



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

**Τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας
ΠΜΣ Διαχείριση Ενέργειας και Περιβάλλοντος**

Μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία

Τίτλος:

«Τεχνοοικονομική ανάλυση επιλογών ηλεκτροδότησης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων στο πλαίσιο της νέας Ευρωπαϊκής περιβαλλοντικής νομοθεσίας»



Φοιτητής: Μαραγκός-Μπέλμπας Χρήστος

Επιβλέπων Καθηγητής: Δρ. Φλάμος Αλέξανδρος

ΠΕΙΡΑΙΑΣ

2018

Πίνακας περιεχομένων

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ.....	4
Abstract	7
Σκοπός της μελέτης.....	8
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : Ιστορικό διασυνδέσεων και υφιστάμενη κατάσταση	9
1.1 Το ηλεκτρικό σύστημα και δίκτυο.....	9
1.2 Ιστορικό διασυνδέσεων	10
1.2.1 Εισαγωγή.....	10
1.2.2 Ιστορικό	10
1.2.3 Η περίπτωση της Κρήτης	12
1.3 Μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ)	13
1.4 Εγκεκριμένα έργα διασυνδέσεων ΥΤ	19
1.4.1 Διασύνδεση των Κυκλάδων	19
1.4.2 Λευκάδα - Κεφαλλονιά.....	22
1.4.3 Κρήτη	22
1.4.4 Βόρειες Σποράδες	23
1.5 Τεχνολογίες διασυνδέσεων.....	24
1.5.1 HVAC/HVDC.....	24
1.5.2 Τεχνολογίες DC καλωδίων.....	26
1.5.3 Κοστολόγηση διασυνδέσεων	28
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Μελέτες διασυνδέσεων – βιβλιογραφική ανασκόπηση	31
2.1 Η σημασία των διασυνδέσεων.....	31
2.2 Σύνοψη κυριότερων μελετών	33
2.2.1 Κρήτη	33
2.2.2 Υπόλοιπα ΜΔΝ	39
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Προγράμματα Ενεργειακής Ανάλυσης.....	50
3.1 Εισαγωγή	50
3.2 LEAP	51
3.3 META	53
3.4 RETScreen	55
3.5 MDT	58
3.6 DER-CAM	59
3.7 HOMER	61
3.8 Επιλογή του κατάλληλου λογισμικού	63
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Ευρωπαϊκή Περιβαλλοντική Νομοθεσία	65
4.1 Εισαγωγή	65

4.2 Οδηγία 2010/75/ΕΕ	65
4.2.1 Εισαγωγή	65
4.2.2 Τεχνικά θέματα	66
4.2.3 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 1» Παράρτημα V	68
4.2.4 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 2» Παράρτημα V	72
4.2.5 Μετρήσεις και παρακολούθηση	73
4.3 Οδηγία 2015/2193/ΕΕ	74
4.3.1 Εισαγωγή	74
4.3.2 Τεχνικά θέματα	75
4.3.3 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 1» Παράρτημα II (υφιστάμενες μονάδες)	76
4.3.4 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 2» Παράρτημα II (νέες μονάδες)	78
4.3.5 Μετρήσεις και παρακολούθηση	80
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Τεχνοοικονομική Μελέτη επιλογών διασύνδεσης ΜΔΝ - Εφαρμογή στο σύστημα της Μήλου.....	83
5.1 Εισαγωγή	83
5.2 Τιμολόγηση Ενέργειας	84
5.3 Σενάρια ανάλυσης.....	86
5.4 Δεδομένα.....	87
5.4.1 Αιολικό δυναμικό και αιολική παραγωγή.....	87
5.4.2 Φορτίο και κατανάλωση	94
5.4.3 Διασύνδεση – Δίκτυο	95
5.4.4 Συμβατική παραγωγή.....	96
5.4.5 Λοιπά δεδομένα	98
5.5 Ανάλυση Σεναρίων	100
5.5.1 Αυτόνομη ανάπτυξη χωρίς διείσδυση ΑΠΕ.....	100
5.5.2 Αυτόνομη ανάπτυξη με 25% διείσδυση ΑΠΕ.....	102
5.5.3 Διασύνδεση χωρίς διείσδυση ΑΠΕ.....	105
5.5.4 Διασύνδεση με 25% διείσδυση ΑΠΕ	108
5.5.5 Διασύνδεση με 100% διείσδυση ΑΠΕ	111
5.6 Ανάλυση ευαισθησίας.....	114
5.7 Τα συμπεράσματα της ανάλυσης	121
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα.....	123
Βιβλιογραφία	126

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

Ακρωνύμιο	Πλήρες όνομα
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΗΣ	Ατμοηλεκτρικός Σταθμός
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ	Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
ΓΜ	Γραμμή Μεταφοράς
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΠΑ	Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (Συστήματος Μεταφοράς από τον ΑΔΜΗΕ)
ΔΤΚ	Δείκτης Τιμών Καταναλωτή
ΕΔΣΜ	Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς
ΕΛ.ΣΤΑΤ	Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία
ΕΜΠ	Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
ΕΡ	Εναλλασσόμενο Ρεύμα
ΕΣΜΗΕ	Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΘΗΣ	Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
ΚΥΤ	Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης
ΜΤ	Μέση Τάση
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΠΓΔΜ	Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΚ	Συνδυασμένου Κύκλου
ΣΜΔΝ	Στρατηγική Μελέτη Διασύνδεσης Νησιών

ΣΡ	Σταθερό Ρεύμα
ΤΑ	Τιμή Αναφοράς
ΤΣΠ	Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
ΥΒΚ	Υποβρύχιο Καλώδιο
ΥΚΩ	Υπηρεσία Κοινής Ωφέλειας
Υ/Σ	Υποσταθμός
ΥΤ	Υψηλή Τάση
ΥΦΑ	Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο
ΦΑ	Φυσικό Αέριο
AC	Alternating Current (Εναλλασσόμενο Ρεύμα)
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CF	Capacity Factor
DC	Direct Current (Συνεχές Ρεύμα)
DER-CAM	Distributed Energy Resources Customer Adoption Model
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
FiP	Feed in Premium
FiT	Feed in Tariff
GHG	Green House Gas
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
INDC	Intended Nationally Determined Contributions on Climate Change
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratory
LCOE	Levelised Cost Of Energy
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning System
LEDS	Low Emission Development Strategies

MDT	Microgrid Design Toolkit
META	Model for Electricity Technology Assessment
MIS	Απομονωμένο Μικροσύστημα
NPC	Net Present Cost
SFiP	Sliding Feed in Premium
SIS	Μικρό Απομονωμένο Σύστημα
SPIDERS	Smart Power Infrastructure Demonstration and Energy Reliability and Security
UNFCCC	U.N. Framework Convention on Climate Change
VSC	Voltage Source Converters
WACC	Weighted Average Cost of Capital
XLPE	Cross-linked polyethylene

Abstract

The new European environmental legislation (Directives 2010/75 / EU and 2015/2193 / EU) for Large and Medium Combustion Plants, which is already in place, has significant impact on the way electrification of non-interconnected islands will be performed in the upcoming years. In many cases it is necessary to withdraw a large percentage (or all) of the units operating in the non-interconnected islands, or to take additional measures to keep them running. In this context, decisions must be taken immediately to ensure efficient and secure supply of these systems.

The aim of this thesis is to investigate the impact of the Directives on the electricity supply of autonomous island systems, and the study of alternative options for the autonomous development of these systems and / or the interconnection with the mainland power system (or with neighbouring autonomous island systems), by proposing the optimal solution that will also take into account the possibilities of RES utilisation.

In this context, the case of the Milos autonomous system was examined, where, using an energy analysis software, a techno-economic study was carried out simulating the operation of the system under alternative scenarios, with the aim of choosing the most economical one, that at the same time meets technical and environmental constraints.

In the present thesis, the interconnections that have been already carried out are presented, and the existing situation for the whole system of Greece is analysed. Subsequently, the available submarine interconnection technologies are presented and a literature review of the most important studies related to interconnections of autonomous island systems is made. An overview of the available energy analysis software is made and the key elements of the EU directives on emissions are studied. Finally, the techno-economic analysis is presented and its conclusions summarized.

Σκοπός της μελέτης

Η νέα Ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία (Οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ) για τις Μεγάλες και Μεσαίες Εγκαταστάσεις Καύσης, η οποία είναι ήδη σε ισχύ, επηρεάζει σημαντικά τον τρόπο ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) τα επόμενα έτη. Σε πολλές περιπτώσεις επιβάλλεται απόσυρση μεγάλου ποσοστού (ή και του συνόλου) των μονάδων που λειτουργούν στα ΜΔΝ ή λήψη πρόσθετων μέτρων για να μπορέσουν να διατηρηθούν σε λειτουργία. Σε αυτό το πλαίσιο, πρέπει να ληφθούν άμεσα αποφάσεις οι οποίες θα εξασφαλίζουν την ενεργειακή επάρκεια και την ασφάλεια τροφοδότησης των συστημάτων αυτών.

Στόχος της παρούσας διπλωματικής είναι η διερεύνηση της επίπτωσης των Οδηγιών στον τρόπο τροφοδότησης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων και η μελέτη εναλλακτικών επιλογών αυτόνομης ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής τους και/ή διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ή με γειτονικά αυτόνομα νησιωτικά συστήματα) για τη συμμόρφωση προς αυτές, προτείνοντας τη βέλτιστη λύση η οποία θα λαμβάνει υπόψιν και τις δυνατότητες αξιοποίησης των ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο αυτό, εξετάστηκε η περίπτωση του αυτόνομου συστήματος της Μήλου, όπου με τη χρήση λογισμικού ενεργειακής ανάλυσης πραγματοποιήθηκε τεχνοοικονομική μελέτη, προσομοιάζοντας τη λειτουργία του συστήματος υπό εναλλακτικά σενάρια, με στόχο την επιλογή του οικονομικότερου που θα ικανοποιεί τους τεχνικούς και περιβαλλοντικούς περιορισμούς.

Κατά την παρούσα διπλωματική, αρχικά παρουσιάζονται οι μέχρι στιγμής διασυνδέσεις που έχουν πραγματοποιηθεί και αναλύεται η υφιστάμενη κατάσταση για το σύνολο του Ελλαδικού χώρου. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται συνοπτικά οι διαθέσιμες τεχνολογίες υποβρύχιων διασυνδέσεων και πραγματοποιείται βιβλιογραφική ανασκόπηση των σημαντικότερων μελετών που σχετίζονται με διασυνδέσεις αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων. Πραγματοποιείται ανάλυση των διαθέσιμων λογισμικών ενεργειακής ανάλυσης και αναλύονται τα βασικά στοιχεία των οδηγιών της Ε.Ε. περί εκπομπών. Τέλος, παρουσιάζεται η τεχνοοικονομική ανάλυση και συνοψίζονται τα συμπεράσματα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : Ιστορικό διασυνδέσεων και υφιστάμενη κατάσταση

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται μία ιστορική αναδρομή των διασυνδέσεων που έχουν σχεδιαστεί και υλοποιηθεί στο παρελθόν από τη ΔΕΗ και στη συνέχεια υπό την αρμοδιότητα του ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) / ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) για τις διασυνδέσεις υψηλής τάσης, και του ΔΕΔΔΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας) για τις διασυνδέσεις μέσης και χαμηλής τάσης. Για να γίνει περισσότερο κατανοητή η αρμοδιότητα του κάθε φορέα (ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ) ως προς το σχεδιασμό και την υλοποίηση των διασυνδέσεων, παρατίθεται και αναφορά στο διαχωρισμό συστήματος μεταφοράς και δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στη συνέχεια γίνεται μια ανασκόπηση των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων παραγωγής των ΜΔΝ (μη διασυνδεδεμένων νήσων) ή των αυτόνομων συγκροτημάτων νησιών.

Τέλος, πραγματοποιείται μία συγκριτική παρουσίαση των διαθέσιμων τεχνολογιών διασυνδέσεων και των ζητημάτων που προκύπτουν κατά το σχεδιασμό, κοστολόγηση και υλοποίησή τους.

1.1 Το ηλεκτρικό σύστημα και δίκτυο

Κατά τον ορισμό που έχει περιληφθεί στο ν. 4001/2011, το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) ιδιοκτησίας της ΑΔΜΗΕ Α.Ε., αποτελείται από: α) τις γραμμές υψηλής τάσης, β) τις διεθνείς διασυνδέσεις, καθώς και γ) το σύνολο των εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού που απαιτούνται για την ομαλή, ασφαλή και αδιάλειπτη διακίνηση ηλεκτρικής ενέργειας υπό υψηλή (κυρίως 150 kV) και υπερ-υψηλή (κυρίως 400 kV) τάση από σταθμούς παραγωγής προς υποσταθμούς μεταφοράς, μεταξύ υποσταθμών μεταφοράς και προς ή από οποιαδήποτε διεθνή διασύνδεση της χώρας. Στο ΕΣΜΗΕ εντάσσονται επίσης τα έργα διασύνδεσης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με αυτό (υποβρύχιες διασυνδέσεις HVAC ή HVDC). Δεν περιλαμβάνονται οι εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι γραμμές και εγκαταστάσεις υψηλής τάσης που έχουν ενταχθεί στο Δίκτυο Διανομής, καθώς και τα δίκτυα υψηλής τάσης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, τα οποία εντάσσονται εκ του νόμου στο Δίκτυο Διανομής. Με βάση τα στοιχεία του 2014, το ΕΣΜΗΕ αποτελείται από 16.698 χλμ. γραμμών μεταφοράς.

Σύμφωνα με το ν. 4001/2011, και σε συμμόρφωση με την Ευρωπαϊκή Οδηγία 2009/72/ΕΚ σχετικά με την οργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, το 2012 συστάθηκε και λειτούργησε ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, εταιρεία «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.», με σκοπό να ασκεί τις αρμοδιότητες και να εκτελεί τα καθήκοντα του Κύριου και Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ).

Κατά τον ορισμό που έχει περιληφθεί στο ν. 4001/2011, το Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) είναι το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας που μέχρι πρότινος ανήκε στη ΔΕΗ Α.Ε. και είναι εγκατεστημένο στη χώρα, το οποίο αποτελείται από γραμμές μέσης και χαμηλής τάσης και εγκαταστάσεις διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από γραμμές και εγκαταστάσεις υψηλής τάσης που έχουν ενταχθεί στο δίκτυο

αυτό. Τα δίκτυα που εντάσσονται στο ΕΔΔΗΕ, εκτός από τα δίκτυα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, συνδέονται στο ΕΣΜΗΕ μέσω των υποσταθμών υψηλής τάσης προς μέση τάση (ΥΤ/ΜΤ). Με βάση τα προβλεπόμενα στο ν. 4001/2011, η ΔΕΗ Α.Ε. προχώρησε, εντός του 2011, στο νομικό και λειτουργικό διαχωρισμό της δραστηριότητας Διανομής, μέσω της απόσχισης και εισφοράς της σε θυγατρική της εταιρεία με την επωνυμία «Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.». Η απόσχιση αυτή ολοκληρώθηκε στις αρχές του 2012 και η πρώτη μέρα επίσημης λειτουργίας της ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. ήταν η 1η Μαΐου 2012. Την κυριότητα του ΕΔΔΗΕ, σύμφωνα και με τις διατάξεις του άρθρου 122 του ν. 4001/2011, διατηρεί η ΔΕΗ Α.Ε., η οποία και υποχρεούται να εξασφαλίζει τη διάθεση των οικονομικών και κάθε άλλης φύσεως πόρων που απαιτούνται για την υλοποίηση της ανάπτυξης του Δικτύου, σύμφωνα με τον προγραμματισμό που εκπονεί ο Διαχειριστής του Δικτύου. Η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. είναι υπεύθυνη για την ανάπτυξη, λειτουργία και συντήρηση του ΕΔΔΗΕ, καθώς και για τη διασφάλιση, με τον πλέον οικονομικό, διαφανή, άμεσο και αμερόληπτο τρόπο, της πρόσβασης των χρηστών στο ΕΔΔΗΕ, προκειμένου να ασκούν τις δραστηριότητές τους. Η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., πέραν της διαχείρισης του δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ως τμήματος του ΕΔΔΗΕ), είναι επίσης υπεύθυνη για τη Διαχείριση των ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, και ιδίως των σταθμών παραγωγής αυτών, (1).

1.2 Ιστορικό διασυνδέσεων

1.2.1 Εισαγωγή

Η διασύνδεση των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα με στόχο την παύση της λειτουργίας των τοπικών Αυτόνομων σταθμών Παραγωγής - ΑΣΠ, αποτέλεσε πάγια επιδίωξη της ΔΕΗ από τις αρχές της δεκαετίας του '60, στα πλαίσια της γενικότερης προσπάθειας κατάργησης των πετρελαϊκών σταθμών, (2).

Ήδη λοιπόν, από τις αρχές της δεκαετίας του 1960 άρχισε η κατασκευή υποβρύχιων διασυνδέσεων των νησιών με την ηπειρωτική χώρα, με στόχο την ηλεκτροδότηση αυτών από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Παραγωγής - Μεταφοράς της ηπειρωτικής χώρας (ή το δίκτυο γειτονικού μεγαλύτερου νησιού) και την κατάργηση (ή τον περιορισμό) του αριθμού των τοπικών πετρελαϊκών σταθμών παραγωγής.

Η πραγματοποίηση της διασύνδεσης γινόταν εφόσον διαπιστωνόταν ότι:

- Υφίσταται η τεχνική δυνατότητα υλοποίησης της διασύνδεσης με τα εκάστοτε υφιστάμενα δεδομένα και την εκάστοτε διαθέσιμη τεχνολογία.
- Η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη και συγκεκριμένα εάν το συνολικό κόστος ηλεκτροδότησης του νησιού κατά την επόμενη 25ετία, εντός της οποίας θεωρείται ότι αποσβένεται η επένδυση των υποβρύχιων καλωδίων και του λοιπού εξοπλισμού, είναι μικρότερο από το κόστος ηλεκτροδότησης του νησιού μέσω τοπικού σταθμού παραγωγής, ο οποίος βέβαια θεωρείται ότι θα αναπτύσσεται κατά την διάρκεια της 25ετίας, έτσι ώστε να εξασφαλίζει με επάρκεια την κάλυψη των αναγκών του. Κατά τους υπολογισμούς αυτούς παλαιότερα δεν λαμβάνονταν υπόψιν τα οφέλη από την πληρέστερη αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ, (3) (4).

1.2.2 Ιστορικό

Οι πρώτες διασυνδέσεις νησιών που έγιναν την δεκαετία του 1960, αφορούσαν τα πλησιέστερα προς την ηπειρωτική χώρα νησιά, όπως αυτά του Αργοσαρωνικού και των Σποράδων με καλώδια Μέσης Τάσεως (ΜΤ) 15 kV. Τα νησιά αυτά ήταν κατά κανόνα μικρά.

Στη συνέχεια ακολούθησαν όλα τα άλλα μικρά σχετικά νησιά που βρίσκονται σε απόσταση μέχρι και 40 km περίπου από την ακτή ή μεταξύ άλλων γειτονικών, ώστε μέχρι το 2000 να λειτουργούν περί τις 70 διασυνδέσεις ΜΤ (15 kV ή 20 kV) με το Ηπειρωτικό Σύστημα ή με μεγαλύτερα νησιά.

Υποθαλάσσιες διασυνδέσεις στην μέση τάση έχουν γίνει σε ομάδες νησιών που συνδέονται σε έναν κεντρικό αυτόνομο σταθμό πετρελαίου συνήθως στην μέση τάση, καταργώντας τους μικρούς αυτόνομους σταθμούς που υπήρχαν σε κάθε ένα από αυτά τα νησιά, (5).

Ακολούθησαν μεγαλύτερα νησιά ή νησιωτικά συγκροτήματα με καλώδια Υψηλής Τάσεως Υ.Τ. Από τα μεγαλύτερα αυτά νησιά, για τα οποία η ικανότητα των διασυνδέσεων ΜΤ δεν επαρκούσε και ήταν ανάγκη να διασυνδεθούν με καλώδια υψηλότερων τάσεων, αναφέρεται η διασύνδεση της Κέρκυρας, στα μέσα της δεκαετίας του 1960 με καλώδια 66kV και ακολούθως των λοιπών μεγάλων νησιών του Ιονίου (Λευκάδα –Κεφαλονιά - Ζάκυνθος), καθώς και η νέα διασύνδεση της Κέρκυρας με καλώδια 150 kV, περί τα τέλη της δεκαετίας του 1970. Πέρα από τα Ιόνια νησιά, με καλώδια Υ.Τ σήμερα, έχουν συνδεθεί η Σαλαμίνα και η Άνδρος.

Έως σήμερα λοιπόν, έχουν πραγματοποιηθεί διασυνδέσεις με υποβρύχια καλώδια υψηλής τάσης συνολικού μήκους 383km. Εξ αυτών, τα 15km αφορούν διασυνδέσεις υπό 66kV και 208km υπό 150kV. Τέλος, 160km υπό 400kV αφορούν το υποβρύχιο τμήμα του συνδέσμου Σ.Ρ. Ελλάδας – Ιταλίας, το οποίο βέβαια δεν περιλαμβάνεται στα πάγια του ΑΔΜΗΕ, (6).

Στα τέλη της δεκαετίας του 1980 έγινε προσπάθεια διασύνδεσης όλων των νησιών των Κυκλάδων από το νότιο άκρο της Εύβοιας με καλώδια 150 kV και 66 kV, η οποία όμως δεν κατέστη δυνατόν να ολοκληρωθεί λόγω αντιδράσεως των κατοίκων στην κατασκευή των προβλεπόμενων επί αυτών εναέριων γραμμών 150 kV. Μετά από μακρά διαμάχη και σχετικές αποφάσεις του Συμβουλίου της Επικρατείας, η ΔΕΗ υποχρεώθηκε να προχωρήσει σε πλήρη αναθεώρηση της μελέτης. Η διασύνδεση με τη νέα της χάραξη (σύνδεση με το ΕΣΜΗΕ από Λαύριο) βρίσκεται στο στάδιο της υλοποίησης.

Το 2007 βάσει της υπ' αριθμ. ΠΔ5/ΗΛ/Β/Φ1Β/12924/13.06.2007 Απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης (ΦΕΚ Β'1040/25.06.2007), ορίστηκε ότι η ηλεκτροδότηση των ΜΔΝ θα αποτελεί «Υπηρεσία Κοινής Ωφέλειας - ΥΚΩ», για την οποία η ΔΕΗ θα αποζημιώνεται. Αποτέλεσμα των ρυθμίσεων αυτών ήταν το να εκλείψει το οικονομικό ενδιαφέρον της ΔΕΗ για την πραγματοποίηση των διασυνδέσεων των ΜΔΝ, (3) (4) (2).

Με βάση το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο λοιπόν, η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και των Απομονωμένων Μικροσυστημάτων, εντάσσεται στις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) και ως εκ τούτου οι Προμηθευτές στα ΜΔΝ, οφείλουν να προμηθεύουν τους καταναλωτές των νησιών με τα ίδια τιμολόγια, ανά κατηγορία τιμολογίου, με τα οποία παρέχουν την ηλεκτρική ενέργεια και στις αντίστοιχες κατηγορίες καταναλωτών στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, καλύπτοντας το πρόσθετο κόστος ηλεκτροπαραγωγής που έχουν στα νησιά μέσω του Ειδικού Λογαριασμού Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ). Ως πάροχοι για την υπηρεσία αυτή ορίζονται όλες οι επιχειρήσεις που ασκούν τη δραστηριότητα προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας. Το Λογαριασμό αυτό διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος, ΑΔΜΗΕ Α.Ε., και σε αυτόν συγκεντρώνονται τα ποσά που εισπράττονται από τους καταναλωτές όλης της Ελληνικής Επικρατείας, με βάση τις χρεώσεις για ΥΚΩ του άρθρου 36 του ν.4067/2012, όπως ισχύει, (1).

1.2.3 Η περίπτωση της Κρήτης

Οι αρχικές σκέψεις για την υποβρύχια ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την Ηπειρωτική Ελλάδα, οι οποίες ανάγονται στη δεκαετία του '70, προσέκρουαν κυρίως στις τότε δυνατότητες της τεχνολογίας υποβρυχίων καλωδίων σε ότι αφορά το μήκος και το βάθος πόντισης. Η πρώτη μελέτη που έγινε το 1968 κατέληξε στο συμπέρασμα ότι, σύμφωνα με τα δεδομένα της εποχής, η διασύνδεση δεν ήταν οικονομικά συμφέρουσα για την επόμενη δεκαετία, ενώ το βάθος πόντισης των καλωδίων κρίθηκε τότε απαγορευτικό. Κατά τις τελευταίες δεκαετίες το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα, που οφείλονται στην οριακή κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια του νησιού κατά τους θερινούς μήνες και μεγάλο ετήσιο ρυθμό αύξησης του φορτίου του νησιού, στο ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού, οι οποίες χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ και Diesel (περισσότερα από 300 εκ. € ετησίως ως ΥΚΩ), ενώ οι περισσότερες από αυτές είναι παλαιές μονάδες με χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειωμένη διαθεσιμότητα και σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα. Επιπλέον, παρουσιάζεται μεγάλη δυσκολία έως αδυναμία εξεύρεσης χώρων και εξασφάλιση αδειοδοτήσεων για την ενίσχυση των τοπικών σταθμών ή την ανάπτυξη νέων. Μάλιστα, μέχρι σήμερα η διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι μάλλον περιορισμένη, παρά το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό, γεγονός που οφείλεται στα σημαντικά προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα όπως αυτό της Κρήτης. Παρ' όλα αυτά, ακόμα και με περιορισμένη διείσδυση ΑΠΕ, το σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει χαμηλό επίπεδο αξιοπιστίας τροφοδότησης.

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

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

(β) Την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού:

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

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

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

στην Ελλάδα ακόμα και για διασυνδέσεις μεγάλης ισχύος και αποστάσεων, όπως αυτή της Κρήτης, (7) (6).

1.3 Μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ)

Τα περισσότερα νησιά σήμερα στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο) ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Μέχρι σήμερα, η ΔΕΗ αποτελεί το μόνο προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας για όλα τα ΜΔΝ πέραν αυτού της Κρήτης (και προσφάτως των διασυνδεδεμένων νησιών των Κυκλαδων), στην οποία η αγορά είναι ανοιχτή και για άλλους προμηθευτές από τον Ιούνιο του 2016. Σύντομα μετά το άνοιγμα της αγοράς και μέχρι το τέλος του 2016, (7) επτά εναλλακτικοί πάροχοι δραστηριοποιούνταν στην Κρητική αγορά Η/Ε. Συγκεκριμένα, μέσα στο πρώτο μήνα ανοίγματος της αγοράς, δραστηριοποιήθηκαν άμεσα έξι (6) νέοι προμηθευτές με ποσοστά εκπροσώπησης που κυμαίνονταν από 0,0007% έως 0,5083% και σύνολο 0,61% της προμήθειας στο νησί. Έως το τέλος του έτους 2016 υπήρχαν επτά (7) εναλλακτικοί προμηθευτές με ποσοστά εκπροσώπησης που κυμαίνονταν από 0,1691% έως 1,9656% και σύνολο 6,59% της προμήθειας στο νησί. Αναμένεται περαιτέρω ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην προμήθεια στα ΜΔΝ, καθώς ανοίγει η αγορά της Ρόδου, και στη συνέχεια και στα λοιπά νησιά, ανάλογα με την πρόοδο υλοποίησης των απαραίτητων υποδομών που προβλέπονται, (1).

Στο τέλος του 2016, στην Ελληνική λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δραστηριοποιούνταν συνολικά δεκατρείς (13) προμηθευτές:

1. ΔΕΗ Α.Ε.
2. Elpedison Εμπορική Α.Ε.
3. Watt & Volt Α.Ε.
4. ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική Α.Ε.
5. Greek Environmental & Energy Network Α.Ε.
6. Volterra Α.Ε.
7. Protergia Θερμοηλεκτρική Αγίου Νικολάου Α.Ε.
8. NRG Trading Α.Ε.
9. Novaera Energy Α.Ε.
10. Ελληνικά Ταχυδρομεία Α.Ε.
11. BI.ENER. Α.Ε.
12. INTERMPETON Α.Ε.
13. ΟΤΕ Ακίνητα Α.Ε.

Η ΔΕΗ παρέμεινε και το 2016 ο βασικός προμηθευτής στο σύνολο της λιανικής αγοράς εκπροσωπώντας το 97,68% του συνολικού αριθμού πελατών στο τέλος του 2016 και το 89,09% των συνολικών πωλήσεων στη ΧΤ και ΜΤ, (1). Στο τέλος του 2017 το μερίδιο της ΔΕΗ διαμορφωνόταν σε 85,40%, ποσοστό που υπολειπόταν κατά 10,16% από τον μνημονιακό στόχο μείωσης του μεριδίου της στο 75,25% για τον Δεκέμβριο του 2017, (8).

Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, η ΔΕΗ διατηρεί το μονοπώλιο παραγωγής από συμβατικά καύσιμα (κυρίως ντίζελ και μαζούτ). Όσον αφορά την παραγωγή από ΑΠΕ, αυτή ελέγχεται κυρίως από ιδιώτες ανεξάρτητους παραγωγούς και αποτελεί το 15-20% της συνολικής ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε νησί ξεχωριστά, (9).

Όλα τα ΜΔΝ πέραν αυτού της Κρήτης αναγνωρίζονται και χαρακτηρίζονται ως «απομονωμένα μικροσυστήματα» (MIS) όπως ορίζεται στο άρθρο 2 σημείο 27 της οδηγίας 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου. Ως «απομονωμένο μικροσύστημα», σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις της ως άνω Οδηγίας, νοείται κάθε σύστημα με κατανάλωση μικρότερη των 500 GWh το 1996, το οποίο δεν είναι συνδεδεμένο με άλλα συστήματα. Η Κρήτη με τη σειρά της χαρακτηρίζεται ως «μικρό απομονωμένο σύστημα» (SIS) όπως ορίζεται στο άρθρο 2 σημείο 26 της οδηγίας 2009/72/ΕΚ, (9) (1).

Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το Ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και τεχνολογικών δυσκολιών που υφίσταντο μέχρι πρότινος, αλλά και λόγω οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου. Όπως ήδη αναφέρθηκε, σημαντικό ανασταλτικό παράγοντα κατά το παρελθόν αποτέλεσαν και οι εναντιώσεις των κατοίκων στην κατασκευή εναέριων γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας επί των νησιών.

Προκειμένου λοιπόν να επιτυγχάνεται κατά το δυνατόν η συναίνεση των κατοίκων στην εκτέλεση των έργων και να αποφεύγονται οι διενέξεις οι οποίες δυσχεραίνουν τα έργα, επιδιώκεται κατά τις μελέτες η έξοδος των Υποβρυχίων Καλωδίων (ΥΒΚ) να γίνεται σε θέσεις που περιορίζουν κατά το δυνατόν την οικολογική επιβάρυνση που συνεπάγεται η κατασκευή των Γραμμών Μεταφοράς (ΓΜ) και των Υποσταθμών (Υ/Σ). Ειδικότερα επιδιώκεται η ελαχιστοποίηση της κατασκευής εναέριων γραμμών 150kV επί των νησιών, στο μέτρο που αυτό κρίνεται τεχνικοοικονομικά δικαιολογημένο. Περαιτέρω, με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται μεγαλύτερη αξιοπιστία αλλά και αποφεύγονται δυσχέρειες κατασκευής (10).

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από τριάντα δύο (32) αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών), και η λειτουργία και Διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων).

Η αιχμή ζήτησης σε kW των τριάντα δύο (32) αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει:

- Δεκαεννέα (19) «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW. (π.χ. Αντικύθηρα με αιχμή της τάξης των 100KW)
- Έντεκα (11) «μέσου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW.
- Δύο (2) «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW, δηλαδή η Κρήτη (με αιχμή της τάξεως των 600MW) και η Ρόδος.

Αντίστοιχα η ζήτηση (κατανάλωση σε MWh) ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει, επίσης, σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη), (11) (2).

Το σύνολο των 32 αυτόνομων συστημάτων λειτουργεί επί του παρόντος χωρίς την ύπαρξη χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Δηλαδή στα συστήματα αυτά δεν λειτουργούν η προθεσμιακή, προ-ημερήσια, ενδο-ημερήσια και η αγορά εξισορρόπησης. Σε όλα τα συστήματα λοιπόν, προς το παρόν ούτε οι παραγωγοί ούτε οι προμηθευτές υποβάλλουν ημερήσιες προσφορές για την παραγωγή τους ή για τα φορτία των πελατών τους. Ο προγραμματισμός των μονάδων γίνεται για να επιτευχθεί το χαμηλότερο κόστος,

μεγιστοποιώντας ταυτόχρονα τη συμβολή της παραγωγής Α.Π.Ε., λαμβάνοντας επίσης υπόψιν την ασφάλεια του εφοδιασμού. Επομένως, στα συστήματα αυτά δεν ορίζεται οριακή τιμή συστήματος, αλλά μια εκτιμώμενη τιμή εκκαθάρισης. Η εκτίμηση πραγματοποιείται μηνιαίως, με βάση το μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων παραγωγής για καθένα από όλα τα αυτόνομα συστήματα ισχύος, σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 και τον Κώδικα Λειτουργίας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Η ΔΕΗ ως ο μόνος προμηθευτής, αγοράζει όλη την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής ΑΠΕ σε κάθε σύστημα) σε αυτή την τιμή. Ο διαχειριστής δικτύου στα μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι ο ΔΕΔΔΗΕ.

Η αδυναμία των υφιστάμενων μονάδων ΑΠΕ να παρέχουν εγγυημένη ισχύ στα τοπικά νησιωτικά συστήματα οδηγεί αναπόφευκτα σε συνεχή ενίσχυση των συμβατικών πηγών ενέργειας κάθε νησιού, με νέες θερμικές μονάδες σχεδιασμένες να ικανοποιούν τόσο τη ζήτηση αιχμής, όσο και την απαραίτητη εφεδρεία. Σημειώνεται ότι, για να εξασφαλιστούν επαρκείς πόροι και να ελαχιστοποιηθούν οι κίνδυνοι για την ασφάλεια του εφοδιασμού, - ειδικά σε περίπτωση απώλειας ισχύος - σε κάθε αυτόνομο νησιωτικό σύστημα, και επιπλέον της απαιτούμενης ισχύος για την κάλυψη της μέγιστης ζήτησης (αιχμής), εγκαθίσταται και διατηρείται σε κατάσταση αναμονής εφεδρική ισχύς, τουλάχιστον ίση με τη μεγαλύτερη μονάδα ισχύος σε κάθε αυτόνομο σύστημα, προκειμένου να καλυφθεί η πιθανότητα απώλειας αυτού, (9).

Η συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών κατά το έτος 2016 ανήλθε συνολικά για όλα τα ΜΔΝ στο 15,68% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι στην Κρήτη το ποσοστό αυτό ανήλθε σε 19,03% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, μέχρι την κατασκευή και έναρξη καινοτόμων τεχνολογιών, όπως οι ηλιοθερμικοί και κυρίως οι υβριδικοί σταθμοί, δηλαδή σταθμοί ΑΠΕ με δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας, οι οποίοι μπορούν να παρέχουν και εγγυημένη ισχύ (ακόμα και σε περιόδους χαμηλής και ανεπαρκούς παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ), η διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού των νησιών θα εξακολουθήσει να βασίζεται στις θερμικές μονάδες με καύσιμο πετρέλαιο (ή και φυσικό αέριο για την Κρήτη, όταν το καύσιμο αυτό γίνει διαθέσιμο στο νησί), (1).

Στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 1.1) παρουσιάζονται για τα 32 αυτόνομα συστήματα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μορφές και από ΑΠΕ, το ποσοστό της παραγωγής από ΑΠΕ καθώς και η ζητούμενη ισχύς κατά την αιχμή κάθε συστήματος, για το έτος 2016, (9).

Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα - Νησί	Συμβατική Παραγωγή (MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	% ΑΠΕ	Αιχμή Φορτίου (MW)
Αγ. Ευστράτιος	1.096	0	0,00%	0,307
Αγαθονήσι	749	0	0,00%	0,196
Αμοργός	10.069	482	4,57%	3,150
Ανάφη	1.277	0	0,00%	0,590
Αντικύθηρα	255	0	0,00%	0,108
Αρκοί	371	0	0,00%	0,144
Αστυπάλαια	6.856	574	7,72%	2,210
Γαύδος	474	0	0,00%	0,116
Δονούσα	841	0	0,00%	0,355
Ερεϊκούσα	832	0	0,00%	0,345

Θήρα	164.060	462	0,28%	42,800
Ικαρία	27.129	3.307	10,86%	6,700
Κάρπαθος	37.799	4.541	10,73%	11,300
Κύθνος	9.005	403	4,28%	2,980
Κως-Κάλυμνος	368.521	49.943	11,93%	94,500
Λέσβος	297.670	48.928	14,12%	67,420
Λήμνος	59.831	7.799	11,53%	14,700
Μεγίστη	3.479	0	0,00%	0,910
Μήλος	47.642	7.659	13,85%	12,280
Μύκονος	135.604	4.544	3,24%	41,300
Οθωνοί	601	0	0,00%	0,262
Πάρος	217.466	40.080	15,56%	68,200
Πάτμος	17.477	2.587	12,89%	5,900
Σάμος	138.050	27.596	16,66%	29,600
Σέριφος	8.202	173	2,06%	3,420
Σίφνος	17.984	345	1,88%	6,220
Σκύρος	15.663	472	2,93%	4,650
Σύμη	15.175	279	1,81%	3,840
Σύρος	93.021	6.567	6,59%	23,700
Χίος	205.833	26.050	11,23%	46,800
Ρόδος	814.488	126.336	13,43%	200,000
Κρήτη	2.975.755	699.435	19,03%	627,300
Σύνολο	5.693.271	1.058.561	15,68%	-

Πίνακας 1.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς και σταθμούς ΑΠΕ, ζήτηση και αιχμή φορτίου, ανά νησιωτικό σύμπλεγμα, κατά το έτος 2016 (Πηγή: ΡΑΕ)

Στον επόμενο πίνακα (Πίνακας 1.2) παρουσιάζονται οι ετήσιες καταναλώσεις σε MWh των αυτόνομων συστημάτων για τα έτη 2010-2016, (9).

Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα - Νησί	2010 (MWh)	2011 (MWh)	2012 (MWh)	2013 (MWh)	2014 (MWh)	2015 (MWh)	2016 (MWh)
Αγ. Ευστράτιος	1.074	1.058	1.066	1.102	1.115	1.118	1.096
Αγαθονήσι	529	522	542	599	650	702	749
Αμοργός	9.806	9.816	9.633	9.354	9.334	9.865	10.551
Ανάφη	1.135	1.110	1.137	1.199	1.223	1.259	1.277
Αντικύθηρα	247	228	238	216	243	261	255
Αστυπάλαια	6.741	6.997	7.022	7.089	6.599	6.772	7.430
Δονούσα	635	676	717	667	721	810	841
Ερεϊκούσα	711	710	664	746	697	795	832
Θήρα	119.517	117.957	120.057	120.817	135.772	152.375	164.522
Ικαρία	30.189	28.845	29.096	28.977	27.423	28.658	30.436
Κάρπαθος	38.590	37.829	38.784	38.988	36.928	37.966	42.339
Κύθνος	8.382	8.309	8.719	8.672	8.240	8.607	9.408
Κως-Κάλυμνος	357.626	351.959	361.514	361.681	351.942	367.337	418.464
Λέσβος	312.157	308.454	307.864	300.822	285.542	296.582	346.598
Λήμνος	65.823	62.710	61.795	61.743	58.486	60.244	67.629
Μεγίστη	2.598	2.751	2.973	3.126	3.152	3.207	3.479
Μήλος	42.697	45.819	48.272	49.952	47.885	49.834	55.301
Μύκονος	113.702	115.071	113.615	113.027	125.916	130.123	140.149
Οθωνοί	742	674	709	688	634	634	601

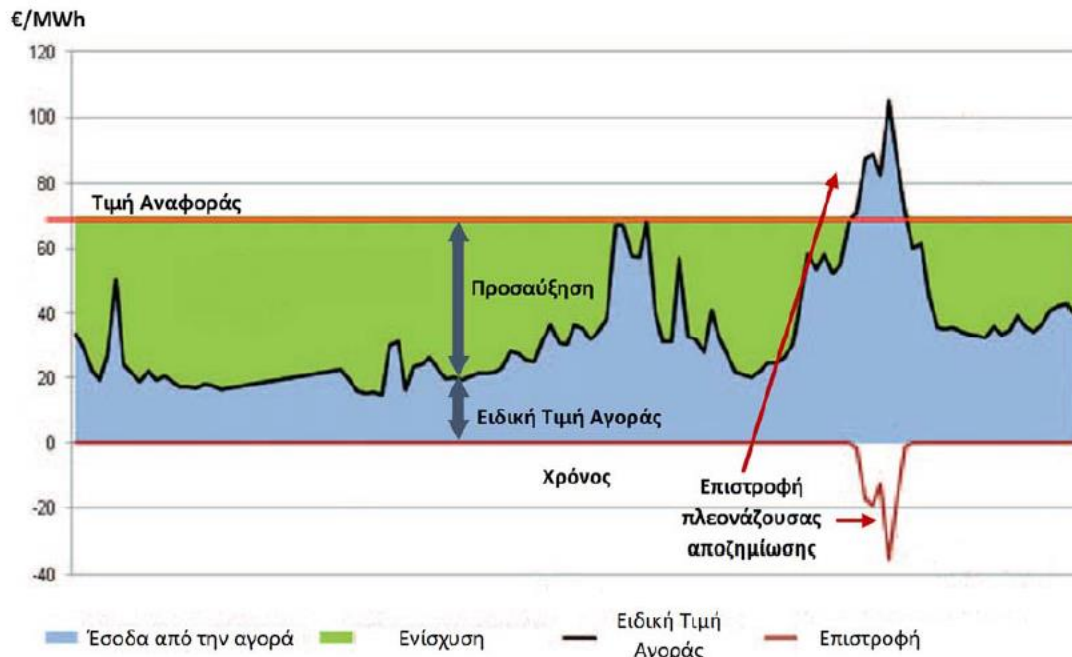
Πάρος	211.637	208.206	207.254	203.622	203.727	212.569	257.546
Πάτμος	16.605	16.738	17.825	17.475	17.019	17.788	20.064
Σάμος	159.581	151.017	150.604	146.503	136.178	138.186	165.646
Σέριφος	7.887	8.162	8.299	8.153	8.178	8.358	8.374
Σίφνος	17.825	17.966	17.905	17.364	17.047	17.617	18.329
Σκύρος	16.072	16.150	15.698	15.549	15.073	15.955	16.135
Σύμη	12.938	15.054	15.031	15.275	14.132	14.649	15.454
Σύρος	111.624	107.270	104.608	103.443	95.227	95.202	99.587
Χίος	217.348	214.449	215.739	212.476	196.993	202.519	231.884
Ρόδος	763.567	764.401	780.413	790.593	760.187	791.768	940.823
Κρήτη	2.988.286	3.014.392	2.945.881	2.944.351	2.866.699	2.898.169	3.675.190

Πίνακας 1.2: Εξέλιξη της ετήσιας ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ την περίοδο 2010-2016 (MWh) (Πηγή: ΡΑΕ)

Σχετικά με τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και το πλαίσιο στήριξής τους, τόσο όσον αφορά στις ΑΠΕ που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ όσο και στα ΜΔΝ, το έτος 2016 έφερε σημαντικές αλλαγές, κυρίως με την έκδοση του ν.4414/2016 βάσει του οποίου μεταβλήθηκε το πλαίσιο στήριξης των ΑΠΕ και ουσιαστικά έληξε η περίοδος των εγγυημένων τιμών (Feed in Tariff, FiT) αποζημίωσης για τις περισσότερες κατηγορίες μονάδων ΑΠΕ και εισήχθη καθεστώς διαφορικής προσαύξησης (sliding Feed in Premium, sFiP), προσαρμοσμένο στους κανόνες της χονδρεμπορικής αγοράς ενέργειας μέσω θέσπισης ανταγωνιστικών διαδικασιών, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις «Κατευθυντήριες Γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις στους Τομείς του Περιβάλλοντος και της Ενέργειας της περιόδου 2014-2020», (9).

Η στήριξη στη βάση Λειτουργικής Ενίσχυσης με τη μορφή Διαφορικής Προσαύξησης (sliding Feed in Premium) ορίζεται ως η επιπλέον τιμή που λαμβάνουν οι ΑΠΕ από τη συμμετοχή τους στην Αγορά μέχρι ενός άνω κατωφλίου που είναι η Τιμή Αναφοράς (Τ.Α.). Πλέον μόνον μικροί σταθμοί (αιολικοί σταθμοί ισχύος μέχρι 3MW, λοιπές ΑΠΕ μέχρι 500kW καθώς και καινοτόμα/επιδεικτικά έργα ΑΠΕ) θα λαμβάνουν λειτουργική ενίσχυση υπό τη μορφή σταθερής τιμής (Feed in Tariff, FiT). Εξαιρέσεις δόθηκαν μόνον για τα έργα στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) και μέχρι την πλήρη ενεργοποίηση του ανοίγματος της ενεργειακής αγοράς σε αυτά. Για τις περιπτώσεις έργων ΑΠΕ σε ΜΔΝ, σε βραχονησίδες και σε θαλάσσιες αιολικές εγκαταστάσεις με ειδική αυτοτελή διασύνδεση με το Ηπειρωτικό σύστημα, προβλέφθηκε δυνατότητα προσαύξησης της Τ.Α. μέχρι ποσοστού 25% με απόφαση του Υπουργού κατόπιν σχετικής γνώμης της ΡΑΕ, λαμβάνοντας υπόψιν και το ποσό των Υπηρεσιών κοινής Ωφέλειας (Υ.Κ.Ω.) που εξοικονομείται για το συγκεκριμένο νησί.

Ο νέος μηχανισμός στήριξης παρουσιάζεται σχηματικά παρακάτω (Σχήμα 1.1):



Σχήμα 1.1: Απεικόνιση νέου μηχανισμού στήριξης μονάδων ΑΠΕ (Πηγή: ΡΑΕ)

Με την χρήση ενός τυπικού έργου ανά τεχνολογία ΑΠΕ, όσον αφορά το κόστος κατασκευής και λειτουργίας καθώς και την παραγωγικότητά του (Capacity Factor), προσδιορίστηκε η Τιμή Αναφοράς (Τ.Α.) ανά κατηγορία βάσει μιας εύλογης απόδοσης στα επενδυόμενα κεφάλαια. Σύμφωνα με το νέο νόμο, επιπλέον ενισχύσεις κεφαλαίου στο πλαίσιο Εθνικών Αναπτυξιακών Επενδυτικών Προγραμμάτων θα λαμβάνονται υπόψη με τη χρήση συγκεκριμένης μεθοδολογίας απομείωσης ώστε να αποφεύγονται οι υπερ-αποζημιώσεις των έργων. Τέλος, υφιστάμενοι σταθμοί θα μπορούν να μεταπίπτουν αυτοβούλως στο νέο καθεστώς λειτουργικής ενίσχυσης και συμμετοχής στην αγορά.

Η συγκεκριμένη Τ.Α. ανά τεχνολογία, που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της Διαφορικής Προσαύξησης ή της Σταθερής Τιμής Αποζημίωσης αναλόγως του μεγέθους του έργου, παρουσιάζεται στον κάτωθι πίνακα:

Τεχνολογία	Τιμή Αναφοράς (€/MWh)	Τεχνολογία	Τιμή Αναφοράς (€/MWh)
Αιολικά	98	Αέριο ΧΥΤΑ P>2MW	106
ΜΥΗΣ P<3MWe	100	Βιοαέριο P<3MW	225
ΜΥΗΣ P>3MWe	97	Βιοαέριο P>3MW	204
Βιομάζα εκτός αεριοποίησης P<1MW	184	Ηλιοθερμικά χωρίς αποθήκευση	257
Βιομάζα με αεριοποίηση P<1MW	193	Ηλιοθερμικά με αποθήκευση τουλάχιστον 2ώρες	278
Βιομάζα 1MW<P<5MW	162	Γεωθερμία P<5MW	139
Βιομάζα P<5MW	140	Γεωθερμία P<5MW	108
Αέριο ΧΥΤΑ P<2MW	129	Λοιπές ΑΠΕ	90

Πίνακας 1.3: Τιμή Αναφοράς ανά τεχνολογία ΑΠΕ (Πηγή: ΡΑΕ)

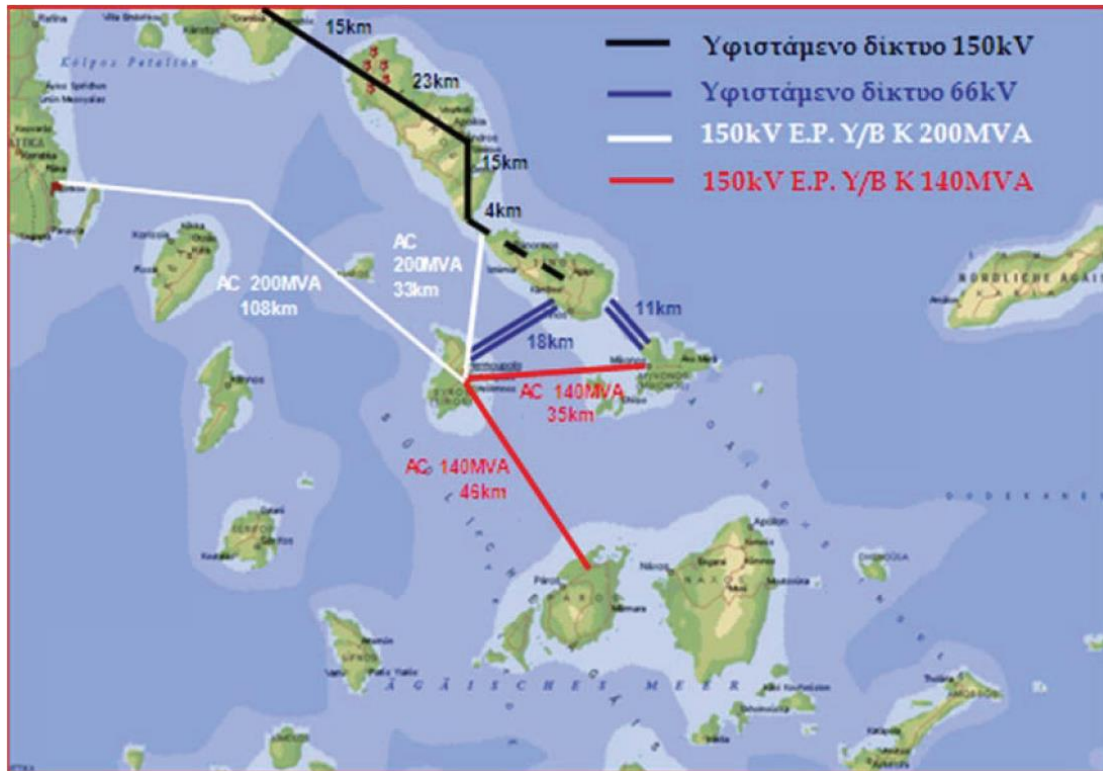
1.4 Εγκεκριμένα έργα διασυνδέσεων ΥΤ

1.4.1 Διασύνδεση των Κυκλάδων

Το εγκεκριμένο έργο της διασύνδεσης των Κυκλάδων αφορά στη διασύνδεση των νησιών Σύρου, Τήνου, Μυκόνου, Πάρου και Νάξου με το ΕΣΜΗΕ και την ενίσχυση της διασύνδεσης του συγκροτήματος Άνδρου- Τήνου (το σύστημα Άνδρου – Τήνου έχει ήδη διασυνδεθεί μέσω Γ.Μ και Υ/Β καλωδίου 150kV που συνδέει τη Ν. Εύβοια με την Άνδρο) και έχει χαρακτηριστεί με υπουργική απόφαση ως έργο «γενικότερης σημασίας για την οικονομία της χώρας». Το έργο αποσκοπεί αφενός στην αύξηση της αξιοπιστίας τροφοδότησης των νησιών και αφετέρου στη μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ αυτά νησιά. Ο σχεδιασμός του έργου Διασύνδεσης των Κυκλάδων αναμένεται να ολοκληρωθεί σε τρεις φάσεις, με την πλήρη σύνθεσή του όπως απεικονίζεται στο (Σχήμα 1.4).

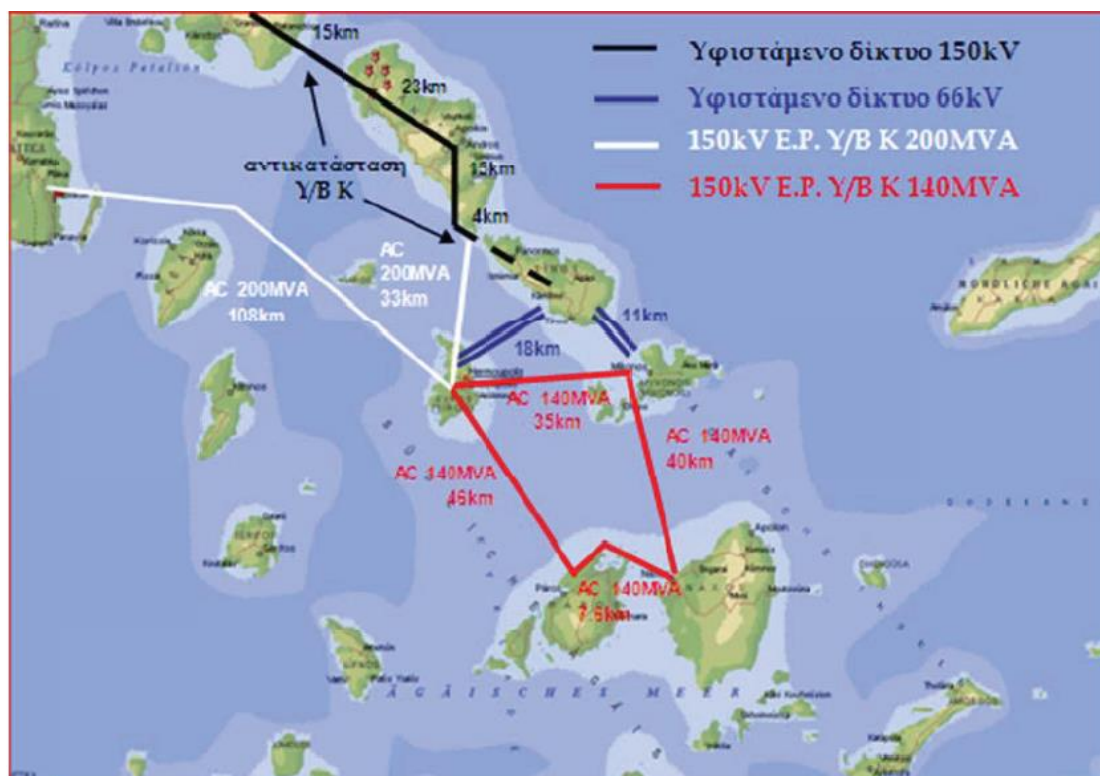
Η Α' φάση, η οποία έχει ήδη ολοκληρωθεί, (12) αφορά τη διασύνδεση με το ΚΥΤ Λαυρίου και μεταξύ τους των νήσων Σύρου, Μυκόνου, Πάρου και Νάξου, καθώς και κλείσιμο βρόχου με την υφιστάμενη διασύνδεση Εύβοιας- Άνδρου. Συγκεκριμένα περιλαμβάνει τη σύνδεση της Σύρου με το Λαύριο, καθώς και με τις νήσους Πάρο, Μύκονο και Τήνο. Στη φάση αυτή, το τμήμα ΚΥΤ Λαυρίου-Σύρος κατασκευάστηκε με τεχνολογία Ε.Ρ. (ΥΒΚ Ε.Ρ. ικανότητας 200MVA μήκους 108km). Τα τμήματα Σύρος-Άνδρος (200MVA, 33km), Σύρος-Μύκονος (140MVA, 35km), Σύρος-Πάρος (140MVA, 46km), κατασκευάστηκαν με τεχνολογία Ε.Ρ. Με βάση τον σχεδιασμό, οι μονάδες των ΑΣΠ τίθενται σε ψυχρή εφεδρεία και τα φορτία των νησιών τροφοδοτούνται πλέον από το ΕΣΜΗΕ. Σημειώνεται ότι τα φορτία της Άνδρου και της Τήνου τροφοδοτούνταν ήδη από τον ΕΣΜΗΕ, μέσω της υφιστάμενης διασύνδεσης με την Εύβοια. Η φάση Α' απεικονίζεται αναλυτικά στο (Σχήμα 1.2). Η Α' φάση της διασύνδεσης διασφαλίζει τη διακίνηση ισχύος από το ΕΣΜΗΕ προς τη Σύρο για ισχύ μέχρι ~170MW σε συνθήκες Ν και μέχρι ~120MW σε περίπτωση απώλειας του καλωδίου Λαύριο – Σύρος (δυσμενέστερη διαταραχή Ν-1). Αυτό το μέγεθος διακινούμενης ισχύος εν γένει επαρκεί για να καλύψει την ισχύ ζήτησης των νησιών για τον προβλεπόμενο χρονικό ορίζοντα λειτουργίας του έργου. Σε συνθήκες Ν-1¹, ανάλογα και με τις συνθήκες ζήτησης φορτίου των νησιών, ενδέχεται να χρειαστεί να τεθούν σε λειτουργία οι τοπικοί ΑΣΠ (13).

¹ Με τον όρο Ν-1 εννοούμε συνθήκες απώλειας ενός στοιχείου του δικτύου (είτε λόγω βλάβης ή λόγω σφάλματος, ή κάποιας άλλης έκτακτης κατάστασης).



Σχήμα 1.2: Η Α' φάση του έργου Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

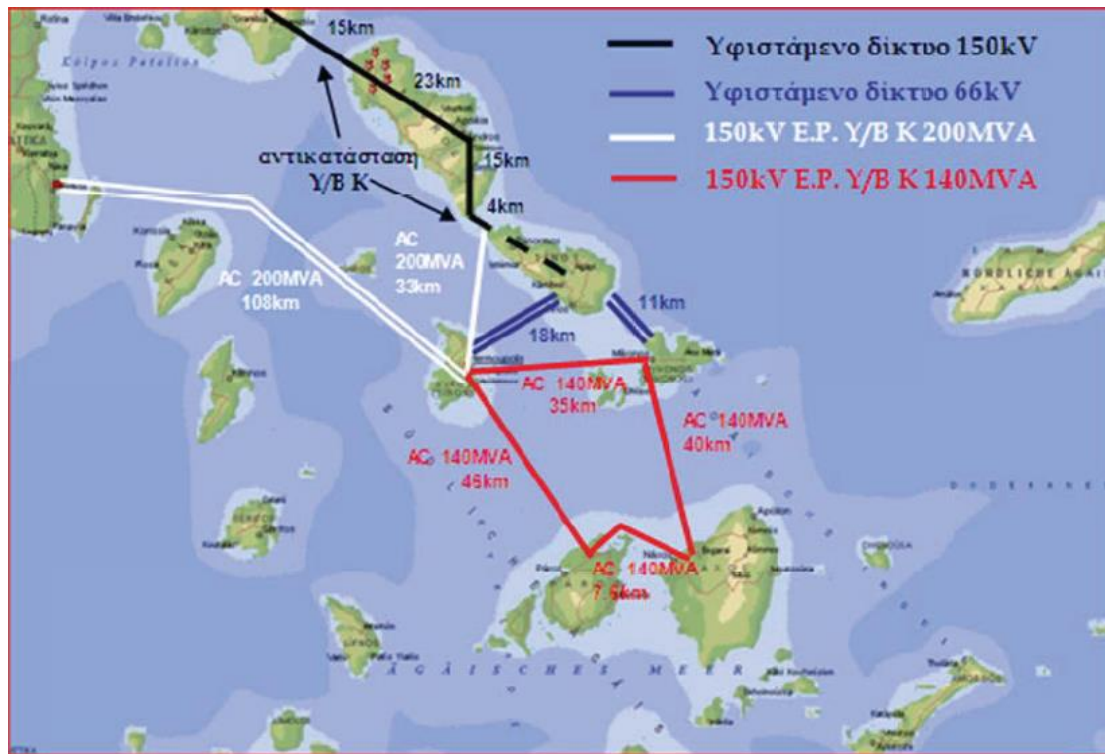
Η Β' Φάση εκτιμάται ότι ολοκληρώνεται με μικρή χρονική ολίσθηση σε σχέση με την Α' Φάση και συγκεκριμένα αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός του 2019. Περιλαμβάνει τη σύνδεση των νήσων Πάρου – Νάξου και Νάξου – Μυκόνου, καθώς και την αναβάθμιση της υφιστάμενης καλωδιακής σύνδεσης Άνδρος – Λιβάδι (Ν. Εύβοια) και Άνδρος – Τήνος. Συγκεκριμένα, η σύνδεση Πάρου – Νάξου θα πραγματοποιηθεί με ένα υποβρύχιο τριπολικό καλώδιο Ε.Ρ. XLPE 150kV ονομαστικής ικανότητας 140MVA, και μήκους 7.6 km, ενώ η σύνδεση Νάξου - Μυκόνου με ένα υποβρύχιο τριπολικό καλώδιο Ε.Ρ. XLPE 150kV ονομαστικής ικανότητας 140MVA και μήκους 40 km. Η αναβάθμιση της υφιστάμενης καλωδιακής σύνδεσης Άνδρος - Λιβάδι (Ν. Εύβοια) μήκους 14.5km και Άνδρος - Τήνος μήκους 4km θα πραγματοποιηθεί με την εγκατάσταση νέων υποβρυχίων καλωδίων Ε.Ρ. XLPE 150kV ονομαστικής ικανότητας 200MVA. (Σχήμα 1.3) Η Β' Φάση του έργου, με το κλείσιμο του βρόχου μεταξύ Πάρου, Νάξου και Μυκόνου, συμβάλλει αποφασιστικά στην ενίσχυση της αξιοπιστίας τροφοδότησης των νησιών αυτών. Μετά την ολοκλήρωση της Β' Φάσης εξασφαλίζεται διπλή τροφοδότηση και για τα νησιά αυτά, με αποτέλεσμα οι περιπτώσεις απώλειας καλωδίων (N-1), κατά τις οποίες ενδέχεται να προκύψει ανάγκη λειτουργίας των ΑΣΠ, περιορίζονται μόνο στην περίπτωση απώλειας του καλωδίου Λαύριο - Σύρος, υπό συνθήκες υψηλού φορτίου. Επιπλέον με την ενίσχυση της ικανότητας τροφοδότησης της υφιστάμενης διασύνδεσης με την Εύβοια (αντικατάσταση της καλωδιακής σύνδεσης Άνδρος - Λιβάδι και Άνδρος - Τήνος) διασφαλίζεται η διακίνηση ισχύος της τάξεως των 170MW από την Εύβοια προς τις διασυνδεδεμένες Κυκλάδες, σε περίπτωση απώλειας του καλωδίου Λαύριο - Σύρος (δυσμενέστερη διαταραχή N-1), μέγεθος το οποίο εν γένει επαρκεί για να καλύψει την ισχύ ζήτησης των νησιών για τον προβλεπόμενο χρονικό ορίζοντα λειτουργίας του έργου, ανάλογα και με την εξέλιξη της ζήτησης φορτίου των νησιών, περιορίζοντας περαιτέρω την ανάγκη θέσης εντός λειτουργίας των τοπικών ΑΣΠ ακόμα και σε συνθήκες N-1 (13).



Σχήμα 1.3: Η Β' φάση του έργου Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

Η Γ' Φάση περιλαμβάνει την ολοκλήρωση της διασύνδεσης των Κυκλάδων με την πόντιση και του δεύτερου καλωδίου Λαυρίου – Σύρου και την εγκατάσταση δεύτερου ΑΜ/Σ στο Λαύριο. Η εν λόγω διασύνδεση εξασφαλίζει την ηλεκτροδότηση των νησιών Σύρου, Μυκόνου, Πάρου, Νάξου καθώς και Άνδρου, Τήνου σε συνδυασμό με την υφιστάμενη διασύνδεση από Εύβοια. Με την ολοκλήρωση της Γ' Φάσης εξασφαλίζεται πλήρης αξιοπιστία τροφοδότησης του συγκροτήματος των Κυκλάδων για τον προβλεπόμενο χρονικό ορίζοντα λειτουργίας του έργου και σε συνθήκες N-1 για τη διαδρομή Λαύριο - Σύρος. Ο σχεδιασμός του έργου προβλέπει ότι σε κάθε περίπτωση, ακόμη και μετά την κατασκευή όλων των φάσεων του έργου, θα πρέπει να διατηρηθεί παραγωγικό δυναμικό στα νησιά, ώστε να μπορούν να αντιμετωπιστούν έκτακτα περιστατικά, π.χ. βλάβη στον Υ/Σ Σύρου και σε καμία περίπτωση δεν πρέπει να οδηγηθούμε σε αποξήλωση όλου του παραγωγικού δυναμικού των διασυνδεδεμένων νησιών των Κυκλάδων προς αποφυγή δραματικών περιστατικών σε περίπτωση σημαντικής βλάβης στον Υ/Σ Σύρου.

Η Γ' Φάση του Έργου πρέπει να υλοποιηθεί μαζί με την ολοκλήρωση της Β' Φάσης του Έργου, προκειμένου να ικανοποιείται σε κάθε περίπτωση το κριτήριο N-1. Ωστόσο, η εξέλιξη των φορτίων των προς διασύνδεση νησιών, φαίνεται να δικαιολογεί μία χρονική μετατόπιση της ολοκλήρωσης του έργου. Ως εκ τούτου, ο ΑΔΜΗΕ προτείνει την ολοκλήρωση της Γ' Φάσης μέχρι το 2022, (2) (13).



Σχήμα 1.4: Τελικό στάδιο του έργου Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

Τα νησιά των Κυκλάδων διαθέτουν σημαντικό αιολικό δυναμικό, του οποίου ο βαθμός αξιοποίησης περιορίζεται λόγω των μικρών δυνατοτήτων διείσδυσης στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Η προβλεπόμενη διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα, προβλέπεται ότι θα δώσει τη δυνατότητα απορρόφησης σημαντικής ισχύος από Α/Π στις διασυνδεδεμένες Κυκλάδες της τάξεως των 200 έως 250 MW, (14).

1.4.2 Λευκάδα - Κεφαλλονιά

Στα πλαίσια του Δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς 2017-2026 του ΑΔΜΗΕ, είναι προγραμματισμένη η πόντιση νέου υποβρύχιου καλωδίου μεταξύ Λευκάδας – Κεφαλλονιάς, νησιά ήδη διασυνδεδεμένα με το σύστημα, με στόχο την άρση των προβλημάτων που παρουσιάζονται κατά την τροφοδότησή τους. Συγκεκριμένα, για την άρση των προβλημάτων υπερφορτίσεων στο κύκλωμα Άκτιο -Λευκάδα - Αργοστόλι, τα οποία παρατηρούνται κυρίως σε συνθήκες υψηλού φορτίου και σε περίπτωση διαταραχών, προβλέπεται μεταξύ άλλων η προσθήκη δεύτερης υποβρύχιας καλωδιακής σύνδεσης Λευκάδας - Κεφαλλονιάς που θα παραλληλιστεί με την υφιστάμενη των 125 MVA. Η αναβάθμιση του κυκλώματος Άκτιο - Λευκάδα ολοκληρώθηκε εντός του 2013. Η ολοκλήρωση του έργου μάλιστα, θα επιτρέψει μικρή αύξηση της δυνατότητας απορρόφησης ισχύος από σταθμούς ΑΠΕ, έως 30 MW.

1.4.3 Κρήτη

Λαμβανομένων υπόψιν των δεδομένων που διαμορφώνονται από την εφαρμογή των Οδηγιών 2010/75/ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών και 2015/2193/ΕΕ για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, έχουν εξεταστεί από τον ΑΔΜΗΕ διεξοδικά και σε βάθος διαφορετικές τοπολογίες διασύνδεσης του νησιού και έχει γίνει μια πολυκριτηριακή αποτίμηση των πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων. Στο πλαίσιο αυτό, εξετάστηκε ένα μεγάλο πλήθος πιθανών λύσεων

όσον αφορά τα σημεία σύνδεσης, το μέγεθος (ικανότητα μεταφοράς) και το είδος των διασυνδετικών δικτύων (EP & ΣΡ). Η συγκριτική αποτίμηση των ωφελειών από την υλοποίηση κάθε σεναρίου διασύνδεσης κατέληξε στο σχεδιασμό της διασύνδεσης του νησιού, η οποία σύμφωνα με το εγκεκριμένο ΔΠΑ 2017-2026 θα πραγματοποιηθεί σε δύο φάσεις ως εξής:

- Φάση I - Διασύνδεση EP 150kV, ονομαστικής ικανότητας 2×200MVA Κρήτη – Πελοπόννησος: Στην περίπτωση εγκατάστασης καλωδίων EP, η ελαχιστοποίηση της υποβρύχιας όδευσης επιδιώκεται όχι μόνο για λόγους περιορισμού του κόστους, αλλά και των απαιτήσεων αέργου αντιστάθμισης, οι οποίες ούτως ή άλλως είναι σημαντικές. Έτσι, ως σημείο σύνδεσης στην Πελοπόννησο έχει κατ' αρχάς επιλεγεί η ευρύτερη περιοχή του ακρωτηρίου Μαλέα. Για τη σύνδεση στο υπόλοιπο Σύστημα θα απαιτηθεί η κατασκευή Γ.Μ. 150kV. Αναφορικά με το σημείο σύνδεσης στην Κρήτη, για λόγους ελαχιστοποίησης της υποβρύχιας όδευσης επιλέγεται σημείο στα Δυτικά του νησιού στον Υ/Σ Χανιά Ι. Η επιλογή αυτή, εκτός του ότι περιορίζει τις ανάγκες αέργου αντιστάθμισης, οδηγεί σε σαφώς πιο οικονομική λύση σε ό,τι αφορά το κόστος των υποβρύχιων καλωδίων.
- Φάση II - Διασύνδεση ΣΡ ονομαστικής ικανότητας 2×350MW Κρήτη – Αττική: Η προτεινόμενη τεχνολογία διασύνδεσης ΣΡ με VSC (Voltage Source Converters) προσφέρει ταχεία μεταβολή της ροής ισχύος και αντιστροφή φοράς χωρίς διακοπή. Η τάση λειτουργίας του συνδέσμου εκτιμάται στα επίπεδα των 300 και 350kV. Ανάλογα με την πορεία υλοποίησης μεγάλων έργων ΑΠΕ στην Κρήτη, το μέγεθος της διασύνδεσης πιθανώς να αναθεωρηθεί μέχρι τα επίπεδα των 1000MW. Το μέγεθος της διασύνδεσης καθιστά αναγκαία τη σύνδεση στο ΕΣΜΗΕ σε σημείο με ισχυρό υφιστάμενο δίκτυο. Στα πλαίσια αυτά έχει εντοπιστεί κατάλληλος χώρος πλησίον του ΚΥΤ Κουμουνδούρου. Για την πραγματοποίηση της διασύνδεσης με σύνδεσμο μεγάλης μεταφορικής ικανότητας είναι αναγκαία η σύνδεση σε σημείο κεντροβαρικό ως προς το φορτίο του νησιού, το οποίο επιπλέον να γειτνιάζει με ισχυρό τοπικό δίκτυο, έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθούν κατά το δυνατό τα απαιτούμενα νέα έργα επάνω στο νησί. Ως τέτοιο επιλέγεται η ευρύτερη περιοχή Λινοπεραμάτων (θέση Κορακιά), η οποία διαθέτει ένα ισχυρό σύστημα ικανό να τροφοδοτήσει ασφαλώς την ισχύ που προέρχεται από το Ηπειρωτικό Σύστημα, χωρίς να απαιτούνται σε πρώτο χρόνο τουλάχιστον νέα έργα ενίσχυσης του συστήματος της Κρήτης.

Οι διαδικασίες αδειοδότησης των έργων της Φάσης I έχουν δρομολογηθεί. Αντίστοιχες διαδικασίες για την αδειοδότηση των έργων της Φάσης II θα ξεκινήσουν το επόμενο χρονικό διάστημα και θα προχωρούν παράλληλα με τη συνεχή επανεξέταση των επιμέρους τεχνικών ζητημάτων και παρακολουθώντας τις τεχνολογικές και άλλες εξελίξεις στις διασυνδέσεις ΣΡ, (6).

1.4.4 Βόρειες Σποράδες

Τα νησιά των Β. Σποράδων (Σκιάθος, Σκόπελος και Αλόνησος) τροφοδοτούνται σήμερα από τον Υ/Σ 150/20 kV Λαύκου μέσω εναερίων γραμμών Μ.Τ. και υποβρυχίων καλωδίων Μ.Τ. προς τη Σκιάθο. Λόγω του αυξανόμενου φορτίου των νησιών, είχε προγραμματισθεί στο παρελθόν η σύνδεση της Σκιάθου με τον Υ/Σ Λαύκου στα 150 kV και η ανάπτυξη Υ/Σ 150/20 kV στη Σκιάθο. Η προβλεπόμενη σύνδεση περιελάμβανε εναέρια τμήματα Γ.Μ. και υποβρύχια καλώδια στα 150 kV. Η εν λόγω σύνδεση δεν υλοποιήθηκε, λόγω τοπικών αντιδράσεων. Για το λόγο αυτό, προωθείται η μοναδική τεχνικά και περιβαλλοντικά εφικτή

λύση, παρόλο που οικονομικά είναι ασύμφορη. Η λύση αφορά σύνδεση στα 150 kV από τον Υ/Σ Μαντουδίου προς τον Υ/Σ Σκιάθου, η οποία περιλαμβάνει εναέρια Γ.Μ. επί της Εύβοιας, μήκους περίπου 17 km, υποβρύχιο καλώδιο από την Εύβοια στον Υ/Σ Σκιάθου, μήκους περίπου 25 km. Σε κάθε περίπτωση, ο Υ/Σ Σκιάθου θα κατασκευαστεί πλησίον του αιγιαλού, ώστε να αποφευχθεί η κατασκευή Γ.Μ. 150 kV στο νησί. Έτσι επιτυγχάνεται η τροφοδότηση του σημαντικότερου μέρους του φορτίου από την Εύβοια, ακόμη και σε συνθήκες (N-1), (6).

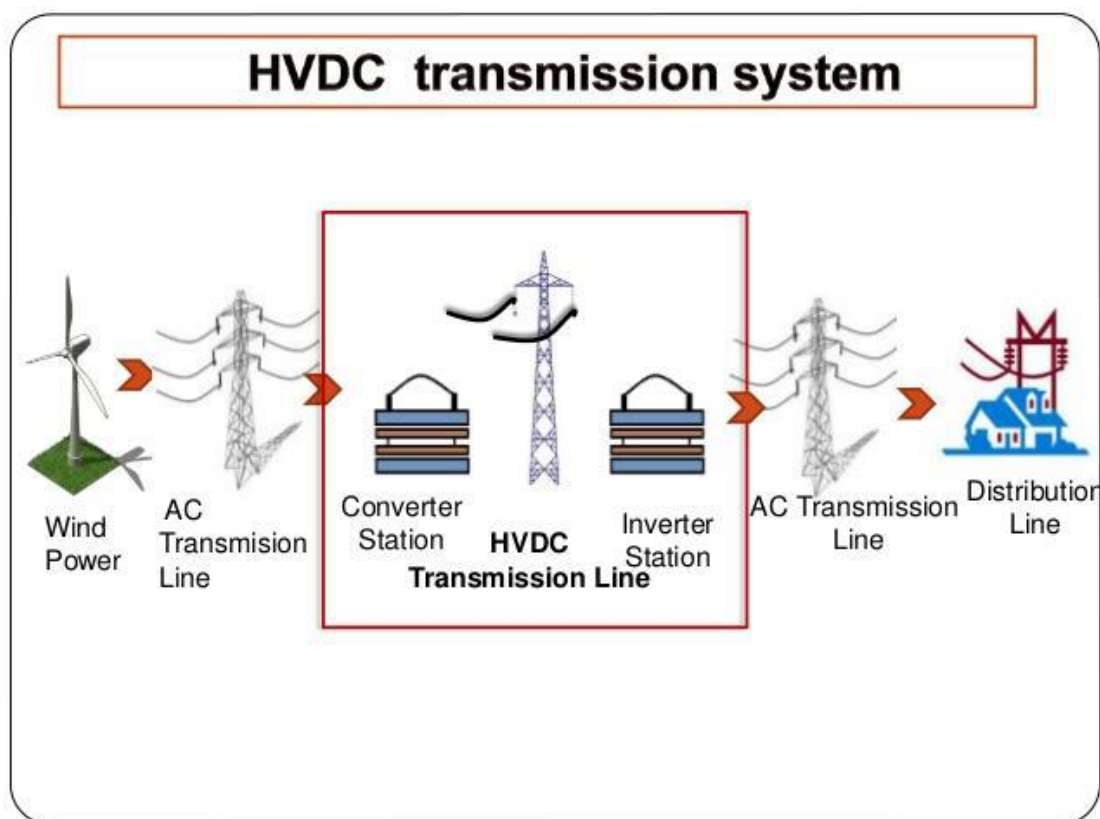
1.5 Τεχνολογίες διασυνδέσεων

1.5.1 HVAC/HVDC

Οι εγκαταστάσεις Υποβρυχίων Καλωδίων (ΥΒΚ) πολλαπλασιάζονται τα τελευταία χρόνια καθώς η τεχνολογία των διασυνδέσεων βελτιώνεται διαρκώς λόγω της ανάγκης σύνδεσης μεγάλων υπεράκτιων αιολικών πάρκων, καθώς και της ηλεκτροδότησης εξεδρών άντλησης πετρελαίου (15).

Για τη μείωση των ωμικών απωλειών η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται υπό υψηλή τάση, αφού έτσι επιτυγχάνεται η μέγιστη ενεργειακή μεταφορά για δεδομένη διατομή αγωγών. Υπάρχουν δύο είδη συστημάτων μεταφοράς: το σύστημα εναλλασσόμενου ρεύματος (HVAC) και το σύστημα συνεχούς ρεύματος (HVDC). Η πλειοψηφία των συστημάτων μεταφοράς χρησιμοποιούν HVAC, όμως σε αρκετές περιπτώσεις η χρήση του HVDC είναι πιο συμφέρουσα ενώ αρκετές φορές είναι και η μόνη εφικτή τεχνικά λύση.

Η κύρια διεργασία που λαμβάνει χώρα σε ένα HVDC σύστημα είναι η μετατροπή του ηλεκτρικού ρεύματος από εναλλασσόμενο AC σε συνεχές DC μέσω ανορθωτή (Rectifier) στην αρχή της γραμμής μεταφοράς, και από DC σε AC μέσω μετατροπέα (Inverter) στο τέλος της, ώστε να συνδεθεί στο δίκτυο εναλλασσόμενου ρεύματος. (Σχήμα 1.5)



Σχήμα 1.5: Τα κύρια μέρη ενός HVDC συστήματος (16)

Το πρώτο εμπορικό HVDC (High Voltage Direct Current) σύστημα εμφανίστηκε το 1954 στο Gotland της Σουηδίας. Η συνεχής εξέλιξη των ηλεκτρονικών ισχύος και της τεχνολογίας έκανε πιο αποδοτική και εφαρμόσιμη την HVDC τεχνολογία, μειώνοντας ολοένα και τα κόστη της. Έτσι, πλέον σήμερα υπάρχει σε όλο τον κόσμο ένας μεγάλος αριθμός HVDC διασυνδέσεων. Τα τελευταία 40 χρόνια εγκαταστάθηκαν HVDC συστήματα μετάδοσης συνολικής ισχύος 100GW.

Συγκεκριμένα, το HVDC χρησιμοποιείται κυρίως για μεταφορά σε μεγάλες αποστάσεις με εναέριες ή υποβρύχιες γραμμές. Ο λόγος που συμβαίνει αυτό είναι πως οι γραμμές παρουσιάζουν και χωρητική συμπεριφορά (η οποία είναι πιο έντονη στα υποβρύχια καλώδια) και με το AC ρεύμα οι χωρητικότητες αυτές φορτίζονται και εκφορτίζονται συνεχώς με αποτέλεσμα να υπάρχουν απώλειες ενέργειας. Αυτό με τη σειρά του οδηγεί στην ανάγκη για σταθμούς αντιστάθμισης κατά μήκος των γραμμών. Αντιθέτως, όταν το ρεύμα είναι συνεχές, οι χωρητικότητες φορτίζονται μόνο κατά την εκκίνηση της λειτουργίας και σε περίπτωση μεταβολής της τάσης. Έτσι λοιπόν το HVDC είναι σχεδόν μονόδρομος για μεγάλα μήκη, (17).

Σχετικά με την τεχνολογία Εναλλασσόμενου Ρεύματος (HVAC):

- Παραμένει η προσφορότερη τεχνικά και οικονομικά λύση για τάσεις μέχρι 150kV και για μικρές σχετικά αποστάσεις, βάθη και ισχείς.
- Είναι περισσότερο αξιόπιστη τεχνολογία και παρουσιάζει μεγαλύτερη διαθεσιμότητα από τα DC δίκτυα, κυρίως λόγω του επιπρόσθετου εξοπλισμού των μετατροπέων που απαιτούνται στις διασυνδέσεις DC .
- Η ανάγκη εγκατάστασης μέσω αντιστάθμισης της χωρητικότητας τους καθώς και οι σχετικά μεγάλες απώλειες, παραμένουν βασικά μειονεκτήματα και μετά τις δυνατότητες που προσφέρει η χρήση των νέων μέσων αντιστάθμισης με ηλεκτρονικά ισχύος, (15).

Σχετικά με την τεχνολογία Συνεχούς Ρεύματος (HVDC):

- Χρησιμοποιείται ολόκληρη η διατομή του αγωγού οπότε για δοσμένη διατομή είναι δυνατή η μεταφορά 30-40% μεγαλύτερης ποσότητας ενέργειας σε σχέση με την AC, (17).
- Ένα HVDC σύστημα μπορεί να χρησιμοποιηθεί πιο εύκολα για τη βελτίωση της ευστάθειας ενός δικτύου, αφού ένας DC σύνδεσμος αποσυνδέει τα δύο AC δίκτυα στα άκρα του, εμποδίζοντας επομένως τη μετάδοση των επιπτώσεων ενός σφάλματος από ένα δίκτυο στο άλλο. Απότομες μεταβολές σε φορτία που θα ανάγκαζαν μεγάλο τμήμα του AC δικτύου να αποσυγχρονιστεί και να βγει εκτός, δεν επηρεάζουν το DC σύνδεσμο, ο οποίος με τον κατάλληλο έλεγχο θα μπορούσε να επαναφέρει το σύστημα, (16).
- Τα HVDC συστήματα προσφέρουν τη δυνατότητα γρήγορου ελέγχου της ποσότητας αλλά και της φοράς της ισχύος που τα διαρρέουν. Αυτό οφείλεται στα ηλεκτρονικά ισχύος που ενσωματώνονται στη μετατροπή AC/DC, (16).
- Δεν έχει πρακτικώς περιορισμούς λόγω μήκους και κερδίζει συνεχώς έδαφος έναντι της AC λόγω των πλεονεκτημάτων τους, όπως κυρίως είναι η δυνατότητα ελέγχου της ροής ισχύος (ενεργού και αέργου)

- Στην περίπτωση σύνδεσης εγκαταστάσεων οι οποίες περιλαμβάνουν μη πλήρως ελεγχόμενες πηγές παραγωγής, όπως οι αιολικές, τα πλεονεκτήματα λόγω της δυνατότητας ελέγχου είναι μεγαλύτερα. Αυτό ισχύει ιδίως αν εγκαθίστανται Μετατροπείς AC/DC και DC/AC πηγής τάσεως (VSC) αντί των κλασικών Μετατροπέων μεταγωγής από την γραμμή δικτύου (LCC).

- Ειδικότερα στις περιπτώσεις σύνδεσης νησιών στα οποία θα μπορεί ενίοτε να λειτουργεί παράλληλα τοπική συμβατική παραγωγή και συνεπώς η διασύνδεση θα πρέπει να λειτουργεί και σε μηδενική μεταφορά ισχύος καθώς και με την δυνατότητα συχνής αντιστροφής της ροής ισχύος, οι απαιτήσεις ελέγχου είναι ιδιαίτερα αυξημένες και πιθανώς μόνο με Μετατροπείς VSC μπορούν να ικανοποιηθούν πλήρως. Μειονέκτημα των Μετατροπέων VSC έναντι των LCC είναι οι μεγαλύτερες απώλειες και κυρίως το κόστος, (15).

-Η λειτουργία μιας γραμμής HVDC απαιτεί να υπάρχει μεγάλη εφεδρεία σε εξοπλισμό και μάλιστα σχεδόν αποκλειστικά για ένα δεδομένο σύστημα, κάτι το οποίο οφείλεται κυρίως στη λιγότερη χρήση των HVDC σε σχέση με τα συμβατικά AC συστήματα, αλλά και στην γρηγορότερη εξέλιξη της τεχνολογίας των ηλεκτρονικών ισχύος, (16).

1.5.2 Τεχνολογίες DC καλωδίων

Όπως ήδη αναφέρθηκε, στις περισσότερες εφαρμογές που απαιτούν μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις, είναι απαραίτητη η χρήση DC καλωδίων, λόγω του ότι δεν υπάρχει σε αυτά περιορισμός του μήκους τους εξαιτίας της ανάπτυξης επαγωγικών ρευμάτων, σε αντίθεση με τα AC καλώδια, (18). Για την ανάπτυξη των DC καλωδίων χρησιμοποιήθηκε η πείρα που υπήρχε από τα AC, γι' αυτό και ο σχεδιασμός τους μοιάζει πολύ με αυτών. Μέχρι στιγμής έχουν αναπτυχθεί τέσσερις τύποι DC καλωδίων, ανάλογα με το είδος της μόνωσης που αυτά διαθέτουν, (19):

-Καλώδια ελαίου (Oil-filled cables, OF)

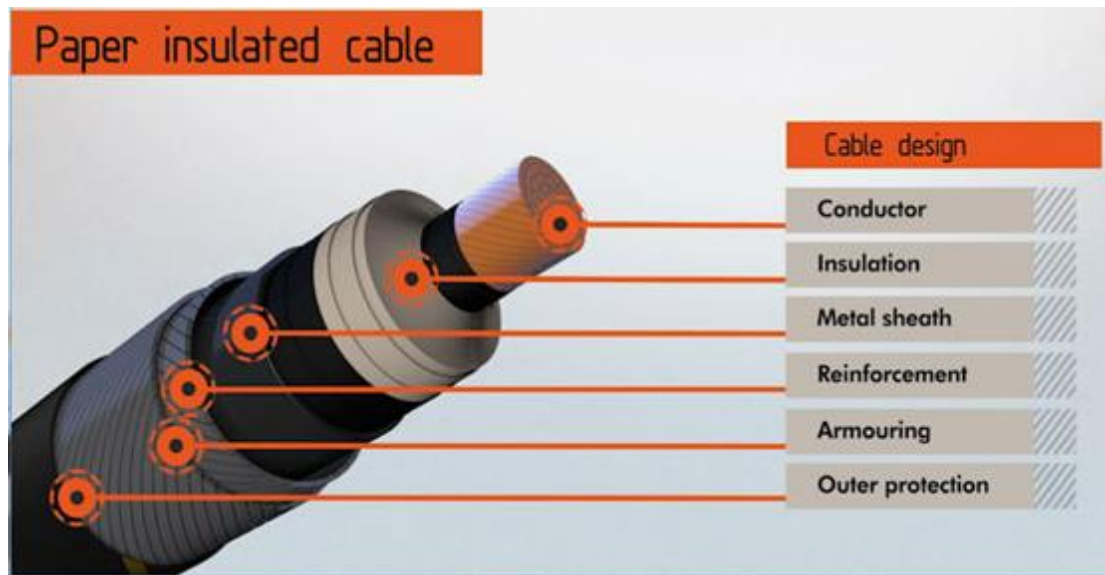
Αναπτύχθηκαν αρχικά για χρήση στη στεριά. Παρουσιάζουν καλύτερα χαρακτηριστικά σε σχέση με άλλους τύπους καλωδίων, όπως π.χ. η μόνωσή τους μπορεί να αντέξει σε μεγαλύτερες φορτίσεις λειτουργίας σε σχέση με τα MI. Διαθέτουν μεταφορική ικανότητα που φτάνει τα 1000MW στα 600kV, ενώ το μέγιστο μήκος τους φτάνει τα 100km.

-Καλώδια αερίου υπό πίεση (Gas- pressurized cables, GP)

Κατάλληλα για υψηλές φορτίσεις λειτουργίας σε εφαρμογές για μεγάλες αποστάσεις και βάθη. Δεν χρησιμοποιούνται όμως για DC διασυνδέσεις (μετά τη δεκαετία του '60) λόγω μεγάλων δυσκολιών στην κατασκευή τους.

-Καλώδιο χαρτιού εμβαπτισμένου σε λάδι (Mass-impregnated cables, MI)

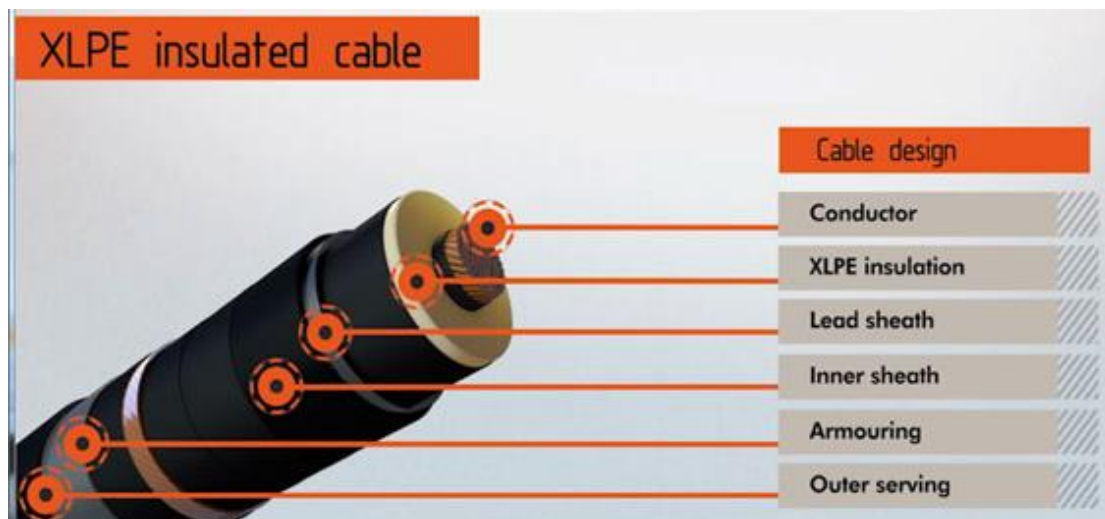
Το πιο συχνά χρησιμοποιούμενο στις αρχικές HVDC διασυνδέσεις. Πλεονεκτήματά του είναι η απλή δομή, η άνετη κατασκευή και συντήρηση και το χαμηλό κόστος. Είναι ιδανικό για μεγάλες αποστάσεις και βάθη, ωστόσο δεν μπορεί να μεταφέρει μεγάλες ποσότητες ισχύος γι' αυτό και προτιμάται το XLPE. Η τυπική διάταξη ενός υποβρύχιου καλωδίου MI παρουσιάζεται στο (Σχήμα 1.6).



Σχήμα 1.6: Καλώδιο χαρτιού εμβαπτισμένου σε λάδι (Πηγή: http://www.olex.com.au/eservice/Australia-en_AU/navigate_326096/Submarine_Cables_36_525_kV_technology.html)

-Καλώδιο δικτυωμένου πολυαιθυλενίου (Cross-linked Polyethylene. XLPE)

Το πλέον κατάλληλο και συχνά χρησιμοποιούμενο καλώδιο σήμερα για μεγάλες HVDC διασυνδέσεις. Η μόνωση του προσφέρει μεγάλη αντίσταση για τη μείωση του ρεύματος διαρροής και επομένως των απωλειών Joule και επίσης οδηγεί σε απουσία υψηλών τοπικών ηλεκτρικών πεδίων. Ακόμα έχει μεγάλη διάρκεια ζωής και επειδή δεν περιέχει λάδι είναι πιο φιλικό περιβαλλοντικά. Η τυπική διάταξη ενός υποβρύχιου καλωδίου XLPE παρουσιάζεται στο (Σχήμα 1.7).



Σχήμα 1.7: Καλώδιο XLPE (Πηγή: http://www.olex.com.au/eservice/Australia-en_AU/navigate_326096/Submarine_Cables_36_525_kV_technology.html)

Τα τρία πρώτα είδη αναφέρονται ως στερεά καλώδια (solid cables), ενώ το τελευταίο είδος (XLPE) αποτελεί την πιο πρόσφατη καινοτομία στον τομέα της ανάπτυξης των καλωδίων, (19). Η τεχνολογία των ΥΒΚ με μόνωση XLPE, διαπιστώνεται ότι καθιερώνεται και κερδίζει έδαφος λόγω των πλεονεκτημάτων της έναντι των μονώσεως χαρτιού (μικρότερη χωρητικότητα, ελαφρότερα, δυνατότητα κατασκευής τριπολικών κ.ά.), ιδίως για ισχείς μέχρι 500MW. Οπωσδήποτε ΥΒΚ με μόνωση χαρτιού εξακολουθούν να χρησιμοποιούνται και σε νέες εγκαταστάσεις, για μεγάλες σχετικά ισχείς και τάσεις, ενδεχομένως λόγω του ότι είναι οικονομικότερα και περισσότερο δοκιμασμένα στην πράξη, (15).

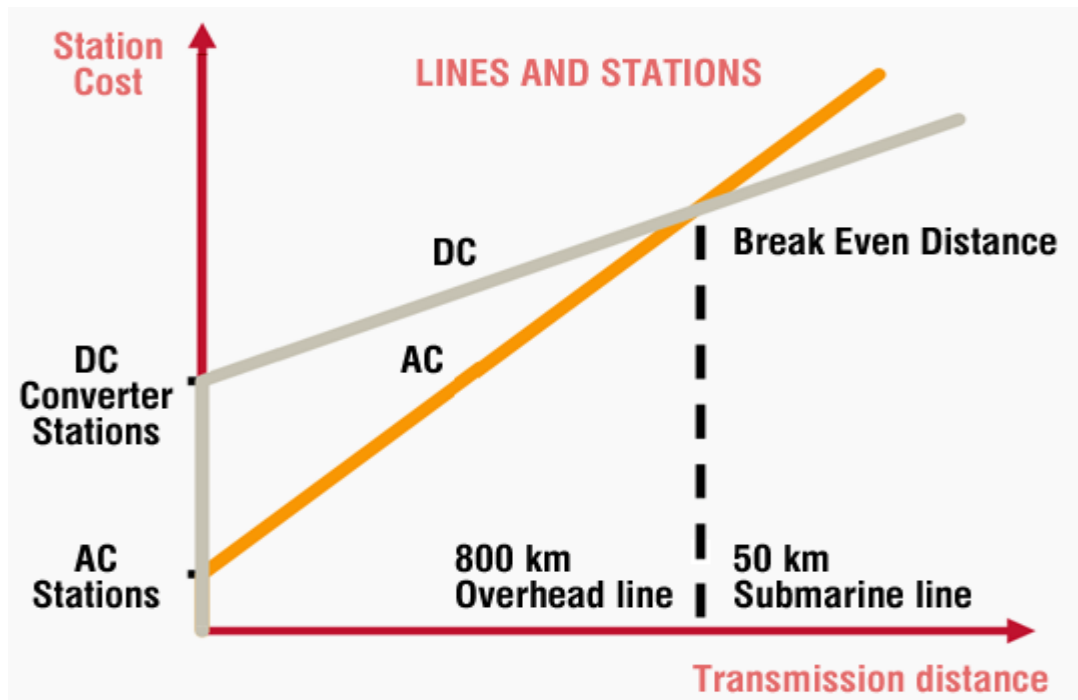
1.5.3 Κοστολόγηση διασυνδέσεων

Η συγκριτική εξέταση του κόστους των διαφόρων δυνατών λύσεων αποτελεί την καθιερωμένη τεχνική, οπωσδήποτε όμως είναι προφανής η δυσκολία της ακριβούς εκτίμησης του κόστους των διασυνδέσεων κατά το στάδιο της προμελέτης. Φυσικά το κόστος ενός συστήματος εξαρτάται από διάφορους παράγοντες όπως τη μεταφερόμενη ισχύ, τον τύπο του μέσου μεταφοράς (τύπος καλωδίων, μετατροπέα κλπ.), τις περιβαλλοντικές συνθήκες (θερμοκρασία, υγρασία κλπ.), καθώς και άλλες απαιτήσεις ασφάλειας και λειτουργίας, (20).

Όσον αφορά την εξέλιξη των εφαρμοζόμενων τεχνολογιών είναι σαφές ότι με την πάροδο του χρόνου η τεχνολογία DC κερδίζει έδαφος έναντι της τεχνολογίας AC και εκτιμάται ότι θα κυριαρχήσει και οικονομικά για αποστάσεις άνω των 50-70km και ισχείς άνω των 150-200MW, (15). Οι απαιτούμενοι μετατροπείς στην τεχνολογία DC, έχουν υψηλό κόστος και περιορισμένη ικανότητα υπερφόρτωσης. Σε μικρές αποστάσεις μεταφοράς, οι απώλειες στους μετατροπείς ενδέχεται να είναι μεγαλύτερες από μια γραμμή μεταφοράς AC, με αποτέλεσμα το κόστος τους πιθανώς να μην αντισταθμίζεται από την εξοικονόμηση στην κατασκευή των γραμμών και στις απώλειες. Το HVDC δίκτυο ωστόσο, παρά το υπολογίσιμο κόστος των μετατροπέων, μπορεί εν τέλει να είναι πιο οικονομικό από ένα αντίστοιχο AC, ειδικά όταν το έργο αφορά την μεταφορά μεγάλων ποσών ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις. Εν γένει, όσο μεγαλύτερη είναι η απόσταση μεταξύ των σημείων σύνδεσης, τόσο μικρότερες είναι οι απώλειες (απόλυτο μέγεθος) σε σύγκριση με το AC και επομένως τόσο πιο ελκυστικότερη οικονομικά γίνεται η επένδυση σε HVDC, (16).

Το HVDC σύστημα λοιπόν, γίνεται οικονομικά ελκυστικό για μεγάλα μήκη όδευσης λόγω χαμηλών απωλειών, χωρίς να υπάρχει ανάγκη για αντιστάθμιση αλλά και για τεχνικούς λόγους, όπως η αποφυγή απαγορευτικά μεγάλων ρευμάτων φόρτισης. Έτσι για υποβρύχιες οδεύσεις πέρα των 50-80km περίπου, η διασύνδεση με συνεχές ρεύμα είναι προτιμητέα, ενώ για εναέριες γραμμές μετά τα 500-800km περίπου η HVDC τεχνολογία γίνεται οικονομικά ελκυστικότερη από την HVAC (Σχήμα 1.8). Πριν από τις αποστάσεις αυτές, η HVAC τεχνολογία είναι φθηνότερη για τους εξής παράγοντες:

- Οι υποσταθμοί DC είναι ακριβότεροι. Το αυξημένο κόστος των σταθμών αυτών, οφείλεται κυρίως στην κατασκευή των HVDC σταθμών μετατροπής.
- Στα HVDC συστήματα δεν είναι απαραίτητη η αντιστάθμιση αέργου ισχύος κατά μήκος της Γ.Μ. ενώ στα AC είναι αναγκαία σχεδόν κάθε 200-250km.
- Οι Γ.Μ. των HVDC έχουν μεγαλύτερο κόστος εγκατάστασης και μικρότερο κόστος λειτουργίας, (20) (21).



Σχήμα 1.8: Σύγκριση κόστους τεχνολογίας HVAC-HVDC ανάλογα με την απόσταση, (20).

Προκειμένου να ορισθούν οι τιμές προϋπολογισμού του κόστους των διασυνδέσεων ενδείκνυται να εκτιμώνται χωριστά οι κύριοι παράγοντες κόστους της, όπως αυτοί διαμορφώνονται ανάλογα με την τεχνολογία και την τεχνική λύση που επιλέγεται.

Αναλυτικότερα:

(α) Το κόστος προμήθειας του ΥΒΚ, το οποίο συναρτάται από το κόστος του υλικού και της βιομηχανοποίησής του και το οποίο είναι προφανώς ανάλογο του μήκους του. Δεδομένου ότι σχεδόν πάντοτε η βιομηχανοποίηση του ΥΒΚ γίνεται μετά από παραγγελία για συγκεκριμένη διασύνδεση και ενίοτε με την προδιαγραφή ειδικών απαιτήσεων, οι τιμές εξαρτώνται σημαντικά και από τις εκάστοτε συνθήκες της αγοράς και τα επιχειρηματικά σχέδια των ολίγων άλλωστε κατασκευαστικών οίκων.

(β) Το κόστος εγκατάστασης του ΥΒΚ, το οποίο περιλαμβάνει το κόστος απασχόλησης του ειδικού πλοίου για την μεταφορά και την πόντισή του καθώς και το κόστος της διερεύνησης του βυθού και του προσδιορισμού της ακριβούς διαδρομής – εγκατάστασης του ΥΒΚ. Το κόστος αυτό σχετίζεται μεν με το μήκος της διασύνδεσης αλλά δεν μπορεί να θεωρηθεί πλήρως ανάλογο αυτού. Το κόστος εγκατάστασης περιλαμβάνει τέλος και ένα σταθερό κόστος που εξαρτάται από τις τοπικές συνθήκες, όπως είναι αυτό του κόστους των έργων ταφής και προστασίας των ΥΒΚ στα σημεία εξόδου στην ξηρά και γενικότερα σε δαπάνες έργων πολιτικού μηχανικού.

(γ) Το κόστος των εγκαταστάσεων σύνδεσης με το δίκτυο μεταφοράς. Στην περίπτωση τεχνολογίας AC περιλαμβάνουν κυρίως διακοπτικά στοιχεία, Μ/Σ και μέσα αντιστάθμισης, ενώ στην περίπτωση της τεχνολογίας DC περιλαμβάνουν επιπλέον τον μετατροπέα AC/DC ή DC/AC με τους αντίστοιχους μετασχηματιστές και λοιπό εξοπλισμό.

(δ) Το επίπεδο της τάσης.

Ανά τεχνολογία διασυνδέσεων (AC ή DC) λοιπόν, τα βασικά στοιχεία κόστους περιγράφονται ως εξής:

Για τεχνολογία AC:

- Τριπολικά ΥΒΚ, ανάλογα με την ικανότητα μεταφοράς τους. Γίνεται η παραδοχή ότι όταν απαιτείται εξασφαλισμένη ισχύς εγκαθίστανται 2 τριπολικά ΥΒΚ ή 4 μονοπολικά.
- «Πεδία Υ/Σ» ανάλογα με την ισχύ του Μ/Σ τους, τα οποία περιλαμβάνουν έναν Μ/Σ και τα εκατέρωθεν αυτού μέσα ζεύξεως και προστασίας καθώς και τα λοιπά αναγκαία στοιχεία.
- Μέσα αντισταθμίσεως αέργου ισχύος, ανάλογα με την ισχύ τους.

Για τεχνολογία DC:

- Μονοπολικά ΥΒΚ, ανάλογα με την ικανότητα μεταφοράς τους.
Γίνεται η παραδοχή ότι απαιτούνται δύο μονοπολικά καλώδια - ήτοι ένα ζεύγος - για την μεταφορά ορισμένης ισχύος και δύο ζεύγη για την εξασφάλιση της μεταφοράς της. (Συνεπώς, ένα τριπολικό AC αντιστοιχίζεται με 2 μονοπολικά DC ΥΒΚ)
- «Πεδία Υ/Σ - Μετατροπέων» ανάλογα με την ισχύ του Μετατροπέα τους, τα οποία περιλαμβάνουν έναν κατάλληλο Μ/Σ και τον συνδεδεμένο με αυτόν Μετατροπέα AC/DC ή DC/AC, τα εκατέρωθεν μέσα ζεύξεως και προστασίας καθώς και όλα τα επιπλέον αναγκαία φίλτρα, πηνία κλπ, (15).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Μελέτες διασυνδέσεων – βιβλιογραφική ανασκόπηση

Τα τελευταία χρόνια, το ενδιαφέρον για τη διασύνδεση των ΜΔΝ έχει αυξηθεί σημαντικά, τόσο λόγω του επερχόμενου οφέλους στην ποιότητα και αξιοπιστία τροφοδότησής τους (δεδομένης της αύξησης του φορτίου τους λόγω τουριστικής ανάπτυξης), όσο και λόγω του οικονομικού οφέλους που προκύπτει από την κατάργηση των τοπικών ΑΣΠ. Προς την κατεύθυνση αυτή, συμβάλλουν και οι νέες ευρωπαϊκές οδηγίες που καθιστούν σε μεγάλο βαθμό απαγορευτική τη λειτουργία πετρελαϊκών τοπικών σταθμών παραγωγής. Στο παρόν κεφάλαιο, γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των διαφόρων μελετών που έχουν εκπονηθεί για τη διασύνδεση των ΜΔΝ.

2.1 Η σημασία των διασυνδέσεων

Το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα παράγεται από λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και σταθμούς φυσικού αερίου που είναι εγκατεστημένοι κατά το πλείστον στην Βόρεια Ελλάδα, ενώ τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης βρίσκονται στην Νότια Ελλάδα, (16).

Ένα μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας, περίπου το 10%, παράγεται στα νησιά με τους αυτόνομους σταθμούς πετρελαίου για να καλύψει τις ανάγκες των νησιών. Τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) ανήκουν σε 32 Ηλεκτρικά Συστήματα, καθένα από τα οποία τροφοδοτείται από έναν ή περισσότερους θερμικούς σταθμούς παραγωγής και αποτελείται από ένα ή περισσότερα συνδεδεμένα νησιά μεταξύ τους με υποβρύχια καλώδια. Τα συστήματα αυτά εξυπηρετούνται από πετρελαϊκές μονάδες (κυρίως στα μικρά και μεσαία συστήματα), ενώ έχουν εγκατασταθεί και αεριοστροβιλικές μονάδες (με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο - diesel) στα συστήματα της Κρήτης και της Ρόδου.

Τα συστήματα των ΜΔΝ παρουσιάζουν κάποια κοινά χαρακτηριστικά:

- Παρουσιάζουν υψηλό λειτουργικό κόστος το οποίο μεταβιβάζεται στους καταναλωτές ως ΥΚΩ , καθώς η ενέργεια παράγεται από την καύση ακριβού πετρελαίου
- Εμφανίζουν χαμηλό συντελεστή φορτίου (μεγάλες θερινές αιχμές και χαμηλά φορτία κατά το υπόλοιπο έτος)
- Διαθέτουν σημαντικό δυναμικό ΑΠΕ
- Προκαλούν περιβαλλοντική όχληση από τους σταθμούς παραγωγής οι οποίοι στην πλειονότητά τους είναι εγκατεστημένοι εντός οικισμών, (13).

Η διασύνδεση των Κυκλάδων είχε καθυστερήσει δύο δεκαετίες, ενώ η διασύνδεση της Κρήτης είχε παγώσει για μακρά περίοδο και πρόσφατα άρχισε να κινείται με προκαταρκτικές μελέτες. Όλες οι επιβαρύνσεις λόγω των αυτόνομων σταθμών, οι λεγόμενες ΥΚΩ, πληρώνονται από τους καταναλωτές. Αυτές οι δύο διασυνδέσεις (Κυκλάδες και Κρήτη) καλύπτουν πάνω από το 60% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται στα νησιά από πετρέλαιο και αντιπροσωπεύουν επιβαρύνσεις πάνω από 420 εκατ. € ετησίως που επιβαρύνουν τον ηλεκτρικό τομέα και τους καταναλωτές της χώρας, (5).

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, τα τελευταία χρόνια έχει σημειωθεί μεγάλη πρόοδος στην τεχνολογία των υποβρύχιων διασυνδέσεων λόγω της εκτεταμένης χρήσης τους για την πραγματοποίηση διασυνδέσεων σε μεγάλες αποστάσεις (διασύνδεση Συστημάτων για την πραγματοποίηση ανταλλαγών ισχύος π.χ. διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας), και τελευταία λόγω της αναμενόμενης εκτεταμένης χρήσης τους για την σύνδεση υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Με την εξέλιξη αυτή δίδεται η τεχνική δυνατότητα διασύνδεσης του συνόλου των νησιών του Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα, (2).

Η σημασία της διασύνδεσης των ΜΔΝ με το ΕΣΜΗΕ αποτελεί εγχείρημα μείζονος σημασίας καθώς αυξάνει την ασφάλεια και αξιοπιστία τροφοδότησης των νησιών, επιτρέπει την υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ και κυρίως Α/Π στα νησιά εκμεταλλεζόμενη έτσι το υψηλό αιολικό δυναμικό που εμφανίζεται στο Αιγαίο και συμβάλει στην απεξάρτηση από τα πετρελαιοειδή, αυξάνοντας έτσι την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας. Επιπλέον, όπως φαίνεται και από πληθώρα μελετών, επιτυγχάνεται δραστική μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής και τέλος είναι αξιοσημείωτο και το περιβαλλοντικό όφελος αφού γίνεται σταδιακή απένταξη από την παραγωγή των υφιστάμενων θερμικών σταθμών, (16).

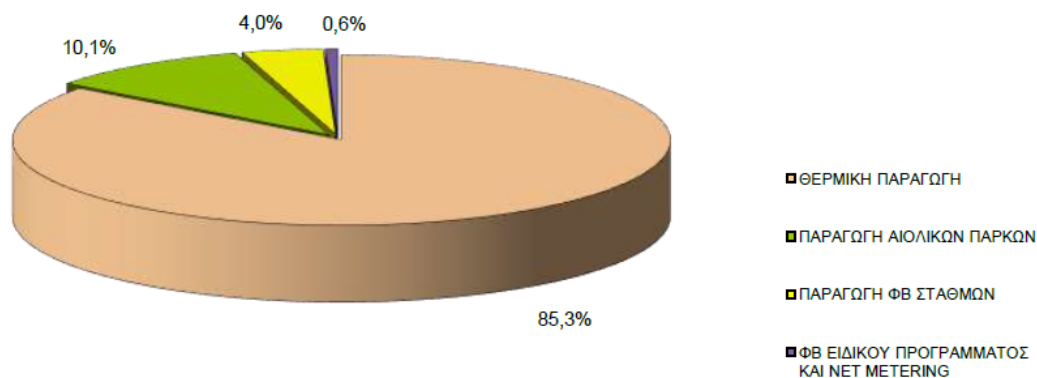
Αναλυτικότερα τα πλεονεκτήματα της διασύνδεσης ενός νησιού ή συγκροτήματος νησιών είναι τα εξής:

- Πληρέστερη κάλυψη των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια. Διασφάλιση σε μακροπρόθεσμη βάση της ασφαλούς και αδιάλειπτης τροφοδότησης των διασυνδεόμενων νησιών.
- Απαλλαγή του νησιού από τον ρυπογόνο τοπικό σταθμό. Μείωση της περιβαλλοντικής όχλησης από τους σταθμούς παραγωγής οι οποίοι είναι στην πλειονότητά τους εγκατεστημένοι εντός ή πλησίον οικισμών, (16).
- Μείωση του κόστους εξυπηρέτησης του νησιού, λόγω του μικρότερου γενικά κόστους των σταθμών παραγωγής μεγαλύτερης ισχύος και ιδιαίτερα του ηπειρωτικού συστήματος, (3).
- Αποφυγή επενδύσεων μεγάλου κόστους για την ανάπτυξη και τον εκσυγχρονισμό των τοπικών σταθμών παραγωγής. Οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής στα νησιά είναι συνήθως παλιές με χαμηλό συντελεστή απόδοσης ενώ παράλληλα δεν μπορούν να καλύψουν την αυξανόμενη ζήτηση και απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις για την ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού, (13).
- Υποκατάσταση ποσότητας παραγόμενης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα με ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές και συνεπώς αποφυγή χρέωσης αντίστοιχου ποσού εξαγοράς δικαιωμάτων ρύπων, (10).
- Βελτίωση των συνθηκών για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής ένωσης για μείωση των αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% συγκριτικά με το 1990 και αύξηση του μεριδίου ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα στο 20% της κατανάλωσης έως το 2020. Οι ίδιοι στόχοι διαμορφώνονται σε 40% και 27% αντίστοιχα για το 2030, (22).
- Εναρμόνιση με τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής ένωσης σχετικά με τα όρια των εκπομπών από μικρού και μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης οι οποίες λειτουργούν στα ΜΔΝ, (23) (24) .
- Βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας, με την απεξάρτηση από το εισαγόμενο πετρέλαιο, του οποίου η τιμή είναι ιδιαίτερα ευμετάβλητη.
- Διεύρυνση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συμπεριλαμβάνοντας τα προς διασύνδεση νησιά.

- Δυνατότητα πληρέστερης αξιοποίησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, εκμετάλλευσης του υψηλού αιολικού, ηλιακού και γεωθερμικού δυναμικού των Ελληνικών νησιών, (13).

Η διείσδυση των ΑΠΕ στα νησιά του Αιγαίου, παρόλο το εξαιρετικό ηλιακό και αιολικό δυναμικό, περιορίζεται σε ποσοστό 16% περίπου της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Σύμφωνα με το δελτίο ΑΠΕ και θερμικής παραγωγής στα ΜΔΝ για τον μήνα Σεπτέμβριο 2017 του ΔΕΔΔΗΕ, το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο σύνολο των ΜΔΝ ανήλθε στο 14,7% (Σχήμα 2.1) ενώ για τον Αύγουστο στο 20,2%, (25).

Συνολική Παραγωγή GWh



Σχήμα 2.1: Παραγωγή Η/Ε στα ΜΔΝ για τον Σεπτέμβριο 2017 (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Η διασύνδεση των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ με το Ηπειρωτικό Σύστημα αποκτά ιδιαίτερη σημασία και αξία αλλά και χαρακτήρα επείγοντος, όχι μόνο από οικονομικής πλευράς για τη μείωση των επιβαρύνσεων των καταναλωτών μέσω των ΥΚΩ των ΜΔΝ, αλλά και για την ασφάλεια πλέον της ηλεκτροδότησής τους κατά την επόμενη δεκαετία. Οι Ευρωπαϊκές Οδηγίες που επιβάλλουν περιορισμούς στις εκπομπές ρύπων από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής όπως οι συμβατικές μονάδες (πετρελαϊκές) που ηλεκτροδοτούν τα νησιά (2010/75/ΕΕ, 2015/2193/ΕΕ), καθιστούν επιτακτική την ανάγκη λήψης μέτρων το συντομότερο δυνατό, καθώς οι επιπτώσεις θα λάβουν χώρα ήδη από το 2019-20 για την Κρήτη και άλλα νησιά στα οποία λειτουργούν μεγάλες σχετικά μονάδες, οι οποίες εμπίπτουν στην οδηγία 2010/75/ΕΕ, ενώ για τα λοιπά νησιά τα οποία οφείλουν να συμμορφωθούν με την οδηγία 2015/2193/ΕΕ, ο χρονικός ορίζοντας λειτουργίας τους με τη σημερινή κατάσταση εξαντλείται στο τέλος της επόμενης δεκαετίας, (1).

2.2 Σύνοψη κυριότερων μελετών

2.2.1 Κρήτη

Η πρώτη σχετικά πλήρης τεχνικοοικονομική μελέτη για τη διασύνδεση της Κρήτης έγινε το 1981, η οποία κατέληγε στο συμπέρασμα ότι η διασύνδεση θα καθίστατο συμφέρουσα μετά το 1988, αλλά κρινόταν σκόπιμο το θέμα να διερευνηθεί πληρέστερα από τεχνικής πλευράς. Τα επόμενα χρόνια το θέμα αποτέλεσε αντικείμενο αναλυτικότερης οικονομικοτεχνικής μελέτης με τη «Μελέτη Διασύνδεσης Ν. Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα» της Διεύθυνσης Προγραμματισμού ΔΕΗ το 1988, ενώ παράλληλα έγινε και πληρέστερη τεχνική εξέταση η οποία αφορούσε την επιλογή των κατάλληλων υποβρυχίων καλωδίων, από τον Ι. Βογιατζάκη με τη μελέτη «Διασύνδεση Ν. Κρήτης με την ηπειρωτική χώρα και τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων για μεγάλα βάθη» του 1989.

Στην αναλυτικότερη οικονομικοτεχνική μελέτη του 1988 (**«Μελέτη Διασύνδεσης Ν. Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα»**), γινόταν σύγκριση του κόστους παραγωγής με δύο βασικά Σενάρια Ανάπτυξης του Διασυνδεδεμένου Ελληνικού Συστήματος κατά την περίοδο 1990 – 2018, με αυτοδύναμη ανάπτυξη της Κρήτης ή με την διασύνδεσή της με το Ηπειρωτικό Σύστημα, με καλώδια $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ ή $\chi 150 = 300 \text{ MW}$. Όσον αφορά στην οικονομικότητα, η μελέτη κατέληγε στο ότι η διασύνδεση ήταν οπωσδήποτε συμφέρουσα έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης, δεν υπήρχε δε ουσιαστική οικονομική διαφορά είτε ήταν $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ είτε $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$, δεδομένου ότι το αυξημένο κόστος της πρώτης καλυπτόταν από την μεταφερόμενη περισσότερη και φθηνότερη ενέργεια από το Ηπειρωτικό Σύστημα προς την Κρήτη. Ειδικότερα η λύση $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$, παρουσίαζε το πλεονέκτημα ότι απαιτούσε περιορισμένη έως μηδενική χρονικά λειτουργία των τοπικών σταθμών παραγωγής, ιδιαίτερα δε ότι μετέθετε για το μέλλον την ανάγκη εξεύρεσης κατάλληλου οικοπέδου για την δημιουργία νέου Θερμοηλεκτρικού Σταθμού της ΔΕΗ, για την οποία υπήρχαν τοπικές αντιδράσεις. Πλεονεκτούσε επίσης ως προς το ότι μηδένιζε ουσιαστικά την προερχόμενη από τους τοπικούς ΘΗΣ ρύπανση, καθώς και ότι συνέβαλε στην πληρέστερη μελλοντική αξιοποίηση των ΑΠΕ. Διατυπώνονταν όμως βάσιμες επιφυλάξεις από την πλευρά των αρμόδιων τεχνικών υπηρεσιών της ΔΕΗ, καθώς με τα τότε τεχνολογικά δεδομένα η λύση $2 \times 600 \text{ MW}$ ήταν πρωτοποριακή και συνεπώς μη επαρκώς αξιόπιστη.

Παράλληλα, η μελέτη του Ι. Βογιατζάκη (**«Διασύνδεση Ν. Κρήτης με την ηπειρωτική χώρα και τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων για μεγάλα βάθη»**), εξέτασε την περίπτωση της διασύνδεσης με καλώδια $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$, είτε $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ και κατέληξε στο συμπέρασμα ότι οικονομικά αποτελούν ισοδύναμες λύσεις. Στην συνέχεια, η μελέτη αυτή επεκτάθηκε (Ι. Βογιατζάκης και Γ. Φερεντίνος: **«Τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων ΣΡ για μεγάλα βάθη. – Γεωλογικά προβλήματα και έρευνες στη θαλάσσια περιοχή Πελοποννήσου – Κρήτης»**, 1989) με σκοπό την εξέταση της πόντισης των επιλεχθέντων καλωδίων. Η διερεύνηση των επιλογών πόντισης, κατέληγε στο συμπέρασμα ότι η ενδεικνυόμενη διαδρομή ήταν αυτή μεταξύ Μονεμβασιάς – Κρήτης, η οποία είχε μήκος 150km και μέγιστο βάθος 1.100m περίπου.

Με βάση τα συμπεράσματα των μελετών αυτών, η αρμόδια Διεύθυνση Μελετών – Κατασκευών Μεταφοράς της ΔΕΗ προχώρησε στην λεπτομερή τεχνική μελέτη του έργου, με καλώδια $2 \times 150 \text{ MW}$, καθώς και την εκτίμηση του κόστους αυτού. Η διασύνδεση συνίστατο από ένα Μετατροπέα AC/DC στη Μεγαλόπολη, μία εναέρια Γραμμή Μεταφοράς ΣΡ από τη Μεγαλόπολη μέχρι το νότιο άκρο της Πελοποννήσου (Κάβο Μαλέα ή Μονεμβασιά), στην έξοδο των καλωδίων στην θέση Μενιές της Κρήτης, μία εναέρια Γραμμή Μεταφοράς μέχρι τα Λινοπεράματα, όπου θα εγκαθίστατο και ο Μετατροπέας DC/AC, δίπλα από τον υφιστάμενο σταθμό παραγωγής.

Ωστόσο, παρά την σαφή οικονομικότητα του έργου της διασύνδεσης και παρά το ότι προχώρησε η τεχνική μελέτη και οι προδιαγραφές του έργου, αρχικά για τη λύση των 600MW και στη συνέχεια για τη λύση των 300MW, ο διαγωνισμός δεν προχώρησε λόγω τοπικών, και όχι μόνο, αντιδράσεων, (26).

Στη συνέχεια, το 2005, η ΠΑΕ ανέθεσε στο ΕΜΠ την εκπόνηση μελέτης προκειμένου να εξεταστεί η τεχνική δυνατότητα και η οικονομικότητα της διασύνδεσης κατά το δυνατόν περισσότερων από τα ΜΔΝ του Αιγαίου, μεταξύ των οποίων προέχουσα θέση είχε και η διασύνδεση της Κρήτης (Μ. Παπαδόπουλος, Μ. Τσίλη κ.ά.: **«Στρατηγική μελέτη διασύνδεσης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας - Τελική**

Έκθεση», ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, 2006). Η μελέτη παρουσιάζεται αναλυτικότερα στην παράγραφο 2.2.2, ενώ επί του παρόντος γίνεται μια συνοπτική αποτύπωση των αποτελεσμάτων που αφορούν την Κρήτη.

Στην ΣΜΔΝ λοιπόν, είχε εξεταστεί ένα μόνον Σενάριο όσον αφορά την διαμόρφωση της διασύνδεσης: Η ικανότητα μεταφοράς της διασύνδεσης είχε ληφθεί 2x350=700MW, οι δε ΓΜ και το ΥΒΚ ακολουθούσαν την διαδρομή που είχε επιλέξει η ΔΕΗ κατά την σχετική μελέτη διασύνδεσης της Κρήτης του 1990. Η μόνη αλλά ουσιαστική διαφορά ήταν ότι η έξοδος των ΥΒΚ δεν θα γινόταν στο δυτικό άκρο του νησιού αλλά στον νέο ΘΗΣ Κορακιάς, όπου και το κέντρο βάρους των φορτίων της Κρήτης. Η απευθείας σύνδεση στον ΘΗΣ Κορακιάς, αν και οδηγεί σε σημαντική αύξηση του μήκους του ΥΒΚ και συνεπώς και του κόστους της διασύνδεσης, κρίθηκε αναγκαία λόγω της εκτιμώμενης δυσκολίας στην δυνατότητα κατασκευής εναέριας ΓΜ από το δυτικό σημείο εξόδου των ΥΒΚ μέχρι το κέντρο βάρους των φορτίων της Κρήτης (Ηράκλειο), όπως προέβλεπε η μελέτη της ΔΕΗ. Συνεπώς, εξετάστηκε η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης με καλώδια 2x350MW και παράλληλη λειτουργία των τοπικών σταθμών παραγωγής, χωρίς ή και με την είσοδο του ΦΑ, θεωρώντας ότι θα εγκατασταθούν σταδιακά και αιολικά ισχύος μέχρι 850MW το 2035, αρχίζοντας από 200MW το 2010. Γενικότερα, η διείσδυση των αιολικών θεωρήθηκε ότι οριακά φθάνει το 100% της ικανότητας της διασύνδεσης, έναντι 25% στην περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης. Από την ανά ώρα ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος προέκυπτε η ανά τύπο μονάδων παραγωγή καθώς και η ενέργεια που μεταφέρονταν από το Ηπειρωτικό σύστημα μέσω της διασύνδεσης. Ήτοι, ότι με την διασύνδεση 2x350=700MW, η τοπική θερμική παραγωγή θα κάλυπτε αρχικά περί το 3% της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης, αλλά το ποσοστό θα αυξάνονταν σταδιακά σε 30% το 2035. Στη συνέχεια εξετάστηκε η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης με καλώδια 2x550MW με σύνδεση και των Δωδεκανήσων στο σύστημα της Κρήτης, μέσω Κάσου και Καρπάθου με καλώδια 2x200MW.

Από την οικονομική όλη ανάλυση προέκυψε ότι η πλέον οικονομική λύση ήταν η διασύνδεση 2x550MW της Κρήτης με επέκταση προς Δωδεκάνησα (μέσο μοναδιαίο κόστος 137 €/MWh και χρήση ΦΑ στην Κρήτη), ενώ στην περίπτωση διασύνδεσης μόνο της Κρήτης με καλώδια 2x350MW, το κόστος ήταν ελάχιστα υψηλότερο (μέσο μοναδιαίο κόστος 139 €/MWh, περίπου ίδιο με τη χρήση πετρελαίου ή ΦΑ). Στην περίπτωση αυτόνομης ανάπτυξης το κόστος ήταν σαφώς υψηλότερο. Οι διασυνδέσεις προβλεπόταν να κατασκευαστούν με την νέα τότε τεχνολογία HVDC Light και Μετατροπείς VSC, ενώ τα καλώδια θα ήταν με πλαστική μόνωση.

Η ραγδαία πρόοδος που σημειώθηκε όσον αφορά στην τεχνολογία και τις εφαρμογές που έγιναν κατά την διάρκεια της ΣΜΔΝ, οδήγησαν στην απόφαση της περαιτέρω διερεύνησης του θέματος, δηλαδή στη επικαιροποίηση της Αρχικής Μελέτης (Μ. Παπαδόπουλος κ.ά.: **«Επικαιροποίηση της Στρατηγικής μελέτης διασυνδέσεων νησιών με το Σύστημα»**, ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, 2008). Η επικαιροποίηση της αρχικής μελέτης παρουσιάζεται αναλυτικότερα στην παράγραφο 2.2.2, ενώ επί του παρόντος γίνεται η αποτύπωση των αποτελεσμάτων που αφορούν την Κρήτη.

Στην ΣΜΔΝ, όπως ήδη αναφέρθηκε, είχε εξεταστεί ένα μόνον σενάριο όσον αφορά την διαμόρφωση της διασύνδεσης. Επίσης, η διασύνδεση προβλεπόταν με διπλό κύκλωμα 2x350=700MW, η διαμόρφωση του οποίου επιτρέπει σε περίπτωση βλάβης ενός μονοπολικού ΥΒΚ ή ενός Μετατροπέα, να είναι δυνατή η συνέχιση της παροχής ισχύος 350MW. Παρά το ότι υπήρχε η εξασφάλιση αυτή, η εγκατεστημένη ισχύς των τοπικών ΘΗΣ

(Πετρελαϊκών ή Φυσικού Αερίου), διατηρούνταν και ενισχυόταν συνεχώς, έτσι ώστε να καλύπτει την ετήσια μέγιστη ζήτηση. Η διπλή αυτή εξασφάλιση (διπλή εφεδρεία) κατά την νέα μελέτη κρίθηκε υπερβολική. Για το λόγο αυτό, εξετάσθηκε και η περίπτωση κατά την οποία, όταν η Κρήτη τροφοδοτείται με δύο ανεξάρτητα κυκλώματα DC, αρκεί η κάλυψη της μέγιστης ζήτησης από το ένα κύκλωμα και την τοπική παραγωγή. Εξετάστηκαν τα ακόλουθα σενάρια διασυνδέσεως τα οποία συγκρίθηκαν με τα αντίστοιχα σενάρια αυτοδύναμης ανάπτυξης, λαμβάνοντας υπόψιν τους νέους ΘΗΣ Κορακιάς Κρήτης και Ρόδου, σύμφωνα με τον Προγραμματισμό Ανάπτυξης της ΡΑΕ, ήτοι:

(α) Διασύνδεση με δύο κυκλώματα 2x500MW το 2015 και ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης μόνον ως εφεδρικών, ώστε να καλύπτουν ακόμη και την αιχμή σε ποσοστό 100%. Και σταδιακή εγκατάσταση αιολικών 160MW το 2010 έως 1000MW το 2035.

(β) Διασύνδεση 1x500MW το 2015 και ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτουν την αιχμή ως εφεδρεία σε ποσοστό 100%. Επίσης αιολικά 160MW το 2010 έως 500MW το 2035.

(γ) Διασύνδεση 1x1000MW το 2015 και ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτουν την αιχμή ως εφεδρεία σε ποσοστό 100%. Ανάπτυξη αιολικών 160MW το 2010 και έως 1000MW το 2035.

(δ) Διασύνδεση 1x500MW το 2015 και κατασκευή δεύτερου ανεξάρτητου κυκλώματος 1x500MW το 2025, με παράλληλη ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτουν την απώλεια του ενός καλωδίου μετά το 2025. Επίσης αιολικά 160MW το 2010 και έως 1000MW το 2035.

Από το πλήθος των στοιχείων που προέκυψαν, το σημαντικότερο ίσως αφορούσε το μέσο μοναδιαίο κόστος παραγωγής της 25ετίας. Στην περίπτωση της χωριστής λειτουργίας της Κρήτης και των Δωδεκανήσων, το κόστος της αυτόνομης λειτουργίας της Κρήτης με Φ.Α ανερχόταν σε 158,7 €/MWh, ενώ με τη διασύνδεση (Σενάριο δ - το οικονομικότερο, με ισχύ 1x500MW το 2015 και 2x500MW το 2025), 148,5 €/MWh. Κατά την περίπτωση ενιαίας λειτουργίας του συστήματος Κρήτης-Δωδεκανήσων, οικονομικότερο ήταν το σενάριο της διασύνδεσης της Κρήτης με δύο κυκλώματα ισχύος 2x500MW το 2015, με μοναδιαίο κόστος 151,3 €/MWh. Προκειμένου να αποκτηθεί μια εικόνα των επιπτώσεων που είχαν οι τιμές των παραμέτρων που καθορίζουν την οικονομικότητα των επενδύσεων, έγινε ανάλυση ευαισθησίας των σημαντικότερων οικονομικών δεικτών ως προς τις κύριες παραμέτρους της οικονομικής ανάλυσης.

Παράλληλα, η μελέτη της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ (Κ. Καρυσιάνος, Μ. Βουμβουλάκης: «**Διασύνδεση αυτόνομου νησιωτικού συστήματος Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα – Α' Φάση, Μελέτη σκοπιμότητας**», 2008), εξέταζε τη λύση της διασύνδεσης 2x350MW της Αρχικής Μελέτης του ΕΜΠ και την προβλεπόμενη σε αυτή σταδιακή διείσδυση αιολικών, συγκρίνοντάς τη με τη λύση της αυτόνομης ανάπτυξης, με και χωρίς την είσοδο ΦΑ στο νησί. Η ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος, έγινε με την χρήση του μοντέλου WASP. Χρησιμοποιήθηκαν ως δεδομένα τα στατιστικά στοιχεία που συγκεντρώνει η Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ, ενώ η περίοδος μελέτης ήταν 25ετής, 2010-35, όπως και στις μελέτες του ΕΜΠ. Τα αποτελέσματα εμφανίζονταν παρεμφερή χωρίς να υπάρχουν σημαντικές διαφορές με τη ΣΜΔΝ, παρά το ότι οι μεθοδολογίες που χρησιμοποιήθηκαν αλλά και πολλά από τα δεδομένα δεν ταυτίζονταν. Οπωσδήποτε όμως εντοπίσθηκαν ουσιαστικές διαφορές, όπως ότι στη μελέτη του ΕΜΠ οι ΑΠΕ εμφανίζονται να μειώνουν το κόστος πάντοτε, ενώ στην παρούσα μόνον όταν

χρησιμοποιούνταν πετρέλαιο. Επίσης, η λύση ελαχίστου κόστους κατά την αρχική μελέτη ΕΜΠ ήταν η διασύνδεση με την παράλληλη διείσδυση ΦΑ και ΑΠΕ, ενώ στη μελέτη της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ, λύση ελαχίστου κόστους παρουσιαζόταν η αυτοδύναμη ανάπτυξη με ΦΑ και χωρίς ΑΠΕ. Οπωσδήποτε οι διαφορές μεταξύ των αποτελεσμάτων των δύο μελετών ήταν κάτω του 10%.

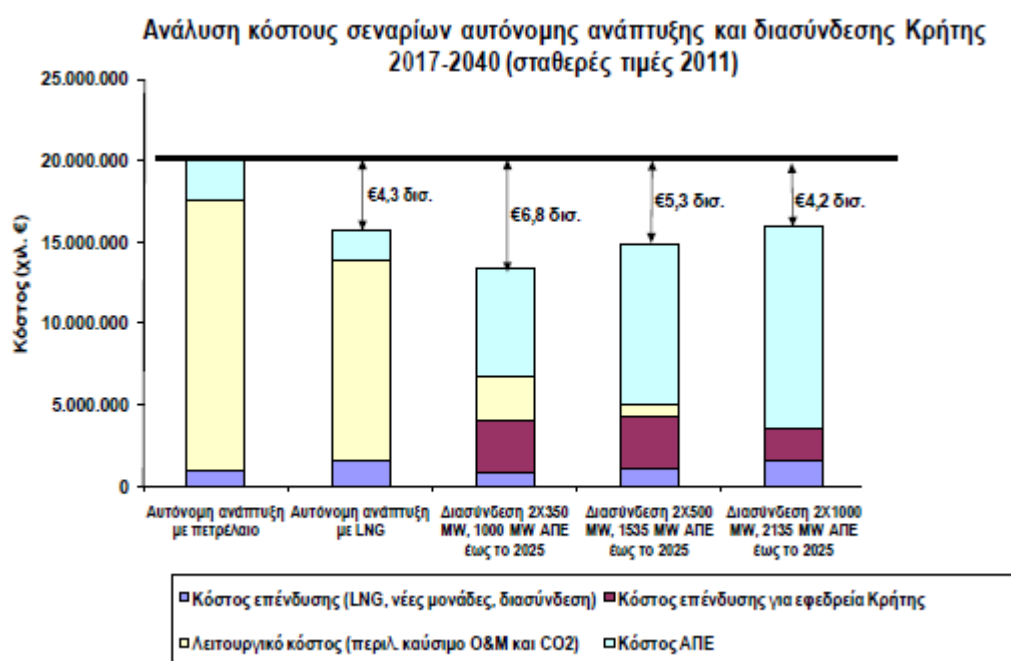
Όπως ήδη αναφέρθηκε, η ανάπτυξη του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης δεν προχώρησε όπως προβλεπόταν στα Προγράμματα Ανάπτυξης και ειδικότερα δεν προωθήθηκαν βασικής σημασίας έργα, όπως η κατασκευή του ΘΗΣ Κορακιάς, με αποτέλεσμα το κόστος παραγωγής της Κρήτης, να υπερβαίνει το 2016 τα 220 €/MWh. Το ενδιαφέρον για την διασύνδεση των ΜΔΝ αναζωπυρώθηκε μετά το 2008, λόγω των προτάσεων που υποβλήθηκαν στη ΡΑΕ για την απόκτηση Αδειών Παραγωγής από μεγάλα αιολικά πάρκα στα ΜΔΝ, στο σύνολο των οποίων το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο διείσδυσης ΑΠΕ είχε σχεδόν καλυφθεί και δεν χορηγούνταν πλέον νέες Άδειες, (3).

Με τον Ν. 3851/2010, «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής», ορίστηκε η υποχρέωση του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), να εκπονήσει τον **«Στρατηγικό Σχεδιασμό Διασυνδέσεων των Νησιών»**. Κατά την εκπόνηση των μελετών αυτών από τον ΔΕΣΜΗΕ κρίθηκε σκόπιμο όπως ο σχεδιασμός των διασυνδέσεων πραγματοποιηθεί με κύριο στόχο την ηλεκτροδότηση των νησιών και παράλληλα να ληφθούν υπόψιν οι συγκεκριμένες προοπτικές ανάπτυξης των ΑΠΕ στα νησιά αυτά, όπως προέκυπταν από τις Άδειες Παραγωγής για την κατασκευή σταθμών ΑΠΕ (κυρίως αιολικών) που είχαν ήδη χορηγηθεί από τη ΡΑΕ ή και εκκρεμούσαν, λαμβάνοντας υπόψιν και τις μελέτες που είχαν προηγηθεί. Σημαντική διαφορά σε σύγκριση με τον σχεδιασμό του δικτύου από το ΕΜΠ, ήταν το ότι κατά τη μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ εξετάστηκαν σε μεγαλύτερο βάθος το θέμα της βέλτιστης λειτουργίας του συνολικού ηλεκτρικού συστήματος, ηπειρωτικού και νησιωτικού, και επιλέχθηκαν με μακροχρόνια κριτήρια τα ενδεικνυόμενα σημεία διασύνδεσής τους. Έτσι, για την Κρήτη επελέγη η απευθείας σύνδεση στο Λαύριο αντί της Μεγαλόπολης. Με τον τρόπο αυτό αποφευγόταν και η κατασκευή του εναέριου τμήματος Μεγαλόπολη – Μονεμβασιά, που θα ήταν δύσκολο να γίνει αποδεκτή από τους κατοίκους και οπωσδήποτε θα αύξανε σημαντικά την συχνότητα των βλαβών της διασύνδεσης.

Λόγω της μεγάλης σημασίας και μεγέθους της Κρήτης, καθώς και του γεγονότος ότι το μοναδιαίο κόστος παραγωγής της Κρήτης ήταν εξαιρετικά μεγάλο λόγω της λειτουργίας πεπαλαιωμένων και μικρού βαθμού αποδόσεως μονάδων παραγωγής, αποφασίστηκε το 2011 η άμεση εξέταση και λήψη αποφάσεων για το γενικότερο θέμα ανάπτυξης της ηλεκτροδότησής της, αμέσως μετά την ολοκλήρωση και έγκριση της μελέτης του ΔΕΣΜΗΕ. Για το σκοπό αυτό συγκροτήθηκε ειδική ομάδα εργασίας, στην οποία εκτός του ΔΕΣΜΗΕ μετείχαν και εκπρόσωποι της ΔΕΗ και της ΡΑΕ (**«Μελέτη ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης – Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα»**, Ομάδα Εργασίας ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΔΕΗ, 2011). Στη μελέτη αυτή έγινε αρχικά μια συνοπτική αναφορά στην υφιστάμενη κατάσταση και τις προοπτικές εξέλιξης της ζήτησης, ενώ υποβλήθηκε πρόγραμμα απένταξης υφιστάμενων συμβατικών μονάδων λόγω παλαιότητας, για την περίοδο 2017 - 2040. Τέλος, έγινε αναφορά στα κύρια στοιχεία των επενδυτικών προτάσεων έργων ΑΠΕ που είχαν κατατεθεί στη ΡΑΕ, καθώς και του τότε προγράμματος της ΔΕΗ.

Η εξέταση του θέματος, όπως και κατά τις προηγούμενες σχετικές μελέτες, περιλάμβανε την περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης με τη χρήση πετρελαίου ή ΦΑ και την περίπτωση

διασύνδεσης με το Ηπειρωτικό Σύστημα. Για την περίπτωση της διασύνδεσης, εξετάστηκαν τρία διαφορετικά σενάρια. Κάθε σενάριο διαφοροποιούνταν ανάλογα με την θεωρούμενη ανάπτυξη των ΑΠΕ. Για κάθε σενάριο καθορίστηκαν τα τεχνικά χαρακτηριστικά της αντίστοιχης διασύνδεσης και το συνολικό κόστος του συγκρίθηκε με αυτό της αυτόνομης ανάπτυξης. Έπειτα από ιδιαίτερη μελέτη των προβλημάτων μεταφοράς και για λόγους καλής λειτουργίας του όλου Συστήματος με μακροπρόθεσμα κριτήρια, αποφασίστηκε η διασύνδεση της Κρήτης με το Σύστημα να γίνει στο Λαύριο αντί στη Μεγαλόπολη (όπως άλλωστε είχε προταθεί και στον «Στρατηγικό Σχεδιασμό Διασυνδέσεων των Νησιών» το 2010). Στο Σχήμα 2.2 παρουσιάζονται συνοπτικά τα οικονομικά αποτελέσματα της μελέτης. Στο αριστερό μέρος φαίνονται τα δύο βασικά σενάρια με αυτόνομη παραγωγή (πετρέλαιο και ΦΑ αντίστοιχα) και στο δεξιό τα τρία σενάρια με διάφορες διεισδύσεις ΑΠΕ και διαφορετικές παραλλαγές κατασκευής της διασύνδεσης. Το αποτέλεσμα της μελέτης αναδείκνυε τη σαφή οικονομικότητα της διασύνδεσης της Κρήτης με το σύστημα έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης για όλα τα σενάρια. Το οικονομικότερο σενάριο διασύνδεσης αφορούσε την πόντιση καλωδίων ισχύος 2x350MW και την ανάπτυξη ΑΠΕ της τάξεως των 1000MW έως το 2025. Αυτό δε, παρά το ότι θεωρήθηκε μόνο το όφελος που προκύπτει από την διαφορά κόστους της παρεχόμενης ενέργειας, δηλαδή δεν λήφθηκε υπόψιν το όφελος από την δυνατότητα μεγαλύτερης αξιοποίησης των τοπικών ΑΠΕ, όπως επίσης και η συμμετοχή των επενδυτών ΑΠΕ στην δαπάνη κατασκευής της διασύνδεσης, η οποία ασφαλώς θα μπορούσε να ζητηθεί.



Σχήμα 2.2: Παρουσίαση των οικονομικών αποτελεσμάτων για καθένα από τα πέντε βασικά σενάρια ανάπτυξης του συστήματος της Κρήτης. (Πηγή: «Μελέτη ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης – Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα», Ομάδα Εργασίας ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΔΕΗ, 2011)

Σήμερα στην Κρήτη οι ΑΠΕ έχουν καλύψει το επιτρεπόμενο όριο που μπορεί να δεχθεί το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα (περί τα 290MW συνολικά, εκ των οποίων 194MW αιολικά). Ήδη δε από το 2011, με την προοπτική της διασύνδεσης, είχαν δοθεί σταδιακά επιπλέον Άδειες Παραγωγής για αιολικά πάρκα ισχύος άνω των 2GW, ενώ υπάρχουν και πολλές εκκρεμείς αιτήσεις για Άδειες Παραγωγής ΑΠΕ διαφόρων άλλων κατηγοριών, από ιδιώτες επενδυτές (π.χ. ηλιοθερμικές) αλλά και από τοπικούς οργανισμούς, (3).

2.2.2 Υπόλοιπα ΜΔΝ

Με τον Ν. 2773/1999 για την Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, η αρμοδιότητα για τον σχεδιασμό της ανάπτυξης της ηλεκτροπαραγωγής στα νησιά μεταφέρθηκε από τη ΔΕΗ στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), που ιδρύθηκε με τον ίδιο νόμο. Στα πλαίσια του σχεδιασμού αυτού τέθηκε και το θέμα επανεξέτασης των διασυνδέσεων των τότε Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα, λαμβάνοντας υπόψιν τα νέα τεχνολογικά δεδομένα. Για το σκοπό αυτό, η ΡΑΕ το 2004 ανέθεσε στο ΕΜΠ την εξέταση της δυνατότητας κατασκευής της Διασύνδεσης των Κυκλάδων κατά τρόπο διαφορετικό από αυτόν τον οποίο είχε προσπαθήσει ανεπιτυχώς να εφαρμόσει η ΔΕΗ κατά τα τέλη της δεκαετίας του '80 - όπως έχει ήδη αναφερθεί στο κεφάλαιο 1- (**«Προκαταρκτική Μελέτη Διασύνδεσης των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας»**, ΕΜΠ, 2004). Κατά την διερεύνηση του θέματος διαπιστώθηκε ότι η σημαντική τεχνολογική πρόοδος που είχε γίνει τα τελευταία χρόνια επέτρεπε να γίνει η διασύνδεση των Κυκλάδων χωρίς την κατασκευή εναέριων γραμμών επί αυτών. Συγκεκριμένα, η σύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα προβλεπόταν να γίνει στο Λαύριο (αντί στο νότιο άκρο της Εύβοιας) και η ηλεκτροδότηση των νησιών θα πραγματοποιείτο με την εγκατάσταση μεγαλύτερου μήκους υποβρυχίων καλωδίων 150kV, έτσι ώστε η έξοδος αυτών να γίνεται πλησίον των ήδη υφιστάμενων (παραθαλάσσιων) πετρελαϊκών σταθμών Παραγωγής. Η λύση αυτή, ήταν μεν δαπανηρότερη αλλά εξακολουθούσε να είναι οικονομικότερη από την διατήρηση των Σταθμών Παραγωγής.

Στη συνέχεια, μετά από ορισμένες επιφυλάξεις που διατυπώθηκαν κυρίως όσον αφορά στις παραδοχές και στην μεθοδολογία της μελέτης, αποφασίστηκε η συγκρότηση Ομάδας Εργασίας με την συμμετοχή της ΡΑΕ – ΕΜΠ, της ΔΕΗ και του ΔΕΣΜΗΕ (**«Ομάδα Εργασίας για τη Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα – Τελική Έκθεση»**, ΡΑΕ, ΔΕΗ, ΔΕΣΜΗΕ, 2005) η οποία επανέλαβε τη μελέτη και επιβεβαίωσε τα αποτελέσματα της μελέτης του ΕΜΠ. Κατόπιν αυτού, δόθηκε εντολή στη ΔΕΗ να προχωρήσει άμεσα στην κατασκευαστική μελέτη του έργου και ακολούθως στην προκήρυξη για την κατασκευή του, ώστε να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το 2010. Ως γνωστόν, η ανάθεση του έργου, μετά από μακρές καθυστερήσεις, έγινε τελικά το 2013, ενώ η φάση Α του έργου έχει πλέον υλοποιηθεί (αναλυτική περιγραφή και χρονοδιάγραμμα υλοποίησης των επόμενων φάσεων περιλαμβάνεται στο Κεφάλαιο 1).

Το 2005, μετά τα όπως παραπάνω ικανοποιητικά αποτελέσματα της μελέτης για την διασύνδεση των Κυκλάδων, η ΡΑΕ ανέθεσε στην ίδια ομάδα του ΕΜΠ την εκπόνηση παρόμοιας μελέτης προκειμένου να εξεταστεί η τεχνική δυνατότητα και η οικονομικότητα της διασύνδεσης κατά το δυνατόν περισσότερων από τα ΜΔΝ του Αιγαίου, μεταξύ των οποίων προέχουσα θέση είχε και η διασύνδεση της Κρήτης (*Μ. Παπαδόπουλος, Μ. Τσίλη κ.ά.: «Στρατηγική μελέτη διασύνδεσης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας - Τελική Έκθεση»*, ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, 2006). Η εξέταση περιλάμβανε την οικονομική σύγκριση διαφόρων τεχνικά εφικτών εναλλακτικών λύσεων για τον τρόπο ηλεκτροδότησης των νησιών, όπως:

- (i) την αυτοδύναμη ανάπτυξή τους με τοπικούς Σταθμούς
- (ii) την διασύνδεση και παράλληλη λειτουργία μέρους της συμβατικής παραγωγής και
- (iii) την διασύνδεσή τους με το Ηπειρωτικό Σύστημα χωρίς την ανάγκη διατήρησης τοπικών σταθμών παραγωγής, δηλαδή κατά τρόπο που να μπορεί να καταργηθεί πλήρως η τοπική παραγωγή και παράλληλα να εξασφαλίζεται επαρκώς η αξιοπιστία ηλεκτροδότησης του νησιού.

Επιπλέον, προκειμένου να εκτιμηθεί η επίπτωση της ανάπτυξης των τοπικών ΑΠΕ, εξετάστηκαν τα αποτελέσματα που θα είχε η εγκατάσταση ΑΠΕ (αιολικών) ώστε να καλύπτουν:

- (i) ποσοστό 25% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης του νησιού, δηλαδή όση και η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση ΑΠΕ στην περίπτωση αυτόνομων σταθμών
- (ii) διείσδυση ΑΠΕ που να καλύπτει το 100% των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια

Κατά τις κοστολογήσεις και γενικότερα την εκτίμηση της ισχύος των διασυνδέσεων λαμβάνονταν υπόψιν οι ηλεκτρικές απώλειες των γραμμών μεταφοράς, οι οποίες εκτιμώνταν ανά περίπτωση σε 4-7% της ετήσιας μεταφερόμενης ενέργειας.

Στον προτιμητέο σχεδιασμό με βάση τη μελέτη, προβλεπόταν η δημιουργία τεσσάρων διασυνδέσεων, καθεμία εκ των οποίων περιλάμβανε αντίστοιχες ομάδες νησιών. Οι διακριτές αυτές ομάδες νησιών αφορούσαν τις Κυκλάδες και συγκεκριμένα την επέκταση της προγραμματιζόμενης διασύνδεσης, το Βόρειο Αιγαίο, την Κρήτη και τα Δωδεκάνησα.

(I) Όσον αφορά τις Κυκλάδες, εξετάστηκε η επέκταση της διασύνδεσης προς Ίο και Θήρα από Πάρο. Για την εξαγωγή των συμπερασμάτων, ελήφθησαν υπόψιν οι επιπτώσεις της πιθανής επέκτασης της διασύνδεσης στις ήδη προγραμματισμένες διασυνδέσεις των Κυκλάδων, οι οποίες είχαν περιληφθεί στην Μελέτη Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς. Συγκεκριμένα εξεταζόταν η μέγιστη ζήτηση στα ανωτέρω συστήματα με τις πιθανές προσθήκες και κατά πόσο απαιτείτο η ενίσχυση αυτών. Το αποτέλεσμα της μελέτης ήταν θετικό, με την επέκταση της διασύνδεσης να είναι οικονομικά δικαιολογημένη. Φυσικά όσον αφορά το τεχνολογικό μέρος της διασύνδεσης, η επιλογή της κατάλληλης τεχνολογίας απαιτούσε περαιτέρω μελέτη. Εξετάστηκε επίσης η επέκταση της Διασύνδεσης των Κυκλάδων προς Ικαρία και Σάμο, από Μύκονο. Διαπιστώθηκε ότι απαιτεί σημαντική τροποποίηση και επιβάρυνση της Διασύνδεσης όπως είχε ήδη αποφασιστεί. Η λύση αυτή εξετάστηκε ως εναλλακτική της διασύνδεσής τους μέσω Χίου, η οποία και προκρίθηκε.

(II) Σχετικά με τα νησιά του Βορείου Αιγαίου, εξετάστηκε η διασύνδεση των λοιπών νησιών (εκτός αυτών που είναι ήδη διασυνδεδεμένα), δηλαδή της Λήμνου και κυρίως των Ικαρίας και Σάμου, ως επεκτάσεις της βασικής διασύνδεσης Χίου-Λέσβου. Η διασύνδεση της Ικαρίας και Σάμου εξετάστηκε ως εναλλακτική επιλογή και με την επέκταση της διασύνδεσης των Κυκλάδων. Τα συμπεράσματα της ανάλυσης ήταν ότι οι διασυνδέσεις Χίου-Λέσβου και Ικαρίας-Σάμου συγκρινόμενες με την αυτοδύναμη ανάπτυξη, είναι σαφώς συμφέρουσες, σε αντίθεση με τη διασύνδεση της Λήμνου η οποία δεν προκύπτει οικονομική, λόγω του μεγάλου σχετικά κόστους της διασύνδεσης σε σχέση με το μέγεθος της ισχύος του νησιού. Σημαντικά συμπεράσματα τα οποία επίσης εξήχθησαν, ήταν ότι σημαντικότερο παράγοντα στην οικονομικότητα των διασυνδέσεων αποτελεί η διαφορά στο μεταβλητό κόστος, καθώς και ότι η περαιτέρω εγκατάσταση των ΑΠΕ για την πλήρη κάλυψη της ζήτησης των νησιών, μεταβάλλει θετικά την οικονομικότητα, αλλά σε περιορισμένο βαθμό (αύξηση της τάξεως του 5%).

(III) Για την Κρήτη, εξετάστηκε η αυτόνομη ανάπτυξη του νησιού τόσο με μονάδες πετρελαίου όσο και με τη διείσδυση φυσικού αερίου στο νησί. Σε περίπτωση Αυτόνομης Ανάπτυξης, ήταν σαφές ότι ενδείκνυται η εισαγωγή του ΦΑ. Ωστόσο, η βέλτιστη λύση αποδείχθηκε η διασύνδεση του νησιού με το Ηπειρωτικό Σύστημα. Η προτεινόμενη διασύνδεση αφορούσε τη σύνδεση στο σταθμό Μεγαλόπολης, όπως είχε παλιότερα μελετήσει και η ΔΕΗ, αλλά με την βασική διαφορά ότι το υποβρύχιο καλώδιο δεν θα

καταλήγει στο δυτικό άκρο της Κρήτης, αλλά στη θέση Κορακιά, στα όρια των νομών Ηρακλείου και Ρεθύμνου. Η απευθείας σύνδεση αυξάνει το μήκος του υποβρυχίου καλωδίου από 150km σε 250km περίπου, κρίθηκε όμως αναγκαία, αν και δαπανηρότερη, από τη λύση της κατασκευής εναέριας γραμμής από το δυτικό άκρο της μέχρι το Ηράκλειο, όπως προέβλεπε η μελέτη της ΔΕΗ, για να αποφευχθούν πιθανές αντιδράσεις των κατοίκων αλλά και για μεγαλύτερη αξιοπιστία. Η Διασύνδεση πραγματοποιείται με τεχνολογία DC, με «Μετατροπείς Πηγής Τάσεως», η οποία επιτρέπει την ταχεία μεταβολή του φορτίου, πράγμα το οποίο κρίθηκε απαραίτητο προκειμένου να είναι εφικτή η σύνδεση μεγάλης ισχύος αιολικών ή και άλλων μονάδων ΑΠΕ.

Συμπέρασμα της μελέτης λοιπόν, ήταν ότι η διασύνδεση 2x350MW της Κρήτης με το σύστημα συμφέρει σαφώς έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης. Πράγματι, το σχετικό της διασύνδεσης έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης, ανάλογα με το αν γίνεται χρήση προϊόντων Πετρελαίου ή ΦΑ, ήταν 19,7% με πετρέλαιο και 6,5% με ΦΑ. Η επίδραση των ΑΠΕ, με τις παραδοχές που έγιναν σχετικά με τα όρια διείσδυσής τους μειώνουν γενικά το κόστος, κατά 3-5%, δηλαδή δεν μεταβάλλουν ουσιαστικά τα συνολικά κόστη.

IV) Τέλος, η διασύνδεση των Δωδεκανήσων προβλεπόταν να έπεται των ανωτέρω διασυνδέσεων και ιδιαίτερα αυτής της Κρήτης. Αποδείχθηκε ότι η διασύνδεση των Δωδεκανήσων μεταξύ τους είναι συμφέρουσα, συγκρινόμενη με την αυτοδύναμη ανάπτυξή τους. Όλες οι διασυνδέσεις, λόγω των μικρών σχετικά αποστάσεων και μεταφερόμενων ισχύων, γίνονταν με τεχνολογία AC. Και στην περίπτωση των Δωδεκανήσων όπως και σε αυτήν της Κρήτης, προκειμένου να επιτυγχάνεται μεγαλύτερη αξιοπιστία αλλά και να αποφεύγονται οι δυσχέρειες κατασκευής εναέριων γραμμών μεταφοράς, αποφεύχθηκε η εγκατάστασή τους επί των νησιών. Κατά τη μελέτη οικονομικότητας της διασύνδεσης, εξετάστηκε και το σενάριο ενιαίας διασύνδεσης της Κρήτης με τα Δωδεκάνησα, έναντι των δύο ξεχωριστών προτεινόμενων διασυνδέσεων. Τα αποτελέσματα ήταν οριακά ενθαρρυντικά, προσφέροντας μία ακόμα εναλλακτική. Όπως τονίσθηκε μια τέτοια λύση παρουσίαζε ιδιαίτερο ενδιαφέρον, αφού η Κρήτη θα έχει ήδη διασυνδεθεί με το Σύστημα. Η διασύνδεση προσφερόταν να γίνει μέσω Κάσου και Καρπάθου, με το ανατολικό άκρο του δικτύου 150kV της Κρήτης.

Στο Σχήμα 2.3 παρουσιάζονται οι όπως παραπάνω τέσσερες διασυνδέσεις που περιλαμβάνουν ομάδες νησιών και καλύπτουν το σύνολο των νησιών του Αιγαίου. Οι τέσσερες διασυνδέσεις θεωρήθηκε κατ' αρχάς ότι θα λειτουργούν ανεξάρτητα η κάθε μία, αλλά θα μπορούσαν να διασυνδεθούν στο μέλλον αν τεχνικοί λόγοι το επέτρεπαν (όπως πράγματι συμβαίνει σήμερα). Παρατηρούμε ότι οι τρεις πρώτες διασυνδέσεις συνδέονται με το εθνικό Σύστημα, ενώ η τέταρτη, των Δωδεκανήσων θεωρήθηκε ότι κατ' αρχάς θα λειτουργούσε ανεξάρτητα με βάση τον νέο ΘΗΣ Ρόδου και τον Γεωθερμικό Νισύρου.



Σχήμα 2.3: Οι προτεινόμενες διασυνδέσεις νησιών του Αιγαίου κατά την «Στρατηγική Μελέτη» του ΕΜΠ. (Πηγή: «Στρατηγική μελέτη διασύνδεσης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας - Τελική Έκθεση», ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, 2006)

Λόγω ορισμένων νέων εξελίξεων που διαπιστώθηκε ότι έλαβαν χώρα κατά την διάρκεια της αρχικής Στρατηγικής Μελέτης (ΣΜΔΝ), αλλά και της ανάγκης ευρύτερης εξέτασης ορισμένων θεμάτων κρίθηκε σκόπιμη η περαιτέρω διερεύνηση του όλου θέματος. Κατά την επανεξέταση – επικαιροποίηση λοιπόν της ΣΜΔΝ (Μ. Παπαδόπουλος κ.ά.: **«Επικαιροποίηση της Στρατηγικής μελέτης διασυνδέσεων νησιών με το Σύστημα»**, ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, 2008) λαμβάνονταν υπόψιν και άλλες παράμετροι όπως:

(i) Τα νέα στοιχεία που προέκυψαν όσον αφορά στην τεχνολογική εξέλιξη των υποβρυχίων διασυνδέσεων καθώς και του κόστους αυτών με βάση τις εγκαταστάσεις που έγιναν πρόσφατα και λοιπές πληροφορίες από σχετικές δημοσιεύσεις

(ii) Η ανάγκη εξέτασης εναλλακτικών σεναρίων σταδιακής ανάπτυξης της διασύνδεσης, λαμβανομένης υπόψιν της δυνατότητας αξιοποίησης των ΑΠΕ των νησιών. (Υπενθυμίζεται ότι η ΣΜΔΝ δεν περιλάμβανε την πλήρη διερεύνηση των πρόσθετων δυνατοτήτων που γενικά προσφέρουν οι διασυνδέσεις στην αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ, καθώς εξετάζονταν μόνο η διείσδυση αιολικών κατά 25% και 100% του ετήσιου μεγίστου). Συγκεκριμένα, προκειμένου να χαραχθεί μια ορθή στρατηγική ανάπτυξης των διασυνδέσεων, κρίθηκε ότι ήταν σκόπιμο, εκτός της λύσεως της ανάπτυξης της τοπικής παραγωγής, να εξεταστούν και συγκριθούν ακόμη δύο στρατηγικές:

(α) Η κατασκευή διασύνδεσης με στόχο την πλήρη κατάργηση του τοπικού πετρελαϊκού σταθμού παραγωγής και την παράλληλη αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ.

(β) Η κατασκευή διασύνδεσης ώστε σε πρώτο στάδιο να μπορεί να αξιοποιηθεί το δυναμικό των ΑΠΕ που μπορεί να αναπτυχθεί στο νησί, ενώ παράλληλα περιορίζεται ή και παύει η λειτουργία του τοπικού πετρελαϊκού σταθμού παραγωγής, ο οποίος όμως διατηρείται κυρίως για την εξασφάλιση της ηλεκτροδότησης του νησιού. Η μεθοδολογία ανάλυσης στην επικαιροποίηση της μελέτης, είναι κατά το κύριο μέρος της όμοια με αυτήν που εφαρμόστηκε στην αρχική ΣΜΔΝ. Ωστόσο, έγιναν ορισμένες τροποποιήσεις οι οποίες επισημαίνονται παρακάτω.

Στην ΣΜΔΝ είχαν θεωρηθεί δύο βασικοί τρόποι ηλεκτροδότησης των νησιών, ήτοι με την ανάπτυξη των υφιστάμενων ή δημιουργία νέων συμβατικών σταθμών παραγωγής ή με την κατάργηση αυτών μετά την θέση της διασύνδεσης σε λειτουργία. Κατά την επανεξέταση, η ανάπτυξη και παράλληλη λειτουργία των τοπικών σταθμών παραγωγής για την εξασφάλιση της τροφοδότησης αντί της εξασφάλισης μέσω της διασύνδεσης, ως μόνιμη λύση ή για μια μεταβατική περίοδο, εξετάζεται ως εναλλακτική λύση. Συνεπώς, οι θεωρούμενοι βασικοί τρόποι ηλεκτροδότησης διαμορφώθηκαν ως εξής:

(i) Αυτόνομη λειτουργία και ανάπτυξη, με πετρελαϊκούς κατά κανόνα θερμικούς σταθμούς παραγωγής, χωριστά σε κάθε νησί. Η αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ ενδείκνυται συνήθως να γίνει στον μέγιστο βαθμό, περιορίζεται όμως για τεχνικούς λόγους σε ποσοστό 25-30% της ετήσιας μέγιστης ζήτησης ισχύος, ήτοι στο 12-15% της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

(ii) Διασύνδεση με υποβρύχια καλώδια κατά τρόπο που να εξασφαλίζεται ικανοποιητικά η συνέχεια ηλεκτροδότησης του νησιού, η οποία εκφράζεται με την τήρηση του «Κριτηρίου N-1». Στην περίπτωση αυτή είναι δυνατή η κατάργηση των τοπικών θερμικών σταθμών παραγωγής. Τα όρια της εγκαθιστάμενης αιολικής ισχύος ορίζονται λαμβάνοντας ως ελάχιστο την ετήσια μέγιστη ζήτηση και μέγιστο την ικανότητα μεταφοράς της διασύνδεσης από το νησί προς το Σύστημα καθώς και τις χωροταξικές ιδιαιτερότητες του νησιού.

(iii) Διασύνδεση με υποβρύχια καλώδια χωρίς να τηρείται το «Κριτήριο N-1» και παράλληλα διατήρηση και ανάπτυξη ορισμένης θερμικής παραγωγής επί του νησιού. Η διασύνδεση μπορεί να κατασκευάζεται με αρχικό σκοπό το να περιορίζει την χρήση πετρελαίου ή και να χρησιμεύσει για την πληρέστερη αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού του νησιού. Η τροφοδότηση των φορτίων καθώς και η αναγκαία εφεδρεία ισχύος εξασφαλίζονται από τους τοπικούς θερμικούς σταθμούς, εφόσον η διασύνδεση δεν ικανοποιεί το «Κριτήριο N-1».

Η αναζήτηση και η τελική επιλογή του βέλτιστου τρόπου ηλεκτροδότησης, γίνεται όπως και στην ΣΜΔΝ, ήτοι εξετάζονται διάφορα σενάρια ηλεκτροδότησης, δηλαδή λύσεις οι οποίες τεχνικά ικανοποιούν τα ελάχιστα από τα τιθέμενα κριτήρια ικανοποιητικής εξασφάλισης της τροφοδότησης και επιλέγεται εκείνη η οποία έχει το μικρότερο συνολικό κόστος. Οι δαπάνες που συμπεριλαμβάνονται στο συνολικό κόστος των σεναρίων υπέστησαν μικρές αναθεωρήσεις.

Λόγω του πολύ μεγάλου αριθμού των επιμέρους δυνατών σεναρίων, με βάση την εμπειρία που αποκτήθηκε από την ΣΜΔΝ επιδιώχθηκε να περιληφθούν στην εξέταση και να συγκριθούν, εκείνα που μπορεί να οδηγήσουν στην οικονομικότερα βέλτιστη λύση. Η διαμόρφωση των νέων «Σεναρίων» που εξετάστηκαν έγινε λαμβάνοντας ως βάση τα Σενάρια που είχαν εξεταστεί στην ΣΜΔΝ, τα οποία και αναθεωρήθηκαν σύμφωνα με τα νέα δεδομένα που αναφέρθηκαν ανωτέρω και ειδικότερα τις μέχρι τότε αποφάσεις για την κατασκευή της κύριας διασύνδεσης Κυκλάδων (τελική μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ). Το κόστος προμήθειας ισχύος και ενέργειας από το Εθνικό Σύστημα, μέσω της διασύνδεσης, στην ΣΜΔΝ είχε ληφθεί ίσο με το κόστος ισχύος και ενέργειας που παράγεται από μία μονάδα Φυσικού Αερίου (ΦΑ) Συνδυασμένου Κύκλου, ισχύος ίσης με την μέγιστη ετήσια ζήτηση του υπό εξέταση αυτόνομου συστήματος. Στην παρούσα μελέτη, το κόστος αυτό λαμβάνεται ως το «Μέσο Ετήσιο Οριακό Κόστος» (ΟΤΣ), το οποίο υπολογίστηκε με βάση την εκτιμώμενη τιμή του κατά το αρχικό έτος και αναπροσαρμόστηκε με προκαθορισμένο ρυθμό ανά έτος. Κατά τις εκτιμήσεις του κόστους, η αρχική μέθοδος χρησιμοποιήθηκε εναλλακτικά για λόγους σύγκρισης.

(I) Όσον αφορά τις Κυκλάδες, όπως αναλύθηκε και στην ΣΜΔΝ, υπάρχουν δύο δυνατές επεκτάσεις για την διασύνδεση, της Ίου - Θήρας από την Πάρο, και της Ικαρίας – Σάμου από τη Μύκονο. Με βάση τις ανωτέρω επεκτάσεις και κατά την εξέταση των σεναρίων, ελήφθησαν υπόψιν οι απαραίτητες ενισχύσεις στις ήδη προγραμματισμένες διασυνδέσεις των Κυκλάδων. Για την περίπτωση της εξεταζόμενης διασύνδεσης **Ίου – Θήρας**, το συνολικό κόστος πρακτικώς συμπίπτει με το κόστος της αυτοδύναμης ανάπτυξης, ιδίως στην περίπτωση υπολογισμού του κόστους του Συστήματος με βάση την Οριακή Τιμή. Αυτό προφανώς οφείλεται στο ότι η δαπάνη για την διασύνδεση καλύπτεται κυρίως από την διαφορά στο Μεταβλητό κόστος παραγωγής. Το ποσοστό της ετήσιας κατανάλωσης που καλύπτουν οι ΑΠΕ περιορίζεται στο 13,6% στην περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης και κυμαίνεται περί το 50% στην περίπτωση της διασύνδεσης. Για την περίπτωση της **Ικαρίας – Σάμου**, όπως και στην ΣΜΔΝ η υπό εξέταση διασύνδεση αφορούσε την επέκταση από την Μύκονο, με δύο ΥΒΚ AC 140MVA. Η διασύνδεση εμφανίσθηκε ως οικονομικότερη επιλογή, αλλά σε περιορισμένο βαθμό και συγκεκριμένα κατά 6% - 11%. Το ποσοστό της ετήσιας κατανάλωσης που καλύπτουν οι ΑΠΕ περιοριζόταν στο 13,6% στην περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης, αλλά υπερκάλυπτε σε σημαντικό βαθμό την ετήσια τοπική κατανάλωση, σε όλη σχεδόν την θεωρούμενη περίοδο (25 έτη) στην περίπτωση της διασύνδεσης.

(II) Για τη διασύνδεση των νησιών του Βορείου Αιγαίου και συγκεκριμένα για τη διασύνδεση **Χίου – Λέσβου**, έγινε επανεξέταση των συνδεσμολογιών που είχαν εξεταστεί στη ΣΜΔΝ και ελήφθησαν υπόψιν οι νεότερες πληροφορίες όσον αφορά στις τεχνολογικές εξελίξεις. Αποτέλεσμα των ανωτέρω, ήταν η αναθεώρηση των τεχνικών χαρακτηριστικών της διασύνδεσης. Το σενάριο που αφορούσε την κατασκευή διασύνδεσης με το Αλιβέρι έτσι ώστε να τηρείται το «Κριτήριο N-1» και συνεπώς την κατάργηση των τοπικών θερμικών σταθμών παραγωγής και την απ' αρχής (όχι σταδιακά) εγκατάσταση της μέγιστης αιολικής ισχύος που επιτρέπει η διασύνδεση, ήτοι 600MW αποδείχθηκε το οικονομικότερο. Η υπεροχή αυτή του Σεναρίου οφειλόταν σε σημαντικό βαθμό στην μεγάλη διείσδυση και συνεπώς και παραγωγή από ΑΠΕ, αμέσως μετά την υλοποίηση της διασύνδεσης. Μάλιστα, η παραγωγή ΑΠΕ υπερκάλυπτε τις ενεργειακές ανάγκες των νησιών σε όλη σχεδόν την θεωρούμενη περίοδο (25 έτη). Ομοίως και στην επέκταση της διασύνδεσης προς **Ικαρία και Σάμο**, κρίθηκε απαραίτητη η μεταβολή των τεχνικών χαρακτηριστικών που είχαν προταθεί στην αρχική μελέτη. Διαπιστώθηκε σε όλες τις περιπτώσεις, ότι η διασύνδεση είναι οικονομικότερη από την αυτοδύναμη ανάπτυξη σε ποσοστό 15% περίπου, τόσο στην περίπτωση υπολογισμού του κόστους του Συστήματος με βάση την Οριακή Τιμή όσο και με βάση την ισοδύναμη μονάδα ΣΚ με ΦΑ. Επίσης παρατηρήθηκε ότι η διασύνδεση της Ικαρίας-Σάμου από την Χίο εμφανιζόταν οικονομικότερη από την αντίστοιχη που πραγματοποιούνταν από τη Μύκονο. Για την επέκταση προς τη **Λήμνο**, διαπιστώθηκε ότι στην περίπτωση υπολογισμού του κόστους του Συστήματος με βάση την ισοδύναμη μονάδα ΣΚ με ΦΑ, η διασύνδεση ήταν ελαφρά ακριβότερη από την αυτόνομη ανάπτυξη. Ωστόσο, στην περίπτωση υπολογισμού του κόστους με την Οριακή Τιμή, η διασύνδεση εμφανιζόταν σημαντικά οικονομικότερη (κατά 37% στη περίπτωση διπλού ΥΒΚ και κατά 12% στην περίπτωση του απλού). Το αποτέλεσμα αυτό οφείλεται κυρίως στην συμβολή των ΑΠΕ.

Προκειμένου να αποκτηθεί μια εικόνα των επιπτώσεων που είχαν οι τιμές των παραμέτρων που καθορίζουν την οικονομικότητα των επενδύσεων, έγινε ανάλυση ευαισθησίας των σημαντικότερων οικονομικών δεικτών ως προς τις κύριες παραμέτρους της οικονομικής ανάλυσης. Τα αποτελέσματα των αναλύσεων, έδειχναν ότι ήταν εμφανής η υπεροχή του Σεναρίου της διασύνδεσης με το «Κριτήριο N-1», το οποίο περιλάμβανε την άμεση κατάργηση των τοπικών θερμικών σταθμών παραγωγής και την απ' αρχής εγκατάσταση της

μέγιστης αιολικής ισχύος που επιτρέπουν οι επιμέρους διασυνδέσεις. Συγκεκριμένα, σενάρια με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ από το πρώτο έτος υλοποίησης της διασύνδεσης, υπερτερούσαν έναντι της αυτόνομης λειτουργίας και των σεναρίων με χαμηλή ή σταδιακή διείσδυση ΑΠΕ όσο αυξανόταν η ΟΤΣ. Αυτό οφειλόταν κυρίως στην μεγάλη διακίνηση ενέργειας ΑΠΕ προς το σύστημα σε συνάρτηση με το χαμηλό, σε σύγκριση με την ΟΤΣ, κόστος παραγωγής ΑΠΕ.

(III) Η περίπτωση της **Κρήτης** αναλύθηκε στην παράγραφο 2.2.1. Ωστόσο, για λόγους πληρότητας παραθέτονται συνοπτικά τα αποτελέσματα εκ νέου. Στην περίπτωση της χωριστής λειτουργίας της Κρήτης και των Δωδεκανήσων, το προτεινόμενο σενάριο αφορούσε την διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα, με καλώδιο DC ισχύος 500MW το 2015 και την επέκταση της διασύνδεσης το 2025 με ένα όμοιο καλώδιο. Κατά την περίπτωση ενιαίας λειτουργίας του συστήματος Κρήτης-Δωδεκανήσων, οικονομικότερο ήταν το σενάριο της διασύνδεσης της Κρήτης με δύο κυκλώματα ισχύος 2x500MW το 2015.

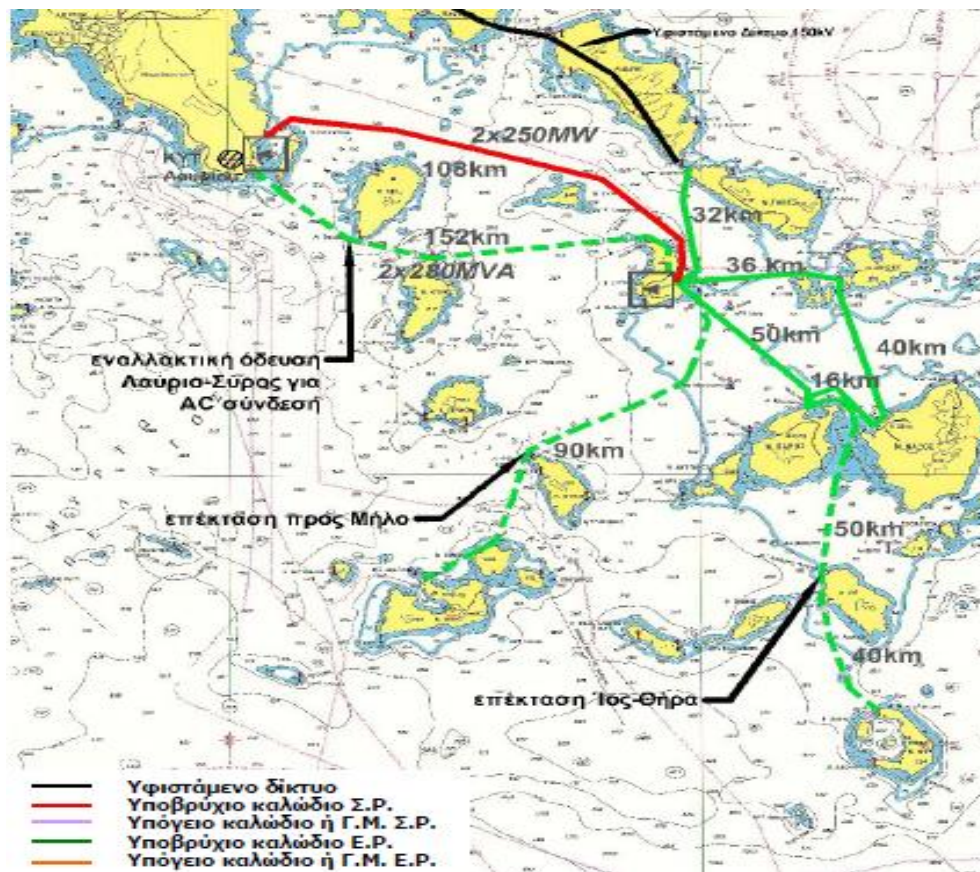
(IV) Όπως αναλυτικά αναφέρθηκε στην ΣΜΔΝ, η διασύνδεση των **Δωδεκανήσων** μεταξύ τους περιλαμβάνει την διασύνδεση της Ρόδου με την Κω-Κάλυμνο και ακολούθως τα προς βορρά μικρότερα νησιά, τα οποία και σήμερα διασυνδέονται μεταξύ τους με ΥΒΚ 20 kV. Μετά την κατασκευή της διασύνδεσης με την Ρόδο, προβλεπόταν ότι θα καταργηθούν οι ΘΗΣ Κω και Καλύμνου, το δε απομονωμένο σύστημα Ρόδου-Κω/Καλύμνου θα τροφοδοτείτο κυρίως από τον ΘΗΣ Ρόδου, και μετά το 2015 και από τον Γεωθερμικό Σταθμό Νισύρου, με μέση ισχύ 40 MW. Στην παρούσα μελέτη, η επανεξέταση περιορίστηκε στην εξέταση της οικονομικότητας με τις αναθεωρημένες τιμές. Το αποτέλεσμα της μελέτης έδειξε ότι η διασύνδεση των νησιών είναι συμφέρουσα, αλλά με μικρή διαφορά της τάξεως του 1-3% του συνολικού κόστους.

(V) Όπως ήδη αναφέρθηκε, πέραν της διασύνδεσης των Δωδεκανήσων μεταξύ τους, εξετάστηκε και η διασύνδεση αυτών με την Κρήτη. Το σενάριο αυτό περιλάμβανε τη διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα και την μετέπειτα διασύνδεση της Κρήτης με τη Ρόδο (συνεπώς όλων των **Δωδεκανήσων με την Κρήτη**). Το αποτέλεσμα της ανάλυσης ήταν ότι η διασύνδεση εμφανιζόταν γενικά οικονομικότερη από την αυτοδύναμη ανάπτυξη. Συγκεκριμένα η διασύνδεση παρουσιαζόταν οικονομικότερη κατά 6-8%. Τα συμπεράσματα δεν μεταβάλλονταν με τη διεξαγωγή αναλύσεων ευαισθησίας.

Όπως ήδη αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.2.1, το ενδιαφέρον για την διασύνδεση των νησιών αναζωπυρώθηκε μετά το 2008, λόγω των προτάσεων που υποβλήθηκαν στη ΡΑΕ για την απόκτηση Αδειών Παραγωγής από μεγάλα αιολικά πάρκα στα ΜΔΝ, στο σύνολο των οποίων το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο διείσδυσης είχε σχεδόν καλυφθεί. Έτσι, με τον Ν. 3851/2010, ορίστηκε η υποχρέωση του ΔΕΣΜΗΕ, να εκπονήσει τον **«Στρατηγικό Σχεδιασμό Διασυνδέσεων των Νησιών»**. Ως βασικός στόχος, ετίθετο ο περιορισμός της χρήσης πετρελαίου στον ελάχιστο δυνατό βαθμό, ενώ παράλληλα επιδιωκόταν η μέγιστη δυνατή αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψιν και τις Αιτήσεις για την χορήγηση Άδειας Παραγωγής που ήταν γνωστές από τη ΡΑΕ. Ειδικότερα, επιδιώχθηκε η διαμόρφωση ενός «οδηγού» για το σύνολο του Αιγαίου, με βάση τον οποίο θα εξετάζονταν οι επιμέρους διασυνδέσεις και θα παρέχονταν οι προσφορές σύνδεσης. Εξετάστηκαν επίσης οι ενδεικνυόμενοι τρόποι και τα τελικά σημεία σύνδεσης των ΜΔΝ. Σε αντίθεση λοιπόν με την ΣΜΔΝ του ΕΜΠ, στην παρούσα μελέτη ελήφθησαν υπόψιν οι αυξημένες δυνατότητες, οι οποίες δημιουργούνται με το να ληφθεί υπόψιν η μεγάλη ενδεχομένως υπάρχουσα δυνατότητα ανάπτυξης των ΑΠΕ, λαμβάνοντας φυσικά υπόψιν και τις δυνατότητες απορρόφησης της αιολικής ισχύος από το Σύστημα.

Την Α' φάση του Στρατηγικού Σχεδιασμού Διασυνδέσεων των Νησιών του ΔΕΣΜΗΕ, αποτελεί η «Μελέτη Διασυνδέσεων των Νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα, Φάση Α' - Γενικός Σχεδιασμός», ΔΕΣΜΗΕ 2010. Στη μελέτη αυτή, αρχικά εξετάστηκαν και παρουσιάστηκαν οι προτάσεις διασυνδέσεων των παραγωγών ΑΠΕ και στη συνέχεια αναλύθηκε η ικανότητα και τα όρια διακίνησης της αιολικής ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα, δηλαδή η ικανότητα του Ηπειρωτικού Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς (ΕΔΣΜ) να μεταφέρει ασφαλώς την εγγεόμενη ισχύ από τα εξεταζόμενα προς διασύνδεση νησιά του Αιγαίου προς τα κέντρα κατανάλωσης, καθώς και ενδεχόμενες επιπτώσεις στη λειτουργία του λόγω της μεγάλης αιολικής διείσδυσης. Λαμβάνοντας υπόψιν τα ανωτέρω, η μελέτη κατέληγε στον Στρατηγικό Σχεδιασμό Διασυνδέσεων του Αιγαίου. Οι προτεινόμενες διασυνδέσεις ομαδοποιήθηκαν ανά γεωγραφική περιοχή.

(I) Για τις **Κυκλάδες** προτεινόταν η διασύνδεση της Σύρου με το ΚΥΤ Λαυρίου με τεχνολογία Ε.Ρ. (ΥΒΚ Ε.Ρ. ΧΛΡΕ ικανότητας 280ΜVA, 1+1 εφεδρικό καλώδιο), είτε με τεχνολογία Σ.Ρ. (ΥΒ σύνδεσμος Σ.Ρ. ικανότητας 250ΜW, 2πολικό + 1 εφεδρικό καλώδιο). Τα τμήματα Σύρος-Άνδρος, Σύρος-Μύκονος, Σύρος-Πάρος, Πάρος-Νάξος και Νάξος-Μύκονος θα κατασκευάζονταν με τεχνολογία Ε.Ρ. Η εν λόγω διασύνδεση εξασφάλιζε την ηλεκτροδότηση των νησιών Σύρου, Μυκόνου, Πάρου, Νάξου καθώς και Άνδρου, Τήνου σε συνδυασμό με την υφιστάμενη διασύνδεση από Εύβοια. Σε δεύτερη φάση προβλεπόταν ενίσχυση του τμήματος ΚΥΤ Λαυρίου – Σύρος με την εγκατάσταση 3ου ΥΒΚ Ε.Ρ. ή 2ου ΥΒ συνδέσμου Σ.Ρ. (ανάλογα με την αρχική επιλογή της προηγούμενης φάσης) και την επέκτασή της από Πάρο προς Ίο, Θήρα (με ΥΒΚ Ε.Ρ. συνολικού μήκους 90km) και από Σύρο προς Μήλο (με ΥΒΚ Ε.Ρ. μήκους 90km). Η ικανότητα του συνδέσμου Λαύριο-Σύρος αυξάνεται δηλαδή κατά 250ΜW ή 280ΜVA, με αποτέλεσμα να επιτρέπεται η απορρόφηση συνολικής πλέον ισχύος 400ΜW. Η εξέλιξη του έργου θεωρούνταν άμεσα συνδεδεμένη με την εξέλιξη της διείσδυσης των ΑΠΕ στα νησιά. Ειδικότερα δε, η διασύνδεση της Μήλου ήταν άμεσα συνδεδεμένη με την πρόοδο του έργου της γεωθερμίας. Στο Σχήμα 2.4 παρουσιάζεται η προτεινόμενη διασύνδεση κατά την τελική της μορφή.



Σχήμα 2.4 Η προτεινόμενη διασύνδεση των Κυκλαδων με βάση τη «Μελέτη Διασυνδέσεων των Νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα, Φάση Α' - Γενικός Σχεδιασμός», ΔΕΣΜΗΕ 2010

Συμπληρωματικά προτεινόταν η διασύνδεση της Άνδρου με τη νότια Εύβοια (Σ.Ρ. $2 \times 350 \text{ MW}$), η οποία θα κατασκευαζόταν από παραγωγούς ΑΠΕ. Η διασύνδεση θα πραγματοποιούνταν για να εξυπηρετήσει τους παραγωγούς ΑΠΕ ανεξάρτητα από το λοιπό δίκτυο που τροφοδοτεί την Άνδρο.

(II) Όσον αφορά τα νησιά του **Βορείου Αιγαίου**, προτεινόταν η διασύνδεση Σ.Ρ. (λόγω των σημαντικών αποστάσεων που εμπλέκονται) μήκους 650km και ισχύος 500MW από το ΚΥΤ Φιλίππων, η οποία διερχόταν από τη Λήμνο, τη Λέσβο και τη Χίο και κατέληγε στο ΚΥΤ Λάρυμνας. Σε επόμενο στάδιο προβλεπόταν η δυνατότητα επέκτασής προς τα Δωδεκάνησα. Με τη διασύνδεση δινόταν η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος μέχρι τα όρια φόρτισης των ΥΒΚ.

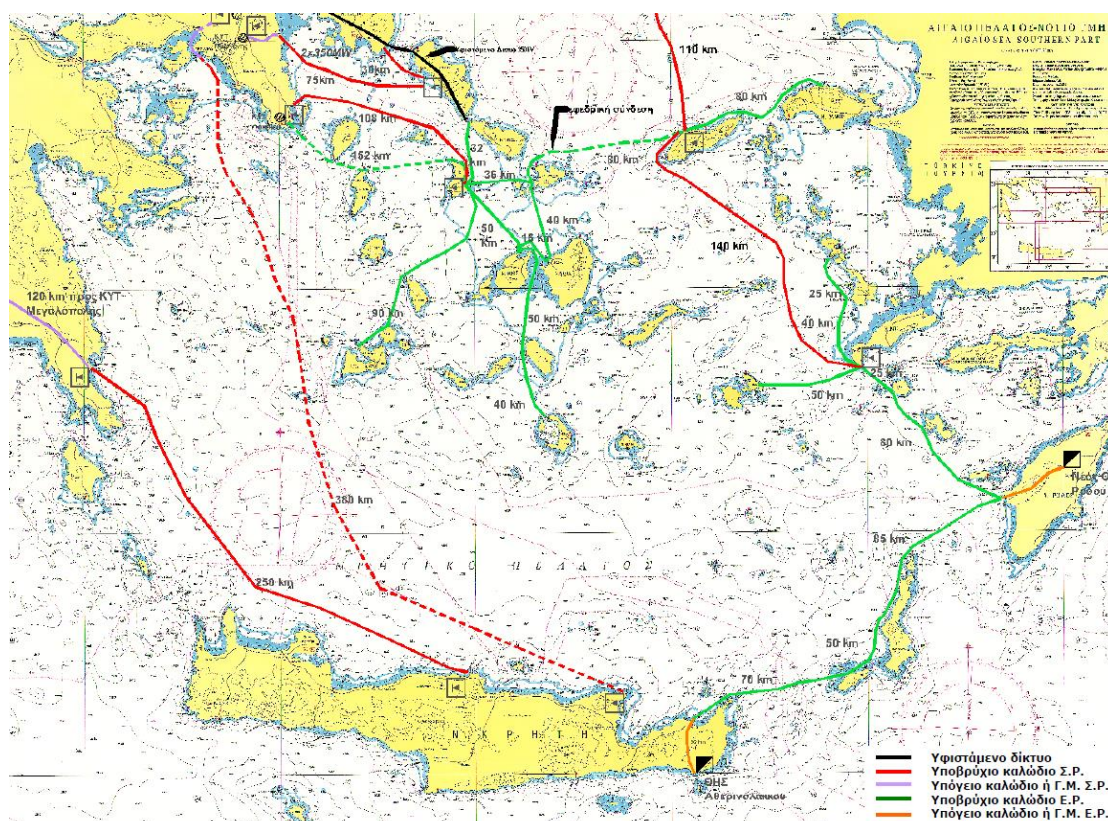
Η διασύνδεση των υπολοίπων δύο μεγάλων νησιών του Β.Αιγαίου, ήτοι Σάμου και Ικαρίας, προτεινόταν να γίνει ως επέκταση της παραπάνω διασύνδεσης με ΥΒΚ (Ε.Ρ. 150kV, συνολικού μήκους 270km) από τη Χίο, με κλείσιμο βρόχου μέσω της Μυκόνου, και ακτινική τροφοδότηση της Σάμου από την Ικαρία. Ένα ακόμα φιλόδοξο σενάριο που εξετάστηκε, αφορούσε την επέκταση της διασύνδεσης των νησιών του Β. Αιγαίου προς Κω και Ρόδο, και στη συνέχεια προς Κρήτη μέσω Καρπάθου.

(III) Στην μελέτη φυσικά, όπως ήδη αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.2.1, προβλεπόταν και η διασύνδεση της **Κρήτης** με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Στην Α' Φάση της μελέτης, η διασύνδεση προτεινόταν μέσω του ΚΥΤ Μεγαλόπολης, με ΥΒΚ Σ.Ρ. συνολικού μήκους 250km. Απαραίτητη προϋπόθεση για τη σύνδεση του νησιού ήταν η ολοκλήρωση της επέκτασης του δικτύου 400kV προς την Πελοπόννησο. Στην περίπτωση μάλιστα που

θεωρούνταν σημαντική διείσδυση ΑΠΕ στο νησί, προτεινόταν η κατασκευή και δεύτερης ανεξάρτητης διασύνδεσης προς το Ηπειρωτικό Σύστημα με το ΚΥΤ Αχαρνών. Περαιτέρω ανάλυση πραγματοποιήθηκε κατά τις επόμενες Φάσεις του Στρατηγικού Σχεδιασμού, οδηγώντας στην προτεινόμενη διασύνδεση που αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.2.1.

(IV) Η σύνδεση των **Δωδεκανήσων** στο Σύστημα σχεδιάστηκε με αφετηρία την Κρήτη, η διασύνδεση της οποίας αποτελούσε και προϋπόθεση για την εν λόγω επέκταση. Αρχικά προβλεπόταν η διασύνδεση των Δωδεκανήσων μέσω των νήσων Κάσου και Κάρπαθου, η οποία κατέληγε στη Ρόδο. Εν συνεχεία η διασύνδεση επεκτεινόταν μέσω Νισύρου προς Κω και ακολούθως προς Αστυπάλαια, Κάλυμνο και Λέρο. Η διασύνδεση προτεινόταν να γίνει με ΥΒΚ Ε.Ρ. συνολικού μήκους 450km, δίνοντας τη δυνατότητα απορρόφησης συνολικής ισχύος 700MW. Η ηλεκτροπαραγωγή της Ρόδου διατηρούνταν ώστε να καλύπτει με εφεδρεία τη ζήτηση. Οι ΘΗΣ των λοιπών νησιών, παρέμεναν σε ψυχρή εφεδρεία αν εγκαθίστατο ένα καλώδιο, ή καταργούνταν εφόσον εγκαθίστατο δύο, οπότε και απαιτείτο η διατήρηση αυξημένης εφεδρικής ισχύος στη Ρόδο. Το συνολικό μήκος για την διασύνδεση των νησιών με καλώδια Ε.Ρ. ανερχόταν σε 425km.

Στο Σχήμα 2.5 συνοψίζονται οι προτεινόμενες διασυνδέσεις κατά την Ά Φάση του Στρατηγικού Σχεδιασμού Διασυνδέσεων των Νησιών, πλην αυτών του Β. Αιγαίου.



Σχήμα 2.5 Σύνολο προτεινόμενων διασυνδέσεων Κυκλάδων, Κρήτης και Δωδεκανήσων. Πηγή: «Μελέτη Διασυνδέσεων των Νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα, Φάση Α' - Γενικός Σχεδιασμός», ΔΕΣΜΗΕ 2010

Το κύριο συμπέρασμα όλων των μελετών διαχρονικά, ήταν ότι η διασύνδεση των νησιών ήταν και είναι οικονομικά συμφέρουσα και μάλιστα στο μέγιστο δυνατό βαθμό, δηλαδή πρακτικά για το σύνολο σχεδόν των ΜΔΝ του Αιγαίου, με εξαίρεση τα πολύ μικρά ΜΔΝ. Μάλιστα, στις σύγχρονες μελέτες, τεχνικοί περιορισμοί που πιθανώς είχαν προκύψει σε προγενέστερες μελέτες, είχαν παρακαμφθεί με την εξέλιξη της τεχνολογίας. Από τις μελέτες

προέκυπτε ακόμη, ότι γενικά υπάρχει όφελος από την αύξηση της δυνατότητας αξιοποίησης των ΑΠΕ λόγω της διασύνδεσης των νησιών. Συνεπώς το όριο της διείσδυσης θα πρέπει να καθορίζεται με άλλα κριτήρια, δηλαδή κυρίως ανάλογα με τις επιπτώσεις στο περιβάλλον.

Τον Ιανουάριο του 2016 συστάθηκε Επιτροπή Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΦΕΚ 959/2015), σύμφωνα με το άρθρο 4 της απόφασης 2014/536/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, και σε εφαρμογή του άρθρου 9 παράγραφος 2 του Νόμου 4001/2011, αποτελούμενη από στελέχη της ΡΑΕ, του ΑΔΜΗΕ και του ΔΕΔΔΗΕ. Η Επιτροπή έχει ως αντικείμενο τη διερεύνηση των τεχνικοοικονομικών επιλογών ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) και την έκδοση πορίσματος αναφορικά με τον έλεγχο του οικονομικότερου τρόπου ηλεκτροδότησης ενός ή περισσότερων ΜΔΝ, είτε μέσω της διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ ή το Διασυνδεδεμένο με αυτό ΕΔΔΗΕ στη βάση της οικονομικότερης τεχνικά εφικτής λύσης διασύνδεσης, είτε με τη εξακολούθηση της ηλεκτροδότησης του(ς) ως ΜΔΝ. Η διερεύνηση λαμβάνει υπόψη τα κριτήρια, τη μεθοδολογία, και τις διαδικασίες που θα καθορισθούν με απόφαση της ΡΑΕ. Η τεχνικοοικονομική διερεύνηση πραγματοποιείται βάσει προκαταρκτικής εξέτασης τεχνικών λύσεων διασύνδεσης ή αυτόνομης ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ που στηρίζεται στις επικρατούσες τεχνολογικές επιλογές και τη διεθνή εμπειρία από την κατασκευή παρόμοιων έργων. Η Επιτροπή έχει εκδώσει πορίσματα για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων, ενώ το πόρισμα για τα νησιά του Β.Αιγαίου αναμένεται να εκδοθεί εντός του 2018.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Προγράμματα Ενεργειακής Ανάλυσης

Η τεchnοοικονομική αξιολόγηση των προτεινόμενων λύσεων διασύνδεσης, απαιτεί τη λεπτομερή εξέταση των σεναρίων αυτόνομης και διασυνδεδεμένης λειτουργίας του εκάστοτε εξεταζόμενου ΜΔΝ (ή συγκροτήματος ΜΔΝ) και την επιλογή της βέλτιστης τεχνικά και οικονομικά λύσης. Η μελέτη στηρίζεται στην ενεργειακή ανάλυση σε μεγάλο χρονικό ορίζοντα, ενώ λαμβάνεται υπόψιν η εξέλιξη του φορτίου και οι διαθέσιμες δυνατότητες εξυπηρέτησής του (διασύνδεση ή/και τοπικοί σταθμοί παραγωγής). Η χρήση ενός αξιόπιστου υπολογιστικού εργαλείου για τη λεπτομερή ενεργειακή ανάλυση, είναι σημαντική για την αξιοπιστία της μελέτης. Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται παρουσίαση των πιο διαδομένων διαθέσιμων λογισμικών, καθώς και του λογισμικού που χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της παρούσας εργασίας.

3.1 Εισαγωγή

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής και για την μοντελοποίηση του υπό εξέταση ενεργειακού συστήματος, απαραίτητη είναι η χρήση ενός εξειδικευμένου λογισμικού ενεργειακής ανάλυσης. Η εκπόνηση της τεchnοοικονομικής μελέτης για την επιλογή της βέλτιστης οικονομικά και τεχνικά λύσης για την ηλεκτροδότηση του συστήματος αυτού, αποτελεί σύνθετη διαδικασία, με πολλαπλούς περιορισμούς (τεχνικούς, οικονομικούς, περιβαλλοντικούς κ.α.), πλήθος δεδομένων και πληθώρα απαιτούμενων υπολογισμών. Ως εκ τούτου, η επιλογή του κατάλληλου λογισμικού ενεργειακής ανάλυσης και μοντελοποίησης είναι μείζονος σημασίας για την εξαγωγή ορθών και αξιόπιστων αποτελεσμάτων.

Στην αγορά υπάρχουν αρκετές αξιόπιστες εναλλακτικές λογισμικών ενεργειακής ανάλυσης και μοντελοποίησης. Όλα τα προγράμματα που θα αναλυθούν παρακάτω προσφέρουν αξιόπιστες λύσεις. Ωστόσο, κάθε πρόγραμμα φυσικά, εξειδικεύεται σε διαφορετικό τομέα και προσφέρει καλύτερα αποτελέσματα ή περισσότερες δυνατότητες σε διαφορετικά επιμέρους θέματα και προβλήματα.

Η επιλογή του λογισμικού που θα χρησιμοποιηθεί για της ανάγκες της παρούσας μελέτης έγινε λαμβάνοντας υπόψιν τα παρακάτω:

- Σκοπός της ενεργειακής ανάλυσης είναι η επιλογή του βέλτιστου τρόπου ηλεκτροδότησης αυτόνομου ενεργειακού συστήματος. Η κατάλληλη επιλογή πρέπει να γίνει με γνώμονα την οικονομικότητα του σεναρίου και λαμβάνοντας υπόψιν τις τεχνικές επιλογές και περιορισμούς που τίθενται. Βασικό περιορισμό αποτελεί και η περιβαλλοντική νομοθεσία σχετικά με τις βιομηχανικές εκπομπές (Οδηγία 2010/75/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 24ης Νοεμβρίου 2010), όπως και η νομοθεσία για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης (Οδηγία 2015/2193/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 25ης Νοεμβρίου 2015). Συνεπώς, όλη η ανωτέρω πληροφορία πρέπει να μπορεί να ενσωματωθεί στο λογισμικό που θα επιλεγεί, συμπεριλαμβάνοντας τον κατάλληλο βαθμό λεπτομέρειας, ώστε τα αποτελέσματα που θα εξαχθούν να θέτουν λύση ξεκάθαρη, λεπτομερή και τεκμηριωμένη.

-Το λογισμικό που θα επιλεγεί θα πρέπει να συνδυάζει τις απαραίτητες τεχνικές λεπτομέρειες όσον αφορά τον μηχανολογικό εξοπλισμό, τον ηλεκτρικό εξοπλισμό, τις ΑΠΕ, τη συμβατική παραγωγή, την κατανάλωση, τα φορτία, το καύσιμο, τις εκπομπές κλπ. με τις

αντίστοιχες οικονομικές και χρονικές παραμέτρους. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης οφείλουν να είναι αναλυτικά τόσο σε τεχνικό όσο και σε οικονομικό επίπεδο, παρέχοντας τη δυνατότητα διαχρονικών αναλύσεων. Όλα τα ανωτέρω είναι απαραίτητα για τις ανάγκες της υπό εξέταση μελέτης, καθώς συνδυάζει τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους με τρόπο δυναμικό, εκτεινόμενη σε βάθος 25-ετίας.

-Στην αγορά υπάρχει πλήθος αξιόλογων λογισμικών ενεργειακής ανάλυσης και μοντελοποίησης. Μερικά εξ αυτών αποτελούν ισχυρά εργαλεία, ωστόσο διατίθενται επί πληρωμή. Σκοπός της παρούσας διπλωματικής είναι η εξερεύνηση των επιλογών που προσφέρονται δωρεάν. Οι εναλλακτικές που αναφέρονται παρακάτω λοιπόν, αποτελούν μερικά από τα λογισμικά που διατίθενται άνευ πληρωμής.

3.2 LEAP

Το LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), είναι ένα ευρέως χρησιμοποιούμενο εργαλείο λογισμικού για την ανάλυση της ενεργειακής πολιτικής και την αξιολόγηση του μετριασμού της κλιματικής αλλαγής που αναπτύχθηκε στο Ινστιτούτο Περιβάλλοντος της Στοκχόλμης. Το LEAP υιοθετήθηκε από χιλιάδες οργανισμούς σε περισσότερες από 190 χώρες παγκοσμίως. Οι χρήστες του περιλαμβάνουν κυβερνητικούς οργανισμούς, ακαδημαϊκούς, μη κυβερνητικούς οργανισμούς, συμβουλευτικές εταιρείες και επιχειρήσεις παροχής ενέργειας. Έχει χρησιμοποιηθεί σε πολλές διαφορετικές κλίμακες που κυμαίνονται από πόλεις και κράτη έως εθνικές, περιφερειακές και παγκόσμιες εφαρμογές. Το LEAP γίνεται γρήγορα το πρότυπο για τις χώρες που διεξάγουν ολοκληρωμένες μελέτες πόρων, εκτιμήσεις μετριασμού των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου (GHG) και στρατηγικές ανάπτυξης χαμηλών εκπομπών (LEDS), ιδίως στον αναπτυσσόμενο κόσμο. Πολλές χώρες επέλεξαν να χρησιμοποιήσουν το LEAP ως μέρος της δέσμευσής τους για την υποβολή εκθέσεων στο U.N. Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Στα πλαίσια της συμφωνίας του Παρισίου για το κλίμα, τουλάχιστον 32 χώρες χρησιμοποίησαν το LEAP για να δημιουργήσουν ενεργειακά σενάρια και σενάρια εκπομπών τα οποία αποτέλεσαν τη βάση για τις προβλεπόμενες εθνικές καθορισμένες εισφορές για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής (Intended Nationally Determined Contributions on Climate Change - INDCs).

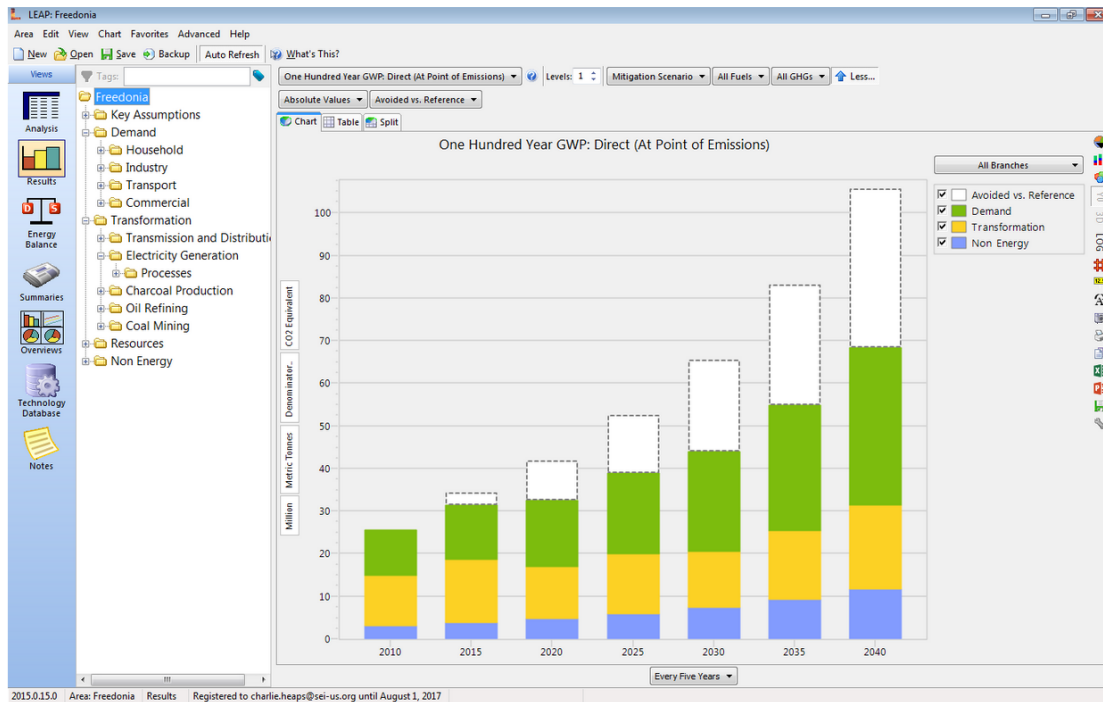
Το LEAP είναι ένα ολοκληρωμένο εργαλείο μοντελοποίησης βασισμένο σε σενάρια το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παρακολούθηση της κατανάλωσης ενέργειας, της παραγωγής και της εξόρυξης πόρων σε όλους τους τομείς της οικονομίας. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό των πηγών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και των καταβοθρών τόσο για τον ενεργειακό τομέα όσο και για τις μη ενεργειακές δραστηριότητες. Εκτός από την παρακολούθηση των αερίων του θερμοκηπίου, το LEAP μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για την ανάλυση των εκπομπών τοπικών και περιφερειακών ρύπων και των ατμοσφαιρικών ρύπων βραχείας παραμονής, γεγονός που το καθιστά κατάλληλο για μελέτες σχετικά με τα κλιματικά οφέλη από την τοπική μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης.

Το λογισμικό αποτελεί ένα εργαλείο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη μοντελοποίηση διαφορετικών ενεργειακών συστημάτων, όπου το καθένα απαιτεί δικές του μοναδικές δομές δεδομένων. Το LEAP υποστηρίζει ένα ευρύ φάσμα διαφορετικών μεθοδολογιών μοντελοποίησης. Από την πλευρά της ζήτησης, αυτές κυμαίνονται από bottom-up τελικής χρήσης υπολογιστικές τεχνικές, έως top-down μακροοικονομική μοντελοποίηση. Από την πλευρά της προσφοράς, το LEAP παρέχει μια σειρά μεθοδολογιών προσομοίωσης και

βελτιστοποίησης που είναι αρκετά ισχυρές για τη μοντελοποίηση της ηλεκτρικής παραγωγής και του σχεδιασμού επέκτασης της παραγωγικής ικανότητας. Οι δυνατότητες μοντελοποίησης του LEAP λειτουργούν σε δύο βασικά επίπεδα. Στο πρώτο επίπεδο, οι ενσωματωμένοι υπολογισμοί του LEAP χειρίζονται όλους τους υπολογισμούς ενέργειας, εκπομπών και κόστους-οφέλους. Στο δεύτερο επίπεδο, οι χρήστες εισάγουν δεδομένα που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον καθορισμό χρονικά μεταβαλλόμενων δεδομένων ή για τη δημιουργία μιας μεγάλης ποικιλίας εξελιγμένων μοντέλων πολλαπλών μεταβλητών. Με το LEAP επιτυγχάνεται επίσης η επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης επιτρέποντας έτσι την κατασκευή μοντέλων επιλογής του χαμηλότερου κόστους επέκτασης και λειτουργίας ενός ηλεκτρικού συστήματος, ενδεχομένως κάτω από διάφορους περιορισμούς όπως τα όρια εκπομπών CO₂ ή της τοπικής ατμοσφαιρικής ρύπανσης.

Το LEAP προορίζεται ως εργαλείο μεσοπρόθεσμης ή μακροπρόθεσμης μοντελοποίησης. Οι περισσότεροι από τους υπολογισμούς πραγματοποιούνται σε ετήσιο χρονικό βήμα και ο χρονικός ορίζοντας μπορεί να παραταθεί για απεριόριστο αριθμό ετών. Οι μελέτες περιλαμβάνουν συνήθως μια ιστορική περίοδο, στην οποία το μοντέλο τρέχει για να ελέγξει την ικανότητά του να αναπαράγει γνωστά στατιστικά δεδομένα. Συνήθως, οι περισσότερες μελέτες χρησιμοποιούν περίοδο πρόβλεψης μεταξύ 20 και 50 ετών. Ορισμένα αποτελέσματα υπολογίζονται χρησιμοποιώντας μικρότερα χρονικά διαστήματα. Για παράδειγμα, για τους υπολογισμούς του ηλεκτρικού τομέα, το έτος μπορεί να χωριστεί σε διαφορετικές περιόδους, για να αντιπροσωπεύουν τις εποχές, τύπους ημερών ή ακόμη και αντιπροσωπευτικές ώρες της ημέρας. Αυτές οι περίοδοι μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να εξεταστεί το πώς τα φορτία ποικίλλουν εντός του έτους και πώς η παραγωγή προγραμματίζεται και πραγματοποιείται σε διαφορετικές εποχές.

Το LEAP έχει σχεδιαστεί γύρω από την έννοια της ανάλυσης σεναρίων. Τα σεναρία αφορούν εναλλακτικές εξελίξεις ενός ενεργειακού συστήματος με την πάροδο του χρόνου. Χρησιμοποιώντας το LEAP, οι αναλυτές πολιτικής μπορούν να δημιουργήσουν και στη συνέχεια να αξιολογήσουν τα εναλλακτικά αυτά σεναρία, συγκρίνοντας τις ενεργειακές τους ανάγκες, το κοινωνικό κόστος και τα οφέλη καθώς και τις περιβαλλοντικές τους επιπτώσεις. Το λογισμικό λοιπόν, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να περιγράψει μεμονωμένα μέτρα πολιτικής τα οποία στη συνέχεια μπορούν με διαφορετικούς συνδυασμούς και παραλλαγές να δημιουργήσουν εναλλακτικά ολοκληρωμένα σεναρία, (27).



Σχήμα 3.1: Το μενού αποτελεσμάτων του λογισμικού LEAP
(Πηγή: <https://www.energycommunity.org/default.asp?action=introduction>)

3.3 META

Το Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), ένα παγκόσμιο πρόγραμμα τεχνικής βοήθειας που χρηματοδοτείται από την Παγκόσμια Τράπεζα, ανέπτυξε το Model for Electricity Technology Assessment (META) το 2012 με σκοπό να βοηθήσει τις χώρες να λαμβάνουν εμπειριστατωμένες αποφάσεις και να επιλέγουν ενημερωμένα μεταξύ των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των διαφόρων καυσίμων. Έχει χρησιμοποιηθεί στη Δομινικανή Δημοκρατία, την Αίγυπτο, την ΠΓΔΜ, το Μαρόκο, το Κοσσυφοπέδιο και το Βιετνάμ ως μέρος των εργασιών της Παγκόσμιας Τράπεζας σε αυτές τις χώρες, καθώς και από άλλους οργανισμούς στην Αϊτή και την Τζαμάικα.

Το META παρέχει συγκριτική αξιολόγηση του οικονομικού κόστους για περισσότερες από 40 τεχνολογίες παραγωγής και παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των συμβατικών επιλογών παραγωγής όπως η θερμική, ανανεώσιμες επιλογές όπως η υδροηλεκτρική και η αιολική ενέργεια, καθώς και αναδυόμενων επιλογών όπως η αποθήκευση ενέργειας και η δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα.

Renewable Energy Options		Thermal Energy Options		Nuclear Energy Options
Solar PV	Biomass Municipal Solid Waste	Diesel/Gasoline Generator	Coal Ultra Supercritical w/o CCS	Nuclear Pressurized Water Reactor (AP1000)
Wind On shore	Biogas Landfill Gas	Gas Engine Generator	Coal Ultra Supercritical w/ CCS	Nuclear Pressurized Water Reactor (VVER)
Wind Off shore	Pico Hydro	Micro Gas Turbines	Coal integrated Gasification Combined Cycle w/o CCS	Nuclear Boiling Water Reactor
PV Wind Hybrids	Micro Hydro	Fuel Cells	Coal integrated Gasification Combined Cycle w/ CCS	Nuclear Pressurized Heavy Boiling Water Reactor
CSP w/ Storage	Mini Hydro	Oil/Gas Combustion Turbines	Coal Circulating Fluidized Bed (subcritical)	
CSP w/o Storage	Large Hydro	Oil/Gas Combined Cycle	Coal Circulating Fluidized Bed (supercritical)	
Geothermal Binary	Pumped Storage Hydro	Coal Subcritical	Oil Steam	
Geothermal Binary	Energy Storage (lead acid battery)	Coal Supercritical w/o CCS	Natural Gas Steam	
Geothermal Dual Flash	Energy Storage (NaS)	Coal Supercritical with CCS		

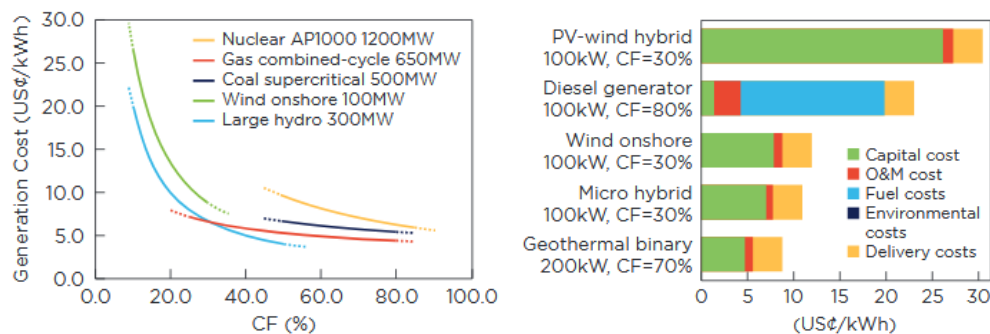
Σχήμα 3.2: Οι εναλλακτικές επιλογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες μοντελοποιούνται με το πρόγραμμα META (Πηγή: https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/ESMAP_META_March2014.pdf)

Το λογισμικό αποδίδει σταθμισμένα κόστη για την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή για κάθε τεχνολογική επιλογή, απαιτώντας σχετικά λίγες παραμέτρους ως εισαγωγή. Ένα από τα χαρακτηριστικά του META είναι ότι επιτρέπει την ενσωμάτωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, όπως η τοπική ρύπανση και οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Οι χρήστες μπορούν εύκολα να δουν το κόστος της προσθήκης ή της επέκτασης της παραγωγής από μια συγκεκριμένη πηγή ενέργειας, εάν, για παράδειγμα η τιμή του άνθρακα ληφθεί υπόψιν. Το META ως προεπιλογή, χρησιμοποιεί αυτή τη στιγμή δεδομένα κόστους και απόδοσης που αντλήθηκαν από τρεις αντιπροσωπευτικές χώρες: Ινδία, Ρουμανία και Ηνωμένες Πολιτείες. Οι χώρες αυτές επιλέχθηκαν ως αντιπροσωπευτικά παραδείγματα για τις αναπτυσσόμενες, τις μεσαίου εισοδήματος και τις αναπτυγμένες χώρες αντίστοιχα. Οι χρήστες έχουν επίσης τη δυνατότητα προσθήκης δεδομένων για άλλες χώρες, εισάγοντάς τα απευθείας στο μοντέλο, μαζί με όσες άλλες παραμέτρους κρίνουν αναγκαίες. Το εργαλείο META μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για να πραγματοποιηθούν αναλύσεις ευαισθησίας, ποσοτικοποιώντας έτσι την αβεβαιότητα μεταβολής διαφόρων παραμέτρων που επηρεάζουν τα αποτελέσματα. Μία τέτοια ανάλυση μπορεί να δείξει ποσοτικά την επίδραση στο κόστος παραγωγής ενέργειας των αβέβαιων εισροών (π.χ. κόστος κεφαλαίου, κόστος καυσίμων κ.λπ.).

Το META μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε ένα σύνολο διαφορετικών εφαρμογών και περιοχών:

- Προγραμματισμός κόστους τεχνολογίας ηλεκτρικής ενέργειας. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για έναν σχετικά ακριβή προσδιορισμό των τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών διαφορετικών επιλογών παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με άλλα παραδοσιακά μοντέλα σχεδιασμού συστημάτων. Το META παρέχει διαγραμματική απεικόνιση καμπυλών, οι οποίες δείχνουν το σταθμισμένο κόστος ενέργειας ανά

κiloβατώρα (kWh) για διαφορετικούς συντελεστές εκμετάλλευσης (CFs). (Σχήμα 3.3)



Σχήμα 3.3: Σχηματική απεικόνιση κόστους τεχνολογιών με το λογισμικό META (Πηγή: https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/ESMAP_META_March2014.pdf)

-Επενδυτικά έργα. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί στην οικονομική ανάλυση ενεργειακών επενδυτικών σχεδίων. Παρέχει εκτιμήσεις απόδοσης και κόστους για διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, χρησιμοποιώντας δεδομένα από πραγματικά έργα. (Σχήμα 3.3)

-Ενεργειακή πολιτική. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ενημέρωση ή τον καθορισμό της μακροπρόθεσμης πολιτικής κρατών. Μπορεί να δώσει απαντήσεις σε ερωτήματα πολιτικής όπως η επιλογή μεταξύ ανανεώσιμων τεχνολογιών και συμβατικών τεχνολογιών ή μεταξύ μικρής κατανεμημένης παραγωγής (με την οποία αποφεύγονται οι απώλειες μεταφοράς) και κεντρικής παραγωγής (η οποία απαιτεί μεταφορά αλλά προσφέρει οικονομίες κλίμακας).

-Κλαδικές μελέτες. Το META είναι σε θέση να προβεί σε μια βαθύτερη ανάλυση των επιπτώσεων στο κόστος παραγωγής ενέργειας από αβέβαιες εισροές, μέσω της προσομοίωσης Monte Carlo. Το META παραδείγματος χάριν, μπορεί να εκτελέσει προσομοίωση με χιλιάδες επαναλήψεις για μια σειρά από διαφορετικά κόστη κεφαλαίου και καυσίμου. Τα δεδομένα στη συνέχεια είναι διαθέσιμα για ανάλυση και επεξεργασία από τον χρήστη.

- Εκτίμηση περιβαλλοντικών ζημιών. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εκτίμηση του κόστους από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των εκπομπών CO₂, SO₂, NO_x και PM₁₀. Η γνώση των επιπτώσεων μπορεί να οδηγήσει στην ορθότερη επιλογή τεχνολογιών ενεργειακής παραγωγής, (28) (29).

3.4 RETScreen

Το RETScreen (Clean Energy Project Analysis Software), είναι ένα εργαλείο υποστήριξης αποφάσεων που αναπτύχθηκε με τη συμβολή της κυβέρνησης, της βιομηχανίας και του ακαδημαϊκού κόσμου. Αρχικά αναπτύχθηκε το 1996 από την κυβέρνηση του Καναδά και συγκεκριμένα από την Natural Resources Canada. Το λογισμικό, που παρέχεται δωρεάν, μπορεί να χρησιμοποιηθεί παγκοσμίως για την αξιολόγηση της παραγωγής και εξοικονόμησης ενέργειας, του κόστους, των μειώσεων των εκπομπών, της οικονομικής βιωσιμότητας και του κινδύνου για διάφορους τύπους τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ενεργειακής απόδοσης. Ουσιαστικά αποτελεί ένα εργαλείο για τη διεξαγωγή μελετών σκοπιμότητας για έργα ενεργειακής απόδοσης και εξοικονόμησης ενέργειας, καθώς και για έργα ανανεώσιμων πηγών και συμπαραγωγής. Παράλληλα, δυνατή είναι η ανάλυση της απόδοσης υφιστάμενων έργων, (30).

Το RETScreen ενισχύει τους επαγγελματίες και όσους λαμβάνουν αποφάσεις επενδυτικών σχεδίων, στο γρήγορο εντοπισμό, εκτίμηση και βελτιστοποίηση της τεχνικής και οικονομικής βιωσιμότητας των δυνητικών έργων καθαρής ενέργειας. Η πλατφόρμα επιτρέπει επίσης στους διευθυντές να μετρούν εύκολα και να επαληθεύουν την πραγματική απόδοση των εγκαταστάσεών τους και βοηθά στην εξεύρεση πρόσθετων ευκαιριών εξοικονόμησης/παραγωγής ενέργειας, (31).

Το λογισμικό είναι διαθέσιμο σε πλήθος γλωσσών και περιλαμβάνει βάσεις δεδομένων προϊόντων, έργων, υδρολογίας και κλίματος. Περίπου 1.000 άνθρωποι κατεβάζουν το μοντέλο κάθε εβδομάδα, με τους χρήστες να ξεπερνούν τους 450.000 παγκοσμίως και τους 9.500 στην Ελλάδα, (32).

Θεμελιώδης για το RETScreen, είναι η σύγκριση μεταξύ μιας "βασικής περίπτωσης", συνήθως μίας συμβατικής τεχνολογίας και μιας "προτεινόμενης περίπτωσης" συνήθως μίας τεχνολογίας καθαρής ενέργειας. Το RETScreen δεν ασχολείται εν τέλει με το απόλυτο κόστος, αλλά με τα έξοδα της προτεινόμενης περίπτωσης που υπερβαίνουν τα έξοδα της βασικής περίπτωσης. Τα ενεργειακά οφέλη είναι τα ίδια τόσο για την βασική περίπτωση όσο και για την προτεινόμενη περίπτωση. Εάν, για παράδειγμα, ένα προτεινόμενο αιολικό πάρκο διασυνδεδεμένο με το δίκτυο παράγει 50.000 MWh ετησίως, τότε αυτό συγκρίνεται με 50.000 MWh ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές πηγές που διατίθενται μέσω του δικτύου. Από την άλλη πλευρά, το κόστος δεν θα είναι γενικά το ίδιο για τη βασική περίπτωση και την προτεινόμενη περίπτωση. Συνήθως, η προτεινόμενη περίπτωση θα έχει υψηλότερο κόστος επένδυσης και μικρότερο λειτουργικό κόστος (δηλαδή εξοικονόμηση). Συνεπώς, το έργο ανάλυσης του RETScreen είναι να καθορίσει εάν το σύνολο του κόστους και των αποταμιεύσεων κατά τη διάρκεια του έργου καθιστά μια οικονομικά ελκυστική πρόταση. Η ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που προσφέρεται από το πρόγραμμα ακολουθεί την ίδια αναλυτική προσέγγιση. Υπάρχει η δυνατότητα ανάλυσης σε ορίζοντα έως 50 έτη, σε μηνιαία ή ετήσια βήματα. Το λογισμικό μπορεί να εφαρμοστεί σε οποιοδήποτε ενεργειακό σύστημα, από μεμονωμένα έργα έως παγκόσμιες εφαρμογές. Το μοντέλο μπορεί να εξετάσει όλους τους τομείς ενός ενεργειακού συστήματος εκτός από τον τομέα των μεταφορών.

Το RETScreen χρησιμοποιεί ανάλυση πέντε βημάτων για την μοντελοποίηση των προβλημάτων.

-Το Μοντέλο Ενέργειας: Ο χρήστης εισάγει την τοποθεσία του ενεργειακού έργου, το είδος του συστήματος που χρησιμοποιείται στη βασική περίπτωση, την τεχνολογία για την προτεινόμενη περίπτωση, τα φορτία και τον ανανεώσιμο πόρο.

-Στη συνέχεια, το RETScreen υπολογίζει την ετήσια παραγωγή ενέργειας ή την εξοικονόμηση ενέργειας. Όλες οι τεχνολογίες θερμικής παραγωγής και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορούν να ενσωματωθούν όπως επίσης και τεχνολογίες αποθήκευσης με μπαταρίες.

-Ανάλυση κόστους: Ο χρήστης εισάγει τα αρχικά, ετήσια και περιοδικά κόστη για το προτεινόμενο σύστημα υποθέσεων, καθώς και πιστώσεις για οποιεσδήποτε βασικές δαπάνες που αποφεύγονται στην προτεινόμενη περίπτωση.

-Ανάλυση αερίων θερμοκηπίου: Καθορίζει την ετήσια μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου που απορρέει από τη χρήση της προτεινόμενης τεχνολογίας έναντι της βασικής τεχνολογίας.

-Οικονομική ανάλυση: Ο χρήστης καθορίζει οικονομικές παραμέτρους που σχετίζονται με το κόστος αποφυγής ενέργειας, πιστώσεων για την παραγωγή, πιστώσεων μείωσης

εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, κινήτρων, πληθωρισμού, προεξοφλητικού επιτοκίου, χρέους και φόρων. Από τα δεδομένα αυτά, υπολογίζεται μια ποικιλία οικονομικών δεικτών (π.χ. καθαρή παρούσα αξία κλπ.) ώστε να αξιολογηθεί η βιωσιμότητα του έργου.

-Ανάλυση ευαισθησίας και κινδύνου: Προσδιορίζει πώς η αβεβαιότητα στις εκτιμήσεις διαφόρων βασικών παραμέτρων μπορεί να επηρεάσει την οικονομική βιωσιμότητα του έργου, (30).

Εντυπωσιακά αποτελέσματα παρουσιάζει μια ανεξάρτητη μελέτη επιπτώσεων, η οποία υπολόγισε ότι μέχρι το 2013, η χρήση του λογισμικού ήταν υπεύθυνη παγκοσμίως για πάνω από 8 δισεκατομμύρια δολάρια εξοικονομήσεων κόστους, 20 εκατομμύρια τόνους ανά έτος μειώσεων στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, καθώς και στην εγκατάσταση 24 GW ανανεώσιμου δυναμικού, (33).

Ενδεικτικά αναφέρονται περιπτώσεις σημαντικών έργων όπου χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό:

-Εκσυγχρονισμός του Empire State Building με μέτρα ενεργειακής απόδοσης

-Στις εγκαταστάσεις παραγωγής της 3M Canada

-Από την ιρλανδική βιομηχανία αιολικής ενέργειας για την ανάλυση πιθανών νέων έργων

-Για την παρακολούθηση των ενεργειακών επιδόσεων εκατοντάδων σχολείων στο Οντάριο

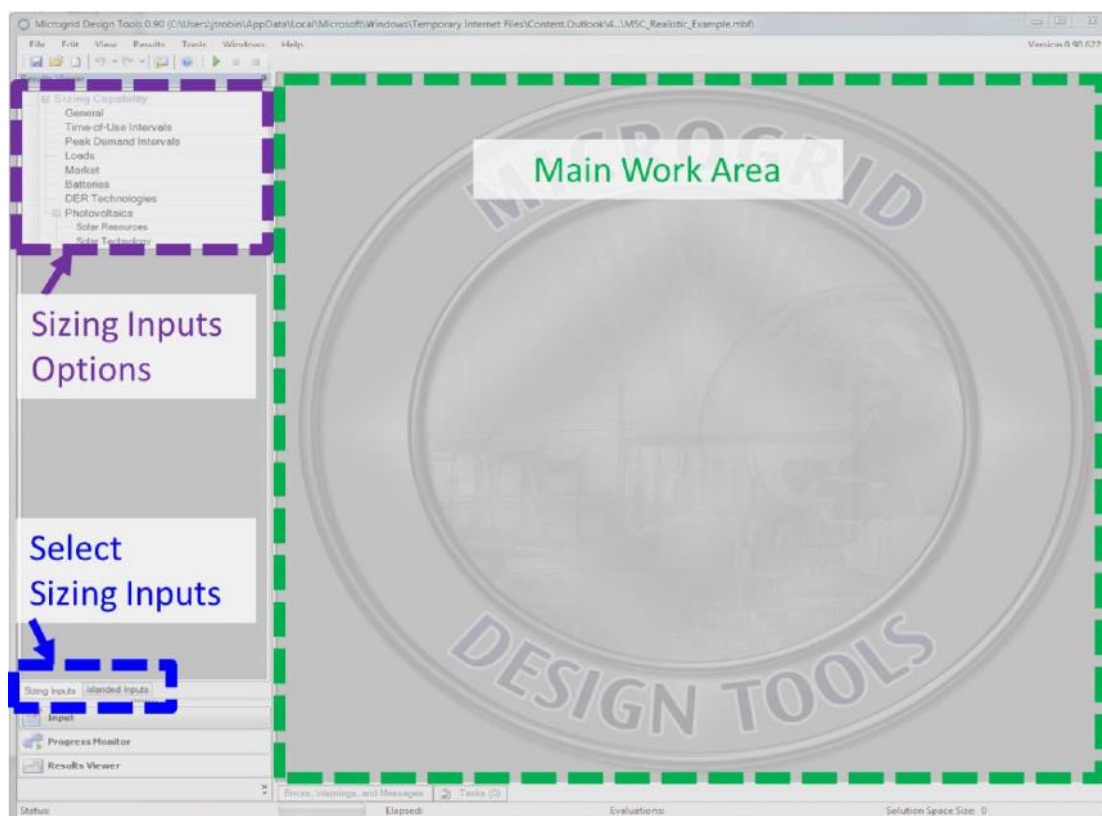
-Σε πολυετή αξιολόγηση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών στο Τορόντο του Καναδά

-Από την Manitoba Hydro για πρόγραμμα συμπαραγωγής από βιοενέργεια, (34).

Το RETScreen Expert είναι η τρέχουσα έκδοση του λογισμικού η οποία έγινε διαθέσιμη στο κοινό στις 19 Σεπτεμβρίου 2016. Η «λειτουργία προβολής» (Viewer mode) στο RETScreen Expert είναι δωρεάν και επιτρέπει την πρόσβαση σε όλες τις λειτουργίες του λογισμικού. Αντίθετα με τις προηγούμενες εκδόσεις του RETScreen ωστόσο, μια νέα «Επαγγελματική λειτουργία» (Professional mode) η οποία επιτρέπει στους χρήστες να αποθηκεύουν, να εκτυπώνουν κλπ. είναι διαθέσιμη με ετήσια συνδρομή. Το RETScreen Suite, που περιλαμβάνει το RETScreen 4 και το RETScreen Plus, είναι η προηγούμενη έκδοση του λογισμικού. Το RETScreen Suite περιλαμβάνει δυνατότητες ανάλυσης συμπαραγωγής και αυτόνομων συστημάτων, εκτός δικτύου. Σε αντίθεση με την RETScreen Suite, το RETScreen Expert αποτελεί μια ολοκληρωμένη πλατφόρμα ανάλυσης. Χρησιμοποιεί λεπτομερή και ολοκληρωμένα πρότυπα για την αξιολόγηση των έργων καθώς επίσης περιλαμβάνει την ικανότητα ανάλυσης χαρτοφυλακίου. Επιπρόσθετα ενσωματώνει μια σειρά βάσεων δεδομένων για να βοηθήσει τον χρήστη, συμπεριλαμβανομένης μιας παγκόσμιας βάσης δεδομένων κλιματικών συνθηκών που λαμβάνεται από 6.700 επίγειους σταθμούς και δορυφορικά δεδομένα της NASA, βάση δεδομένων benchmark, βάση δεδομένων κόστους, πραγματοποιημένων έργων, υδρολογικών δεδομένων και τεχνολογιών / προϊόντων, (31) (35) (34).

- Αποκτήσει αξιόπιστες, ποσοτικές αποδείξεις και δεδομένα, τα οποία στηρίζουν τις αποφάσεις του
- Αποκτήσει μια ποσοτική κατανόηση των σχέσεων μεταξύ των στόχων σχεδιασμού και των υπέρ και κατά που σχετίζονται με εναλλακτικές αποφάσεις τεχνολογικού σχεδιασμού

Το MDT και οι τεχνολογικές δυνατότητες που προσφέρει, έχουν χρησιμοποιηθεί από πλήθος φορέων και για διάφορα έργα, συμπεριλαμβανομένου του Smart Power Infrastructure Demonstration and Energy Reliability and Security (SPIDERS). Το SPIDERS είναι ένα κοινοπρακτικό project μεταξύ των υπουργείων ενέργειας, άμυνας και εσωτερικής ασφάλειας των Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής, το οποίο επικεντρώνεται στην επίδειξη μιας ασφαλούς αρχιτεκτονικής μικροσυστήματος, με την ικανότητα να διατηρεί την επιχειρησιακή λειτουργία του συστήματος μέσω ενός συστήματος αξιόπιστης και ανθεκτικής παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας σε στρατιωτικές εγκαταστάσεις. Ένα βασικό στοιχείο του SPIDERS είναι η τυποποίηση της προσέγγισης του σχεδιασμού, της εγκατάστασης, της ασφάλειας και της λειτουργίας αυτών των μικροσυστημάτων για την υποστήριξη μελλοντικών εφαρμογών. Το MDT έχει επίσης χρησιμοποιηθεί για την επιλογή και μοντελοποίηση του εφεδρικού συστήματος ισχύος των πόλεων Hoboken και New Jersey, (36) (37).



Σχήμα 3.6: Το κύριο μενού του λογισμικού MDT (Πηγή: MDT Users Manual Ver1.2)

3.6 DER-CAM

Το Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM) είναι ένα οικονομικό και περιβαλλοντικό μοντέλο που αναπτύσσεται στο Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) από το 2000. Αποτελεί ένα ισχυρό και ολοκληρωμένο εργαλείο υποστήριξης αποφάσεων που εξυπηρετεί πρωτίστως το σκοπό της εύρεσης επενδύσεων βέλτιστης κατανομής ενεργειακών πόρων στο πλαίσιο είτε των κτιρίων είτε των μικροσυστημάτων.

Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να βρει το βέλτιστο χαρτοφυλάκιο, το μέγεθος, την τοποθέτηση και τον προγραμματισμό ενός μικροσυστήματος που χρησιμοποιεί ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών. Στόχος του μοντέλου είναι να ελαχιστοποιήσει το κόστος λειτουργίας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των μονάδων συμπαραγωγής θερμότητας – ηλεκτρισμού. Χρησιμοποιώντας σύγχρονες τεχνικές βελτιστοποίησης, το DER-CAM αξιολογεί τους καταναμημένους ενεργειακούς πόρους και τα φορτία στα μικροσυστήματα, βρίσκοντας τον βέλτιστο συνδυασμό εξοπλισμού παραγωγής και αποθήκευσης για την ελαχιστοποίηση του κόστους ενέργειας ή / και των εκπομπών CO₂ σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία, λαμβάνοντας επίσης υπόψιν του στρατηγικές όπως η μετατόπιση φορτίου (load-shift), η απόκριση ζήτησης (demand-response) και οι συμφωνίες εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το DER-CAM μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για τον προγραμματισμό παραγωγής σε ορίζοντα ημερήσιο (day-ahead) έως εβδομαδιαίο (week-ahead). Αποτελεί ένα χρήσιμο εργαλείο, καθώς διαθέτει ευελιξία βελτιστοποίησης υπό ένα ευρύ φάσμα παραμέτρων, όπως οι απαιτήσεις μηδενικού ενεργειακού ισοζυγίου, τα οικονομικά κίνητρα και οι επιδοτήσεις για συγκεκριμένες τεχνολογίες ή τα τοπικά τιμολόγια κοινής ωφέλειας.

Ενώ η αντικειμενική λειτουργία του DER-CAM μπορεί εύκολα να τροποποιηθεί ή ακόμη και να αντικατασταθεί από μια ανάλυση πολλαπλών στόχων, ως στόχος ορίζεται συνήθως η ελαχιστοποίηση του συνολικού ετήσιου κόστους του ενεργειακού εφοδιασμού ενός συστήματος. Αυτό περιλαμβάνει το κόστος που συνδέεται τόσο με το νέο όσο και με το υφιστάμενο κόστος των ενεργειακών πηγών, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος καυσίμων, αλλά και το σύνολο των δαπανών που σχετίζονται με τις εισαγωγές ενέργειας από το δίκτυο (σταθερές, εξαρτώμενες από την ενέργεια, είτε με βάση την ισχύ). Τα έσοδα μπορούν να προσδιοριστούν τόσο υπό τη μορφή του αποφευγόμενου κόστους, όσο και με τα έσοδα από τη συμμετοχή στην αγορά.

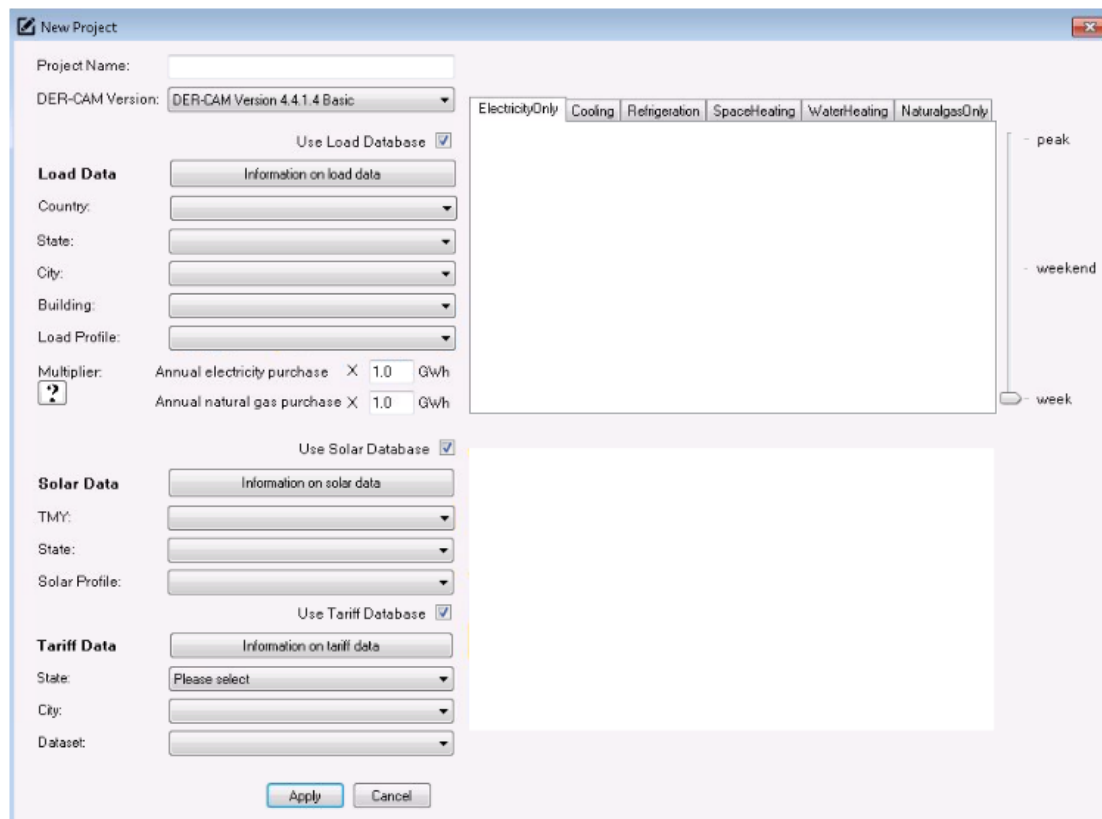
Το DER-CAM χρησιμοποιεί προηγμένες τεχνικές μαθηματικής μοντελοποίησης για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων. Σε αντίθεση με μοντέλα που βασίζονται σε προσομοίωση, αυτό επιτρέπει στο DER-CAM να βρει γρήγορα τις ολικές βέλτιστες λύσεις σε πολύ περίπλοκα προβλήματα. Υποστηριζόμενο από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης και από ένα εύχρηστο γραφικό περιβάλλον, το DER-CAM δίνει τη δυνατότητα στους χρήστες να απαντήσουν σε πληθώρα ερωτήσεων στο πλαίσιο των καταναμημένων ενεργειακών πόρων και των μικροσυστημάτων.

Ενδεικτικά το λογισμικό δίνει απαντήσεις σε ερωτήματα όπως:

- Ποιο είναι το βέλτιστο χαρτοφυλάκιο που ανταποκρίνεται στις συγκεκριμένες ανάγκες του υπό εξέταση μικροσυστήματος;
- Ποια είναι η ιδανική εγκατεστημένη ισχύς αυτών των τεχνολογιών για την ελαχιστοποίηση του κόστους;
- Πώς θα πρέπει να λειτουργεί η εγκατεστημένη ισχύς έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται ο συνολικός λογαριασμός ενέργειας του πελάτη;
- Πού θα πρέπει να εγκατασταθούν οι ενεργειακοί πόροι στο σύστημα και πώς πρέπει να λειτουργούν έτσι ώστε να εξασφαλίζεται σταθερότητα τάσης;
- Ποια είναι η βέλτιστη λύση που ελαχιστοποιεί το κόστος ενώ παράλληλα διασφαλίζει τους στόχους ευελιξίας του συστήματος;

Ο στόχος είναι να διευρυνθεί η χρήση του λογισμικού για την ανάπτυξη ανθεκτικών μικροσυστημάτων τα οποία μειώνουν το ενεργειακό κόστος και τις εκπομπές CO₂ κατά τη

διάρκεια της κανονικής λειτουργίας, καθώς και διατηρούν την παροχή ισχύος κατά τη διάρκεια εκτεταμένων διακοπών σε μια σειρά πιθανών συμβάντων του δικτύου, σε διαστήματα μικρής διάρκειας έως και για αρκετές ημέρες ή εβδομάδες, (37) (38).



Σχήμα 3.7: Το κύριο μενού του λογισμικού DER-CAM (Πηγή: DER-CAM User Manual for Version 4-4.1.4)

3.7 HOMER

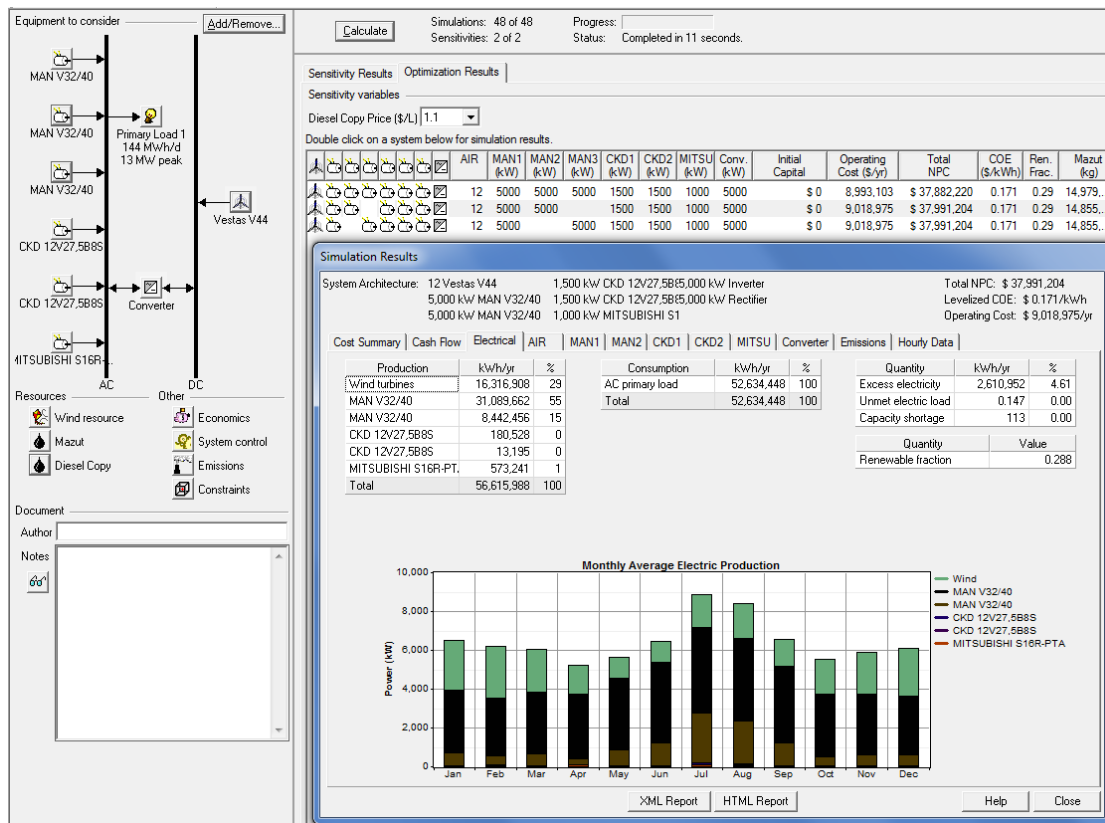
Η εταιρεία HOMER Energy LLC ιδρύθηκε το 2009 για να εμπορευματοποιήσει το HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), το οποίο είχε αναπτυχθεί αρχικά στο National Renewable Energy Laboratory (NREL) του Υπουργείου Ενέργειας των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής. Η κύρια εστίαση της HOMER Energy είναι η συνεχής ανάπτυξη, διανομή και υποστήριξη του HOMER, το οποίο αναδιαμορφώθηκε και αναπτύχθηκε σε 2 προϊόντα, το HOMER Pro και το HOMER Grid, καθώς και σε 2 online εργαλεία, το HOMER QuickGrid και το HOMER QuickStart. Η εταιρεία παρέχει επίσης εκπαίδευση, συμβουλευτικές και αναλυτικές υπηρεσίες στη βιομηχανία, τις κυβερνήσεις και στους ερευνητές που επιθυμούν να αναλύσουν και να βελτιστοποιήσουν αυτόνομα συστήματα τα οποία ενσωματώνουν υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Από τη στιγμή που έγινε διαθέσιμο στο κοινό, το HOMER έχει προσφερθεί σε περισσότερους από 150.000 χρήστες σε 193 χώρες, (39).

Το HOMER PRO αποτελεί τη νεότερη επί πληρωμή έκδοση του HOMER Legacy, το οποίο διατίθεται δωρεάν για ερευνητικούς σκοπούς. Το HOMER είναι καθιερωμένο παγκοσμίως για τη βελτιστοποίηση του σχεδιασμού ενεργειακών μικροσυστημάτων σε όλους τους τομείς, από την ηλεκτροδότηση χωριών και νησιών έως πανεπιστημιοπόλεις και στρατιωτικές βάσεις.

Το HOMER αποτελεί ένα μοντέλο προσομοίωσης. Προσομοιώνει τη λειτουργία ενός συστήματος για όλους τους πιθανούς συνδυασμούς του εξοπλισμού που ο χρήστης επιθυμεί να εξετάσει. Βρίσκει το λιγότερο δαπανηρό συνδυασμό συνιστωσών που ικανοποιούν τα ηλεκτρικά και θερμικά φορτία. Ανάλογα με τις ρυθμίσεις που θα επιλεγούν, το λογισμικό μπορεί να εξετάσει εκατοντάδες έως και χιλιάδες συστήματα και να προσομοιώσει τη λειτουργία ενός υβριδικού μικροσυστήματος για πολλαπλά έτη, σε χρονικά βήματα από ένα λεπτό έως μία ώρα. Το HOMER εξετάζει όλους τους πιθανούς συνδυασμούς τύπων συστημάτων σε μία μόνο προσομοίωση και στη συνέχεια ταξινομεί τα συστήματα σύμφωνα με την επιλεγόμενη μεταβλητή βελτιστοποίησης. Η λειτουργία ενός συστήματος προσομοιώνεται υπολογίζοντας το ενεργειακό ισοζύγιο για καθεμία από τις 8.760 ώρες σε ένα χρόνο. Για κάθε ώρα, το HOMER συγκρίνει το ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο με την ενέργεια που μπορεί να παρέχει το σύστημα εκείνη την ώρα. Για συστήματα που περιλαμβάνουν μπαταρίες ή γεννήτριες με καύσιμο, το HOMER αποφασίζει επίσης για κάθε ώρα πώς να λειτουργούν οι γεννήτριες και αν πρέπει να φορτίζονται ή να εκφορτίζονται οι μπαταρίες. Εάν το σύστημα ικανοποιεί τα φορτία για ολόκληρο το έτος, υπολογίζεται το κόστος κύκλου ζωής του συστήματος, το οποίο αντιπροσωπεύει το κεφάλαιο, την αντικατάσταση, τη λειτουργία, τη συντήρηση, όπως και το κόστος καυσίμων και τόκων. Οι ωριαίες ροές ενέργειας για κάθε στοιχείο όπως και ετήσιες περιλήψεις κόστους και απόδοσης αποδίδονται και γραφικά. Αφού προσομοιώσει όλες τις πιθανές διαμορφώσεις του συστήματος, το λογισμικό εμφανίζει μια λίστα με εφικτά συστήματα, ταξινομημένα ανά κόστος κύκλου ζωής. Το σύστημα με το μικρότερο κόστος εμφανίζεται στην κορυφή της λίστας και στη συνέχεια εμφανίζονται τα λοιπά εφικτά συστήματα.

Το λογισμικό επιτρέπει επίσης τη διεξαγωγή πολλαπλών αναλύσεων ευαισθησίας. Καθώς δεν είναι γνωστές και ελεγχόμενες όλες οι πτυχές ενός συστήματος, δεν μπορεί να είναι γνωστή η σημασία μιας συγκεκριμένης μεταβλητής ή επιλογής χωρίς να διεξαχθούν εκατοντάδες ή χιλιάδες προσομοιώσεις και συγκρίσεις των αποτελεσμάτων. Το HOMER λοιπόν, διευκολύνει τη σύγκριση χιλιάδων παραμέτρων σε μια ενιαία προσομοίωση, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα να εξεταστεί η επίδραση των μεταβλητών που είναι πέρα από τον έλεγχο του χρήστη, όπως η ταχύτητα του ανέμου, το κόστος των καυσίμων κ.λπ. ξεκαθαρίζοντας το πώς αλλάζει το βέλτιστο σύστημα με αυτές τις παραλλαγές. Το λογισμικό δίνει τη δυνατότητα προσομοίωσης και βελτιστοποίησης κυριολεκτικά ενός άπειρου αριθμού συστημάτων και τεχνολογιών. Μοντελοποιούνται συστήματα που περιλαμβάνουν φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες, υδροηλεκτρικά, υδρογόνο, βιομάζα, μπαταρίες, γεννήτριες, ηλεκτρικά και θερμικά φορτία καθώς και συνδέσεις στο δίκτυο.

Η προσομοίωση μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να δώσει λύσεις και απαντήσεις σε θέματα επιλογής των καταλληλότερων και οικονομικότερων τεχνολογιών, στον καθορισμό των βέλτιστων χαρακτηριστικών κάθε τεχνολογίας (αριθμό, ισχύ κ.λπ.), στον καθορισμό της αξιοπιστίας του συστήματος και στο πως αυτή επηρεάζεται από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως και στον τρόπο με τον οποίο επηρεάζονται τα οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα με την εισαγωγή αβέβαιων παραγόντων στο μοντέλο. Τα πεδία εισόδου στο πρόγραμμα έχουν σχεδιαστεί έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται η προσπάθεια που απαιτείται για την εισαγωγή δεδομένων που περιγράφουν φορτία, επιδόσεις τεχνολογιών, κόστη, κλιματικά δεδομένα κ.λπ. Επίσης, το HOMER διαθέτει προεπιλεγμένες τιμές για πολλές εισόδους ώστε να διευκολύνονται οι αναλύσεις, (40) (41).



Σχήμα 3.8: Αποτελέσματα προσομοίωσης με το HOMER Legacy (Πηγή: HOMER Legacy)

3.8 Επιλογή του κατάλληλου λογισμικού

Για τις ανάγκες της ανάλυσης, απαιτείται επιλογή κατάλληλου λογισμικού, το οποίο διευκολύνει την μελέτη και προσομοίωση του υπό εξέταση συστήματος, και την εξαγωγή εύληπτων και διαφανών αποτελεσμάτων. Η αναζήτηση, όπως έχει ήδη αναφερθεί, περιορίστηκε σε προγράμματα προσομοίωσης τα οποία διατίθενται δωρεάν για ακαδημαϊκούς σκοπούς.

Το λογισμικό που θα χρησιμοποιηθεί στην παρούσα μελέτη, είναι το **HOMER Legacy**. Οι λόγοι και τα χαρακτηριστικά του προγράμματος που οδήγησαν στην επιλογή του, συνοψίζονται στη συνέχεια:

- Το HOMER διαθέτει εξειδικευμένα χαρακτηριστικά σχετικά με τις ανάγκες της μελέτης. Αναγκαία είναι η αναλυτική προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος, συνδυάζοντας συμβατική παραγωγή με συγκεκριμένα τεχνικά χαρακτηριστικά και καύσιμο, την αιολική παραγωγή και τη δυνατότητα διασύνδεσης με τρόπο χρονικά δυναμικό.

- Προσφέρει τη δυνατότητα ενσωμάτωσης όλων των τεχνικών και περιβαλλοντικών περιορισμών και παραμέτρων.

- Παρέχει τη δυνατότητα επίβλεψης των αποτελεσμάτων και προσαρμογής τους.

- Προσφέρει ανάλυση σε βάθος 25ετίας, χωρίς να υστερεί στην εις βάθος αποδελτίωση των λεπτομερειών, ακόμα και σε ωριαίο επίπεδο.

-Επιτρέπει την εισαγωγή ωριαίων τιμών ενέργειας για την προσομοίωση της ΟΤΣ, καθώς και ωριαίου φορτίου.

-Εστιάζει εξίσου στην τεχνική και οικονομική πλευρά του προβλήματος, τόσο όσον αφορά την εισαγωγή δεδομένων, όσο και την αυτόματη παρουσίαση των αποτελεσμάτων. Αποτελέσματα όπως NPV, χρηματοροές ανά κατηγορία κλπ. εξάγονται αυτόματα.

-Διαθέτει επιλογή για τη διεξαγωγή συνδυασμού αναλύσεων ευαισθησίας.

-Προσφέρει έτοιμες εύληπτες γραφικές παραστάσεις των δεδομένων και των αποτελεσμάτων.

-Είναι ιδιαίτερα φιλικό προς τον χρήστη, με εύχρηστο γραφικό περιβάλλον και πλήρη ενσωματωμένη βοηθητική βιβλιογραφία.

-Η δωρεάν πρόσβαση για την ακαδημαϊκή κοινότητα πραγματοποιείται απρόσκοπτα.

Όλα τα ανωτέρω χαρακτηριστικά είναι απαραίτητα για την διευκόλυνση της διεξαγωγής της ανάλυσης. Ενώ κάποια χαρακτηριστικά δεν είναι διαθέσιμα σε λοιπά προγράμματα, καθώς προορίζονται για παρεμφερείς μελέτες και δεν καλύπτουν πλήρως τις ανάγκες μιας τεχνοοικονομικής μελέτης στο συγκεκριμένο αντικείμενο, με τις δεδομένες απαιτήσεις, η επιλογή μεταξύ των λογισμικών που καλύπτουν τα τεχνικά ζητήματα που προκύπτουν, βασίστηκε και στο μέτρο που το πρόγραμμα είναι φιλικό προς τον χρήστη και η διαθέσιμη πληροφορία προς εκμάθησή του παρέχεται δωρεάν στο διαδίκτυο. Κύριος ανταγωνιστής κατά τη διαδικασία επιλογής ήταν το RETScreen, ωστόσο το HOMER θεωρήθηκε ότι υπερτερεί στα ανωτέρω κριτήρια επιλογής.

Για την κατάλληλη ενσωμάτωση στο HOMER των περιβαλλοντικών περιορισμών στα χαρακτηριστικά της ανάλυσης των σεναρίων, ώστε να πληρούνται οι Ευρωπαϊκές οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ περί εκπομπών, απαραίτητη είναι η επακριβής αποδελτίωση των απαιτήσεων της νομοθεσίας και του βαθμού που αυτή επηρεάζει την λειτουργία των ατμοστροβίλων, αεροστροβίλων και των μηχανών εσωτερικής καύσης που βρίσκονται στα αυτόνομα συστήματα παραγωγής. Για το σκοπό αυτό, στο Κεφάλαιο 4 πραγματοποιείται ενδελεχής μελέτη των οδηγιών, αποτύπωση των απαιτήσεων και σχολιασμός των περιορισμών που ανακύπτουν.

Το HOMER Legacy παρουσιάζεται αναλυτικά στο κεφάλαιο 5, καθώς πραγματοποιείται η ανάλυση και η μοντελοποίηση του υπό εξέταση αυτόνομου ενεργειακού συστήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Ευρωπαϊκή Περιβαλλοντική Νομοθεσία

Ένας κρίσιμος παράγοντας που επηρεάζει τις επιλογές τροφοδοσίας των ΜΔΝ, είναι η θέση σε ισχύ της νέας περιβαλλοντικής νομοθεσίας (Οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ) για τις Μεγάλες και Μεσαίες Εγκαταστάσεις Καύσης, οι οποίες θα επηρεάσουν σημαντικά τον τρόπο ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ τα επόμενα έτη. Ειδικότερα, την 31.12.2019 λήγει η εξαίρεση του άρθρου 34 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών (ΙΕΟ), για τις Μονάδες Καύσης οι οποίες αποτελούν τμήμα Μικρού Απομονωμένου Συστήματος. Συνεπώς, από την ημερομηνία αυτή, οι Ατμοηλεκτρικές Μονάδες των ΑΗΣ ισχύος μεγαλύτερης των 50MWth σε κοινή καπνοδόχο δεν θα μπορούν να λειτουργούν περισσότερο από 1500 ώρες ετησίως, και αυτές μόνο με μαζούτ με περιεκτικότητα σε θείο <0,5% κ.β. Επίσης, οι Αεριοστοβλικές Μονάδες ισχύος μεγαλύτερης των 50MWth σε κοινή καπνοδόχο δεν θα μπορούν να λειτουργούν με καύσιμο ντίζελ περισσότερο από 500 ώρες ετησίως. Παράλληλα, η πρόσφατα εκδοθείσα Οδηγία 2015/2193/ΕΕ (MCPD, αφορά σε Μονάδες Παραγωγής ισχύος $1 < \text{MWth} < 50$) καθιστά πρακτικά αδύνατη τη λειτουργία περισσότερο από 500 ώρες ετησίως των Μονάδων που εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της (δηλαδή όλων σχεδόν των Μονάδων που λειτουργούν σε ΑΣΠ και ΤΣΠ των μικρότερων νησιών), από το έτος 2025 για τις νέες και από το έτος 2030 για τις υφιστάμενες Μονάδες τους. Στο παρόν κεφάλαιο, γίνεται αναλυτική παρουσίαση των προαναφερόμενων οδηγιών, προκειμένου να καταστεί σαφής η επίδρασή τους στον τρόπο με τον οποίο πρέπει να γίνεται η επιλογή της βέλτιστης λύσης για την ενεργειακή αυτονομία των ΜΔΝ.

4.1 Εισαγωγή

Στις 25.11.2015 εκδόθηκε η Ευρωπαϊκή Οδηγία 2015/2193 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, που σε συνέχεια της οδηγίας 2010/75 περί βιομηχανικών εκπομπών περιορίζουν με αυστηρά όρια τις εκπομπές αερίων. Οι παραπάνω οδηγίες μειώνοντας τα όρια εκπομπών αερίων ρύπων για τις μονάδες παραγωγής αλλά και χαρακτηρίζοντας τις, θέτοντας χρονικά όρια στις ημερομηνίες αρχικής αδειοδότησης και εγκατάστασης τους, δημιούργησαν ένα ασφυκτικό μοντέλο ηλεκτρική παραγωγής για τη χώρα.

Η ΡΑΕ λαμβάνοντας υπόψιν τις συγκεκριμένες οδηγίες, ενεργοποίησε τους Διαχειριστές του Δικτύου για το Ηπειρωτικό Σύστημα και τα ΜΔΝ ώστε να εξεταστούν σε συνεργασία με τους παραγωγούς και την Επιτροπή Εξέτασης της Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ οι επιπτώσεις αυτών στην ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας και να ληφθούν όλα τα απαραίτητα μέτρα για την επάρκεια και εξασφάλισή του εφοδιασμού του Ηπειρωτικού Συστήματος και των ΜΔΝ, (1).

4.2 Οδηγία 2010/75/ΕΕ

4.2.1 Εισαγωγή

Οι μεγάλες μονάδες καύσης συμβάλλουν ευρέως στις εκπομπές ρυπογόνων ουσιών στην ατμόσφαιρα με αποτέλεσμα σημαντικές επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία και στο περιβάλλον. Για να μειωθούν οι επιπτώσεις αυτές, να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις της οδηγίας 2001/81/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 23ης

Οκτωβρίου 2001, σχετικά με εθνικά ανώτατα όρια εκπομπών για ορισμένους ατμοσφαιρικούς ρύπους και να επιτευχθούν οι στόχοι που έχουν τεθεί στη θεματική στρατηγική για την ατμοσφαιρική ρύπανση, απαιτείται ο καθορισμός αυστηρότερων οριακών τιμών εκπομπών σε Ενωσιακό επίπεδο για ορισμένες κατηγορίες μονάδων καύσης και ρύπων. Σε αυτή την κατεύθυνση, εκδόθηκε η οδηγία 2010/75/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 24^{ης} Νοεμβρίου 2010 η οποία αφορά στην πρόληψη και τον έλεγχο της ρύπανσης από βιομηχανικές εκπομπές και επηρεάζει το σύνολο των βιομηχανικών κλάδων και όχι μόνο τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

Όσον αφορά τον κλάδο της ηλεκτροπαραγωγής, εφαρμόζεται στις μονάδες καύσης που προορίζονται για την παραγωγή ενέργειας με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ τουλάχιστον ίση προς 50 MW, ασχέτως του είδους του χρησιμοποιούμενου καυσίμου. Ως εκ τούτου, η συγκεκριμένη οδηγία επηρεάζει μόνο τα μεγάλα αυτόνομα συστήματα της Ελλάδας και συγκεκριμένα αυτά της Κρήτης (ΑΗΣ Αθρινόλακκου, ΑΗΣ Λινιπεραμάτων, ΑΗΣ Χανίων) και της Ρόδου (ΑΗΣ Ρόδου). Ήδη από την παρούσα οδηγία, αναγνωριζόταν από την Επιτροπή ότι η καύση καυσίμου σε εγκαταστάσεις με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ κάτω των 50 MW συμβάλλει και αυτή σημαντικά στις εκπομπές ρύπων στην ατμόσφαιρα. Προκειμένου λοιπόν να επιτευχθούν οι στόχοι της Θεματικής Στρατηγικής για την Ατμοσφαιρική Ρύπανση, είχε θεωρηθεί απαραίτητη η επανεξέταση της ανάγκης θέσπισης ελέγχων των εκπομπών και από τις εν λόγω εγκαταστάσεις. Συγκεκριμένα, στο «μέρος 2» του άρθρου 73, αναφέρεται ότι: «η επιτροπή έως τις 31 Δεκεμβρίου 2012, επανεξετάζει την ανάγκη ελέγχου εκπομπών από την καύση καυσίμων σε εγκαταστάσεις με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ κάτω των 50 MW». Η οδηγία 2010/75/ΕΕ συνεπώς, μπορεί να θεωρηθεί ως το πρώτο βήμα προς τη μετέπειτα έκδοση της οδηγίας 2015/2193/ΕΕ για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους (1 – 50 MW) μονάδες καύσης, (24) (23).

4.2.2 Τεχνικά θέματα

Παρακάτω παρουσιάζονται οι σημαντικότερες πτυχές της οδηγίας 2010/75/ΕΕ, οι οποίες επηρεάζουν την ηλεκτροδότηση των μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ), την λειτουργία των αυτόνομων σταθμών παραγωγής (ΑΣΠ) στα αυτόνομα αυτά συστήματα και συνεπώς διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην εθνική στρατηγική που θα ακολουθηθεί, θέτοντας σημαντικούς περιορισμούς. Φυσικά τα άρθρα της οδηγίας επηρεάζουν το σύνολο της βιομηχανικής παραγωγής της χώρας καθώς και την παραγωγή από μονάδες καύσης (λιγνιτικές, συμπαραγωγής κ.λπ.) που συνδέονται με το ΕΣΜΗΕ. Ωστόσο, η παρούσα ανάλυση θα επικεντρωθεί στις πτυχές της οδηγίας οι οποίες αφορούν τα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ) και τα χαρακτηριστικά τους.

Σύμφωνα με την οδηγία 2010/75/ΕΕ λοιπόν, η οποία έχει περάσει και ως εθνική νομοθεσία, ορίζονται και επιβάλλονται τα ακόλουθα:

- Ο οικείος φορέας εκμετάλλευσης, δεν θα πρέπει να διατηρεί σε λειτουργία μια μονάδα καύσης άνω των 24 ωρών μετά από ελαττωματική λειτουργία ή βλάβη του εξοπλισμού μείωσης των εκπομπών και η λειτουργία χωρίς μείωση των εκπομπών δεν θα πρέπει να υπερβαίνει τις 120 ώρες για χρονική περίοδο 12 μηνών.
- Η απόρριψη των απαερίων των μονάδων καύσης πραγματοποιείται κατά ελεγχόμενο τρόπο, μέσω καπνοδόχου που περιλαμβάνει έναν ή περισσότερους καπναγωγούς και της οποίας το ύψος έχει υπολογιστεί κατά τρόπο ώστε να διαφυλάσσεται η ανθρώπινη υγεία και το περιβάλλον. Στις περιπτώσεις που τα απαέρια δύο ή περισσότερων

χωριστών μονάδων καύσης απορρίπτονται μέσω κοινής καπνοδόχου, ο συνδυασμός των εν λόγω μονάδων θεωρείται ενιαία μονάδα καύσης και οι δυναμικότητές τους αθροίζονται κατά τον υπολογισμό της συνολικής ονομαστικής θερμικής ισχύος. Οι οριακές τιμές εκπομπών, ισχύουν για τις εκπομπές κάθε κοινής καπνοδόχου όσον αφορά τη συνολική ονομαστική θερμική ισχύ του συνόλου της μονάδας καύσης. Κατά τον υπολογισμό της συνολικής ονομαστικής θερμικής ισχύος συνδυασμού μονάδων καύσης ωστόσο, δεν λαμβάνονται υπόψιν οι μεμονωμένες μονάδες καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ κάτω των 15 MW. Με βάση τα ανωτέρω και όπως ήδη αναφέρθηκε, οι μονάδες παραγωγής στα ΜΔΝ που επηρεάζονται αφορούν μόνο τους **ΑΗΣ Αθρινόλακκου, ΑΗΣ Λινιπεραμάτων, ΑΗΣ Χανίων και ΑΗΣ Ρόδου**.

- Οι εκπομπές των μονάδων καύσης για τις οποίες έχει χορηγηθεί άδεια πριν από τις 7 Ιανουαρίου 2013 ή των οποίων οι φορείς εκμετάλλευσης έχουν υποβάλει πλήρη αίτηση χορήγησης αδειας πριν από την ημερομηνία αυτή, υπό την προϋπόθεση ότι οι εν λόγω εγκαταστάσεις έχουν τεθεί σε λειτουργία το αργότερο στις 7 Ιανουαρίου 2014, καθορίζονται στο «μέρος 1» του Παραρτήματος V της οδηγίας. Οι μονάδες αυτές τυγχάνουν ευνοϊκής μεταχείρισης καθώς οι οριακές εκπομπές που ορίζονται στο «μέρος 1» του παραρτήματος, είναι σημαντικά χαμηλότερες από αυτές που ορίζονται στο «μέρος 2» και ισχύουν για τις νέες μονάδες (με άδεια μετά την 7 Ιανουαρίου 2013).
- Η αρμόδια αρχή μπορεί να εγκρίνει παρέκκλιση από την υποχρέωση τήρησης των οριακών τιμών εκπομπών σε περιπτώσεις που μια μονάδα καύσης η οποία χρησιμοποιεί μόνο αέριο καύσιμο αναγκάζεται, κατ' εξαίρεση, να χρησιμοποιήσει άλλα καύσιμα λόγω αιφνίδιας διακοπής του εφοδιασμού της με αέριο και για το λόγο αυτό πρέπει να εξοπλιστεί με σύστημα καθαρισμού απαερίων. Η περίοδος για την οποία εγκρίνεται η παρέκκλιση δεν υπερβαίνει τις 10 ημέρες εκτός εάν είναι απόλυτα απαραίτητο να διατηρηθεί ο ενεργειακός εφοδιασμός.
- Κατά την περίοδο μεταξύ 1ης Ιανουαρίου 2016 και 30ής Ιουνίου 2020, τα κράτη μέλη μπορούν να καθορίσουν και να εφαρμόσουν μεταβατικό εθνικό σχέδιο που θα καλύπτει τις μονάδες καύσης οι οποίες έλαβαν άδεια για πρώτη φορά πριν από τις 27 Νοεμβρίου 2002 ή των οποίων οι φορείς εκμετάλλευσης είχαν υποβάλει πλήρη αίτηση χορήγησης αδειας πριν από την εν λόγω ημερομηνία, εφόσον η μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το αργότερο στις 27 Νοεμβρίου 2003. Οι μονάδες καύσης που καλύπτονται από το σχέδιο μπορούν να εξαιρούνται από τη συμμόρφωση προς τις οριακές τιμές εκπομπών, οφείλουν όμως να διατηρούν τις οριακές τιμές εκπομπών διοξειδίου του θείου, οξειδίων του αζώτου και σκόνης που προβλέπονται στην άδεια της μονάδας καύσης, και ισχύουν στις 31 Δεκεμβρίου 2015, σύμφωνα, ιδίως, με τις απαιτήσεις των οδηγιών 2001/80/ΕΚ και 2008/1/ΕΚ. Το σχέδιο καλύπτει τις εκπομπές ενός ή περισσότερων εκ των ακόλουθων ρύπων: οξειδίων του αζώτου, διοξειδίου του θείου και σκόνης. Όσον αφορά τους αεριοστρόβιλους, μόνον οι εκπομπές οξειδίων του αζώτου καλύπτονται από το σχέδιο. Το ανώτατο όριο που μπορεί να οριστεί στο μεταβατικό σχέδιο για το έτος 2016, υπολογίζεται βάσει των σχετικών οριακών τιμών εκπομπών που ορίζονται στην οδηγία 2001/80/ΕΚ. Το ανώτατο όριο για τα έτη 2019 και 2020 υπολογίζεται βάσει των σχετικών οριακών τιμών εκπομπών που ορίζονται στο «μέρος 1» του Παραρτήματος V της παρούσας οδηγίας. Τα ανώτατα όρια για τα έτη 2017 και 2018 υπολογίζονται με γραμμική μείωση των ανώτατων ορίων μεταξύ 2016 και 2019.
- Κατά την περίοδο μεταξύ 1ης Ιανουαρίου 2016 και 31ης Δεκεμβρίου 2023, οι μονάδες καύσης μπορούν να εξαιρούνται από τη συμμόρφωση προς τις οριακές τιμές εκπομπών εάν δεν λειτουργήσουν περισσότερο από 17500 ώρες στο διάστημα αυτό και εάν οι

οριακές τιμές εκπομπών διοξειδίου του θείου, οξειδίων του αζώτου και σκόνης που προβλέπονται στην άδεια της μονάδας καύσης, και ισχύουν στις 31 Δεκεμβρίου 2015, σύμφωνα με τις απαιτήσεις των οδηγιών 2001/80/ΕΚ και 2008/1/ΕΚ, διατηρούνται τουλάχιστον κατά την υπόλοιπη λειτουργία της μονάδας καύσης. Εάν στις 6 Ιανουαρίου 2011 μια μονάδα καύσης αποτελεί μέρος μικρού απομονωμένου συστήματος και κατά την ίδια ημερομηνία αντιπροσωπεύει το 35 % τουλάχιστον του εφοδιασμού με ηλεκτρική ενέργεια εντός του συστήματος αυτού, εξαιτίας όμως των τεχνικών της χαρακτηριστικών αδυνατεί να συμμορφωθεί με τις οριακές τιμές εκπομπών που προβλέπονται, ο αριθμός των ωρών ανέρχεται σε 18000, με αρχή από την 1η Ιανουαρίου 2020 και τέλος στις 31 Δεκεμβρίου 2023.

- Έως τις 31 Δεκεμβρίου 2019, οι μονάδες καύσης οι οποίες, στις 6 Ιανουαρίου 2011, αποτελούν τμήμα μικρού απομονωμένου συστήματος, μπορούν να εξαιρούνται από τη συμμόρφωση προς τις οριακές τιμές εκπομπών. Έως τις 31 Δεκεμβρίου 2019, διατηρούνται τουλάχιστον οι οριακές τιμές εκπομπών που προβλέπονται στις άδειες των μονάδων καύσης, σύμφωνα ιδίως με τις απαιτήσεις των οδηγιών 2001/80/ΕΚ και 2008/1/ΕΚ, (23).

4.2.3 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 1» Παράρτημα V

Στο «μέρος 1» του παραρτήματος V της οδηγίας, παρουσιάζονται οι εκπομπές των μονάδων καύσης για τις οποίες έχει χορηγηθεί άδεια πριν από τις 7 Ιανουαρίου 2013 ή εξαιρούνταν σύμφωνα με το άρθρο 4, παράγραφος 4 της οδηγίας 2001/80/ΕΚ. Οι εν λόγω μονάδες τυγχάνουν ευνοϊκής μεταχείρισης.

4.2.3.1 Εκπομπές SO₂

-Οι οριακές τιμές εκπομπών SO₂ (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά ή υγρά καύσιμα εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα. Όσον αφορά τις κατηγορίες μηχανών που είναι εγκαταστημένες στα ΜΔΝ, στην κατηγορία αυτή εντάσσονται οι ντιζελοκίνητες μηχανές, δηλαδή μηχανές εσωτερικής καύσης οι οποίες λειτουργούν σύμφωνα με τον κύκλο ντιζελ και χρησιμοποιούν ανάφλεξη συμπίεσης για την καύση. Οι μηχανές αυτές μπορεί να είναι τετράχρονες ή δίχρονες και να χρησιμοποιούν για καύσιμο πετρέλαιο diesel ή mazut. Στην ίδια κατηγορία εντάσσονται και οι ατμοστροβιλικές μηχανές που λειτουργούν με mazut στα μεγαλύτερα ΜΔΝ, δηλαδή στην Κρήτη και στη Ρόδο.

Συνολική ονομαστική θερμική ισχύς (MW)	Υγρά καύσιμα SO ₂ (mg/Nm ³)	Βιομάζα SO ₂ (mg/Nm ³)	Υγρά καύσιμα με άδεια πριν τις 27/11/02 SO ₂ (mg/Nm ³)
50-100	350	200	850
100-300	250	200	850
> 300	200	200	400

Πίνακας 4.1: Οριακές τιμές εκπομπών SO₂ (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά ή υγρά καύσιμα εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών

Για τις μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν υγρά καύσιμα, οι οποίες έλαβαν άδεια πριν από τις 27 Νοεμβρίου 2002 ή οι φορείς εκμετάλλευσης των οποίων είχαν υποβάλει πλήρη αίτηση χορήγησης άδειας πριν από την εν λόγω ημερομηνία, η μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το αργότερο στις 27 Νοεμβρίου 2003, και των οποίων η ετήσια λειτουργία δεν

υπερβαίνει τις 1500 ώρες λειτουργίας ως κινητός μέσος όρος πενταετίας, ισχύει για τις εκπομπές SO₂, οριακή τιμή 850 mg/Nm³, στην περίπτωση μονάδων με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ που δεν υπερβαίνει τα 300 MW και 400 mg/Nm³, στην περίπτωση μονάδων με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ άνω των 300 MW.

Τμήμα της μονάδας καύσης το οποίο απορρίπτει τα απαέρια του μέσω ενός ή χωριστών καπναγωγών εντός κοινής καπνοδόχου και ο αριθμός των ωρών λειτουργίας του δεν υπερβαίνει τις 1500 ώρες λειτουργίας ετησίως, ως κινητός μέσος όρος πενταετίας, μπορεί να υπόκειται στις οριακές τιμές εκπομπών που ορίζονται στην ανωτέρω παράγραφο, όσον αφορά τη συνολική ονομαστική θερμική ισχύ του συνόλου της μονάδας καύσης. Σε αυτήν την περίπτωση, οι εκπομπές από κάθε καπναγωγό παρακολουθούνται χωριστά.

-Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών SO₂ (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν **αέρια καύσιμα** εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών.

Είδος Αέριου Καυσίμου	Οριακές Εκπομπές SO ₂ (mg/Nm ³)
Γενικά	35
Υγροποιημένο αέριο	5

Πίνακας 4.2: Οριακές τιμές εκπομπών SO₂ (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν αέρια καύσιμα εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών.

4.2.3.2 Εκπομπές NO_x/CO

-Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών NO_x (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά ή **υγρά καύσιμα**, εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών.

Συνολική ονομαστική θερμική ισχύς (MW)	Υγρά καύσιμα NO _x (mg/Nm ³)	Βιομάζα NO _x (mg/Nm ³)	Υγρά καύσιμα με άδεια πριν τις 27/11/02 NO _x (mg/Nm ³)
50-100	450	300	450
100-300	200	250	450
300-500	150	200	450
> 500	150	200	400

Πίνακας 4.3: Οριακές τιμές εκπομπών NO_x (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά ή υγρά καύσιμα εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών

Για τις μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά ή υγρά καύσιμα, συνολικής ονομαστικής θερμικής ισχύος που δεν υπερβαίνει τα 500 MW, οι οποίες έλαβαν άδεια πριν από τις 27 Νοεμβρίου 2002 ή οι φορείς εκμετάλλευσης των οποίων είχε υποβάλει πλήρη αίτηση χορήγησης αδείας πριν από την εν λόγω ημερομηνία, εφόσον η μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το αργότερο στις 27 Νοεμβρίου 2003, και λειτουργούν κατ' ανώτατο όριο 1500 ώρες λειτουργίας ετησίως ως κινητός μέσος όρος πενταετίας, ισχύει οριακή τιμή εκπομπών NO_x 450 mg/Nm³. Υπό τις ίδιες προϋποθέσεις, για τις μονάδες καύσης θερμικής ισχύος που υπερβαίνει τα 500 MW, ισχύει η οριακή τιμή εκπομπών NO_x 400 mg/Nm³.

Όπως ακριβώς συμβαίνει και με τις εκπομπές SO₂, εάν τμήμα της μονάδας καύσης το οποίο απορρίπτει τα απαέρια του μέσω ενός ή περισσότερων χωριστών καπναγωγών εντός κοινής

καπνοδόχου και ο αριθμός των ωρών λειτουργίας του δεν υπερβαίνει τις 1500 ώρες λειτουργίας ετησίως, ως κινητός μέσος όρος πενταετίας, μπορεί να υπόκειται στις οριακές τιμές εκπομπών που ορίζονται στην προηγούμενη παράγραφο, όσον αφορά τη συνολική ονομαστική θερμική ισχύ του συνόλου της μονάδας καύσης. Σε αυτή την περίπτωση, οι εκπομπές από κάθε καπναγωγό παρακολουθούνται χωριστά.

-Για τους **αεριοστρόβιλους** (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου) που χρησιμοποιούν ελαφρά και μεσαία κλάσματα ως **υγρά καύσιμα** ισχύουν οριακές τιμές εκπομπών NOx 90 mg/Nm³ ⁽⁵⁾ και CO 100 mg/Nm³ (Πίνακας 4.4). Στην κατηγορία αυτή εντάσσονται οι αεριοστρόβιλοι που χρησιμοποιούν diesel ως καύσιμο στα ΜΔΝ. Οι αεριοστρόβιλοι και οι αεριοκίνητες μηχανές έκτακτης ανάγκης που λειτουργούν λιγότερο από 500 ώρες λειτουργίας ετησίως και εντάσσονται στην κατηγορία αυτή, δεν οφείλουν να συμμορφώνονται με τις οριακές τιμές εκπομπών.

Είδος τεχνολογίας	NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
Αεριοστρόβιλοι (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), που χρησιμοποιούν υγρά καύσιμα	90	100
Αεριοστρόβιλοι (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), που χρησιμοποιούν υγρά καύσιμα με άδεια πριν από τις 27/11/02	200 ⁽⁵⁾	100

Πίνακας 4.4: Οριακές τιμές εκπομπών NOx (mg/Nm³) και CO για τους αεριοστρόβιλους που τροφοδοτούνται με υγρά καύσιμα

-Οι οριακές τιμές εκπομπών NOx (mg/Nm³) και CO για τις μονάδες καύσης που τροφοδοτούνται με **αέρια καύσιμα** παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα.

Είδος τεχνολογίας & αέριου καυσίμου	NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
Μονάδες καύσης που τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών	100	100
Μονάδες καύσης που τροφοδοτούνται με άλλα αέρια, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών	200 ⁽⁴⁾	-
Αεριοστρόβιλοι (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ⁽¹⁾ ως καύσιμο	50 ⁽²⁾⁽³⁾	100
Αεριοστρόβιλοι (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ως καύσιμο με άδεια πριν από τις 27/11/02	150 ⁽⁵⁾	100
Αεριοστρόβιλοι (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), που χρησιμοποιούν άλλα αέρια ως καύσιμα	120	-
Αεριοστρόβιλοι (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), που χρησιμοποιούν άλλα αέρια ως καύσιμα με άδεια πριν από τις 27/11/02	200 ⁽⁵⁾	-

Αεριοκίνητες μηχανές	100	100
----------------------	-----	-----

Πίνακας 4.5: Οριακές τιμές εκπομπών NOx (mg/Nm³) και CO (mg/Nm³) για τις μονάδες καύσης που τροφοδοτούνται με αέριο

⁽¹⁾ Ως φυσικό αέριο ορίζεται το μεθάνιο που απαντάται στη φύση και περιέχει αδρανή και άλλα συστατικά σε αναλογία 20 % (κατ' όγκο) κατ' ανώτατο όριο.

⁽²⁾ Τα ανωτέρω όρια NOx προσαρμόζονται σε 75 mg/Nm³ για αεριοστρόβιλους που χρησιμοποιούνται σε συστήματα συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού με συνολική απόδοση άνω του 75 % και για αεριοστρόβιλους που χρησιμοποιούνται σε εγκαταστάσεις συνδυασμένου κύκλου με μέση ετήσια συνολική ηλεκτρική απόδοση άνω του 55 %.

⁽³⁾ Για τους αεριοστρόβιλους ανοικτού κύκλου που δεν ανήκουν στις κατηγορίες που αναφέρονται στη σημείωση (2) αλλά έχουν απόδοση άνω του 35 %, η οριακή τιμή εκπομπών NOx είναι (50 x v/35), όπου "v" είναι η απόδοση του αεριοστρόβιλου, εκφρασμένη σε ποσοστό επί τοις εκατό.

⁽⁴⁾ Τα ανωτέρω όρια NOx προσαρμόζονται σε 300 mg/Nm³ για μονάδες καύσης συνολικής ονομαστικής θερμικής ισχύος που δεν υπερβαίνει τα 500 MW και οι οποίες έλαβαν άδεια πριν από τις 27 Νοεμβρίου 2002 ή οι φορείς εκμετάλλευσης των οποίων είχαν υποβάλει πλήρη αίτηση χορήγησης άδειας πριν από την εν λόγω ημερομηνία, εφόσον η μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το αργότερο στις 27 Νοεμβρίου 2003.

⁽⁵⁾ Για τους αεριοστρόβιλους (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), οι οποίοι έλαβαν άδεια πριν από τις 27 Νοεμβρίου 2002 ή οι φορείς εκμετάλλευσης των οποίων είχαν υποβάλει πλήρη αίτηση χορήγησης άδειας πριν από την εν λόγω ημερομηνία, εφόσον η μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το αργότερο στις 27 Νοεμβρίου 2003, και των οποίων η ετήσια λειτουργία δεν υπερβαίνει τις 1500 ώρες λειτουργίας, ως κινητός μέσος όρος πενταετίας, ισχύει οριακή τιμή NOx 150mg/Nm³ όταν τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο και 200 mg/Nm³ όταν τροφοδοτούνται με άλλα αέρια ή υγρά καύσιμα.

Για αεριοστρόβιλους (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), οι οριακές τιμές εκπομπών NOx και CO που καθορίζονται στον Πίνακα 4.4, ισχύουν μόνο για λειτουργία με φορτίο άνω του 70 %.

Οι αεριοστρόβιλοι και οι αεριοκίνητες μηχανές έκτακτης ανάγκης που λειτουργούν λιγότερο από 500 ώρες λειτουργίας ετησίως και εντάσσονται στην κατηγορία αυτή, δεν οφείλουν να συμμορφώνονται με τις οριακές τιμές εκπομπών.

Τμήμα της μονάδας καύσης το οποίο απορρίπτει τα απαερία του μέσω ενός ή περισσοτέρων χωριστών καπναγωγών εντός κοινής καπνοδόχου και ο αριθμός των ωρών λειτουργίας του δεν υπερβαίνει τις 1500 ώρες λειτουργίας ετησίως, ως κινητός μέσος όρος πενταετίας μπορεί να υπόκειται στις οριακές τιμές εκπομπών που ορίζονται στην προηγούμενη παράγραφο, όσον αφορά τη συνολική ονομαστική θερμική ισχύ του συνόλου της μονάδας καύσης. Εν τοιαύτη περιπτώσει, οι εκπομπές από τον καπναγωγό παρακολουθούνται χωριστά.

4.2.3.3 Εκπομπές σκόνης

-Στον Πίνακα 4.6 παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών σκόνης (mg/Nm^3) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν **στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα**, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών, (24) (23).

Συνολική ονομαστική θερμική ισχύς (MW)	Βιομάζα mg/Nm^3	Υγρά καύσιμα mg/Nm^3	Αέρια καύσιμα mg/Nm^3
50-100	30	30	5
100-300	20	25	5
> 300	20	20	5

Πίνακας 4.6: Οριακές τιμές εκπομπών σκόνης (mg/Nm^3) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών.

4.2.4 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 2» Παράρτημα V

Στο «μέρος 2» του παραρτήματος V της οδηγίας, παρουσιάζονται οι εκπομπές των μονάδων καύσης για τις οποίες έχει χορηγηθεί άδεια μετά από τις 7 Ιανουαρίου 2013. Οι οριακές τιμές για τις εκπομπές των μονάδων αυτών παρουσιάζονται αυστηρότερες.

4.2.4.1 Εκπομπές SO_2

-Οι οριακές τιμές εκπομπών SO_2 (mg/Nm^3) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν **στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα**, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Συνολική ονομαστική θερμική ισχύς (MW)	Υγρά καύσιμα SO_2 (mg/Nm^3)	Βιομάζα SO_2 (mg/Nm^3)	Αέρια καύσιμα SO_2 (mg/Nm^3)	Υγροποιημένο αέριο SO_2 (mg/Nm^3)
50-100	350	200	35	5
100-300	200	200	35	5
> 300	150	150	35	5

Πίνακας 4.7: Οριακές τιμές εκπομπών SO_2 (mg/Nm^3) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών

4.2.4.2 Εκπομπές NO_x / CO

-Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών NO_x (mg/Nm^3) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά ή **υγρά καύσιμα** εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών.

Συνολική ονομαστική θερμική ισχύς (MW)	Υγρά καύσιμα NO_x (mg/Nm^3)	Βιομάζα NO_x (mg/Nm^3)
50-100	300	250
100-300	150	200
> 300	100	150

Πίνακας 4.8: Οριακές τιμές εκπομπών NO_x (mg/Nm^3) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά ή υγρά καύσιμα εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών

-Για τους **αεριοστρόβιλους** (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου) που χρησιμοποιούν ελαφρά και μεσαία κλάσματα ως **υγρά καύσιμα** ισχύουν οριακές τιμές εκπομπών NOx 50 mg/Nm³ και CO 100 mg/Nm³. Στην κατηγορία αυτή εντάσσονται οι αεριοστρόβιλοι που χρησιμοποιούν diesel ως καύσιμο στα ΜΔΝ. Οι αεριοστρόβιλοι έκτακτης ανάγκης που λειτουργούν λιγότερο από 500 ώρες λειτουργίας ετησίως και εντάσσονται στην κατηγορία αυτή, δεν οφείλουν να συμμορφώνονται με τις οριακές τιμές εκπομπών.

-Οι οριακές τιμές εκπομπών NOx (mg/Nm³) και CO για τις μονάδες καύσης που τροφοδοτούνται με **αέρια καύσιμα** παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα.

Είδος τεχνολογίας & αέριου καυσίμου	NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
Μονάδες καύσης πλην των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών	100	100
Αεριοστρόβιλοι (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου)	50 ⁽¹⁾	100
Αεριοκίνητες μηχανές	75	100

Πίνακας 4.9: Οριακές τιμές εκπομπών NOx (mg/Nm³) και CO (mg/Nm³) για τις μονάδες καύσης που τροφοδοτούνται με αέριο

⁽¹⁾ Για τους αεριοστρόβιλους ανοικτού κύκλου που έχουν απόδοση άνω του 35 %, η οριακή τιμή εκπομπών NOx είναι (50 x ν/35), όπου “ν” είναι η απόδοση του αεριοστρόβιλου, εκφρασμένη σε ποσοστό επί τοις εκατό.

Για αεριοστρόβιλους (συμπεριλαμβανομένων των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου), οι οριακές τιμές εκπομπών NOx και CO που καθορίζονται στον Πίνακα 4.9, ισχύουν μόνο για λειτουργία με φορτίο άνω του 70 %.

Οι αεριοστρόβιλοι και οι αεριοκίνητες μηχανές έκτακτης ανάγκης που λειτουργούν λιγότερο από 500 ώρες λειτουργίας ετησίως και εντάσσονται στην κατηγορία αυτή, δεν οφείλουν να συμμορφώνονται με τις οριακές τιμές εκπομπών.

4.2.4.3 Εκπομπές σκόνης

-Στον Πίνακα 4.10 παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών σκόνης (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν **στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα**, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών, (23).

Συνολική ονομαστική θερμική ισχύς (MW)	Βιομάζα mg/Nm ³	Υγρά καύσιμα mg/Nm ³	Αέρια καύσιμα mg/Nm ³
50-300	20	20	5
> 300	20	10	5

Πίνακας 4.10: Οριακές τιμές εκπομπών σκόνης (mg/Nm³) για μονάδες καύσης που χρησιμοποιούν στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα, εξαιρουμένων των αεριοστρόβιλων και των αεριοκίνητων μηχανών.

4.2.5 Μετρήσεις και παρακολούθηση

- Τα κράτη μέλη πραγματοποιούν, από 1ης Ιανουαρίου 2016, ετήσιες απογραφές των εκπομπών διοξειδίου του αζώτου, οξειδίων του θείου και σκόνης και της θερμικής

ισχύος για όλες τις υπό εξέταση μονάδες καύσης. Η αρμόδια αρχή λαμβάνει για κάθε μονάδα καύσης τα ακόλουθα στοιχεία:

- I. τη συνολική ονομαστική θερμική ισχύ (MW) της μονάδας καύσης
 - II. το είδος της μονάδας καύσης: λέβητας, αεριοστρόβιλος, αεριοκίνητη μηχανή, ντιζελοκίνητη μηχανή, άλλο (διευκρίνιση)
 - III. την ημερομηνία έναρξης λειτουργίας της μονάδας καύσης
 - IV. τις συνολικές ετήσιες εκπομπές (τόνοι ανά έτος) διοξειδίου του αζώτου, οξειδίων του θείου και σκόνης (ως σύνολο ακυρούμενων σωματιδίων)
 - V. τον αριθμό των ωρών λειτουργίας της μονάδας καύσης τις συνολικές ετήσιες εισροές ενέργειας, σε σχέση με την καθαρή θερμιδική ισχύ (TJ ανά έτος), καταγεγραμμένες στις ακόλουθες κατηγορίες καυσίμων: άνθρακας, λιγνίτης, βιομάζα, τύρφη, άλλα στερεά καύσιμα (διευκρίνιση του τύπου), υγρά καύσιμα, φυσικό αέριο, άλλα αέρια (διευκρίνιση του τύπου)
- Όλες οι οριακές τιμές εκπομπών για τις μονάδες καύσης, υπολογίζονται σε θερμοκρασία 273,15 K, πίεση 101,3 kPa (κανονικές συνθήκες) και αφού διορθωθούν για τους περιεχόμενους στα απαέρια υδρατμούς και η τυπική περιεκτικότητα σε O₂ αναχθεί σε 6 % για τα στερεά καύσιμα, σε 3 % για μονάδες καύσης εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών (μηχανή εσωτερικής καύσης η οποία λειτουργεί σύμφωνα με τον κύκλο Όττο και χρησιμοποιεί για την καύση καυσίμου επιβαλλόμενη ανάφλεξη ή, στην περίπτωση των μηχανών διπλού καυσίμου, ανάφλεξη συμπίεσης) που χρησιμοποιούν υγρά και αέρια καύσιμα και 15 % για αεριοστροβίλους και αεριοκίνητες μηχανές.
 - Οι μετρήσεις, ανάλογα με το καύσιμο, την ισχύ και τον ρύπο, μετρούνται συνεχώς ή περιοδικά. Στην περίπτωση συνεχών μετρήσεων, οι οριακές τιμές εκπομπών λογίζονται ως τηρηθείσες, εφόσον καμία μηνιαία μέση τιμή δεν υπερβαίνει τις οικείες οριακές τιμές, καμία ημερήσια μέση τιμή δεν υπερβαίνει το 110 % των οικείων οριακών τιμών και το 95 % όλων των επικυρωμένων ωριαίων μέσων τιμών εντός του έτους δεν υπερβαίνει το 200 % των οικείων οριακών τιμών εκπομπών. Σε περίπτωση που δεν απαιτούνται συνεχείς μετρήσεις, οι οριακές τιμές εκπομπών λογίζονται ως τηρηθείσες, εφόσον τα αποτελέσματα καθεμίας από τις σειρές μετρήσεων, δεν υπερβαίνουν τις οριακές τιμές εκπομπών, (23).

4.3 Οδηγία 2015/2193/ΕΕ

4.3.1 Εισαγωγή

Οι εκπομπές ρύπων από την καύση καυσίμων σε μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης δεν υπόκεινται γενικά σε ρύθμιση σε Ενωσιακό επίπεδο, παρόλο που οι εν λόγω ρύποι συντελούν ολοένα περισσότερο στην ατμοσφαιρική ρύπανση, ιδίως λόγω της αύξησης της χρήσης βιομάζας ως καυσίμου, η οποία αποτελεί απόρροια της πολιτικής για το κλίμα και την ενέργεια. Η καύση καυσίμων σε ορισμένες μικρού μεγέθους μονάδες και συσκευές καύσης καλύπτεται από εκτελεστικά μέτρα που αναφέρονται στην οδηγία 2009/125/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου. Η καύση καυσίμων σε μεγάλο μεγέθους μονάδες καύσης καλύπτεται, από τις 7 Ιανουαρίου 2013, από την οδηγία 2010/75/ΕΕ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου η οποία αναλύθηκε στο κεφάλαιο 4.2. Συνεπώς, παρατηρήθηκε ένα ρυθμιστικό κενό για τις μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, οι οποίες δεν υπάγονταν σε κάποια ρύθμιση. Το κενό αυτό αναγνωριζόταν ήδη και στα πλαίσια της οδηγίας 2010/75/ΕΕ, ενώ καλύφθηκε με την οδηγία 2015/2193/ΕΕ.

Η Επιτροπή κατέληξε στο συμπέρασμα, έπειτα από την επανεξέταση που διενεργήθηκε βάσει του άρθρου 30 και του άρθρου 73 της οδηγίας 2010/75/ΕΕ ότι, στην περίπτωση της καύσης καυσίμων σε μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, έχει καταδειχθεί σαφώς η δυνατότητα οικονομικά αποδοτικής μείωσης των ατμοσφαιρικών εκπομπών. Θα πρέπει να αναπτυχθούν μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης και να λειτουργούν κατά τέτοιο τρόπο ώστε να προάγεται η ενεργειακή απόδοση. Τέτοιου είδους κριτήρια καθώς και οικονομικά κριτήρια, τεχνικές δυνατότητες και ο κύκλος ζωής των υφισταμένων μεσαίου μεγέθους μονάδων καύσης θα πρέπει να λαμβάνονται ιδιαίτερα υπόψιν κατά την ανακαίνιση μεσαίου μεγέθους μονάδων καύσης ή τη λήψη αποφάσεων για σημαντικές επενδύσεις, (24).

4.3.2 Τεχνικά Θέματα

- Με την παρούσα οδηγία ορίζονται κανόνες για τον έλεγχο των εκπομπών διοξειδίου του θείου (SO₂), οξειδίων του αζώτου (NO_x) και σκόνης στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης και κατά συνέπεια, για τη μείωση των ατμοσφαιρικών εκπομπών και των πιθανών κινδύνων που αυτές ενέχουν για την ανθρώπινη υγεία και το περιβάλλον. Ορίζονται επίσης κανόνες για την παρακολούθηση εκπομπών μονοξειδίου του άνθρακα (CO).
- Οι μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης που υπάγονται ήδη στις ελάχιστες απαιτήσεις του συνόλου της Ένωσης, όπως μονάδες στις οποίες εφαρμόζεται κανόνας συνυπολογισμού δυνάμει του κεφαλαίου III της οδηγίας 2010/75/ΕΕ, εξαιρούνται από το πεδίο εφαρμογής της παρούσας οδηγίας. Ορισμένες άλλες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, εξαιρούνται επίσης από το πεδίο εφαρμογής της παρούσας οδηγίας, βάσει των τεχνικών χαρακτηριστικών τους ή της χρήσης τους για συγκεκριμένες δραστηριότητες.
- Η παρούσα οδηγία εφαρμόζεται σε μονάδες καύσης, καθώς και σε συνδυασμό που σχηματίζεται από δύο ή περισσότερες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη από 1 MW και μικρότερη από 50 MW, ανεξαρτήτως του είδους των χρησιμοποιούμενων από αυτές καυσίμων. Συνδυασμός θεωρείται ότι σχηματίζεται όταν τα απαέρια μονάδων καύσης απορρίπτονται μέσω κοινής καπνοδόχου ή λαμβάνοντας υπόψιν τεχνικούς και οικονομικούς παράγοντες, τα απαέρια θα μπορούσαν, με απόφαση της αρμόδιας αρχής, να απορρίπτονται μέσω κοινής καπνοδόχου. Οι μεμονωμένες μονάδες καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ μικρότερη από 1 MW δεν θα πρέπει να συμπεριλαμβάνονται στον υπολογισμό της συνολικής ονομαστικής θερμικής ισχύος ενός συνδυασμού μονάδων καύσης.
- Προκειμένου να αποφευχθούν ρυθμιστικά κενά, η παρούσα οδηγία εφαρμόζεται και σε συνδυασμό που σχηματίζεται από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης όταν η συνολική ονομαστική θερμική ισχύς είναι ίση ή μεγαλύτερη από 50 MW, με την επιφύλαξη του κεφαλαίου III της οδηγίας 2010/75/ΕΕ. Συνεπώς, όταν μία μονάδα καύσης καλύπτεται από το κεφάλαιο III της οδηγίας 2010/75/ΕΕ, η παρούσα οδηγία δεν εφαρμόζεται.
- Λόγω της έλλειψης υποδομών που αντιμετωπίζουν οι υφιστάμενες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης που αποτελούν μέρος μικρών απομονωμένων συστημάτων (SIS) ή απομονωμένων μικροσυστημάτων (MIS) και της ανάγκης να διευκολυνθεί η διασύνδεσή τους, θα πρέπει να δοθεί περισσότερος χρόνος στις εν λόγω μονάδες για να προσαρμοστούν στις οριακές τιμές εκπομπών που ορίζονται στην παρούσα οδηγία.

- Προκειμένου να ληφθούν υπόψιν ορισμένες ειδικές περιστάσεις στις οποίες η εφαρμογή οριακών τιμών εκπομπών θα οδηγούσε σε δυσανάλογα υψηλό κόστος σε σχέση με τα περιβαλλοντικά οφέλη, τα κράτη μέλη θα πρέπει να μπορούν να απαλλάσσουν μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης που χρησιμοποιούνται σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης και λειτουργούν κατά τη διάρκεια περιορισμένων χρονικών περιόδων από την υποχρέωση συμμόρφωσης με τις οριακές τιμές εκπομπών που ορίζονται στην παρούσα οδηγία.
- Στα πλαίσια της παρούσας οδηγίας, ως υφιστάμενη μονάδα καύσης θεωρείται μονάδα καύσης που τέθηκε σε λειτουργία πριν από τις 20 Δεκεμβρίου 2018 ή για την οποία χορηγήθηκε άδεια πριν από τις 19 Δεκεμβρίου 2017, υπό την προϋπόθεση ότι η μονάδα τέθηκε σε λειτουργία το αργότερο στις 20 Δεκεμβρίου 2018. Ως νέα μονάδα καύσης, ορίζεται μονάδα η οποία τέθηκε σε λειτουργία μετά τις 20 Δεκεμβρίου 2018.
- Η αρμόδια αρχή μπορεί να εγκρίνει παρέκκλιση για μέγιστο χρονικό διάστημα έξι μηνών από την υποχρέωση τήρησης των οριακών τιμών εκπομπών για το SO₂, όσον αφορά υφιστάμενες ή νέες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, οι οποίες χρησιμοποιούν κανονικά καύσιμο χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο, όταν ο φορέας εκμετάλλευσης δεν είναι σε θέση να τηρήσει τις εν λόγω οριακές τιμές εκπομπών λόγω διακοπής του εφοδιασμού με καύσιμο χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο η οποία οφείλεται σε σοβαρή έλλειψη. Ομοίως, μπορεί να εγκριθεί παρέκκλιση από την υποχρέωση τήρησης των οριακών τιμών, σε περιπτώσεις όπου μια μεσαίου μεγέθους μονάδα καύσης η οποία χρησιμοποιεί μόνο αέριο καύσιμο αναγκάζεται, κατ' εξαίρεση, να χρησιμοποιήσει άλλα καύσιμα λόγω αιφνίδιας διακοπής του εφοδιασμού της με αέριο και, για τον λόγο αυτό, θα πρέπει να εξοπλιστεί με δευτεροβάθμιο εξοπλισμό μείωσης των εκπομπών. Το χρονικό διάστημα για το οποίο εγκρίνεται η εν λόγω παρέκκλιση δεν υπερβαίνει τις δέκα ημέρες.
- Στην κατηγορία «Πετρέλαιο εσωτερικής καύσης» που αναφέρεται στα πλαίσια της οδηγίας, εντάσσεται το πετρέλαιο diesel που καταναλώνεται στους ΑΣΠ των ΜΔΝ. Στην κατηγορία «Υγρά καύσιμα εκτός από πετρέλαιο εσωτερικής καύσης», εντάσσεται μεταξύ άλλων το βαρύ mazut που χρησιμοποιείται στους ΑΣΠ των ΜΔΝ, (24).

4.3.3 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 1» Παράρτημα II (υφιστάμενες μονάδες)

Στο πλαίσιο της οδηγίας 2015/2193/ΕΕ, οι οριακές τιμές εκπομπών καθορίζονται ανάλογα με το εάν η μονάδα καύσης είναι υφιστάμενη, οπότε και υπάγεται στα όρια εκπομπών που καθορίζονται στο «μέρος 1» του παραρτήματος II, ή εάν αποτελεί νέα μονάδα, οπότε και οι οριακές τιμές εκπομπών καθορίζονται με βάση το «μέρος 2» του παραρτήματος II. Φυσικά οι οριακές εκπομπές του «μέρους 2» οι οποίες αφορούν τις νέες μονάδες, είναι συγκριτικά αυστηρότερες.

Σημειώνεται ότι παρακάτω αναφέρονται οι τιμές εκπομπών που αφορούν ή δυνητικά θα μπορούσαν να αφορούν τα ΜΔΝ. Παραδείγματος χάριν, δεν αναφέρονται οι οριακές τιμές εκπομπών που αφορούν τα στερεά καύσιμα όπως ο λιγνίτης, ωστόσο αναφέρονται οι τιμές για τη βιομάζα, καύσιμο που δύναται να παραχθεί και τοπικά στα ΜΔΝ.

-Οι εκπομπές SO₂, NO_x και σκόνης στην ατμόσφαιρα από υφιστάμενη μεσαίου μεγέθους μονάδα καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW, ρυθμίζονται σύμφωνα με την παρούσα οδηγία από την 1η Ιανουαρίου 2025, ενώ οι υφιστάμενες μονάδες με ισχύ μικρότερη ή ίση των 5MW από την 1η Ιανουαρίου 2030. Οι υφιστάμενες μεσαίου μεγέθους

μονάδες καύσης που είναι τμήματα SIS ή MIS συμμορφώνονται προς τις οριακές τιμές εκπομπών που καθορίζονται στο παράρτημα II από την 1η Ιανουαρίου 2030, ανεξαρτήτως ισχύος.

- Τα κράτη μέλη μπορούν να απαλλάξουν τις υφιστάμενες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης που σημειώνουν έως 500 ώρες λειτουργίας ετησίως, ως κυλιόμενο μέσο όρο πενταετίας, από την υποχρέωση συμμόρφωσης με τις οριακές τιμές εκπομπών. Το όριο αυτό μπορεί να παρατείνεται στις 1000 ώρες για μονάδες που παρέχουν υπηρεσίες εφεδρικής παραγωγής σε συνδεδεμένα νησιά, στην περίπτωση διακοπής της κύριας παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί.

-Στον Πίνακα 4.11 παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για τις υφιστάμενες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW, εκτός των μηχανών και των αεριοστρόβιλων.

Ρύπος (mg/Nm ³)	Στερεή βιομάζα	Πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Υγρά καύσιμα εκτός από πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Φυσικό αέριο	Αέρια καύσιμα εκτός του φυσικού αερίου
SO ₂	200 ⁽¹⁾	-	350	-	200
NO _x	650	200	650	250	250
Σκόνη	50	-	50	-	-

Πίνακας 4.11: Οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για τις υφιστάμενες μονάδες με ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW, εκτός των μηχανών και των αεριοστρόβιλων.

⁽¹⁾Οι μονάδες που τροφοδοτούνται αποκλειστικά με στερεή βιομάζα ξύλου, απαλλάσσονται από τις εκπομπές SO₂, ενώ στην περίπτωση που τροφοδοτούνται με άχυρο, ισχύει οριακή τιμή εκπομπών ίση με 300 (mg/Nm³).

-Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για τις υφιστάμενες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW, εκτός των μηχανών και των αεριοστρόβιλων.

Ρύπος (mg/Nm ³)	Στερεή βιομάζα	Πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Υγρά καύσιμα εκτός από πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Φυσικό αέριο	Αέρια καύσιμα εκτός του φυσικού αερίου
SO ₂	200 ⁽¹⁾	-	350 ⁽²⁾	-	35 ⁽³⁾
NO _x	650	200	650	200	250
Σκόνη	30 ⁽⁴⁾	-	30	-	-

Πίνακας 4.12: Οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για τις υφιστάμενες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW, εκτός των μηχανών και των αεριοστρόβιλων.

⁽¹⁾Οι μονάδες που τροφοδοτούνται αποκλειστικά με στερεή βιομάζα ξύλου, απαλλάσσονται από τις εκπομπές SO₂, ενώ στην περίπτωση που τροφοδοτούνται με άχυρο, ισχύει οριακή τιμή εκπομπών ίση με 300 (mg/Nm³).

⁽²⁾Μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2030, 850 mg/Nm³ για μονάδες με ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW και μικρότερη ή ίση των 20 MW που τροφοδοτούνται με βαρύ μαζούτ.

⁽³⁾170 mg/Nm³ για τα βιοαέρια.

⁽⁴⁾50 mg/Nm³ για μονάδες με ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW και μικρότερη ή ίση των 20 MW.

-Τέλος, στον Πίνακα 4.13 συγκεντρώνονται οι οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για υφιστάμενες μηχανές και αεριοστρόβιλους.

Ρύπος (mg/Nm ³)	Τύπος μονάδας καύσης	Πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Υγρά καύσιμα εκτός από πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Φυσικό αέριο	Αέρια καύσιμα εκτός του φυσικού αερίου
SO ₂	Μηχανές και αεριοστρόβιλοι	-	120	-	15 ⁽¹⁾
NO _x	Μηχανές	190 ⁽²⁾⁽³⁾	190 ⁽²⁾⁽⁴⁾	190 ⁽⁵⁾	190 ⁽⁵⁾
	Αεριοστρόβιλοι ⁽⁶⁾	200	200	150	200
Σκόνη	Μηχανές και αεριοστρόβιλοι	-	10 ⁽⁷⁾	-	-

Πίνακας 4.13: Οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για υφιστάμενες μηχανές και αεριοστρόβιλους.

⁽¹⁾60 mg/Nm³ για τα βιοαέρια.

⁽²⁾1850 mg/Nm³ για ντιζελοκίνητες μηχανές, η κατασκευή των οποίων άρχισε πριν από τις 18 Μαΐου 2006 και για μηχανές διπλού καυσίμου κατά τη λειτουργία με το υγρό καύσιμο.

⁽³⁾Οι εκπομπές NO_x για μηχανές με ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW ορίζονται σε 250 mg/Nm³.

⁽⁴⁾250 mg/Nm³ για μηχανές με ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW και 225 mg/Nm³ για μηχανές με ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW και μικρότερη ή ίση των 20 MW.

⁽⁵⁾380 mg/Nm³ για μηχανές διπλού καυσίμου κατά τη λειτουργία με το αέριο καύσιμο.

⁽⁶⁾Οι οριακές τιμές εκπομπών ισχύουν μόνο για φορτίο άνω του 70 %.

⁽⁷⁾20 mg/Nm³ για μονάδες με ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 20 MW, (24).

4.3.4 Οριακές τιμές εκπομπών «μέρος 2» Παράρτημα II (νέες μονάδες)

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι οριακές εκπομπές του «μέρους 2» οι οποίες αφορούν τις νέες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης, είναι αυστηρότερες από αυτές που αναφέρονται στο «μέρος 1» του παραρτήματος και αφορούν υφιστάμενες μονάδες. Παρακάτω αναφέρονται οι τιμές εκπομπών που αφορούν ή δυνητικά θα μπορούσαν να αφορούν τα ΜΔΝ.

- Οι εκπομπές SO₂, NO_x και σκόνης στην ατμόσφαιρα από νέα μεσαίου μεγέθους μονάδα καύσης, ρυθμίζονται με την παρούσα οδηγία από τις 20 Δεκεμβρίου 2018.

-Τα κράτη μέλη μπορούν να απαλλάσσουν τις νέες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης που σημειώνουν έως 500 ώρες λειτουργίας ετησίως, ως κυλιόμενο μέσο όρο τριετίας, από την υποχρέωση συμμόρφωσης με τις οριακές τιμές εκπομπών.

-Στον Πίνακα 4.14 παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για νέες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης εκτός των μηχανών και των αεριοστρόβιλων.

Ρύπος (mg/Nm ³)	Στερεή βιομάζα	Πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Υγρά καύσιμα εκτός από πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Φυσικό αέριο	Αέρια καύσιμα εκτός του φυσικού αερίου
SO ₂	200 ⁽¹⁾	-	350 ⁽²⁾	-	35 ⁽³⁾
NO _x	300 ⁽⁴⁾	200	300 ⁽⁵⁾	100	200
Σκόνη	20 ⁽⁶⁾	-	20 ⁽⁷⁾	-	-

Πίνακας 4.14: Οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για νέες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης εκτός των μηχανών και των αεριοστρόβιλων.

⁽¹⁾Η τιμή δεν ισχύει για μονάδες που τροφοδοτούνται αποκλειστικά με στερεή βιομάζα ξύλου.

⁽²⁾Μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2025, 1700 mg/Nm³ στην περίπτωση μονάδων που αποτελούν τμήμα SIS ή MIS.

⁽³⁾100 mg/Nm³ για τα βιοαέρια.

⁽⁴⁾500 mg/Nm³ για μονάδες με ολική ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW.

⁽⁵⁾Μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2025, 450 mg/Nm³ σε περίπτωση τροφοδότησης με βαρύ μαζούτ το οποίο περιέχει μεταξύ 0,2 % και 0,3 % N και 360 mg/Nm³ σε περίπτωση τροφοδότησης με βαρύ μαζούτ το οποίο περιέχει λιγότερο από 0,2 % N για μονάδες που αποτελούν τμήμα SIS ή MIS.

⁽⁶⁾50 mg/Nm³ για μονάδες με ολική ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW. 30 mg/Nm³ για μονάδες με ολική ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 5 MW και μικρότερη ή ίση των 20 MW.

⁽⁷⁾50 mg/Nm³ για μονάδες με ολική ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW.

-Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για νέες μηχανές και αεριοστρόβιλους.

Ρύπος (mg/Nm ³)	Τύπος μονάδας καύσης	Πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Υγρά καύσιμα εκτός από πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	Φυσικό αέριο	Αέρια καύσιμα εκτός του φυσικού αερίου
SO ₂	Μηχανές και αεριοστρόβιλοι	-	120 ⁽¹⁾	-	15 ⁽²⁾

NOx	Μηχανές ⁽³⁾⁽⁴⁾	190 ⁽⁵⁾	190 ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	95 ⁽⁷⁾	190
	Αεριοστροβίλοι ⁽⁸⁾	75	75 ⁽⁹⁾	50	75
Σκόνη	Μηχανές και αεριοστροβίλοι	-	10 ⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾	-	-

Πίνακας 4.15: Οριακές τιμές εκπομπών (mg/Nm³) για νέες μηχανές και αεριοστροβίλους.

⁽¹⁾Μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2025, 590 mg/Nm³ για ντιζελοκίνητες μηχανές που αποτελούν τμήμα SIS ή MIS.

⁽²⁾40 mg/Nm³ για τα βιοαέρια.

⁽³⁾Οι μηχανές που λειτουργούν μεταξύ 500 και 1500 ωρών κατ' έτος μπορούν να εξαιρούνται από την υποχρέωση συμμόρφωσης με αυτές τις οριακές τιμές εκπομπών εάν εφαρμόζουν πρωτοβάθμια μέτρα για τον περιορισμό εκπομπών NOx και τηρούν τις οριακές τιμές εκπομπών που ορίζονται στην υποσημείωση (4).

⁽⁴⁾Μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2025 σε SIS και MIS, 1850 mg/Nm³ για μηχανές διπλού καυσίμου κατά τη λειτουργία με το υγρό καύσιμο και 380 mg/Nm³ κατά τη λειτουργία με το αέριο καύσιμο. 1300 mg/Nm³ για τις ντιζελοκίνητες μηχανές με ≤ 1200 σ.α.λ. με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ μικρότερη ή ίση των 20 MW και 1850 mg/Nm³ για ντιζελοκίνητες μηχανές με συνολική ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 20 MW. 750 mg/Nm³ για ντιζελοκίνητες μηχανές με > 1200 σ.α.λ.

⁽⁵⁾225 mg/Nm³ για μηχανές διπλού καυσίμου κατά τη λειτουργία με το υγρό καύσιμο.

⁽⁶⁾225 mg/Nm³ για ντιζελοκίνητες μηχανές με ολική ονομαστική θερμική ισχύ μικρότερη ή ίση των 20 MW με ≤ 1200 σ.α.λ.

⁽⁷⁾190 mg/Nm³ για μηχανές διπλού καυσίμου κατά τη λειτουργία με το αέριο καύσιμο.

⁽⁸⁾Οι οριακές τιμές εκπομπών που αναφέρονται, ισχύουν μόνο για φορτίο άνω του 70%.

⁽⁹⁾Μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2025, 550 mg/Nm³ για μονάδες που αποτελούν τμήμα SIS ή MIS.

⁽¹⁰⁾Μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2025, 75 mg/Nm³ για ντιζελοκίνητες μηχανές που αποτελούν τμήμα SIS ή MIS.

⁽¹¹⁾20 mg/Nm³ για μονάδες με ολική ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη του 1 MW και μικρότερη ή ίση των 5 MW, (24).

4.3.5 Μετρήσεις και παρακολούθηση

Ο φορέας εκμετάλλευσης μεσαίου μεγέθους μονάδας καύσης οφείλει να διατηρεί την άδεια της εγκατάστασης καθώς και για χρονικό διάστημα τουλάχιστον έξι ετών τα αποτελέσματα της παρακολούθησης, αρχείο των ωρών λειτουργίας, αρχείο του είδους και των ποσοτήτων των καυσίμων που χρησιμοποιήθηκαν στη μονάδα και τυχόν δυσλειτουργιών ή βλαβών του δευτεροβάθμιου εξοπλισμού μείωσης των εκπομπών και τις καταγραφείσες περιπτώσεις μη συμμόρφωσης καθώς και τα ληφθέντα μέτρα. Οι πληροφορίες που πρέπει να παρέχονται από τον φορέα εκμετάλλευσης στην αρμόδια αρχή αφορούν τα εξής:

- Ονομαστική θερμική ισχύς (MW)

- Είδος της μονάδας καύσης
- Είδος και αναλογία των χρησιμοποιούμενων καυσίμων
- Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας ή αν η ακριβής ημερομηνία της έναρξης λειτουργίας είναι άγνωστη, απόδειξη του γεγονότος ότι η λειτουργία άρχισε πριν από τις 20 Δεκεμβρίου 2018
- Τομέας δραστηριότητας της μονάδας καύσης ή της μονάδας στην οποία αυτή χρησιμοποιείται
- Προβλεπόμενος αριθμός ετήσιων ωρών λειτουργίας της μεσαίου μεγέθους μονάδας καύσης και μέσο φορτίο κατά τη χρήση της
- Στην περίπτωση χρήσης των προβλεπόμενων απαλλαγών, δήλωση υπογεγραμμένη από τον φορέα εκμετάλλευσης, στην οποία βεβαιώνεται ότι η λειτουργία δεν θα υπερβαίνει τον αριθμό των ωρών που ορίζονται
- Επωνυμία και έδρα του φορέα εκμετάλλευσης και, σε περίπτωση σταθερών μεσαίου μεγέθους μονάδων καύσης, διεύθυνση της θέσης τους

Η παρακολούθηση των εκπομπών από τον φορέα εκμετάλλευσης απαιτείται ανά τριετία για τις μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη από 1 MW και μικρότερη ή ίση των 20 MW και ετησίως για τις μονάδες με ονομαστική θερμική ισχύ μεγαλύτερη των 20 MW. Για τις μονάδες που λειτουργούν λιγότερο από 500 ώρες ετησίως και συνεπώς απαλλάσσονται από την υποχρέωση συμμόρφωσης με τα όρια εκπομπών της παρούσας οδηγίας, ισχύουν ειδικοί όροι.

Οι απαιτούμενες μετρήσεις αφορούν τους ρύπους για τους οποίους προβλέπεται στην παρούσα οδηγία οριακή τιμή εκπομπών για τη συγκεκριμένη μονάδα καύσης καθώς και για τις εκπομπές CO για όλες τις μονάδες. Οι οριακές τιμές εκπομπών που ορίζονται, λογίζονται ως τηρηθείσες, εφόσον τα αποτελέσματα καθεμίας από τις σειρές μετρήσεων δεν υπερβαίνουν τη σχετική οριακή τιμή εκπομπών. Σε περίπτωση παραβάσεων, τα κράτη μέλη ορίζουν τους κανόνες για τις κυρώσεις που επιβάλλονται. Οι κυρώσεις θεσπίζονται δυνάμει της παρούσας οδηγίας και λαμβάνουν όλα τα αναγκαία μέτρα για να διασφαλίσουν την εφαρμογή τους.

Όλες οι οριακές τιμές εκπομπών για τις μονάδες καύσης, υπολογίζονται σε θερμοκρασία 273,15 K, πίεση 101,3 kPa (κανονικές συνθήκες) και αφού διορθωθούν για τους περιεχόμενους στα απαέρια υδρατμούς και η τυπική περιεκτικότητα σε O₂ αναχθεί σε 6 % για τα στερεά καύσιμα, σε 3 % για μονάδες καύσης εξαιρουμένων των αεριοστροβίλων και των αεριοκίνητων μηχανών (μηχανή εσωτερικής καύσης η οποία λειτουργεί σύμφωνα με τον κύκλο Όττο και χρησιμοποιεί για την καύση καυσίμου επιβαλλόμενη ανάφλεξη ή, στην περίπτωση των μηχανών διπλού καυσίμου, ανάφλεξη συμπίεσης) που χρησιμοποιούν υγρά και αέρια καύσιμα και 15 % για αεριοστροβίλους και αεριοκίνητες μηχανές.

Έως την 1η Ιανουαρίου 2023, η Επιτροπή αξιολογεί την ανάγκη επανεξέτασης των διατάξεων όσον αφορά μονάδες καύσης που αποτελούν τμήματα SIS ή MIS, καθώς και τις οριακές τιμές εκπομπών από τις νέες (τέθηκαν σε λειτουργία μετά τις 20 Δεκεμβρίου 2018) μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης. Ως μέρος της επανεξέτασης αυτής, η Επιτροπή αξιολογεί επίσης κατά πόσον απαιτείται ρύθμιση των εκπομπών CO για ορισμένα ή όλα τα είδη μεσαίου μεγέθους μονάδων καύσης. Στη συνέχεια, η επανεξέταση πραγματοποιείται κάθε δέκα έτη και περιλαμβάνει αξιολόγηση του κατά πόσον είναι σκόπιμο να καθοριστούν

αυστηρότερες οριακές τιμές εκπομπών ιδίως για νέες μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης,
(24).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Τεχνοοικονομική Μελέτη επιλογών διασύνδεσης ΜΔΝ - Εφαρμογή στο σύστημα της Μήλου

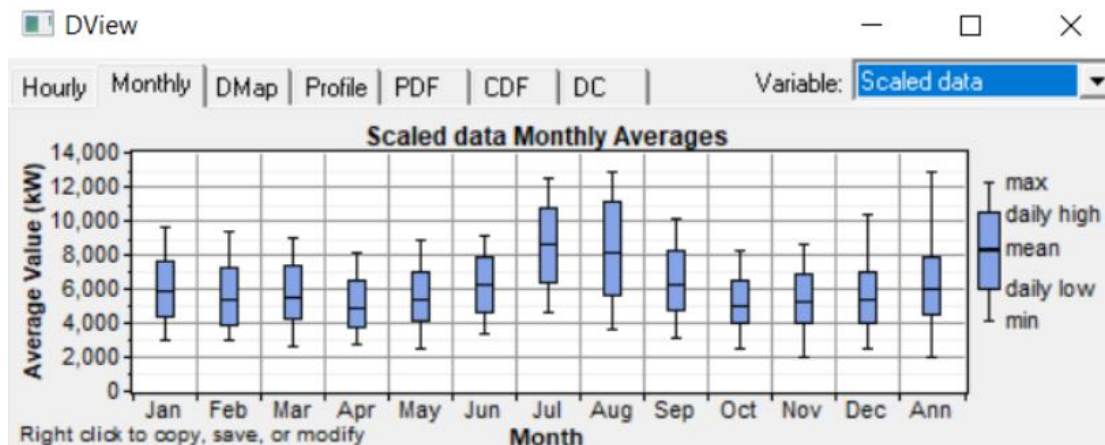
Στο παρόν κεφάλαιο πραγματοποιείται τεχνοοικονομική ανάλυση διαφορετικών σεναρίων τροφοδότησης της Μήλου. Ειδικότερα, συγκρίνεται η αυτόνομη ανάπτυξη του συστήματος του νησιού με την επιλογή της διασύνδεσης, λαμβάνοντας υπόψη διαφορετικά σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ. Λόγω της απόστασης του νησιού αλλά και του φορτίου του, εξετάζεται η λύση της AC διασύνδεσης, ενώ στην περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης, λαμβάνεται υπόψη ότι οι καινούριες μονάδες πρέπει να λειτουργούν με πετρέλαιο ντίζελ (λόγω των περιορισμών που τίθενται από τις περιβαλλοντικές οδηγίες).

5.1 Εισαγωγή

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στην παράγραφο 3.7, για την πραγματοποίηση την τεχνοοικονομικής μελέτης θα χρησιμοποιηθεί το λογισμικό ενεργειακής ανάλυσης/εξομοίωσης μικροδικτύων «HOMER». Σκοπός της ανάλυσης είναι ο προσδιορισμός του κόστους ηλεκτροδότησης του αυτόνομου συστήματος της Μήλου για εναλλακτικά σενάρια τα οποία περιλαμβάνουν τη δυνατότητα διασύνδεσης με το ΕΣΜΗΕ καθώς και την αξιοποίηση των ΑΠΕ. Εξετάζοντας τις διάφορες εναλλακτικές, θα προκριθεί η οικονομικότερη, δηλαδή η λύση η οποία ικανοποιεί την απρόσκοπτη λειτουργία του συστήματος και την ικανοποίηση των τεχνικών και περιβαλλοντικών περιορισμών (αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 4), με το μικρότερο δυνατό κόστος.

Το σύστημα της Μήλου αναμένεται να παρουσιάσει το 2020, αιχμή της τάξεως των ~13MW σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ. Στο σύστημα λειτουργούν μονάδες ΜΕΚ με καύσιμο μαζούτ και ντίζελ συνολικής ισχύος 19MW, ενώ η παραγωγή από ΑΠΕ είναι εξαιρετικά περιορισμένη.

Η Μήλος είναι ένα νησί με έντονη τουριστική δραστηριότητα, με μεγάλες διακυμάνσεις φορτίου και ζήτησης ενέργειας (Σχήμα 5.1), όπως άλλωστε συμβαίνει σε πολλά νησιά με σημαντικό τουρισμό. Το σύστημα της Μήλου λοιπόν, είναι ένα σύστημα που απαιτεί αξιόπιστη τροφοδοσία και υψηλής ισχύος συμβατική παραγωγή (19MW) για την κάλυψη των αναγκών κατά τους καλοκαιρινούς κυρίως μήνες. Επιπρόσθετα όπως είναι φυσικό, οι ΤΣΠ επιβαρύνουν σημαντικά το τοπικό περιβάλλον και δημιουργούν οπτική όχληση.



Σχήμα 5.1: Το φορτίο της Μήλου παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Ως γνωστόν, η Μήλος διαθέτει σημαντικό γεωθερμικό και αιολικό δυναμικό, ωστόσο έως τώρα η ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στο νησί είναι ιδιαίτερα περιορισμένη. Ήδη από το 1971, είχε εκδηλωθεί ενδιαφέρον για την αξιοποίηση του σημαντικότερου στην Ελλάδα πεδίου γεωθερμίας. Το 1986 μάλιστα, λειτουργεί στη Μήλο πιλοτική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2MW. Το 1988 πραγματοποιήθηκε ατύχημα με διαρροή υδρόθειου, βλάπτοντας σημαντικά το περιβάλλον και την τοπική οικονομία. Έκτοτε, η τοπική κοινωνία αρνείται κάθε πιθανή εκμετάλλευση του γεωθερμικού δυναμικού, (42). Για το λόγο αυτό, κατά την ανάπτυξη των σεναρίων διείσδυσης ΑΠΕ στη Μήλο, θεωρήθηκε ρεαλιστική η εξέταση της ανάπτυξης μόνο αιολικών, όπως άλλωστε έχει γίνει και στις περισσότερες μέχρι τώρα μελέτες.

Όπως έχει αναφερθεί στην παράγραφο 1.4.1, η Α' Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων έχει ήδη πραγματοποιηθεί, με το έργο να αναμένεται σύντομα να ολοκληρωθεί (Φάσεις Β' και Γ'). Με τα νέα αυτά δεδομένα, είναι πιο επίκαιρη από ποτέ η εξέταση της διασύνδεσης των υπόλοιπων νησιών των Κυκλάδων, ιδιαίτερα αυτών που θα μπορούσαν να διασυνδεθούν μέσω επέκτασης της ήδη υπάρχουσας διασύνδεσης και ιδιαίτερα των μεγάλων τουριστικών νησιών όπως αυτό της Μήλου.

Συνοψίζοντας, επιλέγεται η εξέταση του αυτόνομου συστήματος της Μήλου καθώς:

- Διαθέτει υψηλή αιχμή με μεγάλη διακύμανση και απαιτεί τη συντήρηση υψηλού δυναμικού συμβατικής παραγωγής.
- Είναι νησί τουριστικό, συνεπώς η αξιόπιστη τροφοδότηση και η ελαχιστοποίηση της όχλησης από τους ΤΣΠ είναι σημαντική.
- Διαθέτει σημαντικό δυναμικό ΑΠΕ, με την ελάχιστη μέχρι στιγμής αξιοποίησή του. Πιθανή διασύνδεση δύναται να δώσει σημαντική ώθηση στα έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Είναι εφικτή η διασύνδεσή του επεκτείνοντας την ήδη υπάρχουσα διασύνδεση των Κυκλάδων.

5.2 Τιμολόγηση Ενέργειας

Για τις ανάγκες της ανάλυσης, η ενέργεια που εισρέει στο σύστημα της Μήλου μέσω της διασύνδεσης θεωρούμε ότι τιμολογείται με την εκάστοτε Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ). Η ενέργεια από ΑΠΕ που παράγεται και καταναλώνεται τοπικά θεωρούμε ότι δεν χρεώνεται, καθώς το κόστος της έχει ενσωματωθεί στο κόστος επένδυσης και λειτουργίας των σταθμών ΑΠΕ. Θεωρούμε δηλαδή ότι το υπό εξέταση σύστημα επιβαρύνεται με την ανάπτυξη των σταθμών. Ως έσοδο της επένδυσης αυτής, απολαμβάνει την παραγόμενη ενέργεια, είτε αυτή καταναλώνεται, είτε εξάγεται και πωλείται στο ΕΣΜΗΕ μέσω της διασύνδεσης. Όσον αφορά την εξαγόμενη προς το ΕΣΜΗΕ ενέργεια, αυτή τιμολογείται με την εκάστοτε Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ). Το σύστημα λοιπόν, θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι λειτουργεί υπό καθεστώς net metering, όπου οι ανταλλαγές ενέργειας εκκαθαρίζονται ωριαία με την ισχύουσα ΟΤΣ. Τέλος, σημαντικό είναι να σημειωθεί ότι στα πλαίσια της παρούσας μελέτης, θεωρούμε ότι η ενέργεια από ΑΠΕ απορροφάται κατά όλο τον χρονικό ορίζοντα εξέτασης κατά προτεραιότητα, όπως και πράγματι συμβαίνει μέχρι σήμερα. Συνεπώς, η εξαγόμενη ενέργεια προς το ΕΣΜΗΕ απορροφάται κατά προτεραιότητα αποτελώντας έσοδο για το σύστημα. Ωστόσο, για τις νέες μονάδες από το 2020 και έπειτα, το καθεστώς αυτό αναμένεται να καταργηθεί, (43) (44).

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ) με την οποία τιμολογείται η ενέργεια από το διασυνδεδεμένο σύστημα, είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής

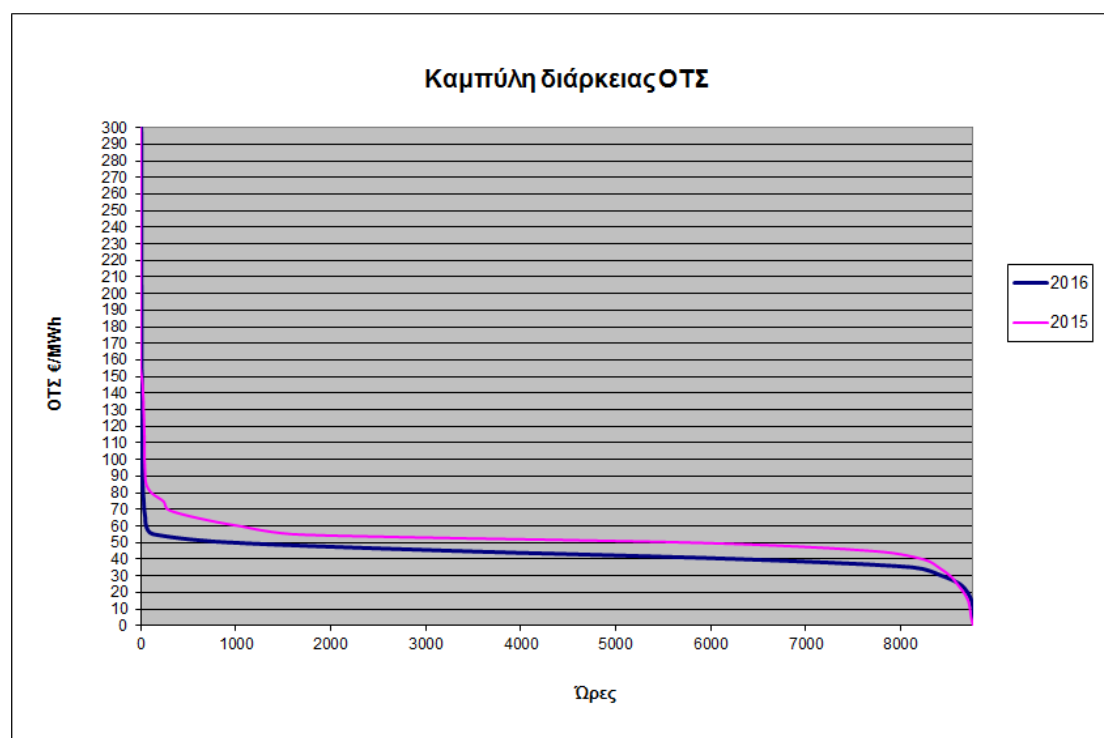
ενέργειας, δηλαδή η τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και την οποία πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η Οριακή Τιμή του Συστήματος διαμορφώνεται από το συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές.

Επιχειρώντας μια απλουστευμένη περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής του Συστήματος, σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να θεωρηθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται ανάλογα με τις προσφορές τους, σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από τη χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας, και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Γενικά, η ΟΤΣ συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας (της πιο «ακριβής») μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση. Τελικά, καλούνται να λειτουργήσουν οι μονάδες εκείνες που υπέβαλαν προσφορές μικρότερες ή ίσες με την ΟΤΣ και αμείβονται όλες στην ΟΤΣ (και όχι στην τιμή που προσέφερε η κάθε μία). Θα πρέπει, ωστόσο, να διευκρινιστεί ότι η λειτουργία μιας μονάδας μπορεί να γίνεται και για λόγους ευστάθειας του Συστήματος, για την παροχή δηλαδή ενός περιθωρίου για αυξομείωση της παραγωγής, εάν προκύψει ανάγκη, και όχι αυστηρά για την ικανοποίηση της προβλεπόμενης ζήτησης. Για λόγους προστασίας των καταναλωτών και διαμόρφωσης συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού, τίθεται διοικητικά ανώτατο όριο ως προς την προσφερόμενη από τις διαθέσιμες μονάδες τιμή, το οποίο είναι σήμερα 300€/MWh, καθώς και κατώτατο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι ίσο με το μεταβλητό κόστος κάθε μονάδας, ώστε οι παραγωγοί να πληρώνονται τουλάχιστον το κόστος του καυσίμου τους και να αποτρέπονται αθέμιτες συμπεριφορές εκ μέρους της δεσπόζουσας εταιρείας.

Η μέση Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) κατά το 2016 διαμορφώθηκε στα 42,85 €/MWh, σημειώνοντας πτώση (-17,5%), σε σχέση με το προηγούμενο έτος (51,93 €/MWh), κυρίως λόγω της μείωσης της ζήτησης και της πτωτικής τάσης της τιμής του φυσικού αερίου. Η μέση ΟΤΣ εμφάνισε αρκετά ομαλή συμπεριφορά εντός του 2016, κυμαινόμενη μεταξύ 38,97 €/MWh τον Απρίλιο και 51,09 €/MWh τον Δεκέμβριο. Οι μηνιαίες διακυμάνσεις της ΟΤΣ αντανακλούν σε σημαντικό βαθμό την εποχικότητα της ζήτησης και επιμέρους παράγοντες. Η ενίσχυση της ΟΤΣ τους τελευταίους μήνες του 2016 αποτυπώνει ζητήματα στη διαθεσιμότητα των μονάδων λόγω μεγάλου αριθμού των μονάδων παραγωγής του συστήματος που βρίσκονταν σε βλάβη αυτή την περίοδο, καθώς και εκτενείς συντηρήσεις των λιγνιτικών μονάδων, υποτονική παραγωγή ΑΠΕ, και περιορισμένη υδροηλεκτρική παραγωγή.

Η ΟΤΣ το 2016 σχεδόν δεν υπερέβη τα 80 €/MWh (0,2% των ωρών κατανομής) σε σύγκριση με το 1% των ωρών κατά το 2015 και το 8% των ωρών κατά το 2014, ενώ από τις 19 αυτές ώρες, οι 16 ήταν εντός του Δεκεμβρίου (περίοδος κρίσης φυσικού αερίου). Γενικότερα η ΟΤΣ καθορίστηκε κυρίως από μονάδες φυσικού αερίου (σε ποσοστό 48%) και στη συνέχεια από λιγνιτικές μονάδες (33% των συνολικών ωρών του έτους), ενώ σε μικρότερη συχνότητα από εισαγωγές (11%), εξαγωγές (6%) ή υδροηλεκτρικές μονάδες (2%). Αναφορικά με ακραίες ωριαίες τιμές, η ΟΤΣ δεν άγγιξε το ανώτατο όριο των 300€/MWh ενώ ξεπέρασε τα 150€/MWh σε μόλις 9 ώρες κατανομής, κυρίως μέσα στο Δεκέμβριο, καθώς τότε εμφανίστηκαν ακραίες συνθήκες που σηματοδότησαν έλλειμμα ηλεκτρικής ισχύος λόγω της κρίσης στο μηχανισμό εφοδιασμού φυσικού αερίου της χώρας. Η συχνότητα των μηδενικών

τιμών αυξήθηκε κατά το 2016 σε 10 ώρες κατανομής, έναντι 5 ωρών κατά το 2015 και 31 ωρών κατά το 2014. Οι μηδενικές τιμές εμφανίζονται κατ' εξοχήν σε ώρες μειωμένης ζήτησης, κατά τις οποίες οι υποχρεωτικές εγχύσεις (υδροηλεκτρικά, παραγωγή ΑΠΕ, τεχνικά ελάχιστα θερμικών μονάδων, εισαγωγές) υπερβαίνουν την συνολική δήλωση φορτίου, (1).



Σχήμα 5.2: Καμπύλη Διάρκειας ΟΤΣ για τα έτη 2015 και 2016 (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

5.3 Σενάρια ανάλυσης

Τα υπό εξέταση σενάρια αναλύονται σε δύο κατηγορίες, ανάλογα με τον τρόπο τροφοδότησης του ΜΔΝ, καθώς και με τον βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ.

Όσον αφορά τον τρόπο ηλεκτροδότησης των νησιών, θεωρήθηκαν δύο βασικά σενάρια. Το πρώτο αφορά την αυτόνομη ανάπτυξη του νησιού, λαμβάνοντας υπόψιν φυσικά τους τιθέμενους στο κεφάλαιο 4 τεχνικούς περιορισμούς, ενώ το δεύτερο τη διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα.

Στην περίπτωση της **αυτόνομης ανάπτυξης**, οι λύσεις που προσφέρονται τεχνικά για την εναρμόνιση με τους περιβαλλοντικούς όρους που ορίζονται στις οδηγίες και εφαρμόζονται το 2030, περιλαμβάνουν τη συνέχιση λειτουργίας των υφιστάμενων μηχανών εσωτερικής καύσης με τις απαραίτητες τεχνικές προσαρμογές και την αλλαγή καυσίμου από μαζούτ σε ντίζελ ή Φ.Α, καθώς και τη δημιουργία νέων μονάδων που θα πληρούν τους περιβαλλοντικούς όρους, είτε αυτές είναι ΜΕΚ ή αεριοστρόβιλοι, είτε χρησιμοποιούν ντίζελ ή Φ.Α. Ωστόσο, καθώς η εισαγωγή υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) στα ΜΔΝ απαιτεί ενδελεχή έρευνα και εμπεριέχει δυσκολίες, στα πλαίσια της τρέχουσας μελέτης επιλέχθηκε η λύση της χρήσης ΜΕΚ με καύσιμο ντίζελ.

Στην περίπτωση της **διασύνδεσης** με το σύστημα, εξετάστηκε η αναγκαιότητα και οικονομικότητα της παράλληλης διατήρησης και ανάπτυξης της συμβατικής παραγωγής, όπως και η πλήρης κατάργηση της υπάρχουσας συμβατικής παραγωγής μετά την διασύνδεση του νησιού. Η τοπική παραγωγή αποδείχθηκε μη συμφέρουσα και αναγκαία όπως θα αναλυθεί στην παράγραφο 5.5.

Όσον αφορά τον βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ, εξετάσθηκαν τρία σενάρια. Το πρώτο σενάριο θεωρεί **μηδενική διείσδυση ΑΠΕ**, δηλαδή την συνέχιση της παρούσας κατάστασης, χωρίς την πραγματοποίηση περεταίρω επενδύσεων. Στη Μήλο αυτή τη στιγμή λειτουργούν αιολικά ισχύος μόλις 2,65MW, (45).

Το δεύτερο σενάριο αφορά τη διείσδυση αιολικής παραγωγής μέχρι το θεωρούμενο ασφαλές επίπεδο για την αυτόνομη λειτουργία ενός συστήματος, ήτοι **25% του ετήσιου μέγιστου φορτίου**, (10) (15). Και τα δυο σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ που αναφέρθηκαν, θα εξεταστούν τόσο υπό το πρίσμα της αυτόνομης, όσο και της διασυνδεδεμένης λειτουργίας.

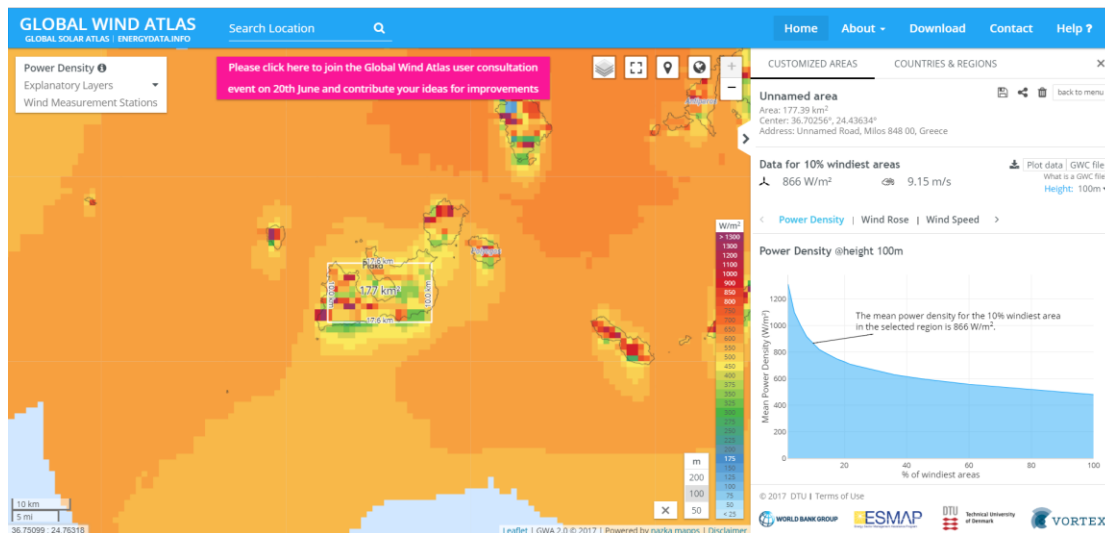
Τέλος, κατά το τρίτο σενάριο, εξετάζεται η διείσδυση ΑΠΕ της τάξεως του **100% του ετήσιου μεγίστου φορτίου** του νησιού, έναντι 25% του ετήσιου μεγίστου που μπορεί να εγκατασταθούν οριακά στην περίπτωση που η ηλεκτροδότησή πραγματοποιείται με ΑΣΠ. Φυσικά, η επίτευξη του υψηλού αυτού στόχου, μπορεί να πραγματοποιηθεί με ασφάλεια μόνο στην περίπτωση που το νησί διασυνδεθεί με το ΕΣΜΗΕ και η διασύνδεση προσφέρει ανά πάσα στιγμή την απαιτούμενη ισχύ και εφεδρεία με στόχο την αντιστάθμιση της στοχαστικότητας της αιολικής παραγωγής. Η διασύνδεση λοιπόν είναι σημαντικό να διαθέτει την απαιτούμενη ισχύ, ώστε να εξασφαλίζει πλήρως την απρόσκοπτη τροφοδότηση του νησιού σε περίπτωση ελλείμματος ενέργειας, όσο και για να απορροφά τυχόν πλεονάζουσα ενέργεια ΑΠΕ από το νησί, εκχέοντάς τη στο Ηπειρωτικό Σύστημα. Κατά την ανάπτυξη του σεναρίου αυτού, ελήφθησαν υπόψιν και οι χωροταξικοί περιορισμοί που υφίστανται, ώστε η διείσδυση των αιολικών στη Μήλο να μην ξεπερνά το ανώτατο όριο πυκνότητας αιολικών εγκαταστάσεων που έχει θέσει η ΡΑΕ (46), με στόχο την προστασία του τοπικού περιβάλλοντος και της κοινωνίας.

5.4 Δεδομένα

Για τις ανάγκες της τεχνοοικονομικής ανάλυσης με το λογισμικό HOMER, είναι απαραίτητος ο καθορισμός και η στοιχειοθέτηση των παραμέτρων που απαιτούνται στα πλαίσια αυτής. Παρακάτω παρουσιάζονται τα στοιχεία κόστους καθώς και λοιπά τεχνικά στοιχεία που θεωρούνται αντιπροσωπευτικά για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης, μαζί με τις αντίστοιχες πηγές των δεδομένων αυτών.

5.4.1 Αιολικό δυναμικό και αιολική παραγωγή

Τα στοιχεία για το αιολικό δυναμικό στο νησί της Μήλου, συγκεντρώθηκαν χρησιμοποιώντας τον παγκόσμιο χάρτη αιολικού δυναμικού που αναπτύχθηκε από το Τεχνικό Πανεπιστήμιο της Δανίας σε συνεργασία με την Παγκόσμια Τράπεζα Επενδύσεων. (Global Wind Atlas - DTU), (47). Από τον διαδραστικό χάρτη (Σχήμα 5.3), συγκεντρώθηκαν τα στοιχεία για τη μέση μηνιαία ταχύτητα του ανέμου για ιστό ύψους 100 μέτρων. Στη συνέχεια, τα δεδομένα αυτά εισήχθησαν στο HOMER (Σχήμα 5.4).



Σχήμα 5.3: Συγκέντρωση δεδομένων αιολικού δυναμικού για τη Μήλο από το Global Wind Atlas (<https://globalwindatlas.info>)

Wind Resource Inputs

File Edit Help

HOMER uses wind resource inputs to calculate the wind turbine power each hour of the year. Enter the average wind speed for each month. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. The advanced parameters allow you to control how HOMER generates the 8760 hourly values from the 12 monthly values in the table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	8.100
February	8.320
March	7.390
April	6.330
May	5.580
June	5.590
July	6.540
August	6.750
September	6.130
October	6.850
November	7.380
December	7.980
Annual average:	6.906

Wind Resource

Other parameters: Altitude (m above sea level) Anemometer height (m) Variation With Height...

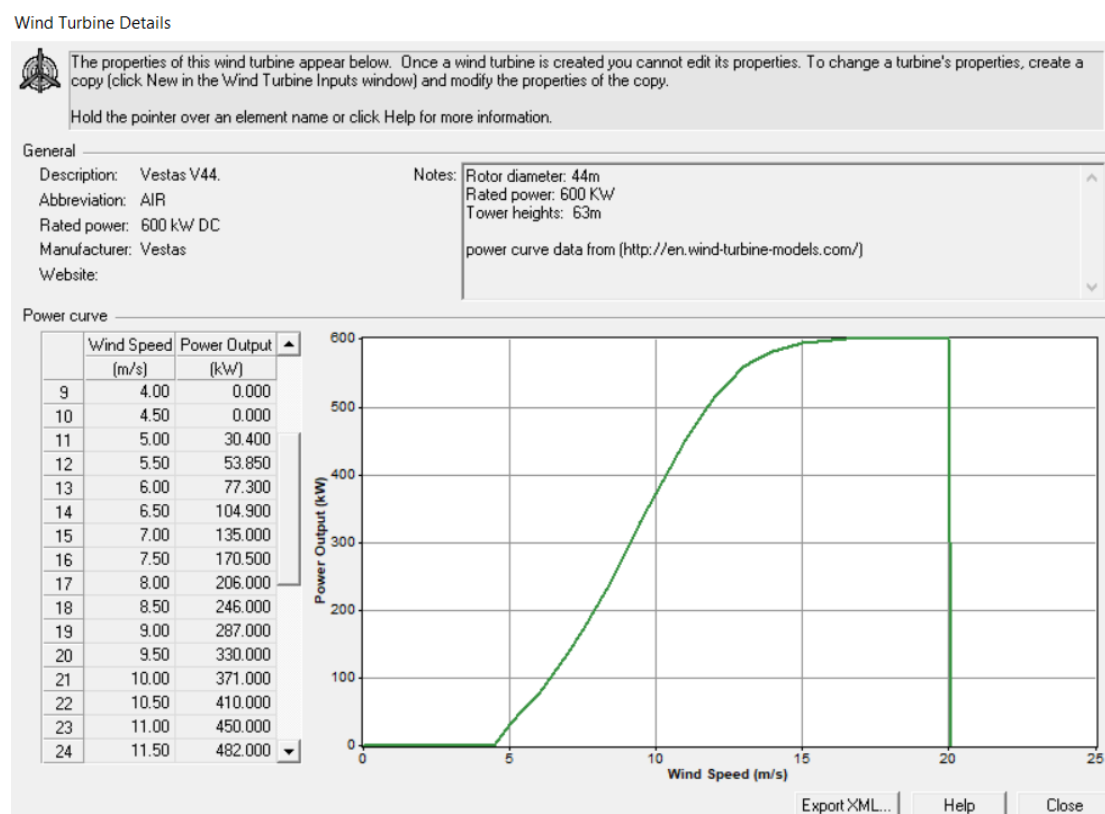
Advanced parameters: Weibull k Autocorrelation factor Diurnal pattern strength Hour of peak windspeed

Scaled annual average (m/s)

Σχήμα 5.4: Εισαγωγή των δεδομένων για τη μέση μηνιαία ταχύτητα του ανέμου στο HOMER

Όσον αφορά την υπάρχουσα αιολική παραγωγή, συλλέχθηκαν τα απαραίτητα δεδομένα για τις υφιστάμενες αιολικές εγκαταστάσεις, καθώς και για την μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική

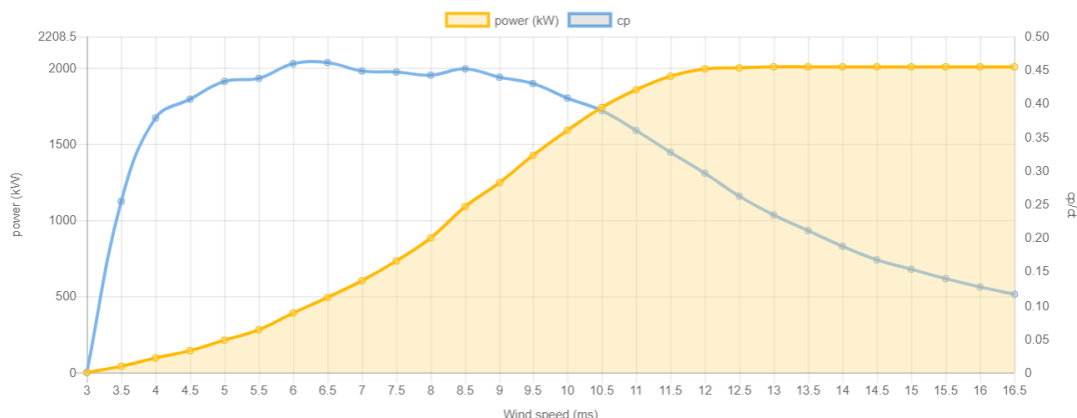
ισχύ από τη PAE. Η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στη Μήλο ανέρχεται σε 2,65MW (45), ενώ ο μέγιστος αριθμός τυπικών ανεμογεννητριών που μπορεί να εγκατασταθεί στο νησί χωρίς να παραβιάζονται χωροταξικοί και περιβαλλοντικοί κανόνες, είναι ίσος με 88,84, (46). Φυσικά ο περιορισμός αυτός δεν επηρεάζει τα δεδομένα της ανάλυσης, καθώς η μέγιστη ετήσια ζήτηση του υπό εξέταση συστήματος ανέρχεται στα 13MW, σημαντικά χαμηλότερα δηλαδή από το ανώτατο όριο των 88,84 τυπικών ανεμογεννητριών. Για την αποτύπωση της τρέχουσας κατάστασης, δεδομένης της εγκατεστημένης ισχύος και του πλήθους των ανεμογεννητριών, όπως προκύπτει από τον γεωπληροφοριακό χάρτη της PAE, εισήχθησαν στο HOMER τέσσερις (4) ανεμογεννήτριες Vestas V44 ονομαστικής ισχύος 600kW, οι οποίες θεωρούνται αντιπροσωπευτικές της πραγματικότητας. (Σχήμα 5.5)



Σχήμα 5.5: Εισαγωγή των χαρακτηριστικών της Vestas V44 στο HOMER

Για την προσομοίωση των σεναρίων που αφορούν νέες επενδύσεις σε αιολικά (25% και 100% της μέγιστης ισχύος διεύθυνση ΑΠΕ), ως αντιπροσωπευτική ανεμογεννήτρια θεωρήθηκε η Vestas V90. Η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια διαθέτει ονομαστική ισχύ 2MW, ύψος πύργου 80m και διάμετρο φτερωτής 90m. Η ταχύτητα εκκινήσεως της Vestas V90 είναι 4m/s και ταχύτητα αποκοπής τα 25m/s. Ως μοντέλο που βασίζεται σε δοκιμασμένη τεχνολογία, η Vestas V90 παρέχει αξιοπιστία και ευκολία συντήρησης, ενώ ο σχεδιασμός της, επιτρέπει την αξιοποίησή της σε ένα μεγάλο εύρος δυναμικών. Το επιλεγόμενο μοντέλο δηλαδή, είναι κατάλληλο για εκμετάλλευση τοποθεσιών χαμηλού και μέσου αιολικού δυναμικού, παρέχοντας όμως ταυτόχρονα και τη δυνατότητα λειτουργίας σε υψηλές ταχύτητες ανέμου, με ταχύτητα αποκοπής σημαντικά μεγαλύτερη από αυτή ανταγωνιστικών μοντέλων (25m/s), (48). Κατ' αυτόν τον τρόπο, παρέχεται η δυνατότητα εξέτασης σεναρίων ευρείας εκμετάλλευσης των αιολικών στη Μήλο, χωρίς να τίθενται περιορισμοί στις πιθανές τοποθεσίες εγκατάστασης. Με την εισαγωγή των δεδομένων της καμπύλης ισχύος και του ύψους του πύργου, το HOMER είναι σε θέση να αναπαράγει τη

λειτουργία οποιασδήποτε ανεμογεννήτριας. Για την άντληση των καμπυλών ισχύος των ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται στη μελέτη, χρησιμοποιήθηκε ο ιστότοπος “wind-turbine-models.com”, (49).

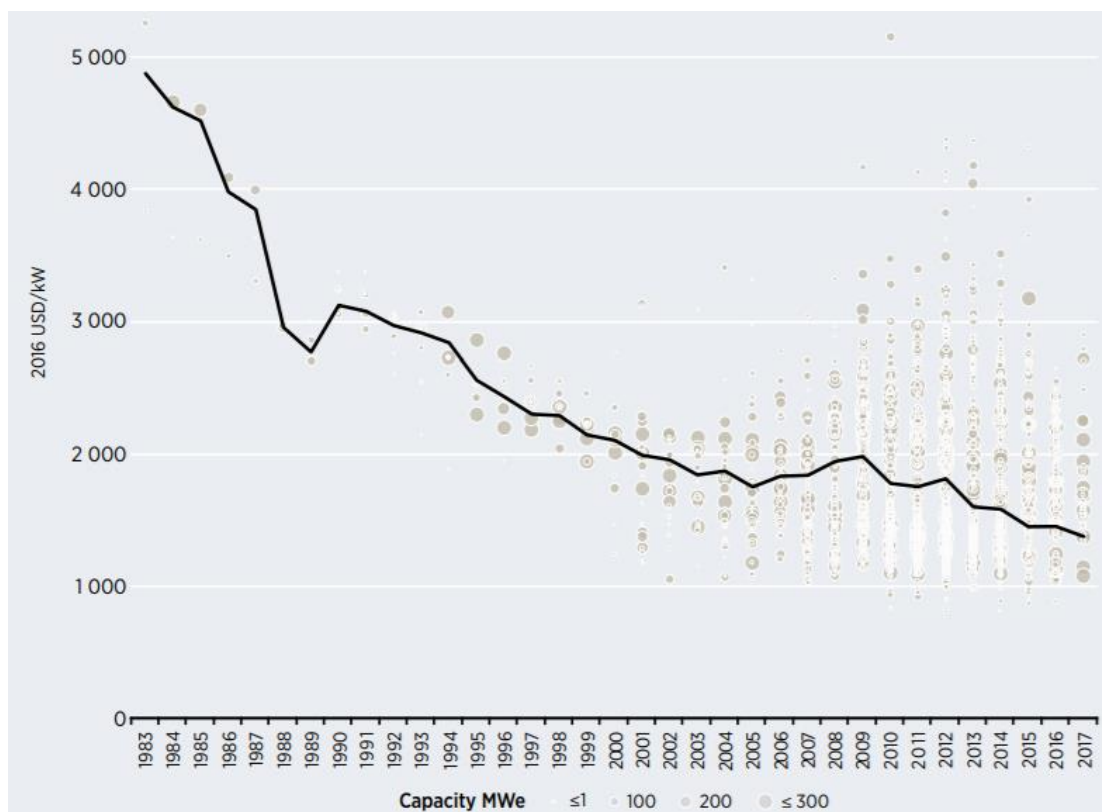


Σχήμα 5.6: Καμπύλη ισχύος και συντελεστής ισχύος για την Vestas V90 Πηγή: wind-turbine-models.com

Όπως ήδη έχει αναφερθεί, το κόστος επένδυσης και λειτουργίας των αιολικών, καθώς και όλων των παρελκόμενων επενδύσεων (μετασχηματιστές, υποσταθμοί κλπ), θεωρούμε ότι επιβαρύνει εξολοκλήρου το υπό εξέταση σύστημα. Αποζημίωση για την επένδυση αποτελεί η εντός του συστήματος καταναλισκόμενη ενέργεια, καθώς και η πώληση τις περισσευούμενης ενέργειας μέσω της διασύνδεσης.

Για τον υπολογισμό του κόστους επένδυσης και λειτουργίας των αιολικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, εξετάστηκε βιβλιογραφία από αξιόπιστους διεθνείς οργανισμούς (EWEA, NREL, IRENA κ.α.). Τα σχετικά με το κόστος συμπεράσματα κατά την εξέταση των μελετών αυτών, μπορούν να συνοψισθούν ως ακολούθως.

Η τεχνολογία των χερσαίων αιολικών παρουσιάζει διαρκή βελτίωση και μείωση κόστους, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.7. Συγκεκριμένα, η εκτιμώμενη παγκόσμια σταθμισμένη μέση μείωση του συνολικού κόστους εγκατάστασης των αιολικών πάρκων μεταξύ του 1983 και του 2017 ήταν 70%, καθώς το κόστος μειώθηκε από 4.880 \$/kW σε 1.477 \$/kW (~1307 €/kW με βάση τη μέση ισοτιμία του έτους αναφοράς) το 2017 σύμφωνα με το **IRENA** (Renewable Power Generation Costs in 2017). Με βάση την ίδια μελέτη, τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης (O&M) ανέρχονται σε 0,026 \$/kWh (0,023 €/kWh).



Σχήμα 5.7: Συνολικό κόστος εγκατάστασης έργων αιολικής ενέργειας παγκοσμίως ως σταθμισμένος μέσος όρος κατά το 1983-2017 (Πηγή: IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2017*)

Καθώς η τάση μείωσης του κόστους συνεχίστηκε και κατά την τελευταία δεκαετία, για την οποία και ελήφθησαν υπόψιν οι σχετικές μελέτες για την εξαγωγή δεδομένων, καταλληλότερες θεωρήθηκαν οι μελέτες οι οποίες στηρίζονται σε όσο το δυνατόν πιο σύγχρονα δεδομένα. Για λόγους πληρότητας ωστόσο, παρουσιάζονται στοιχεία από διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές και από διαφορετικές χρονολογίες.

Με βάση μελέτη της **EWEA** (The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association, 2009) τα τυπικά κόστη εγκατάστασης αιολικών σταθμών στην Ευρώπη ανά MW αναλύονται όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.1. Ως βάση αναφοράς ορίστηκε ανεμογεννήτρια ισχύος 2MW.

	Επένδυση (1000€/MW)	Ποσοστό επί του συνόλου (%)
Ανεμογεννήτρια	928	75,6
Σύνδεση με το δίκτυο	109	8,9
Θεμέλια	80	6,5
Οικόπεδο	48	3,9
Ηλεκτρικά	18	1,5
Συμβουλευτικές υπηρεσίες	15	1,2
Χρηματοοικονομικά κόστη	15	1,2
Κατασκευή δρόμου	11	0,9
Συστήματα ελέγχου	4	0,3
Σύνολο	1.227	100

Πίνακας 5.1: Τυπικά κόστη εγκατάστασης αιολικών σταθμών στην Ευρώπη ανά MW

Όσον αφορά τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης, υπολογίζονται σε 0,012 € - 0,015€ /kWh.

Αντίστοιχη μελέτη του **IRENA** (Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Volume 1: Power Sector, Issue 5/5, Wind Power, 2012) παρουσιάζει τα κόστη εγκατάστασης ενός τυπικού αιολικού πάρκου. Τα κόστη εγκατάστασης κυμαίνονται παγκοσμίως από 1.700 – 2.450 \$/KW. Πιο συγκεκριμένα για την Ευρώπη, τα κόστη αναλύονται όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.2.

	Επένδυση (\$/kW)	Ποσοστό επί του συνόλου (%)
Ανεμογεννήτριες	1202 - 1764	65 – 84
Σύνδεση με το δίκτυο	166 - 294	9 – 14
Εγκαταστάσεις	74 - 336	4 – 16
Λοιπά κόστη	74 - 210	4 – 10
Σύνολο	1.850 – 2.100	100

Πίνακας 5.2: Τυπικά κόστη εγκατάστασης αιολικών σταθμών στην Ευρώπη ανά kW

Ο συντελεστής εκμετάλλευσης ανέρχεται σε 25% - 35% και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης σε 0,013 – 0,025 \$/kWh. Σημαντική παράμετρο φυσικά αποτελεί και η συναλλαγματική ισοτιμία, καθώς για να συγκριθούν τα μεγέθη, απαιτείται η μετατροπή τους σε ευρώ. Κατά το έτος 2010 στο οποίο και αναφέρονται τα δεδομένα του Πίνακα 5.2, η μέση συναλλαγματική ισοτιμία ευρώ – δολαρίου (€/€), ανήλθε σε ~0,75 €/€, (50). Έτσι, το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται σε 1387 – 1575 €/kW, ήτοι σε ~1480 €/kW κατά μέσο όρο, ενώ τα κόστη O&M σε 0,010 – 0,018 €/kWh.

Σύγχρονη μελέτη του **NREL** (2016 Cost of Wind Energy - Tyler Stehly, Donna Heimiller and George Scott) αναφέρει τυπικά κόστη εγκατάστασης αιολικού πάρκου στις ΗΠΑ. Τα κόστη που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.3, αναφέρονται σε τυπικό αιολικό πάρκο 93 ανεμογεννητριών, ισχύος 2,16 MW έκαστη, σε υψόμετρο 450m και διάρκεια λειτουργίας τα 25 έτη.

	Επένδυση (\$/kW)
Ανεμογεννήτριες	1.071
Κόστος ανάπτυξης	18
Κόστη μηχανικού	20
Θεμέλια	65
Έργα πρόσβασης	50
Συναρμολόγηση και εγκατάσταση	48
Ηλεκτρικές υποδομές	163
Κόστος χρηματοδότησης	60
Αποθεματικά έκτακτης ανάγκης	95
Σύνολο	1.590

Πίνακας 5.3: Τυπικά κόστη εγκατάστασης αιολικών σταθμών στις ΗΠΑ ανά kW

Ομοίως, σημαντική παράμετρο αποτελεί και η συναλλαγματική ισοτιμία, καθώς για να συγκριθούν τα μεγέθη, απαιτείται η μετατροπή τους σε ευρώ. Κατά το έτος 2016 στο οποίο και αναφέρονται τα δεδομένα του Πίνακα 5.3, η μέση συναλλαγματική ισοτιμία ευρώ – δολαρίου (€/€), ανήλθε σε ~0,90 €/€, (50). Έτσι, το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται σε ~1431 €/kW. Φυσικά κατά την αξιολόγηση των δεδομένων, σημαντικό είναι να ληφθούν υπόψιν οι οικονομίες κλίμακος που δημιουργούνται σε τέτοιου μεγέθους έργα, καθώς και

οι διαφορές που παρουσιάζονται στις αγορές Ευρώπης και Αμερικής. Όσον αφορά τα έξοδα O&M, αυτά ανέρχονται σε ~0,013 €/kWh.

Στο πλαίσιο των διαφορετικών παραγόντων (τυπικό έργο, τοποθεσία, έτος αναφοράς) που έχουν ληφθεί υπόψιν κατά την διεξαγωγή των προαναφερθέντων μελετών, στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής και για λόγους ελαχιστοποίησης της πιθανότητας χρησιμοποίησης μη αντιπροσωπευτικών δεδομένων, ως στοιχεία θα χρησιμοποιηθούν οι αντίστοιχοι μέσοι όροι των μελετών. Συνεπώς, τα δεδομένα που θα χρησιμοποιηθούν παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.4.

Πηγή	Capex (€/kW)	Opex (€/kWh)	Opex (€/kW/year)
IRENA (Renewable Power Generation Costs in 2017)	1.307	0,023	24,3
EWEA (The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association, 2009)	1.227	0,0135	N/A
IRENA (Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Volume 1: Power Sector, Issue 5/5, Wind Power, 2012)	1.480	0,014	36,4
NREL (2016 Cost of Wind Energy)	1.431	0,013	46,8
Μέσος όρος	1.361	0,0158	35,8

Πίνακας 5.4: Κόστος εγκατάστασης (Capex), Λειτουργίας και συντήρησης (Opex) ανά μελέτη και κόστος που θεωρείται αντιπροσωπευτικό.

Χρησιμοποιώντας τα δεδομένα όπως ορίζονται στον ανωτέρω πίνακα, εισάγουμε στο HOMER τα αντίστοιχα κόστη (Σχήμα 5.8). Όπως είναι φυσικό, για το ήδη υπάρχον αιολικό δυναμικό που είναι εγκατεστημένο στη Μήλο, το κόστος επένδυσης (Capex) λαμβάνεται μηδενικό, καθώς αυτό έχει ήδη πραγματοποιηθεί. Ως διάρκεια ζωής της επένδυσης, θεωρούμε τη διάρκεια που αναφέρεται ως αντιπροσωπευτική σε όλες τις μελέτες πλην αυτής του NREL, ήτοι τα 20 έτη.

Wind Turbine Inputs

File Edit Help

Choose a wind turbine type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include the cost of the tower, controller, wiring, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Turbine type: **Vestas V90** [Details...] [New...] [Delete]

Turbine properties:

- Abbreviation: AIR (used for column headings)
- Rated power: 2,000 kW DC
- Manufacturer: Vestas
- Website:

Costs:

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	2722000	0	71600
[.]	[.]	[.]	[.]

Sizes to consider:

Quantity
2

Other:

- Lifetime (yrs): 5 [.]
- Hub height (m): 80 [.]

Power Curve:

Cost Curve:

[Help] [Cancel] [OK]

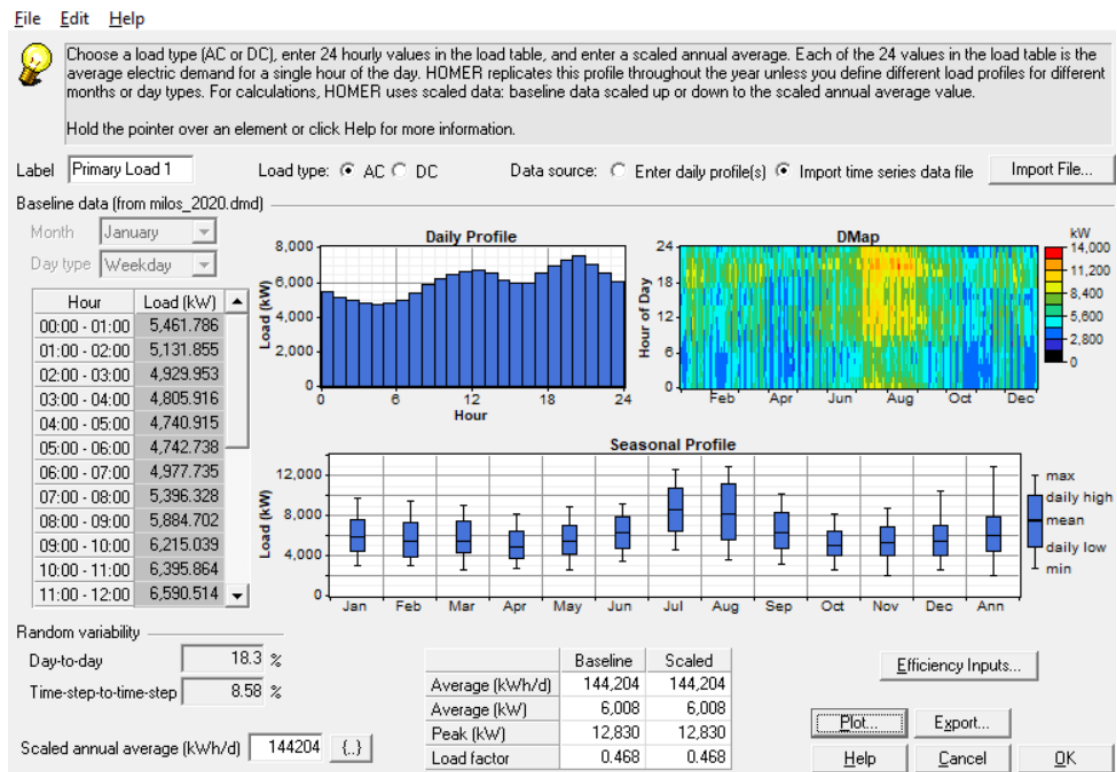
Σχήμα 5.8: Εισαγωγή των σχετικών με τις ανεμογεννήτριες δεδομένων στο HOMER

Κατά την ανάλυση με το λογισμικό και καθώς αυτή πραγματοποιείται τμηματικά ανά πενταετία, στο πεδίο “lifetime (yrs)” τοποθετείται διάρκεια ζωής 5 ετών και όχι η πραγματική διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών (20 έτη). Τούτο εφαρμόζεται διότι καθώς το βήμα της ανάλυσης είναι πενταετές, σε περίπτωση διάρκειας ζωής 20 ετών, το HOMER θα υπολόγιζε αυτομάτως υπολειμματική αξία για τις ανεμογεννήτριες, ανάλογη της ωφέλιμης ζωής τους. Κατά αυτό τον τρόπο, θα πραγματοποιούνταν λανθασμένοι υπολογισμοί, καθώς οι ανεμογεννήτριες αναμένεται να εγκατασταθούν ανάλογα το σενάριο, το 2020 ή το 2025 στο νησί και να έχουν διάρκεια ζωής έως το 2045 ή το 2050 αντίστοιχα. Για τον ίδιο ακριβώς λόγο, το κόστος αντικατάστασης “Replacement” αφήνεται κενό. Στην περίπτωση όπου η διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών υπερκαλύπτει τον ορίζοντα της ανάλυσης, η υπολειμματική αξία λαμβάνεται υπόψιν σε ξεχωριστό υπολογιστικό φύλλο που έχει αναπτυχθεί, και αφού εξαχθούν τα αποτελέσματα από το λογισμικό ενεργειακής ανάλυσης. Η υπολειμματική αξία υπολογίζεται με τη μέθοδο της σταθερής απόσβεσης.

5.4.2 Φορτίο και κατανάλωση

Το φορτίο και η ζήτηση ενέργειας στο σύστημα λαμβάνονται σταθερά για διαστήματα πενταετίας και προσαρμόζονται ανάλογα στο τέλος κάθε πενταετίας με στόχο την ρεαλιστικότερη εξομοίωση. Για κάθε αντιπροσωπευτικό χρόνο ανά πενταετία, λήφθηκε υπόψιν το ωριαίο φορτίο, για κάθε μία από τις 8760 ώρες του έτους, (51). Τα δεδομένα εισάγονται στο HOMER για τη διεξαγωγή των αναλύσεων, ενώ παράλληλα το πρόγραμμα εξάγει χρήσιμα αποτελέσματα για το προφίλ της ζήτησης και την κατανάλωση ενέργειας διαχρονικά, (Σχήμα 5.9).

Primary Load Inputs

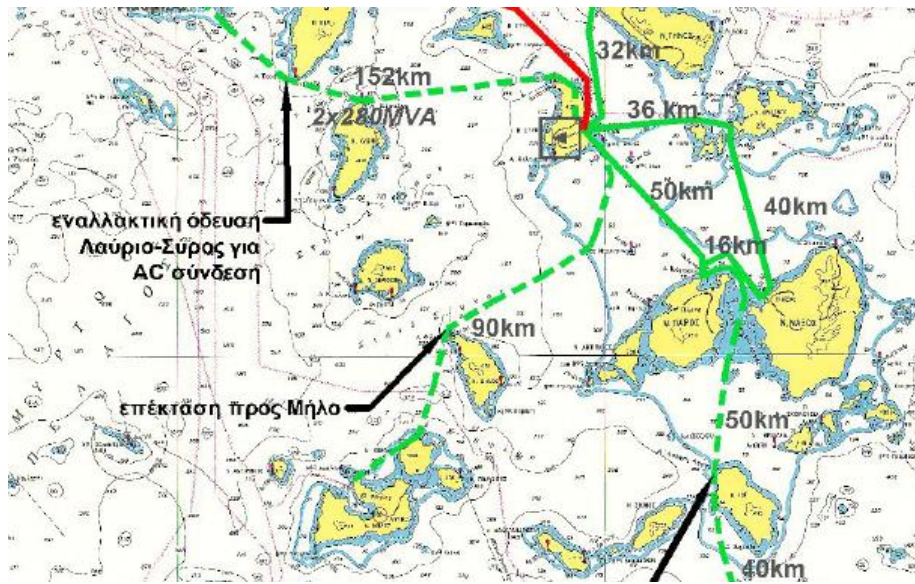


Σχήμα 5.9: Εισαγωγή του ωριαίου προφίλ συστήματος στο HOMER.

5.4.3 Διασύνδεση – Δίκτυο

Όσον αφορά την διασύνδεση, το κόστος της λαμβάνεται ίσο με 890.000 €/km (52), ενώ σε αυτό πρέπει να προστεθεί και το κόστος δημιουργίας του υποσταθμού 150kV/20kV στο νησί, το οποίο λαμβάνεται ίσο με 10.500.000€, (52). Η διασύνδεση προτείνεται να κατασκευαστεί μέσω Κίμωλου – Σίφνου και να καταλήγει στον υποσταθμό της Σύρου, όπως ακριβώς προβλεπόταν και στη «Μελέτη Διασυνδέσεων των Νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα, 2010» του ΔΕΣΜΗΕ (Σχήμα 5.10). Συνεπώς, η έκταση της υπό εξέταση διασύνδεσης, ανέρχεται σε 90-100km, και για τις ανάγκες της τρέχουσας μελέτης λαμβάνεται ίση με 100km. Το υποβρύχιο καλώδιο προτείνεται να διαθέτει φαινόμενη ισχύ 140MVA, δηλαδή περί τα 120MW δυνατότητα μεταφοράς ενεργού ισχύος, και να λειτουργεί υπό τάση 150kV εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). Η επέκταση προς τη Μήλο δηλαδή, προτείνεται να έχει τεχνικά χαρακτηριστικά πανομοιότυπα με αυτά των ήδη πραγματοποιημένων από τον ΑΔΜΗΕ διασυνδέσεων στα υπόλοιπα νησιά των Κυκλάδων (Πάρο, Νάξο, Μύκονο), (13) (12).

Το κόστος παροχής της απαιτούμενης ενέργειας από το διασυνδεδεμένο σύστημα μέσω της διασύνδεσης, λαμβάνεται ίσο με την οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ), δεδομένα για την οποία είναι διαθέσιμα σε ωριαία βάση (8760 καταχωρήσεις) για ένα αντιπροσωπευτικό έτος, (53). Η ΟΤΣ θεωρείται σταθερή σε οριζόντια 5ετία, και αναπροσαρμόζεται κατά 5% ανά 5ετία, έτσι ώστε να ακολουθεί ετήσιο πληθωρισμό της τάξεως του 1%. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η ενέργεια από ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το σύστημα και συνεπώς εξάγεται στο Ηπειρωτικό Σύστημα μέσω της διασύνδεσης, θεωρείται ότι αποτελεί έσοδο προς το αυτόνομο σύστημα, και τιμολογείται με βάση την ΟΤΣ.



Σχήμα 5.10: Η προτεινόμενη διασύνδεση της Μήλου κατά την «Μελέτη Διασυνδέσεων των Νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα, 2010» του ΔΕΣΜΗΕ

5.4.4 Συμβατική παραγωγή

Για το σενάριο της αυτόνομης ανάπτυξης του συστήματος, καθώς και για την εξέταση της οικονομικότητας της διατήρησης της συμβατικής παραγωγής επί του νησιού, με παράλληλη λειτουργία της διασύνδεσης, απαραίτητη είναι η προσομοίωση της υπάρχουσας και προγραμματισμένης ανάπτυξης της συμβατικής παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψιν και τους περιορισμούς που έχουν τεθεί με την οδηγία 2015/2193/ΕΕ, οι οποίοι και εφαρμόζονται το 2030 στην περίπτωση της Μήλου. Υπενθυμίζεται ότι για τη Μήλο, ως απομονωμένο μικροσύστημα (MIS), η εφαρμογή των περιορισμών για τις υφιστάμενες μονάδες ΜΕΚ που λειτουργούν επί αυτού, γίνεται δεσμευτική την 1^η Ιανουαρίου 2030. Ωστόσο, για τις νέες μονάδες που πιθανώς χρειαστούν για την ενίσχυση της παραγωγής, η οδηγία γίνεται δεσμευτική ήδη από τις 20 Δεκεμβρίου 2018, (54).

Οι υφιστάμενες μονάδες καθώς και οι νέες μονάδες που πρόκειται να εγκατασταθούν, πάντα λαμβάνοντας υπόψιν και την τήρηση των οδηγιών της ΕΕ περί εκπομπών, συνοψίζονται στον Πίνακα 5.5.

Μονάδα	Αποδιδόμενη ισχύς (MW)	Έτος έναρξης	Ολοκλήρωση διάρκειας ζωής	Έτος προσαρμογής στην οδηγία 2015/2193/ΕΕ	Επιτρεπόμενο καύσιμο έως το 2030	Επιτρεπόμενο καύσιμο μετά το 2030
MAN V32/40	5	2009	2040	2030	Μαζούτ	Ντίζελ ή ΦΑ
MAN V32/40	5	2006	2035	2030	Μαζούτ	Ντίζελ ή ΦΑ
MAN V32/40	5	2006	2035	2030	Μαζούτ	Ντίζελ ή ΦΑ
CKD 12V27,5B8S	1,5	1994	2025	2030	Ντίζελ	Ντίζελ ή ΦΑ
CKD 12V27,5B8S	1,5	1994	2025	2030	Ντίζελ	Ντίζελ ή ΦΑ
MITSUBISHI S16R-PTA	1	2008	2040	2030	Ντίζελ	Ντίζελ ή ΦΑ
NEA MEK	3,8	2025	>2045	2025	Ντίζελ	Ντίζελ ή ΦΑ
NEA MEK	1,5	2030	>2045	2030	Ντίζελ ή ΦΑ	
NEA MEK	5	2035	>2045	2035	Ντίζελ ή ΦΑ	

NEA MEK	5	2035	>2045	2035	Ντίζελ ή ΦΑ
NEA MEK	3,8	2040	>2045	2040	Ντίζελ ή ΦΑ
NEA MEK	3,8	2040	>2045	2040	Ντίζελ ή ΦΑ

Πίνακας 5.5: Υφιστάμενες μονάδες και νέες μονάδες που αναμένεται να εγκατασταθούν με βάση τον ισχύοντα προγραμματισμό. (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Όπως ήδη έχει αναφερθεί, το καύσιμο που θα χρησιμοποιηθεί μετά το 2030 για τη λειτουργία των μονάδων είναι το πετρέλαιο ντίζελ. Συνοψίζοντας τα ανωτέρω, μια περιγραφή του αυτόνομου συστήματος παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.6.

Έτος	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Αποξήλωση υφιστάμενων μονάδων	-	2x1,5 MW	-	2x5 MW	1x5 MW+ 1x1 MW	-
Εγκατάσταση νέων μονάδων	-	1x3,8 MW	1x1,5 MW	2x5 MW	2x3,8 MW	-
Ισχύς σταθμού (MW)	19	19,8	21,3	21,3	22,9	22,9
Αιχμή φορτίου επόμενης 5ετίας (MW)	13,55	14,32	15,12	15,97	16,9	-
Ισχύς μεγαλύτερης μονάδας (MW)	5	5	5	5	5	5

Πίνακας 5.6: Το αυτόνομο σύστημα της Μήλου για τα έτη 2020-2045. (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Πέραν της διάρθρωσης της ηλεκτροπαραγωγής και του προγραμματισμού, σημαντικό στοιχείο της ανάλυσης αποτελεί και ο προσδιορισμός του μοναδιαίου κόστους για τα επιμέρους στοιχεία του συστήματος. Έτσι, το επενδυτικό κόστος για τη δημιουργία μίας νέας μονάδας εσωτερικής καύσης ανέρχεται σε 800.000€/MW, (51). Όπως είναι φυσικό, για τις ήδη υπάρχουσες μονάδες συμβατικής παραγωγής, δεν λαμβάνεται υπόψιν κόστος επένδυσης, παρα μόνο κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Για τον προσδιορισμό του κόστους λειτουργίας και συντήρησης, λήφθηκαν υπόψιν τα δεδομένα από την επικαιροποίηση της ΣΜΔΝ, με βάση την οποία το σταθερό λειτουργικό κόστος μίας MEK ανέρχεται σε 64€/kW – έτος, ενώ το μεταβλητό λειτουργικό κόστος σε 5,4€/MWh, χωρίς φυσικά να συμπεριλαμβάνεται σε αυτό το κόστος καυσίμου. Για την προσθήκη των δεδομένων αυτών στο HOMER, απαιτείται η μετατροπή τους σε κόστος λειτουργίας ανά ώρα (€/hr). Για τον σκοπό αυτό, μπορεί να θεωρηθεί η πλήρης λειτουργία των μηχανών στη διάρκεια του έτους, ήτοι για 8760 ώρες. Συνεπώς, ανάγοντας τόσο το μεταβλητό όσο και το σταθερό κόστος λειτουργίας των μονάδων σε (€/hr), το κόστος λειτουργίας μονάδας 5MW προκύπτει 63,5€/hr, ενώ για μονάδα 1MW, 12,7€/hr. Ενώ ο ανωτέρω τρόπος υπολογισμού του μεταβλητού κόστους επιτρέπει την εξαγωγή των τελικών αποτελεσμάτων απευθείας από το λογισμικό ενεργειακής ανάλυσης, η αναγκαία υπόθεση εργασίας που αφορά την λειτουργία των μονάδων κατά 8760 ώρες το έτος, μπορεί να επηρεάσει την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων. Για το λόγο αυτό, στο HOMER εισάγεται μόνο το μεταβλητό λειτουργικό κόστος των μονάδων, ενώ το σταθερό λειτουργικό κόστος λαμβάνεται υπόψιν κατά την ανάλυση των αποτελεσμάτων σε υπολογιστικό φύλλο. Κατ' αυτόν τον τρόπο, εξασφαλίζεται η κατά το δυνατόν πληρέστερη εξομείωση του πραγματικού κόστους των μονάδων. Στο Σχήμα 5.11 παρουσιάζεται το περιβάλλον εισαγωγής των αντίστοιχων δεδομένων στο HOMER. Τα έξοδα O&M (\$/hr) αφορούν μόνο το μεταβλητό λειτουργικό κόστος της μονάδας. Παραδείγματος χάριν, για μονάδα ισχύος 3800 kW, το αντίστοιχο κόστος θα είναι (5,4€/MWh * 3,8MWh/hr = 20,52€/hr). Το αντίστοιχο σταθερό κόστος για τη συγκεκριμένη μονάδα θα είναι (64€/kW/έτος * 3800kW = 243.200€/έτος) και θα ληφθεί υπόψιν κατά τη διαδικασία της ανάλυσης των αποτελεσμάτων του λογισμικού.

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost | Fuel | Schedule | Emissions

Costs				Sizes to consider
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)	Size (kW)
3800.000	3040000	0	20.520	3800.000

Properties

Description: NEA MEK 2025 Type: AC DC

Abbreviation: MEK1

Lifetime (operating hours): 219000

Minimum load ratio (%): 30

Cost Curve

Help Cancel OK

Σχήμα 5.11: Εισαγωγή των δεδομένων για την συμβατική παραγωγή στο HOMER

Φυσικά, ένας από τους σημαντικότερους παράγοντες μεταβλητού κόστους για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με καύσιμο, είναι το ίδιο το καύσιμο. Για τις μονάδες που λειτουργούν με βαρύ κλάσμα πετρελαίου (μαζούτ), το κόστος λαμβάνεται ίσο με 460€/tn, ενώ για αυτές που λειτουργούν με πετρέλαιο ντίζελ, το κόστος καυσίμου θεωρείται ίσο με 835€/kl, (51). Στο Σχήμα 5.12 παρουσιάζεται η εισαγωγή του κόστους καυσίμου στο λογισμικό ενεργειακής ανάλυσης, καθώς και η επιλογή του κατάλληλου καυσίμου ανά μονάδα που προσομοιώνεται.

Mazut Inputs

File Edit Help

Enter the fuel price. The fuel properties can only be changed when creating a new fuel (click New in the Generator Inputs or Boiler Inputs window). Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Price (\$/kg): 0.46

Limit consumption to (kg/yr): 5000

Fuel properties

Lower heating value: 41.57 MJ/kg

Density: 963.4 kg/m³

Carbon content: 88 %

Sulfur content: 1 %

Cost | Fuel | Schedule | Emissions

Fuel curve

Fuel: Diesel Copy

Intercept coeff. (L/hr/kW rated): 0.08

Slope (L/hr/kW output): 0.25

Advanced

Heat recovery ratio (%): 0

Cofire with biogas

Substitution ratio: 8.5

Minimum fossil fraction (%): 20

Derating factor (%): 70

Help Cancel OK

Σχήμα 5.12: Εισαγωγή μοναδιαίου κόστους και χημικών χαρακτηριστικών καυσίμου (αριστερά) και επιλογή καυσίμου για μονάδα παραγωγής (δεξιά) στο λογισμικό


5.4.5 Λοιπά δεδομένα

Άλλα δεδομένα που πρέπει να εισαχθούν στο λογισμικό, απαραίτητα για την διεξαγωγή της τεχνοοικονομικής ανάλυσης, είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο, η διάρκεια ζωής του έργου

καθώς και τυχόν σταθερά κεφαλαιουχικά και λειτουργικά κόστη τα οποία δεν έχουν ληφθεί έως τώρα υπόψιν. Όλα τα δεδομένα αυτά μπορούν να εισαχθούν στην καρτέλα “Economics” όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.13.

Economic Inputs

File Edit Help

 HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	<input type="text" value="7"/>	(.)
Project lifetime (years)	<input type="text" value="25"/>	(.)
System fixed capital cost (\$)	<input type="text" value="0"/>	(.)
System fixed O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="0"/>	(.)
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	<input type="text" value="0"/>	(.)

Help Cancel OK

Σχήμα 5.13: Εισαγωγή οικονομικών και λοιπών δεδομένων στην καρτέλα “Economics” του HOMER

Στις σημαντικότερες μελέτες για τη διασύνδεση των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων που έχουν πραγματοποιηθεί τα τελευταία χρόνια τόσο από το ΕΜΠ όσο και από τον ίδιο τον ΑΔΜΗΕ, το επιτόκιο επιλέγεται ίσο με 6-8%. Σαφώς, ο προσδιορισμός του κατάλληλου προεξοφλητικού επιτοκίου αποτελεί μια ιδιαίτερα απαιτητική διαδικασία στην οποία πρέπει να ληφθούν υπόψιν πλήθος παραγόντων όπως μακροοικονομικοί, αγοράς, επιχειρησιακοί, κόστους και άλλοι. Συνήθως η μέθοδος που χρησιμοποιείται είναι ο προσδιορισμός του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC) για τη συγκεκριμένη επένδυση. Για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου της επέκτασης της διασύνδεσης προς τη Μήλο, θα ληφθεί υπόψιν το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου του ΑΔΜΗΕ, όπως αυτό έχει εγκριθεί από τη ΡΑΕ, ήτοι ίσο με 7,0%, (55).

Κατά την εισήγησή του προς τη ΡΑΕ, ο ΑΔΜΗΕ όρισε το κόστος κεφαλαίου του ίσο με 8,8% για τα έτη 2018-2019 και 8,6% για τα έτη 2020-2021. Η ΡΑΕ εν τέλει, εκτίμησε το WACC σε 7,0% – 6,9% – 6,5% και 6,3% για τα έτη 2018-2021 αντίστοιχα. Στα πλαίσια της τρέχουσας μελέτης και λαμβάνοντας υπόψιν τα ανωτέρω, το WACC που θεωρήθηκε αντιπροσωπευτικό είναι το 7,0%.

Για τον υπολογισμό του WACC (7,0%), θεωρήθηκαν από τη ΡΑΕ και υιοθετούνται στην τρέχουσα μελέτη τα εξής δεδομένα:

- α. Συντελεστής δανειακής επιβάρυνσης (g): 36,3%.
- β. Φορολογικός συντελεστής (t): λαμβάνεται η τιμή του συντελεστή φορολόγησης ανωνύμων εταιρειών, ήτοι 29%.
- γ. Πληθωρισμός (i): βάσει των στοιχείων (Δελτία Τύπου) της ΕΛ.ΣΤΑΤ. για το μέσο Δείκτη Τιμών Καταναλωτή (ΔΤΚ) του 2017 (1,1%), καθώς και τις εκθέσεις του Διεθνούς Νομισματικού Ταμείου και της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, καταγράφονται πλέον θετικές τιμές πληθωρισμού (από αποπληθωρισμό που ίσχυε κατά το 2016). Η ΡΑΕ, υιοθετώντας μια πιο συντηρητική προσέγγιση σε σχέση με τις εκτιμήσεις του Διεθνούς Νομισματικού Ταμείου και της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την εξέλιξη του πληθωρισμού τόσο για το 2018 όσο και για τα επόμενα τρία έτη, έκρινε ως εύλογη εκτίμηση για την τιμή του πληθωρισμού το 0,6%. Για τους σκοπούς της ανάλυσης

ωστόσο, και καθώς αυτή θα πραγματοποιηθεί για ορίζοντα 25ετίας, ως αντιπροσωπευτικότερος μέσος ετήσιος πληθωρισμός θεωρείται εκείνος της τάξεως του 1,0%.

- δ. Κόστος δανειακών κεφαλαίων (r_d): 5,28%.
- ε. Κόστος ιδίων κεφαλαίων (r_e): 9,0% (σε προ-φόρων βάση). Η εν λόγω παράμετρος προκύπτει βάσει του υποδείγματος Capital Asset Pricing Model (CAPM) το οποίο χρησιμοποιείται για να εκτιμήσει την απόδοση των ιδίων κεφαλαίων και χρησιμοποιεί της παραμέτρους (r_f), (β) και (MRP) υπό τον τύπο: $(r_e) = (r_f) + (\beta) * (MRP)$.
- στ. Απόδοση επένδυσης χωρίς κίνδυνο (r_f): 0,7%. Υπολογίζεται βάσει της απόδοσης του γερμανικού 10-ετούς κρατικού ομολόγου και λαμβάνονται υπόψιν τρέχουσες, αλλά και ιστορικές τιμές.
- ζ. Συντελεστής συστηματικού κινδύνου βήτα (β): 0,68. Ο συντελεστής αυτός φανερώνει τη συσχέτιση της απόδοσης του ΑΔΜΗΕ με την αγορά και εκφράζει τον κίνδυνο της εταιρείας.
- η. Ασφάλιστρο κινδύνου αγοράς (MRP): 5%. Στην απόδοση των Ιδίων Κεφαλαίων προστίθεται και εκτίμηση για την απόδοση από το ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας (CRP), παράμετρος που συνολικά αυξάνει την όποια απόδοση προκύπτει από το μοντέλο αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων Capital Asset Pricing Model (CAPM).
- θ. Ασφάλιστρο κινδύνου της χώρας (CRP): 2,3%.

Τέλος, ο ορίζοντας του έργου λαμβάνεται ίσος με 25 έτη, ορίζοντας τυπικός για παρόμοια έργα, ενώ δεν παρουσιάζονται περαιτέρω κόστη τα οποία να μην έχουν συμπεριληφθεί στην μέχρι στιγμής ανάλυση.

5.5 Ανάλυση Σεναρίων

Στο παρόν κεφάλαιο αναλύονται οι επιμέρους παράμετροι των υπό εξέταση σεναρίων και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των αναλύσεων τόσο σε τεχνικό όσο και σε οικονομικό επίπεδο.

5.5.1 Αυτόνομη ανάπτυξη χωρίς διεϊσδυση ΑΠΕ

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η αυτόνομη ανάπτυξη του νησιού, διατηρώντας μόνο το υπάρχον αιολικό δυναμικό χωρίς την επένδυση σε νέα παραγωγή ΑΠΕ. Λόγω της παλαιότητας των τεσσάρων ήδη υπάρχουσών ανεμογεννητριών (4x600MW), θεωρείται η λειτουργία τους έως το έτος 2024. Στη συνέχεια το αυτόνομο σύστημα λειτουργεί χωρίς ανανεώσιμη παραγωγή, με τη λειτουργία των ήδη υπάρχουσών πετρελαϊκών σταθμών, οι οποίοι και αναπτύσσονται/επεκτείνονται αναλόγως με το φορτίο του συστήματος και με στόχο την αξιόπιστη και αδιάληπτη κάλυψη των αναγκών. Οι υπάρχουσες μονάδες καθώς και οι προγραμματισμένες αποξηλώσεις και επενδύσεις κατά την αυτόνομη ανάπτυξη του νησιού συνοψίζονται στους Πίνακες 5.5 και 5.6.

Στον Πίνακα 5.7 παρουσιάζονται συνοπτικά τα στοιχεία κόστους του σεναρίου διαχρονικά, καθώς και η καταναλισκόμενη ενέργεια. Από τα στοιχεία αυτά στη συνέχεια εξάγονται οι δείκτες του κόστους σε όρους παρούσας αξίας (NPC) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

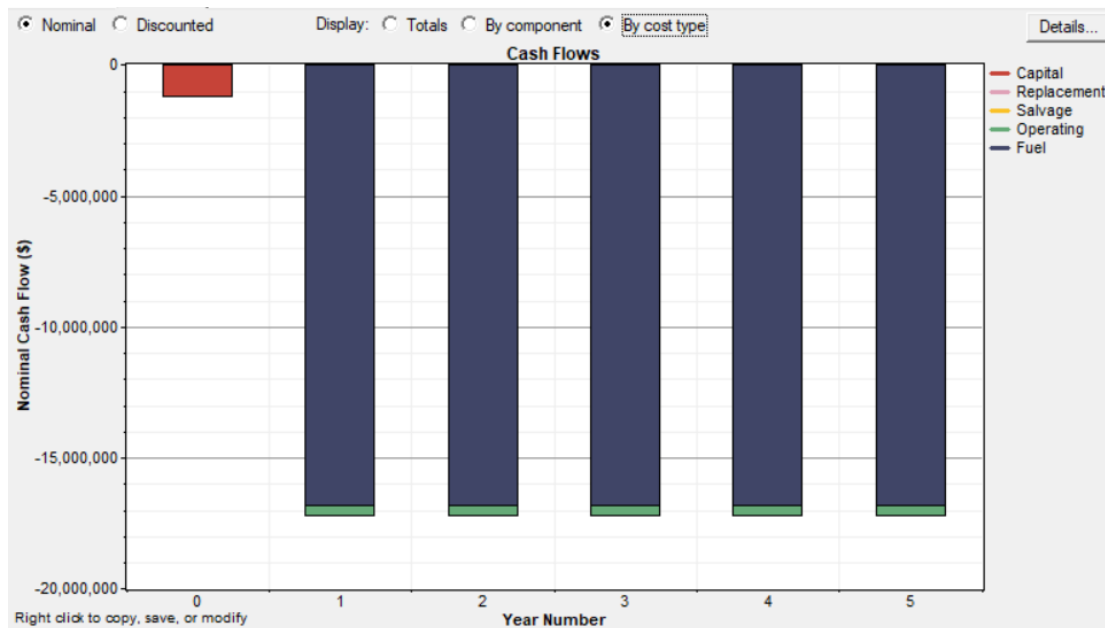
Έτος	Επενδύσεις σε ΑΣΠ	Μεταβλητά λειτουργικά κόσθη ΑΣΠ & καύσιμο	Σταθερά λειτουργικά κόσθη ΑΣΠ	Επενδύσεις σε αιολικά	Λειτουργικά κόσθη αιολικών	Συνολικό ονομαστικό κόστος (€)	Καταναλ. Ενέργεια (MWh)
2019						0	0
2020		-8.516.441	-1.216.000		-85.920	-9.818.361	52.634
2021		-8.516.441	-1.216.000		-85.920	-9.818.361	52.634
2022		-8.516.441	-1.216.000		-85.920	-9.818.361	52.634
2023		-8.516.441	-1.216.000		-85.920	-9.818.361	52.634
2024	-3.040.000	-8.516.441	-1.216.000		-85.920	-12.858.361	52.634
2025		-9.708.599	-1.267.200			-10.975.799	55.592
2026		-9.708.599	-1.267.200			-10.975.799	55.592
2027		-9.708.599	-1.267.200			-10.975.799	55.592
2028		-9.708.599	-1.267.200			-10.975.799	55.592
2029	-1.200.000	-9.708.599	-1.267.200			-12.175.799	55.592
2030		-17.203.242	-1.363.200			-18.566.442	58.717
2031		-17.203.242	-1.363.200			-18.566.442	58.717
2032		-17.203.242	-1.363.200			-18.566.442	58.717
2033		-17.203.242	-1.363.200			-18.566.442	58.717
2034	-8.000.000	-17.203.242	-1.363.200			-26.566.442	58.717
2035		-18.157.720	-1.363.200			-19.520.920	62.016
2036		-18.157.720	-1.363.200			-19.520.920	62.016
2037		-18.157.720	-1.363.200			-19.520.920	62.016
2038		-18.157.720	-1.363.200			-19.520.920	62.016
2039	-6.080.000	-18.157.720	-1.363.200			-25.600.920	62.016
2040		-19.194.692	-1.465.600			-20.660.292	65.502
2041		-19.194.692	-1.465.600			-20.660.292	65.502
2042		-19.194.692	-1.465.600			-20.660.292	65.502
2043		-19.194.692	-1.465.600			-20.660.292	65.502
2044		-19.194.692	-1.465.600			-20.660.292	65.502
2045		-20.285.182	-1.465.600			-21.750.782	69.308

Πίνακας 5.7: Διαχρονική ανάλυση κόστους του σεναρίου «Αυτόνομη ανάπτυξη χωρίς διείδωση ΑΠΕ»

Το συγκεκριμένο σενάριο χαρακτηρίζεται από την πραγματοποίηση των ελάχιστων δυνατών επενδύσεων, ωστόσο παρουσιάζει τα υψηλότερα ετήσια λειτουργικά κόσθη έναντι των εναλλακτικών σεναρίων.

Από τα ανωτέρω στοιχεία μπορούν να εξαχθούν οι δύο κυριότεροι δείκτες αξιολόγησης του σεναρίου. Προεξοφλώντας το σύνολο του διαχρονικού κόστους με το επιλεγέν προεξοφλητικό επιτόκιο (7%), ο δείκτης **NPC** ισούται με **172.937.019 €**. Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας προεξοφλούμε τόσο τα κόσθη όσο και την καταναλωθείσα ενέργεια. Έτσι, το **LCOE** ισούται με **0,257 €/kWh**.

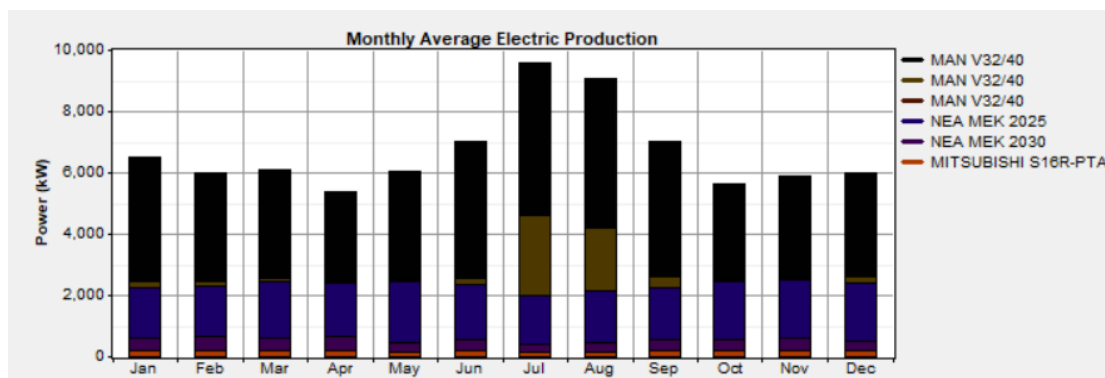
Στο Σχήμα 5.14 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος ανά είδος εξόδου για μια τυπική πενταετία (2030-2034).



Σχήμα 5.14: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2030-2034

Όπως είναι αναμενόμενο, το μεγαλύτερο κόστος αφορά το κόστος λειτουργίας των ΑΣΠ και συγκεκριμένα το κόστος καυσίμου. Παρατηρείται συνεπώς μεγάλη ευαισθησία του συνολικού κόστους στη μεταβολή της τιμής του καυσίμου. Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στις τιμές του καυσίμου, η οποία και αναλύεται στην παράγραφο 5.6.

Στο Σχήμα 5.15 παρουσιάζεται η τυπική μηνιαία ηλεκτρική παραγωγή των θερμικών μονάδων που λειτουργούν στο σύστημα κατά την περίοδο 2030-2034.



Σχήμα 5.15: Τυπική μηνιαία παραγωγή ανά ΜΕΚ κατά την περίοδο 2030-2034

5.5.2 Αυτόνομη ανάπτυξη με 25% διείσδυση ΑΠΕ

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η αυτόνομη ανάπτυξη του νησιού, με παράλληλη επένδυση σε αιολική παραγωγή η οποία να καλύπτει το 25% της ετήσιας αιχμής. Αρχικά και έως το έτος 2024 αυτό επιτυγχάνεται διατηρώντας το υπάρχον αιολικό δυναμικό και χωρίς την επένδυση σε νέα παραγωγή ΑΠΕ. Στη συνέχεια, λόγω της παλαιότητας των ήδη υπάρχουσών ανεμογεννητριών, πραγματοποιούνται νέες επενδύσεις, οι οποίες ακολουθούν την ετήσια αιχμή του φορτίου. Στον Πίνακα 5.8 παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανά πενταετία.

Έτος	Ετήσια Αιχμή Συστήματος	Συνολική Αιολικών	Ισχύς	Πλήθος, Τύπος και Ισχύς Ανεμογεννητριών
2020-2024	12.830kW	2.400kW		4 x Vestas V44 (600kW)
2025-2029	13.550kW	4.000kW		2 x Vestas V90 (2.000kW)
2030-2034	14.310kW	4.000kW		2 x Vestas V90 (2.000kW)
2035-2039	15.110kW	4.000kW		2 x Vestas V90 (2.000kW)
2040-2044	15.960kW	4.000kW		2 x Vestas V90 (2.000kW)
2045	16.860kW	4.000kW		2 x Vestas V90 (2.000kW)

Πίνακας 5.8: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ και αιχμή συστήματος διαχρονικά

Οι ενεργειακές ανάγκες του νησιού καλύπτονται από την ανανεώσιμη παραγωγή, σε συνδυασμό με τη λειτουργία των ήδη υπαρχουσών πετρελαϊκών σταθμών, οι οποίοι αναπτύσσονται/επεκτείνονται αναλόγως με το φορτίο του συστήματος και με στόχο την αξιόπιστη και αδιάλειπτη κάλυψη των αναγκών. Οι υπάρχουσες μονάδες καθώς και οι προγραμματισμένες αποζηλώσεις και επενδύσεις σε ΑΣΠ, συνοψίζονται στους Πίνακες 5.5 και 5.6.

Στον Πίνακα 5.9 παρουσιάζονται συνοπτικά τα στοιχεία κόστους του σεναρίου διαχρονικά, καθώς και η καταναλισκόμενη ενέργεια. Επιπλέον εξάγονται οι δείκτες του κόστους σε όρους παρούσας αξίας (NPC) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

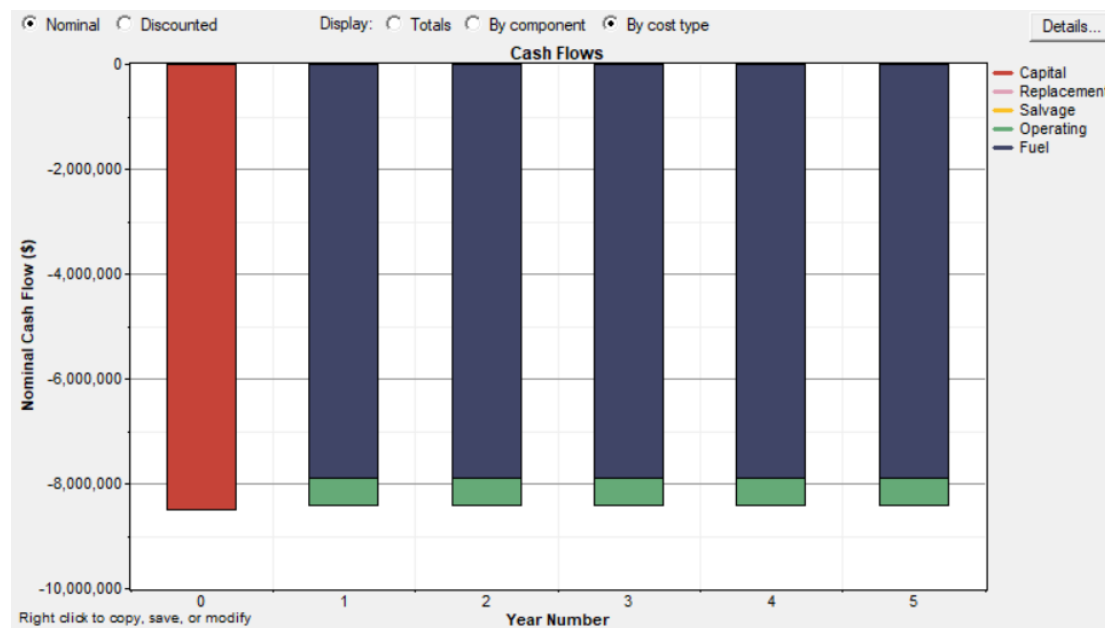
Έτος	Επενδύσεις σε ΑΣΠ	Μεταβλητά λειτουργικά κόστη ΑΣΠ & καύσιμο	Σταθερά λειτουργικά κόστη ΑΣΠ	Επενδύσεις σε αιολικά	Λειτουργικά κόστη αιολικών	Συνολικό ονομαστικό κόστος (€)	Καταναλ. Ενέργεια (MWh)
2019						0	0
2020		-8.477.934	-1.216.000		-85.920	-9.779.854	52.634
2021		-8.477.934	-1.216.000		-85.920	-9.779.854	52.634
2022		-8.477.934	-1.216.000		-85.920	-9.779.854	52.634
2023		-8.477.934	-1.216.000		-85.920	-9.779.854	52.634
2024	-3.040.000	-8.477.934	-1.216.000	-5.444.000	-85.920	-18.263.854	52.634
2025		-8.263.628	-1.267.200		-143.200	-9.674.028	55.592
2026		-8.778.537	-1.267.200		-143.200	-10.188.937	55.592
2027		-8.778.537	-1.267.200		-143.200	-10.188.937	55.592
2028		-8.778.537	-1.267.200		-143.200	-10.188.937	55.592
2029	-1.200.000	-8.778.537	-1.267.200		-143.200	-11.388.937	55.592
2030		-14.541.915	-1.363.200		-143.200	-16.048.315	58.717
2031		-14.541.915	-1.363.200		-143.200	-16.048.315	58.717
2032		-14.541.915	-1.363.200		-143.200	-16.048.315	58.717
2033		-14.541.915	-1.363.200		-143.200	-16.048.315	58.717
2034	-8.000.000	-14.541.915	-1.363.200		-143.200	-24.048.315	58.717
2035		-15.486.248	-1.363.200		-143.200	-16.992.648	62.016
2036		-15.486.248	-1.363.200		-143.200	-16.992.648	62.016
2037		-15.486.248	-1.363.200		-143.200	-16.992.648	62.016
2038		-15.486.248	-1.363.200		-143.200	-16.992.648	62.016
2039	-6.080.000	-15.486.248	-1.363.200		-143.200	-23.072.648	62.016
2040		-16.539.356	-1.465.600		-143.200	-18.148.156	65.502
2041		-16.539.356	-1.465.600		-143.200	-18.148.156	65.502
2042		-16.539.356	-1.465.600		-143.200	-18.148.156	65.502

2043		-16.539.356	-1.465.600		-143.200	-18.148.156	65.502
2044		-16.539.356	-1.465.600		-143.200	-18.148.156	65.502
2045		-17.614.482	-1.465.600		-143.200	-19.223.282	69.308

Πίνακας 5.9: Διαχρονική ανάλυση κόστους του σεναρίου «Αυτόνομη ανάπτυξη με 25% διείσδυση ΑΠΕ»

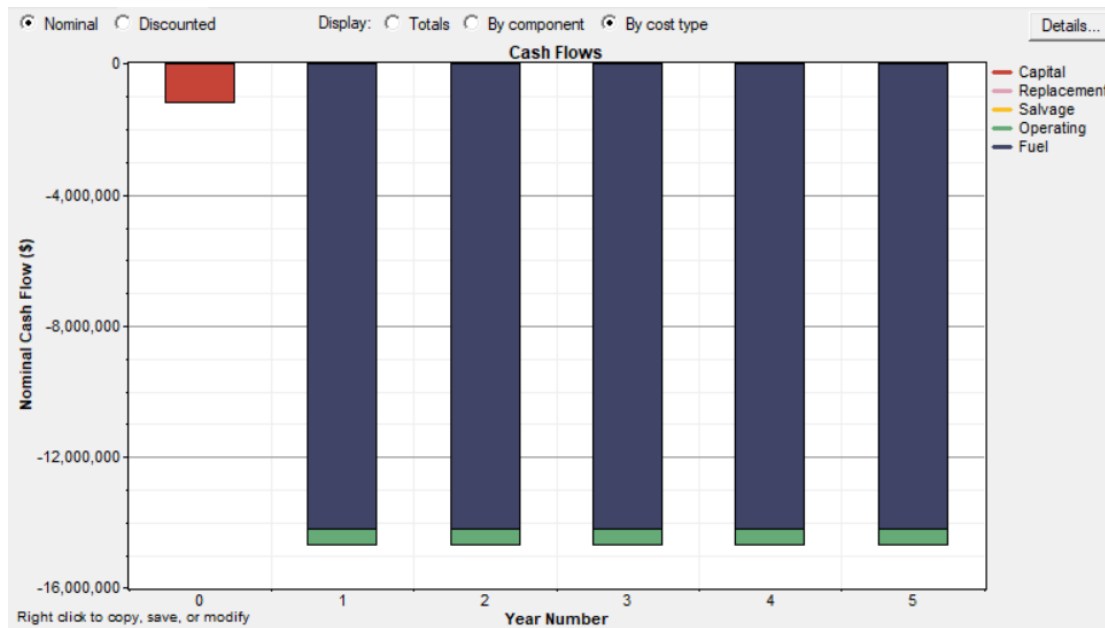
Από τα ανωτέρω στοιχεία μπορούν να εξαχθούν οι δύο κυριότεροι δείκτες αξιολόγησης του σεναρίου. Προεξοφλώντας το σύνολο του διαχρονικού κόστους με το επιλεγέν προεξοφλητικό επιτόκιο (7%), ο δείκτης **NPC** ισούται με **161.914.339 €**. Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας προεξοφλούμε τόσο τα κόστη όσο και την καταναλωθείσα ενέργεια. Έτσι, το **LCOE** ισούται με **0,240 €/kWh**.

Στο Σχήμα 5.16 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος ανά είδος εξόδου για την περίοδο 2025-2029, στην οποία λαμβάνουν χώρα και οι περισσότερες επενδύσεις.



Σχήμα 5.16: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2025-2029

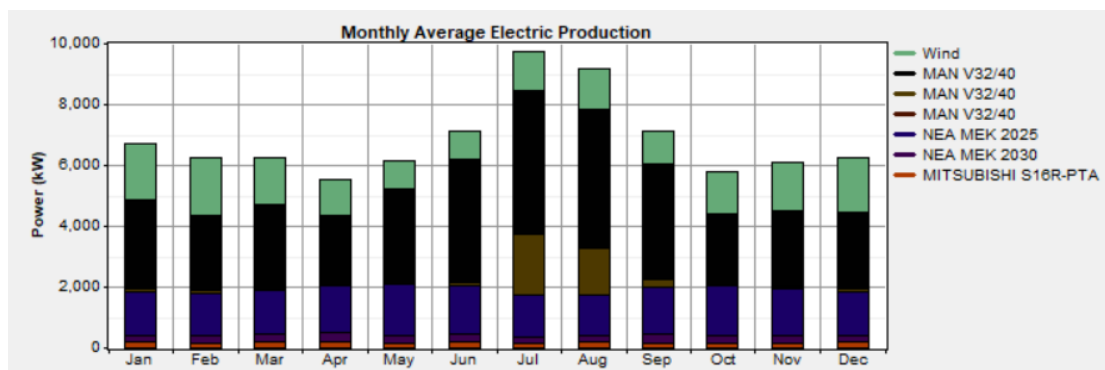
Στο Σχήμα 5.17 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος ανά είδος εξόδου για μια τυπική πενταετία (2030-2034).



Σχήμα 5.17: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2030-2034

Όπως και στο σενάριο της παραγράφου 5.5.1, το μεγαλύτερο κόστος αφορά το κόστος λειτουργίας των ΑΣΠ και συγκεκριμένα το κόστος καυσίμου. Τα κόστη Ο&Μ τόσο των ΑΣΠ όσο και των αιολικών, παρουσιάζονται σημαντικά μικρότερα. (Σημειωτέων ότι στα “Operating” κόστη του Σχήματος 5.17 δεν συμπεριλαμβάνονται τα σταθερά λειτουργικά κόστη των πετρελαϊκών μονάδων, τα οποία ανέρχονται σε 1.363.200€ ετησίως για τη δεδομένη πενταετία). Παρατηρείται συνεπώς μεγάλη ευαισθησία του συνολικού κόστους στη μεταβολή της τιμής του καυσίμου. Για το λόγο αυτό, όπως έχει ήδη αναφερθεί, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στις τιμές του καυσίμου, η οποία και αναλύεται στην παράγραφο 5.6.

Στο Σχήμα 5.18 παρουσιάζεται η τυπική μηνιαία ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων που λειτουργούν στο σύστημα κατά την περίοδο 2030-2034.



Σχήμα 5.18: Τυπική μηνιαία παραγωγή ανά μονάδα κατά την περίοδο 2030-2034

5.5.3 Διασύνδεση χωρίς διείσδυση ΑΠΕ

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η ανάπτυξη της διασύνδεσης του συστήματος, διατηρώντας μόνο το υπάρχον αιολικό δυναμικό χωρίς την επένδυση σε νέα παραγωγή ΑΠΕ. Κατά το έτος 2019 (έτος 0 στο πλαίσιο της ανάλυσης) πραγματοποιείται η επένδυση στο υποβρύχιο καλώδιο το οποίο προτείνεται να είναι μήκους 100km, να διαθέτει φαινόμενη ισχύ 140MVA, και να λειτουργεί υπό τάση 150kV εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). Όπως

συμβαίνει και στο σενάριο της παραγράφου 5.5.1, λόγω της παλαιότητας των τεσσάρων ήδη υπάρχουσών ανεμογεννητριών (4x600MW), θεωρείται η λειτουργία τους έως το έτος 2024. Στη συνέχεια το αυτόνομο σύστημα λειτουργεί χωρίς ανανεώσιμη παραγωγή, με την πλήρη ικανοποίηση των αναγκών από την εν ενεργεία διασύνδεση. Κατά την ανάλυση του σεναρίου με το HOMER, εξετάστηκε και η σκοπιμότητα διατήρησης ορισμένων εκ των εν λειτουργία θερμικών σταθμών. Όπως ήταν αναμενόμενο, θεωρώντας ότι η διασύνδεση ικανοποιεί το κριτήριο N-1, τεχνικά δεν απαιτείται η διατήρηση των μονάδων για λόγους εφεδρείας, ενώ από οικονομικής άποψης, η συμβατική παραγωγή ήταν συμφέρουσα έναντι της διασύνδεσης ελάχιστες ώρες ετησίως (λιγότερες από 48). Φυσικά εάν ληφθούν υπόψιν τα σταθερά λειτουργικά κόστη που απαιτούνται για την διατήρηση των μονάδων, γίνεται ξεκάθαρο ότι η διατήρηση του δυναμικού δεν είναι συμφέρουσα και προτείνεται η αποξήλωσή τους.

Στον Πίνακα 5.10 παρουσιάζονται συνοπτικά τα στοιχεία κόστους του σεναρίου διαχρονικά, καθώς και η καταναλισκόμενη ενέργεια. Από τα στοιχεία αυτά στη συνέχεια εξάγονται οι δείκτες του κόστους σε όρους παρούσας αξίας (NPC) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

Έτος	Επένδυση διασύνδεσης	Καθαρές αγορές ενέργειας από ΕΣΜΗΕ	Μεταβλητά λειτουργικά κόστη ΑΣΠ & καύσιμο	Επενδύσεις σε αιολικά	Λειτουργικά κόστη αιολικών	Συνολικό ονομαστικό κόστος (€)	Καταναλ. Ενέργεια (MWh)
2019	-99.500.000					-99.500.000	0
2020		-2.688.443	0	0	-85.920	-2.774.363	52.634
2021		-2.688.443	0	0	-85.920	-2.774.363	52.634
2022		-2.688.443	0	0	-85.920	-2.774.363	52.634
2023		-2.688.443	0	0	-85.920	-2.774.363	52.634
2024		-2.688.443	0	0	-85.920	-2.774.363	52.634
2025		-3.283.559	0	0		-3.283.559	55.592
2026		-3.283.559	0	0		-3.283.559	55.592
2027		-3.283.559	0	0		-3.283.559	55.592
2028		-3.283.559	0	0		-3.283.559	55.592
2029		-3.283.559	0	0		-3.283.559	55.592
2030		-3.641.479	0	0		-3.641.479	58.717
2031		-3.641.479	0	0		-3.641.479	58.717
2032		-3.641.479	0	0		-3.641.479	58.717
2033		-3.641.479	0	0		-3.641.479	58.717
2034		-3.641.479	0	0		-3.641.479	58.717
2035		-4.038.421	0	0		-4.038.421	62.016
2036		-4.038.421	0	0		-4.038.421	62.016
2037		-4.038.421	0	0		-4.038.421	62.016
2038		-4.038.421	0	0		-4.038.421	62.016
2039		-4.038.421	0	0		-4.038.421	62.016
2040		-4.478.669	0	0		-4.478.669	65.502
2041		-4.478.669	0	0		-4.478.669	65.502
2042		-4.478.669	0	0		-4.478.669	65.502
2043		-4.478.669	0	0		-4.478.669	65.502
2044		-4.478.669	0	0		-4.478.669	65.502

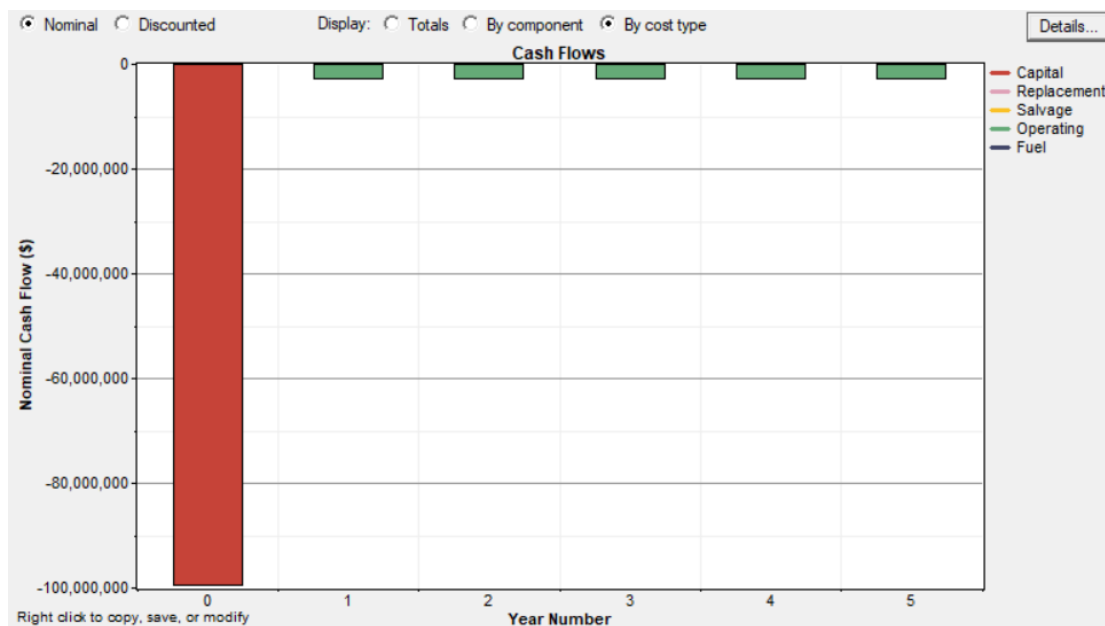
2045		-4.975.823	0	0		-4.975.823	69.308
------	--	------------	---	---	--	------------	--------

Πίνακας 5.10: Διαχρονική ανάλυση κόστους του σεναρίου «Διασύνδεση χωρίς διείσδυση ΑΠΕ»

Το τρέχον σενάριο χαρακτηρίζεται από σημαντικό κόστος επένδυσης νωρίς στον κύκλο ζωής του έργου, κόστος το οποίο ανακτάται σταδιακά από τα σημαντικά χαμηλότερα ετήσια λειτουργικά κόστη έναντι των σεναρίων αυτόνομης ανάπτυξης.

Από τα ανωτέρω στοιχεία μπορούν να εξαχθούν οι δύο κυριότεροι δείκτες αξιολόγησης του σεναρίου. Προεξοφλώντας το σύνολο του διαχρονικού κόστους με το επιλεγέν προεξοφλητικό επιτόκιο (7%), ο δείκτης NPC ισούται με **139.668.364 €**. Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας προεξοφλούμε τόσο τα κόστη όσο και την καταναλωθείσα ενέργεια. Έτσι, το LCOE ισούται με **0,207 €/kWh**.

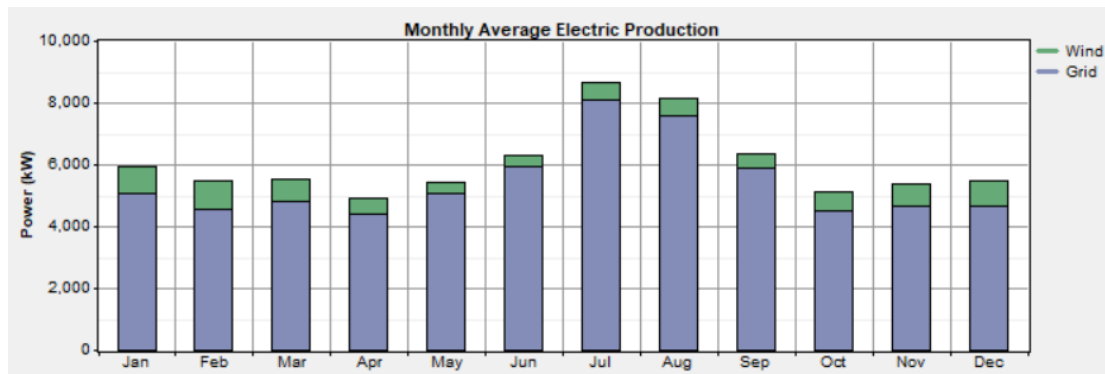
Στο Σχήμα 5.19 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος ανά είδος εξόδου για την περίοδο 2020-2024, στην οποία και λαμβάνει χώρα η επένδυση στη διασύνδεση.



Σχήμα 5.19: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2020-2024

Το μεγαλύτερο κόστος αφορά το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης στη διασύνδεση του νησιού. Τα κόστη O&M των αιολικών καθώς και οι καθαρές αγορές ενέργειας από το διασυνδεδεμένο σύστημα μέσω της διασύνδεσης, συμπεριλαμβάνονται στα “Operating” κόστη του Σχήματος 5.19 και παρουσιάζονται σημαντικά μικρότερα. Παρατηρείται συνεπώς μεγάλη ευαισθησία του συνολικού κόστους του σεναρίου στη μεταβολή του κόστους της διασύνδεσης. Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στο κεφαλαιουχικό κόστος της διασύνδεσης, η οποία και αναλύεται στην παράγραφο 5.6.

Στο Σχήμα 5.20 παρουσιάζεται η τυπική μηνιαία ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ που λειτουργούν στο σύστημα και η καθαρή εισαγωγή ενέργειας από το διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2020-2024.



Σχήμα 5.20: Τυπική μηνιαία παραγωγή ΑΠΕ και καθαρές εισαγωγές ενέργειας από τη διασύνδεση κατά την περίοδο 2020-2024

5.5.4 Διασύνδεση με 25% διείσδυση ΑΠΕ

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η ανάπτυξη της διασύνδεσης του συστήματος, με παράλληλη επένδυση σε αιολική παραγωγή η οποία να καλύπτει το 25% της ετήσιας αιχμής. Ομοίως με τα υπόλοιπα σενάρια, έως το έτος 2024 αυτό επιτυγχάνεται διατηρώντας το υπάρχον αιολικό δυναμικό και χωρίς την επένδυση σε νέα παραγωγή ΑΠΕ. Στη συνέχεια, λόγω της παλαιότητας των τεσσάρων ήδη υπάρχουσών ανεμογεννητριών, πραγματοποιούνται νέες επενδύσεις, οι οποίες ακολουθούν την ετήσια αιχμή του φορτίου. Κατά το έτος 2019 πραγματοποιείται η επένδυση στο υποβρύχιο καλώδιο ισχύος 140MVA, το οποίο λειτουργεί υπό τάση 150kV εναλλασσόμενου ρεύματος. Το υπό εξέταση σύστημα ικανοποιεί τις ανάγκες του με την χρήση αιολικών και την εισαγόμενη ενέργεια από την διασύνδεση. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, κατά την ανάλυση των σεναρίων με το HOMER, εξετάστηκε και η σκοπιμότητα διατήρησης ορισμένων εκ των εν λειτουργία θερμικών σταθμών. Όπως ακριβώς συνέβη και κατά την εξέταση του σεναρίου 5.5.3, θεωρώντας ότι η διασύνδεση ικανοποιεί το κριτήριο N-1, τεχνικά δεν απαιτείτο η διατήρηση των μονάδων για λόγους εφεδρείας, ενώ από οικονομικής άποψης, η συμβατική παραγωγή ήταν συμφέρουσα έναντι της διασύνδεσης ελάχιστες ώρες ετησίως (λιγότερες από 48). Φυσικά, λαμβάνοντας υπόψιν τα σταθερά λειτουργικά κόστη που απαιτούνται για την διατήρηση των μονάδων, διαφαίνεται ότι η διατήρηση των ΜΕΚ δεν είναι συμφέρουσα και προτείνεται η αποξήλωσή τους.

Η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανά πενταετία είναι όμοια με αυτή του σεναρίου «Αυτόνομη ανάπτυξη με 25% διείσδυση ΑΠΕ» της παραγράφου 5.5.2, και αναλύθηκε στον Πίνακα 5.8.

Στον Πίνακα 5.11 παρουσιάζονται συνοπτικά τα στοιχεία κόστους του σεναρίου διαχρονικά, καθώς και η καταναλισκόμενη ενέργεια. Από τα στοιχεία αυτά στη συνέχεια εξάγονται οι δείκτες του κόστους σε όρους παρούσας αξίας (NPC) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

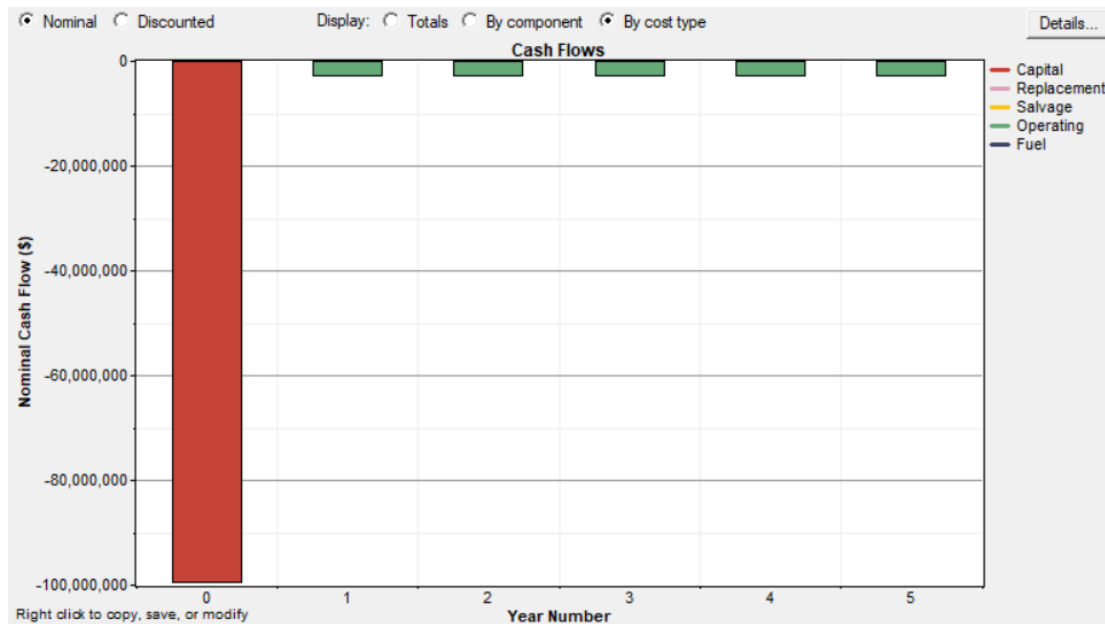
Έτος	Επένδυση διασύνδεσης	Καθαρές αγορές ενέργειας από ΕΣΜΗΕ	Μεταβλητά λειτουργικά κόστη ΑΣΠ & καύσιμο	Επενδύσεις σε αιολικά	Λειτουργικά κόστη αιολικών	Συνολικό ονομαστικό κόστος (€)	Καταναλ. Ενέργεια (MWh)
2019	-99.500.000					-99.500.000	0
2020		-2.672.722	0		-85.920	-2.758.642	52.634
2021		-2.672.722	0		-85.920	-2.758.642	52.634
2022		-2.672.722	0		-85.920	-2.758.642	52.634
2023		-2.672.722	0		-85.920	-2.758.642	52.634

2024		-2.672.722	0	-5.444.000	-85.920	-8.202.642	52.634
2025		-2.640.317	0		-143.200	-2.783.517	55.592
2026		-2.640.317	0		-143.200	-2.783.517	55.592
2027		-2.640.317	0		-143.200	-2.783.517	55.592
2028		-2.640.317	0		-143.200	-2.783.517	55.592
2029		-2.640.317	0		-143.200	-2.783.517	55.592
2030		-2.966.076	0		-143.200	-3.109.276	58.717
2031		-2.966.076	0		-143.200	-3.109.276	58.717
2032		-2.966.076	0		-143.200	-3.109.276	58.717
2033		-2.966.076	0		-143.200	-3.109.276	58.717
2034		-2.966.076	0		-143.200	-3.109.276	58.717
2035		-3.329.248	0		-143.200	-3.472.448	62.016
2036		-3.329.248	0		-143.200	-3.472.448	62.016
2037		-3.329.248	0		-143.200	-3.472.448	62.016
2038		-3.329.248	0		-143.200	-3.472.448	62.016
2039		-3.329.248	0		-143.200	-3.472.448	62.016
2040		-3.734.037	0		-143.200	-3.877.237	65.502
2041		-3.734.037	0		-143.200	-3.877.237	65.502
2042		-3.734.037	0		-143.200	-3.877.237	65.502
2043		-3.734.037	0		-143.200	-3.877.237	65.502
2044		-3.734.037	0		-143.200	-3.877.237	65.502
2045		-4.193.961	0		-143.200	-4.337.161	69.308

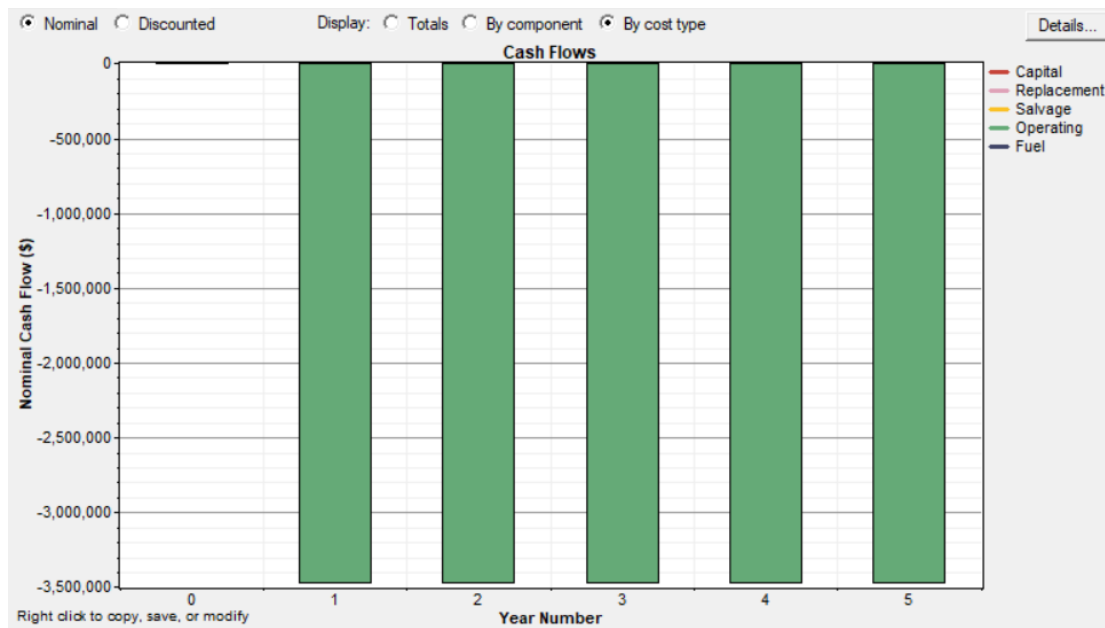
Πίνακας 5.11: Διαχρονική ανάλυση κόστους του σεναρίου «Διασύνδεση με 25% διείσδυση ΑΠΕ»

Από τα ανωτέρω στοιχεία μπορούν να εξαχθούν οι δύο κυριότεροι δείκτες αξιολόγησης του σεναρίου. Προεξοφλώντας το σύνολο του διαχρονικού κόστους με το επιλεγέν προεξοφλητικό επιτόκιο (7%), ο δείκτης NPC ισούται με **139.325.973 €**. Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας προεξοφλούμε τόσο τα κόστη όσο και την καταναλωθείσα ενέργεια. Έτσι, το LCOE ισούται με **0,207 €/kWh**.

Στο Σχήμα 5.21 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος ανά είδος εξόδου για την περίοδο 2020-2024 κατά την οποία λαμβάνει χώρα η επένδυση της διασύνδεσης, ενώ στο Σχήμα 5.22 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος για μία τυπική πενταετία λειτουργίας (2035-2039).



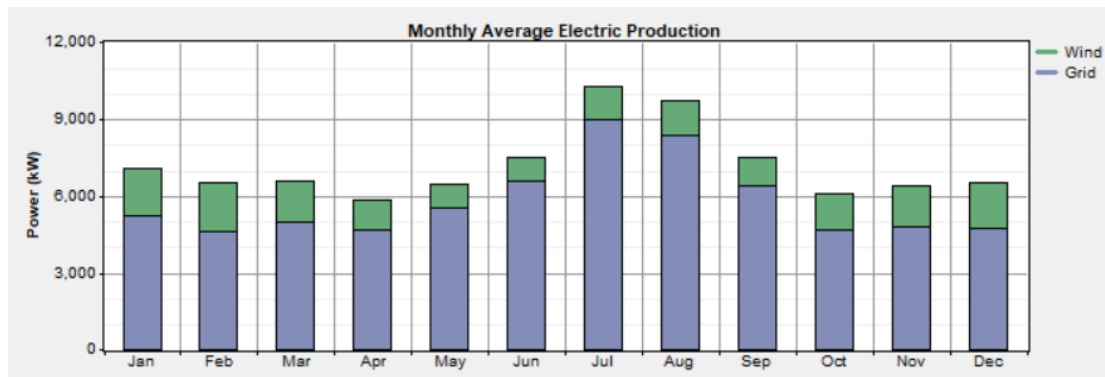
Σχήμα 5.21: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2020-2024



Σχήμα 5.22: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2035-2039

Παρατηρούμε ότι το μεγαλύτερο κόστος αφορά το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης στη διασύνδεση του νησιού κατά το έτος 2019. Τα κόστη O&M των αιολικών καθώς και οι καθαρές αγορές ενέργειας από το διασυνδεδεμένο σύστημα μέσω της διασύνδεσης, (συμπεριλαμβάνονται στα “Operating” κόστη) παρουσιάζονται σημαντικά μικρότερα. Αναμένεται συνεπώς μεγάλη ευαισθησία του συνολικού κόστους του σεναρίου στη μεταβολή του κόστους της διασύνδεσης. Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στο κεφαλαιουχικό κόστος της διασύνδεσης, η οποία και αναλύεται στην παράγραφο 5.6.

Στο Σχήμα 5.23 παρουσιάζεται η τυπική μηνιαία ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ που λειτουργούν στο σύστημα και η καθαρή εισαγωγή ενέργειας από το διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2035-2039.



Σχήμα 5.23: Τυπική μηνιαία παραγωγή ΑΠΕ και καθαρές εισαγωγές ενέργειας από τη διασύνδεση κατά την περίοδο 2035-2039

5.5.5 Διασύνδεση με 100% διείσδυση ΑΠΕ

Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η ανάπτυξη της διασύνδεσης του συστήματος, με παράλληλη επένδυση σε αιολική παραγωγή η οποία να καλύπτει το 100% της ετήσιας αιχμής. Έως το έτος 2024 αυτό επιτυγχάνεται διατηρώντας το υπάρχον αιολικό δυναμικό και επενδύοντας παράλληλα σε νέο. Στη συνέχεια πραγματοποιούνται νέες επενδύσεις με στόχο την κάλυψη του συνόλου της ετήσιας αιχμής. Καθώς η διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών θεωρείται 20ετής, κατά το έτος 2039 πραγματοποιείται επανεπένδυση και η αναπόσβεστη αξία της επανεπένδυσης εισπράττεται κατά το τελευταίο έτος της ανάλυσης, ήτοι το 2045. Όπως και στα λοιπά σενάρια που περιλαμβάνουν διασύνδεση, αυτή πραγματοποιείται κατά το έτος 2019 με ΥΒΚ ισχύος 140MVA, και τάσεως 150kV εναλλασσόμενου ρεύματος. Το υπό εξέταση σύστημα ικανοποιεί τις ανάγκες του με την χρήση αιολικών και την εισαγόμενη ενέργεια από την διασύνδεση. Τυχόν περισσευούμενη ενέργεια από την αιολική παραγωγή εξάγεται στο ηπειρωτικό σύστημα και θεωρείται έσοδο (όπως συμβαίνει με όλα τα σενάρια που αφορούν διασυνδεδεμένη λειτουργία). Όπως έχει ήδη αναφερθεί, κατά την ανάλυση των σεναρίων με το HOMER, εξετάστηκε και η σκοπιμότητα διατήρησης ορισμένων εκ των εν λειτουργία θερμικών σταθμών. Θεωρώντας ότι η διασύνδεση ικανοποιεί το κριτήριο N-1, τεχνικά δεν απαιτείτο η διατήρηση των μονάδων για λόγους εφεδρείας, ενώ από οικονομικής άποψης, η συμβατική παραγωγή ήταν συμφέρουσα έναντι της διασύνδεσης ελάχιστες ώρες ετησίως (λιγότερες από 48). Λαμβάνοντας υπόψιν λοιπόν τα σταθερά λειτουργικά κόστη που απαιτούνται για την διατήρηση των μονάδων, η διατήρηση των ΜΕΚ δεν είναι συμφέρουσα και προτείνεται η αποξήλωσή τους όπως άλλωστε συμβαίνει και στα σενάρια των παραγράφων 5.5.3 και 5.5.4.

Η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανά πενταετία αναλύεται στον Πίνακα 5.12.

Έτος	Ετήσια Αιχμή Συστήματος	Συνολική Αιολικών	Ισχύς	Πλήθος, Τύπος και Ισχύς Ανεμογεννητριών
2020-2024	12.830kW	14.400kW		4 x Vestas V44 (600kW) & 6 x Vestas V90 (2.000kW)
2025-2029	13.550kW	14.000kW		7 x Vestas V90 (2.000kW)
2030-2034	14.310kW	14.000kW		7 x Vestas V90 (2.000kW)
2035-2039	15.110kW	14.000kW		7 x Vestas V90 (2.000kW)
2040-2044	15.960kW	16.000kW		8 x Vestas V90 (2.000kW)
2045	16.860kW	16.000kW		8 x Vestas V90 (2.000kW)

Πίνακας 5.12: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ και αιχμή συστήματος διαχρονικά

Στον Πίνακα 5.13 παρουσιάζονται συνοπτικά τα στοιχεία κόστους του σεναρίου διαχρονικά, καθώς και η καταναλισκόμενη ενέργεια. Από τα στοιχεία αυτά στη συνέχεια εξάγονται οι δείκτες του κόστους σε όρους παρούσας αξίας (NPC) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

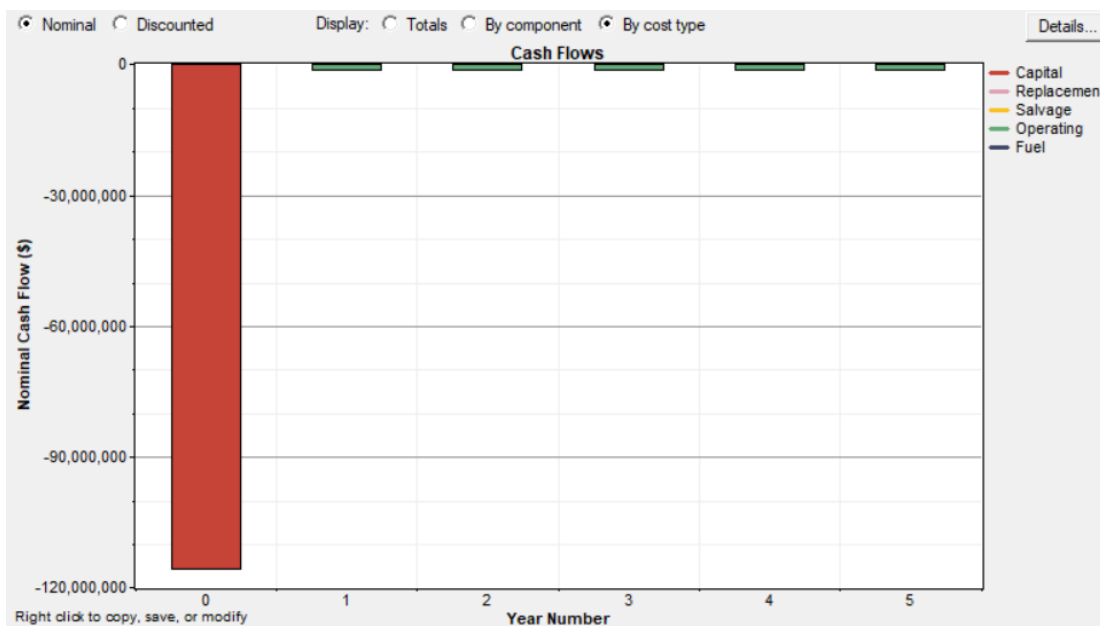
Έτος	Επένδυση διασύνδεσης	Καθαρές αγορές ενέργειας από ΕΣΜΗΕ	Μεταβλητά λειτουργικά κόσθη ΑΣΠ & καύσιμο	Επενδύσεις σε αιολικά	Λειτουργικά κόσθη αιολικών	Συνολικό ονομαστικό κόστος (€)	Καταναλ. Ενέργεια (MWh)
2019	-99.500.000			-16.332.000		0	0
2020		-912.610	0		-515.520	-1.428.130	52.634
2021		-912.610	0		-515.520	-1.428.130	52.634
2022		-912.610	0		-515.520	-1.428.130	52.634
2023		-912.610	0		-515.520	-1.428.130	52.634
2024		-912.610	0		-515.520	-1.428.130	52.634
2025		-1.032.210	0		-501.200	-1.533.410	55.592
2026		-1.032.210	0		-501.200	-1.533.410	55.592
2027		-1.032.210	0		-501.200	-1.533.410	55.592
2028		-1.032.210	0		-501.200	-1.533.410	55.592
2029		-1.032.210	0		-501.200	-1.533.410	55.592
2030		-1.277.569	0		-501.200	-1.778.769	58.717
2031		-1.277.569	0		-501.200	-1.778.769	58.717
2032		-1.277.569	0		-501.200	-1.778.769	58.717
2033		-1.277.569	0		-501.200	-1.778.769	58.717
2034		-1.277.569	0		-501.200	-1.778.769	58.717
2035		-1.556.313	0		-501.200	-2.057.513	62.016
2036		-1.556.313	0		-501.200	-2.057.513	62.016
2037		-1.556.313	0		-501.200	-2.057.513	62.016
2038		-1.556.313	0		-501.200	-2.057.513	62.016
2039		-1.556.313	0	-21.776.000	-501.200	-23.833.513	62.016
2040		-1.500.137	0		-572.800	-2.072.937	65.502
2041		-1.500.137	0		-572.800	-2.072.937	65.502
2042		-1.500.137	0		-572.800	-2.072.937	65.502
2043		-1.500.137	0		-572.800	-2.072.937	65.502
2044		-1.500.137	0		-572.800	-2.072.937	65.502
2045		-1.848.371	0	16.332.000	-572.800	13.910.829	69.308

Πίνακας 5.13: Διαχρονική ανάλυση κόστους του σεναρίου «Διασύνδεση με 100% διείσδυση ΑΠΕ»

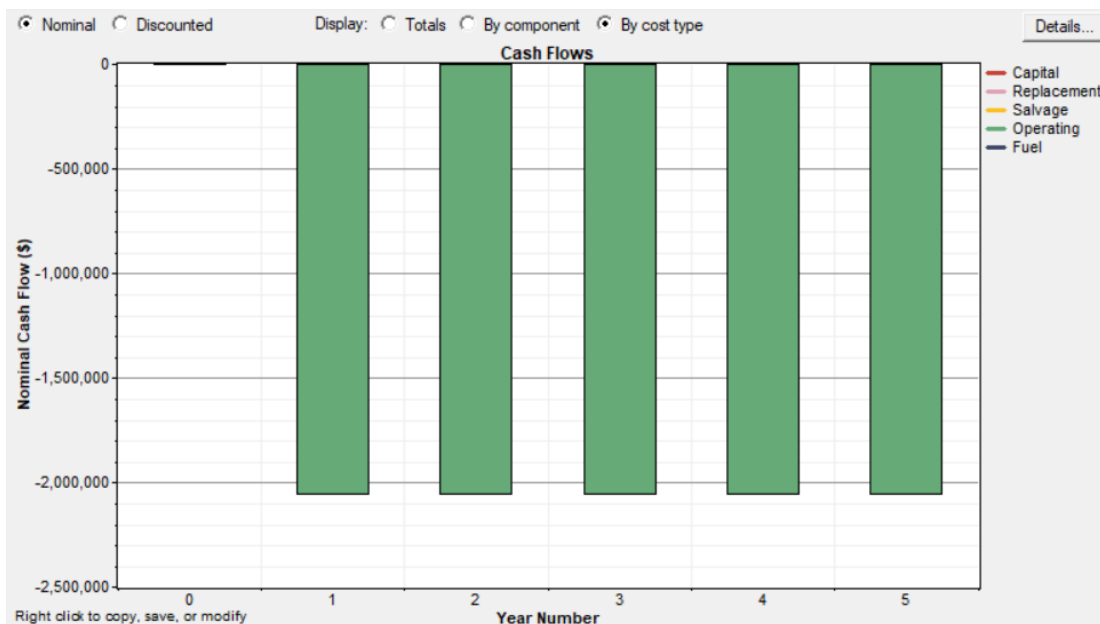
Το τρέχον σενάριο χαρακτηρίζεται από το μεγαλύτερο κόστος επένδυσης έναντι των εναλλακτικών σεναρίων. Το κόστος αυτό αφορά την διασύνδεση κατά το πρώτο έτος του κύκλου ζωής του έργου, και την επένδυση σε αιολικά πάρκα τόσο στην αρχή, όσο και κατά τα τελευταία έτη της ανάλυσης. Το υψηλότερο κόστος επένδυσης ανακτάται σταδιακά από τα σημαντικά χαμηλότερα ετήσια λειτουργικά κόσθη και από τις πλέον ουσιαστικά μικρότερες καθαρές εισαγωγές ενέργειας από το ΕΣΜΗΕ.

Από τα ανωτέρω στοιχεία μπορούν να εξαχθούν οι δύο κυριότεροι δείκτες αξιολόγησης του σεναρίου. Προεξοφλώντας το σύνολο του διαχρονικού κόστους με το επιλεγέν προεξοφλητικό επιτόκιο (7%), ο δείκτης NPC ισούται με **138.363.947 €**. Για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας προεξοφλούμε τόσο τα κόσθη όσο και την καταναλωθείσα ενέργεια. Έτσι, το LCOE ισούται με **0,205 €/kWh**.

Στο Σχήμα 5.24 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος ανά είδος εξόδου για την περίοδο 2020-2024 κατά την οποία λαμβάνει χώρα η επένδυση της διασύνδεσης, ενώ στο Σχήμα 5.25 παρουσιάζεται η ανάλυση του κόστους του συστήματος για μία τυπική πενταετία λειτουργίας (2035-2039).



Σχήμα 5.24: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2020-2024

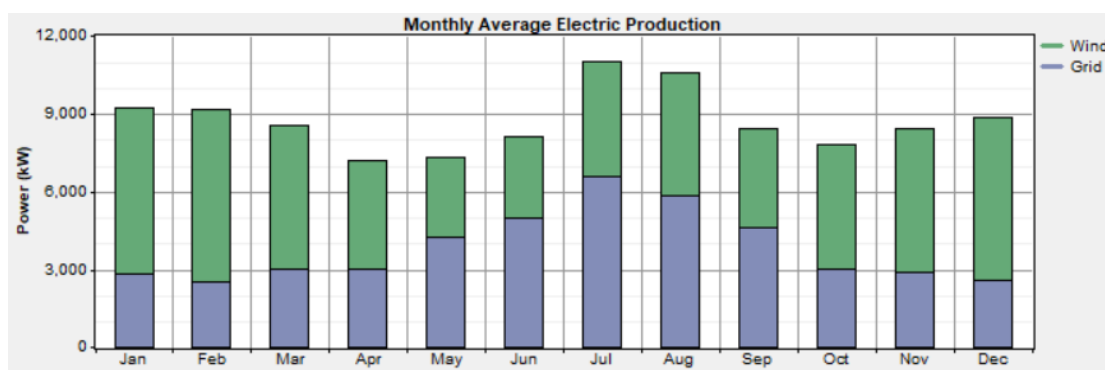


Σχήμα 5.25: Ανάλυση ανά τύπο κόστους για τα έτη 2035-2039

Παρατηρούμε ότι το μεγαλύτερο κόστος αφορά το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης στη διασύνδεση του νησιού κατά το έτος 2019. Τα κόστη O&M των αιολικών καθώς και οι καθαρές αγορές ενέργειας από το διασυνδεδεμένο σύστημα μέσω της διασύνδεσης, (συμπεριλαμβάνονται στα “Operating” κόστη) παρουσιάζονται σημαντικά μικρότερα. Αναμένεται συνεπώς μεγάλη ευαισθησία του συνολικού κόστους του σεναρίου στη μεταβολή του κόστους της διασύνδεσης. Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας στο κεφαλαιουχικό κόστος της διασύνδεσης, η οποία και αναλύεται στην

παράγραφο 5.6. Λόγω του πλήθους των ανεμογεννητριών που απαιτείται να εγκατασταθούν, σημαντικό κόστος αποτελεί το κόστος επένδυσης αυτών. Ωστόσο, καθώς το κεφαλαιουχικό κόστος δεν θεωρείται ευμετάβλητο, ούτε τόσο σημαντικό ώστε να επηρεάσει τα αποτελέσματα της μελέτης, δεν πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας για την εν λόγω μεταβλητή.

Στο Σχήμα 5.26 παρουσιάζεται η τυπική μηνιαία ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ που λειτουργούν στο σύστημα και η καθαρή εισαγωγή ενέργειας από το διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2035-2039.



Σχήμα 5.26: Τυπική μηνιαία παραγωγή ΑΠΕ και καθαρές εισαγωγές ενέργειας από τη διασύνδεση κατά την περίοδο 2035-2039

5.6 Ανάλυση ευαισθησίας

Τα αποτελέσματα των αναλύσεων είναι ευαίσθητα στις μεταβολές των διαφόρων στοιχείων κόστους κάθε σεναρίου. Με σκοπό την εξέταση της αξιοπιστίας των αποτελεσμάτων, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας για τις κυριότερες μεταβλητές της ανάλυσης και εξετάζεται κατά πόσο μικρές μεταβολές της τάξεως του (-10%) – (+10%) στα δεδομένα κόστους του βασικού σεναρίου (κόστη που χρησιμοποιήθηκαν στα σεναρία των παραγράφων 5.5.1 – 5.5.5 ως έχουν αναλυθεί ανωτέρω) μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά τα αποτελέσματα της ανάλυσης. Σημαντικές παράμετροι κόστους θεωρούνται το κόστος καυσίμου, το οποίο επηρεάζει σημαντικά τα κόστη λειτουργίας των ΜΕΚ και το κόστος επένδυσης της διασύνδεσης λόγω του μεγέθους του. Σημαντική παράμετρο ευαισθησίας αποτελεί και το προεξοφλητικό επιτόκιο που χρησιμοποιείται κατά τις αναλύσεις, καθώς μικρές μεταβολές της τάξεως του (-1%) – (+1%) μεταβάλλουν ουσιαστικά την αξία των μελλοντικών πληρωμών.

Στους Πίνακες 5.14 και 5.15, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας για όλα τα σεναρία που αναλύθηκαν στις παραγράφους 5.5.1 - 5.5.5, όταν μεταβάλλονται οι παράμετροι ευαισθησίας. Ως βασικό σενάριο λαμβάνεται το σενάριο όπου οι εξεταζόμενες παράμετροι παραμένουν ίδιες με αυτές που ορίστηκαν στο κεφάλαιο 5 της παρούσας μελέτης. Στον Πίνακα 5.14 εξετάζονται τα αποτελέσματα με βάση το συνολικό κόστος σε όρους παρούσας αξίας (NPC), ενώ στον Πίνακα 5.15 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα με βάση το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

Τιμή καυσίμου	Αυτόνομη χωρίς ΑΠΕ (€)	Αυτόνομη 25% ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση χωρίς ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση 25% ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση 100% ΑΠΕ (€)
-10%	158.394.211	147.902.955	139.668.364	139.325.973	138.363.947
Βασικό σενάριο	172.937.019	161.914.339	139.668.364	139.325.973	138.363.947

+10%	185.147.948	173.601.374	139.668.364	139.325.973	138.363.947
------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Κόστος διασύνδεσης	Αυτόνομη χωρίς ΑΠΕ (€)	Αυτόνομη 25% ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση χωρίς ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση 25% ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση 100% ΑΠΕ (€)
-10%	172.937.019	161.914.339	129.718.364	129.375.973	128.413.947
Βασικό σενάριο	172.937.019	161.914.339	139.668.364	139.325.973	138.363.947
+10%	172.937.019	161.914.339	149.618.364	149.275.973	148.313.947

Επιτόκιο	Αυτόνομη χωρίς ΑΠΕ (€)	Αυτόνομη 25% ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση χωρίς ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση 25% ΑΠΕ (€)	Διασύνδεση 100% ΑΠΕ (€)
-1%	193.982.564	180.826.605	144.162.106	143.413.014	140.929.727
Βασικό σενάριο	172.937.019	161.914.339	139.668.364	139.325.973	138.363.947
+1%	155.024.425	145.780.132	135.826.748	135.812.09	136.147.301

Πίνακας 5.14: Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το συνολικό κόστος σε όρους παρούσας αξίας (NPC)

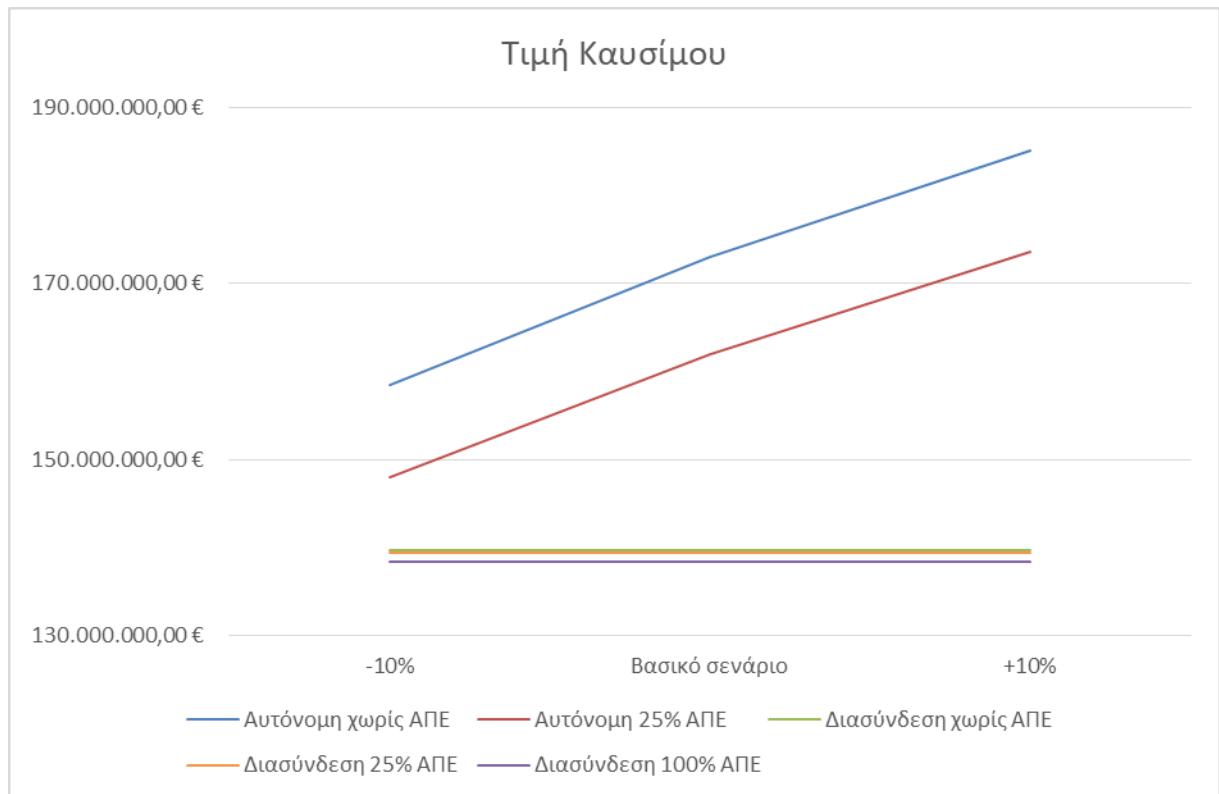
Τιμή καυσίμου	Αυτόνομη χωρίς ΑΠΕ (€/kWh)	Αυτόνομη 25% ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση χωρίς ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση 25% ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση 100% ΑΠΕ (€/kWh)
-10%	0,235	0,219	0,207	0,207	0,205
Βασικό σενάριο	0,257	0,240	0,207	0,207	0,205
+10%	0,275	0,257	0,207	0,207	0,205

Κόστος διασύνδεσης	Αυτόνομη χωρίς ΑΠΕ (€/kWh)	Αυτόνομη 25% ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση χωρίς ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση 25% ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση 100% ΑΠΕ (€/kWh)
-10%	0,257	0,240	0,192	0,192	0,19
Βασικό σενάριο	0,257	0,240	0,207	0,207	0,205
+10%	0,257	0,240	0,222	0,221	0,22

Επιτόκιο	Αυτόνομη χωρίς ΑΠΕ (€/kWh)	Αυτόνομη 25% ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση χωρίς ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση 25% ΑΠΕ (€/kWh)	Διασύνδεση 100% ΑΠΕ (€/kWh)
-1%	0,260	0,243	0,193	0,192	0,189
Βασικό σενάριο	0,257	0,240	0,207	0,207	0,205
+1%	0,253	0,238	0,221	0,221	0,222

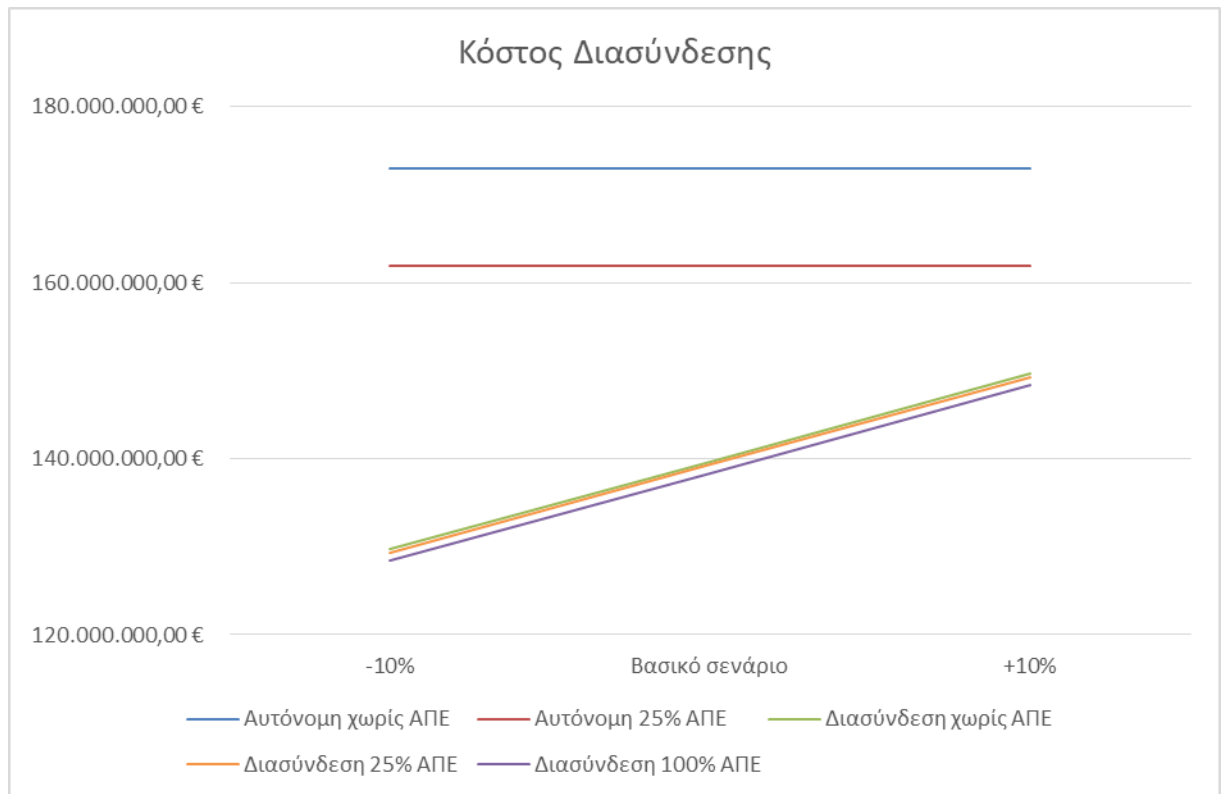
Πίνακας 5.15: Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE)

Στη συνέχεια, τα ανωτέρω αποτελέσματα παρουσιάζονται γραφικά (Σχήμα 5.27 – Σχήμα 5.32).



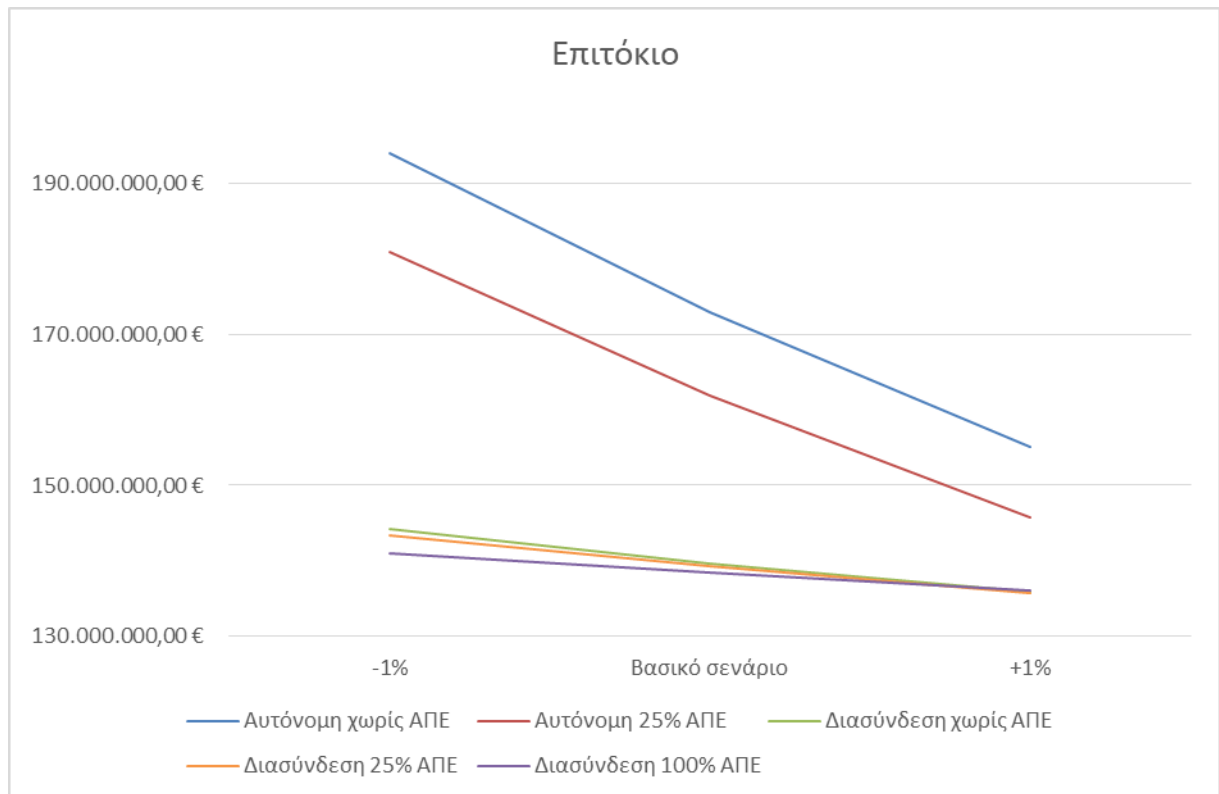
Σχήμα 5.27: Γραφική απεικόνιση της ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το NPC, για τη μεταβολή της τιμής του καυσίμου κατά $\pm 10\%$.

Κατά τις μεταβολές των τιμών καυσίμου, παρατηρούμε ότι το ελκυστικότερο σενάριο παραμένει αυτό της «Διασύνδεσης με 100% διείσδυση ΑΠΕ». Τα σενάρια που αφορούν την διασυνδεδεμένη λειτουργία δεν επηρεάζονται καθώς ο παράγοντας καύσιμο έχει σταματήσει να αποτελεί μεταβλητή του συστήματος εφόσον πραγματοποιείται η αποξήλωση των ΜΕΚ που λειτουργούσαν στο νησί. Όπως γίνεται εμφανές από το Σχήμα 5.27, μικρές μεταβολές στις τιμές του πετρελαίου/μαζούτ δεν μεταβάλλουν την ελκυστικότητα των σεναρίων της διασύνδεσης έναντι αυτών της αυτόνομης λειτουργίας. Μία παγκόσμια κρίση στις αγορές πετρελαίου ωστόσο, όπως αυτή του 2014 που οδήγησε στη ραγδαία πτώση της τιμής του πετρελαίου δύναται να καταστήσει το σενάριο «Αυτόνομη ανάπτυξη με 25% διείσδυση ΑΠΕ» ελκυστικότερο.



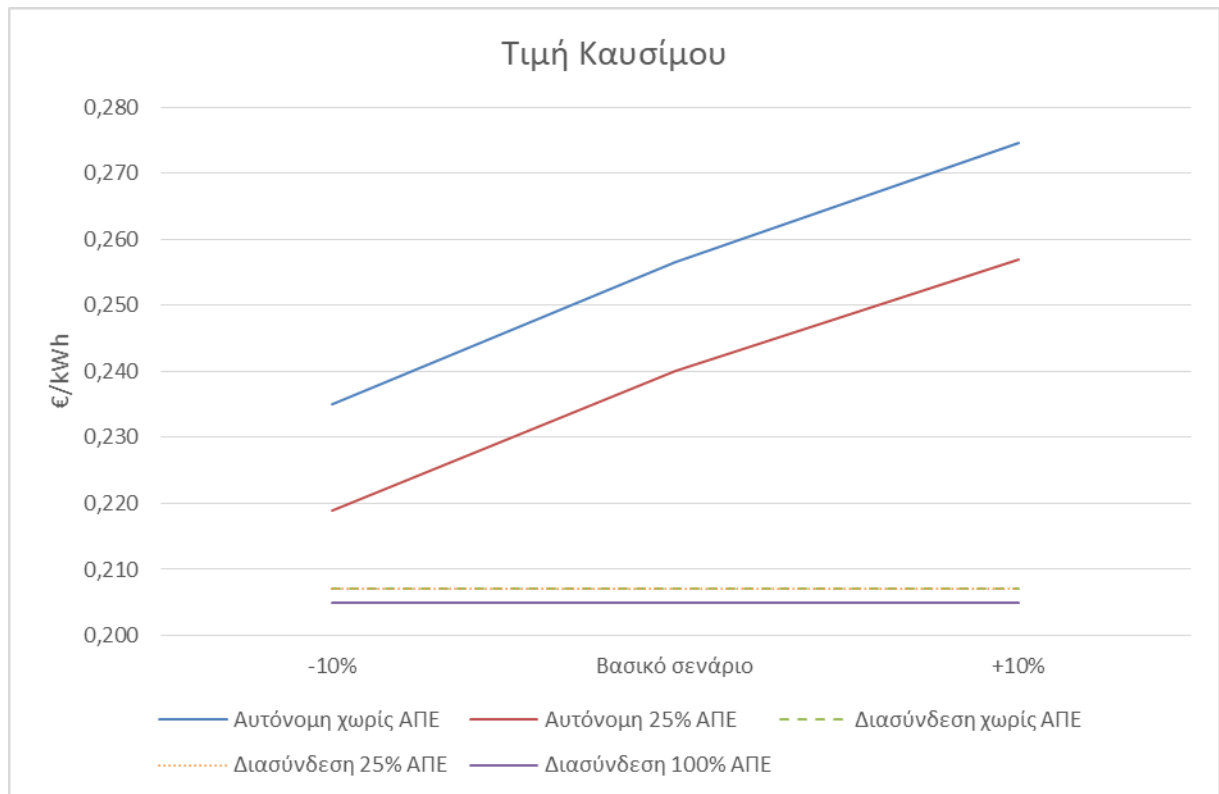
Σχήμα 5.28: Γραφική απεικόνιση της ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το NPC, για τη μεταβολή του κόστους επένδυσης της διασύνδεσης κατά +/-10%.

Κατά τις μεταβολές του κόστους επένδυσης της διασύνδεσης, παρατηρούμε ότι το ελκυστικότερο σενάριο παραμένει αυτό της «Διασύνδεσης με 100% διείσδυση ΑΠΕ». Τα σενάρια που αφορούν την διασυνδεδεμένη λειτουργία δεν αλλάζουν κατάταξη μεταξύ τους, καθώς το κόστος επένδυσης είναι ίδιο για όλα τα σενάρια.



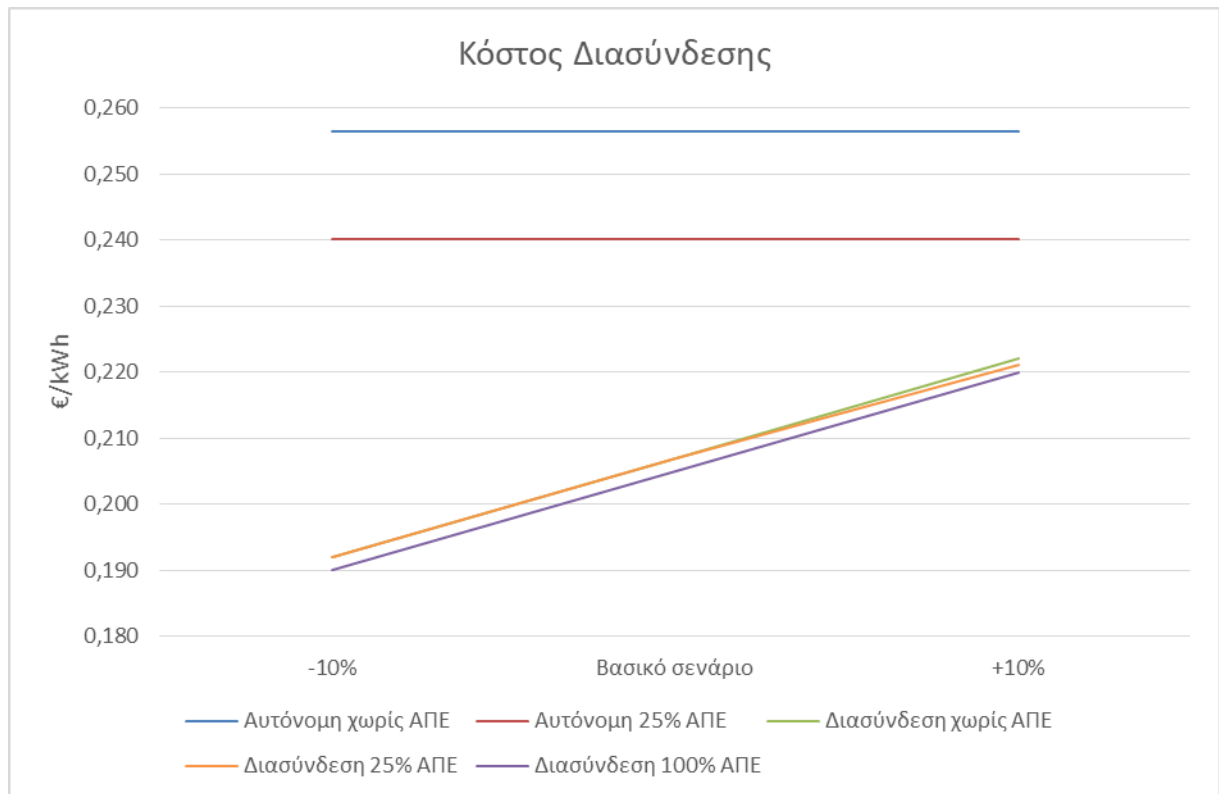
Σχήμα 5.29: Γραφική απεικόνιση της ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το NPC, για τη μεταβολή του προεξοφλητικού επιτοκίου κατά +/-1%.

Ένα μεγαλύτερο κόστος κεφαλαίου μειώνει σε όρους παρούσας αξίας τα κόστη που λαμβάνουν χώρα σε βάθος χρόνου. Έτσι, οι εξοικονομήσεις σε λειτουργικά κόστη και από τις μικρότερες καθαρές εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται με τα σενάρια υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, χάνουν την αξία τους, με το υψηλότερο κόστος επένδυσης που απαιτείται αρχικά για την εγκατάστασή τους να υπερισχύει. Έτσι, η υπεροχή του σεναρίου «Διασύνδεση με 100% διείσδυση ΑΠΕ» παύει να ισχύει για προεξοφλητικά επιτόκια μεγαλύτερα αυτών του βασικού σεναρίου.



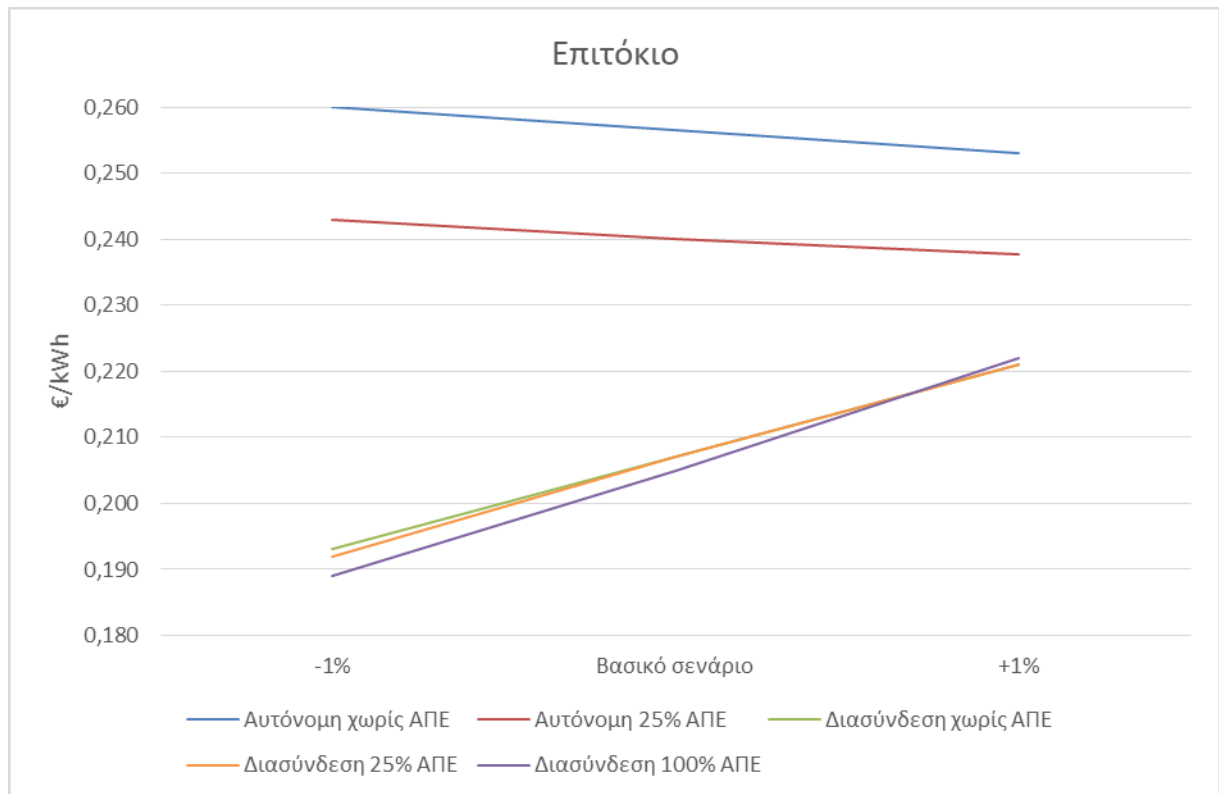
Σχήμα 5.30: Γραφική απεικόνιση της ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το LCOE, για τη μεταβολή της τιμής του καυσίμου κατά +/-10%.

Ομοίως με το NPC, έτσι και με το LCOE, κατά τις μεταβολές των τιμών καυσίμου, παρατηρούμε ότι το ελκυστικότερο σενάριο παραμένει αυτό της «Διασύνδεσης με 100% διείσδυση ΑΠΕ». Τα σενάρια που αφορούν την διασυνδεδεμένη λειτουργία δεν επηρεάζονται καθώς ο παράγοντας καύσιμο έχει σταματήσει να αποτελεί μεταβλητή του συστήματος. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, μικρές μεταβολές στις τιμές του καυσίμου δεν μεταβάλλουν την ελκυστικότητα των σεναρίων της διασύνδεσης έναντι αυτών της αυτόνομης λειτουργίας. Σημαντική πτώση της τιμής του πετρελαίου ωστόσο, δύναται να καταστήσει το σενάριο «Αυτόνομη ανάπτυξη με 25% διείσδυση ΑΠΕ» ελκυστικότερο έναντι των εναλλακτικών.



Σχήμα 5.31: Γραφική απεικόνιση της ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το LCOE, για τη μεταβολή του κόστους επένδυσης της διασύνδεσης κατά +/-10%.

Ομοίως με το NPC, έτσι και με το LCOE, κατά τις μεταβολές του κόστους επένδυσης της διασύνδεσης, παρατηρούμε ότι το ελκυστικότερο σενάριο παραμένει αυτό της «Διασύνδεσης με 100% διείσδυση ΑΠΕ». Τα σενάρια που αφορούν την διασυνδεδεμένη λειτουργία δεν αλλάζουν κατάταξη μεταξύ τους, καθώς το κόστος επένδυσης είναι ίδιο για όλα τα σενάρια.



Σχήμα 5.32: Γραφική απεικόνιση της ανάλυσης ευαισθησίας με βάση το LCOE, για τη μεταβολή του προεξοφλητικού επιτοκίου κατά +/-1%.

Όπως ακριβώς συμβαίνει με το NPC, έτσι και με το LCOE, η υπεροχή του σεναρίου «Διασύνδεση με 100% διείσδυση ΑΠΕ» παύει να ισχύει για προεξοφλητικά επιτόκια μεγαλύτερα αυτών του βασικού σεναρίου. Καθώς ένα μεγαλύτερο κόστος κεφαλαίου μειώνει σε όρους παρούσας αξίας τα μελλοντικά κόστη και την καταναλωθείσα ενέργεια, οι εξοικονομήσεις σε λειτουργικά κόστη και από τις μικρότερες καθαρές εισαγωγές ενέργειας που πραγματοποιούνται με τα σενάρια υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, χάνουν την αξία τους, με το υψηλότερο κόστος επένδυσης που απαιτείται αρχικά για την εγκατάστασή τους να υπερισχύει.

5.7 Τα συμπεράσματα της ανάλυσης

Αναλύοντας τα αποτελέσματα των βασικών σεναρίων, παρατηρούμε ότι η διασύνδεση παρουσιάζεται σαφώς συμφέρουσα έναντι της αυτόνομης λειτουργίας και ανάπτυξης του συστήματος. Ακόμα, παρατηρείται σημαντική εξοικονόμηση στην περίπτωση υιοθέτησης αιολικών όταν το σύστημα λειτουργεί αυτόνομα. Όταν το σύστημα λειτουργεί διασυνδεδεμένο με το ΕΣΜΗΕ, η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ μειώνει το κόστος, ωστόσο ο βαθμός μείωσης παρουσιάζεται περιορισμένος. Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο καθώς οι ΑΠΕ αντικαθιστούν αρχικά την ακριβή παραγωγή από τους σταθμούς πετρελαίου, μειώνοντας σημαντικά το κόστος. Κατά τη διασυνδεδεμένη λειτουργία δε, η επίδρασή τους είναι σαφώς μικρότερη, καθώς η υποκατάσταση γίνεται με την ενέργεια της διασύνδεσης η οποία και τιμολογείται αρκετά χαμηλότερα, με την ΟΤΣ.

Στον Πίνακα 5.16 παρουσιάζεται η ανάλυση κόστους των βασικών σεναρίων. Το πλέον συμφέρον σενάριο, είναι το σενάριο «**Διασύνδεση με 100% διείσδυση ΑΠΕ**». Εφόσον πραγματοποιηθούν οι επενδύσεις που προβλέπονται, αναμένεται εξοικονόμηση της τάξεως των 34,5 εκατομμυρίων ευρώ σε ορίζοντα 25 ετίας, ενώ η καταναλισκόμενη ενέργεια

αναμένεται να είναι φθηνότερη κατά 0,052 €/kWh έναντι του σεναρίου «Αυτόνομη ανάπτυξη χωρίς διείσδυση ΑΠΕ», του σεναρίου δηλαδή όπου δεν πραγματοποιείται καμία επένδυση (πλέον των απαιτούμενων από την νομοθεσία) και συνεχίζεται η τρέχουσα κατάσταση στο νησί.

Βασικά σενάρια	Αυτόνομη χωρίς ΑΠΕ	Αυτόνομη 25% ΑΠΕ	Διασύνδεση χωρίς ΑΠΕ	Διασύνδεση 25% ΑΠΕ	Διασύνδεση 100% ΑΠΕ
NPC (€)	172.937.019	161.914.339	139.668.364	139.325.973	138.363.947
LCOE (€/kWh)	0,257	0,240	0,207	0,207	0,205

Πίνακας 5.16: Ανάλυση κόστους βασικών σεναρίων

Τα τρία σενάρια που αφορούν την διασυνδεδεμένη λειτουργία είναι σχεδόν ισοδύναμα, ενώ μεταβάλλοντας πιθανές κρίσιμες παραμέτρους ευαισθησίας όπως το προεξοφλητικό επιτόκιο, παρατηρούνται εναλλαγές στο πλέον προτιμητέο σενάριο (το σενάριο με το μικρότερο κόστος σε όρους NPC ή σε όρους LCOE).

Λαμβάνοντας υπόψιν και την αβεβαιότητα ορισμένων εκ των μεταβλητών εισόδου της ανάλυσης, η διασύνδεση του συστήματος διαφαίνεται σαφώς συμφέρουσα έναντι των εναλλακτικών. Κατά την διασυνδεδεμένη δε λειτουργία, η βέλτιστη διείσδυση αιολικών ανέρχεται στο 100% της ετήσιας αιχμής του συστήματος, με μοναδική επιφύλαξη την ουσιαστική άνοδο του κόστους κεφαλαίου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα

Η νέα Ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία (Οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ) για τις Μεγάλες και Μεσαίες Εγκαταστάσεις Καύσης, η οποία είναι ήδη σε ισχύ, επηρεάζει σημαντικά τον τρόπο ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) τα επόμενα έτη. Σε πολλές περιπτώσεις επιβάλλεται απόσυρση μεγάλου ποσοστού (ή και του συνόλου) των μονάδων που λειτουργούν στα ΜΔΝ ή λήψη πρόσθετων μέτρων για να μπορέσουν να διατηρηθούν σε λειτουργία. Σε αυτό το πλαίσιο, πρέπει να ληφθούν άμεσα αποφάσεις οι οποίες θα εξασφαλίζουν την ενεργειακή επάρκεια και την ασφάλεια τροφοδότησης των συστημάτων αυτών.

Στόχος της παρούσας διπλωματικής είναι η διερεύνηση της επίπτωσης των Οδηγιών στον τρόπο τροφοδότησης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων και η μελέτη εναλλακτικών επιλογών αυτόνομης ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής τους και/ή διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ή με γειτονικά αυτόνομα νησιωτικά συστήματα) για τη συμμόρφωση προς αυτές, προτείνοντας τη βέλτιστη λύση η οποία θα λαμβάνει υπόψιν και τις δυνατότητες αξιοποίησης των ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο αυτό, εξετάστηκε η περίπτωση του αυτόνομου συστήματος της Μήλου, όπου με τη χρήση λογισμικού ενεργειακής ανάλυσης πραγματοποιήθηκε τεχνοοικονομική μελέτη, προσομοιάζοντας τη λειτουργία του συστήματος υπό εναλλακτικά σενάρια, με στόχο την επιλογή του οικονομικότερου που θα ικανοποιεί τους τεχνικούς και περιβαλλοντικούς περιορισμούς.

Το εγχείρημα διασύνδεσης των νησιών της Ελλάδας με το ηπειρωτικό σύστημα τόσο για λόγους οικονομικούς, όσο και ενεργειακής ασφάλειας, δεν είναι νέο. Έτσι λοιπόν, στο κεφάλαιο 1 γίνεται αρχικά μία ιστορική αναδρομή των διασυνδέσεων που έχουν σχεδιαστεί και υλοποιηθεί στο παρελθόν από τη ΔΕΗ και στη συνέχεια υπό την αρμοδιότητα του ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) / ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) για τις διασυνδέσεις υψηλής τάσης, και του ΔΕΔΔΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας) για τις διασυνδέσεις μέσης και χαμηλής τάσης. Στη συνέχεια γίνεται μια ανασκόπηση των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων παραγωγής των ΜΔΝ ή των αυτόνομων συγκροτημάτων νησιών. Τέλος, πραγματοποιείται μία συγκριτική παρουσίαση των διαθέσιμων τεχνολογιών διασυνδέσεων και των ζητημάτων που προκύπτουν κατά το σχεδιασμό, την κοστολόγηση και υλοποίησή τους.

Τα τελευταία χρόνια, το ενδιαφέρον για τη διασύνδεση των ΜΔΝ έχει αυξηθεί σημαντικά, τόσο λόγω του επερχόμενου οφέλους στην ποιότητα και αξιοπιστία τροφοδότησής τους (δεδομένης της αύξησης του φορτίου τους λόγω τουριστικής ανάπτυξης), όσο και λόγω του οικονομικού οφέλους που προκύπτει από την κατάργηση των τοπικών ΑΣΠ. Προς την κατεύθυνση αυτή, συμβάλλουν και οι νέες ευρωπαϊκές οδηγίες που καθιστούν σε μεγάλο βαθμό απαγορευτική τη λειτουργία πετρελαϊκών τοπικών σταθμών παραγωγής. Στο κεφάλαιο 2 λοιπόν, γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των διαφόρων μελετών που έχουν εκπονηθεί για τη διασύνδεση των ΜΔΝ. Η βιβλιογραφική ανασκόπηση επιβεβαιώνει την σημασία του εγχειρήματος της διασύνδεσης των ΜΔΝ, καθώς το σύνολο των σύγχρονων μελετών που έχουν πραγματοποιηθεί, αναδεικνύουν την οικονομικότητα των διασυνδέσεων έναντι της αυτόνομης λειτουργίας για το σύνολο σχεδόν των εκάστοτε υπό εξέταση συστημάτων.

Η τεchnοοικονομική αξιολόγηση των προτεινόμενων λύσεων διασύνδεσης, απαιτεί τη λεπτομερή εξέταση των σεναρίων αυτόνομης και διασυνδεδεμένης λειτουργίας του εκάστοτε εξεταζόμενου ΜΔΝ (ή συγκροτήματος ΜΔΝ) και την επιλογή της βέλτιστης τεχνικά και οικονομικά λύσης. Η μελέτη στηρίζεται στην ενεργειακή ανάλυση σε μεγάλο χρονικό ορίζοντα, ενώ λαμβάνεται υπόψη η εξέλιξη του φορτίου και οι διαθέσιμες δυνατότητες εξυπηρέτησής του (διασύνδεση ή/και τοπικοί σταθμοί παραγωγής). Η χρήση ενός αξιόπιστου υπολογιστικού εργαλείου για τη λεπτομερή ενεργειακή ανάλυση, είναι σημαντική για την αξιοπιστία της μελέτης. Στο κεφάλαιο 3 γίνεται παρουσίαση των πιο διαδομένων διαθέσιμων λογισμικών, των χαρακτηριστικών τους και των πεδίων υπεροχής τους, καθώς και του λογισμικού που χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της παρούσας εργασίας.

Ένας κρίσιμος παράγοντας που επηρεάζει τις επιλογές τροφοδοσίας των ΜΔΝ, είναι η θέση σε ισχύ της νέας περιβαλλοντικής νομοθεσίας (Οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ) για τις Μεγάλες και Μεσαίες Εγκαταστάσεις Καύσης, οι οποίες θα επηρεάσουν σημαντικά τον τρόπο ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ τα επόμενα έτη. Ειδικότερα, την 31.12.2019 λήγει η εξαίρεση του άρθρου 34 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών, για τις Μονάδες Καύσης οι οποίες αποτελούν τμήμα Μικρού Απομονωμένου Συστήματος. Συνεπώς, από την ημερομηνία αυτή, οι Ατμοηλεκτρικές Μονάδες των ΑΗΣ ισχύος μεγαλύτερης των 50MWth σε κοινή καπνοδόχο δεν θα μπορούν να λειτουργούν περισσότερο από 1500 ώρες ετησίως, και αυτές μόνο με μαζούτ με περιεκτικότητα σε θείο <0,5% κ.β. Επίσης, οι Αεριοστοβλικές Μονάδες ισχύος μεγαλύτερης των 50MWth σε κοινή καπνοδόχο δεν θα μπορούν να λειτουργούν με καύσιμο ντίζελ περισσότερο από 500 ώρες ετησίως. Παράλληλα, η πρόσφατα εκδοθείσα Οδηγία 2015/2193/ΕΕ (αφορά σε Μονάδες Παραγωγής ισχύος $1 < MW_{th} < 50$), καθιστά πρακτικά αδύνατη τη λειτουργία περισσότερο από 500 ώρες ετησίως των Μονάδων που εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της (δηλαδή όλων σχεδόν των Μονάδων που λειτουργούν σε ΑΣΠ και ΤΣΠ των μικρότερων νησιών), από το έτος 2025 για τις νέες και από το έτος 2030 για τις υφιστάμενες Μονάδες τους. Έτσι, κατά το κεφάλαιο 4 γίνεται αναλυτική παρουσίαση των προαναφερόμενων οδηγιών, προκειμένου να καταστεί σαφής η επίδρασή τους στον τρόπο με τον οποίο πρέπει να γίνεται η επιλογή της βέλτιστης λύσης για την ενεργειακή αυτονομία των ΜΔΝ.

Στο κεφάλαιο 5, πραγματοποιείται τεchnοοικονομική ανάλυση διαφορετικών σεναρίων τροφοδότησης του υπό εξέταση αυτόνομου συστήματος, ήτοι της Μήλου. Ειδικότερα, συγκρίνεται η αυτόνομη ανάπτυξη του συστήματος του νησιού με την επιλογή της διασύνδεσης, λαμβάνοντας υπόψη διαφορετικά σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ. Λόγω της απόστασης του νησιού αλλά και του φορτίου του, εξετάζεται η λύση της AC διασύνδεσης, ενώ στην περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης, λαμβάνεται υπόψη ότι οι καινούριες μονάδες πρέπει να λειτουργούν με πετρέλαιο ντίζελ (λόγω των περιορισμών που τίθενται από τις περιβαλλοντικές οδηγίες).

Αναλύοντας τα αποτελέσματα των βασικών σεναρίων, παρατηρούμε ότι η διασύνδεση παρουσιάζεται σαφώς συμφέρουσα έναντι της αυτόνομης λειτουργίας και ανάπτυξης του συστήματος. Στην περίπτωση της διασύνδεσης, εξοικονομούνται περί τα 33,2 εκατομμύρια ευρώ σε όρους παρούσας αξίας, αγνοώντας μάλιστα τις δυνατότητες επένδυσης σε αιολική παραγωγή. Λαμβάνοντας υπόψη το πλούσιο αιολικό δυναμικό του νησιού, παρατηρείται σημαντική εξοικονόμηση στην περίπτωση που το σύστημα λειτουργεί αυτόνομα, της τάξεως των 11 εκατομμυρίων ευρώ σε ορίζοντα 25ετίας. Όταν το σύστημα λειτουργεί διασυνδεδεμένο με το ΕΣΜΗΕ, η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ μειώνει το κόστος,

ωστόσο ο βαθμός μείωσης παρουσιάζεται περιορισμένος (εξοικονόμηση 1,3 εκατομμυρίων για διείσδυση στο 100% της αιχμής του φορτίου). Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο καθώς οι ΑΠΕ αντικαθιστούν αρχικά την ακριβή παραγωγή από τους σταθμούς πετρελαίου, μειώνοντας σημαντικά το κόστος. Κατά τη διασυνδεδεμένη λειτουργία δε, η επίδρασή τους είναι σαφώς μικρότερη, καθώς η υποκατάσταση γίνεται με την ενέργεια της διασύνδεσης, η οποία και τιμολογείται αρκετά χαμηλότερα, με την ΟΤΣ. Στον Πίνακα 5.16 παρουσιάστηκαν αναλυτικά τα αποτελέσματα των βασικών σεναρίων του μοντέλου.

Το πλέον συμφέρον σενάριο εκ των εξεταζομένων, παρουσιάζεται το σενάριο «Διασύνδεση με 100% διείσδυση ΑΠΕ». Εφόσον πραγματοποιηθούν οι επενδύσεις που προβλέπονται, αναμένεται εξοικονόμηση της τάξεως των 34,5 εκατομμυρίων ευρώ σε όρους παρούσας αξίας και σε ορίζοντα 25ετίας, ενώ η καταναλισκόμενη ενέργεια αναμένεται να είναι φθηνότερη κατά 0,052 €/kWh έναντι του σεναρίου «Αυτόνομη ανάπτυξη χωρίς διείσδυση ΑΠΕ», του σεναρίου δηλαδή όπου δεν πραγματοποιείται καμία επένδυση (πλέον των απαιτούμενων από την περιβαλλοντική νομοθεσία) και συνεχίζεται η τρέχουσα κατάσταση στο νησί.

Τα τρία σενάρια που αφορούν την διασυνδεδεμένη λειτουργία, παρουσιάζονται σχεδόν ισοδύναμα, με συνολικό κόστος που κυμαίνεται από 138,3 εκ. στην περίπτωση της υψηλότερης επένδυσης σε ΑΠΕ, έως 139,6 εκ. στην περίπτωση μηδενικών επενδύσεων. Μεταβάλλοντας το προεξοφλητικό επιτόκιο, παρατηρούνται εναλλαγές στο πλέον προτιμητέο σενάριο (το σενάριο με το μικρότερο κόστος σε όρους NPC ή σε όρους LCOE). Πιθανές μεταβολές στην κατάταξη των σεναρίων, μπορούν να εξαχθούν από τους Πίνακες 5.14 και 5.15.

Συνοψίζοντας, λαμβάνοντας υπόψιν και την αβεβαιότητα ορισμένων εκ των μεταβλητών εισόδου της ανάλυσης, η διασύνδεση του συστήματος παραμένει σαφώς συμφέρουσα έναντι των εναλλακτικών. Κατά την διασυνδεδεμένη δε λειτουργία, η βέλτιστη διείσδυση αιολικών ανέρχεται στο 100% της ετήσιας αιχμής του συστήματος, με μοναδική επιφύλαξη την ουσιαστική άνοδο του κόστους κεφαλαίου.

Τα αποτελέσματα της τεchnοοικονομικής ανάλυσης έρχονται να επιβεβαιώσουν τα αποτελέσματα των προηγούμενων μελετών και των στρατηγικών κατευθύνσεων που έχουν τεθεί για τη διασύνδεση όσο το δυνατόν περισσότερων αυτόνομων συστημάτων. Η παρούσα μελέτη επιβεβαιώνει τη σαφή οικονομικότητα της επέκτασης της διασύνδεσης των Κυκλάδων. Με τη διασύνδεση της Κρήτης να βρίσκεται προ των πυλών, η εξέταση της διασύνδεσης όλων των μεγάλων αυτόνομων συστημάτων το συντομότερο δυνατόν, κρίνεται μείζονος σημασίας.

Βιβλιογραφία

1. **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.** Έκθεση Πεπραγμένων. 2016.
2. **ΔΕΣΜΗΕ.** Μελέτη διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό σύστημα - Φάση Α' Γενικός Σχεδιασμός. Αθήνα : s.n., 2010.
3. **Γιώργος Καμάρας, Καθηγ. Παντελής Κάπρος et al.** Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης - ΤΕΛΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΠΡΟΟΔΟΥ. s.l. : ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ, 17/02/2016.
4. **Επιτροπή Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.** ΕΚΘΕΣΗ επί του τρόπου διερεύνησης των τεχνοοικονομικών επιλογών ηλεκτροδότησης των μη διασυνδεδεμένων νησιών .
5. **ΙΕΝΕ.** Στρατηγική μελέτη ηλεκτρικών διασυνδέσεων στη ΝΑ Ευρώπη και ο κρίσιμος ρόλος της Ελλάδας . Αθήνα : s.n., 2012.
6. **ΑΔΜΗΕ.** Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2018-2027. 2017.
7. **ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΔΕΗ.** Μελέτη ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης - Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό σύστημα - Εκτενής Περίληψη. Αθήνα : s.n., 2011.
8. **Η ΚΑΘΗΜΕΡΙΝΗ.** [Ηλεκτρονικό] 21 1 2018. [Παραπομπή: 4 3 2018.] <http://www.kathimerini.gr/944355/article/oikonomia/epixeirhseis/ay3anetai-anti-na-meiwnetai-to-meridio-ths-deh>.
9. **(RAE), Regulatory Authority for Energy.** *National Report 2017.* Athens : s.n., 2017.
10. **Μ.Παπαδόπουλος, Μ.Τσίλη et al.** Στρατηγική μελέτη διασύνδεσης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας - τελική έκθεση. s.l. : ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, 2006.
11. **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. ΡΑΕ.** [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 30 12 2017.] http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp.
12. **ΑΔΜΗΕ.** [Ηλεκτρονικό] 1 2 2018. <http://www.admie.gr/anakoinoseis/deltia-tyroy/deltio-tyroy/article/3162/>.
13. **ΑΔΜΗΕ.** Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2017-2026. 2016.
14. **ΔΕΣΜΗΕ-ΔΕΗ-ΡΑΕ.** Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα- Τελική Έκθεση. Αθήνα : s.n., 2005.
15. **Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.** Επικαιροποίηση της Στρατηγικής Μελέτης Διασύνδεσης Νησιών με το Σύστημα. Αθήνα : s.n., 2008.
16. **Μελέτη Σκοπιμότητας Διασυνδέσεων Νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα μέσω Συνδέσμων HVDC.** Μενεγάτος, Παναγιώτης Η. s.l. : ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ, 2015.
17. **Siemens.** *Fact Sheet High-voltage direct current transmission (HVDC) Status July 2012 .* 2012.
18. **Effect of AC/DC line length on the stability of the AC/DC interconnection.** B.S., Limbo. s.l. : Department of Electrical Engineering, University of Cape Town, 2006.

19. *Future of HVDC Power Grid in Europe - Technology forecast*. V., Straka. s.l. : Delft University of Technology. WM0908TU - Technics and Future .
20. Analysing the costs of High Voltage Direct Current (HVDC) transmission. *Electrical Engineering Portal*. [Ηλεκτρονικό] 6 8 2014. [Παραπομπή: 9 3 2018.] <http://electrical-engineering-portal.com/analysing-the-costs-of-high-voltage-direct-current-hvdc-transmission>.
21. *Investigation of the feasibility of HVDC transmission to supply Western Cape Town*. P.A., Kondjamba. s.l. : University of Cape Town, 2006.
22. European Commission. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 29 12 2017.] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union>.
23. ΟΔΗΓΙΑ 2010/75/ΕΕ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ περί βιομηχανικών εκπομπών (ολοκληρωμένη πρόληψη και έλεγχος της ρύπανσης). ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟ ΚΑΙ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΕΝΩΣΗΣ. 2010.
24. ΟΔΗΓΙΑ (ΕΕ) 2015/2193 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 25ης Νοεμβρίου 2015 για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης. ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟ ΚΑΙ ΤΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΕΝΩΣΗΣ. 2015.
25. ΔΕΔΔΗΕ. www.deddie.gr. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 31 12 2017.] <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/stoixeia-ekathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-ape-kai-thermikus-paragwgis-stami/2017>.
26. Γ. Καμάρας, Π. Κάπρος, et al. *Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης*. s.l. : ΕΜΠ, 2016.
27. LEAP. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 18 3 2018.] <https://www.energycommunity.org/default.asp?action=introduction>.
28. ESMAP. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 18 3 2018.] <https://www.esmap.org/node/3629>.
29. ESMAP. *META Model for Electricity Technology Assessment*. Washington : The World Bank, 2014.
30. energyplan. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 21 3 2018.] <http://www.energyplan.eu/othertools/allscaleretscreen/>.
31. Natural Resources Canada. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 21 3 2018.] <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>.
32. web.archive.org. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 21 3 2018.] <https://web.archive.org/web/20150920024148/http://www.etscreen.net/popup.php?id=10248©=&alt=RETSscreen+Software:+Cumulative+Growth+of+User+Base&titre=>
33. Clean Energy Decision Support Center. *RETSscreen International: Results & impacts 1996-2012*. s.l. : Natural Resources Canada, 2013.
34. Wikipedia. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 22 3 2018.] <https://en.wikipedia.org/wiki/RETSscreen>.

35. NASA. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 22 3 2018.]
https://www.nasa.gov/centers/langley/news/researchernews/rn_RETscreen.html.
36. Sandia National Laboratories . [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 17 3 2018.]
<http://energy.sandia.gov/download-sandias-microgrid-design-toolkit-mdt/>.
37. energy.gov. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 18 3 2018.]
<https://www.energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid/role-microgrids-helping-advance-nation-s-energy-syst-0>.
38. Microgrids at Berkeley Lab. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 18 3 2018.] <https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam>.
39. HOMER Energy. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 24 3 2018.]
<https://www.homerenergy.com/company/index.html>.
40. National Renewable Energy Laboratory. *HOMER*. Colorado : s.n., 2004.
41. HOMER Energy. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 24 3 2018.]
<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>.
42. energypress. [Ηλεκτρονικό] 20 04 2011. [Παραπομπή: 23 06 2018.]
<https://energypress.gr/news/katigorimatiko-ohi-sti-geothermia-leei-i-milos>.
43. Αποσπότης Χάρης. energypress. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 10 06 2018.]
<https://energypress.gr/news/telos-stin-proteraiotita-eisodoy-sta-diktya-anakoinose-gia-tis-nees-ape-i-komision-me-heimerino>.
44. energypress. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 10 06 2018.]
<https://energypress.gr/news/apofasi-gia-tis-ape-sto-eyrokoinovoylio-diatireitai-i-proteraiotita-gia-tis-yfistamenes-monades>.
45. ΠΑΕ. [Ηλεκτρονικό] 02 2016.
www.rae.gr/site/system/docs/registry/parag_180610xls.csp?viewMode=normal.
46. ΠΑΕ. *Πυκνότητα Αιολικών Εγκαταστάσεων*. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 17 06 2018.]
<http://www.rae.gr/geo/>.
47. Global Wind Atlas. [Ηλεκτρονικό] DTU, WB. [Παραπομπή: 17 06 2018.]
<https://globalwindatlas.info/>.
48. Vestas . [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 08 07 2018.]
https://www.vestas.com/en/products/turbines/v90-2_0_mw#!at-a-glance.
49. wind-turbine-models. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 26 06 2018.] <https://en.wind-turbine-models.com/>.
50. Statista . [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 22 07 2018.]
<https://www.statista.com/statistics/412794/euro-to-u-s-dollar-annual-average-exchange-rate/>.
51. ΔΕΔΔΗΕ.
52. ΑΔΜΗΕ.

53. ΑΔΜΗΕ. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 23 06 2018.] <http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/anafores-dimosieyseis-agoras/>.
54. Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *ΟΔΗΓΙΑ (ΕΕ) 2015/2193 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ*. Στρασβούργο : s.n., 2015.
55. ΡΑΕ. Έγκριση του Επιτρεπόμενου Εσόδου για τη Ρυθμιστική Περίοδο 2018-2021, καθώς και του Απαιτούμενου Εσόδου για το 2018, του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Αθήνα : s.n., 2018.
56. Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *ΟΔΗΓΙΑ 2010/75/ΕΕ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ*. Στρασβούργο : s.n., 2010.
57. ΔΕΗ, Διεύθυνση Προγραμματισμού. *Μελέτη Διασύνδεσης Ν. Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα*. 1988.
58. Βογιατζάκης, Ι. *Διασύνδεση Ν. Κρήτης με την ηπειρωτική χώρα και τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων για μεγάλα βάθη*. s.l. : ΔΜΚΕΜ-ΔΕΗ, 1989.
59. *vestas*. [Ηλεκτρονικό] [Παραπομπή: 26 06 2018.] https://www.vestas.com/en/products/turbines/v100-2_0_mw#!facts.