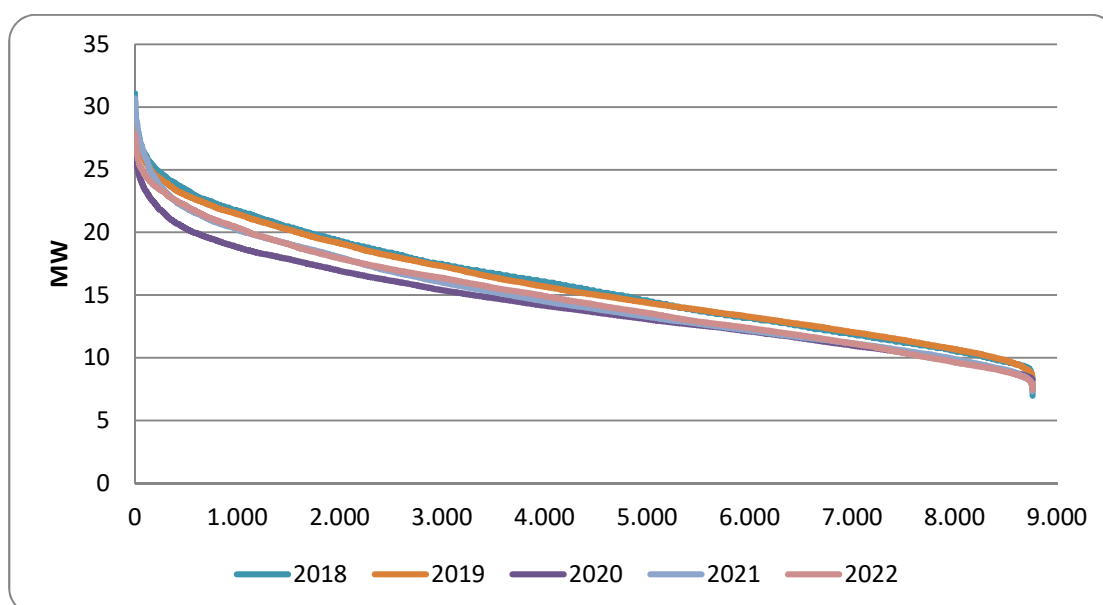
15.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σάμου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 15.1, στο σύστημα της Σάμου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 45,4% και 53,7%, είναι σχετικά υψηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος διατηρείται σε σχετικά υψηλά επίπεδα, ακόμα και κατά τους χειμερινούς μήνες, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 15.1.

Πίνακας 15.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σάμου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σάμου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	16,01	16,05	14,44	15,02	14,91
Αιχμή (MW)	31,10	29,90	27,80	33,10	28,60
Συντελεστής Φορτίου (%)	51,5	53,7	51,9	45,4	52,1

Διάγραμμα 15.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σάμου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 12 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 8 MW, με όλο το φορτίο να καλύπτεται από οικονομικές μονάδες με καύσιμο μαζούτ.

15.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σάμο παρουσιάζεται έλλειμμα από το έτος 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 15.2.

Πίνακας 15.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σάμου για τα έτη 2023-2028

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (GWh)	143,44	146,31	149,24	152,22	155,27	158,37
Αιχμή (MW)	36,00	36,72	37,45	38,20	38,96	39,74
Δυναμικό παραγωγής (MW)	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Έλλειμμα / περίσσεια ισχύος N-1(MW)	-4,10	-4,82	-5,55	-6,30	-7,06	-7,84
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Έλλειμμα / περίσσεια ισχύος N-2(MW)	-11,40	-12,12	-12,85	-13,60	-14,36	-15,14

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των αδειών των μονάδων G11 και G12 που λήγουν το 2025.

15.2.3 Προσδιορισμός σεναρίων ανάπτυξης

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 12MW.

Κατά το χρονικό διάστημα 2024-2028, για την επάρκεια τροφοδότησης, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη βελτίωση της οικονομικότητας, λαμβάνονται υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συστήματος της Σάμου και διερευνώνται εναλλακτικά η μετεγκατάσταση συμβατικών Μονάδων από το ΗΣ Σύρου.

Με γνώμονα τα παραπάνω, για το σύστημα της Σάμου διερευνάται ως βασικό σενάριο η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του παραγωγικού δυναμικού με μίσθωση ισχύος (Σενάριο 1).

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η ΔΕΗ ΑΕ έχει για τη Σάμο άδεια για προμήθεια και εγκατάσταση δύο νέων Μονάδων αποδιδόμενης ισχύος 8,25MW, διερευνάται ως εναλλακτικό σενάριο η μετεγκατάσταση δύο μονάδων αντίστοιχης ισχύος. Ειδικότερα, διερευνάται η μετεγκατάσταση δύο μονάδων WARTSILA W32-18V, αποδιδόμενης ισχύος 8MW από τον ΑΣΠ Σύρου το 2026 (Σενάριο 2).

Σε κάθε σενάριο, υπάρχει επάρκεια ισχύος στο σύστημα της Σάμου για όλα τα έτη του χρονικού διαστήματος αναφοράς και έχει ληφθεί υπόψη η παράταση των αδειών για τις μονάδες που λήγουν.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, αποφασίστηκε η διερεύνηση των σεναρίων που εμφανίζονται στον Πίνακα 15.3.

Πίνακας 15.3: Σεναρία ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Σάμου για το διάστημα 2023-2028

Σενάριο	Εννοκίαση	Μεταφορά
1	ΝΑΙ	
2		2x8MW από ΑΣΠ Σύρου

15.2.4 Παραδοχές μελέτης σεναρίων

Η σειρά ένταξης των συμβατικών Μονάδων βασίζεται στην οικονομικότητα και προσαρμόζεται καταλλήλως, με βάση τα δεδομένα του κάθε σεναρίου. Τα σεναρία εξετάστηκαν λαμβάνοντας υπόψη ότι στον ΑΣΠ Σάμου υπάρχουν πάντα δύο τουλάχιστον Μονάδες σε λειτουργία.

Όσον αφορά στην εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, προέκυψε λαμβάνοντας υπόψη την υφιστάμενη κατάσταση και τα προτεινόμενα περιθώρια διεύρυνσης που έχουν υποβληθεί προς τη ΡΑΕ, είναι κοινή για τα δύο σεναρία και φαίνεται στον Πίνακα 15.4.

Πίνακας 15.4: Εκτίμηση εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ συστήματος Σάμου για τα έτη 2023-2028 (MW)

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Αιολικά Πάρκα	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75
ΦΒ Πάρκα	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373	4,373
ΣΒΒ _{με}	-	-	-	0,35	0,35	0,35

Λόγω της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠ και ΦΒ, σε όλα τα σεναρία ελήφθη υπόψη ποσοστό εγγυημένης παραγωγής, το οποίο για το σύστημα της Σάμου ανέρχεται σε 20% για τα ΑΠ και σε 80% για τα ΦΒ.

Όσον αφορά στους ΣΒΒ, θεωρείται ότι είναι πάντα διαθέσιμοι, εκτός από περίπου έναν μήνα ανά έτος που υπόκεινται σε συντήρηση.

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται κάθε στιγμή ισούται με το άθροισμα της μη εγγυημένης ενέργειας ΑΠΕ και ποσοστού 15-20% επί του συνολικού φορτίου ζήτησης.

Βάσει των αναφερόμενων στην Ενότητα 3.3.3, το κόστος μετεγκατάστασης των Μονάδων που περιλαμβάνονται στα σενάρια εκτιμάται σε:

- 2,4 εκατομμύρια ευρώ για μετεγκατάσταση δύο Μονάδων 8 MW από τη Σύρο (Σενάριο 2)

15.3 Αποτελέσματα διερεύνησης εναλλακτικών σεναρίων για τα έτη 2023-2028

15.3.1 Γενικά

Στο Παράρτημα IV υπάρχει αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων και των δύο σεναρίων που εξετάζονται.

Η αξιολόγηση των σεναρίων γίνεται βάσει εκτιμήσεων για τη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος ανάκτησης κεφαλαίου των μεταφερόμενων Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος καυσίμου, το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος εκπομπών CO₂.

15.3.2 Διείσδυση ΑΠΕ

Στον Πίνακα 15.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αναφορικά με την εκτίμηση της μέσης ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ για τα έτη 2026-2028.

Πίνακας 15.5: Εκτίμηση ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ συστήματος Σάμου για τα έτη 2026-2028

Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ
1	17,92%
2	18,46%

Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των παραπάνω σεναρίων, προκύπτει ότι η διείσδυση ΑΠΕ έχει μικρή αύξηση στο σενάριο 2 σε σχέση με το σενάριο 1, λόγω των παρόμοιων τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων του ΑΣΠ Σύρου με τις υφιστάμενες στον ΑΣΠ.

15.3.3 Κόστος σεναρίων

Στον Πίνακα 15.6 φαίνεται η εκτίμηση του κόστους των σεναρίων του ΗΣ Σάμου. Το συνολικό κόστος των ετών 2023 έως και 2025, καθώς και το σταθερό κόστος των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΑΣΠ Σάμου δεν έχουν συμπεριληφθεί στη σύγκριση, καθώς είναι κοινά σε όλα τα σενάρια.

Πίνακας 15.6: Κόστος σεναρίων ανάπτυξης παραγωγής συστήματος Σάμου για τα έτη 2026-2028

Σενάριο	Κόστος (εκατομμύρια €)				
	Καυσίμου	Πρόσθετο λειτουργ. & συντήρησης	Εκπομπών CO ₂	Ενοικίασης/Ανάκτησης κεφαλαίου	Συνολικό

1	55,35	4,30	18,42	4,19	82,26
2	48,87	4,27	17,53	2,40	73,07

Από τον Πίνακα 15.6 φαίνεται ότι τόσο στο πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, οι διαφορές μεταξύ των σεναρίων είναι αμελητέες.

Σενάριο 1

Στο Σενάριο 1 η κάλυψη του ελλείμματος γίνεται με ενοικίαση της απαραίτητης ισχύος για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο. Λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ετήσιες απολογιστικές τιμές καυσίμου, πρόσθετου κόστους λειτουργίας και συντήρησης και εκπομπών CO₂ του 2022, προκύπτει για το διάστημα 2026-2028:

- Κόστος καυσίμου 55,35 εκατομμυρίων ευρώ
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 4,3 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος εκπομπών CO₂ 18,42 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος ενοικίασης 4,19 εκατομμυρίων ευρώ

Το συνολικό κόστος του Σεναρίου 1 για το χρονικό διάστημα 2026-2028 εκτιμάται στα 82,26 εκατομμύρια ευρώ.

Σενάριο 2

Στο Σενάριο 2 θεωρείται η μετεγκατάσταση των δύο Μονάδων WARTSILA W32-18V ισχύος 8MW έκαστη το 2026. Με βάση τιμές ίδιες με αυτές του Σεναρίου 1, προκύπτει για το χρονικό διάστημα 2026-2028:

- Κόστος καυσίμου 48,87 εκατομμυρίων ευρώ
- Πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης 4,27 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος εκπομπών CO₂ 17,53 εκατομμυρίων ευρώ
- Κόστος ανάκτησης κεφαλαίου 2,4 εκατομμυρίων ευρώ

Σε σχέση με το Σενάριο 1, προκύπτει εξοικονόμηση στο κόστους καυσίμου 6,48 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 2. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι με τις μεταφερόμενες μονάδες δεν θα απαιτηθεί μίσθωση φορητών Η/Ζ κατά τους θερινούς μήνες που καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Επιπρόσθετα, προκύπτει μικρή μείωση εκπομπών CO₂, η οποία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση 0,89 εκατομμυρίων ευρώ για το Σενάριο 2.

Η υλοποίηση του Σεναρίου 2 έχει κόστος ανάκτησης κεφαλαίου συμβατικών Μονάδων μικρότερο από το κόστος ενοικίασης του Σεναρίου 1 κατά 1,79 εκατομμύρια ευρώ.

Επομένως, στο σύστημα της Σάμου στο χρονικό διάστημα 2026-2028 προκύπτει μείωση του κόστους που ανέρχεται σε 9,19 εκατομμύρια ευρώ σε σχέση με το Σενάριο 1.

Σύγκριση

Στο σενάριο 2, η ένταξη νέων μονάδων, επιφέρει μείωση του κόστους καυσίμου αλλά σημαντική μείωση του κόστους ανάκτησης κεφαλαίου, με αποτέλεσμα την μείωση του συνολικού κόστους. Επίσης, επιφέρει αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.

15.4 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σάμου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023 έχει προταθεί η κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος με μίσθωση ισχύος της τάξεως των 12MW.

Για τα έτη 2023-2028, από τις μελέτες εναλλακτικών σεναρίων και συνυπολογίζοντας διάφορες παραμέτρους (κάλυψη ελλείμματος ισχύος, αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ, μείωση κόστους συμβατικής παραγωγής, αποδέσμευση Η/Ζ «Τράπεζας», περιορισμός χώρου εντός του ΑΣΠ), καθώς και το γεγονός ότι η Σάμος, σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνεται στο έργο της Διασύνδεσης των Νησιών του Βορειανατολικού Αιγαίου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2028, κρίνεται ότι ο καταλληλότερος τρόπος ανάπτυξης συμβατικής παραγωγής για το χρονικό διάστημα 2023-2028 είναι η μετεγκατάσταση της Μονάδας G4 και της Μονάδας G5 από τον ΑΣΠ Σύρου το 2026, δεδομένης της ολοκλήρωσης της Γ΄ Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (ΔΠΑ 2024-2033) (Σενάριο 2).

Με την ένταξη της εν λόγω Μονάδας επιτυγχάνεται:

- Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ.
- Κάλυψη του ελλείμματος ισχύος.
- Αποφυγή μίσθωσης ισχύος.
- Μείωση κατά 7,37 εκατομμύρια ευρώ ετησίως για τα έτη 2026 έως και 2028 σε σχέση με την υφιστάμενη κατάσταση του λειτουργικού κόστους του συστήματος Σάμου, όσον αφορά στο κόστος καυσίμου και εκπομπών CO₂.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 16

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Χίου

16.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Χίου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΑΣΠ Χίου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 64,452 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 54 MW
- 12 αιολικούς σταθμούς, συνολικής ισχύος 10,425 MW
- 55 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 5,173 MW

Στον ΑΣΠ Χίου βρίσκονται εγκατεστημένες εννιά συμβατικές Μονάδες, που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων και Η/Ζ του ΑΣΠ Χίου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής, ανάλογα με την οικονομικότητα και τη διαθεσιμότητά τους.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Χίου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G1 (CEGIELSKI 9RTAF58, ενώ το 2026 λήγουν οι Άδειες Παραγωγής των Μονάδων G2 (CEGIELSKI 9RTAF58), G7 και G8 (GMT C4212ESS).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι Μονάδες που εμπίπτουν στην Οδηγία IED, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2030, είναι οι G1, G2 (CEGIELSKI 9RTAF58) και G3, G4 (H.S.D/MAN 9K60).

Όλες οι υπόλοιπες Μονάδες του ΑΣΠ Χίου, εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2029, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Χίου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. 71/2022 Απόφαση της ΡΑΕ έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή πλωτού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής ισχύος 72 MW στο ΗΣ Χίου, με ορίζοντα λειτουργίας το 2024. Όπως αναλυτικά αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.2.3 του παρόντος, προκειμένου να αποφευχθεί ο προκαθορισμός του ζητήματος ποσοτικοποίησης των αναγκών ισχύος και διαμόρφωσης της κατάλληλης στρατηγικής αντιμετώπισής τους,

η εξέταση της επάρκειας ισχύος που ακολουθεί για το ΗΣ Χίου περιορίζεται στην εξέταση των ετών 2023-2024.

16.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

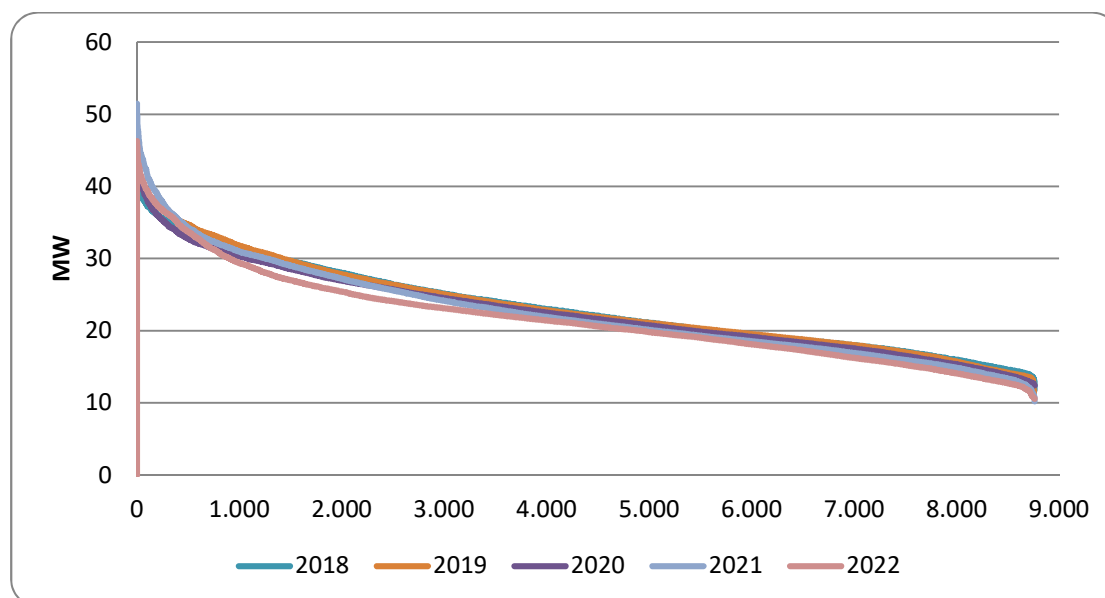
16.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Χίου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 16.1, στο σύστημα της Χίου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 44,9% και 56,8%, είναι σχετικά υψηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος διατηρείται σε σχετικά υψηλά επίπεδα ακόμα και κατά τους χειμερινούς μήνες, γεγονός που ενισχύεται από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 16.1.

Πίνακας 16.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Χίου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Χίου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	23,40	23,62	22,87	23,28	21,83
Αιχμή (MW)	41,20	45,30	43,00	51,90	44,9
Συντελεστής Φορτίου (%)	56,8	52,1	53,2	44,9	48,6

Διάγραμμα 16.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Χίου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 17 MW ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 25 MW. Το φορτίο βάσης όπως και το φορτίο αιχμής καλύπτονται από μονάδες με καύσιμο μαζούτ.

16.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Χίο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 16.2.

Πίνακας 16.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Χίου για τα έτη 2023-2024

Έτος	2023	2024
Ζήτηση (GWh)	212,76	217,02
Αιχμή (MW)	56,00	56,84
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	54	54
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	12,5	12,5
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-1(MW)	-14,50	-15,34
Ισχύς δεύτερης μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	10	10
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος N-2(MW)	-24,50	-25,34

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση όλων των Αδειών Παραγωγής οι οποίες λήγουν στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

16.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Χίου

Η επάρκεια ισχύος στο ΗΣ Χίου εξετάζεται για το χρονικό διάστημα 2023-2024. Για το έτος 2023 προτάθηκε, για την κάλυψη του προκύπτοντος ελλείμματος, η μίσθωση ισχύος της τάξεως των 25 MW τους θερινούς μήνες, ενώ αντίστοιχα για το έτος 2024 προτείνεται η μίσθωση ισχύος της τάξης των 26 MW, επίσης κατά τους θερινούς μήνες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 17

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σίφνου

17.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Σίφνου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σίφνου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 10 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 8,65MW
- 1 Αιολικό Σταθμό, αποδιδόμενης ισχύος 1,2 MW
- 2 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,203 MW

Στον ΤΣΠ Σίφνου βρίσκονται εγκατεστημένα δέκα όμοια Η/Ζ Mitsubishi S16R-PTA, που καταναλώνουν καύσιμο diesel, ένα εκ των οποίων μεταφέρθηκε από τον ΑΣΠ Μυκόνου τον Απρίλιο του 2022. Επιπλέον, σημειώνεται ότι δύο από τα παραπάνω Η/Ζ ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σίφνου.

Οι συμβατικές Μονάδες λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής αναλόγως με τη διαθεσιμότητά τους.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σερίφου -Σίφνου με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027. Επιπλέον, σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Σερίφου περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2025.

Λήξη αδειών

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Σίφνου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σίφνου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν υπάρχει Άδεια Παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στον ΤΣΠ Σίφνου.

17.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

17.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σίφνου

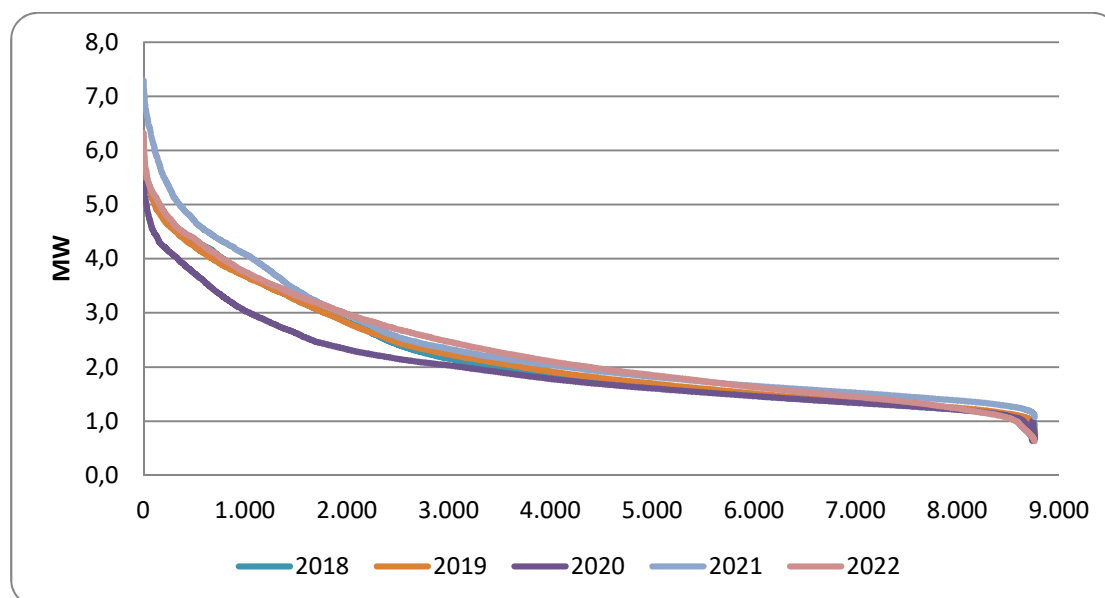
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 17.1, στο σύστημα της Σίφνου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 31,9% και 35,9% , είναι σχετικά σταθερός

και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 17.1.

Πίνακας 17.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σίφνου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σίφνου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	2,18	2,21	1,99	2,39	2,33
Αιχμή (MW)	6,07	6,51	5,65	7,50	6,64
Συντελεστής Φορτίου (%)	35,9	33,9	35,2	31,9	35,1

Διάγραμμα 17.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σίφνου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης του 1,2 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,4 MW.

17.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σίφνο παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος από το έτος 2024, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 17.2.

Πίνακας 17.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος συστήματος Σίφνου για τα έτη 2023-2027

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027
Ζήτηση (MWh)	21.373	21.694	22.019	22.349	22.684
Αιχμή (MW)	7,65	7,88	8,12	8,36	8,61
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,00	-0,23	-0,47	-0,71	-0,96

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με την παραμονή των δύο φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» .

17.3 Προτάσεις ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σίφνου

Λαμβάνοντας υπόψη την επικείμενη διασύνδεση του ΗΣ της Σίφνου με το ΗΣ Σερίφου, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027, προτείνεται για το χρονικό διάστημα 2024-2027 η διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Σίφνου και η μεταφορά ενός Η/Ζ από το ΗΣ Κω, με το οποίο διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 18

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ικαρίας

18.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Ικαρίας τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Συμβατικούς Σταθμούς και Σταθμούς ΑΠΕ:

- ΤΣΠ Ικαρίας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 14,5 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 12,4 MW
- 2 Αιολικούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,985 MW
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,399 MW
- 1 Υβριδικός Σταθμός, εγγυημένης ισχύος 2,55 MW

Στον ΤΣΠ Ικαρίας βρίσκονται εγκατεστημένες έξι συμβατικές Μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο μαζούτ και έξι MITSUBISHI συνολικής ισχύος που καταναλώνουν καύσιμο diesel, δύο εκ των οποίων ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο πλαίσιο της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2023, προτάθηκε και προγραμματίζεται η μετεγκατάσταση ενός φορητού Η/Ζ από τον ΑΣΠ Κω. Η μονάδα GDF 6G32 εκτιμάται ότι θα έχει παραληφθεί και θα είναι διαθέσιμη από το έτος 2024. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Ικαρίας.

Ο Υβριδικός Σταθμός επί του παρόντος βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία, η οποία αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2023.

Οι Μονάδες με καύσιμο μαζούτ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης, ανάλογα με την οικονομικότητα και τη διαθεσιμότητά τους, ενώ οι μονάδες με καύσιμο diesel λειτουργούν ως μονάδες αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2021-2025, προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σάμου-Ικαρίας με δύο Υ/Β καλώδια, με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2027.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγουν οι Άδειες Παραγωγής των Μονάδων G4 και G5 (FIAT B308ESS).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Ικαρίας εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Ικαρίας για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα. Ωστόσο, η νέα μονάδα GDF 6G32 εμπίπτει στην οδηγία MCPD και δε δύνανται να λειτουργεί πλέον των 500 ωρών ετησίως.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Ικαρίας.

18.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

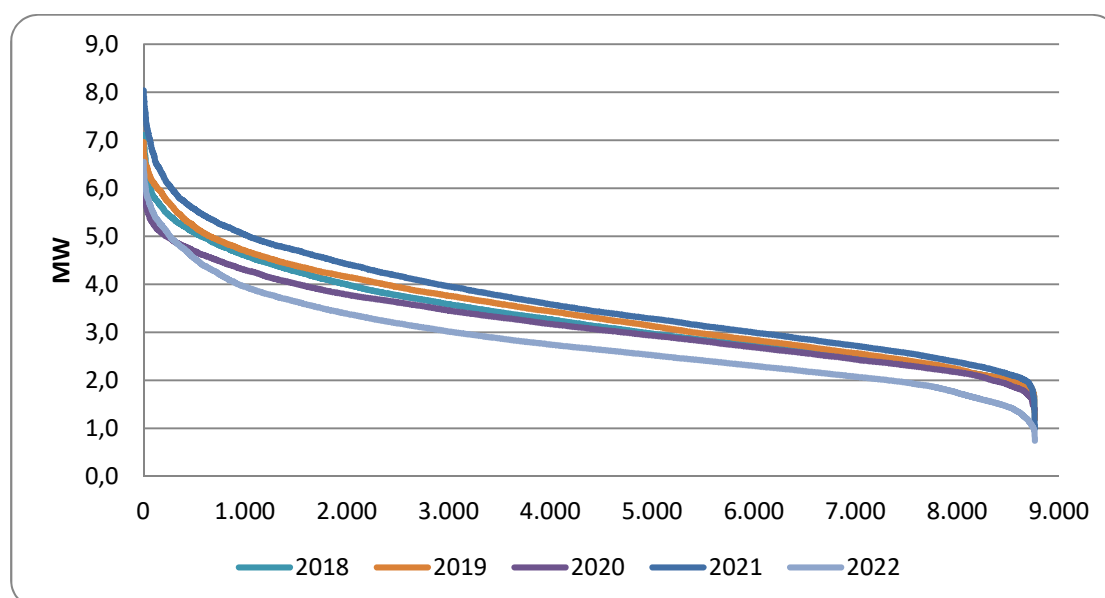
18.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ικαρίας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 18.1, στο σύστημα της Ικαρίας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 35,3% και 47,2%, είναι σχετικά σταθερός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι σχετικά εποχικό, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 18.1.

Πίνακας 18.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Ικαρίας για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ικαρίας					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	3,18	3,26	3,10	3,39	3,18
Αιχμή (MW)	7,110	7,938	6,839	9,600	6,735
Συντελεστής Φορτίου (%)	44,8	41,0	45,3	35,3	47,2

Διάγραμμα 18.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Ικαρίας για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 2,4 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 2,7 MW. Το φορτίο βάσης καλύπτεται εξ' ολοκλήρου από μονάδες με καύσιμο μαζούτ, ενώ το φορτίο αιχμής καλύπτεται τόσο από μονάδες με καύσιμο μαζούτ αλλά και από μονάδες με καύσιμο diesel.

18.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Ικαρία δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το εξεταζόμενο διάστημα, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 18.2

Πίνακας 18.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Ικαρίας για τα έτη 2023-2028

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	30.550	31.313	32.096	32.899	33.721	34.564
Αιχμή (MW)	10,00	10,15	10,30	10,46	10,61	10,77
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
Εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ (MW)	-	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW))	0,1	2,500	2,350	2,190	2,040	1,880

Σημειώνεται ότι στο παραγωγικό δυναμικό δεν συμπεριλαμβάνεται η μονάδα G2, καθώς λόγω των περιβαλλοντικών περιορισμών της οδηγίας MCPD, θα εντάσσεται σε περιόδους χαμηλών φορτίων για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης του ΥΒΕ.

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των Μονάδων, οι οποίες λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα και με την παραμονή των φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» .

18.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ικαρίας

Λαμβάνοντας υπόψη τη λήξη της δοκιμαστικής περιόδου και την οριστική παραλαβή του ΥΒΕ Ικαρίας (εγγυημένης ισχύος 2,55 MW) διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, με δυνατότητα αποδέσμευσης των δύο φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ» από το 2024.

Επομένως, δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ικαρίας.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των μονάδων που λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 19

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σκύρου

19.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Σκύρου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σκύρου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 7,5 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 6,85MW
- 4 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,3175 MW

Στον ΤΣΠ Σκύρου βρίσκονται εγκατεστημένα επτά Η/Ζ MITSUBISHI S16R-PTA, εκ των οποίων το ένα ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σκύρου.

Τα Η/Ζ MITSUBISHI S16R-PTA λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ανάλογα και με τη διαθεσιμότητά τους και τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Σκύρου περιλαμβάνεται στη Β' Φάση Διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2028.

Λήξη αδειών

Δε λήγει κάποια Άδεια Παραγωγής εντός του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Σκύρου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2028, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σκύρου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

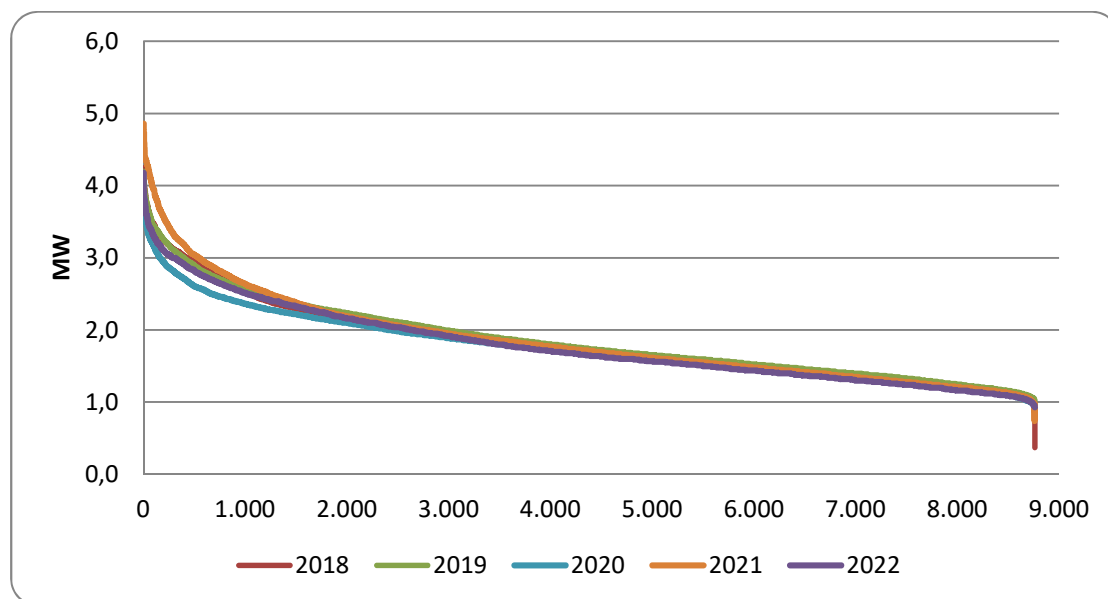
19.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

19.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σκύρου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 19.1, στο σύστημα της Σκύρου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 38% και 44,6%, είναι σχετικά σταθερός και χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 19.1.

Πίνακας 19.1: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σκύρου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σκύρου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	1,79	1,84	1,75	1,85	1,79
Αιχμή (MW)	4,25	4,20	3,91	4,86	4,18
Συντελεστής Φορτίου (%)	42,1	43,8	44,6	38,0	42,8

Διάγραμμα 19.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου συστήματος Σκύρου για τα έτη 2018-2022

Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 1,3 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,8 MW.

19.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σκύρο δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το εξεταζόμενο διάστημα, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 19.2.

Πίνακας 19.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σκύρου για τα έτη 2022-2028

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	16.413	16.660	16.910	17.163	17.421	17.682
Αιχμή (MW)	4,96	5,06	5,17	5,26	5,37	5,48
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,79	0,69	0,58	0,49	0,38	0,27

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξασφαλίζεται με την παραμονή του φορητού Η/Ζ που ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ».

19.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σκύρου

Για το ΗΣ της Σκύρου δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης και την παραμονή του Η/Ζ που ανήκει στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ, διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 20

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σερίφου

20.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Σερίφου τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σερίφου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 6,3 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 5,55MW
- 1 Φωτοβολταϊκό Σταθμό, ισχύος 0,10 MW

Στον ΤΣΠ Σερίφου βρίσκονται εγκατεστημένα έξι όμοια Η/Ζ Mitsubishi S16R-PTA, εκ των οποίων το ένα μεταφέρθηκε από τον ΑΣΠ Μυκόνου τον Απρίλιο του 2022 και τρία όμοια Η/Ζ MWM TBD603V12, εκ των οποίων τα δύο βρίσκονται σε βλάβη και δεν αναμένεται η επισκευή τους, ως εκ τούτου δεν συνυπολογίζονται στο παραγωγικό δυναμικό του σταθμού. Όλες οι μονάδες καταναλώνουν καύσιμο diesel. Σημειώνεται ότι από τα παραπάνω Η/Ζ, τα δύο από τα Mitsubishi ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σερίφου.

Τα Η/Ζ Mitsubishi λειτουργούν κατά κύριο λόγο ως μονάδες βάσης, ενώ το Η/Ζ MWM TBD603V12 λειτουργεί ως μονάδα αιχμής.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, η διασύνδεση της Σερίφου περιλαμβάνεται στη Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων και αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί εντός του 2025.

Λήξη αδειών

Το 2029 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Μονάδων G1, G2 και G8 (MWM TBD603V12).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες μονάδες στον ΤΣΠ Σερίφου εμπίπτουν στην οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το 2026, δεδομένης της επικείμενης διασύνδεσης. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σερίφου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Με την υπ' αριθ. Δ5/ΗΛ/Α/Φ17/1950/20615/24/09/2009 Απόφαση του ΥΠΕΝ χορηγήθηκε στη ΔΕΗ ΑΕ Άδεια Παραγωγής για την εγκατάσταση δύο Η/Ζ ισχύος 1 MW έκαστο, που θα καταναλώνουν καύσιμο diesel. Για την εν λόγω Άδεια έχει κατατεθεί από τη ΔΕΗ ΑΕ αίτημα ανάκλησης προς τη ΡΑΕ.

20.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

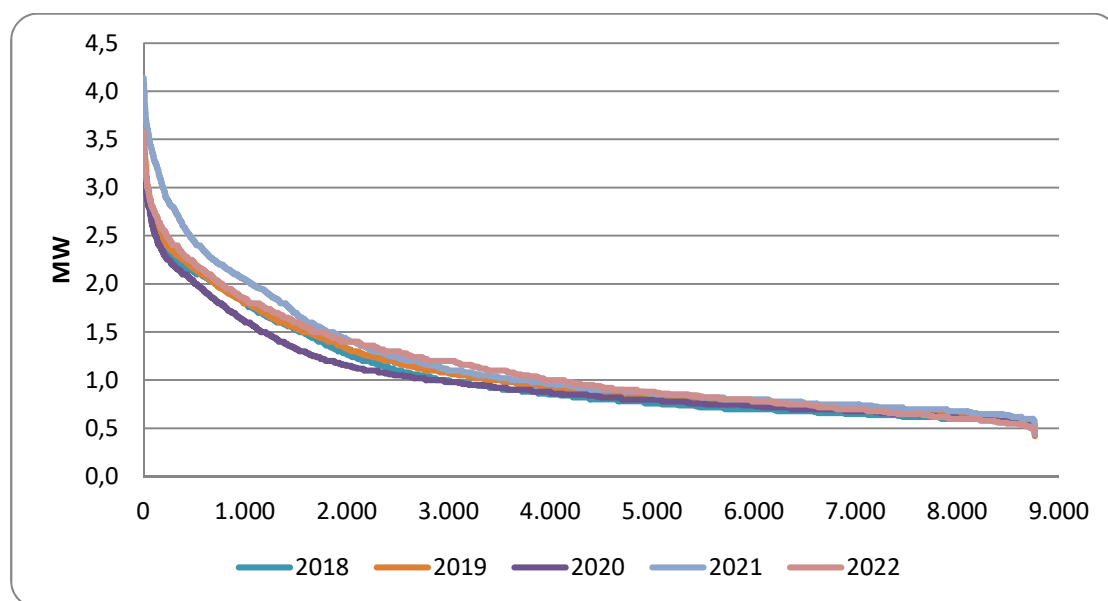
20.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σερίφου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 20.1, στο σύστημα της Σερίφου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 27,3% και 30,6%, είναι σε γενικές γραμμές σταθερά χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους, γεγονός που φαίνεται και από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου του Διαγράμματος 20.1.

Πίνακας 20.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σερίφου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σερίφου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,99	1,05	0,97	1,14	1,10
Αιχμή (MW)	3,64	3,80	3,52	4,14	3,58
Συντελεστής Φορτίου (%)	27,3	27,6	27,6	27,6	30,6

Διάγραμμα 20.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σερίφου για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 0,7 MW, ενώ το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,9 MW.

20.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σέριφο δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος για το εξεταζόμενο διάστημα, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 20.2.

Πίνακας 20.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σερίφου για τα έτη 2023-2025

Έτος	2023	2024	2025
Ζήτηση (MWh)	10.204	10.408	10.617
Αιχμή (MW)	4,22	4,30	4,39
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	5,55	5,55	5,55
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,00	1,00	1,00
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	0,330	0,250	0,160

Επισημαίνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται με την παραμονή των φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ».

20.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σερίφου

Για το ΗΣ της Σερίφου δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης και την παραμονή του Η/Ζ που θα μεταφερθεί από τον ΑΣΠ Μυκόνου και των φορητών Η/Ζ που ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ», διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2025.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 21

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Σύμης

21.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Σύμης τροφοδοτείται σήμερα από τους παρακάτω Σταθμούς Παραγωγής:

- ΤΣΠ Σύμης, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 6 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 5,2 MW
- 3 Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς, συνολικής ισχύος 0,19 MW

Στον ΤΣΠ Σύμης βρίσκονται εγκατεστημένα πέντε MITSUBISHI S16R-PT και δύο MTU 12V 4000G60 έκαστο, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τα δύο CEGIELSKI 6AL20/24 βρίσκονται σε βλάβη και δεν προβλέπεται η επισκευή τους. Σημειώνεται ότι τα δύο φορητά Η/Ζ MITSUBISHI ανήκουν στην «Τράπεζα Φορητών Η/Ζ». Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Σύμης.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με την ειδική τους κατανάλωση, τη διαθεσιμότητά τους και τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Σύμης το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Μονάδων G2 και G3 (CEGIELSKI 6AL20/24), ισχύος 0,3 MW έκαστη.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Όλες οι υφιστάμενες Μονάδες του ΤΣΠ Σύμης εμπίπτουν στην Οδηγία MCPD, η ισχύς της οποίας ξεκινά από το έτος 2030. Συνεπώς, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιφέρουν οι νέες Οδηγίες δεν επηρεάζουν το ΗΣ Σύμης για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Στην παρούσα φάση δεν υπάρχει άδεια παραγωγής σε ισχύ για την εγκατάσταση νέου παραγωγικού δυναμικού στο ΗΣ Σύμης.

21.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

21.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Σύμης

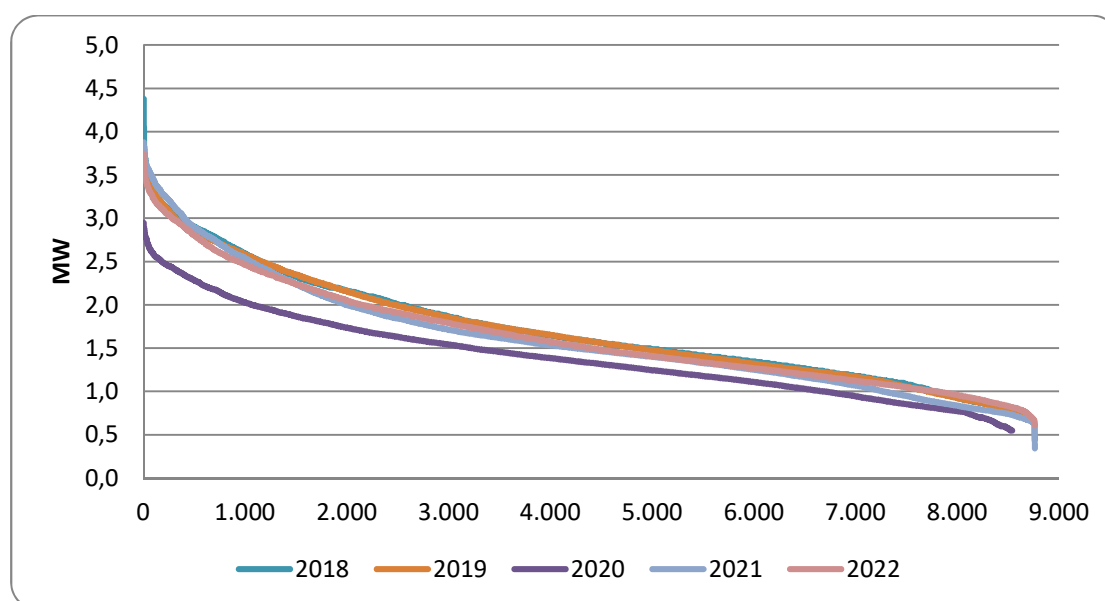
Όπως φαίνεται στον Πίνακα 21.1, στο σύστημα της Σύμης ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 35,5% και 42,5%, είναι χαμηλός και δείχνει

ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 21.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Σύμης για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Σύμης					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	1,67	1,70	1,39	1,61	1,63
Αιχμή (MW)	4,10	4,00	3,91	4,06	3,93
Συντελεστής Φορτίου (%)	40,9	42,5	35,5	39,7	41,6

Διάγραμμα 21.1: Καμπύλες διάρκειας φορτίου ΗΣ Σύμης για τα έτη 2018-2022



Από τις καμπύλες διάρκειας φορτίου των τελευταίων ετών, προκύπτει ότι το φορτίο βάσης είναι της τάξης των 1,3 MW και το φορτίο αιχμής της τάξης των 1,8 MW, με όλο το φορτίο να καλύπτεται από μονάδες με καύσιμο diesel.

21.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Σύμη παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το 2024, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 21.2.

Πίνακας 21.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Σύμης για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	15.123	15.350	15.581	15.814	16.052	16.292	16.537
Αιχμή (MW)	4,14	4,22	4,31	4,39	4,48	4,57	4,66
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Έλλειμμα/έλλειμμα ισχύος (MW)	0,06	-0,02	-0,11	-0,19	-0,28	-0,37	-0,46

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη και τα φορητά Η/Ζ της «Τράπεζας Η/Ζ».

21.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Σύμης

Το μικρό έλλειμμα ισχύος που προκύπτει τα έτη 2024 έως και 2029, προτείνεται να καλυφθεί με μεταφορά ενός Η/Ζ, από το ΗΣ Ικαρίας, το έτος 2024, διασφαλίζοντας την επάρκεια ισχύος για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 22

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Μεγίστης

22.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Μεγίστης τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Μεγίστης, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 1,91 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 1,64 MW. Στη Μεγίστη δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Μεγίστης βρίσκονται εγκατεστημένες επτά συνολικά μονάδες, οι οποίες καταναλώνουν καύσιμο diesel και λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Μεγίστης.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Μεγίστης το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Δε λήγει καμία Άδεια Παραγωγής στο ΗΣ Μεγίστης μέσα στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Μεγίστης δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Μεγίστης.

22.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

22.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Μεγίστης

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 22.1, στο σύστημα της Μεγίστης ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται μεταξύ 36,7% και 43,6%, είναι χαμηλός και δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 22.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Μεγίστης για τα έτη 2017-2021

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,43	0,44	0,41	0,44	0,49
Αιχμή (MW)	1,04	1,09	0,94	1,19	1,305
Συντελεστής Φορτίου (%)	41,3	40,7	43,6	36,7	37,6

22.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Μεγίστη παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το έτος 2023, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 22.2.

Πίνακας 22.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Μεγίστης για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	5.258	5.363	5.470	5.580	5.691	5.805	5.921
Αιχμή (MW)	1,45	1,49	1,52	1,56	1,60	1,64	1,68
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Έλλειμμα/περίσσεια ισχύος (MW)	-0,13	-0,17	-0,20	-0,24	-0,28	-0,32	-0,36

22.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Μεγίστης

Στα πλαίσια εξέτασης της επάρκειας ισχύος για το θέρους του 2023, προγραμματίζεται η μεταφορά ενός φορητού ΗΖ, αποδιδόμενης ισχύος 400kW, το οποίο προμηθεύτηκε ο Θερμικός Παραγωγός για την ενίσχυση της Τράπεζας Φορητών ΗΖ το θέρους του 2022.

Επομένως, με τη διατήρηση της υφιστάμενης σύνθεσης του ΤΣΠ Μεγίστης και την παραμονή του εν λόγω φορητού ΗΖ, εξασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 23

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ανάφης

23.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ανάφης τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Ανάφης, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 1,1 MW, η οποία παραμένει η ίδια σε συνθήκες καύσωνα. Στην Ανάφη δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Ανάφης βρίσκονται εγκατεστημένα δύο νέα Η/Ζ VOLVO PENTA TAD 1345GE, ένα VOLVO TAD1241GE, ένα VOLVO TAD740GE και ένα HYUNDAI KD8AX τα οποία καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Ανάφης.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026 προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Σαντορίνης -Ανάφης με δύο Υ/Β καλώδια με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2029.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2028 λήγει η Άδεια Παραγωγής της Μονάδας G5 (VOLVO PENTA TAD 1345GE).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Ανάφης δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

23.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

23.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ανάφης

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 23.1, στο σύστημα της Ανάφης ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 24,9% και 27,4%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 23.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Ανάφης για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ανάφης					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,16	0,16	0,14	0,16	0,16
Αιχμή (MW)	0,570	0,572	0,552	0,635	0,627
Συντελεστής Φορτίου (%)	27,4	27,1	24,9	25,2	26

23.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Ανάφη δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2023-2029, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 23.2.

Πίνακας 23.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Ανάφης για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	1.470	1.514	1.560	1.607	1.655	1.704	1.756
Αιχμή (MW)	0,700	0,714	0,728	0,743	0,758	0,773	0,788
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,150	0,136	0,122	0,107	0,092	0,077	0,062

23.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ανάφης

Για το ΗΣ της Ανάφης δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2029.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση της Αδειας Παραγωγής της G5 που λήγει το 2028.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 24

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Ερείκουσας

24.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Ερείκουσας τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Ερείκουσας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 1,11 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 0,88 MW. Στην Ερείκουσα δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Ερείκουσας βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ MAN D2566ME, ένα Η/Ζ HYUNDAI D6AU, , ένα Η/Ζ VOLVO TAD1241GE, και ένα νέο Η/Ζ VOLVO TAD1341GE, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Τον Ιούλιο του 2022 εγκαταστάθηκε στον ΤΣΠ Ερείκουσας μία νέα μονάδα SCANIA S5500ES. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Ερείκουσας.

Τα Η/Ζ VOLVO λειτουργούν κατά κανόνα ως Μονάδα βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα υπόλοιπα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Ερείκουσας το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των τριών Η/Ζ MAN D2566ME και της νέας μονάδας SCANIA S5500ES.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Ερείκουσας δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Ερείκουσας.

24.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

24.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Ερείκουσας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 24.1, στο σύστημα της Ερείκουσας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 18,7% και 25,5%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 24.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Ερείκουσας για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Ερείκουσας					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,10	0,09	0,09	0,10	0,11
Αιχμή (MW)	0,400	0,448	0,412	0,532	0,487
Συντελεστής Φορτίου (%)	25,5	20,9	22,6	18,7	22,0

24.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στην Ερείκουσα δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το εξεταζόμενο διάστημα, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 24.2.

Πίνακας 24.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Ερείκουσας για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	958	977	997	1.017	1.037	1.058	1.079
Αιχμή (MW)	0,580	0,583	0,586	0,589	0,592	0,595	0,598
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,020	0,017	0,014	0,011	0,007	0,005	0,002

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των τριών μονάδων που λήγουν το 2025.

24.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Ερείκουσας

Με την ένταξη της νέας μονάδας τον Ιούλιο του 2022 εξασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος του ΗΣ Ερείκουσας για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των μονάδων που λήγουν το 2025.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 25

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Δονούσας

25.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Δονούσας τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Δονούσας, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 0,94 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 0,865 MW. Στη Δονούσα δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Δονούσας βρίσκονται εγκατεστημένα τρία H/Z MAN D2566ME, δύο νέα H/Z VOLVO PENTA TAD 1345GE και ένα H/Z VOLVO PENTA TD740GE, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών H/Z του ΤΣΠ Δονούσας.

Το H/Z VOLVO PENTA TD740GE λειτουργεί κατά κανόνα ως Μονάδα βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα υπόλοιπα H/Z λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026 προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση ΜΤ μεταξύ Νάξου -Δονούσας με δύο Υ/Β καλώδια με εκτιμώμενο έτος ηλεκτρίσης το 2028.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2024 λήγουν οι Άδειες Παραγωγής των τριών H/Z MAN D2566ME.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Δονούσας δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Δονούσας.

25.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

25.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Δονούσας

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 25.1, στο σύστημα της Δονούσας ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 25,2% και 28,3%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 25.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Δονούσας για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Δονούσας					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,13	0,13	0,11	0,13	0,13
Αιχμή (MW)	0,490	0,510	0,416	0,458	0,518
Συντελεστής Φορτίου (%)	26,1	25,2	26,1	28,3	25,2

25.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Δονούσα δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2023-2028 όπως φαίνεται και στον Πίνακα 25.2.

Πίνακας 25.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Δονούσας για τα έτη 2023-2028

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ζήτηση (MWh)	1.180	1.215	1.251	1.289	1.328	1.367
Αιχμή (MW)	0,550	0,564	0,578	0,592	0,607	0,622
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,865	0,865	0,865	0,865	0,865	0,865
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,085	0,071	0,057	0,043	0,028	0,013

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των τριών Η/Ζ MAN D2566ME που λήγουν το 2024.

25.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Δονούσας

Για το ΗΣ της Δονούσας δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2028.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G1, G2 και G3 που λήγουν το 2024.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 26

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγίου Ευστρατίου

26.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Αγίου Ευστρατίου τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 0,760 MW, η οποία σε συνθήκες καύσιωνα ανέρχεται σε 0,715 MW. Στον Άγιο Ευστράτιο δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου βρίσκονται εγκατεστημένα δύο H/Z MAN D2566ME, και τρία H/Z HYUNDAI KD8AX, που καταναλώνουν καύσιμο diesel.

Τα H/Z HYUNDAI λειτουργούν κατά κανόνα ως Μονάδες βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα H/Z MAN λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση.

Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Δεν προβλέπεται η διασύνδεση του Αγ. Ευστρατίου το εξεταζόμενο διάστημα, λόγω της υλοποίησης του επιδεικτικού – ερευνητικού έργου στο ΗΣ.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των δύο H/Z MAN D2566ME.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αγίου Ευστρατίου δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Αγίου Ευστρατίου.

Στο νησί του Αγίου Ευστρατίου υλοποιείται ένα καινοτόμο πιλοτικό έργο, στόχος του οποίου είναι η κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του νησιού από ΑΠΕ σε ποσοστό τουλάχιστον 85%, καθώς και η υποκατάσταση του μεγαλύτερου ποσοστού των αναγκών θέρμανσης με ενέργεια επίσης παραγόμενη από ΑΠΕ. Το έργο είναι ώριμο καθώς έχει οριστικοποιηθεί το κανονιστικό – ρυθμιστικό πλαίσιο που θα διέπει τη λειτουργία του επιδεικτικού – ερευνητικού έργου και του ΗΣ του Αγ. Ευστρατίου, με την έκδοση σχετικής Υπουργικής Απόφασης και έχει χορηγηθεί στον Δήμο Αγ. Ευστρατίου «Ενιαία άδεια παραγωγού, η οποία απαρτίζεται από α) βεβαίωση παραγωγού ειδικού έργου από ΥΒΣ και β) άδεια παραγωγής, διανομής και προμήθεια θερμικής ενέργειας» με Απόφαση της ΡΑΕ.

Αναφορικά με την εξέλιξη της υλοποίησης του έργου, αυτή αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός του 2024.

26.2 Εξέταση επάρκειας Ισχύος

26.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγίου Ευστρατίου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 26.1, στο σύστημα του Αγίου Ευστρατίου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 35,6% και 41,1%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 26.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγίου Ευστρατίου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αγίου Ευστρατίου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12
Αιχμή (MW)	0,360	0,330	0,306	0,348	0,300
Συντελεστής Φορτίου (%)	35,6	38,9	41,1	37,8	39,1

26.2.2 Επάρκεια ισχύος

Λαμβάνοντας υπόψη την έναρξη λειτουργίας του ΕΠΕ εντός του 2024, εξετάζεται η επάρκεια ισχύος από το συμβατικό σταθμό παραγωγής έως και το 2024.

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στον Άγιο Ευστράτιο δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το χρονικό διάστημα 2023-2024, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 26.1.

Πίνακας 26.1: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αγίου Ευστρατίου για τα έτη 2023-2024

Έτος	2023	2024
Ζήτηση (MWh)	1.182	1.211
Αιχμή (MW)	0,380	0,390
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,715	0,715
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,2	0,2
Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,135	0,125

Σημειώνεται ότι η εξέλιξη της αιχμής και της ζήτησης για το διάστημα 2025-2029 παρουσιάζεται στο Παράρτημα III.

26.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγίου Ευστρατίου

Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 26.1 διαπιστώνεται ότι στο σύστημα του Αγίου Ευστρατίου δεν παρουσιάζεται έλλειμμα κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα, επομένως δεν υπάρχει ανάγκη για εγκατάσταση νέας συμβατικής ισχύος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 27

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Οθωνών

27.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Οθωνών τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Οθωνών, συνολικής αποδιδόμενης ισχύς θέρους 0,62 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 0,56 MW. Στους Οθωνούς δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Οθωνών βρίσκονται εγκατεστημένα ένα Η/Ζ VOLVO TAD1241GE, ένα Η/Ζ VOLVO TAD1341GE, καθώς και τρία όμοια Η/Ζ MAN 2566ME, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Οθωνών.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, δεν προβλέπεται η διασύνδεση των Οθωνών το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Η/Ζ G1, G2 και G3 (MAN 2566ME).

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Οθωνών δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

27.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

27.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Οθωνών

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 27.1, στο σύστημα των Οθωνών ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 24,3% και 30,4%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 27.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Οθωνών για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Οθωνών					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08
Αιχμή (MW)	0,300	0,295	0,250	0,286	0,252
Συντελεστής Φορτίου (%)	24,3	24,3	26,3	26,6	30,4

27.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στους Οθωνούς δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος για το χρονικό διάστημα 2023-2029, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 27.2.

Πίνακας 27.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Οθωνών για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	689	706	724	742	760	779	799
Αιχμή (MW)	0,310	0,316	0,323	0,329	0,336	0,342	0,349
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,050	0,044	0,037	0,031	0,024	0,018	0,011

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση των Αδειών Παραγωγής των τριών Η/Ζ ΜΑΝ D2566ΜΕ που λήγουν το 2025.

27.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Οθωνών

Για το ΗΣ των Οθωνών δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2029.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση των Αδειών Παραγωγής των G1, G2 και G3 που λήγουν το 2025.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 28

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αγαθονησίου

28.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Αγαθονησίου τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αγαθονησίου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 0,43 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 0,39 MW. Στο Αγαθονήσι δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αγαθονησίου βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ HYUNDAI D6AU, εκ των οποίων το ένα βρίσκεται σε βλάβη και δεν αναμένεται η επισκευή του, δύο Η/Ζ DOOSAN P086TI και ένα Η/Ζ MAN D2566ME, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αγαθονησίου.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026, δεν προβλέπεται η διασύνδεση του Αγαθονησίου το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2029 λήγει η Άδεια Παραγωγής των Η/Ζ DOOSAN P086TI.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αγαθονησίου δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Λαμβάνοντας υπόψη τη λειτουργική κατάσταση των Μονάδων HYUNDAI D6AU και την επισφαλή διαθεσιμότητά τους, και δεδομένου του χαμηλού κόστους αντικατάστασής τους έχει προταθεί με την ΔΕΔΔΗΕ/ΔΔΝ/76799/02.03.2023 επιστολή, η προμήθεια νέων Μονάδων, αποδιδόμενης ισχύος περί τα 100-130kW προς σταδιακή αντικατάσταση των υπόψη υφιστάμενων.

28.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

28.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγαθονησίου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 28.1, στο σύστημα του Αγαθονησίου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 41% και 44,1%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 28.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αγαθονησίου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αγαθονησίου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10
Αιχμή (MW)	0,200	0,198	0,220	0,243	0,226
Συντελεστής Φορτίου (%)	41,0	44,1	42,8	41,7	42,6

28.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στο Αγαθονήσι δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2023-2029, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 28.2.

Πίνακας 28.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αγαθονησίου για τα έτη 2029-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	901	914	928	942	956	971	985
Αιχμή (MW)	0,260	0,265	0,270	0,276	0,281	0,287	0,293
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,040	0,035	0,030	0,024	0,019	0,013	0,007

28.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αγαθονησίου

Για το ΗΣ των Αγαθονησίου λαμβάνοντας υπόψη την επισφαλή διαθεσιμότητα των Μονάδων HYUNDAI D6AU, και δεδομένου του χαμηλού κόστους αντικατάστασής τους προτάθηκε η προμήθεια νέων Μονάδων, αποδιδόμενης ισχύος περί τα 100-130kW προς αντικατάσταση των εν λόγω υφιστάμενων μονάδων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 29

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αρκιών

29.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Αρκιών τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αρκιών, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 0,36 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 0,34 MW. Στους Αρκιούς δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αρκιών βρίσκονται εγκατεστημένα τρία H/Z MAN D2566ME και ένα H/Z VOLVO TD710G, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αρκιών.

Το H/Z VOLVO λειτουργεί κατά κανόνα ως Μονάδα βάσης, λόγω καλύτερης ειδικής κατανάλωσης, ενώ τα H/Z MAN λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν μεγαλύτερη ειδική κατανάλωση.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026, δεν προβλέπεται η διασύνδεση των Αρκιών το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Δε λήγει καμία Άδεια Παραγωγής στο ΗΣ Αρκιών μέσα στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αρκιών δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Αρκιών.

29.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

29.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αρκιών

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 29.1, στο σύστημα των Αρκιών ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 29,8% και 32,6%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 29.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αρκιών για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αρκιών					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Αιχμή (MW)	0,150	0,157	0,139	0,160	0,157
Συντελεστής Φορτίου (%)	30,2	30,0	32,7	29,8	32,6

29.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στους Αρκιούς δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2023-2029, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 29.2.

Πίνακας 29.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αρκιών για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	457	466	475	485	495	504	515
Αιχμή (MW)	0,180	0,184	0,187	0,191	0,195	0,199	0,203
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,040	0,036	0,033	0,029	0,025	0,021	0,017

29.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αρκιών

Για το ΗΣ των Αρκιών δεν είναι αναγκαία η εξέταση ανάπτυξης του παραγωγικού της δυναμικού, καθώς με τη διατήρηση της υφιστάμενης κατάστασης διασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος σε όλο το εξεταζόμενο διάστημα, δηλαδή μέχρι το 2029.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 30

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Γαύδου

30.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Γαύδου τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Γαύδου, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 0,755 MW, η οποία σε συνθήκες καύσωνα ανέρχεται σε 0,495 MW. Στη Γαύδο δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Γαύδου βρίσκονται εγκατεστημένα πέντε Η/Ζ, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Γαύδου.

Τα πέντε Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, δεν προβλέπεται η διασύνδεση της Γαύδου το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Το 2023 λήγει η Άδεια Παραγωγής του Η/Ζ DOOSAN P086TI και το 2025 λήγει η Άδεια Παραγωγής του Η/Ζ MAN D2566ME.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Γαύδου δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης Μονάδας από τη ΔΕΗ ΑΕ στο ΗΣ Γαύδου.

30.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

30.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Γαύδου

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 30.1, στο σύστημα της Γαύδου ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 36,6% και 43,1%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 30.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Γαύδου για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Γαύδου					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07
Αιχμή (MW)	0,130	0,139	0,136	0,184	0,187
Συντελεστής Φορτίου (%)	43,1	42,1	40,7	36,6	38,3

30.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στη Γαύδο δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος το εξεταζόμενο διάστημα, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 30.2.

Πίνακας 30.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Γαύδου για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	640	650	660	670	680	690	700
Αιχμή (MW)	0,209	0,210	0,211	0,212	0,213	0,214	0,215
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280
Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,006	0,005	0,004	0,003	0,002	0,001	0,000

Σημειώνεται ότι η επάρκεια ισχύος εξετάζεται λαμβάνοντας υπόψη την παράταση της Αδείας Παραγωγής των μονάδων που λήγουν το εξεταζόμενο διάστημα.

30.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Γαύδου

Στα πλαίσια της εξέτασης της επάρκειας ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ κατά την περίοδο του θέρους του 2022 ο ΤΣΠ Γαύδου ενισχύθηκε με την προμήθεια ενός φορητού Η/Ζ αποδιδόμενης ισχύος σε συνθήκες καύσωνα 0,28MW. Το εν λόγω φορητό ανήκει στην «Τράπεζα Η/Ζ» και με την παραμονή του στο ΗΣ Γαύδου εξασφαλίζεται η επάρκεια ισχύος για όλο το εξεταζόμενο διάστημα.

Επισημαίνεται ότι είναι αναγκαία η παράταση της Αδείας Παραγωγής της G3 που λήγει το 2025.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 31

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Παραγωγής ΗΣ Αντικυθήρων

31.1 Παραγωγικό δυναμικό

Υφιστάμενο παραγωγικό δυναμικό

Το ηλεκτρικό σύστημα Αντικυθήρων τροφοδοτείται σήμερα από τον ΤΣΠ Αντικυθήρων, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 0,27 MW, η οποία παραμένει η ίδια σε συνθήκες καύσωνα. Στα Αντικύθηρα δεν υπάρχουν εγκατεστημένοι Σταθμοί ΑΠΕ.

Στον ΤΣΠ Αντικυθήρων βρίσκονται εγκατεστημένα τρία Η/Ζ HYUNDAI D6AU, εκ των οποίων το ένα βρίσκεται σε βλάβη και δεν αναμένεται η επισκευή του και ένα Η/Ζ IVECO 8061 SRI 26, που καταναλώνουν καύσιμο diesel. Στο Παράρτημα Ι παρουσιάζεται Πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών Μονάδων του ΤΣΠ Αντικυθήρων.

Τα Η/Ζ λειτουργούν ως Μονάδες βάσης ή αιχμής ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους και με τη διακύμανση του φορτίου του συστήματος, μιας και έχουν παρεμφερή ειδική κατανάλωση.

Προγραμματισμένη διασύνδεση

Σύμφωνα με το ΔΠΑ 2024-2033, δεν προβλέπεται η διασύνδεση των Αντικυθήρων το εξεταζόμενο διάστημα.

Λήξη Αδειών Παραγωγής

Δε λήγει καμία Άδεια Παραγωγής στο ΗΣ Αντικυθήρων μέσα στο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα.

Νέες Οδηγίες ρύπων IED και MCPD

Οι υφιστάμενες μονάδες του ΤΣΠ Αντικυθήρων δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες.

Προγραμματισμένη ένταξη νέου δυναμικού

Λαμβάνοντας υπόψη τη λειτουργική κατάσταση των Μονάδων HYUNDAI D6AU και την επισφαλή διαθεσιμότητα τους, και δεδομένου του χαμηλού κόστους αντικατάστασής τους έχει προταθεί ΔΕΔΔΗΕ/ΔΔΝ/76799/02.03.2023 επιστολή, η προμήθεια νέων Μονάδων, αποδιδόμενης ισχύος περί τα 100-130kW προς σταδιακή αντικατάσταση των υπόψη υφιστάμενων.

31.2 Εξέταση επάρκειας ισχύος

31.2.1 Χαρακτηριστικά ΗΣ Αντικυθήρων

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 31.1, στο σύστημα των Αντικυθήρων ο συντελεστής φορτίου τα τελευταία πέντε χρόνια κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα μεταξύ 28,5% και 41,2%, που δείχνει ότι το φορτίο του συστήματος είναι έντονα εποχικό λόγω τουριστικής κίνησης κατά την περίοδο του θέρους.

Πίνακας 31.1: Χαρακτηριστικά ΗΣ Αντικυθήρων για τα έτη 2018-2022

Χαρακτηριστικά ηλεκτρικού συστήματος Αντικυθήρων					
	2018	2019	2020	2021	2022
Μέσο Φορτίο (MW)	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04
Αιχμή (MW)	0,110	0,090	0,085	0,096	0,119
Συντελεστής Φορτίου (%)	28,5	38,1	41,2	39,4	31,6

31.2.2 Επάρκεια ισχύος

Με βάση τις εκτιμήσεις εξέλιξης της ζήτησης και της αιχμής, σύμφωνα με τις μεθόδους που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3, στα Αντικύθηρα δεν παρουσιάζεται έλλειμμα ισχύος κατά το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα 2023-2029, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 31.2.

Πίνακας 31.2: Εκτίμηση εξέλιξης αιχμής και ζήτησης και προσδιορισμός ελλείμματος ΗΣ Αντικυθήρων για τα έτη 2023-2029

Έτος	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ζήτηση (MWh)	339	348	356	365	374	384	393
Αιχμή (MW)	0,140	0,143	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158
Υφιστάμενο δυναμικό παραγωγής (MW)	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Ισχύς μεγαλύτερης Μονάδας (MW)	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Περίσσεια/Έλλειμμα ισχύος (MW)	0,040	0,037	0,034	0,031	0,028	0,025	0,022

31.3 Προτάσεις για την ανάπτυξη του παραγωγικού δυναμικού του ΗΣ Αντικυθήρων

Για το ΗΣ των Αντικυθήρων λαμβάνοντας υπόψη την επισφαλή διαθεσιμότητα των Μονάδων HYUNDAI D6AU, και δεδομένου του χαμηλού κόστους αντικατάστασής τους προτάθηκε η προμήθεια τριών νέων Μονάδων, αποδιδόμενης ισχύος περί τα 100-130kW προς σταδιακή αντικατάσταση των εν λόγω υφιστάμενων μονάδων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 32

Τράπεζα Φορητών Ηλεκτροπαραγωγών Ζευγών (H/Z)

Η «Τράπεζα Φορητών H/Z» της ΔΕΗ Α.Ε., η οποία προορίζεται για την κάλυψη εκτάκτων αναγκών στα ΜΔΝ, αριθμεί σήμερα 69 φορητά H/Z, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 71,7 MW περίπου. Ωστόσο, τα εν λόγω H/Z βρίσκονται εγκατεστημένα σε συστήματα ΜΔΝ, καλύπτοντας πάγιες ανάγκες ηλεκτροδότησης, κυρίως κατά τη θερινή περίοδο. Στο παράρτημα VI παρουσιάζονται αναλυτικά, το ΗΣ στο οποίο είναι εγκατεστημένα, η άδεια λειτουργίας, το πλήθος των μονάδων και η ονομαστική ισχύς τους.

Με τις προτεινόμενες μεταφορές, και μετεγκαταστάσεις Μονάδων όπως αναλύονται στα προηγούμενα κεφάλαια του παρόντος, αλλά και την ολοκλήρωση της Δ' Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων, προκύπτει η δυνατότητα αποδέσμευσης φορητών H/Z της «Τράπεζας Φορητών H/Z» της ΔΕΗ Α.Ε., χωρίς να επηρεάζεται η επάρκεια ισχύος, από τα κάτωθι ηλεκτρικά συστήματα:

- Από ΑΣΠ Θήρας δεκαπέντε H/Z, συνολικής αποδιδόμενης ισχύος θέρους 15,0 MW.
- Από ΑΣΠ Μήλου δύο H/Z, αποδιδόμενης ισχύος θέρους 2,0 MW, εκ των οποίων το ένα πρόκειται να μεταφερθεί από τον ΑΣΠ Κω κατά το θέρος του 2023.
- Από ΑΣΠ Σερίφου δύο H/Z, αποδιδόμενης ισχύος θέρους 2,0 MW.
- Από ΑΣΠ Καρπάθου τρία H/Z, αποδιδόμενης ισχύος θέρους 3,0 MW.
- Από ΑΣΠ Λήμνου δύο H/Z, αποδιδόμενης ισχύος θέρους 2,0 MW.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 33

Διασυνδέσεις νησιών με Υποβρύχια Καλώδια Μέσης Τάσης

33.1 Ενισχύσεις και βελτιώσεις υφιστάμενων διασυνδέσεων

Σε εφαρμογή των απαιτήσεων του Κώδικα ΜΔΝ και για βελτίωση της αξιοπιστίας ηλεκτροδότησης των νησιών που ανήκουν στο ίδιο Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ, προτείνονται οι παρακάτω ενισχύσεις και βελτιώσεις υφιστάμενων διασυνδέσεων που αναφέρονται και στο υπό διαβούλευση Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου (ΣΑΔ) 2022-2026 του ΔΕΔΔΗΕ:

- Κάλυμνος-Λέρος: έχει αδειοδοτηθεί η πόντιση τριών (3) νέων υποβρυχίων καλωδίων σε νέα θέση προσαυγιάλωσης επί της Καλύμνου, τα οποία θα τροφοδοτηθούν από νέες γραμμές ΜΤ που θα οδεύσουν σε προσβάσιμες διαδρομές. Τα νέα υποβρύχια καλώδια θα είναι $3 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ με μόνωση XLPE μήκους 8 km το καθένα.
- Κόλπος Καλλονής Λέσβου: Ο ΥΣ Καλλονής Λέσβου (66/20 kV) τροφοδοτείται από μία εναέρια γραμμή των 66 kV, με αποτέλεσμα πιθανό σφάλμα στη γραμμή να προκαλέσει διακοπή τροφοδοσίας στο δυτικό τμήμα του νησιού. Η εγκατάσταση δύο (2) νέων υποβρυχίων καλωδίων στον κόλπο Καλλονής θα εξασφαλίσει εναλλακτική τροφοδότηση στο δίκτυο ΜΤ σε περίπτωση διακοπής στη γραμμή των 66 kV, που τροφοδοτεί τον Υ/Σ Καλλονής. Το μήκος των νέων υποβρυχίων καλωδίων είναι 2,7 km το καθένα και το έργο βρίσκεται υπό κατασκευή.
- Λέρος – Λειψοί: Η υφιστάμενη υποβρύχια σύνδεση περιλαμβάνει 2 τριπολικά καλώδια ($3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$, μήκος κάθε καλωδίου 9,7 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται αποξήλωση του ενός εκ των δυο υφιστάμενων καλωδίων (από ακτή σε ακτή) με ανάκτηση και φύλαξη των υγιών μηκών του καλωδίου, πόντιση ενός νέου καλωδίου $3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ συνολικού μήκους 9,7 km, καθώς και προστασία (π.χ. δια ταφής) των νέων τμημάτων των καλωδίων, με εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης το 2027.
- Κάρπαθος – Κάσος: Η υφιστάμενη υποβρύχια σύνδεση περιλαμβάνει δύο τριπολικά καλώδια ($3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$, μήκος κάθε καλωδίου 15,2 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται η αποξήλωση και αντικατάσταση τμημάτων σε κάθε καλώδιο συνολικού μήκους 3,5 km (2 km και 1,5 km) και κατάλληλη προστασία αυτών (π.χ. με κελύφη), με εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης το 2028.
- Κως – Γυαλί: Η υφιστάμενη υποβρύχια σύνδεση περιλαμβάνει δύο τριπολικά καλώδια ($3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, μήκος κάθε καλωδίου 10,4 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται η αποξήλωση και αντικατάσταση τμημάτων ενός εκ των δύο καλωδίων συνολικού μήκους 900 m και κατάλληλη προστασία αυτών (π.χ. ταφή, τοποθέτηση προστατευτικών κελυφών), με εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης το 2027.
- Σάμος – Φούρνοι: Η υφιστάμενη υποβρύχια διασύνδεση περιλαμβάνει δύο τριπολικά καλώδια ($3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$, μήκος κάθε καλωδίου 8,5 km). Για τη μείωση του αριθμού των βλαβών προβλέπεται η αποξήλωση και αντικατάσταση τμημάτων σε κάθε καλώδιο συνολικού μήκους 2 km (1 km έκαστο) και κατάλληλη προστασία αυτών (π.χ. ταφή, τοποθέτηση προστατευτικών κελυφών), με εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης το 2027..

33.2 Διασυνδέσεις μεταξύ ηλεκτρικών συστημάτων

Σύμφωνα με το ΣΑΔ 2022-2026 προγραμματίζεται η υποβρύχια διασύνδεση MT μεταξύ Σάμου -Ικαρίας με δύο Υ/Β καλώδια 3x95 Cu, μήκους 45,69 km έκαστο, με έτος ηλεκτρίσης το 2027, ενόψει της μελλοντικής διασύνδεσης των νησιών του ΒΑ Αιγαίου και για την αξιοποίηση της εξαγόμενης ενέργειας από το ΥΒΣ Ικαρίας προς τη Σάμο. Επιπλέον, εξετάζεται η υποβρύχια διασύνδεση MT Σάμου-Αγαθονησίου με δύο Υ/Β καλώδια 3x95 Cu μήκους 24 km έκαστο.

Στα πλαίσια διασύνδεσης των νησιών των Δωδεκανήσων με το ΕΣΜΗΕ έχουν δρομολογηθεί οι απαιτούμενες ενέργειες για τη μελέτη και αδειοδότηση με Υ/Β καλώδια MT 3x95 Cu με μόνωση XLPE της διασύνδεσης Ρόδος-Σύμη (2X29km).

Επίσης, εξετάζονται οι ακόλουθες υποβρύχιες διασυνδέσεις MT:

- Λειψοί-Αρκιοί (2X7,5 km)
- Λειψοί-Πάτμος (2X16,5 km)
- Λειψοί-Λέρος (2X10 km)