



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

**Σενάρια μελλοντικής επέκτασης του συστήματος ηλεκτρικής
ενέργειας της Κύπρου**

Διπλωματική Εργασία

Γεώργιος Αδακτυλίδης

Επιβλέπων: Ιωάννης Παναπακίδης

Φεβρουάριος 2022



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

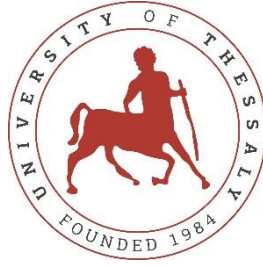
**Σενάρια μελλοντικής επέκτασης του συστήματος ηλεκτρικής
ενέργειας της Κύπρου**

Διπλωματική Εργασία

Γεώργιος Αδακτυλίδης

Επιβλέπων: Ιωάννης Παναπακίδης

Φεβρουάριος 2022



UNIVERSITY OF THESSALY
SCHOOL OF ENGINEERING
DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING

Scenarios of future expansion of the power system of Cyprus

Diploma Thesis

Georgios Adaktylidis

Supervisor: Ioannis Panapakidis

February 2022

Εγκρίνεται από την Επιτροπή Εξέτασης:

Επιβλέπων

Ιωάννης Παναπακίδης

Επίκουρος Καθηγητής , Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Δημήτριος Μπαργιώτας

Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Ασπασία Δασκαλοπούλου

Επίκουρος Καθηγήτρια , Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

**ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΠΕΡΙ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΗΣ ΔΕΟΝΤΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΩΝ
ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ**

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ρητά ότι η παρούσα διπλωματική εργασία, καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας, αποτελούν αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλουν οποιασδήποτε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχουν έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή/και πηγές άλλων συγγραφέων αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Δηλώνω επίσης ότι τα αποτελέσματα της εργασίας δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την απόκτηση άλλου πτυχίου. Αναλαμβάνω πλήρως, ατομικά και προσωπικά, όλες τις νομικές και διοικητικές συνέπειες που δύναται να προκύψουν στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής.

Ο Δηλών

Γεώργιος Αδακτυλίδης

DISCLAIMER ON ACADEMIC ETHICS AND INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS

Being fully aware of the implications of copyright laws, I expressly state that this diploma thesis, as well as the electronic files and source codes developed or modified in the course of this thesis, are solely the product of my personal work and do not infringe any rights of intellectual property, personality and personal data of third parties, do not contain work / contributions of third parties for which the permission of the authors / beneficiaries is required and are not a product of partial or complete plagiarism, while the sources used are limited to the bibliographic references only and meet the rules of scientific citing. The points where I have used ideas, text, files and / or sources of other authors are clearly mentioned in the text with the appropriate citation and the relevant complete reference is included in the bibliographic references section. I also declare that the results of the work have not been used to obtain another degree. I fully, individually and personally undertake all legal and administrative consequences that may arise in the event that it is proven, in the course of time, that this thesis or part of it does not belong to me because it is a product of plagiarism.

The Declarant

Georgios Adaktylidis

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στο Επίκουρο Καθηγητή Ιωάννη Παναπακίδη για την δυνατότητα που μου έδωσε να πραγματοποιήσω την διπλωματική μου εργασία για την καθοδήγηση και την στήριξη του όλων αυτόν τον καιρό. Επίσης ευχαριστώ θερμά τον κ. Δημήτριο Μπαργιώτα και την κ. Ασπασία Δασκαλοπούλου για την συμμετοχή τους στην εξεταστική επιτροπή. Θα ήθελα ακόμα να ευχαριστήσω όλους τους καθηγητές του τμήματος για τις πολύτιμες γνώσεις που μου προσέφεραν τόσα χρόνια. Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου και τους δικούς μου ανθρώπους για την στήριξη και εμπιστοσύνη που μου έδειξαν όλα αυτά τα χρόνια των σπουδών μου.

Διπλωματική Εργασία

Σενάρια μελλοντικής επέκτασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου

Γεώργιος Αδακτυλίδης

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζεται το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου. Αναλύεται η παρούσα κατάσταση του ενεργειακού συστήματος δίνοντας ιδιαίτερη έμφαση στην ιστορική εξέλιξη της κατανάλωσης καθώς και στην σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής. Στην συνέχεια εξετάζονται μέσω δημιουργίας πιθανών σεναρίων οι μελλοντικές επεκτάσεις του συστήματος. Η διαφορά των σεναρίων αυτών εστιάζεται στη σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής. Τα σενάρια που προκύπτουν συγκρίνονται με το σενάριο αναφοράς που εκδόθηκε από την Υπηρεσία Ενέργειας του Υπουργείου Ενέργειας, Εμπορίου και Βιομηχανίας της Κύπρου. Βασικός στόχος αποτελεί η εξέταση των οικονομικών αποτελεσμάτων και των περιβαλλοντικών ρύπων ανάλογα με την σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής.

Λέξεις-κλειδιά: Ανάλυση σεναρίων, ενεργειακό σύστημα της Κύπρου, σχεδιασμός συστήματος

Scenarios of future expansion of the power system of Cyprus

Georgios Adaktylidis

Abstract

The present thesis examines the current state of the Cyprus energy system. The current state of the energy system is analyzed, with particular emphasis on the historical development of consumption as well as the composition of electricity generation. The future extensions of the system are then examined through the creation of possible scenarios. The difference between these scenarios is in the composition of the power generation. The resulting scenarios are compared with the reference scenario issued by the Energy Service of the Ministry of Energy, Trade and Industry of Cyprus. The main goal is to examine the economic results and environmental pollutants depending on the composition of electricity generation.

Keywords: Scenario analysis, system planning, energy system of Cyprus

Πίνακας περιεχομένων

<i>Ευχαριστίες ή Σχόλια</i>	<i>xiii</i>
<i>Περίληψη</i>	<i>xv</i>
<i>Abstract</i>	<i>xvii</i>
<i>Πίνακας περιεχομένων</i>	<i>xix</i>
<i>Κατάλογος εικόνων</i>	<i>xxi</i>
<i>Κατάλογος σχημάτων</i>	<i>xxiii</i>
<i>Κατάλογος πινάκων</i>	<i>xxvii</i>
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή	1
1.1 Ιστορική αναδρομή	1
1.2 Στόχος Διπλωματικής	2
1.3 Μεθοδολογία.....	2
1.4 Δομή της Διπλωματικής	3
Κεφάλαιο 2 Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου	5
2.1 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.....	5
2.2 Μεταφορά και Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας.....	9
2.3 Στοιχεία παραγωγής ενέργειας κατά το 2019	11
2.4 Υπεύθυνοι φορείς συστήματος ενέργειας	12
2.4.1 Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου.....	12
2.4.2 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ)	12
2.4.3 Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ)	14
2.4.4 Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ)	15
2.4.5 Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου (ΙΕΚ).....	16
2.5 Το φυσικό αέριο και η σημασία του για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κύπρου	17
2.5.1 Το φυσικό αέριο	17
2.5.2 Το φυσικό αέριο στην Κύπρο	19
2.5.3 Ο αγωγός φυσικού αερίου της Ανατολικής Μεσογείου (EastMed)	23

2.6 Οι ανανεώσιμες πηγές για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο	24
2.6.1 Εισαγωγή.....	24
2.6.2 Είδη ανανεώσιμων πηγών που χρησιμοποιούνται	25
2.6.3 Η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.....	32
2.7 Στατιστικά στοιχεία παραγωγής – κατανάλωσης Κύπρου	35
2.7.1 Παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας Κύπρου (2010-2019)	35
2.7.2 Στατιστικά στοιχεία παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (2008-2018).....	38
2.8 Σενάριο ΣΗΕ Κύπρου	38
2.9 Το λογισμικό του προγράμματος LEAP	44
<i>Κεφάλαιο 3 Περιγραφή και Ανάλυση σεναρίων</i>	<i>48</i>
3.1 Περιγραφή σεναρίων.....	48
3.2 Ανάλυση και αποτελέσματα σεναρίων	61
3.3 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα.....	136
<i>Κεφάλαιο 4 Συμπεράσματα</i>	<i>141</i>
<i>Βιβλιογραφία.....</i>	<i>143</i>

Κατάλογος εικόνων

Εικόνα 2.1: Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Βασιλικού	6
Εικόνα 2.2: Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Δεκέλειας.....	7
Εικόνα 2.3: Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Μονής.....	9
Εικόνα 2.4: Υφιστάμενη κατάσταση (Ιανουάριος 2020) στο σύστημα Μεταφοράς- Διανομής	10
Εικόνα 2.5: Υπεράκτιες σεισμικές έρευνες Κύπρου	20
Εικόνα 2.6: Σχέδιο κατασκευής αγωγού EastMed	24
Εικόνα 2.7: Φωτοβολταϊκά Πάνελ.....	26
Εικόνα 2.8:Αιολικό πάρκο	33

Κατάλογος σχημάτων

Σχήμα 2.1: Διάγραμμα Sankey για την συνολική παραγωγή ενέργειας κατά το έτος 2019	11
Σχήμα 2.2: Χημική σύσταση φυσικού αερίου.....	18
Σχήμα 2.3: Η διεύθυνση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα ενέργειας της Κύπρου	32
Σχήμα 2.4: Ενδεικτική πορεία ΑΠΕ σε δύο σενάρια που βασίζονται στο άρθρο 3 της οδηγίας ΕΕ 2018/2001	39
Σχήμα 2.5: Εκτιμώμενη εξέλιξη του τομέα ΑΠΕ από το 2021-2030.....	40
Σχήμα 3.1: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BLS.....	52
Σχήμα 3.2: Κόστη παραγωγής σεναρίου BLS	53
Σχήμα 3.3: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BLS	54
Σχήμα 3.4: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BMS.....	55
Σχήμα 3.5: Κόστη παραγωγής σεναρίου BMS.....	56
Σχήμα 3.6: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BMS	57
Σχήμα 3.7: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BHS.....	58
Σχήμα 3.8: Κόστη παραγωγής σεναρίου BHS	59
Σχήμα 3.9: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BHS	60
Σχήμα 3.10: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSL	62
Σχήμα 3.11: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSL.....	63
Σχήμα 3.12: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSL	64
Σχήμα 3.13: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLM	66
Σχήμα 3.14: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSLM	67
Σχήμα 3.15: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLM.....	68
Σχήμα 3.16: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSLM	69
Σχήμα 3.17: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLH	71
Σχήμα 3.18: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSLH.....	72
Σχήμα 3.19: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLH.....	73
Σχήμα 3.20: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLL.....	75

Σχήμα 3.21: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLL.....	76
Σχήμα 3.22: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLL	77
Σχήμα 3.23: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLM	79
Σχήμα 3.24: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLM	80
Σχήμα 3.25: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLM.....	81
Σχήμα 3.26: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLH	83
Σχήμα 3.27: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLH.....	84
Σχήμα 3.28: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLH.....	85
Σχήμα 3.29: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSML	87
Σχήμα 3.30: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSML.....	88
Σχήμα 3.31: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSML.....	89
Σχήμα 3.32: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMM.....	91
Σχήμα 3.33: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSMM	92
Σχήμα 3.34: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSMM	93
Σχήμα 3.35: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSMM.....	94
Σχήμα 3.36: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMH.....	96
Σχήμα 3.37: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSMH	97
Σχήμα 3.38: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSMH	98
Σχήμα 3.39: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGML	100
Σχήμα 3.40: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGML.....	101
Σχήμα 3.41: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGML.....	102
Σχήμα 3.42: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMM.....	104
Σχήμα 3.43: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGMM	105
Σχήμα 3.44: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMM	106
Σχήμα 3.45: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMH.....	108
Σχήμα 3.46: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGMH	109
Σχήμα 3.47: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMH.....	110
Σχήμα 3.48: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHL	112
Σχήμα 3.49: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSHL.....	113
Σχήμα 3.50: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHL.....	114
Σχήμα 3.51: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHM.....	116
Σχήμα 3.52: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSHM	117

Σχήμα 3.53: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHM	118
Σχήμα 3.54: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSHM.....	119
Σχήμα 3.55: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHH	121
Σχήμα 3.56: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSHH	122
Σχήμα 3.57: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHH	123
Σχήμα 3.58: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHL	125
Σχήμα 3.59: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGHL.....	126
Σχήμα 3.60: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHL.....	127
Σχήμα 3.61: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHM.....	129
Σχήμα 3.62: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGHM	130
Σχήμα 3.63: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHM	131
Σχήμα 3.64: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHH	133
Σχήμα 3.65: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGHH	134
Σχήμα 3.66: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHH.....	135
Σχήμα 3.67: Συγκεντρωτικά επενδυτικά κόστη.....	136
Σχήμα 3.68: Συγκεντρωτικά κόστη παραγωγής	138
Σχήμα 3.69: Συγκεντρωτικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις	139

Κατάλογος πινάκων

Πίνακας 2.1: Παραγωγή ισχύος ανά σταθμό	5
Πίνακας 2.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας Κύπρου 2010-2019.....	35
Πίνακας 2.3: Πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας Κύπρου 2010-2019	36
Πίνακας 2.4: Πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας ανα κατηγορία πελατών 2010-2019	37
Πίνακας 2.5: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ2008-2018	38
Πίνακας 2.6: Σενάρια με και χωρίς διασύνδεση	40
Πίνακας 2.7: Προβλέψεις δυναμικότητας στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας 2021-20130.....	42
Πίνακας 2.8: Τομεακές προβλέψεις ζήτησης 2021-2030	42
Πίνακας 2.9: Πρόβλεψη συνολικής παραγωγής ενέργειας (ΠΑΕΚ)	43
Πίνακας 2.10: Πρόβλεψη μέγιστης παραγωγής ισχύος (ΠΑΕΚ).....	43
Πίνακας 3.1: Περιγραφή σεναρίων	48
Πίνακας 3.2: Ποσοστό αυξημένης διείσδυσης ανά περίπτωση	49
Πίνακας 3.3: Σενάριο χαμηλής κατανάλωσης ανά τομείς.....	49
Πίνακας 3.4: Σενάριο αναφοράς κατανάλωσης ανά τομείς.....	50
Πίνακας 3.5: Σενάριο υψηλής κατανάλωσης ανά τομείς.....	50
Πίνακας 3.6: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου αναφοράς	51
Πίνακας 3.7: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BLS	52
Πίνακας 3.8: Κόστη παραγωγής σεναρίου BLS	53
Πίνακας 3.9: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BLS.....	54
Πίνακας 3.10: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BMS.....	55
Πίνακας 3.11: Κόστη παραγωγής σεναρίου BMS	56
Πίνακας 3.12: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BMS	57
Πίνακας 3.13: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BHS.....	58
Πίνακας 3.14: Κόστη παραγωγής σεναρίου BHS	59
Πίνακας 3.15: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BHS	60
Πίνακας 3.16: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSLL	61
Πίνακας 3.17: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLL.....	62

Πίνακας 3.18: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSSL.....	63
Πίνακας 3.19: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSSL	64
Πίνακας 3.20: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSLM.....	65
Πίνακας 3.21: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLM	66
Πίνακας 3.22: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSLM	67
Πίνακας 3.23: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLM.....	68
Πίνακας 3.24: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSLM	69
Πίνακας 3.25: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSLH.....	70
Πίνακας 3.26: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLH	71
Πίνακας 3.27: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSLH.....	72
Πίνακας 3.28: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLH.....	73
Πίνακας 3.29: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGLL	74
Πίνακας 3.30: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLL.....	75
Πίνακας 3.31: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLL	76
Πίνακας 3.32: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLL	77
Πίνακας 3.33: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGLM.....	78
Πίνακας 3.34: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLM	79
Πίνακας 3.35: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLM.....	80
Πίνακας 3.36: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLM.....	81
Πίνακας 3.37: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGLH.....	82
Πίνακας 3.38: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLH	83
Πίνακας 3.39: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLH.....	84
Πίνακας 3.40: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLH.....	85
Πίνακας 3.41: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSML.....	86
Πίνακας 3.42: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSML	87
Πίνακας 3.43: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSML.....	88
Πίνακας 3.44: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSML.....	89
Πίνακας 3.45: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSMM	90
Πίνακας 3.46: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMM.....	91
Πίνακας 3.47: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSMM	92
Πίνακας 3.48: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSMM	93
Πίνακας 3.49: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSMM.....	94

Πίνακας 3.50: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSMH	95
Πίνακας 3.51: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMH	96
Πίνακας 3.52: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSMH	97
Πίνακας 3.53: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSMH	98
Πίνακας 3.54: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGML.....	99
Πίνακας 3.55: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGML	100
Πίνακας 3.56: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGML.....	101
Πίνακας 3.57: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGML.....	102
Πίνακας 3.58: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGMM	103
Πίνακας 3.59: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMM	104
Πίνακας 3.60: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGMM	105
Πίνακας 3.61: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMM	106
Πίνακας 3.62: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGMH	107
Πίνακας 3.63: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMH	108
Πίνακας 3.64: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGMH	109
Πίνακας 3.65: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMH.....	110
Πίνακας 3.66: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSHL.....	111
Πίνακας 3.67: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHL	112
Πίνακας 3.68: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSHL.....	113
Πίνακας 3.69: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHL.....	114
Πίνακας 3.70: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSHM	115
Πίνακας 3.71: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHM	116
Πίνακας 3.72: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSHM	117
Πίνακας 3.73: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHM	118
Πίνακας 3.74: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSHM	119
Πίνακας 3.75: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου RSHH.....	120
Πίνακας 3.76: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHH	121
Πίνακας 3.77: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSHH	122
Πίνακας 3.78: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHH.....	123
Πίνακας 3.79: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGHL.....	124
Πίνακας 3.80: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHL	125
Πίνακας 3.81: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGHL.....	126

Πίνακας 3.82: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHL.....	127
Πίνακας 3.83: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGHM	128
Πίνακας 3.84: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHM	129
Πίνακας 3.85: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGHM	130
Πίνακας 3.86: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHM.....	131
Πίνακας 3.87: Εγκαταστημένη ισχύς σεναρίου NGHH	132
Πίνακας 3.88: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHH	133
Πίνακας 3.89: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGHH.....	134
Πίνακας 3.90: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHH.....	135
Πίνακας 3.91: Συγκεντρωτικά επενδυτικά κόστη	137
Πίνακας 3.92: Συγκεντρωτικά κόστη παραγωγής	138
Πίνακας 3.93: Συγκεντρωτικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.....	140

Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή

1.1 Ιστορική αναδρομή

Η Κύπρος αποτελεί ένα νησιωτικό κράτος της ανατολικής Μεσογείου. Βρίσκεται νότια της Τουρκίας, δυτικά του Λιβάνου και της Συρίας, βορειοδυτικά του Ισραήλ, βόρεια της Αιγύπτου και νοτιοανατολικά της Ελλάδας. Πρωτεύουσα της είναι η Λευκωσία. Το νησί της Κύπρου ύστερα από την Τούρκικη εισβολή του 1974 βρίσκεται υπό κατοχή κατά το 37% . Σύμφωνα με τον ΟΗΕ η ανακήρυξη ανεξαρτησίας του τμήματος αυτού θεωρείται παράβαση του καταστατικού χάρτη των Ηνωμένων Εθνών. Από το 1878 έως και το 1960 η Κύπρος ανήκε Βρετανική Αυτοκρατορία. Το τέλος της Βρετανικής κυριαρχίας ήρθε μέσω της συμφωνίας Ζυρίχης – Λονδίνου.

Το πολίτευμα της είναι η Προεδρική Δημοκρατία. Η εκτελεστική εξουσία ασκείται από το υπουργικό συμβούλιο το οποίο ορίζεται από τον πρόεδρο και η νομοθετική εξουσία από την βουλή των αντιπροσώπων. Από το 2004 η Κυπριακή Δημοκρατία ανήκει στην Ευρωπαϊκή Ένωση και από το 2008 έως και σήμερα έχει ως νόμισμα το ευρώ. Ο πληθυσμός της ανέρχεται στις 880.000 κατοίκους και θεωρείται μία ανεπτυγμένη χώρα. Το κατά κεφαλήν εισόδημα ανέρχεται στα 1000 €. Διαθέτει ιδιαίτερα μεγάλο αναλογικά ορυκτό πλούτο και έχει πολύ μεγάλες προοπτικές για την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η πρώτη εμφάνιση του ηλεκτρισμού στην Κύπρο έγινε το 1903 από την τότε αγγλική κυβέρνηση με την εγκατάσταση ηλεκτρογεννητριών αρχικά στο Αρμωστίο στη Λευκωσία και στη συνέχεια στο γενικό νοσοκομείο Λευκωσίας. Το 1912 ξεκίνησε η δημόσια διάθεση του ηλεκτρισμού από την πόλη της Λεμεσού όπου και ιδρύθηκε η εταιρία ηλεκτρισμού. Τον επόμενο χρόνο ιδρύθηκε η Ηλεκτρική Εταιρία Λευκωσίας και από το 1922 και έπειτα ακολούθησαν και άλλες πόλεις. Οι ηλεκτρικές αυτές επιχειρήσεις αντιμετώπιζαν πολλά προβλήματα οικονομικά και κοινωνικά και έτσι το 1944 άρχισε να μελετάται το ενδεχόμενο παραγωγής ηλεκτρική ενέργειας σε Παγκύπρια κλίμακα. Η πρώτη ανέγερση ηλεκτροπαραγωγού σταθμού γίνεται πράξη στις 20 Μαρτίου του 1950 και τίθεται σε

λειτουργία στις 2 Φεβρουαρίου του 1953 στην περιοχή της Δεκέλειας. Στην συνέχεια ακολουθεί και η ανέγερση ακόμα δύο ηλεκτροπαραγωγών σταθμών ο ένας στο χωρίο της Μονής ο οποίος τέθηκε σε λειτουργία το 1976 και ο δεύτερος στην περιοχή του Βασιλικού ο οποίος λειτούργησε το 2000. Το 1980 ο σταθμός της Δεκέλειας αντικαταστάθηκε από τον σταθμό Δεκέλειας Β λόγω παλαιότητας και αύξησης των απαιτήσεων [1].

1.2 Στόχος Διπλωματικής

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως στόχο, την εξέταση πιθανών μελλοντικών εναλλακτικών σεναρίων του Κυπριακού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιώντας ως γνώμονα το επίσημο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ηλεκτροπαραγωγού συστήματος της Κύπρου που έχει αναρτηθεί από το Υπουργείο Ενέργειας της Κύπρου. Το χρονικό διάστημα της εν λόγω εξέτασης αφορά τα έτη 2021-2030. Το σύστημα ενέργειας της Κύπρου παρουσιάζει ποικίλες ιδιαιτερότητες, κατά βάση λόγω της γεωγραφικής της θέσης αλλά και εξαιτίας των νέων ενεργειακών προοπτικών που εμφανίζονται στον ορίζοντα, λόγω των ορυκτών πόρων που θα έχει σύντομα στη διάθεση του το νησί. Η μη ύπαρξη διασυνδέσεων είναι μια πραγματικότητα οι οποία τις περασμένες δεκαετίες οδήγησε τη χώρα σε ενεργειακή απομόνωση γεγονός που στο άμεσο μέλλον θα αλλάξει.

1.3 Μεθοδολογία

Τα ερευνητικά ερωτήματα που έχουν τεθεί στην παρούσα διπλωματική είναι τα εξής :

1. Ποια είναι τα απαραίτητα δεδομένα για να χρησιμοποιηθούν σε ένα λογισμικό προσομοίωσης ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας μιας χώρας;
2. Πως επιδράει ο διαφορετικός βαθμός διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ και φυσικού αερίου στην μελλοντική εξέλιξη ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας;
3. Πως επηρεάζεται το κόστος επέκτασης του συστήματος λόγω διαφορετικής ενεργειακής πολιτικής;

Οι απαντήσεις στα παραπάνω ερωτήματα γίνονται μέσω της παρακάτω μεθοδολογίας:

1. Στην διπλωματική εργασία παρουσιάζεται ο τρόπος λειτουργίας ενός εξειδικευμένου λογισμικού για τον μελλοντικό σχεδιασμό επέκτασης ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

2. Διαμορφώνονται διαφορετικά σενάρια που περιλαμβάνουν διαφορετικά ποσοστά διείσδυσης τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και μονάδων φυσικού αερίου.
3. Παρέχεται λεπτομερής ανάλυση των αποτελεσμάτων και παρουσιάζονται τα κύρια συμπεράσματα.

1.4 Δομή της διπλωματικής

Πέραν του πρώτου κεφαλαίου, η διπλωματική αποτελείται από τα εξής κεφάλαια: Αρχικά στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται μία περιγραφή της υπάρχουσας ενεργειακής κατάστασης της χώρας με εκτενή ανάλυση των τρόπων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, των διαθέσιμων πόρων, των ενεργειακών προοπτικών και των αρμόδιων φορέων διαχείρισης του συστήματος. Στην συνέχεια γίνεται ανάλυση του σεναρίου μελλοντικής κατεύθυνσης που έχει ορίσει το Υπουργείο Ενέργειας της Κύπρου και στο λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε με σκοπό να εξεταστούν τα πιθανά μελλοντικά σενάρια.

Στο τρίτο κεφάλαιο γίνεται ανάλυση των αποτελεσμάτων των διαφορετικών σεναρίων που παρουσιάζονται, εξετάζοντας τόσο το οικονομικά και περιβαλλοντικά αποτελέσματα όσο και τις δυνατότητες παραγωγής ενέργειας ανά σενάριο.

Τέλος στο κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται τα κύρια συμπεράσματα που προκύπτουν από τα παραπάνω αποτελέσματα.

Κεφάλαιο 2 Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου

2.1 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Το τμήμα παραγωγής ενέργειας είναι υπεύθυνο για την κατασκευή, συντήρηση και την εξασφάλιση της ομαλής λειτουργίας των ηλεκτροπαραγωγών σταθμών. Ελέγχει και προωθεί τους βέλτιστους τρόπους παραγωγής με γνώμονα την μείωση του κόστους καθώς επίσης είναι υπεύθυνο για την μελέτη και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η Κύπρος δεν διαθέτει πρωτογενής πόρους για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με αποτέλεσμα να εισάγει καύσιμη ύλη. Το μεγαλύτερο ποσό ενέργειας παράγεται από μαζούτ. Η Αρχή Ηλεκτρισμού της Κύπρου (ΑΗΚ) προς το παρόν διαθέτει τρεις ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1478MW. Παρακάτω (Πίνακας 2.1) παρουσιάζεται την σύνθεση της παραγωγής [1],[2].

Οι ηλεκτροπαραγωγοί σταθμοί είναι ο σταθμός Δεκέλειας, ο σταθμός Βασιλικού και ο σταθμός Μονής. Στον Πίνακα 2.1 φαίνεται η παραγωγή ισχύος ανά σταθμό. Οι σταθμοί αυτοί διαθέτουν μεγάλη ποικιλία στα είδη συμβατικών μονάδων που χρησιμοποιούν γεγονός που οφείλεται στην διαφορετική καύσιμη ύλη. Τα είδη συμβατικών μονάδων είναι τα εξής:

- Ατμοστροβιλικές μονάδες
- Μονάδες συνδυασμένου κύκλου
- Μηχανές εσωτερικής καύσης
- Αεριοστροβιλικές μονάδες

Πίνακας 2.1: Παραγωγή ισχύος ανά σταθμό

Σταθμός Βασιλικού	
3 X 130MW Ατμοηλεκτρικές μονάδες	390MW

1 X 38MW Αεριοστρόβιλος	38MW
2 X 220MW Μονάδες συνδυασμένου κύκλου	440MW
Σταθμός Δεκέλειας	
6 X 60MW Ατμοηλεκτρικές μονάδες	360MW
2 X 50MW Μηχανές εσωτερικής καύσης	100MW
Σταθμός Μονής	
4 X 37,5MW Αεριοστρόβιλοι	150MW
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς	1478MW



Εικόνα 2.1: Ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Βασιλικού

Ο ηλεκτροπαραγωγός σταθμός του Βασιλικού (Εικόνα 2.1) αποτελεί το μεγαλύτερο υποδομής που έγινε ποτέ στον Κυπριακό χώρο και συνδέεται άμεσα με την γενικότερη

οικονομική ανάπτυξη της Κύπρου. Αποτελείται από τρεις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας με ισχύ 130 MW έκαστην και το καύσιμο λειτουργίας τους είναι το μαζούτ. Επίσης διαθέτει έναν αεριοστρόβιλο ισχύος 38 MW ο οποίος χρησιμοποιεί ως καύσιμο το ντίζελ. Τέλος διαθέτει και δύο μονάδες παραγωγής συνδυασμένου κύκλου 220MW η κάθε μία , με χρησιμοποιούμενο καύσιμο ντίζελ. Οι μονάδες αυτές έχουν την δυνατότητα μετατροπής ούτως ώστε να χρησιμοποιούν φυσικό αέριο σαν καύσιμο για πιθανή μεταγενέστερη χρήση. Αξίζει να σημειωθεί πως ο εν λόγω σταθμός παράγει περίπου το 65% της ενέργειας που παράγουν όλοι οι σταθμοί της αρχής. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των τριών συμβατικών μονάδων για μονάδες παραγωγής ανέρχεται στο 38% ενώ για τις ΜΑΣΚ στο 48% περίπου.

Λόγω μίας έκρηξης που είχε συμβεί στις 11 Ιουλίου του 2011 στην ναυτική βάση του Μαρί που γειτνιάζει με τον σταθμό, ο σταθμός τέθηκε εκτός λειτουργίας λόγω σημαντικών βλαβών. Πλέον οι βλάβες αυτές έχουν αποκατασταθεί πλήρως και ο σταθμός λειτουργεί κανονικά [1].



Εικόνα 2.2: Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Δεκέλειας

Ο ηλεκτροπαραγωγός σταθμός της Δεκέλειας (Εικόνα 2.2) τοποθετείται στην νοτιοανατολική ακτή της Κύπρου. Η δυναμικότητα του φτάνει τα 460MW. Πρόκειται για

τον πρώτο σταθμό της Κύπρου ο οποίος τέθηκε σε λειτουργία το 1953. Το έργο ανέγερσης του ξεκίνησε το 1950. Αρχικά αποτελούταν από δύο ατμοστρόβιλους κινητήρες των 7 MW και πέντε των 14 MW (σύνολο 84 MW) οι οποίοι είχαν ως καύσιμη ύλη το μαζούτ.

Το 1980 η αρχή προχώρησε στην ανέγερση έξι νέων ατμοστροβίλων κινητήρων ισχύος 60 MW έκαστος. Το 1982 και το 1983 τέθηκαν σε λειτουργία οι δύο πρώτοι που ήταν κατασκευής της εταιρίας Siemens, οι δύο επόμενοι το 1989 που ήταν κατασκευής της Toshiba με κινητήρες Alstom και τέλος το 1992 και 1993 οι δύο τελευταίοι κατασκευής Bharat Heavy Electricals. Και οι έξι λέβητες των κινητήρων κατασκευάστηκαν από την Wagner-Biro. Και αυτοί οι λέβητες χρησιμοποιούσαν ως καύσιμη ύλη το μαζούτ. Οι παλαιοί κινητήρες και οι εγκαταστάσεις τους σταμάτησαν να χρησιμοποιούνται αλλά πέρασε αρκετός καιρός για την κατεδάφιση τους. Στο χώρο που στεγάζονταν οι δεξαμενές της ανεγέρθηκαν δύο νέες μονάδες παραγωγής 50MW η κάθε μία αποτελούμενη από τρεις μηχανές με έμβολα η κάθε μία. Οι πρώτες τρεις μηχανές ήταν κατασκευής της Mitsui και τέθηκαν σε λειτουργία το 2009 ενώ οι τρεις επόμενες ήταν κατασκευής της Wartsila και τέθηκαν σε λειτουργία το 2010. Οι τρεις κινητήρες της Mitsui είναι δίχρονοι κινητήρες ενώ οι τρεις της Wartsila είναι τετράχρονοι. Και οι έξι κινητήρες ακολουθούν το θερμοδυναμικό κύκλο του diesel καίγοντας μαζούτ.

Ο ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Δεκέλειας στη σημερινή του μορφή με εγκατεστημένη ισχύ 460 MW (6X60MW Ατμοστρόβιλοι και 100 MW από μονάδες εσωτερικής καύσης) παρήγαγε κατά το 2013 το 42,9% της συνολικής ενέργειας που παρήχθη από όλους τους ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς της αρχής ενώ κατά την ίδια περίοδο εξήγαγε το 42,7% της συνολικής ενέργειας που εξήχθη από τους σταθμούς της αρχής. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των ατμοστροβίλων για μονάδες εξαγωγής ανήλθε στο 28% και ο αντίστοιχος θερμικός βαθμός απόδοσης των μονάδων εσωτερικής καύσης ανήλθε στο 40,6%. [1]



Εικόνα 2.3: Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Μονής

Ο ηλεκτροπαραγωγός σταθμός Μονής (Εικόνα 2.3) αποτελεί τον μικρότερο ηλεκτροπαραγωγό σταθμό της Κύπρου. Στο παρελθόν διέθετε συμβατικές μονάδες των 30 MW που χρησιμοποιούσαν ως καύσιμο το μαζούτ μονάδες όμως που έχουν αποσυρθεί από τις 14 Οκτωβρίου του 2013. Σήμερα διαθέτει τέσσερις αεριοστρόβιλους κινητήρες των 37,5MW έκαστος σύνολο 150 MW. Ο ηλεκτροπαραγωγός σταθμός της μονής παράγει περίπου το 0.5% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από το σύνολο των σταθμών της αρχής. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των αεριοστρόβιλων για μονάδες παραγωγής ανέρχεται στο 24%. [1]

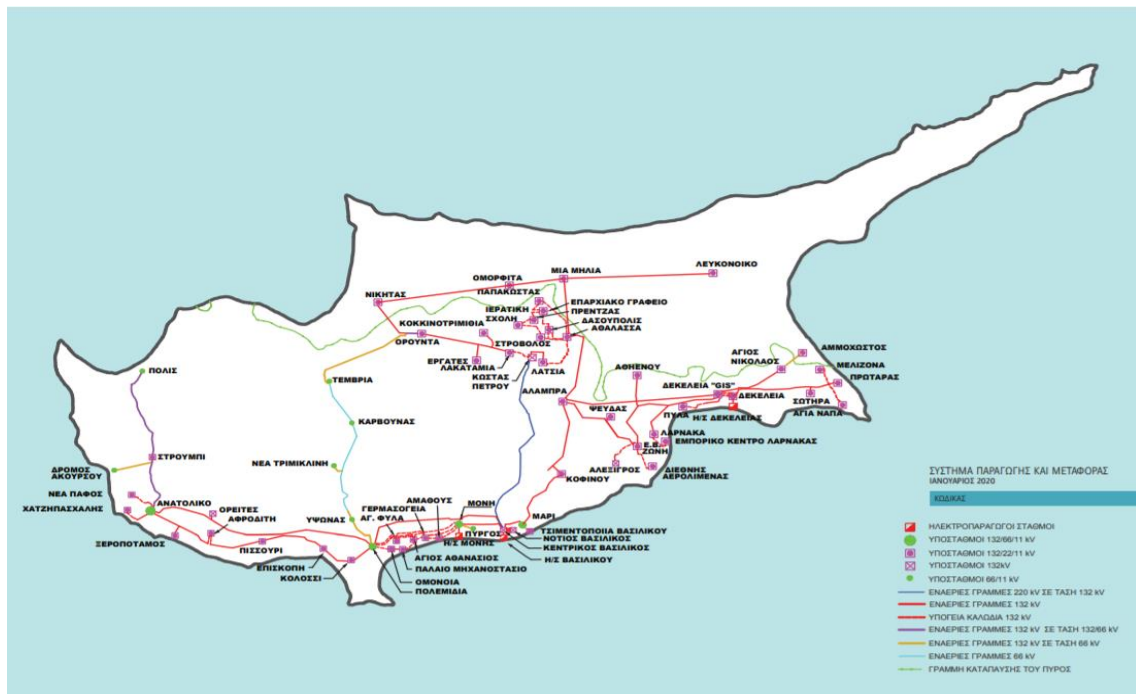
2.2 Μεταφορά και Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Το δίκτυο υψηλής τάσης του συστήματος μεταφοράς συνδέει τα κύρια σημεία ηλεκτροπαραγωγής με τους υποσταθμούς οι οποίοι τοποθετούνται στις περιοχές όπου υπάρχει ζήτηση φορτίου. Ο ρόλος των μετασχηματιστών αυτών είναι η υποβίβαση της υψηλής τάσης σε μέση τάση 11KV ή 22KV, η οποία συνδέεται στο δίκτυο διανομής για την τροφοδότηση των καταναλωτών. Τα κύρια σημεία ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος μεταφοράς αποτελούν οι τρεις ηλεκτροπαραγωγοί σταθμοί καθώς και τα αιολικά πάρκα μεγάλης ισχύος. Το ηλεκτρικό δίκτυο του συστήματος μεταφοράς (Εικόνα 2.4) λειτουργεί σε υψηλή τάση 132KV με εξαίρεση κάποια τμήματα που λειτουργούν με τάση 66KV. Οι

τάσης λειτουργίας των επιμέρους συνδέσεων μεταξύ των υποσταθμών ταξινομούνται ως ακολούθως:

- Εναέριες γραμμές κατασκευής 220KV σε λειτουργία 132KV: 88k
- Εναέριες γραμμές κατασκευής 132KV σε λειτουργία 132KV : 885km
- Εναέριες γραμμές κατασκευής 132KV σε λειτουργία 66KV : 85km
- Εναέριες γραμμές κατασκευής 66KV σε λειτουργία 66KV : 80km
- Υπόγεια καλώδια 132KV : 227km

Οι εναέριες γραμμές των 66KV αντικαθίστανται σταδιακά με γραμμές των 132KV με σκοπό την μεταγενέστερη κατάργησή τους. Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει συνολικά 127 μετασχηματιστές υποβίβασης της τάσης σε 58 υποσταθμούς 132KV και 8 διαζυγικούς μετασχηματιστές 132/66KV.[1]

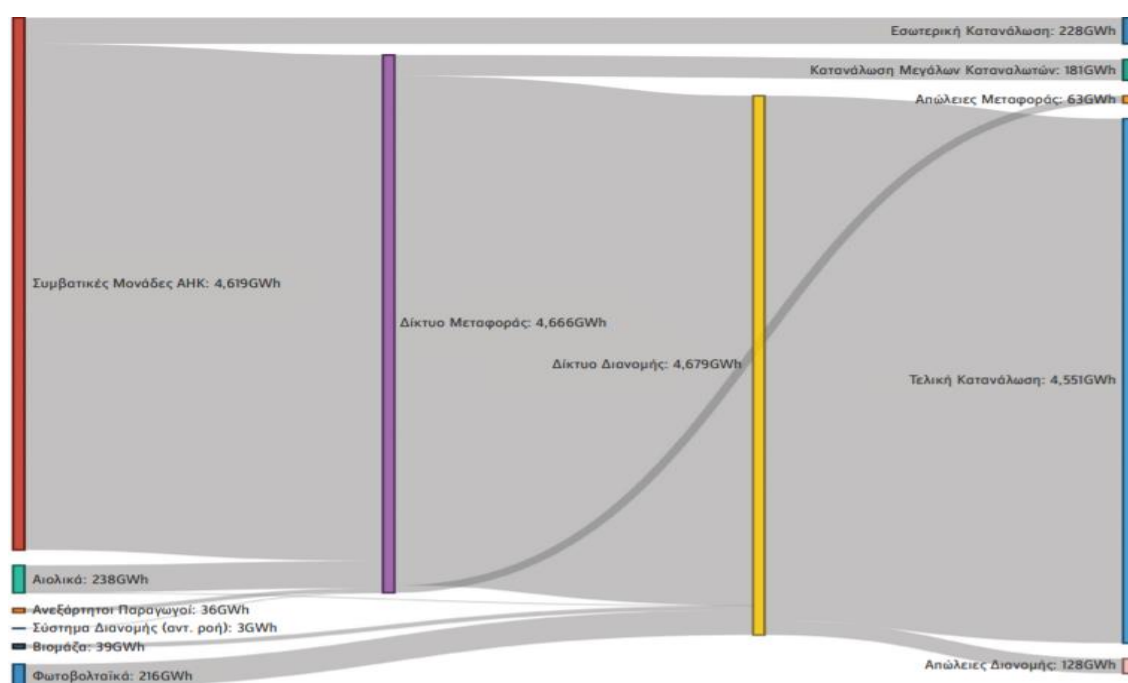


Εικόνα 2.4: Υφιστάμενη κατάσταση (Ιανουάριος 2020) στο Σύστημα Μεταφοράς – Διανομής.

2.3 Στοιχεία παραγωγής ενέργειας κατά το 2019

Η μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2019 σημειώθηκε την Πέμπτη 11 Ιουλίου στις 14:45 όπου η μέγιστη παραγωγή ισχύος ανήλθε στα 1076MW. Όσον αφορά την συνολική παραγωγή ισχύος το 2019 (Σχήμα 2.1) η μεικτή παραγόμενη ενέργεια έφτασε στις 5.112.723MWh εκ των οποίων η ΑΗΚ παρήγαγε 4.619.130MWh και οι παραγωγοί με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) παρήγαγαν 493.748MWh. Οι σταθμοί παραγωγής της ΑΗΚ παρήγαγαν 227.703 για ιδία χρήση. Η ενέργεια από συμβατικές μονάδες της ΑΗΚ που εισήλθε στο σύστημα μεταφοράς έφτασε τις 4.391.427MWh και η ενέργεια που εξήλθε από το σύστημα μεταφοράς προς τους υποσταθμούς της ΑΗΚ και τους μεγάλους παραγωγούς έφτασε στις 4.603.483MWh. Οι απώλειες που κατεγράφησαν κατά την μεταφορά ήταν 62.855MWh δηλαδή το 1,35% της εισερχόμενης ενέργειας του συστήματος μεταφοράς και οι απώλειες κατά την διανομή ανήλθαν στις 128.000MWh το 2,8% δηλαδή της εισερχόμενης ενέργειας στο σύστημα διανομής.

Ο συντελεστής φορτίου των συμβατικών μονάδων παραγωγής ήταν 52,6% το 2019 σε σύγκριση με το συντελεστή φορτίου για το 2018που ήταν της τάξης του 53,4%. [3]



Σχήμα 2.1 :Διάγραμμα Sankey για την συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά το 2019

2.4 Υπεύθυνοι φορείς συστήματος ενέργειας Κύπρου

2.4.1 Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου

Η Υπηρεσία Ενέργειας ανήκει στο Υπουργείο Ενέργειας, Εμπορίου και Βιομηχανίας της Κύπρου. Στόχος της είναι η υλοποίηση και η δημιουργία κρατικής πολιτικής στον τομέα της ενέργειας εστιάζοντας πρωτίστως στην διαμόρφωση μίας βιώσιμης και ανταγωνιστικής αγοράς ενέργειας με πλήρη αξιοποίηση του εθνικού δυναμικού ενέργειας και των εγχώριων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η σημαντικότερη δράση της για να επιτύχει τον στόχο της είναι η δημιουργία οικονομικών κινήτρων προς τους καταναλωτές με γνώμονα την εξοικονόμηση ενέργειας και την χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η αποστολή της επιτυγχάνεται με τους παρακάτω τρόπους:

- δημιουργία απαραίτητων υποδομών
- διαμόρφωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας
- εποπτεία της εσωτερικής αγοράς ενέργειας
- υλοποίηση του Εθνικού σχεδίου δράσης ενεργειακής απόδοσης
- υλοποίηση του Εθνικού σχεδίου δράσης για τις Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Βάση του στρατηγικού σχεδίου για την περίοδο 2021-2023 η υπηρεσία έχει ως προτεραιότητα την δημιουργία βιώσιμης και ανταγωνιστικής αγοράς ενέργειας και την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας της οικονομίας με πλήρη εκμετάλλευση των εγχώριων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.[4]

2.4.2 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου είναι υπεύθυνη για την εξασφάλιση της ομαλής και ορθής λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου σύμφωνα με τις οδηγίες της ΕΕ 2019/44 και 2009/73/ΕΚ. Η ΡΑΕΚ συστάθηκε αρχικά με τον νόμο περί ρύθμισης της αγοράς ηλεκτρισμού (Ν.122(Ι)2003) ο οποίος αντικαταστάθηκε από τον νόμο (Ν.130(Ι)/2021) και θεσπίστηκε νέος νόμος περί σύστασης και λειτουργίας της ΡΑΕΚ (Ν.129(Ι)/2021). Η ΡΑΕΚ είναι νομικά διακριτή και λειτουργικά ανεξάρτητη από κάθε άλλη δημόσια και ιδιωτική οντότητα. Βασικός στόχος της είναι η εξασφάλιση της ορθής

λειτουργίας της αγοράς ενέργειας της Κύπρου. Λαμβάνοντας υπ' όψη την Κυπριακή Νομοθεσία και τις ευρωπαϊκές οδηγίες αναλαμβάνει πρωτοβουλίες για την ρύθμιση και την επίβλεψη της αγοράς ενέργειας. Στην αγορά του ηλεκτρισμού σύμφωνα με τους νόμους περί ρύθμισης της αγοράς ηλεκτρισμού έχει τις παρακάτω εξουσίες και αρμοδιότητες:

- εξασφαλίζει τον υγιή ανταγωνισμό με βασικό γνώμονα την μείωση των τιμών.
- Προστατεύει τα συμφέροντα των καταναλωτών.
- Επιδιώκει την ανάπτυξη μίας οικονομικά βιώσιμης και αποδοτικής αγοράς ηλεκτρισμού
- εξασφαλίζει την επάρκεια ηλεκτρικής ενέργειας και διασφαλίζει την ποιότητα και την αξιοπιστία της παροχής ηλεκτρισμού.
- Είναι υπεύθυνη για την χορήγηση τον έλεγχο και την ανάκληση αδειών.
- Καθορίζει τους κανόνες και εξετάζει τα παράπονα που αφορούν τις υπηρεσίες παροχής από τους κατόχους αδειών και είναι υπεύθυνη για την διεξαγωγή ερευνών για την επίλυση διαφορών.
- Εξετάζει κατά πόσο οι κάτοχοι αδειών λειτουργούν αποδοτικά και αν εξασφαλίζονται χρηματοδοτικά οι επιχειρηματικές τους δραστηριότητες.
- Ρυθμίζει τις διατιμήσεις και τις χρεώσεις που πρέπει να εφαρμόζονται στους κατέχοντες άδεια σύμφωνα με τους όρους των αδειών τους
- είναι υπεύθυνη για την επιβολή προστίμων στους παραβάτες.
- Προωθεί τις ανανεώσιμες πηγές και στοχεύει στην έρευνα και ανάπτυξη τους.

Στην αγορά φυσικού αερίου σύμφωνα με τους νόμους περί ρύθμισης αγοράς φυσικού αερίου είναι υπεύθυνη για:

- την δημιουργία μίας οικονομικά ισχυρής και αποτελεσματικής αγοράς φυσικού αερίου
- την διασφάλιση της ασφάλειας και της συνεχούς παροχής φυσικού αερίου
- ελέγχει το ισοζύγιο προμήθειας/ζήτησης στην αγορά καθώς και κάνει εκτιμήσεις για την μελλοντικές προοπτικές
- προστατεύει τους τελικούς καταναλωτές και λαμβάνει κατάλληλα μέτρα για την διαφάνεια και τον έλεγχο.
- Προωθεί την δημιουργία αγορών εντός της ΕΕ με στόχο την δημιουργία εύρυθμης ανταγωνιστικής και ασφαλούς αλυσίδας εφοδιασμού.
- Επιλύει μέσω εξωδικαστικού μηχανισμού τις διαφορές και τα παράπονα των καταναλωτών.
- Εφαρμόζει μακροπρόθεσμο προγραμματισμό σχετικά με τον εφοδιασμό και την μεταφορική δυνατότητα των επιχειρήσεων φυσικού αερίου.[4]

2.4.3 Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ)

Η ΑΗΚ ιδρύθηκε τον Νοέμβριο του 1952. Τα πρώτα χρόνια της ίδρυσης της πραγματοποίησε απαλλοτρίωση των ηλεκτρικών επιχειρήσεων όλων των πόλεων της Κύπρου με σκοπό τον εξηλεκτισμό του νησιού. Όταν κατασκευάστηκε ο σταθμός Δεκέλειας ταυτόχρονα κατασκευάστηκαν και οι πρώτες γραμμές μεταφοράς μεταξύ Δεκέλειας – Λευκωσίας , Δεκέλειας – Λάρνακας ,Λάρνακας Λεμεσού κλπ. Με τον τρόπο αυτό τέθηκαν εκτός λειτουργίας σταδιακά όλες οι ιδιωτικές γεννήτριες των πόλεων. Από εκεί και πέρα προχώρησε ταχύτατα ο εξηλεκτισμός ολόκληρης της Κύπρου.

Από τον Δεκέμβριο του 2016 έως και σήμερα η ΑΗΚ εφαρμόζει το λειτουργικό Διαχωρισμό των δραστηριοτήτων της σε συμμόρφωση με την ΡΑΕΚ η οποία εφαρμόζει τους

Ευρωπαϊκούς κανονισμούς. Με αυτόν το διαχωρισμό διαχωρίζονται λειτουργικά οι τέσσερις ρυθμιζόμενες δραστηριότητες της ΑΗΚ:

- Μονοπωλιακές δραστηριότητες μεταφοράς.
- Μονοπωλιακές δραστηριότητες διανομής.
- Ανταγωνιστικές δραστηριότητες παραγωγής.
- ανταγωνιστικές δραστηριότητες προμήθειας.

Με αυτόν τον τρόπο εξασφαλίζονται οι ισότιμες ευκαιρίες ανταγωνισμού σε ιδιώτες παραγωγούς και προμηθευτές. Για τον ορθό λειτουργικό διαχωρισμό η ΑΗΚ έχει δημιουργήσει και τις ανάλογες διευθύνσεις-υπηρεσίες. Οι κοινές υπηρεσίες παραμένουν οργανωμένες υπό την γενική διεύθυνση της ΑΗΚ ούτως ώστε να μην αυξάνεται το κόστος λειτουργίας της. Τέλος έχει δημιουργηθεί μία διεύθυνση μη ρυθμιζόμενων δραστηριοτήτων με απώτερο σκοπό την ρύθμιση των δραστηριοτήτων που αφορούν την παροχή υπηρεσιών προς τρίτους ως προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την αφαλάτωση.[1]

2.4.4 Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ)

Η συγκρότηση του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου ήταν αποτέλεσμα της εναρμόνισης με την οδηγία 96/92/EC του ευρωπαϊκού κοινοβουλίου και του συμβουλίου που έγινε στις 19 Δεκεμβρίου 1996 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και τη ρύθμιση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας την Κύπρο. Σύμφωνα με τον τροποποιητικό νόμο του 2012 περί ρύθμισης της αγοράς ηλεκτρισμού Ν211(I) /2012 ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς μετονομάστηκε σε Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου και καθορίστηκε ως νομικό πρόσωπο δημοσίου δικαίου. Αποκλειστικές αρμοδιότητες του συστήματος είναι :

- Η λειτουργία ενός αποδοτικού, αξιόπιστου, ασφαλούς και οικονομικά βιώσιμου συστήματος μεταφοράς.
- Η εξασφάλιση της ανάπτυξης και της συντήρησης του συστήματος μεταφοράς

- Η έρευνα και η προώθηση διασύνδεσης του συστήματος μεταφοράς με άλλα συστήματα μεταφοράς.
- Η λειτουργία ενός συστήματος κατανομής φορτίου και χρήσης του συστήματος μεταφοράς , με αντικειμενικά , χωρίς διακρίσεις οικονομικά και τεχνικά κριτήρια σύμφωνα με τους όρους που περιγράφονται στην χορηγούσα άδεια ,τους κανόνες μεταφοράς και διανομής και τους κανόνες αγοράς ηλεκτρισμού.
- Η λειτουργία και διαχείριση της εμπορίας του ηλεκτρισμού
- Η χρέωση για την σύνδεση και χρήση του συστήματος μεταφοράς.
- Η πρόταση όρων και την σύναψη πρωτοκόλλων η συμβάσεων για την σύνδεση με το σύστημα μεταφοράς και για την χρήση του.[5]

2.4.5 Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου (IEK)

Το ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου ιδρύθηκε το 2000 από τον Υπουργό Εμπορίου , Βιομηχανίας και Τουρισμού. Διοικείται από το πενταμελές Διοικητικό Συμβούλιο το οποίο διορίστηκε από το Υπουργικό Συμβούλιο και στεγάζεται στο χώρο του Υπουργείου Εμπορίου Βιομηχανίας και Τουρισμού στην Λευκωσία. Επιχορηγείται από το Κράτος και άλλους ημικρατικούς και διεθνείς οργανισμούς.

Βασικές αρμοδιότητες του Ιδρύματος είναι:

- η προώθηση και η ευαισθητοποίηση σε θέματα εξοικονόμησης και ορθολογικής χρήσης της ενέργειας.
- Η ανάπτυξη και η κατεύθυνση προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που είναι βιώσιμες και συμφέρουσες για το ενεργειακό μέλλον της Κύπρου.
- Κάθε είδους δραστηριότητα που αφορά την χρήση οικονομικά βιώσιμων ενεργειακών μοντέλων.

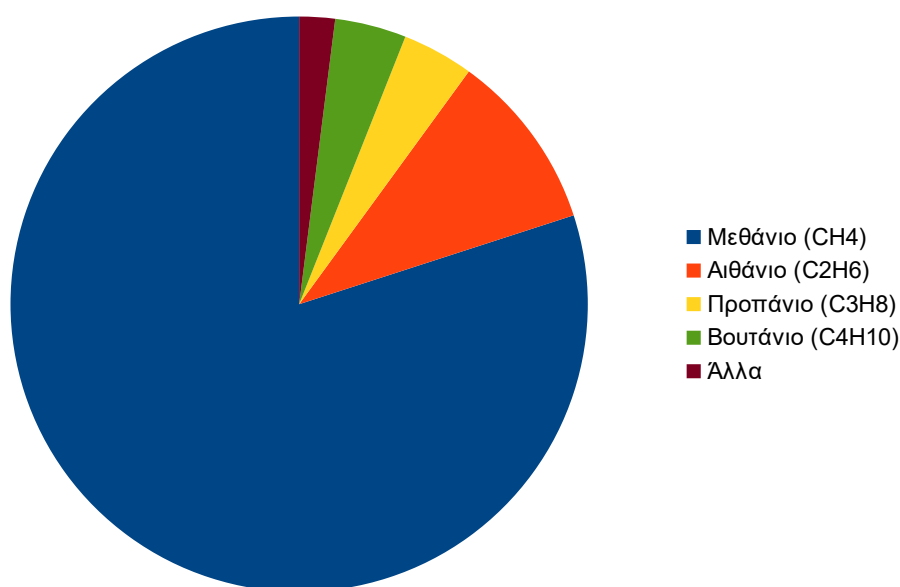
Για την υλοποίηση των εν λόγω στόχων το IEK συμμετέχει ενεργά σε διεθνή συναφή προγράμματα και συνεργάζεται με παρόμοια Ιδρύματα του εξωτερικού. Προσλαμβάνει

κατά καιρούς ειδικούς επιστήμονες με άμεσο στόχο την έρευνα ,την λήψη πληροφοριών και την τεχνική βοήθεια με απώτερο σκοπό την χρήση νέων καινοτόμων ενεργειακών τεχνολογιών και πιο συγκεκριμένα τεχνολογιών εκμετάλλευσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.[6]

2.5 Το φυσικό αέριο και η σημασία του για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κύπρου

2.5.1 Το φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο είναι ένα αέριο μίγμα υδρογονανθράκων με μικρό αριθμό ατόμων άνθρακα. Ανήκει στην δεύτερη οικογένεια των αερίων καυσίμων είναι ελαφρύτερο από τον αέρα και έχει ειδικό βάρος ίσο με 0,59. Η καύση του έχει λιγότερο επιβλαβείς συνέπειες για το περιβάλλον σε σχέση με άλλα καύσιμα όπως ο γαιάνθρακας ή το πετρέλαιο καθώς παράγει μικρότερες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα για κάθε μονάδα παραγόμενης ενέργειας. Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται η σύσταση του φυσικού αερίου (Σχήμα 2.2).



Σχήμα 2.2 : Χημική σύσταση φυσικού αερίου.

Συστατικά	% κατά όγκο σύσταση
Μεθάνιο(CH ₄)	70-90
Αιθάνιο (C ₂ H ₆)	5-15
Προπάνιο (C ₃ H ₈) και Βουτάνιο (C ₄ H ₁₀)	<5
Άλλα	Μικρότερες ποσότητες

Το φυσικό αέριο αποτελεί βασική πηγή πλέον παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθώς επίσης χρησιμοποιείται και για την παραγωγή υδρογόνου, ως καύσιμο οχημάτων, για θέρμανση καθώς και στον ευρύτερο βιομηχανικό τομέα. Τα πλεονεκτήματα του έναντι των συμβατικών υγρών καυσίμων είναι πως εξαιτίας της απουσίας προσμίξεων επιβαρυντικών για τα μέρη των συσκευών και των εγκαταστάσεων (καυστήρες, θάλαμοι καύσης, απαγωγή καυσαερίων κλπ.), είναι απολύτως εφικτή η διατήρηση σταθερού βαθμού απόδοσης για ιδιαίτερα μεγάλες περιόδους καθώς επίσης και λόγω του ότι τα προϊόντα της καύσης του φυσικού αερίου αποτελούνται κυρίως από νερό (υδρατμούς), καθίσταται εύκολα δυνατή η αξιοποίηση της λανθάνουσας θερμότητας των καυσαερίων (διαδικασία συμπύκνωσης), με αποτέλεσμα την αύξηση (πάνω από 20%) της ωφέλιμης θερμότητας που λαμβάνεται από δεδομένη ποσότητα καυσίμου σημαντικό πλεονέκτημα για τον τελικό καταναλωτή αφού μπορεί να εξυπηρετήσει την εγκατάστασή του με λιγότερο καύσιμο.

Καθώς η παγκόσμια ζήτηση ενέργειας αυξάνεται, το φυσικό αέριο διαδραματίζει πλέον σημαντικό στρατηγικό ρόλο στην παροχή ενέργειας. Λόγω της δυσκολότερης διαδικασίας μεταφοράς και αποθήκευσης έναντι του πετρελαίου, το φυσικό αέριο υστερούσε για μεγάλο χρονικό διάστημα. Τις δύο τελευταίες δεκαετίες αυτό όμως άλλαξε και η αγορά του φυσικού αερίου επεκτείνεται ταχύτερα σε σύγκριση με τα άλλα ορυκτά καύσιμα.

Το φυσικό αέριο είναι το πιο καθαρό και το πιο πλούσιο καύσιμο από όλες τις πηγές ενέργειας υδρογονανθράκων και έχει υψηλές αποδόσεις για παραγωγή ενέργειας. [7]

2.5.2 Το Φυσικό Αέριο στην Κύπρο

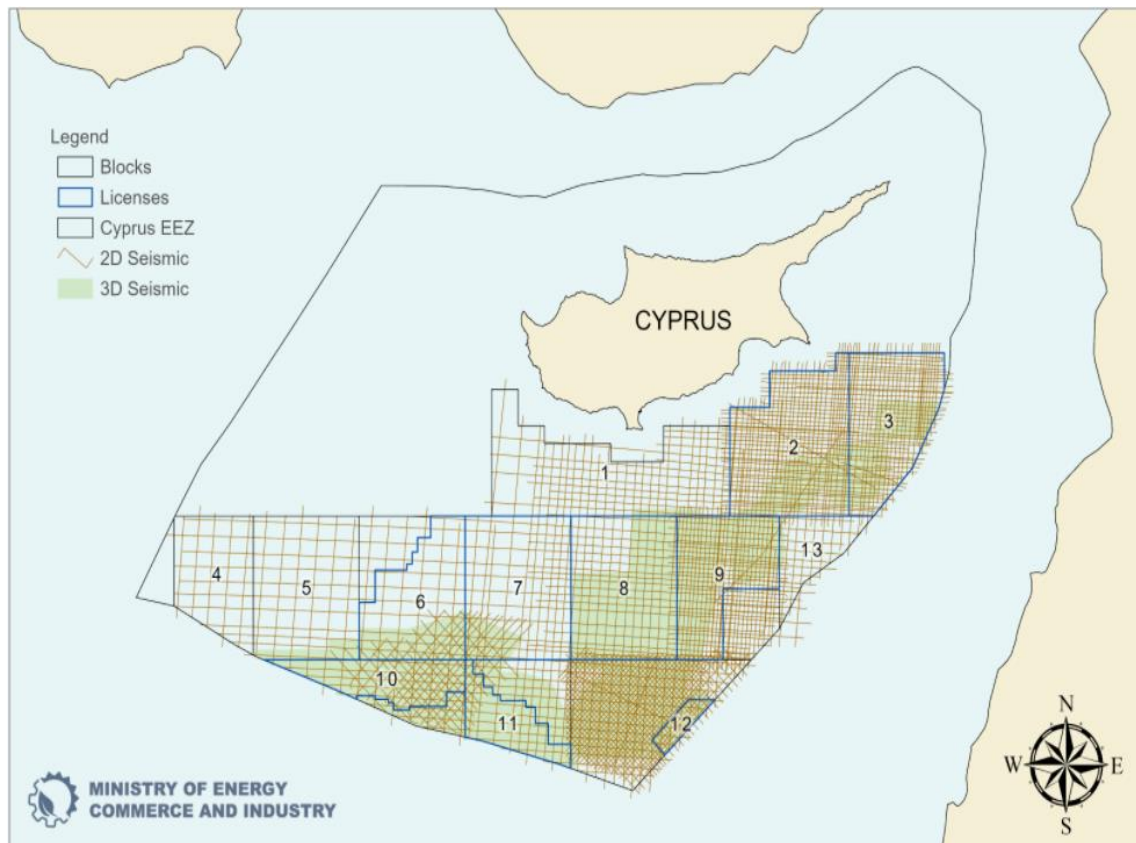
Οι πρόσφατες ανακαλύψεις υπεράκτιου φυσικού αερίου στην αποκλειστική οικονομική ζώνη της Κύπρου μπορούν σε μία δεκαετία να αποδεσμεύσουν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού από τα εισαγόμενα πετρελαιοειδή , να βελτιώσουν το εμπορικό ισοζύγιο και να μειώσουν το εγχώριο οικονομικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ιδιαίτερα μεγάλοι όγκοι αποθεμάτων παρέχουν ένα ισχυρό κίνητρο στην κυβέρνηση να εξετάσει μία σειρά από επιλογές εκτός από την εγχώρια χρήση, ιδίως με τις εξαγωγές δεδομένο του ότι η εγχώρια αγορά φυσικού αερίου είναι περιορισμένη. Οι τρέχουσες προσδοκίες είναι πως η παραγωγή φυσικού αερίου θα ξεκινήσει έως το 2023 και θα τιμολογηθεί στην αγοραία αξία ανεξαρτήτως αν πρόκειται για εγχώρια χρήση ή για εξαγωγή.[8]

Η περιοχή έρευνας υδρογονανθράκων νοτίως της Κύπρου αποτελεί μέρος της αποκλειστικής ζώνης της Κύπρου καλύπτοντας μία περιοχή 51.000 τετραγωνικών χιλιομέτρων (Εικόνα 2.5). Το θαλάσσιο βάθος κυμαίνεται από 300 μέτρα στην περιοχή του Κυπριακού τόξου κοντά στις ακτές της Κύπρου , έως και 3.000 μέτρα στο βαθύτερο τμήμα της λεκάνης του Ηροδότου. Οι κύριες γεωλογικές δομές που απαντώνται στην εν λόγω περιοχή είναι οι εξής :

- Οι λεκάνες της Λεβαντίνης και του Ηροδότου οι οποίες σχηματίστηκαν από διάρρηξη και εξάπλωση από το Τριαδικό μέχρι το κατώτερο Κρητιδικό. Το πάχος των ιζημάτων εκτιμάται πως φτάνει τα 12 έως και 15 χιλιόμετρα
- Το υποθαλάσσιο όρος Ερατοσθένης το οποίο θεωρείται ότι αποτελεί ένα ηπειρωτικό τεμάχιο που αποκόπηκε και μεταφέρθηκε μέσω σεισμικής δραστηριότητας στην παρούσα θέση του. Το ιζηματογενές του κάλυμμα που αποτελείται κυρίως από ανθρακικά ιζήματα έχει πάχος περίπου πέντε χιλιόμετρα
- Η Μειοκαινικής ηλικίας δυτική υπολεκάνη του Ερατοσθένη.
- Το Κυπριακό τόξο το οποίο σχηματίστηκε στο Άνω Κρητιδικό και ενεργοποιήθηκε ξανά κατά το Νεογενές

Δύο μεγάλα τοπικά γεγονότα είναι υπεύθυνα για την απόθεση ιζημάτων και κατ' επέκταση στην δημιουργία υδρογονανθράκων στην θαλάσσια περιοχή της Κύπρου. Πρώτον το Δέλτα του Νείλου η ανάπτυξη του οποίου ξεκίνησε από το ολιγόκαινο και συνεχίζεται μέχρι και σήμερα το οποίο επηρέασε ιδιαίτερα την περιοχή δυτικά του Ερατοσθένη εντός της λεκάνης του Ηροδότου και δεύτερον η κρίση αλατότητας του Μεσσηνίου που είχε ως αποτέλεσμα τις αποθέσεις στρωμάτων εβαποριτών μεγάλου πάχους στις λεκάνες Λεβαντίνης και του Ηροδότου.

Στον παρακάτω χάρτη παρουσιάζονται τα σεισμικά δεδομένα που αποκτήθηκαν εντός της αποκλειστικής οικονομικής ζώνης της Κυπριακής Δημοκρατίας.



Εικόνα 2.5 : Υπεράκτιες σεισμικές έρευνες Κύπρου.

Όσον αφορά τις ερευνητικές δραστηριότητες ανά τεμάχιο έρευνας τα δεδομένα από την υπηρεσία υδρογονανθράκων της Κύπρου έχουν ως εξής:

- Τεμάχιο 2

Η έκταση που καλύπτει είναι ίση με 4.736 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Στο τεμάχιο αυτό έχουν πραγματοποιηθεί δισδιάστατες και τρισδιάστατες σεισμικές επισκοπήσεις από την κοινοπραξία Eni Cyprus Limited / Kogas Cyprus Limited / Total E&P Cyprus B.V

- Τεμάχιο 3

Η έκταση που καλύπτει είναι ίση με 3.510 τετραγωνικά χιλιόμετρα και η κοινοπραξία Eni Cyprus Limited / Kogas Cyprus Limited / Total E&P Cyprus B.V έχει πραγματοποιήσει και εδώ δισδιάστατες και τρισδιάστατες επισκοπήσεις.

- Τεμάχιο 6

Η έκταση που καλύπτει είναι ίση με 3.420 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Τον Φεβρουάριο του 2018 ολοκληρώθηκαν από την κοινοπραξία Eni Cyprus Limited / Total E&P Cyprus B.V εργασίες ανόρυξης της ερευνητικής γεώτρησης “Καλυψώ-1”. Τα δεδομένα που προέκυψαν καθώς και μέσω της προκαταρκτικής ανάλυσης που έγινε, υπέδειξαν ύπαρξη εκτεταμένης στήλης φυσικού αερίου σε πετρώματα κάτω από το κάλυμμα των εβαποριτών. Προκειμένου να εκτιμηθεί η ποσότητα φυσικού αερίου που περιέχεται στον ταμιευτήρα απαιτείται επιπλέον έρευνα γεωλογικής και γεωφυσικής φύσης.

- Τεμάχιο 7

Η έκταση που καλύπτει το Τεμάχιο 7 είναι ίση με 4.560 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Η κοινοπραξία Total E&P Cyprus B.V. / Eni Cyprus Limited προγραμματίζει τις ερευνητικές της εργασίες

- Τεμάχιο 8

Η έκταση που καλύπτει το Τεμάχιο 8 είναι ίση με 4.560 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Η κοινοπραξία Eni Cyprus Limited / Total E&P Cyprus B.V. προγραμματίζει τις ερευνητικές της εργασίες.

- Τεμάχιο 9

Καλύπτει έκταση 3.209 τετραγωνικών χιλιομέτρων πραγματοποιήθηκαν δισδιάστατες και τρισδιάστατες σεισμικές επισκοπήσεις από την κοινοπραξία Eni Cyprus Limited / Kogas Cyprus Limited /Total E&P Cyprus B.V. Ανορύχθηκαν δύο ερευνητικές γεωτρήσεις “Ονασαγόρας 1” και “Αμαθούσα 1” οι οποίες έδειξαν πως δεν υπάρχει οικονομικά εκμεταλλεύσιμη ποσότητα υδρογονανθράκων.

- Τεμάχιο 10

Η έκταση που καλύπτει είναι 1472 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Η κοινοπραξία ExxonMobil Exploration and Production Cyprus (Offshore) Limited /Qatar Petroleum International Upstream LLC ολοκλήρωσε εντός του 2019 τις εργασίες ανόρυξης της ερευνητικής γεώτρησης “Γλαύκος-1. Τα δεδομένα που προέκυψαν κατέδειξαν την ύπαρξη στήλης φυσικού αερίου πάχους και βάσει της προκαταρκτικής ανάλυσης που διενεργήθηκε εκτιμάται ότι στον ταμιευτήρα περιέχονται συνολικές ποσότητες φυσικού αερίου 5 έως 8 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια. Της γεώτρησης «Γλαύκος-1» είχαν προηγηθεί οι γεωτρητικές εργασίες στον στόχο «Δελφύνη-1», οι οποίες ολοκληρώθηκαν εντός του 2019, χωρίς ωστόσο να εντοπιστεί εκμεταλλεύσιμη συγκέντρωση υδρογονανθράκων.

- Τεμάχιο 11

Η έκταση που καλύπτει το Τεμάχιο 11 είναι ίση με 1.472 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Η κοινοπραξία Total E&P Cyprus B.V. / Eni Cyprus Limited ολοκλήρωσε τον Σεπτέμβριο του 2017 τις εργασίες ανόρυξης της ερευνητικής γεώτρησης «Ονησίφορος-1», χωρίς ωστόσο να εντοπιστεί εκμεταλλεύσιμη συγκέντρωση υδρογονανθράκων.

- Τεμάχιο 12

Η έκταση που καλύπτει το Τεμάχιο 12 είναι ίση με 386 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Στην κοινοπραξία Noble Energy International Ltd / Delek Drilling Limited Partnership / BG Cyprus Limited έχει χορηγηθεί Άδεια Εκμετάλλευσης Υδρογονανθράκων για το κοίτασμα φυσικού αερίου “Αφροδίτη”. Μέχρι σήμερα

εντός του εν λόγω τεμαχίου έχουν πραγματοποιηθεί δισδιάστατες και τρισδιάστατες σεισμικές επισκοπήσεις. Τα αποτελέσματα της ερευνητικής γεώτρησης «Cyprus A-1» το 2011, της γεώτρησης αξιολόγησης «Cyprus A-2» και της δοκιμής παραγωγής φυσικού αερίου το 2013 κατέδειξαν την ύπαρξη κοιτάσματος φυσικού αερίου της τάξης των 4,5 τρισεκατομμυρίων κυβικών ποδών.[9]

2.5.3 Ο αγωγός φυσικού αερίου της Ανατολικής Μεσογείου (EastMed)

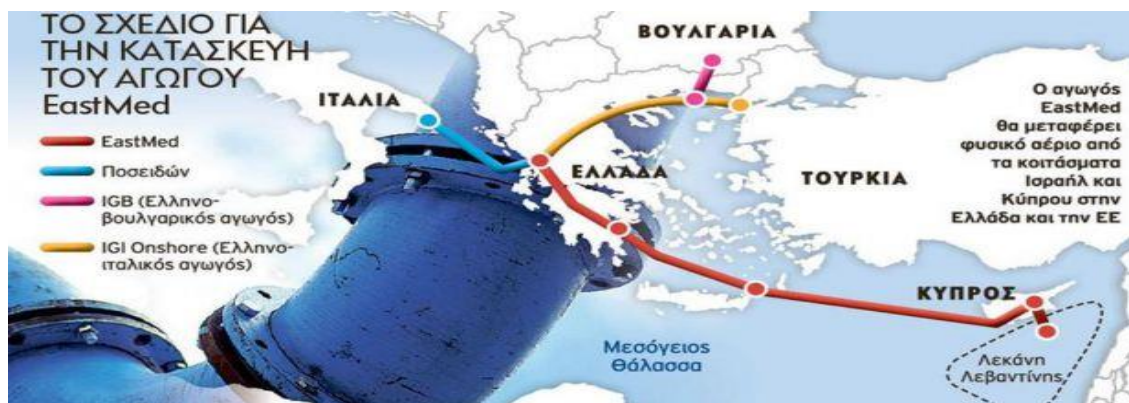
Το έργο του αγωγού της Ανατολικής Μεσογείου περιλαμβάνει υπεράκτιους και χερσαίους αγωγούς φυσικού αερίου που συνδέουν άμεσα τους πόρους την Ανατολικής Μεσογείου με την Ελλάδα μέσω Κύπρου και Κρήτης(Εικόνα 2.6). Σκοπός αυτού του αγωγού είναι να ενισχυθεί η ασφάλεια του εφοδιασμού της Ευρώπης με φυσικό αέριο, να αναπτυχθούν γηγενείς πόροι της ΕΕ όπως τα υπεράκτια αποθέματα φυσικού αερίου γύρω από την Κύπρο και την Ελλάδα καθώς επίσης και να προωθηθεί η ανάπτυξη ενός κόμβου φυσικού αερίου στη Νότια Μεσόγειο.

Ο σχεδιασμός του έργου προβλέπει μεταφορά έως 16Bcm/y (δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα φυσικού αερίου ετησίως) από τα υπεράκτια αποθέματα Κύπρου και Ισραήλ καθώς και από τα πιθανά αποθέματα της Ελλάδας. Ο αγωγός αυτός σε συνδυασμό με τους αγωγούς Poseidon και IGB, θα μπορούσε να παρέχει φυσικό αέριο στην Ιταλία και σε άλλες χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Ο τρέχων σχεδιασμός του έργου EastMed προβλέπει έναν υπεράκτιο αγωγό 1.300χλμ με διάφορες διαμέτρους 24 έως 32 ιντσών και έναν χερσαίο αγωγό 600χλμ διαμέτρου 42 ιντσών. Ο αγωγός ξεκινάει από την περιοχή της ανατολικής Μεσογείου και περιλαμβάνει τα ακόλουθα τμήματα:

- 200 χιλιόμετρα υπεράκτιων αγωγών που εκτείνονται από πηγές της Ανατολικής Μεσογείου στην Κύπρο.
- 700 χιλιόμετρα υπεράκτιος αγωγός που συνδέει την Κύπρο με την Κρήτη
- 400 χιλιόμετρα υπεράκτιου αγωγού που συνδέει την Κρήτη με την ηπειρωτική Ελλάδα (Πελοπόννησος)

- 600 χιλιόμετρα χερσαίου αγωγού που διασχίζει την Πελοπόννησο και την Δυτική Ελλάδα.

Ο αγωγός έχει σχεδιαστεί εκ των προτέρων για να έχει σημεία εξόδου σε Κύπρο, Κρήτη, ηπειρωτική Ελλάδα καθώς και στο σημείο σύνδεσης με τον αγωγό Ποσειδώνα.



Εικόνα 2.6 : Σχέδιο κατασκευής αγωγού EastMed

Το 2015 , με την υποστήριξη της Κυπριακής , Ελληνικής και Ιταλικής Κυβέρνησης και ως αποτέλεσμα των οφελών που φέρνει το έργο στην Ευρώπη, ο αγωγός EastMed επιβεβαιώθηκε ως Project of Common Interest (PCI), που συμπεριλήφθηκε από την Ευρωπαϊκή επιτροπή στην δεύτερη λίστα PCI μεταξύ των έργων του νότιου διαδρόμου φυσικού αερίου. Το έργο EastMed έχει επίσης συμπεριληφθεί στο τελευταίο δεκαετές αναπτυξιακό σχέδιο (TYNDP), σύμφωνα με τον στόχο των Ευρωπαϊκών Διαχειριστικών Συστημάτων Μεταφοράς Δικτύου Φυσικού Αερίου (ENTSOG) για την δημιουργία μίας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου και ενός αξιόπιστου και ασφαλούς δικτύου μεταφοράς ικανό να καλύψει τις τρέχουσες και μελλοντικές ανάγκες της Ευρώπης. Το έργο βραβεύτηκε το 2015 με Ευρωπαϊκές επιχορηγήσεις 2 εκατομμυρίων ευρώ μέσω του προγράμματος Connecting Europe Facility απαραίτητο πρόγραμμα για την συγχρηματοδότηση των Pre -FEED δραστηριοτήτων.

Τον Ιανουάριο του 2016, μετά από τριμερή σύνοδο κορυφής στη Λευκωσία οι Κυβερνήσεις Κύπρου Ελλάδας και Ισραήλ εξέδωσαν κοινή δήλωση στην οποία επιβεβαίωσαν την ισχυρή υποστήριξη του έργου EastMed για την εξαγωγή φυσικού αερίου της Ανατολικής Μεσογείου στην ηπειρωτική Ευρώπη. [10]

2.6 Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο

2.6.1 Εισαγωγή

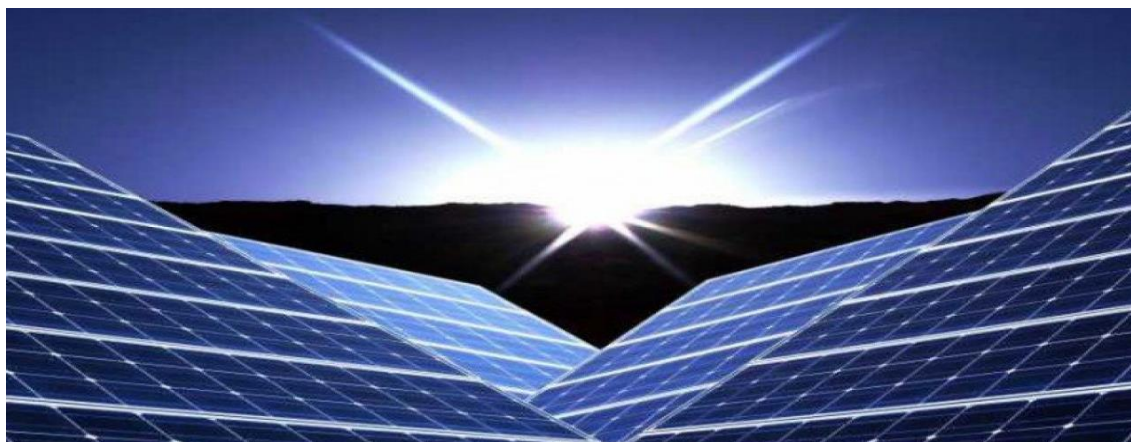
Ο όρος «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας» (ΑΠΕ), σύμφωνα με την Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Σεπτεμβρίου 2001, σημαίνει τις μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως π.χ. αιολική, ηλιακή και γεωθερμική ενέργεια, ενέργεια κυμάτων, παλιρροϊκή ενέργεια, υδροηλεκτρική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, αέρια εκλυόμενα από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέριο. Η προώθηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει υψηλή προτεραιότητα στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα για λόγους που σχετίζονται με την ασφάλεια και τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού, την προστασία του περιβάλλοντος και την κοινωνική και οικονομική συνοχή.

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας έχουν αναγνωριστεί διεθνώς ως σημαντικό μέσο για την προώθηση βιώσιμης και αειφόρου ανάπτυξης, για την προστασία του φυσικού περιβάλλοντος, για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου αλλά ταυτόχρονα και ως μέσο για απεξαρτοποίηση από τα ορυκτά καύσιμα. Στο πλαίσιο των στόχων και δεσμεύσεων της Κυπριακής Δημοκρατίας έναντι της Ευρωπαϊκής Ένωσης για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ίση με 16% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2020, έχει θεσπιστεί νομοθεσία για ενθάρρυνση της χρήσης των ΑΠΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, τα Σχέδια Χορηγιών του Υπουργείου Ενέργειας Εμπορίου και Βιομηχανίας περιέχουν σημαντικές πρόνοιες και κίνητρα για επενδύσεις στον τομέα αυτό. Ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου στηρίζει έμπρακτα κάθε τέτοιο ενδιαφέρον. Μέσω του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου και της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου έχει θεσπίσει κανόνες για επενδύσεις στον τομέα αυτό ενώ παράλληλα προβλέπεται ειδική μεταχείριση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κατά τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και την κατανομή του φορτίου, σύμφωνα με τους Κανόνες Μεταφοράς και Διανομής .[11]

2.6.2 Είδη ανανεώσιμων πηγών που χρησιμοποιούνται

Συλλογή ηλιακής ενέργειας μέσω φωτοβολταϊκών πάνελ

Η φωτοβολταϊκή τεχνολογία (Εικόνα 2.7) μετατρέπει άμεσα την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό είναι δυνατό λόγω των ιδιοτήτων των υλικών ημιαγωγών στα οποία τα ηλεκτρόνια τους μπορούν να διεγερθούν ώστε να παράγουν ρεύμα ηλεκτρονίων, τα οποία κατευθύνονται μέσω ενός μαγνητικού πεδίου που δημιουργείται μεταξύ του ημιαγωγού μέσω άλλων υλικών όπως το βόριο και ο φώσφορος. Αυτή η διεγερση προκαλείται από την ηλιακή ακτινοβολία (φως) στα ηλεκτρόνια π.χ. κρυσταλλικό πυρίτιο ενός ηλιακού στοιχείου. Υλικά με αυτήν την ιδιότητα είναι το πυρίτιο (Si), το αρσενίο του γαλλίου (GaAs), το τελλουριούολλχο κάδμιο (Cdte) και το διελενίδιο του ινδίου χαλκού (CuInSe₂). Κάθε άτομο πυριτίου στο υλικό συνδέεται με το εξωτερικό κέλυφος ηλεκτρονίων με άλλα γειτονικά άτομα πυριτίου. Το εξωτερικό περίβλημα ηλεκτρονίων έχει 4 ηλεκτρόνια σχηματίζοντας ένα ζεύγος ηλεκτρονίων σύνδεσης (ηλεκτρόνια σθένους) με τα άλλα άτομα (4 ζεύγη με 8 ηλεκτρόνια). Τα φωτόνια που περιέχονται στο φως είναι ικανά να σπάσουν αυτήν την κρυσταλλική δομή, τους δεσμούς μεταξύ των ηλεκτρονίων, να απελευθερώσουν τα ηλεκτρόνια και να αφήσουν τις «τρύπες». Αυτό από μόνο του δεν είναι αρκετό για να καταστήσει δυνατή την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς το ρεύμα ηλεκτρικής ενέργειας σε καθαρούς ημιαγωγούς είναι πολύ μικρό. Για να βελτιωθεί ο αριθμός των φορέων φόρτισης (ηλεκτρόνια και οπές), η δομή του πυριτίου πρέπει να «μολυνθεί» –ακρίβεια της δομής– με άτομα στην κρυσταλλική δομή. [12]



Εικόνα 2.7: Φωτοβολταϊκά πάνελ

Τα εμπλουτισμένα άτομα είναι φωσφόρος ή βόριο το καθένα με ένα ακόμη ηλεκτρόνιο ή λιγότερα ηλεκτρόνια στο εξωτερικό τους κέλυφος αντίστοιχα. Η κρυσταλλική δομή του πυριτίου έχει πλεόνασμα ηλεκτρονίων, εάν προσκολληθεί με φώσφορο ή έλλειμμα ηλεκτρονίων, εάν εμπλουτιστεί με βόριο. Ένα ηλιακό κύτταρο έχει τότε το λεγόμενο n-doping (πλεόνασμα ηλεκτρονίων) και p-doping (έλλειμμα ηλεκτρονίων ή οπών) ημιαγωγών στρώματα, τα οποία συνδέονται για να σχηματίσουν μια σύνδεση p-n . Αυτό καθιστά δυνατή μια διάχυση ηλεκτρονίων στην οποία τα ελεύθερα ηλεκτρόνια από το n-υλικό ανασυντίθενται στο υλικό p (ανασυνδιασμός). Κατά τη διάρκεια αυτής της διαδικασίας δημιουργείται μια περιοχή μετάβασης, όπου απομένουν άτομα που δεν ανασυνδιάζονται. Έτσι, το στρώμα p-doping στην περιοχή μετάβασης θα έχει ηλεκτρόνια, τα οποία δεν βρήκαν μια τρύπα και για το λόγο αυτό παραμένουν αρνητικά εμπλουτισμένα άτομα. Στο στρώμα n-doping, παραμένουν θετικά άτομα. Το αποτέλεσμα είναι μια περιοχή με λίγους εναπομείναντες μεταφορείς, που ονομάζεται ζώνη διαστημικής φόρτισης. Στη ζώνη φόρτισης του χώρου δημιουργείται ένα πεδίο ηλεκτρικής ενέργειας (τάση). Αυτό το φωτοβολταϊκό εφέ καθιστά δυνατή τη δημιουργία ρεύματος ηλεκτρονίων μόλις διατηρηθεί ένα ανοιχτό κύκλωμα έχοντας σταθερό φως και σύνδεση με φορτίο .[11]

Συλλογή Αιολικής Ενέργειας

Η αιολική ενέργεια είναι το προϊόν ενός σύνθετου μετεωρολογικού φαινομένου που περιλαμβάνει την κίνηση της γης, τις δυνάμεις κλίσης πίεσης και την κατανομή θερμοκρασιών σε όλο τον κόσμο και σε μικρό επίπεδο την επίδραση της τοπογραφίας και του τοπικού κλίματος. Το κύριο χαρακτηριστικό του ανέμου είναι ο διαλείπουμενος. Επομένως, η παραγωγή ενέργειας ενός μετατροπέα αιολικής ενέργειας είναι διαλείπουσα. Αυτή η κίνηση του αέρα και της κινητικής του ενέργειας κινείται μέσω των λεπίδων μιας ανεμογεννήτριας, η οποία μετατρέπει αυτήν την ενέργεια σε περιστροφή του ρότορα. Ως αποτέλεσμα, η κινητική ενέργεια του ανέμου μεταμορφώνεται σε μηχανική ενέργεια. Ο ρότορας συνδέεται με μια γεννήτρια που μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Στην απλούστερη μορφή της, η ενέργεια που λαμβάνεται μπορεί να περιγραφεί ως εξής :

$$E = 1/2 \times \rho \times A \times \sum_{i=0}^n C_{p_i} \rho (U_i) U_i^3 \times 8.760$$

όπου: E_w = Παραγωγή ενέργειας στροβίλου, [Wh] W = αριθμός διαστημάτων ταχύτητας ανέμου, A = Περιστρεφόμενη περιοχή ρότορα [m^2], ρ = Πυκνότητα αέρα [kg / m^3], $\rho(U_i)$ = πιθανότητα ενός δεδομένου διαστήματος ταχύτητας ανέμου i στο διανομέα ύψος, U_i = ταχύτητα ανέμου, C_{p_i} = Συντελεστής ισχύος για ένα δεδομένο διάστημα ταχύτητας ανέμου i . Η περιοχή σάρωσης και ο συντελεστής ισχύος είναι μεταβλητές που εξαρτώνται από το μηχάνημα, ενώ η πυκνότητα και η ταχύτητα του ανέμου εξαρτώνται από την τοποθεσία. Οι ταχύτητες ανέμου ομαδοποιούνται σε διαστήματα $1 m / s$ για να προσδιοριστεί ο αριθμός ωρών σε ένα έτος $\rho(U_i)$ που το μηχάνημα θα αντιμετωπίσει ένα δεδομένο διάστημα ταχύτητας. Η τρίτη ισχύς της ταχύτητας καθιστά την εκτίμηση των αιολικών πόρων, μια κρίσιμη πτυχή για την επιτυχημένη εκτίμηση του αιολικού δυναμικού και επομένως της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο διπλασιασμός της ταχύτητας του ανέμου αυξάνει την ισχύ κατά οκτώ φορές. Το μηχάνημα χρησιμοποιεί ένα μέρος της ισχύος στον άνεμο .

Τα σύγχρονα μηχανήματα έχουν σχεδιαστεί σύμφωνα με την αρχή της δύναμης ανύψωσης, η οποία είναι μια μετάφραση του φαινομένου Bernoulli που εξηγεί τη δύναμη ανύψωσης που προκύπτει από διαφορετικές πιέσεις, π.χ. μεταξύ του τμήματος πτέρυγας ενός μηχανισμού στη λεπίδα του ρότορα για μεγιστοποίηση της δύναμης που οδηγεί τη γεννήτρια. Σήμερα, οι μετατροπείς αιολικής ενέργειας μπορούν να μετατρέψουν πάνω από το 50% της ενέργειας που περιέχεται στον αέρα σε ηλεκτρική ενέργεια. Για κάθε μηχανή υπάρχει ένα βέλτιστο σημείο στο οποίο μπορεί να επιτευχθεί αυτή η αποδοτικότητα . Για το λόγο αυτό, ο συντελεστής ισχύος C_p του μηχανήματος, που περιγράφει το τμήμα του ανέμου που μπορεί να μετατραπεί, δεν είναι σταθερός και οι κατασκευαστές βελτιστοποιούν την απόδοση με τις ταχύτητες του ανέμου με την υψηλότερη πιθανότητα να παρατηρείται ανά έτος. Επομένως, υπάρχουν μηχανήματα προσαρμοσμένα για υπεράκτιες, παράκτιες, μεσαίες και χαμηλές σε ανέμους. Οι ταχύτητες του ανέμου πρέπει να μετρηθούν προκειμένου να εκτιμηθεί το πέρασμα του ανέμου σε μια δεδομένη τοποθεσία. Πρέπει να καθοριστεί μια ετήσια κατανομή συχνότητας ανέμου . [12]

Η κατανομή συχνότητας εκτιμάται στο ύψος του κέντρου της ανεμογεννήτριας. Ένα υψηλότερο ύψος πλήμνης αυξάνει αυτόματα την ταχύτητα του ανέμου. Η κατανομή συχνότητας είναι βασικά ένα ιστόγραμμα όπου όλο το σύνολο των μετρημένων ταχυτήτων ανέμου κατανέμεται σε διαστήματα (1 m / s) και στη συνέχεια απεικονίζεται ως η πιθανότητα της διακριτής ταχύτητας ανέμου. Η ανεξάρτητη μεταβλητή απεικονίζεται κατά μήκος του οριζόντιου άξονα (ταχύτητες ανέμου) και η εξαρτώμενη μεταβλητή, συνήθως ένα ποσοστό απεικονίζεται κατά μήκος του κατακόρυφου άξονα (συχνότητα). Η ανεξάρτητη μεταβλητή μπορεί να επιτύχει μόνο έναν πεπερασμένο αριθμό διακριτών τιμών παρά ένα συνεχές εύρος τιμών. Η εξαρτημένη μεταβλητή μπορεί να καλύπτει ένα συνεχές εύρος. Ένα ιστόγραμμα μπορεί να περιγραφεί με στατιστικές μεθόδους. Η πιο κοινή συνάρτηση πυκνότητας είναι η κατανομή Weibull . Ο συνδυασμός της κατανομής συχνότητας και της καμπύλης ισχύος του στροβίλου (προκύπτουσα ισχύς σε δεδομένη ταχύτητα με βάση το C_p) καθορίζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία. Σε μια διαμόρφωση αιολικού πάρκου, οι απώλειες εγέρσεως συμβαίνουν λόγω των σκιών μεταξύ των ανεμογεννητριών τοποθετημένων κοντά μεταξύ τους. Για το λόγο αυτό, η κύρια κατεύθυνση του ανέμου έχει ιδιαίτερη σημασία για το σχεδιασμό της διάταξης του αιολικού πάρκου, ώστε να έχει τη μεγαλύτερη δυνατή παραγωγή ενέργειας. Το ανεμολόγιο του συνόλου των διαθέσιμων δεδομένων απεικονίζει τις κύριες κατευθύνσεις του ανέμου. Η τελική διάταξη είναι αποτέλεσμα ενός συνδυασμού διαφόρων πτυχών, όπως διαθεσιμότητα περιοχής, συμπεριφορά αιολικών πόρων, μέγεθος στροβίλου, περιβαλλοντικοί περιορισμοί (οπτικές επιπτώσεις και θόρυβος) και οικονομικές πτυχές (επενδύσεις, εγκατάσταση, πρόσβαση, σημείο σύνδεσης στο δίκτυο κ.λπ.).[13]

Χρήση βιομάζας για την παραγωγή ενέργειας

Η βιομάζα ως πηγή ενέργειας είναι ένας εκτεταμένος τομέας έρευνας λόγω των πολλαπλών διαθέσιμων επιλογών σχετικά με το φάσμα των πόρων, τον ενεργειακό μετασχηματισμό και τις τεχνολογίες και την τελική χρήση. Από την πλευρά των πόρων, μια μεγάλη ποικιλία πηγών βιομάζας είναι διαθέσιμες και κατάλληλες για ενεργειακούς σκοπούς. τόσο ως πρωταρχική πηγή για άμεση χρήση είτε ως υποπροϊόν από αγροτικές

και δασικές βιομηχανίες. Σε αυτό το πλαίσιο μπορούν να ονομάζονται τρεις κύριες κατηγορίες πηγών βιομάζας: Δασοκομία, Γεωργία και Υπολείμματα. Στις βιομηχανίες με βάση το ξύλο διατίθεται μια ποικιλία προϊόντων όπως ξύλο, φλοιός ξύλου, πριονίδι και σφαιρίδια. Η δασική βιομάζα χρησιμοποιείται επί του παρόντος κυρίως για την παραγωγή θερμότητας και ισχύος. Οι ειδικές ενεργειακές καλλιέργειες θεωρούνται ως πόρος γεωργικής βιομάζας. Υπάρχουν δύο τύποι ενεργειακών καλλιεργειών που μπορούν να διακριθούν: η συμβατική και η λιγνοκυτταρίνη. Οι συμβατικές καλλιέργειες χρησιμοποιούνται κυρίως για την παραγωγή τροφίμων όπως αραβόσιτος, σιτάρι, κριθάρι, ζαχαρότευτλα, ζαχαροκάλαμο, ελαιοκράμβη και σόγια. Αυτοί οι τύποι καλλιεργειών είναι η πιο κοινή βιομάζα που χρησιμοποιείται σήμερα για την παραγωγή υγρών βιοκαυσίμων για μεταφορά.

Από την άλλη πλευρά, η λιγνοκυτταρίνη είναι ο τύπος της βιομάζας που αποτελείται από κυτταρίνη, ημικυτταρίνες και λιγνίνη όπως ο ευκάλυπτος και ο μισκάνθος. Το κύριο πλεονέκτημα αυτών των πηγών είναι η λιγότερο εντατική διαχείριση που απαιτείται, οι υψηλότερες αποδόσεις βιομάζας ανά εκτάριο και η μεγάλη ανοχή σχετικά ακραίων εδαφών και κλιματικών συνθηκών. Χρησιμοποιούνται για παραγωγή ενέργειας και θερμότητας μέσω καύσης, αν και αναπτύσσονται προηγμένες τεχνολογίες μετατροπής όπως η αεριοποίηση και η ζύμωση. Τα υπολείμματα μπορούν να ταξινομηθούν από την προέλευσή τους σε τρεις κύριες κατηγορίες: υπολείμματα καλλιεργειών, αγροβιομηχανικά υπολείμματα και υπολείμματα ζωικού κεφαλαίου. Τα υπολείμματα καλλιεργειών είναι κατάλοιπα που παράγονται σε γεωργικούς αγρούς όπως άχυρο και πράσινα γεωργικά απόβλητα. Τα αγροτοβιομηχανικά υπολείμματα περιλαμβάνουν τα υπολείμματα από αγροτοβιομηχανική μετατροπή μεταποιημένων καλλιεργειών όπως μασά και πολτός φοινικέλαιου. Τα κατάλοιπα ζώων χρησιμοποιούνται επί του παρόντος για την παραγωγή βιοαερίου, αν και η κοπριά έχει επίσης μεγάλη πιθανή αξία για μη ενεργειακούς σκοπούς (λιπάσματα). Παρόμοια με τις συμβατικές τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ορυκτές πηγές όπως ο άνθρακας, ένας σταθμός ηλεκτροπαραγωγής καύσης που χρησιμοποιεί στερεή βιομάζα χρησιμοποιεί έναν συμβατικό κύκλο ατμοστροβίλου / γεννήτριας Rankine για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμικής ενέργειας (σε διαμόρφωση συμπαραγωγής). Ο κύκλος αποτελείται βασικά από λέβητα, ατμοστρόβιλο συνδεδεμένο με γεννήτρια, συμπυκνωτή και αντλίες τροφοδοσίας

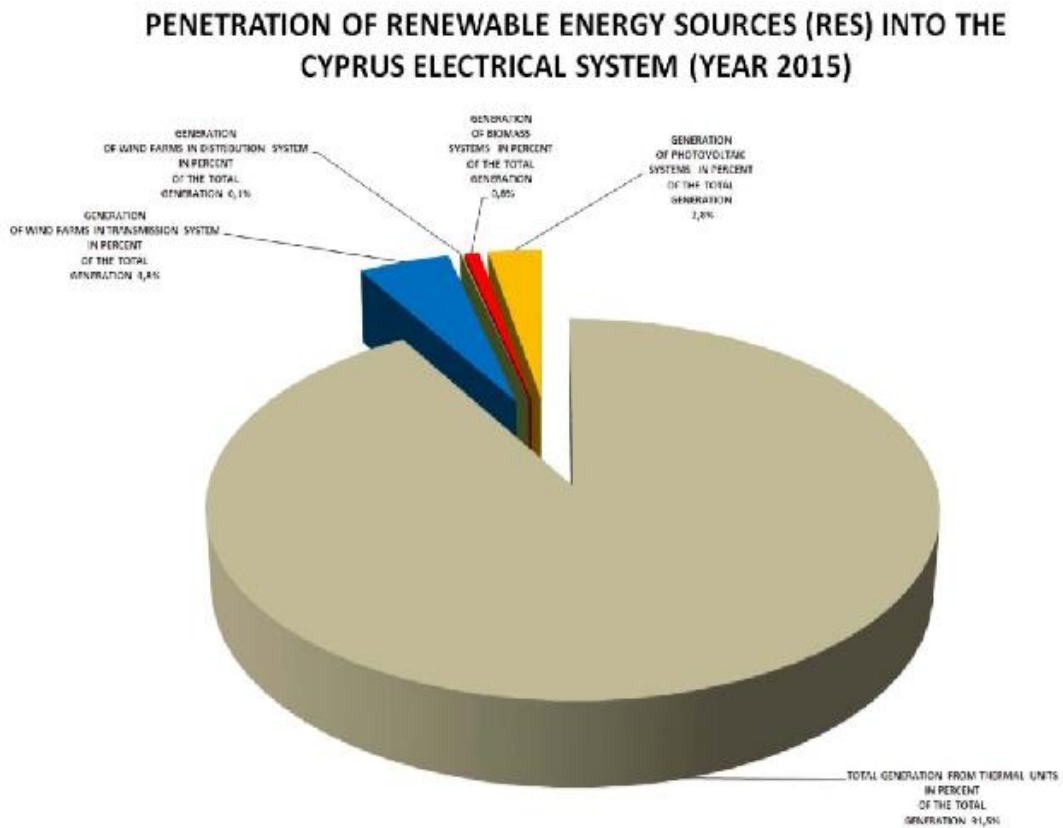
νερού. Ο λέβητας μεταφέρει τη θερμική ενέργεια που παρέχεται από την καύση του καυσίμου σε κυκλοφορούν νερό για να παράγει ατμό σε υψηλότερη πίεση και θερμοκρασία με απόδοση λέβητα κανονικά πάνω από 90% .

Στη συνέχεια, ο λέβητας κατευθύνει τον ατμό μέσω ενός στροβίλου ατμού που συνδέεται με μια γεννήτρια για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια, η υψηλή πίεση απελευθερώνεται και μειώνεται καθώς ο ατμός κινείται μέσω του στροβίλου, ο οποίος μετατρέπει τη θερμική ενέργεια που περιέχεται στον ατμό σε μηχανική ενέργεια με την περιστροφή του στροβίλου. Η γεννήτρια που συνδέεται με την τουρμπίνα μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Η συνολική απόδοση του συστήματος είναι συνήθως πάνω από 30%, εάν παράγεται μόνο ηλεκτρική ενέργεια .[10] Ο ατμός χαμηλής πίεσης που αφήνει την τουρμπίνα πρέπει να ψύχεται μέσω ενός συμπυκνωτή για να μετατρέψει τον ατμό σε υγρό ξανά. Έτσι μπορεί να κυκλοφορήσει ξανά στο λέβητα με αντλίες νερού τροφοδοσίας και να ξεκινήσει ξανά τον κύκλο για την παραγωγή ατμού. Σε μια διαμόρφωση συμπαραγωγής (συνδυασμένη θερμότητα και ισχύς -CHP-), ο ατμός εξάγεται από ένα δεδομένο τμήμα του στροβίλου στην απαιτούμενη πίεση ή θερμοκρασία ανάλογα με τη διαδικασία που πρέπει να ακολουθηθεί, πράγμα που σημαίνει ότι η ζήτηση για θερμότητα μπορεί να ληφθεί από οποιαδήποτε σημείο του κύκλου όπως ατμός ή ζεστό νερό στις επιθυμητές συνθήκες. Επιπλέον, η συνολική απόδοση βελτιώνεται σημαντικά, καθώς το ίδιο καύσιμο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμικής ενέργειας ταυτόχρονα, επομένως λειτουργεί οικονομικά, πιο αποδοτικά αντί να έχει δύο ξεχωριστές διαδικασίες για την παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας .

Η αεριοποίηση της βιομάζας που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί σε συμβατικούς συνδυασμένους κύκλους (αεροστρόβιλοι και γεννήτριες ατμού ανάκτησης θερμότητας), αλλιώς ονομάζεται συνδυασμένος κύκλος ολοκληρωμένης αεριοποίησης βιομάζας (BIGCC) και αποτελεί μια πολλά υποσχόμενη επιλογή. Εδώ η βιομάζα οξειδώνεται μερικώς για να σχηματίσει ένα μείγμα αερίων που μπορεί να καεί σε συμβατικές τεχνολογίες όπως αεροστρόβιλοι, κινητήρες και λέβητες. Οι αεριοποιητές είναι μια λιγότερο ανεπτυγμένη τεχνολογία σε σύγκριση με τις τεχνολογίες άμεσης καύσης, η οποία ωστόσο θεωρείται ως επιλογή στο μέλλον ειδικά ως BIGCC, καθώς μπορεί να επιτευχθεί υψηλότερη απόδοση σε σύγκριση με τους κύκλους ατμού με αυτή τη μέθοδο.[14]

2.6.3 Η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου βασίζεται ως επί το πλείστον σε μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το diesel. Υπάρχει επίσης περιορισμένη αλλά αυξανόμενη συμβολή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κυρίως από εγκαταστάσεις που εκμεταλλεύονται την ηλιακή , την αιολική ενέργεια και την βιομάζα. Η εγκατεστημένη ανανεώσιμη ενέργεια της Κύπρου περιλαμβάνει 14 μονάδες βιομάζας-βιοαερίου ισχύος 9714Kw , 1931 φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος 70322kw και έξι αιολικά πάρκα ισχύος 157500kw. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3) οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας της Κύπρου κάλυψαν κατά το 2015 το 8,5% των αναγκών ενέργειας του νησιού.[1]



Σχήμα 2.3 : Η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα ενέργειας της Κύπρου.

Αιολικά πάρκα Κύπρου

Στην Κύπρο βρίσκονται υπό λειτουργία έξι αιολικά πάρκα(Εικόνα 2.8). Το πρώτο αιολικό πάρκο είναι το αιολικό πάρκο Ορείτες 83MW στην Πάφο που τέθηκε σε πλήρη λειτουργία τον Ιούλιο του 2010 από την εταιρία D.K.WINDSUPPLY LTD και θεωρείται ακόμα και σήμερα ένα από τα μεγαλύτερα έργα ανανεώσιμων πηγών στην ανατολική Μεσόγειο. Ένα χρόνο αργότερα τον Αύγουστο του 2011 η εταιρεία ROKAS ΑΕΟΛΙΚΙ (CYPRUS) LTD λειτούργησε το Αιολικό πάρκο Αγία Άννα 20MW στη Λάρνακα , ενώ τον Νοέμβριο η εταιρία ΚΕΤΟΝΙΣ DEVELOPMENTS LTD έθεσε σε πλήρη λειτουργία το Αιολικό πάρκο Αλέξιγρος 31MW και πάλι στη Λάρνακα. Τον Μάρτιο του 2012 τέθηκε σε πλήρη λειτουργία το Αιολικό πάρκο Καμπί 2,4 MW στον Φαρμακά στην επαρχία Λευκωσίας , από την εταιρία ΑΕΡΟΤΡΙΚΙΤΗΤΑ LTD ενώ ένα μήνα μετά λειτούργησε από την εταιρία ΜΟΓΛΙΑ TRADING LTD το Αιολικό πάρκο Κόσιη 10,8MW στην Λάρνακα και τον Μάιο του 2015 τέθηκε σε λειτουργία το πάρκο Αγία Άννα 10,8 MW στην Λάρνακα από την ΑΕΟΛΙΑΝ DYNAMICS LTD.[2]



Εικόνα 2.8 : Αιολικό πάρκο

Στόχοι επίτευξης

Ως κράτος μέλος της ευρωπαϊκής ένωσης η Κύπρος πρέπει να συμμορφωθεί με τον συμφωνημένο στόχο του 13% στην τελική κατανάλωση ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (Οδηγία 2009/28/ΕΚ).[2]

2.7 Στατιστικά στοιχεία Παραγωγής- Κατανάλωσης Κύπρου

2.7.1 Παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας Κύπρου (2010-2019)

Σύμφωνα με τις ετήσιες εκθέσεις της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου προκύπτουν τα παρακάτω στοιχεία παραγωγής (Πίνακας 2.2) και κατανάλωσης (Πίνακας 2.3 και 2.4) ηλεκτρικής ενέργειας για την δεκαετία 2010-2019.[3]

Πίνακας 2.2 : Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας Κύπρου 2010-2019

Παραγωγή		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Συνολική Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας	Εκατ.kWh	5204,9	4726,8	4443,1	3941,6	4013,4	4127,9	4455,3	4559,1	4575	4619
Εγκατεστημένη Ισχύς	MW	1438	964,6	1493	1478	1478	1478	1478	1478	1478	1478
Φορτίο Αιχμής	MW	1148	922	997	806	860	939	968	1027	928	989
Θερμική Αποδοτικότητα Παραγωγής	%	36,1	33,9	33,6	37,5	37,0	36,5	36,3	37	36,5	37

Πίνακας 2.3 : Πωλήσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας Κύπρου 2010-2019

Πωλήσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Πωλήσεις	Εκατ.kWh	4782	4594,9	4355,6	3889,8	3915,5	4036,1	4358,5	4495,6	4568,6	4615,3
Κατανάλωση περιοχών υπό κατοχή	Εκατ.kWh	7,8	7	6,5	6,5	5,9	2,0	2,9	3,7	3,1	3,4
Μέση τιμή ανά πωληθείσα kWh	Σεντ	16,232	18,632	22,188	20,488	18,418	14,281	11,957	13,717	12,25	13,42
Αριθμός Καταναλωτών	Χιλ.	535,1	543,9	548,5	549,4	554,6	559,7	565,6	568,5	576,2	581,7

Πίνακας 2.4 : Πωλήσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά κατηγορία Πελατών 2010-2019

Κατηγορία Πελατών	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Οικιακή (MWh)	1737474	1721663	1671095	1435231	1407656	1475972	1567312	1641033	1622544	1686934
Εμπορική (MWh)	1990994	1854782	1836756	1655761	1630789	1659588	1728200	1755094	1816143	1854824
Βιομηχανική (MWh)	816074	796187	631829	581860	656097	685864	819693	856422	883962	848901
Γεωργική (MWh)	152642	136747	128590	129129	135680	129447	156638	156453	154878	138786
Οδικός Φωτισμός (MWh)	84788	85502	87330	87807	85257	85211	87648	86578	91137	85937
Σύνολο (MWh)	4781972	4594881	4335600	3889788	3915479	4036082	4358491	4495580	4568664	4615382

2.7.2 Στατιστικά στοιχεία Παραγωγής Ενέργειας από ΑΠΕ 2008-2018

Σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας και Κλίματος της Κύπρου η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για τα έτη 2008-2018 φαίνεται στον παρακάτω πίνακα(Πίνακας 2.5).[3]

Πίνακας 2.5 : Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ 2008-2018.

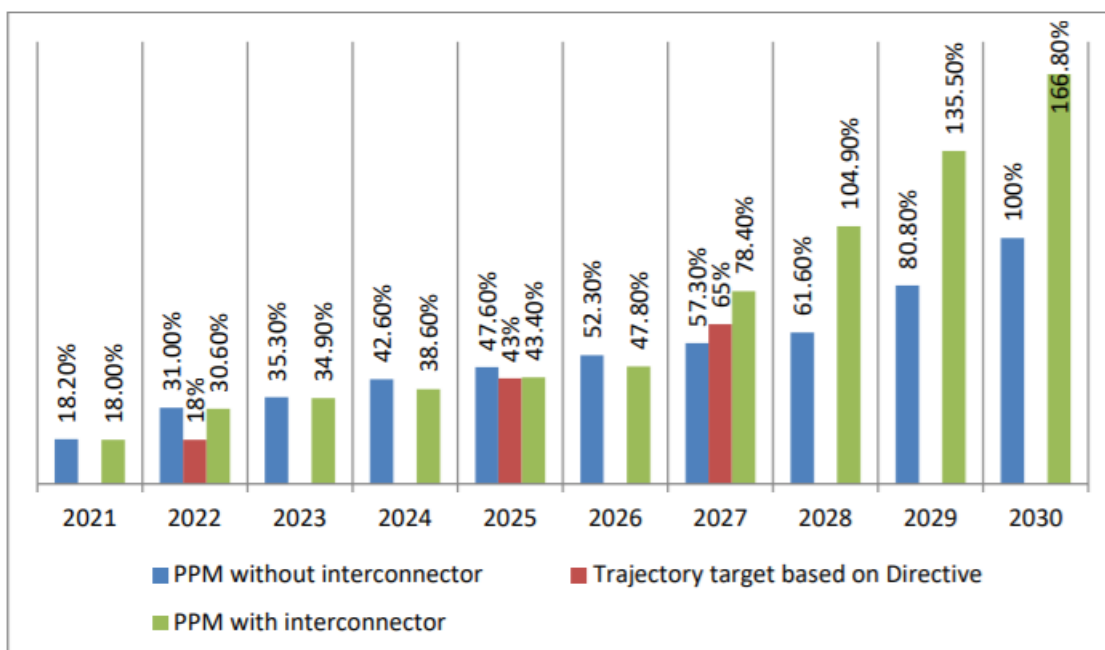
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (GWh per year)	Ηλιακή	Αιολική	Βιομάζα	Σύνολο
2008	2,55	0	11,54	14,09
2009	3,83	0	26,52	30,35
2010	6,39	31,37	35,12	72,88
2011	11,94	114,31	51,61	177,86
2012	21,54	185,48	50,02	257,04
2013	47,11	231,04	48,86	327,01
2014	83,59	182,85	50,55	316,99
2015	126,66	221,86	51,24	399,76
2016	147,65	226,7	52,02	426,37
2017	173,73	211,45	51,91	421,68
2018	195,29	220,61	36,10	452,01

2.8 Σενάριο ΣΗΕ Κύπρου

Οι βασικές επιδιώξεις του μακροπρόθεσμου ενεργειακού σχεδιασμού της Κύπρου είναι οι εξής :

- Η μείωση του φαινομένου του θερμοκηπίου και η αύξηση συμμετοχής των ΑΠΕ στην εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας .
- Η ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού.
- Η ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της Κυπριακής οικονομίας.
- Η δημιουργία ανταγωνιστικής εσωτερικής αγοράς ενέργειας.

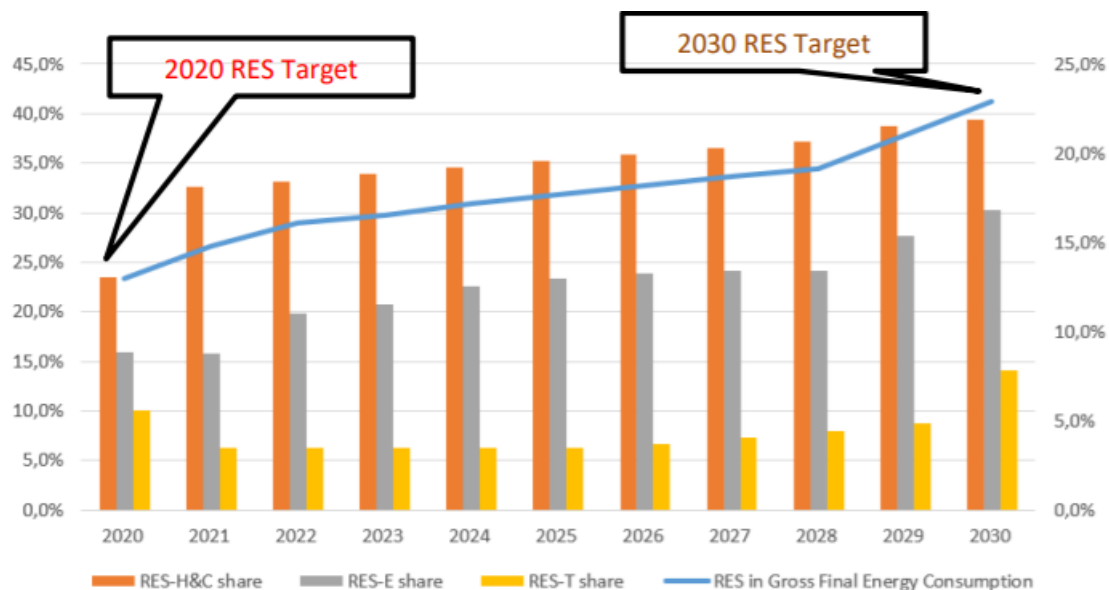
Σύμφωνα με αυτές τις επιδιώξεις και με τις οδηγίες προς συμμόρφωση της ΕΕ προκύπτει το εξής σενάριο (Σχήμα 2.4). Στο σενάριο αυτό εικάζεται ότι το φυσικό αέριο θα είναι διαθέσιμο προς χρήση στον τομέα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2021- αρχές του 2022 μέσω μίας εγκατάστασης επανεραιοποίησης. Αυτό σημαίνει ότι το προμηθευόμενο αέριο δεν θα προέρχεται απαραίτητα από το εγχώριο αέριο αποθεμάτων αλλά θα μπορούσε να προέρχεται από οποιονδήποτε πιθανό προμηθευτή. Στο αρχικό στάδιο θα υπάρχει φυσικό αέριο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και σταδιακά θα παρέχεται και σε άλλους βιομηχανικούς χρήστες.



Σχήμα 2.4 : Ενδεικτική πορεία ΑΠΕ , σε δύο σενάρια που βασίζονται στο άρθρο 3 της οδηγίας (ΕΕ) 2018/2001.

Με βάση τα αναθεωρημένα αποτελέσματα για τις ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας τα αποτελέσματα που φαίνονται στον Πίνακα 2.6 και το Σχήμα 2.5

ελήφθησαν από τους τρεις τομείς ΑΠΕ(Heating and Cooling), ΑΠΕ (Energy), ΑΠΕ (transport).



Σχήμα 2.5 : Εκτιμώμενη εξέλιξη του τομέα ΑΠΕ από το 2021-2030

Πίνακας 2.6 : Σενάρια με και χωρίς διασύνδεση

Scenario PPM	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RES in Gross Final Energy Consumption	14.8%	16.1%	16.5%	17.2%	17.7%	18.2%	18.7%	19.1%	21.0%	22.9%
RES-H&C share	32.6%	33.1%	33.9%	34.5%	35.2%	35.8%	36.5%	37.2%	38.7%	39.4%
RES-E share	15.8%	19.9%	20.8%	22.6%	23.3%	23.8%	24.1%	24.1%	27.6%	30.3%
RES-T share	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.6%	7.3%	8.0%	8.8%	14.1%
Scenario PPM with interconnector										
RES in Gross Final Energy Consumption	14.8%	16.1%	16.5%	16.9%	17.3%	17.8%	20.8%	23.5%	26.6%	29.7%
RES-H&C share	32.6%	33.1%	33.9%	34.5%	35.2%	35.8%	36.5%	37.2%	38.7%	39.4%
RES-E share	15.8%	19.9%	20.8%	21.4%	22.1%	22.7%	31.4%	38.2%	45.1%	51.3%
RES-T share	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.5%	7.1%	7.9%	9.2%	14.8%

Από τα αποτελέσματα του παραπάνω πίνακα παρατηρείται ότι μέχρι το 2023 τα δύο σενάρια με διασύνδεση και χωρίς διασύνδεση είναι σχεδόν πανομοιότυπα. Αυτό συμβαίνει επειδή οι πολιτικές και τα μέτρα που υιοθετήθηκαν χρησιμοποιήθηκαν και στα δύο σενάρια εφόσον ο προϋπολογισμός είχε είδη εγκριθεί για την περίοδο 2020-2022. Θεωρείται δεδομένο πως αναμένεται να εγκατασταθούν 360 MW ΑΠΕ μέχρι το τέλος του 2023 γεγονός που θα επιφέρει αύξηση στην διείσδυση των ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτρικής

ενέργειας έως και 700-750 MW. Με βάση διάφορες μελέτες που έγιναν από το την διαχείριση του συστήματος μεταφοράς η διείσδυση των ΑΠΕ χωρίς τεχνολογίες αποθήκευσης θα κοστίσει σημαντικά στο ενεργειακό σύστημα εφόσον θα χρειαστούν περισσότερα αποθέματα από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής diesel. Επιπλέον στο σενάριο χωρίς διασύνδεση η περαιτέρω ανάπτυξη των τεχνολογιών αποθήκευσης προσθέτουν επιπλέον κόστος στο υβριδικό σύστημα που τις κάνει λιγότερο ανταγωνιστικές με την περίπτωση συμβατικών μηχανών παραγωγής με καύσιμο λειτουργείας το φυσικό αέριο. Αυτό δεν ισχύει στο σενάριο όπου υπάρχει διασύνδεση καθώς σε αυτή την περίπτωση δεν απαιτούνται μονάδες αποθήκευσης έως το 2030. [15]

Με βάση τα παραπάνω αποτελέσματα παρατηρείται ότι η ηλεκτροδότηση της θέρμανσης – ψύξης και ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας ενισχύονται την περίοδο 2021-2023. Οι ΑΠΕ στον τομέα ψύξης θέρμανσης αυξάνονται συνεχώς στο σύνολο της περιόδου κυρίως λόγω των αντλιών θερμότητας και της αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας ενώ η αύξηση συμβολής των ΑΠΕ στις μεταφορές παρατηρείται στο τέλος της περιόδου. Η πρόβλεψη που προσφέρει το μοντέλο για τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά ενδιαφέρουσα και μπορεί να θεωρηθεί αισιόδοξη (Πίνακες 2.7 και 2.8). Προβλέπονται τρία είδη σεναρίων ήπιο, αναφοράς και ακραίο (Πίνακας 2.9 και 2.10). Μετά την αναμενόμενη ανάπτυξη τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μέχρι το 2020, όπως προωθήθηκαν από τα υφιστάμενα καθεστώτα στήριξης και την ανάπτυξη της σχεδιαζόμενης μονάδας CSP 50 MW μέχρι το 2021, μεταξύ του 2021 και του 2030 θα αναπτυχθούν 390 MW ηλιακής ενέργειας και 33 MW εγκαταστάσεων με καύση βιομάζας. Η αύξηση των ηλιακών φωτοβολταϊκών εκπομπών κατά την περίοδο αυτή συμπίπτει με την ανάπτυξη δύο νέων μονάδων αεριοστροβίλων συνδυασμένου κύκλου (CCGT) συνολικής παραγωγής 432 MW, οι οποίες μπορούν να λειτουργήσουν ως βασική μονάδες βάσης και να προσφέρουν επίσης ευελιξία στο σύστημα. Η ευελιξία είναι απαραίτητη όταν αυξάνονται τα επίπεδα της μεταβλητής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Οι νέες μονάδες CCGT επιτρέπουν μεγαλύτερη όγκοποσότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με αέριο χαμηλού κόστους, καθώς αυτές είναι οι πιο αποδοτικές θερμικές μονάδες που διατίθενται. Παρά τις προβλέψεις για τις χαμηλές τιμές των ορυκτών καυσίμων και τις υψηλότερα τιμές κόστη των της τεχνολογίας τεχνολογιών των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που υιοθετήθηκαν στην ανάλυση σε σύγκριση με τις αντίστοιχες συστάσεις της

ΕΕ, κατά την περίοδο 2020-2030 παρατηρείται σημαντική ανάπτυξη των ηλιακών φωτοβολταϊκών 211 βολταϊκών προϊόντων . Η υλοποίηση αυτή πραγματοποιείται με την εγκατάσταση μπαταριών ιόντων λιθίου κατά την ίδια περίοδο, καθώς αυτές φθάνουν τα 41 MW το 2030.[15][16]

Πίνακας 2.7 : Προβλέψεις δυναμικότητας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας(MW) 2021-2030.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Βασilikός	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836
Δεκέλεια	450	450	450	102	102	102	102	102	102	102
Μονή	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
Νέα CCGT	216	216	216	432	432	432	432	432	432	432
Νέο ICE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Νέο ST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Νέα GT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΣΥΘ ελαφρού μαζούτ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ηλιακά φωτοβολταϊκά	380	400	420	440	468	670	690	710	730	750
Ηλιακή θερμική	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Αιολική	158	180	198	198	198	198	198	198	198	198
Βιομάζα	22	27	32	37	42	47	50	50	50	50
Αντλιοσταμείωση	0	0	0	0	0	0	130	130	130	130
Μπαταρίες ιόντων λιθίου	0	0	0	0	22	22	22	22	22	41

Πίνακας 2.8 : Τομεακές προβλέψεις ζήτησης 2021-2030

Προβλέψεις ανά τομέα (Mtoe)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2
Συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Τελική κατανάλωση ενέργειας - βιομηχανία	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Τελική κατανάλωση ενέργειας - νοικοκυριά	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Τελική κατανάλωση ενέργειας - γεωργία	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Τελική κατανάλωση ενέργειας - μεταφορές	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	3	3	3	3	3	3	3
Τελική κατανάλωση ενέργειας - υπηρεσίες	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Πίνακας 2.9 : Πρόβλεψη συνολικής παραγωγής ενέργειας (ΡΑΕΚ)

Σενάριο	Ήπιο	Αναφοράς	Ακραίο
Έτος	(GWH)		
2020	4807	4807	4807
2021	4920	5100	5200
2022	5190	5295	5398
2023	5240	5460	5510
2024	5500	5620	5730
2025	5630	5770	5820
2026	5740	5885	5980
2027	5880	6000	6090
2028	5970	6080	6140
2029	5990	6110	6175
2030	6000	6120	6200

Πίνακας 2.10 : Πρόβλεψη μέγιστης παραγωγής ισχύος (ΡΑΕΚ)

Σενάριο	Ήπιο	Αναφοράς	Ακραίο
Έτος	(GWH)		
2020	1160	1160	1160
2021	1080	1110	1145
2022	1115	1150	1190
2023	1130	1185	1215
2024	1180	1220	1260
2025	1220	1255	1300
2026	1235	1280	1305
2027	1260	1305	1350
2028	1270	1320	1360
2029	1285	1325	1370
2030	1295	1330	1380

2.9 Το Λογισμικό του προγράμματος Leap

Το Leap είναι ένα πρόγραμμα το οποίο έχει ως σκοπό την μελέτη ενεργειακών μοντέλων και την παραγωγή σεναρίων με σκοπό την αξιολόγηση της ενεργειακής πολιτικής σε διάφορους τομείς. Δημιουργήθηκε και αναπτύχθηκε στο Ινστιτούτο περιβάλλοντος της Στοκχόλμης και έχει πάρει έγκριση από πολλούς παγκόσμιους οργανισμούς.

Μέσω του Leap ο χρήστης μπορεί να τρέξει παράλληλα σενάρια για ένα ενεργειακό σύστημα για να ελέγξει την επίδραση που θα έχει το καθένα. Αυτά τα σενάρια μπορούν αποτελέσματα κόστους , ενεργειακά καθώς και περιβαλλοντικά [7].

Η λειτουργία του βασίζεται σε:

- 1 Μία βάση δεδομένων που παρέχει ένα σύστημα που τοποθετούνται όλες οι πληροφορίες για την ενέργεια
- 2 Ένα εργαλείο πρόβλεψης όπου δίνει στο χρήστη την δυνατότητα δημιουργίας σεναρίων.
- 3 Ένα εργαλείο ανάλυσης το οποίο κάνει προσομοίωση τις επιδράσεις στο σύστημα ενέργειας βάση των εισαχθέντων σεναρίων.

Το λογισμικό έχει πολλές δυνατότητες στην παρούσα έρευνα έγινε όμως αξιοποίηση μέρους του συνόλου τους.

Δημιουργία σεναρίων:

Αρχικά το πρώτο πράγμα το οποίο καλείται να κάνει ο χρήστης είναι η δημιουργία σεναρίων . Θα πρέπει να εντοπίσει όλες εκείνες τις παραμέτρους που παραμένουν σταθερές καθ' όλη την διάρκεια εκτέλεσης των σεναρίων ούτως ώστε να αξιοποιήσει τις δυνατότητες του προγράμματος μέσω της κληρονομικότητας σεναρίου (Scenario inheritance).

Scenario inheritance:

Η κληρονομικότητα σεναρίου είναι μία δυνατότητα του προγράμματος Lear με σκοπό την δημιουργία σεναρίων που θα έχουν ίδια χαρακτηριστικά με το μητρικό σενάριο. Εφόσον ο χρήστης δημιουργήσει τα επιπλέον σενάρια έχει την δυνατότητα να κάνει αλλαγές ώστε να διαφοροποιήσει το εν λόγω σενάριο από το μητρικό. Για να αξιοποιηθεί αυτή η δυνατότητα ο χρήστης θα πρέπει να επιλέξει την κατηγορία «Scenarios» και στη συνέχεια να επιλέξει «add» και να καθορίσει την ονομασία τους.

Basic Parameters:

Στις παραμέτρους υπάρχουν πολλές υποκατηγορίες που μπορεί να ρυθμίσει ο χρήστης για τα σενάρια που θέλει να υλοποιήσει. Αυτές οι παράμετροι αφορούν τους τρόπους υπολογισμού , τα κόστη , το έτος αναφοράς με τα έτη υπολογισμού καθώς και κάποια άλλα δευτερεύοντα στοιχεία. Τονίζεται πως το Lear θα πρέπει να ξεκινήσει τους υπολογισμούς ένα έτος νωρίτερα για να εξάγει αποτελέσματα.

Fuels:

Η κατηγορία των καυσίμων περιλαμβάνει όλες τις πηγές ενέργειας που επιθυμεί ο χρήστης να εισάγει στο μοντέλο του. Το Lear παρέχει πληθώρα αναλυτικών στοιχείων ανά καύσιμο όπως η πυκνότητα του, την χημική του σύνθεση κλπ.

Effects:

Οι επιδράσεις περιλαμβάνουν όλες τις εκπομπές – κατάλοιπα που προέρχονται από την καύση. Υπάρχουν ηλεκτρονικές σελίδες επεξήγησης για τον ορισμό και τις ιδιότητες τους. Το Lear παρέχει τιμές εκπομπών ανά αέριο τις οποίες ο χρήστης έχει την δυνατότητα να τις επεξεργαστεί εφόσον το επιθυμεί.

Key Assumptions:

Στον φάκελο αυτό εισάγονται στοιχεία που αφορούν το ΑΕΠ της χώρας , τον πληθυσμό της ,το σύνολο των κατοίκων κ.α

Demand:

Εδώ ο χρήστης δημιουργεί και διαμορφώνει τις κατηγορίες ανά τρόπο ζήτησης της ενέργειας διαμορφώνοντας τα επιμέρους στοιχεία του φακέλου. Τα στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν είναι τα εξής:

- **Activity Level:** Αφορά τον βαθμό δραστηριότητας κάθε τομέα. Τα στοιχεία που εισάγουμε δηλαδή είναι το ποσοστό κατανάλωσης στο σύνολο της ζήτησης ενέργειας.
- **Final Energy Intensity:** Εδώ περιγράφεται η συνολική ζήτηση ενέργειας για κάθε έτος .

Transformation:

Στον φάκελο αυτό περιλαμβάνεται η παραγωγή και η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο φάκελος αυτός περιλαμβάνει δύο επιμέρους φακέλους :

1. Electricity Distribution: Εδώ εισάγονται τα στοιχεία για την διανομή ηλεκτρικής ενέργειας.
 - **Import Target:** Εδώ τοποθετείται ο στόχος εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
 - **Export Target:** Εδώ τοποθετείται ο στόχος εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
 - **Losses:** Απώλειες που οφείλονται στις γραμμές μεταφοράς του συστήματος.
2. Electricity Generation: Εδώ εισάγονται δεδομένα που αφορούν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος. Σε κάποια από τα δεδομένα το λογισμικό έχει default συμπληρωμένα δεδομένα. Τα στοιχεία τα οποία εισήχθησαν είναι τα εξής:
 - **Process Efficiency:** Βαθμός απόδοσης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας.
 - **Historical Production:** Το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας κατά το προηγούμενο έτος.
 - **Exogenous Capacity:** Εγκατεστημένη ισχύς κάθε μονάδας καθώς και πιθανές μεταβολές της ισχύος αυτής στα επόμενα έτη.

- **Maximum Availability:** Είναι το μέγιστο ποσοστό διαθεσιμότητας των μονάδων στην παραγωγή ενέργειας.
- **Capital Cost:** Εκφράζει το κόστος κεφαλαίου ανά μονάδα μέτρησης.
- **Fixed OM Cost:** Εκφράζει το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης κάθε μονάδας.
- **Variable OM Cost:** Εκφράζει το ετήσιο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης κάθε μονάδας.

Resources:

Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει όλους τους διαθέσιμους πόρους της χώρας για την λειτουργία των μονάδων παραγωγής. Περιγράφονται τα δεδομένα από εισαγωγές και εξαγωγές πόρων καθώς και κάποια άλλα δεδομένα.

Global Warming potentials:

Το Leap χρησιμοποιεί παράγοντες GWP σύμφωνα με την IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) για τις εκπομπές ρυπογόνων αερίων όπως το διοξείδιο του άνθρακα, διοξείδιο του θείου, μεθάνιο, μονοξείδιο του άνθρακα κ.α. Για να εισάγει ο χρήστης αυτά τα στοιχεία πρέπει να επιλέξει κάθε μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στον φάκελο Electricity Generation και να τα εισάγει από το εικονίδιο «add multiple effect branches from the TED database».

Αξίζει να σημειωθεί πως για την παρακάτω μελέτη χρησιμοποιήθηκαν και functions όπως η «Step» για ευκολότερη διαχείριση και παραγωγή αποτελεσμάτων. Τα στοιχεία επεξεργασίας δεδομένων που παρουσιάστηκαν είναι τα πιο σημαντικά καθώς το Leap έχει και επιπλέον δυνατότητες. Εφόσον ο χρήστης εισάγει όλα τα απαιτούμενα δεδομένα μπορεί να εξετάσει τα αποτελέσματα μέσω διαφόρων γράφων μετάβασης με παράθεση των ακριβών τιμών τους [17].

Κεφάλαιο 3 Περιγραφή και Ανάλυση Σεναρίων

3.1 Περιγραφή σεναρίων

Σε αυτό το κεφάλαιο γίνεται περιγραφή και ανάλυση όλων των σεναρίων που δημιουργήθηκαν. Ο διαχωρισμός των σεναρίων γίνεται σύμφωνα με το ποιο είδος παραγωγής ενέργειας θέλουμε να μεταβάλλεται (ανανεώσιμες πηγές η φυσικό αέριο), την κατανάλωση (low, medium, high) και με το ποσοστό αύξησης του μεταβαλλόμενου είδους ενέργειας που επιλέξαμε. Τα σενάρια περιγράφονται με τέσσερα γράμματα (XYZW). Όπου XY τοποθετούμε RS ή NG ανάλογα με το ποιο είδος παραγωγής είναι μεταβαλλόμενο, όπου Z τοποθετούμε L ή M ή H ανάλογα με το αν το φορτίο είναι (low, medium, high) αντίστοιχα και τέλος όπου W τοποθετούμε L ή M ή H ανάλογα με το ποσοστό αύξησης του είδους παραγωγής που επιλέξαμε (Πίνακας 3.2). Στην παρακάτω λίστα (Πίνακας 3.1) περιγράφονται τα χαρακτηριστικά του καθενός.

Πίνακας 3.1: Περιγραφή σεναρίων

No	Scenario Reference	Total Load	Renewables Availability Increase	Natural Gas Availability Increase
	Baseline low scenario (BLS)	Low	Base	Base
1	RSLL	Low	Low	Base
2	RSLM	Low	Medium	Base
3	RSLH	Low	High	Base
4	NGLL	Low	Base	Low
5	NGLM	Low	Base	Medium
6	NGLH	Low	Base	High
	Baseline med scenario (BMS)	Medium	Base	Base
7	RSML	Medium	Low	Base
8	RSMM	Medium	Medium	Base
9	RSMH	Medium	High	Base

10	NGML	Medium	Base	Low
11	NGMM	Medium	Base	Medium
12	NGMH	Medium	Base	High
	Baseline high scenario (BHS)	High	Base	Base
13	RSHL	High	Low	Base
14	RSHM	High	Medium	Base
15	RSHH	High	High	Base
16	NGHL	High	Base	Low
17	NGHM	High	Base	Medium
18	NGHH	High	Base	High

Πίνακας 3.2: Ποσοστό αυξημένης διείσδυσης ανά περίπτωση.

Base	Low increase	Medium Increase	High Increase
0%	3%	5%	8%

Οι περιπτώσεις των παραπάνω σεναρίων αφορούν μόνο τις μεταβολές παραγωγής ενέργειας από φυσικό αέριο και ΑΠΕ. Οι τιμές των μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το πετρέλαιο έχουν παραμείνει σταθερές όπως τις έχει ορίσει η ΡΑΕΚ σύμφωνα με την ενότητα 2.9.

Οι τελικές τιμές στους τομείς κατανάλωσης που εισήχθησαν ανά τύπο σεναρίου είναι οι παρακάτω:

- Σενάριο Χαμηλής Ζήτησης (Low Load) (Πίνακας 3.3)

Πίνακας 3.3: Σενάριο Χαμηλής Κατανάλωσης ανά Τομείς

ΤΟΜΕΙΣ(GWh)					
ΟΙΚΙΑΚΟΣ	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΟΣ	ΑΓΡΟΤΙΚΟΣ	ΕΜΠΟΡΙΚΟΣ	ΔΗΜΟΣΙΕΣ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ	ΣΥΝΟΛΟ
1845	836,4	162,36	1968	103,32	4920
1972,2	731,79	150,51	2231,7	103,8	5190
1938,8	786	183,4	2200,8	131	5240
1980	935	165	2310	110	5500
2026,8	957,1	197,05	2308,3	140,75	5630
2066,4	1090,6	200,9	2296	86,1	5740
2175,6	1117,2	199,92	2293,2	94,08	5880
2119,35	1134,3	179,1	2388	149,25	5970
2156,4	1078,2	179,7	2396	179,7	5990
2190	1110	180	2400	120	6000

- Σενάριο Αναφοράς (Medium Load) (Πίνακας 3.4)

Πίνακας 3.4: Σενάριο Αναφοράς Κατανάλωσης ανά Τομείς

ΤΟΜΕΙΣ(GWh)					
ΟΙΚΙΑΚΟΣ	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΟΣ	ΑΓΡΟΤΙΚΟΣ	ΕΜΠΟΡΙΚΟΣ	ΔΗΜΟΣΙΕΣ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ	ΣΥΝΟΛΟ
1912,5	867	168,3	2040	107,1	5100
2012,1	746,595	153,555	2276,85	105,9	5295
2020,2	819	191,1	2293,2	136,5	5460
2023,2	955,4	168,6	2360,4	112,4	5620
2077,2	980,9	201,95	2365,7	144,25	5770
2118,6	1118,15	205,975	2354	88,275	5885
2220	1140	204	2340	96	6000
2158,4	1155,2	182,4	2432	152	6080
2199,6	1099,8	183,3	2444	183,3	6110
2233,8	1132,2	183,6	2448	122,4	6120

- Σενάριο Υψηλής Ζήτησης (High Load) (Πίνακας 3.5)

Πίνακας 3.5: Σενάριο Υψηλής Κατανάλωσης ανά Τομείς

ΤΟΜΕΙΣ(GWh)					
ΟΙΚΙΑΚΟΣ	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΟΣ	ΑΓΡΟΤΙΚΟΣ	ΕΜΠΟΡΙΚΟΣ	ΔΗΜΟΣΙΕΣ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ	ΣΥΝΟΛΟ
1950	884	171,6	2080	109,2	5200
2051,24	761,118	156,542	2321,14	107,96	5398
2038,7	826,5	192,85	2314,2	137,75	5510
2062,8	974,1	171,9	2406,6	114,6	5730
2095,2	989,4	203,7	2386,2	145,5	5820
2152,8	1136,2	209,3	2392	89,7	5980
2253,3	1157,1	207,06	2375,1	97,44	6090
2179,7	1166,6	184,2	2456	153,5	6140
2223	1111,5	185,25	2470	185,25	6175
2263	1147	186	2480	124	6200

Σύμφωνα με το βασικό σενάριο που αναλύθηκε στο δεύτερο κεφάλαιο και τον πίνακα 2.7 που αφορά την πρόβλεψη δυναμικότητας του (Πίνακας 3.6), εξετάζοντας και τα τρία σενάρια παραγωγής ενέργειας (ήπιο, αναφοράς, ακραίο) προκύπτουν τα εξής τρία βασικά σενάρια BLS, BMS, BLS (BLS=ήπιο, BMS=αναφοράς, BHS=ακραίο) :

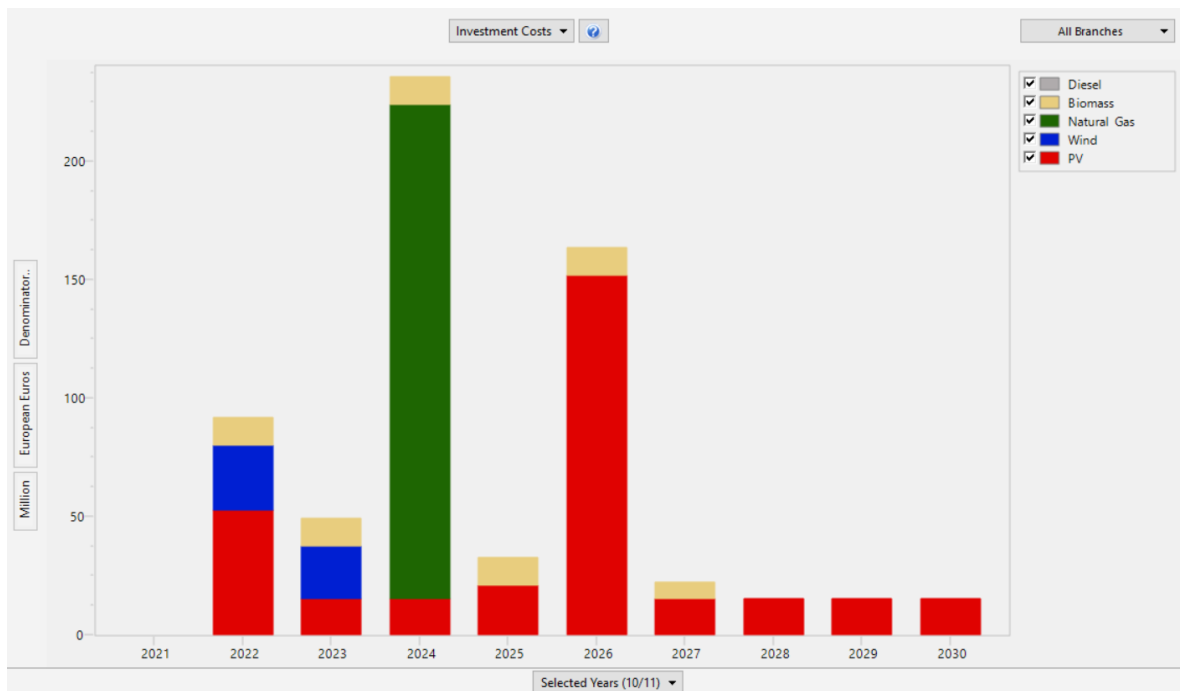
Πίνακας 3.6: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου αναφοράς

ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	22	158	380	2190
2022	1414	216	27	180	450	2287
2023	1414	216	32	198	470	2330
2024	1066	432	37	198	490	2223
2025	1066	432	42	198	518	2256
2026	1066	432	47	198	720	2463

2027	1066	432	50	198	740	2486
2028	1066	432	50	198	760	2506
2029	1066	432	50	198	780	2526
2030	1066	432	50	198	800	2546

Baseline Low Scenario (BLS)

Τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου BLS φαίνονται στο Σχήμα 3.1 και στον Πίνακα 3.7.

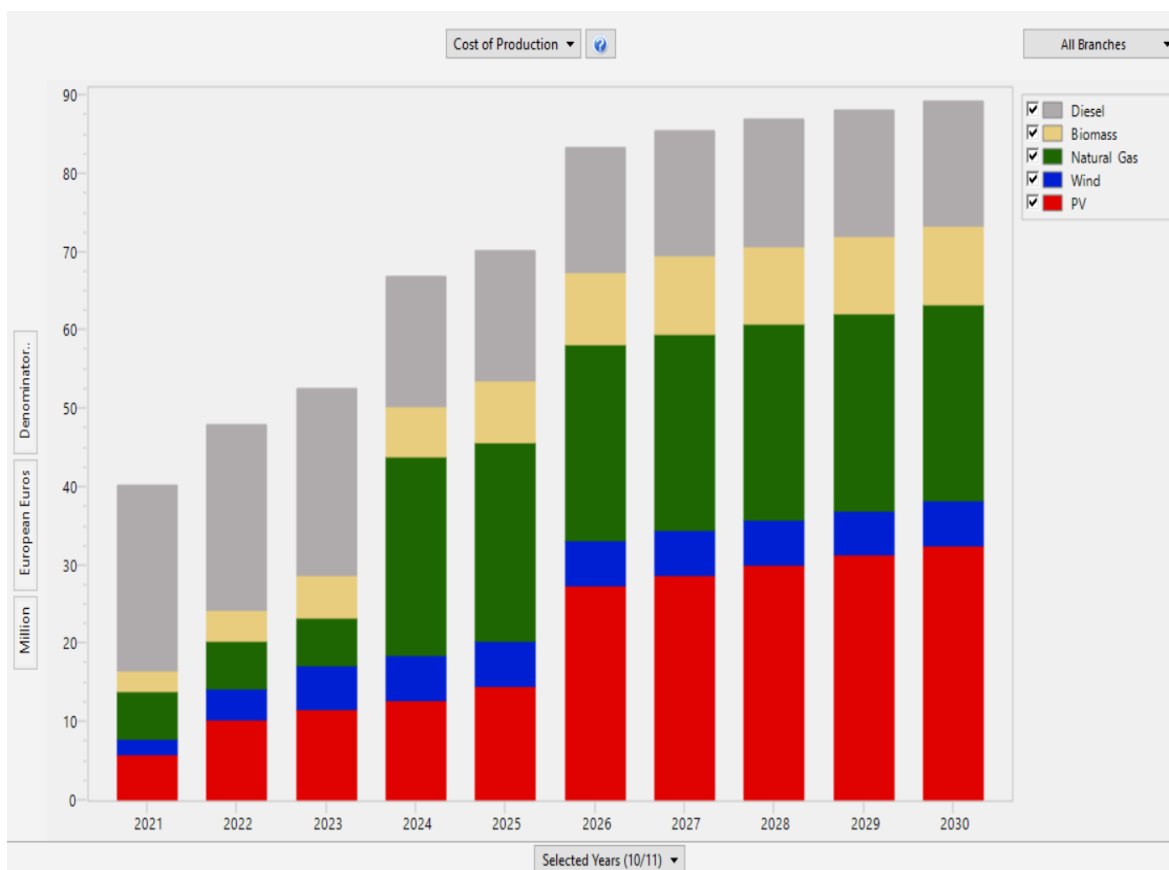


Σχήμα 3.1: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BLS

Πίνακας 3.7: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BLS

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	7,1	-	-	-
Natural Gas	-	-	-	208,9	-	-	-	-	-	-
Wind	-	27,3	22,3	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	52,5	15,0	15,0	21,0	151,5	15,0	15,0	15,0	15,0
Total	-	91,5	49,1	235,6	32,8	163,3	22,1	15,0	15,0	15,0

Τα κόστη παραγωγής του σεναρίου BLS φαίνονται στο Σχήμα 3.2 και στον Πίνακα 3.8.

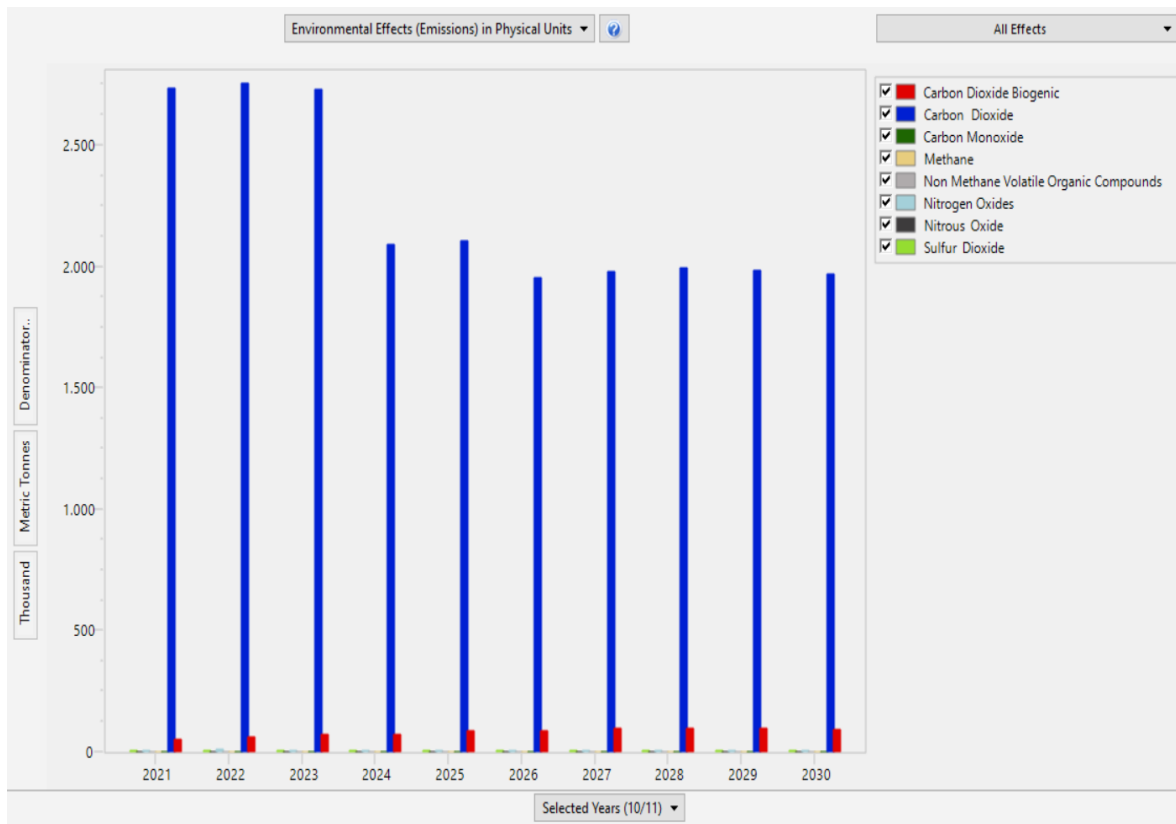


Σχήμα 3.2 : Κόστη παραγωγής σεναρίου BLS

Πίνακας 3.8: Κόστη παραγωγής σεναρίου BLS

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	23,2	23,3	23,2	16,4	16,4	15,7	15,9	15,9	15,9	15,8
Biomass	2,6	3,9	5,2	6,5	7,8	9,1	9,9	9,9	9,9	9,9
Natural Gas	6,0	6,0	6,0	25,2	25,2	24,9	25,0	25,0	25,0	24,9
Wind	2,0	4,0	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
PV	5,7	10,2	11,4	12,7	14,5	27,4	28,7	29,9	31,2	32,5
Total	39,5	47,5	51,6	66,5	69,7	82,8	85,1	86,5	87,7	88,9

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις του σεναρίου BLS φαίνονται στο Σχήμα 3.3 και στον Πίνακα 3.9.



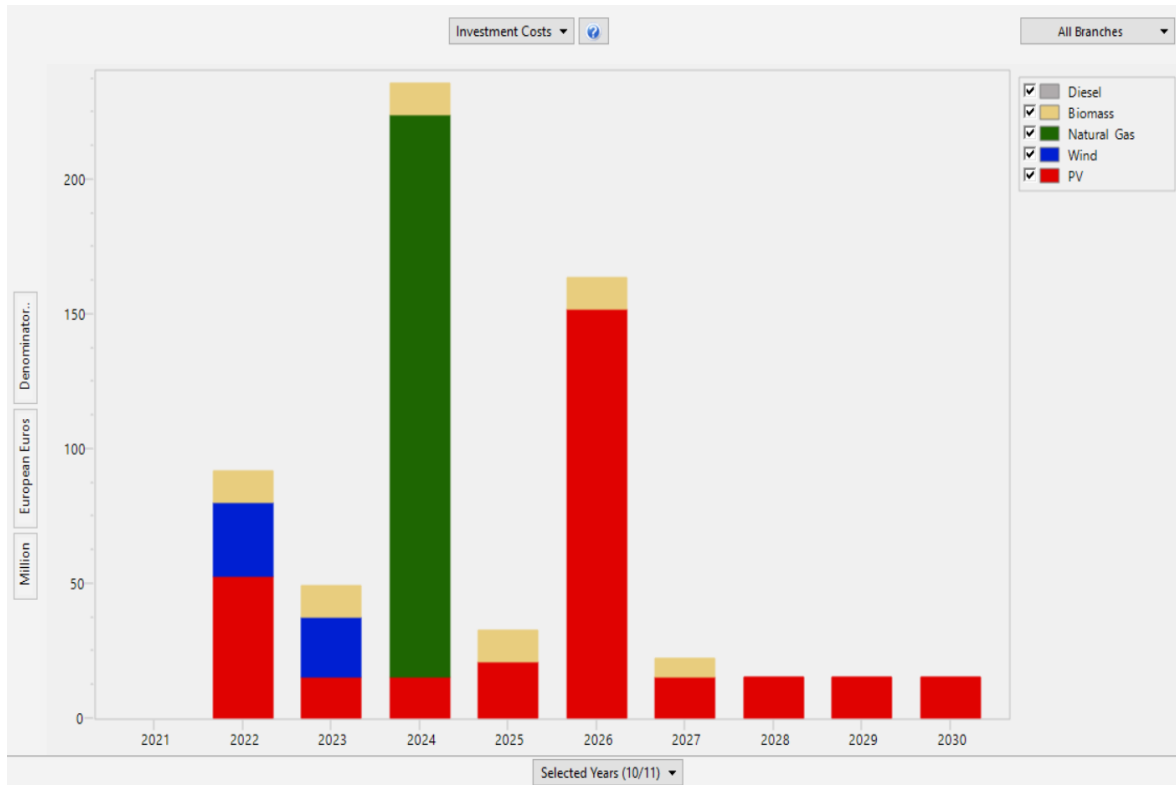
Σχήμα 3.3: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BLS

Πίνακας 3.9: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BLS

Effect	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	48,7	60,3	70,8	73,5	84,0	87,2	94,1	94,8	94,3	93,6
Carbon Dioxide	2.731,0	2.754,5	2.728,2	2.087,5	2.103,5	1.951,1	1.979,0	1.992,1	1.981,7	1.968,3
Carbon Monoxide	1,0	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	7,6	7,6	7,6	5,8	5,8	5,4	5,5	5,6	5,5	5,5
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	6,4	6,4	6,4	4,3	4,4	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1
Total	2.795,1	2.830,4	2.814,6	2.172,5	2.199,3	2.049,3	2.084,4	2.098,2	2.087,3	2.073,1

Baseline Medium Scenario (BMS)

Τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου BMS φαίνονται στο Σχήμα 3.4 και στον Πίνακα 3.10.

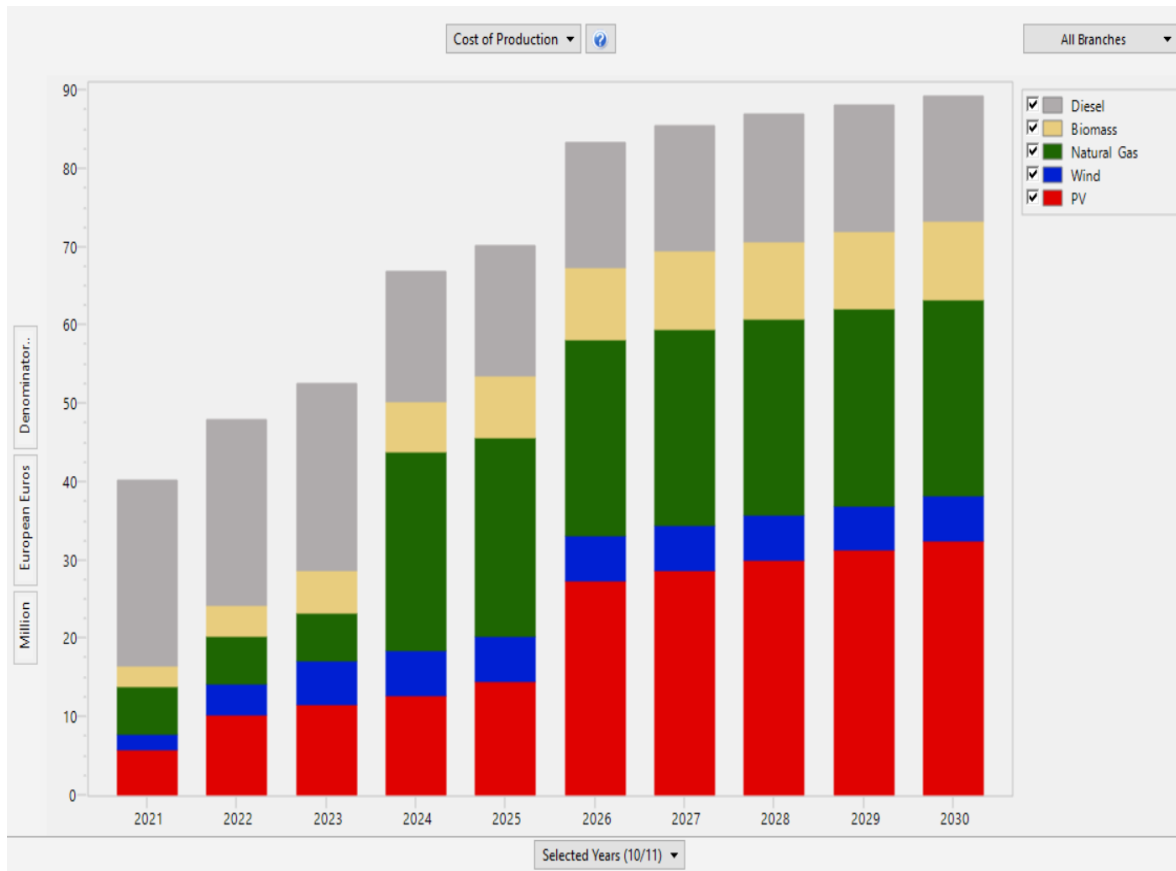


Σχήμα 3.4: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BMS

Πίνακας 3.10: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BMS

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	7,1	-	-	-
Natural Gas	-	-	-	208,9	-	-	-	-	-	-
Wind	-	27,3	22,3	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	52,5	15,0	15,0	21,0	151,5	15,0	15,0	15,0	15,0
Total	-	91,5	49,1	235,6	32,8	163,3	22,1	15,0	15,0	15,0

Τα κόστη παραγωγής του σεναρίου BMS φαίνονται στο Σχήμα 3.5 και στον Πίνακα 3.11.

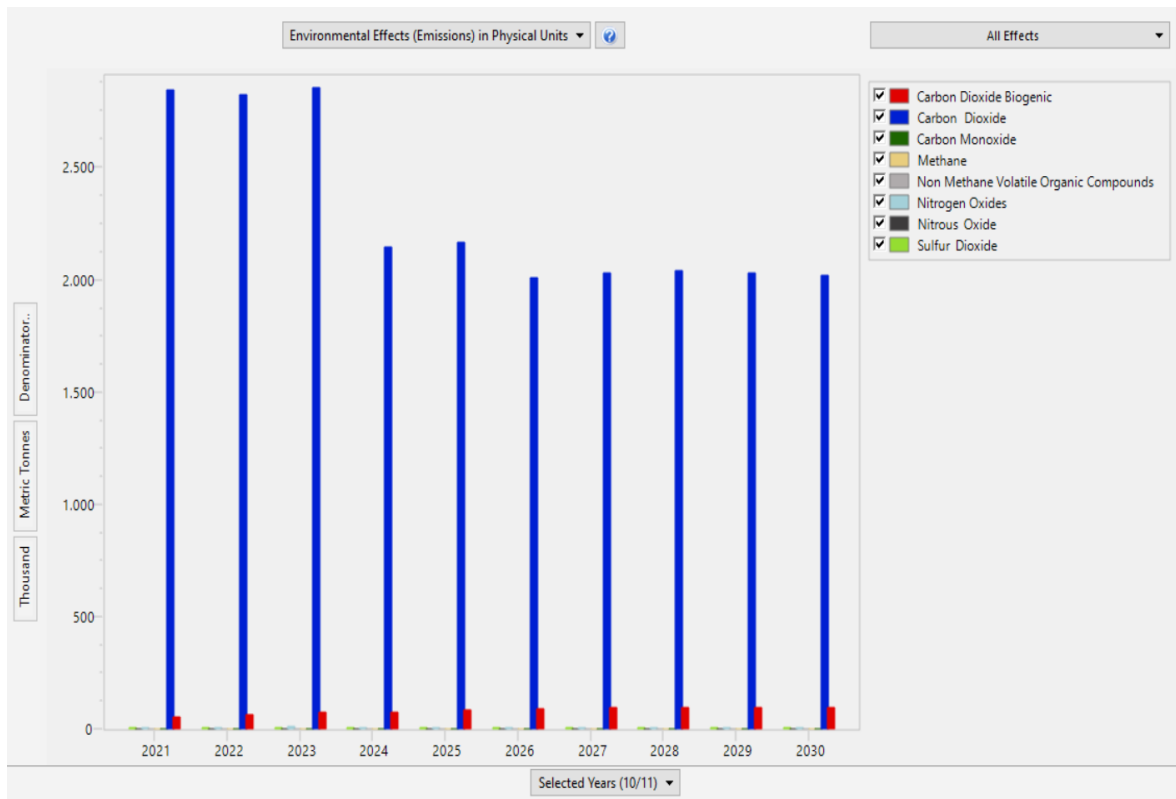


Σχήμα 3.5: Κόστη παραγωγής σεναρίου BMS

Πίνακας 3.11: Κόστη παραγωγής σεναρίου BMS

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	23,8	23,7	23,9	16,6	16,7	16,0	16,1	16,1	16,1	16,0
Biomass	2,6	3,9	5,3	6,5	7,9	9,1	9,9	10,0	10,0	9,9
Natural Gas	6,1	6,1	6,1	25,3	25,3	25,0	25,0	25,1	25,1	25,0
Wind	2,0	4,0	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
PV	5,7	10,2	11,4	12,7	14,5	27,4	28,7	29,9	31,2	32,5
Total	40,2	47,9	52,4	66,8	70,1	83,2	85,5	86,8	88,0	89,2

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις του σεναρίου BLS φαίνονται στο Σχήμα 3.6 και στον Πίνακα 3.12.



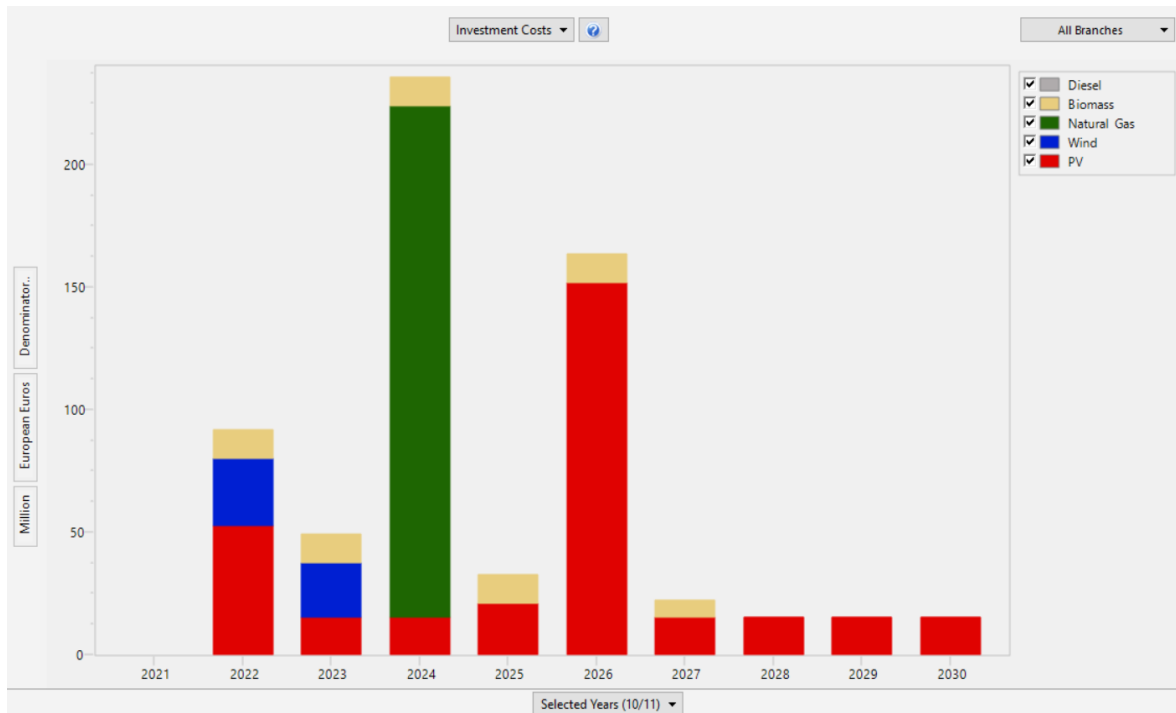
Σχήμα 3.6: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BMS

Πίνακας 3.12: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BMS

Effect	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	50,7	61,8	74,1	75,4	86,5	89,8	96,5	96,9	96,6	95,9
Carbon Dioxide	2.843,4	2.822,6	2.855,3	2.142,5	2.165,3	2.009,2	2.028,3	2.037,8	2.030,4	2.016,5
Carbon Monoxide	1,1	1,2	1,3	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	7,9	7,8	7,9	5,9	6,0	5,6	5,7	5,7	5,7	5,6
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	6,7	6,6	6,7	4,4	4,5	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Total	2.910,1	2.900,4	2.945,7	2.229,8	2.264,0	2.110,4	2.136,3	2.146,3	2.138,5	2.123,9

Baseline Medium Scenario (BHS)

Τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου BHS φαίνονται στο Σχήμα 3.7 και στον Πίνακα 3.13.

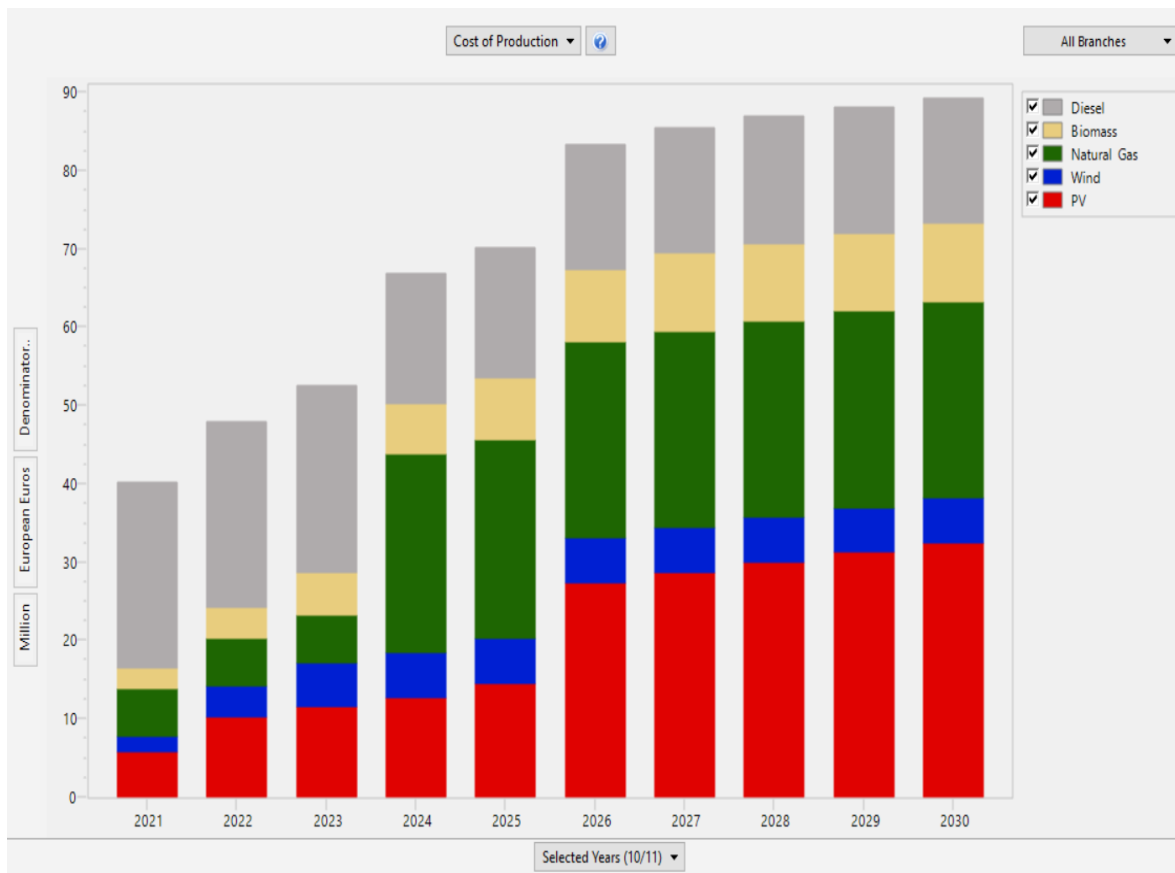


Σχήμα 3.7: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BHS

Πίνακας 3.13: Επενδυτικά κόστη σεναρίου BHS

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	7,1	-	-	-
Natural Gas	-	-	-	208,9	-	-	-	-	-	-
Wind	-	27,3	22,3	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	52,5	15,0	15,0	21,0	151,5	15,0	15,0	15,0	15,0
Total	-	91,5	49,1	235,6	32,8	163,3	22,1	15,0	15,0	15,0

Τα κόστη παραγωγής του σεναρίου BLS φαίνονται στο Σχήμα 3.8 και στον Πίνακα 3.14.

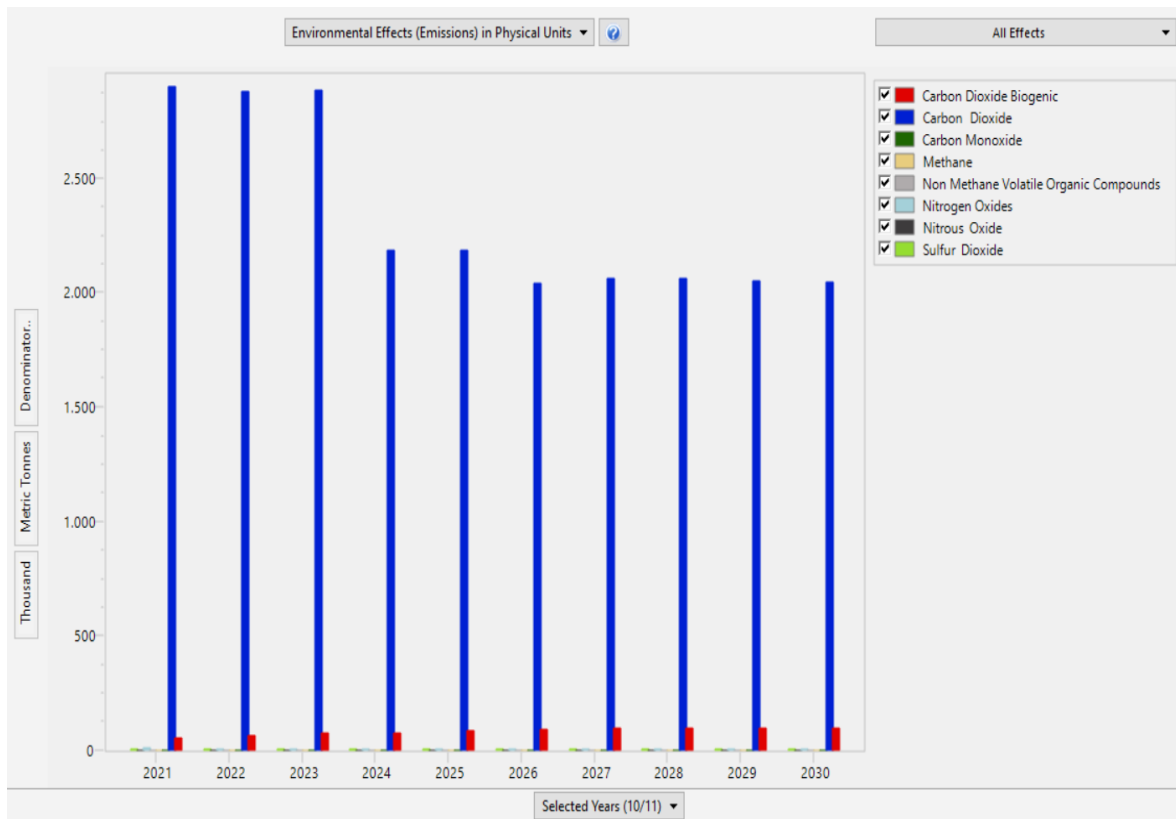


Σχήμα 3.8: Κόστη παραγωγής σεναρίου BHS

Πίνακας 3.14: Κόστη παραγωγής σεναρίου BHS

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	24,1	24,0	24,0	16,8	16,8	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Biomass	2,6	3,9	5,3	6,5	7,9	9,2	10,0	10,0	10,0	10,0
Natural Gas	6,2	6,1	6,1	25,4	25,4	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
Wind	2,0	4,0	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
PV	5,7	10,2	11,4	12,7	14,5	27,4	28,7	29,9	31,2	32,5
Total	40,5	48,3	52,6	67,1	70,3	83,5	85,7	86,9	88,2	89,4

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις του σεναρίου BLS φαίνονται στο Σχήμα 3.9 και στον Πίνακα 3.15.



Σχήμα 3.9: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BHS

Πίνακας 3.15: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου BHS

Effect	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	51,7	63,0	74,8	76,9	87,3	91,3	97,9	97,9	97,6	97,2
Carbon Dioxide	2.899,2	2.877,5	2.881,4	2.184,4	2.184,1	2.041,6	2.058,8	2.057,9	2.052,0	2.042,9
Carbon Monoxide	1,1	1,2	1,3	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	8,0	8,0	8,0	6,1	6,1	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	6,8	6,7	6,7	4,5	4,5	4,2	4,3	4,3	4,2	4,2
Total	2.967,2	2.956,8	2.972,7	2.273,4	2.283,6	2.144,5	2.168,4	2.167,5	2.161,2	2.151,7

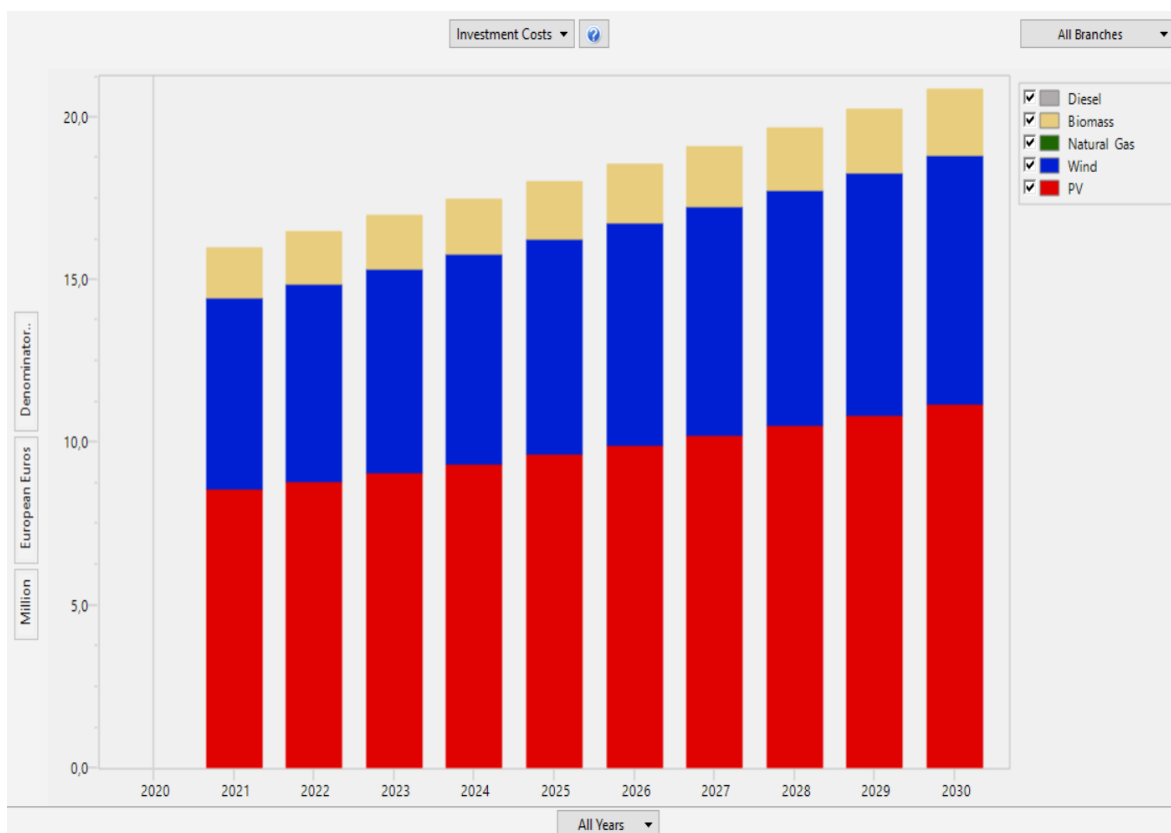
3.2 Ανάλυση και αποτελέσματα σεναρίων

Σενάριο No 1 RSL

Η ζήτηση ισχύος είναι χαμηλή, ξεκινώντας από τις 4920 GWh το 2021, φτάνοντας τις 6000 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι ελαφρώς αυξημένη κατά 3% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2206,8 MW το 2021 και φτάνει τα 2034,6 MW το 2030 (Πίνακας 3.16).

Πίνακας 3.16: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSL

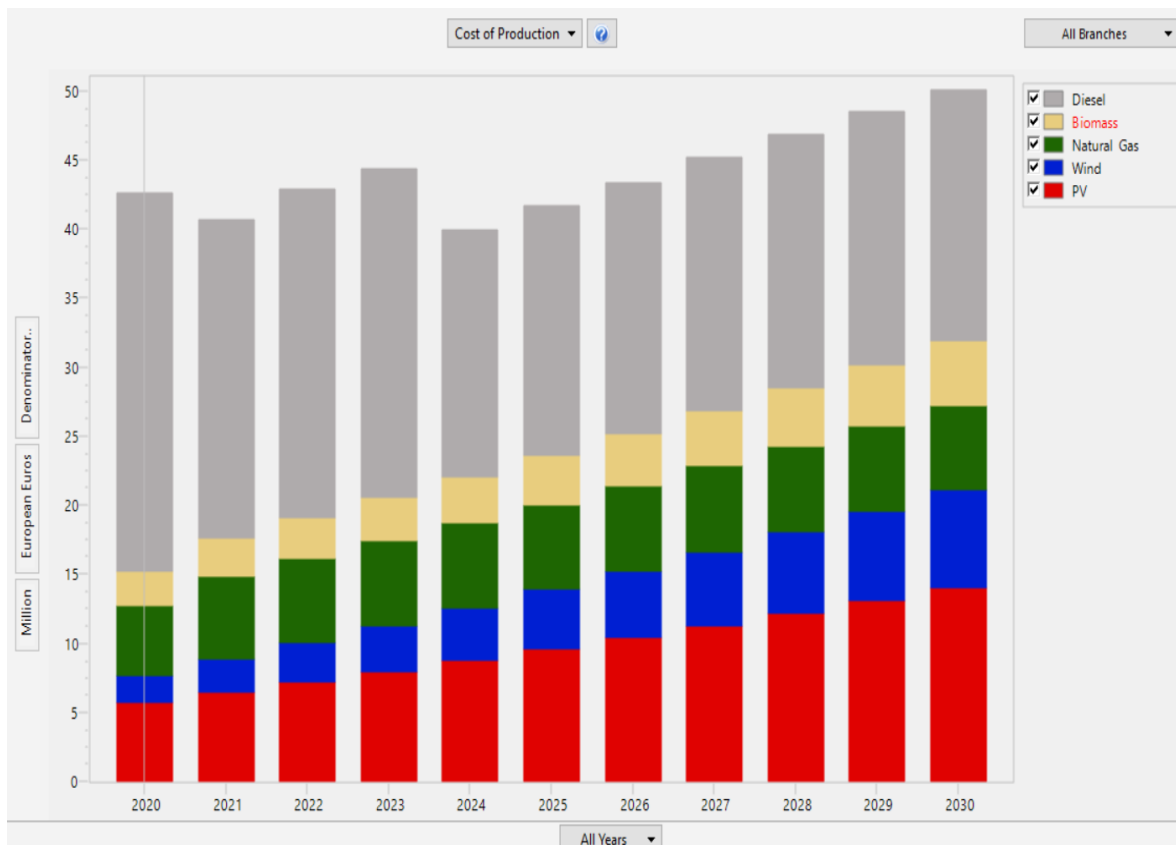
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	22,7	162,7	391,4	2206,8
2022	1414	216	23,3	167,6	403,1	2224,1
2023	1414	216	24	172,7	415,2	2241,9
2024	1066	216	24,8	177,8	427,7	1912,3
2025	1066	216	25,5	183,2	440,5	1931,2
2026	1066	216	26,3	188,7	453,7	1950,7
2027	1066	216	27,1	194,3	467,4	1970,7
2028	1066	216	27,9	200,1	481,4	1991,4
2029	1066	216	28,7	206,2	495,8	2012,7
2030	1066	216	29,6	212,3	510,7	2034,6



Σχήμα 3.10: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSL

Πίνακας 3.17: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSL

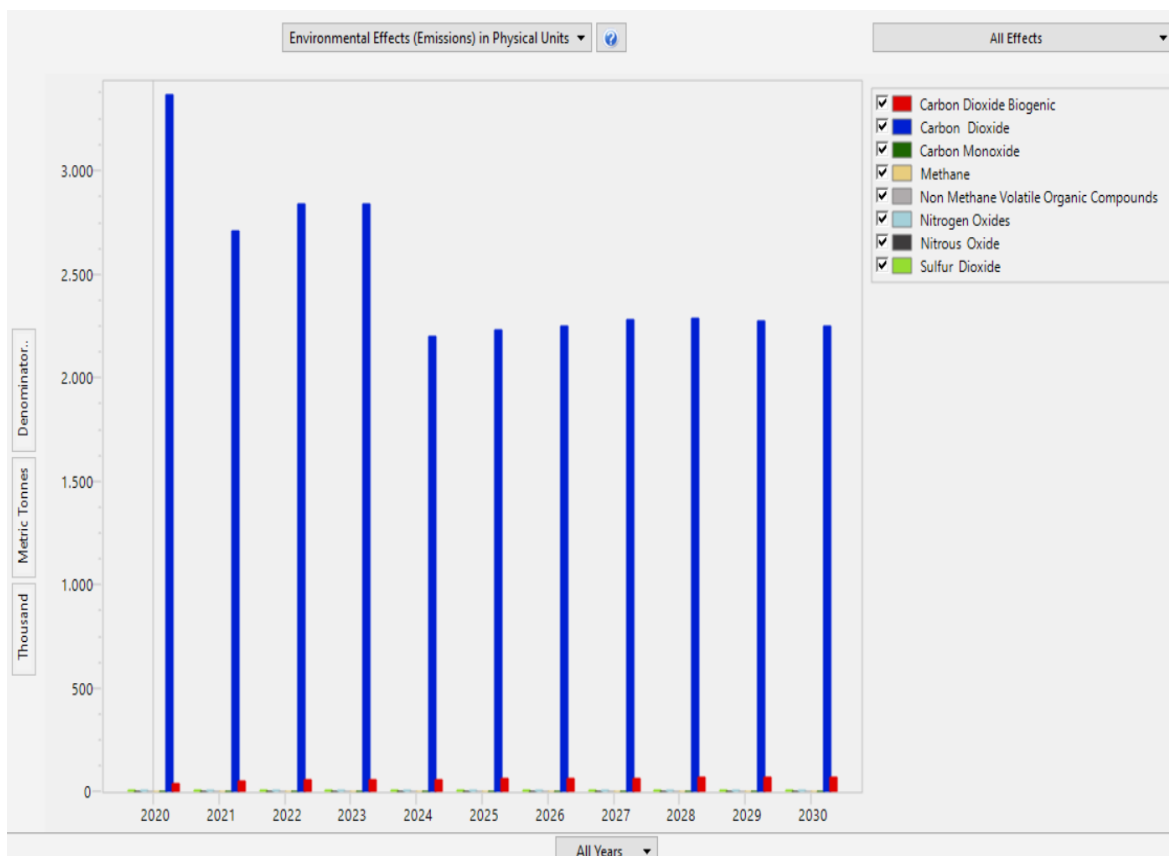
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	5,9	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7
PV	-	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9	10,2	10,5	10,8	11,2
Total	-	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,1	19,7	20,2	20,8



Σχήμα 3.11: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSL

Πίνακας 3.18: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSL

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,1	23,8	23,8	17,9	18,1	18,2	18,4	18,4	18,3	18,2
Biomass	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	4,0	4,2	4,4	4,6
Natural Gas	5,1	6,0	6,1	6,1	6,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Wind	2,0	2,4	2,9	3,3	3,8	4,3	4,8	5,4	5,9	6,5	7,0
PV	5,7	6,4	7,2	7,9	8,7	9,6	10,4	11,3	12,2	13,1	14,0
Total	42,6	40,7	42,9	44,3	40,0	41,7	43,4	45,2	46,9	48,5	50,1



Σχήμα 3.12: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSL

Πίνακας 3.19: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSL

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	49,8	53,7	55,4	57,1	59,6	62,0	64,7	66,9	68,4	69,8
Carbon Dioxide	3.368,6	2.709,1	2.837,2	2.840,5	2.200,2	2.229,1	2.248,9	2.279,2	2.288,9	2.271,1	2.249,3
Carbon Monoxide	1,1	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,5	7,9	7,9	6,1	6,2	6,2	6,3	6,4	6,3	6,2
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,3	6,6	6,6	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,1
Total	3.427,1	2.774,1	2.906,9	2.911,9	2.269,8	2.301,4	2.323,6	2.356,8	2.368,8	2.352,4	2.331,9

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSL είναι το 2030 κατά 20% μικρότερη του BLS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου BLS είναι 71% μεγαλύτερα από το

σενάριο RSL (Σχήμα 3.10) (Πίνακας 3.17) . Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου RSL 183,3 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSL (Σχήμα 3.11) ,(Πίνακας 3.18) είναι μειωμένα κατά 43,5% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο BLS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 88,9 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSL 50,1 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.12) ,(Πίνακας 3.19) βλέπουμε πως το σενάριο BLS έχει κατά 11,2% λιγότερους ρύπους από το σενάριο RSL. Στο σενάριο αναφοράς οι ρύποι είναι 2073 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSL 2331,9 χιλ.τόνοι [18] [19].

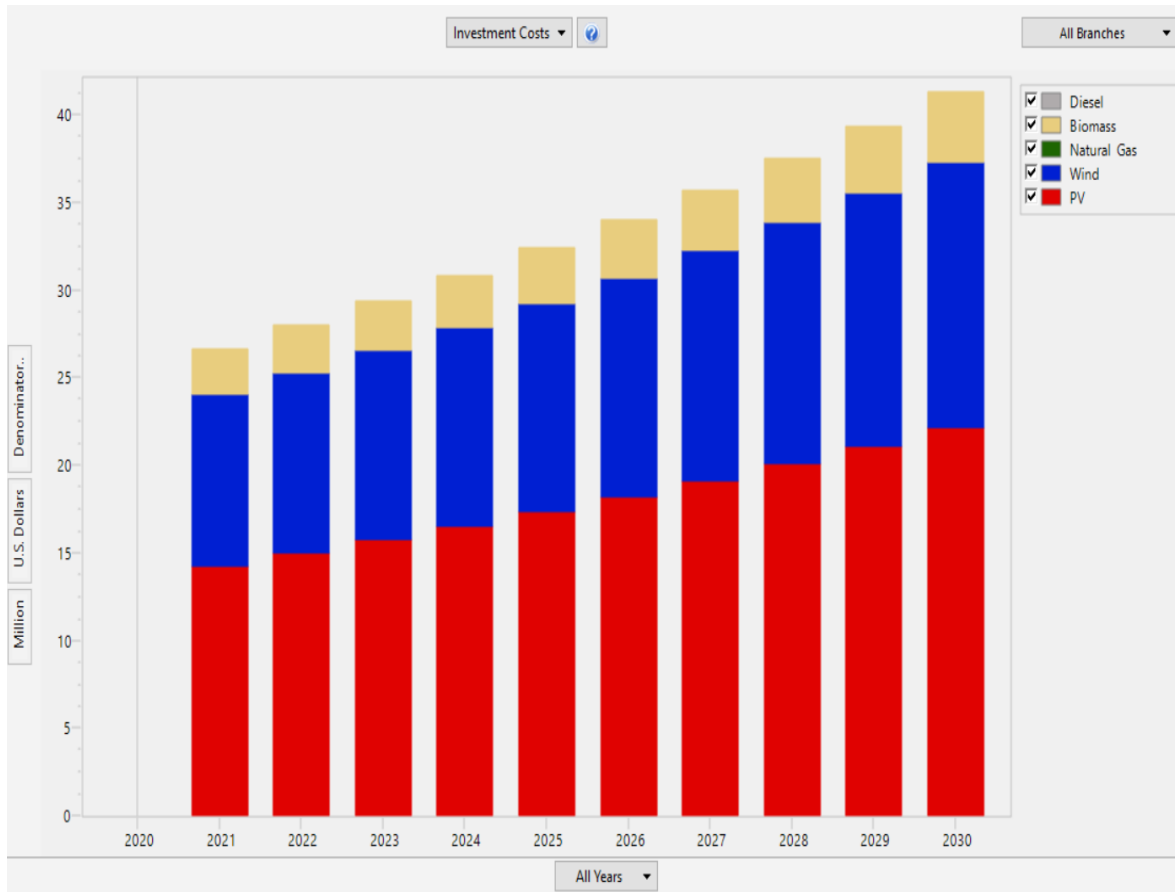
Σενάριο No 2 RSLM

Η ζήτηση ισχύος είναι χαμηλή, ξεκινώντας από τις 4920 GWh το 2021, φτάνοντας τις 6000 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 5% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2218 MW το 2021 και φτάνει τα 2194,2 MW το 2030(Πίνακας 3.20) .

Πίνακας 3.20: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSLM

ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	23,1	165,9	399	2218
2022	1414	216	24,3	174,2	419	2247,4
2023	1414	216	25,5	182,9	439,9	2278,3
2024	1066	216	26,7	192	461,9	1962,7
2025	1066	216	28,1	201,7	485	1996,7
2026	1066	216	29,5	211,7	509,2	2032,5
2027	1066	216	31	222,3	534,7	2070
2028	1066	216	32,5	233,4	561,4	2109,4

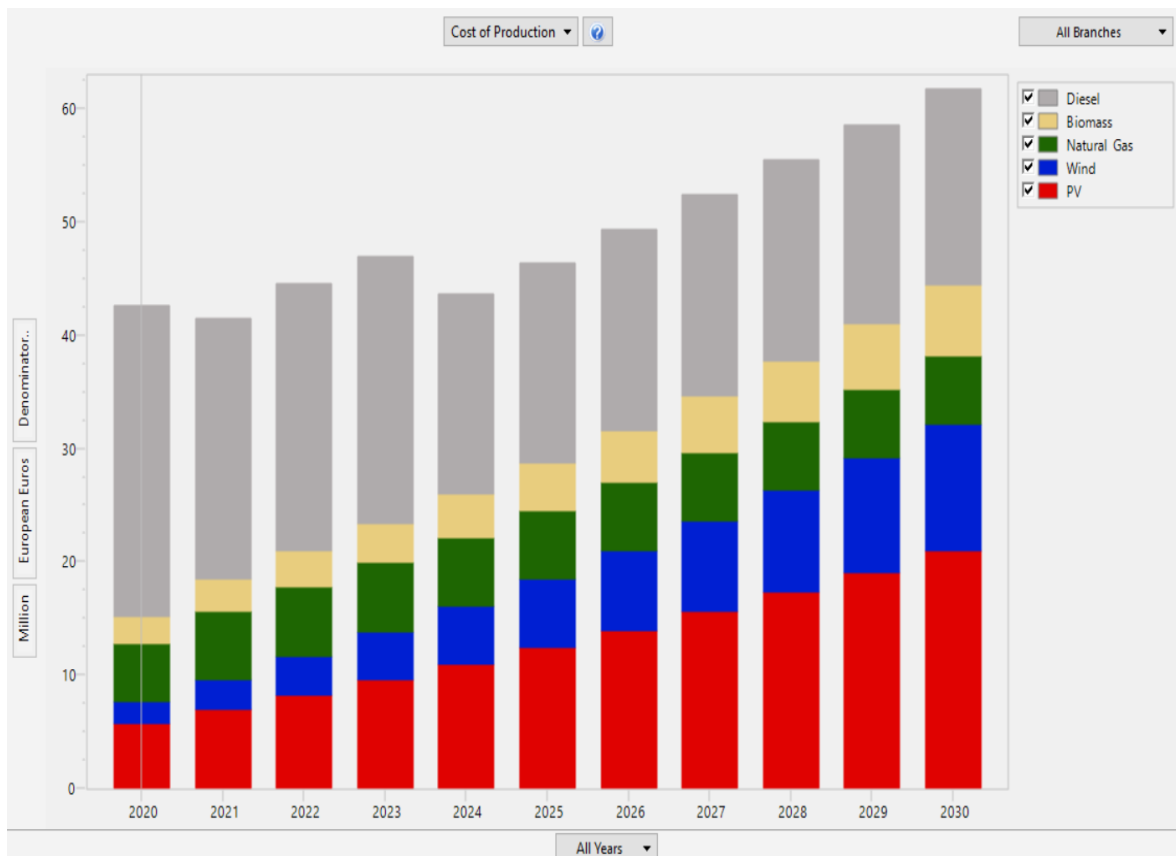
2029	1066	216	34,1	245,1	589,5	2150,7
2030	1066	216	35,8	257,4	619	2194,2



Σχήμα 3.13: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLM

Πίνακας 3.21: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLM

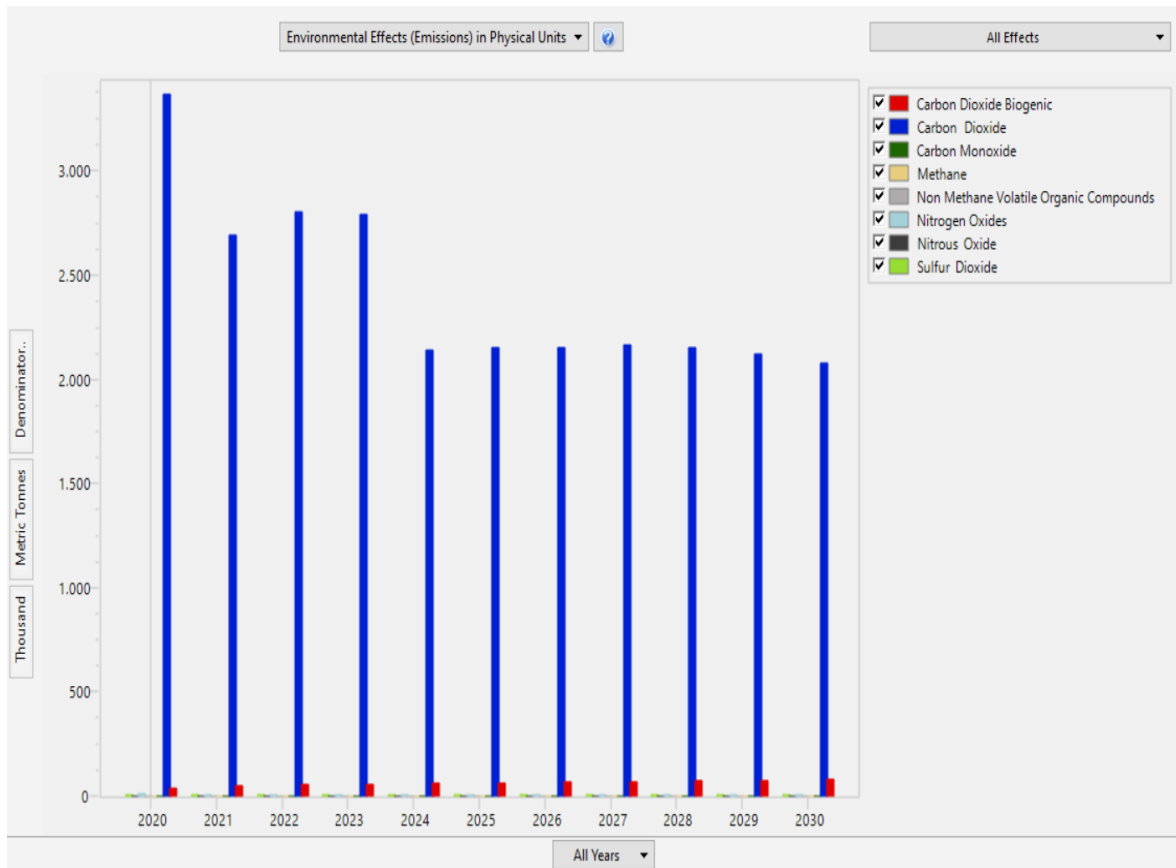
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5	3,6	3,8	4,0
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	9,8	10,3	10,8	11,3	11,9	12,5	13,1	13,8	14,5	15,2
PV	-	14,3	15,0	15,7	16,5	17,3	18,2	19,1	20,1	21,1	22,1
Total	-	26,6	28,0	29,4	30,8	32,4	34,0	35,7	37,5	39,3	41,3



Σχήμα 3.14: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSLM

Πίνακας 3.22: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSLM

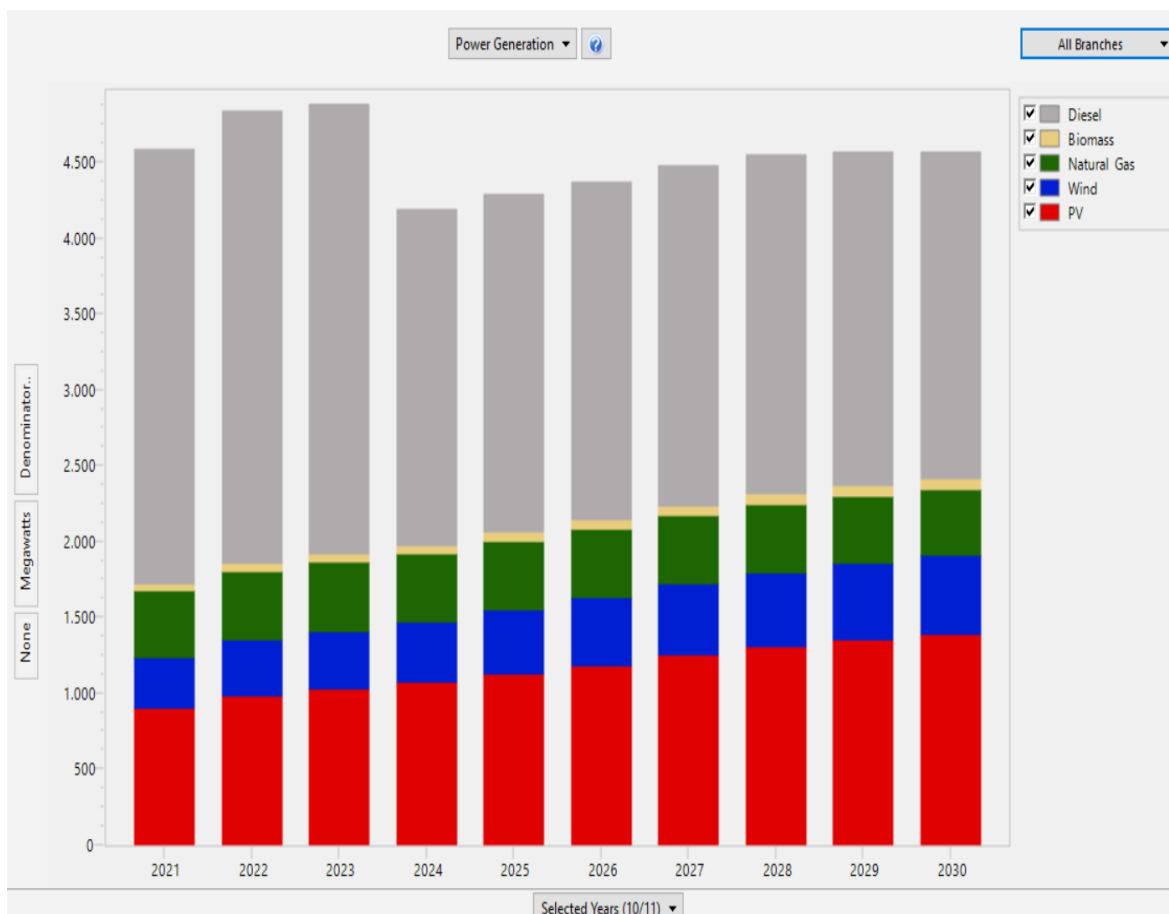
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,0	23,6	23,5	17,6	17,7	17,7	17,8	17,7	17,5	17,3
Biomass	2,5	2,8	3,2	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	5,4	5,8	6,3
Natural Gas	5,1	6,0	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,0	6,0
Wind	2,0	2,7	3,5	4,3	5,1	6,0	7,0	8,0	9,0	10,1	11,2
PV	5,7	6,9	8,2	9,5	10,9	12,4	13,9	15,6	17,3	19,1	20,9
Total	42,6	41,5	44,5	46,9	43,6	46,4	49,3	52,4	55,5	58,5	61,8



Σχήμα 3.15: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLM

Πίνακας 3.23: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLM

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	50,5	55,2	57,7	60,1	63,4	66,6	70,3	73,5	75,9	78,1
Carbon Dioxide	3.368,6	2.694,7	2.806,2	2.792,8	2.141,0	2.152,5	2.154,2	2.164,9	2.155,2	2.119,0	2.078,7
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,5	7,8	7,7	5,9	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9	5,8
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,3	6,6	6,5	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7
Total	3.427,1	2.760,3	2.877,2	2.866,3	2.213,2	2.228,2	2.233,1	2.247,6	2.241,0	2.207,0	2.168,9



Σχήμα 3.16: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSLM

Πίνακας 3.24: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSLM

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	2.862,7	2.981,2	2.967,0	2.217,2	2.229,1	2.230,8	2.241,9	2.231,8	2.194,3	2.152,7
Biomass	46,8	51,1	53,4	55,6	58,7	61,7	65,1	68,1	70,3	72,4
Natural Gas	437,3	455,4	453,2	449,3	451,7	452,0	454,3	452,2	444,6	436,2
Wind	335,9	367,3	383,8	399,4	421,7	443,1	467,6	488,7	504,6	519,7
PV	897,6	981,4	1.025,6	1.067,4	1.126,8	1.184,1	1.249,5	1.306,0	1.348,3	1.388,8
Total	4.580,3	4.836,5	4.883,0	4.188,9	4.288,0	4.371,7	4.478,3	4.546,9	4.562,1	4.569,8

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSMM είναι το 2030 κατά 14% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BLS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 48% μεγαλύτερα από το σενάριο RSMM(Σχήμα 3.13), (Πίνακας 3.21) . Πιο

συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του BLS είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου RSLM 335 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSLM είναι μειωμένα κατά 31% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο BLS τα κόστη παραγωγής (Σχήμα 3.14), (Πίνακας 3.22) κατά το 2030 είναι 88,9 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSLM 61,8 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.15), (Πίνακας 3.23) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 4,5% λιγότερους ρύπους από το σενάριο RSLM. Στο σενάριο αναφοράς BLS οι ρύποι είναι 2073 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSLM 2168,9 χιλ.τόνοι [18] [19].

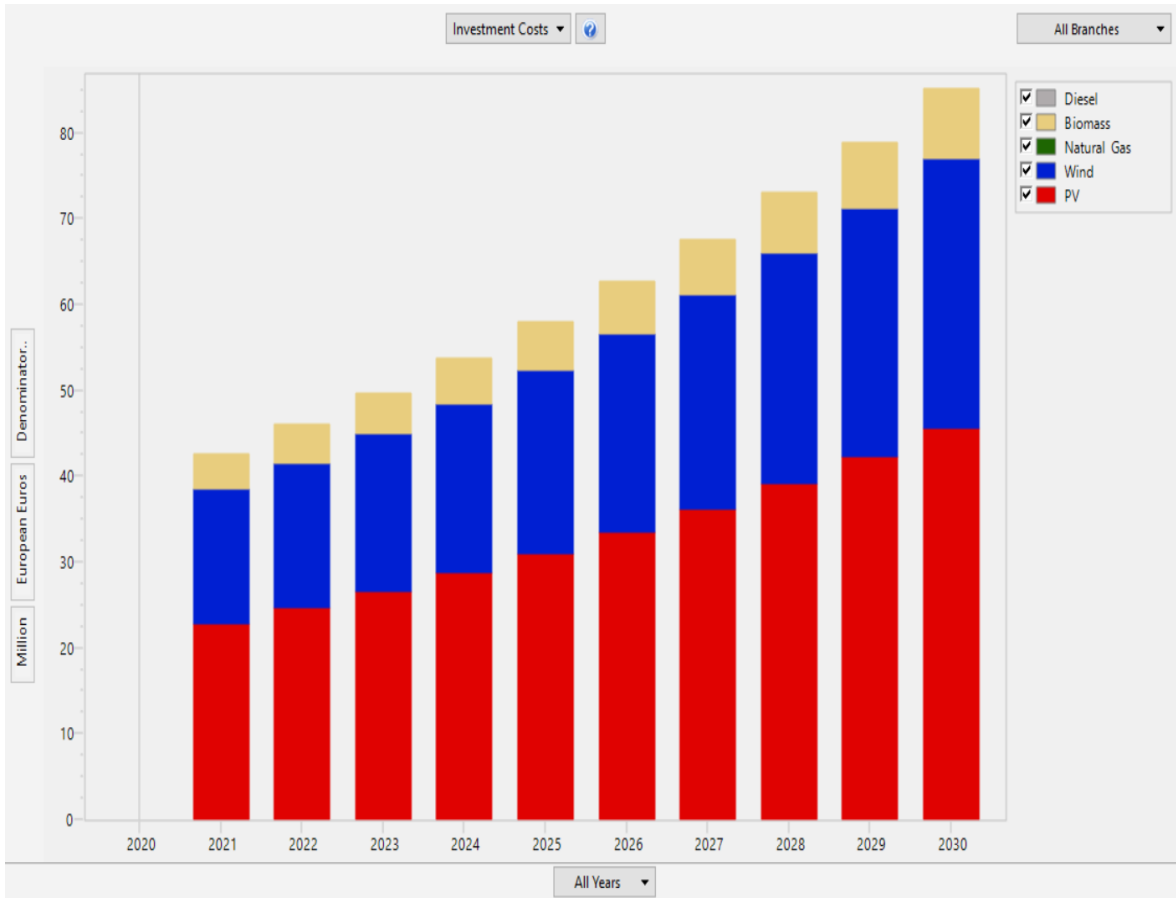
Σενάριο No 3 RSLH

Η ζήτηση ισχύος είναι χαμηλή, ξεκινώντας από τις 4920 GWh το 2021, φτάνοντας τις 6000 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 8% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2234,8 MW το 2021 και φτάνει τα 2491 MW το 2030 (Πίνακας 3.25) .

Πίνακας 3.25: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSLH

ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	23,8	170,6	410,4	2234,8
2022	1414	216	25,7	184,3	443,2	2283,2
2023	1414	216	27,7	199	478,7	2335,4
2024	1066	216	29,9	215	517	2043,9
2025	1066	216	32,3	232,2	558,3	2104,8
2026	1066	216	34,9	250,7	603	2170,6
2027	1066	216	37,7	270,8	651,3	2241,7
2028	1066	216	40,7	292,4	703,4	2318,5
2029	1066	216	44	315,8	759,6	2401,4

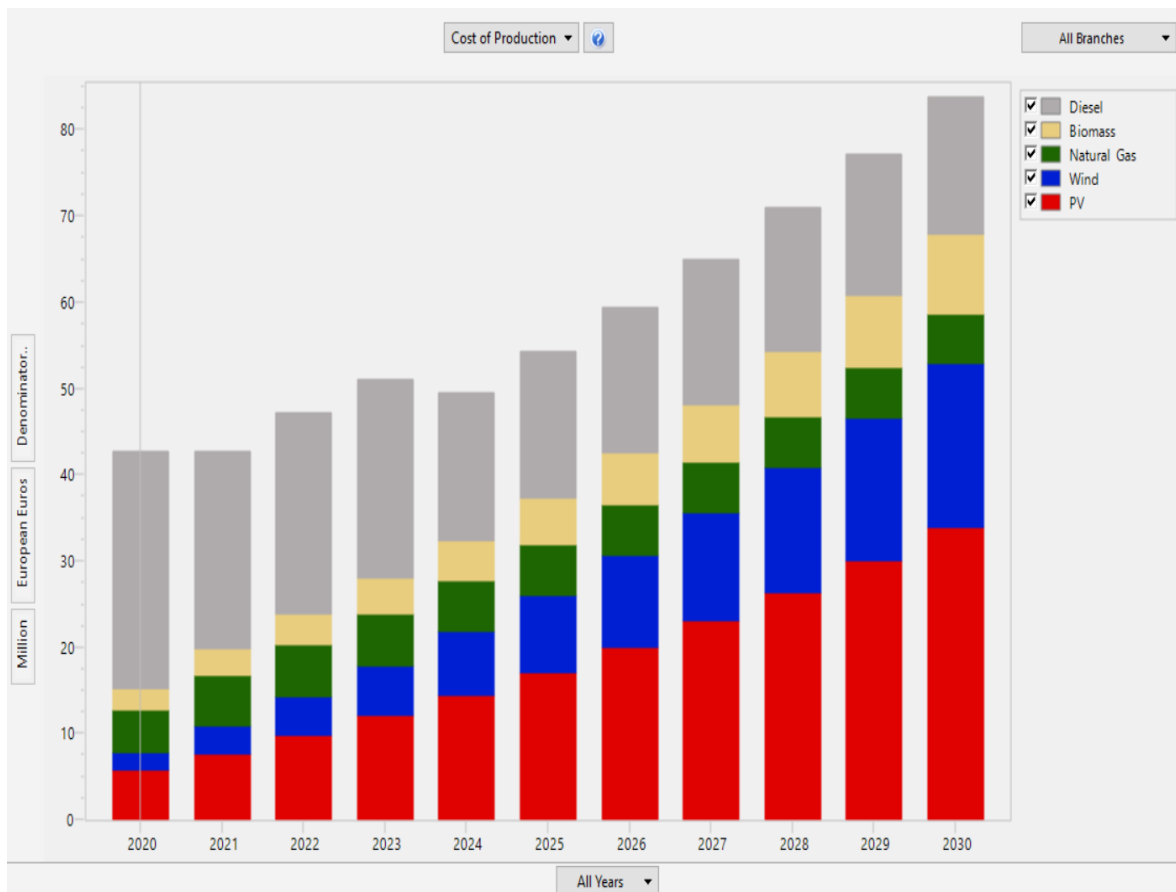
2030	1066	216	47,5	341,1	820,4	2491
------	------	-----	------	-------	-------	-------------



Σχήμα 3.17: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLH

Πίνακας 3.26: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSLH

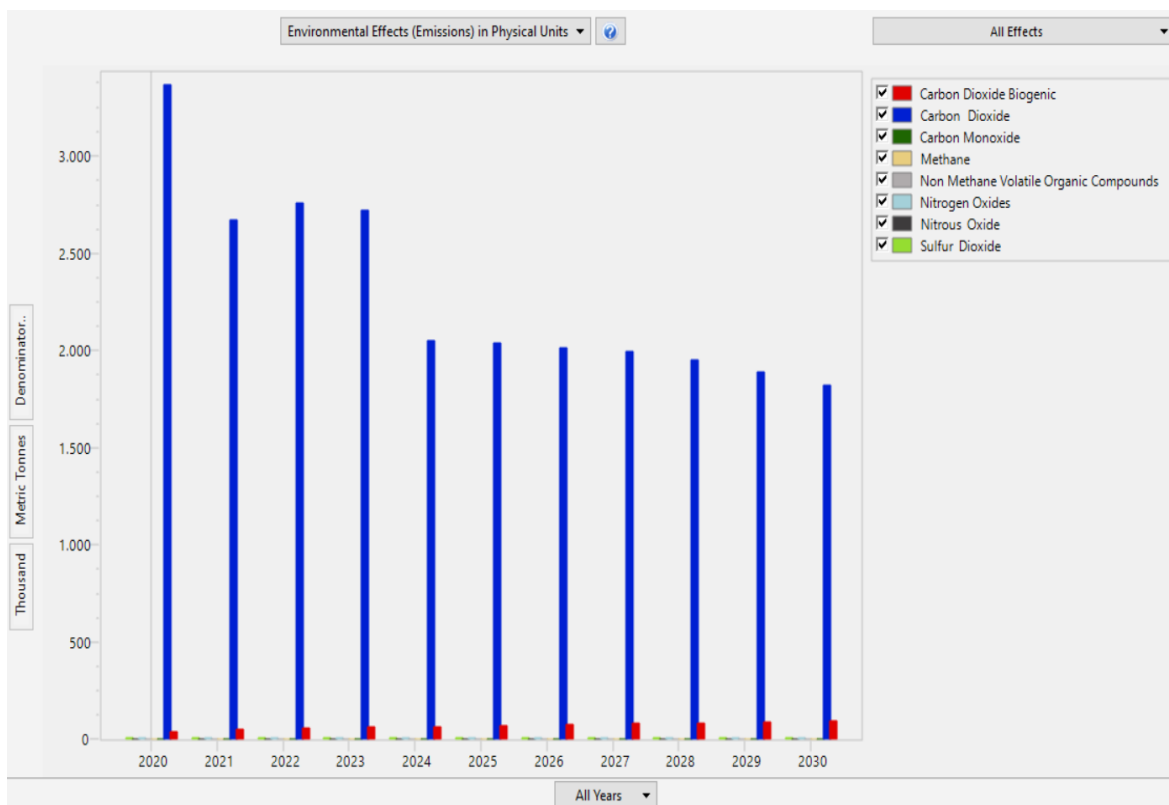
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	4,1	4,5	4,8	5,2	5,6	6,1	6,6	7,1	7,7	8,3
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	15,7	16,9	18,3	19,7	21,3	23,0	24,9	26,9	29,0	31,3
PV	-	22,8	24,6	26,6	28,7	31,0	33,5	36,2	39,1	42,2	45,6
Total	-	42,6	46,0	49,7	53,7	58,0	62,6	67,6	73,0	78,9	85,2



Σχήμα 3.18: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSLH

Πίνακας 3.27: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSLH

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	22,9	23,4	23,2	17,2	17,1	17,0	16,9	16,7	16,3	16,0
Biomass	2,5	3,0	3,5	4,1	4,7	5,3	6,0	6,7	7,5	8,4	9,3
Natural Gas	5,1	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9	5,9	5,9	5,9	5,8	5,7
Wind	2,0	3,2	4,4	5,8	7,3	8,9	10,6	12,5	14,5	16,7	19,0
PV	5,7	7,6	9,7	12,0	14,4	17,1	19,9	23,0	26,3	29,9	33,8
Total	42,6	42,7	47,1	51,1	49,5	54,3	59,4	65,0	70,9	77,1	83,8



Σχήμα 3.19: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLH

Πίνακας 3.28: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSLH

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	51,5	57,4	61,2	64,4	69,1	73,6	78,8	83,4	87,1	90,8
Carbon Dioxide	3.368,6	2.673,3	2.759,9	2.720,9	2.052,0	2.037,0	2.011,1	1.992,1	1.952,9	1.889,1	1.821,8
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,4	7,6	7,5	5,7	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3	5,1
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,3	6,5	6,4	4,7	4,6	4,6	4,5	4,5	4,3	4,2
Total	3.427,1	2.739,9	2.832,9	2.797,5	2.128,2	2.117,8	2.096,4	2.082,4	2.047,7	1.987,4	1.923,3

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSLH είναι το 2030 κατά μόλις 2,2% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BLS. Τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 3,5% μεγαλύτερα από το σενάριο RSLH (Σχήμα 3.17), (Πίνακας 3.26). Πιο συγκεκριμένα τα

επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BLS είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου RSLH 617 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSLH (Σχήμα 3.18), (Πίνακας 3.27) είναι μειωμένα κατά 4,8% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 88,9 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSLH 83,8 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.19) ,(Πίνακας 3.28) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 7,2% περισσότερους ρύπους από το σενάριο RSMH. Στο σενάριο BLS οι ρύποι είναι 2073 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSLH 1923,3 χιλ.τόνοι [18] [19].

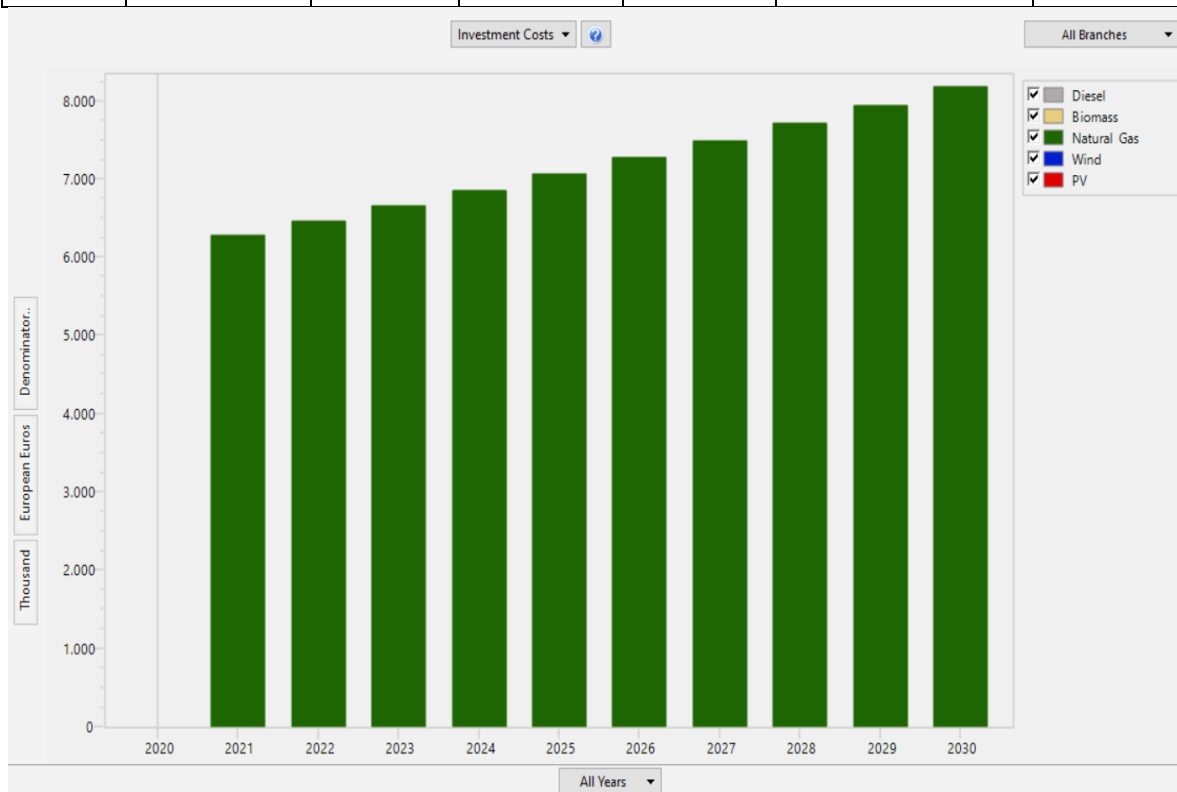
Σενάριο No 4 NGLL

Η ζήτηση ισχύος είναι χαμηλή, ξεκινώντας από τις 4920 GWh το 2021, φτάνοντας τις 6000 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι ελαφρώς αυξημένη κατά 3% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2196,5 MW το 2021 και φτάνει τα 1916,3 MW το 2030 (Πίνακας 3.29) .

Πίνακας 3.29: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGLL

ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	222,5	22	158	380	2196,5
2022	1414	229,2	22	158	380	2203,2
2023	1414	236	22	158	380	2210
2024	1066	243,1	22	158	380	1869,1
2025	1066	250,4	22	158	380	1876,4
2026	1066	257,9	22	158	380	1883,9
2027	1066	265,7	22	158	380	1891,7
2028	1066	273,6	22	158	380	1899,6
2029	1066	281,8	22	158	380	1907,8

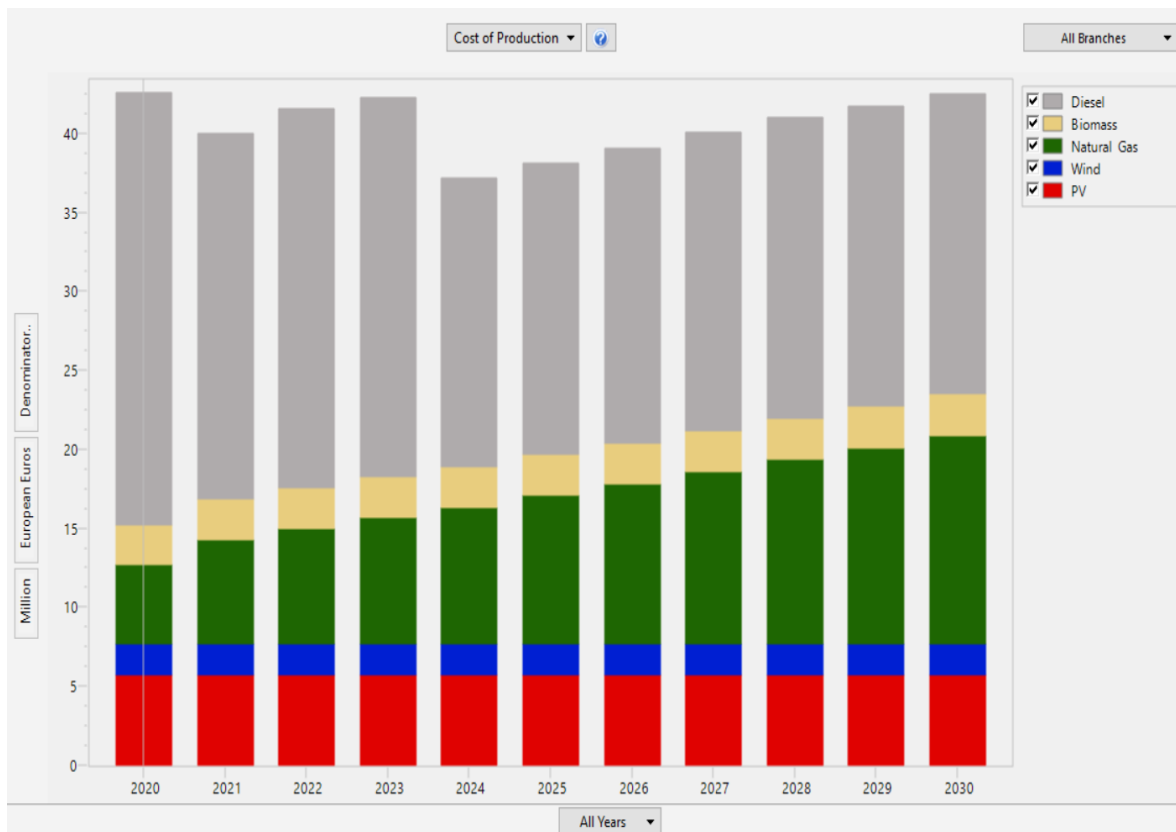
2030	1066	290,3	22	158	380	1916,3
------	------	-------	----	-----	-----	--------



Σχήμα 3.20: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLL

Πίνακας 3.30: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLL

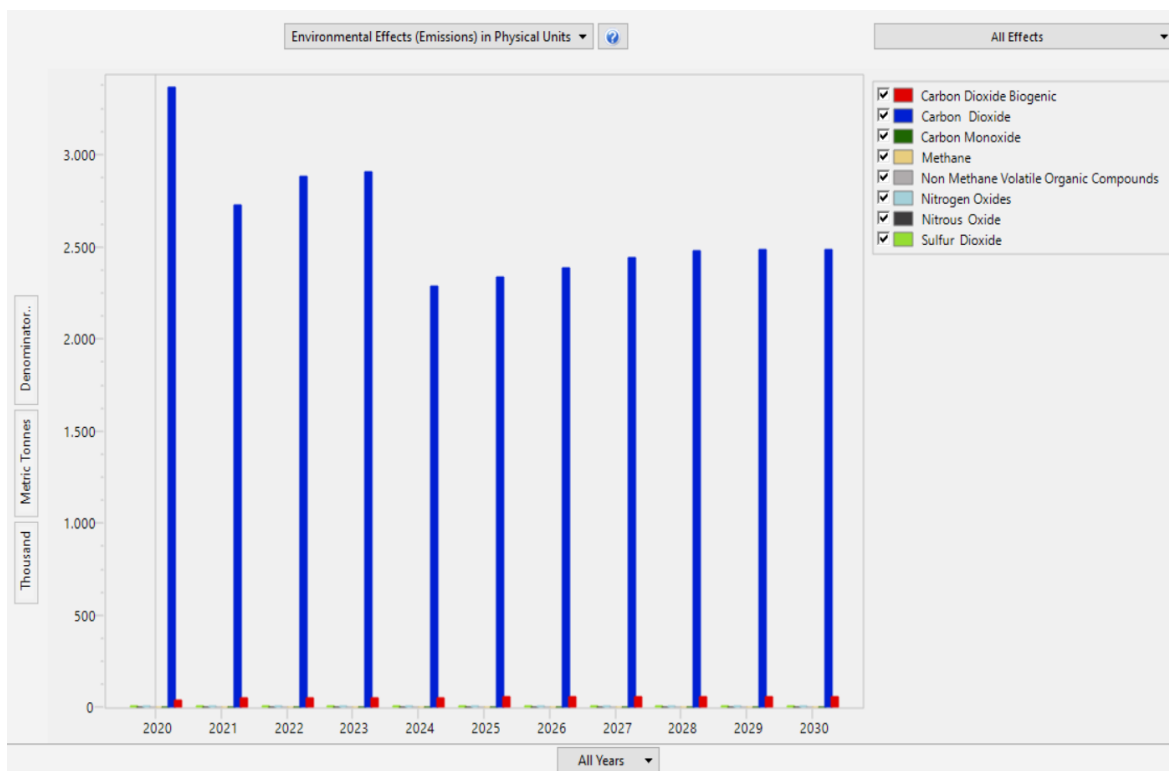
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	6.266,2	6.454,1	6.647,8	6.847,2	7.052,6	7.264,2	7.482,1	7.706,6	7.937,8	8.175,9
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	6.266,2	6.454,1	6.647,8	6.847,2	7.052,6	7.264,2	7.482,1	7.706,6	7.937,8	8.175,9



Σχήμα 3.21: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLL

Πίνακας 3.31: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLL

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,2	23,9	24,0	18,2	18,5	18,7	18,9	19,0	19,0	19,0
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	6,6	7,3	8,0	8,7	9,4	10,1	10,9	11,7	12,4	13,2
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	40,0	41,5	42,3	37,2	38,1	39,1	40,1	41,0	41,7	42,5



Σχήμα 3.22: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLL

Πίνακας 3.32: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLL

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	48,6	51,2	51,5	52,1	53,1	53,9	55,0	55,6	55,6	55,4
Carbon Dioxide	3.368,6	2.729,6	2.880,7	2.906,9	2.285,0	2.338,2	2.382,9	2.440,0	2.476,3	2.483,5	2.486,5
Carbon Monoxide	1,1	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,6	8,0	8,0	6,3	6,5	6,6	6,8	6,9	6,9	6,9
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,4	6,7	6,8	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5
Total	3.427,1	2.793,5	2.948,0	2.974,7	2.349,9	2.404,3	2.450,1	2.508,6	2.545,6	2.552,8	2.555,7

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGLL είναι το 2030 κατά 24,8% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BLS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BLS είναι 89% μεγαλύτερα από το σενάριο NGLL(Σχήμα 3.20) ,(Πίνακας 3.30) .

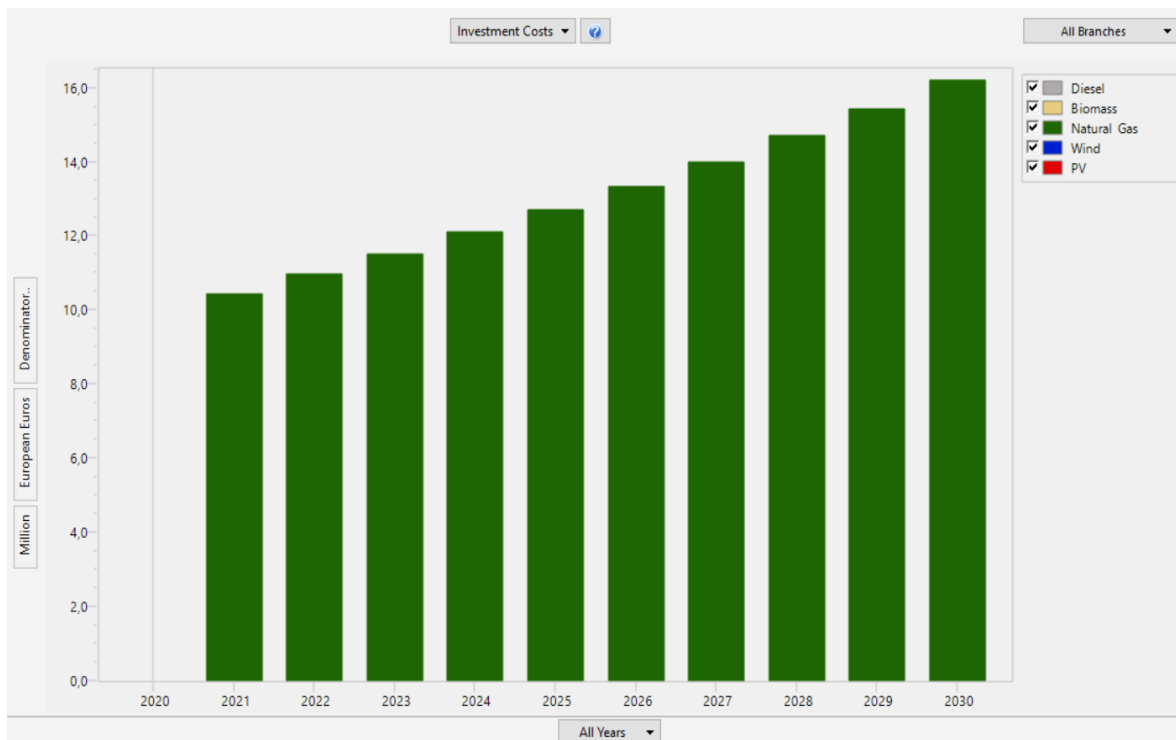
Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου NGLL μόλις 71,5 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGLL (Σχήμα 3.21), (Πίνακας 3.31) είναι μειωμένα κατά 52% κατά το 2030 σε σχέση με το BLS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 88,9 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGLL 42,5 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.22) ,(Πίνακας 3.32) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 19% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGLL. Στο σενάριο αναφοράς BLS οι ρύποι είναι 2073 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGLL 2555,7 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο5 NGLM

Η ζήτηση ισχύος είναι χαμηλή, ξεκινώντας από τις 4920 GWh το 2021, φτάνοντας τις 6000 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι ελαφρώς αυξημένη κατά 5% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2200,8 MW το 2021 και φτάνει τα 1977,8 MW το 2030 (Πίνακας 3.33) .

Πίνακας 3.33: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGLM

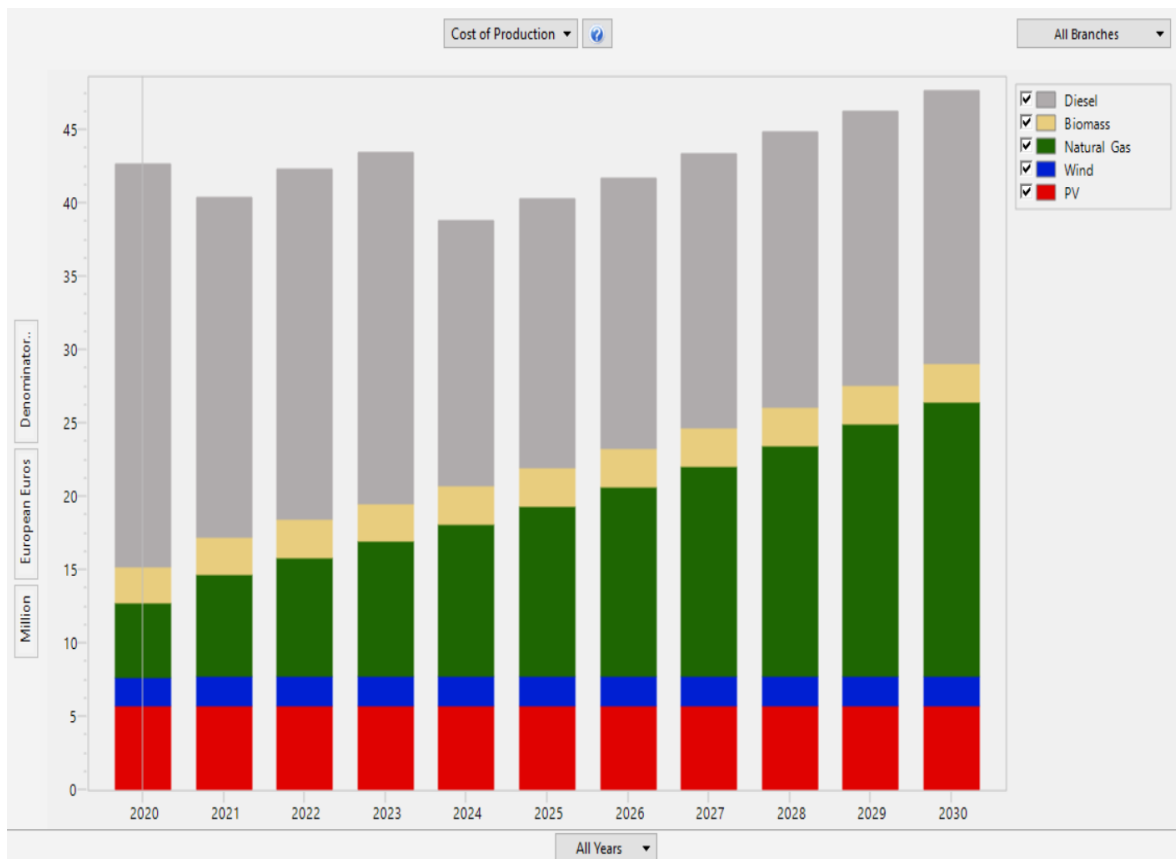
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	226,8	22	158	380	2200,8
2022	1414	238,1	22	158	380	2212,1
2023	1414	250	22	158	380	2224
2024	1066	262,5	22	158	380	1888,5
2025	1066	275,7	22	158	380	1901,7
2026	1066	289,5	22	158	380	1915,5
2027	1066	303,9	22	158	380	1929,9
2028	1066	319,1	22	158	380	1945,1
2029	1066	335,1	22	158	380	1961,1
2030	1066	351,8	22	158	380	1977,8



Σχήμα 3.23: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLM

Πίνακας 3.34: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLM

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2

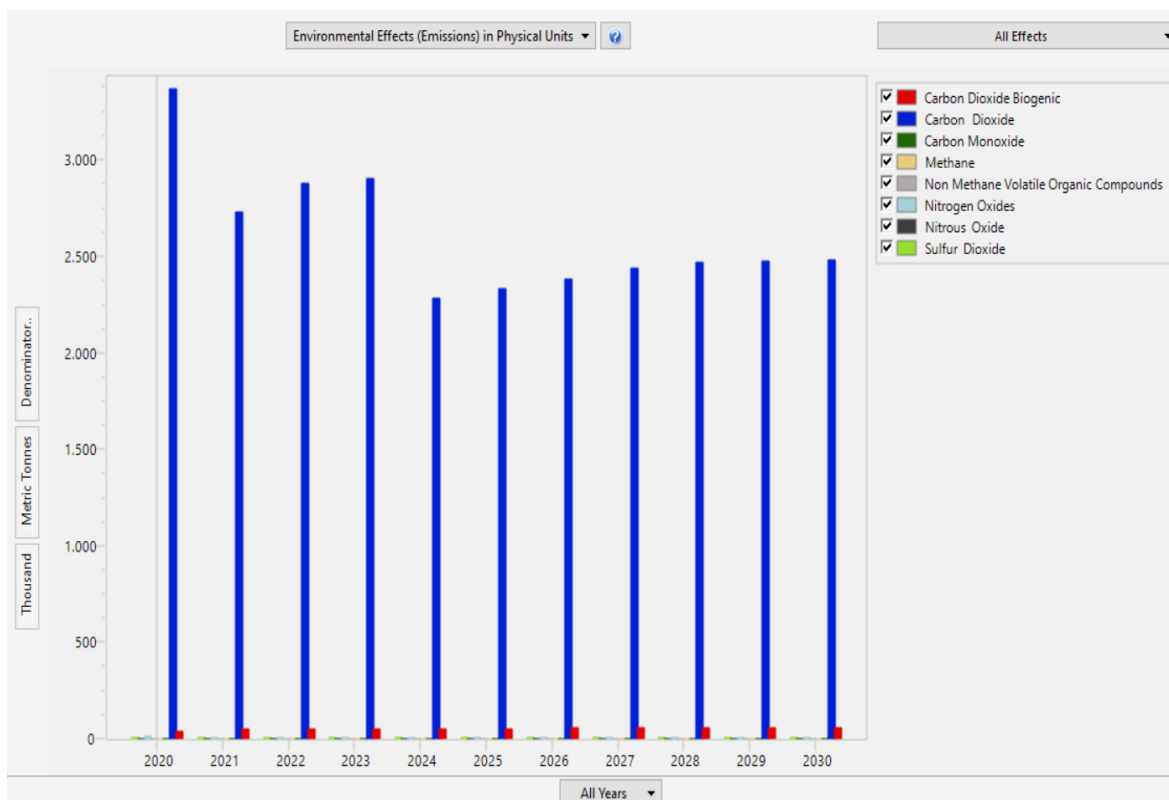


Σχήμα 3.24: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLM

Πίνακας 3.35: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLM

Cost of Production

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,1	23,9	23,9	18,1	18,3	18,5	18,7	18,7	18,7	18,6
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	7,0	8,1	9,2	10,4	11,7	13,0	14,3	15,8	17,2	18,7
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	40,4	42,3	43,4	38,8	40,2	41,7	43,3	44,8	46,2	47,6



Σχήμα 3.25: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLM

Πίνακας 3.36: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLM

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	48,5	51,0	51,2	51,5	52,4	53,0	53,9	54,3	54,1	53,7
Carbon Dioxide	3.368,6	2.728,6	2.878,7	2.903,7	2.282,6	2.335,0	2.378,9	2.435,1	2.470,4	2.476,7	2.478,8
Carbon Monoxide	1,1	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,6	8,0	8,0	6,3	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	6,9
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,4	6,7	6,7	5,1	5,2	5,2	5,3	5,4	5,3	5,3
Total	3.427,1	2.792,5	2.945,7	2.971,1	2.346,9	2.400,4	2.445,1	2.502,5	2.538,4	2.544,4	2.546,1

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGLM είναι το 2030 κατά 22,5% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BLS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 79,5% μεγαλύτερα από το σενάριο NGLM (Σχήμα 3.23) ,(Πίνακας 3.34). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ

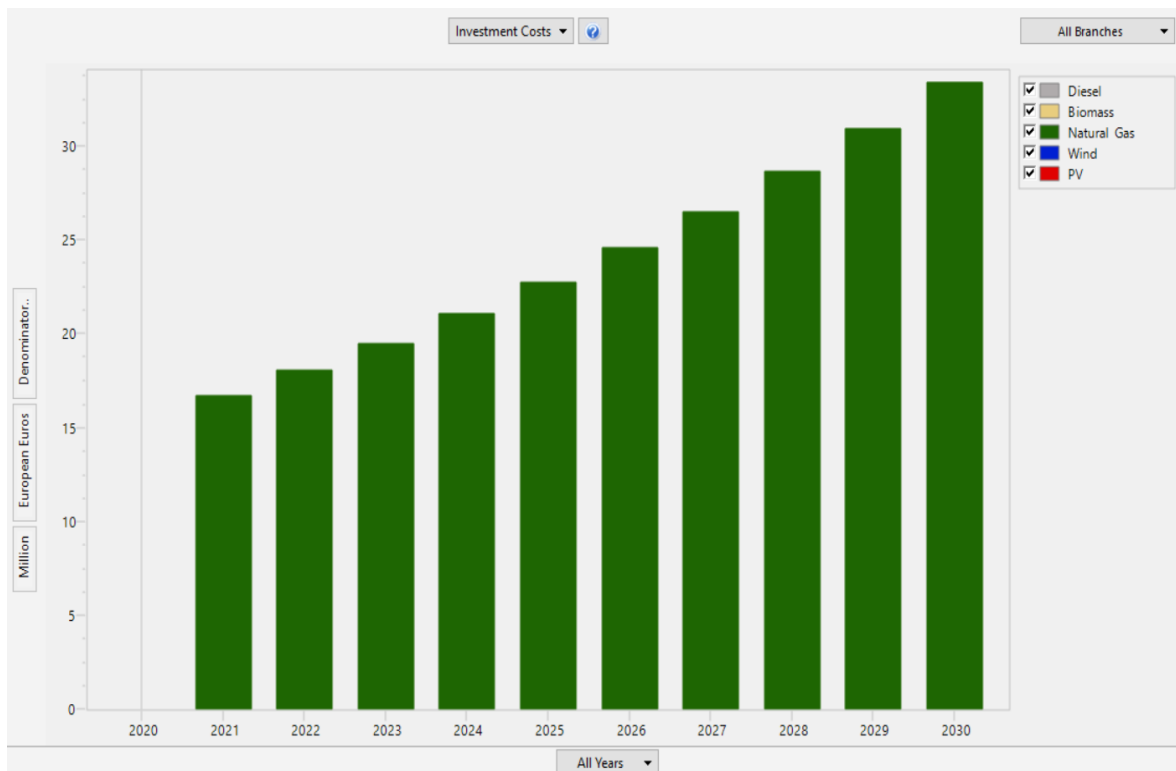
του σεναρίου NGLM 131,3 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGLM (Σχήμα 3.24), (Πίνακας 3.35) είναι μειωμένα κατά 45,8% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο BLS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 88,9 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGLM 47,6 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.25) ,(Πίνακας 3.36) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς BLS έχει κατά 18,6% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGLM. Στο σενάριο αναφοράς BLS οι ρύποι είναι 2073 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGLM 2546,1 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο6 NGLH

Η ζήτηση ισχύος είναι χαμηλή, ξεκινώντας από τις 4920 GWh το 2021, φτάνοντας τις 6000 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι αυξημένη κατά 8% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2207,3 MW το 2021 και φτάνει τα 2092,3 MW το 2030 (Πίνακας 3.37).

Πίνακας 3.37: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGLH

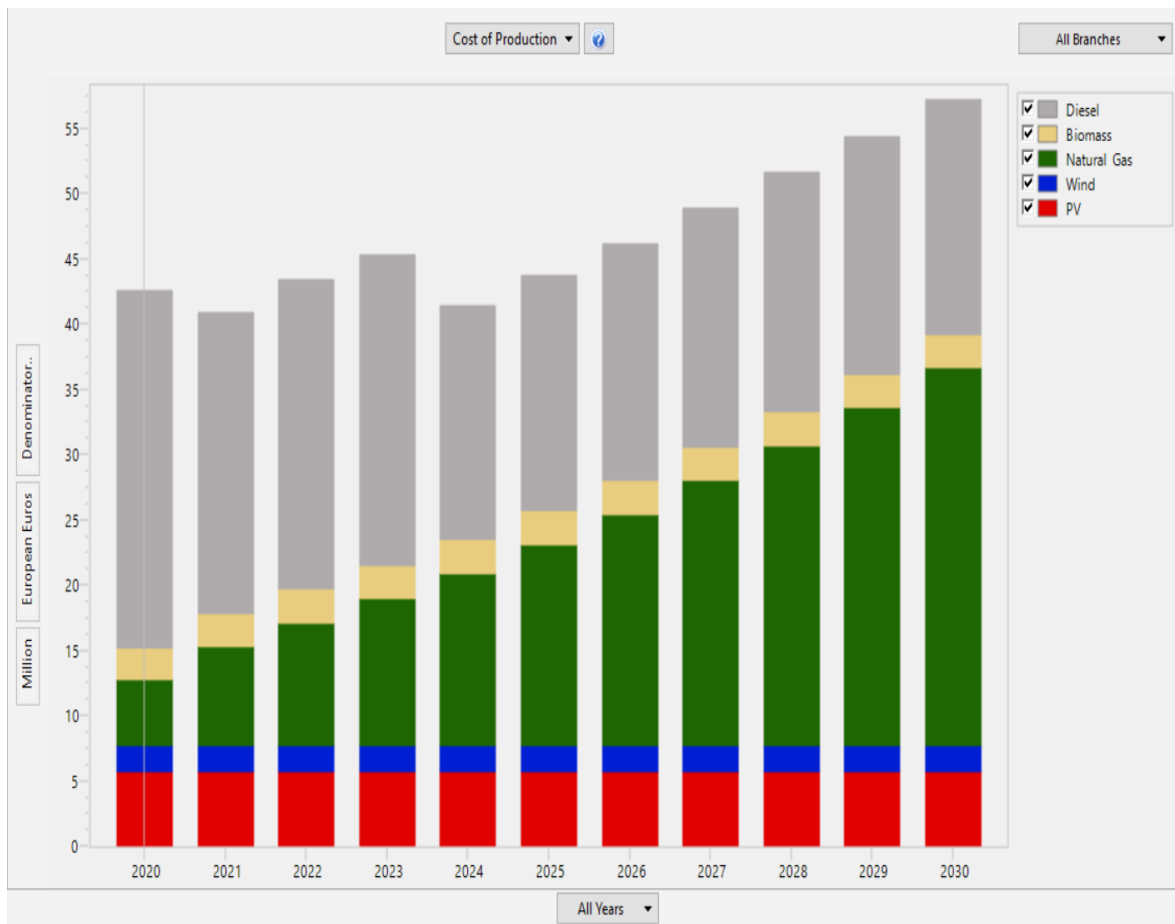
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	233,3	22	158	380	2207,3
2022	1414	251,9	22	158	380	2225,9
2023	1414	272,1	22	158	380	2246,1
2024	1066	293,9	22	158	380	1919,9
2025	1066	317,4	22	158	380	1943,4
2026	1066	342,8	22	158	380	1968,8
2027	1066	370,2	22	158	380	1996,2
2028	1066	399,8	22	158	380	2025,8
2029	1066	431,8	22	158	380	2057,8
2030	1066	466,3	22	158	380	2092,3



Σχήμα 3.26: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLH

Πίνακας 3.38: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGLH

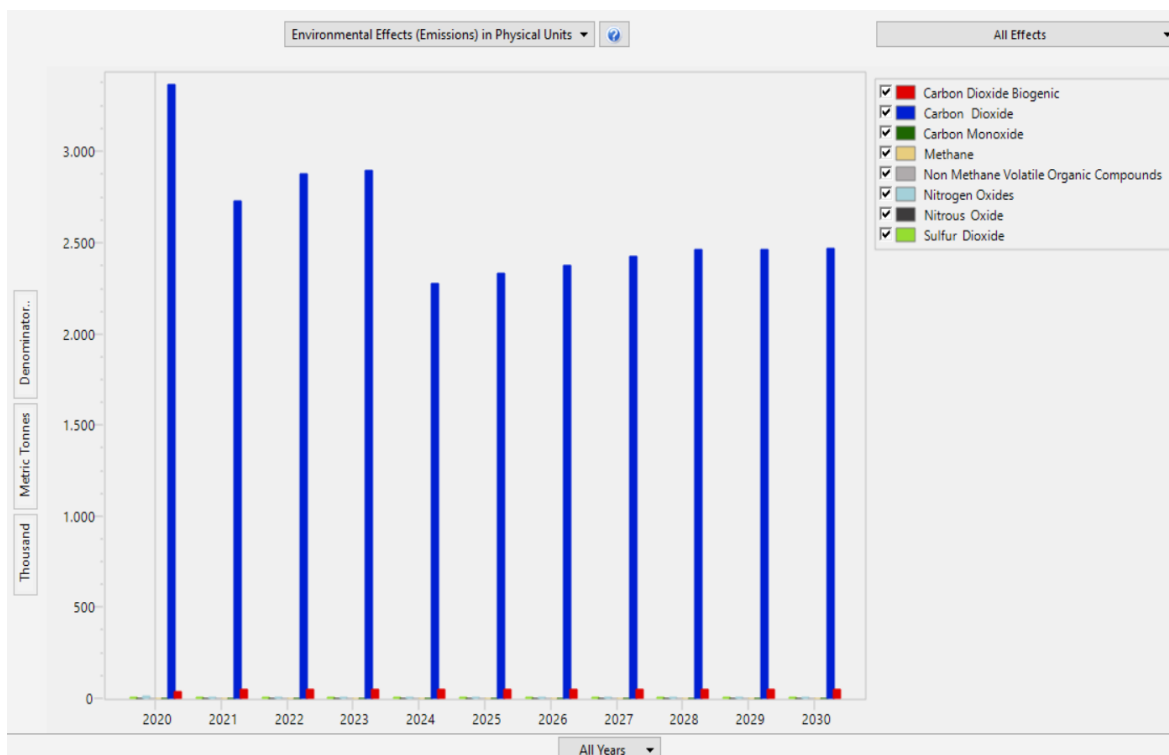
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4



Σχήμα 3.27: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLH

Πίνακας 3.39: Κόστη παραγωγής σεναρίου NGLH

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,1	23,8	23,8	17,9	18,1	18,1	18,3	18,3	18,1	18,0
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	7,6	9,4	11,2	13,2	15,4	17,7	20,3	23,0	25,9	29,0
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	40,9	43,4	45,3	41,4	43,7	46,2	48,8	51,6	54,3	57,2



Σχήμα 3.28: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLH

Πίνακας 3.40: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGLH

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	48,4	50,6	50,7	50,7	51,3	51,6	52,2	52,2	51,6	50,9
Carbon Dioxide	3.368,6	2.727,2	2.875,5	2.898,7	2.278,9	2.330,0	2.372,5	2.427,1	2.460,7	2.465,3	2.465,6
Carbon Monoxide	1,1	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,5	8,0	8,0	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8	6,8	6,8
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,3	6,6	6,6	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,1	5,0
Total	3.427,1	2.790,9	2.942,2	2.965,5	2.342,2	2.394,1	2.437,1	2.492,5	2.526,3	2.530,2	2.529,7

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGLH είναι το 2030 κατά 17,9% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BLS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BLS είναι 62,2% μεγαλύτερα από το σενάριο NGLH(Σχήμα 3.26) ,(Πίνακας 3.38). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ

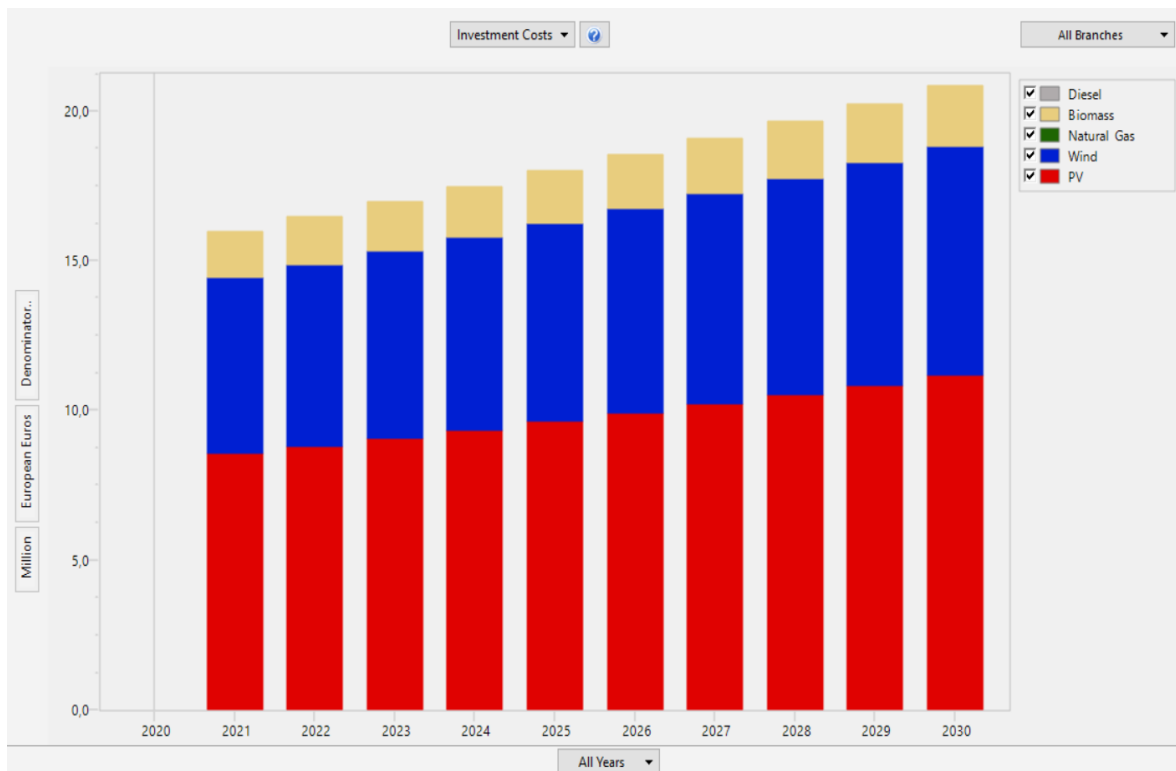
του σεναρίου NGLH 241,9 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGLH(Σχήμα 3.27), (Πίνακας 3.39) είναι μειωμένα κατά 35,5% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο BLS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 88,9 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGLH 57,2 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τους τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.28), (Πίνακας 3.40) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 18,1% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGLH. Στο σενάριο αναφοράς οι ρύποι είναι 2073 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGLH 2529,7 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο7 RSML

Η ζήτηση ισχύος είναι μέτρια, ξεκινώντας από τις 5100 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6120 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 3%, σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2206,8 MW το 2021 και φτάνει τα 2034,6 MW το 2030 (Πίνακας 3.41).

Πίνακας 3.41: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSML

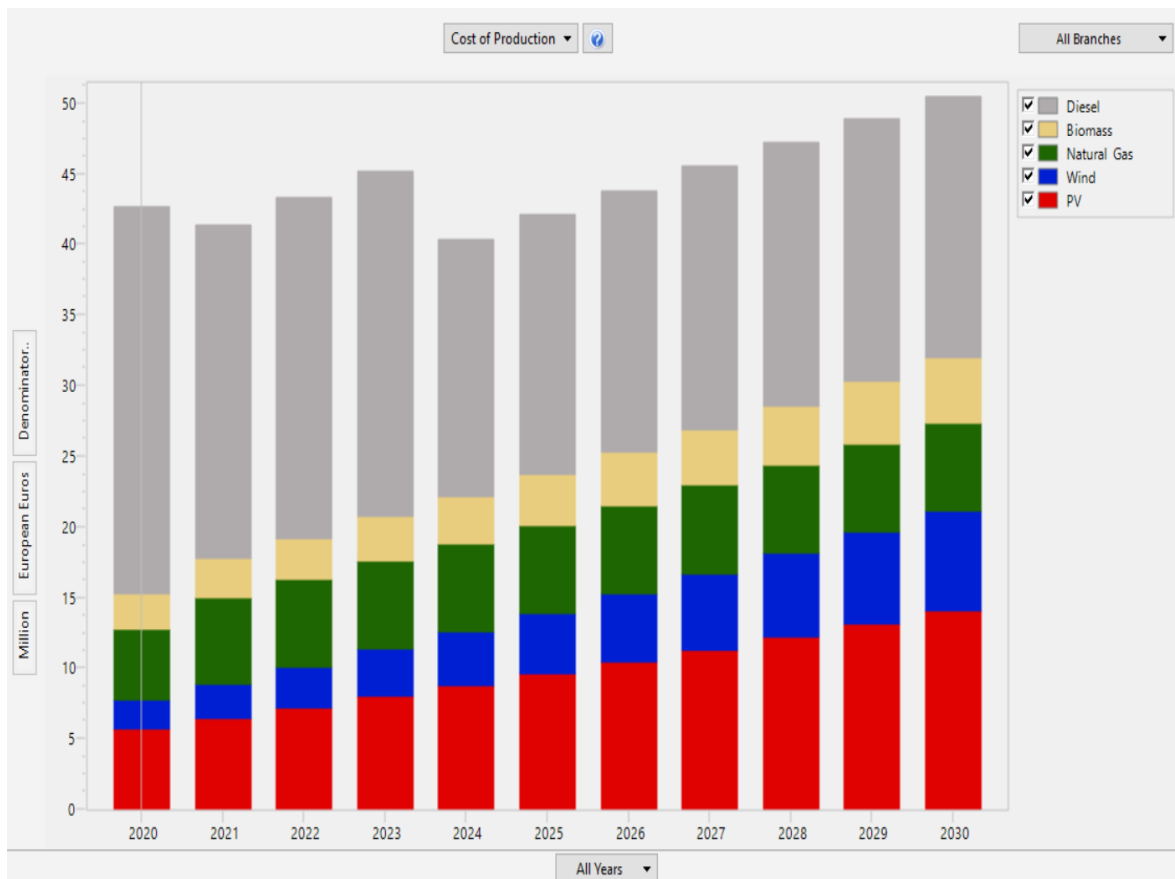
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	22,7	162,7	391,4	2206,8
2022	1414	216	23,3	167,6	403,1	2224,1
2023	1414	216	24	172,7	415,2	2241,9
2024	1066	216	24,8	177,8	427,7	1912,3
2025	1066	216	25,5	183,2	440,5	1931,2
2026	1066	216	26,3	188,7	453,7	1950,7
2027	1066	216	27,1	194,3	467,4	1970,7
2028	1066	216	27,9	200,1	481,4	1991,4
2029	1066	216	28,7	206,2	495,8	2012,7
2030	1066	216	29,6	212,3	510,7	2034,6



Σχήμα 3.29: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSML

Πίνακας 3.42: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSML

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	5,9	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7
PV	-	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9	10,2	10,5	10,8	11,2
Total	-	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,1	19,7	20,2	20,8

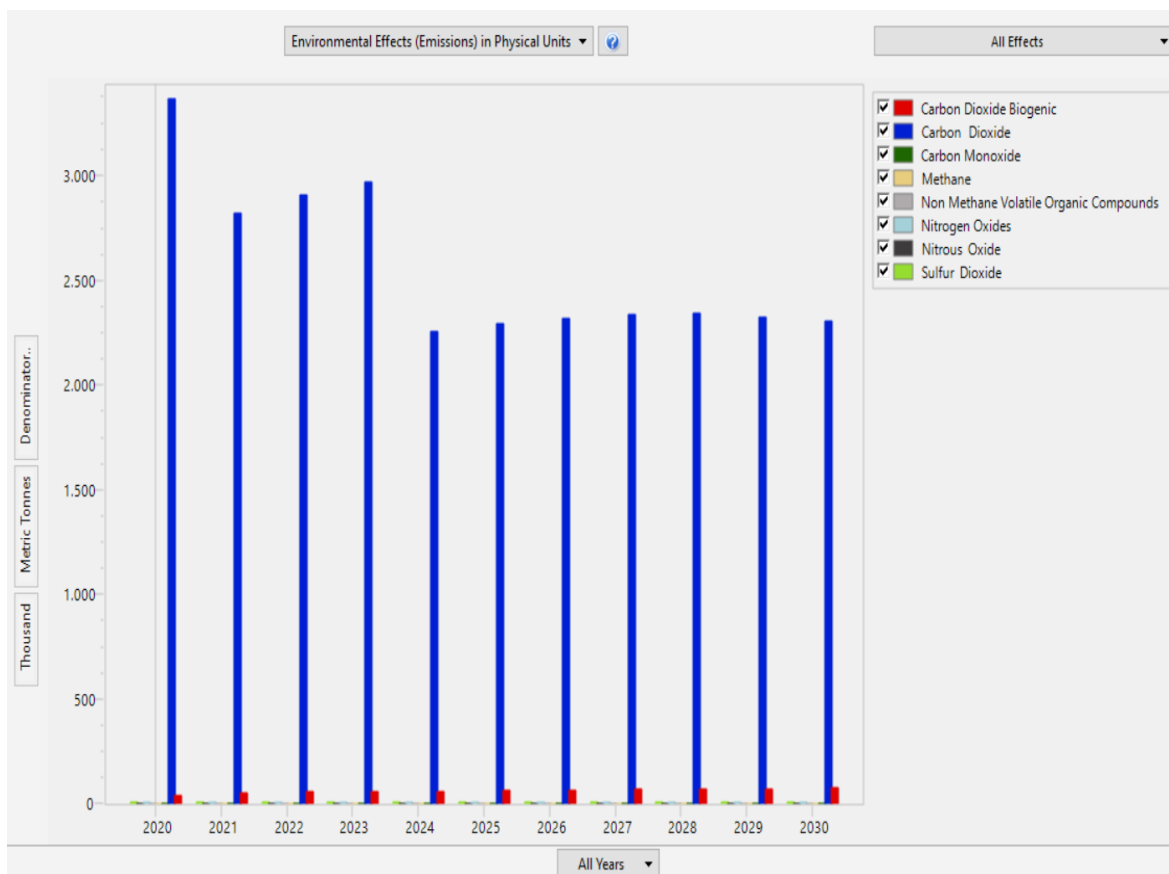


Σχήμα 3.30: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSML

Πίνακας 3.43: Κόστη παραγωγής σεναρίου RSML

Cost of Production

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,7	24,1	24,5	18,2	18,4	18,5	18,6	18,7	18,6	18,5
Biomass	2,5	2,8	3,0	3,2	3,3	3,5	3,8	4,0	4,2	4,4	4,7
Natural Gas	5,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3	6,3	6,3	6,2
Wind	2,0	2,4	2,9	3,3	3,8	4,3	4,8	5,4	5,9	6,5	7,0
PV	5,7	6,4	7,2	7,9	8,7	9,6	10,4	11,3	12,2	13,1	14,0
Total	42,6	41,4	43,3	45,2	40,3	42,1	43,8	45,5	47,2	48,8	50,4



Σχήμα 3.31: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSML

Πίνακας 3.44: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSML

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	51,8	55,0	58,0	58,6	61,4	63,8	66,3	68,4	70,1	71,5
Carbon Dioxide	3.368,6	2.820,6	2.907,3	2.972,8	2.258,2	2.294,7	2.315,9	2.335,9	2.341,4	2.326,9	2.304,4
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,8	8,0	8,2	6,3	6,4	6,4	6,5	6,5	6,5	6,4
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,6	6,8	7,0	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Total	3.427,1	2.888,3	2.978,7	3.047,5	2.329,6	2.369,0	2.392,8	2.415,5	2.423,1	2.410,2	2.389,0

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSML είναι το 2030 κατά 20% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BMS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 71% μεγαλύτερα από το σενάριο RSML(Σχήμα 3.29), (Πίνακας 3.42). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BMS είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ

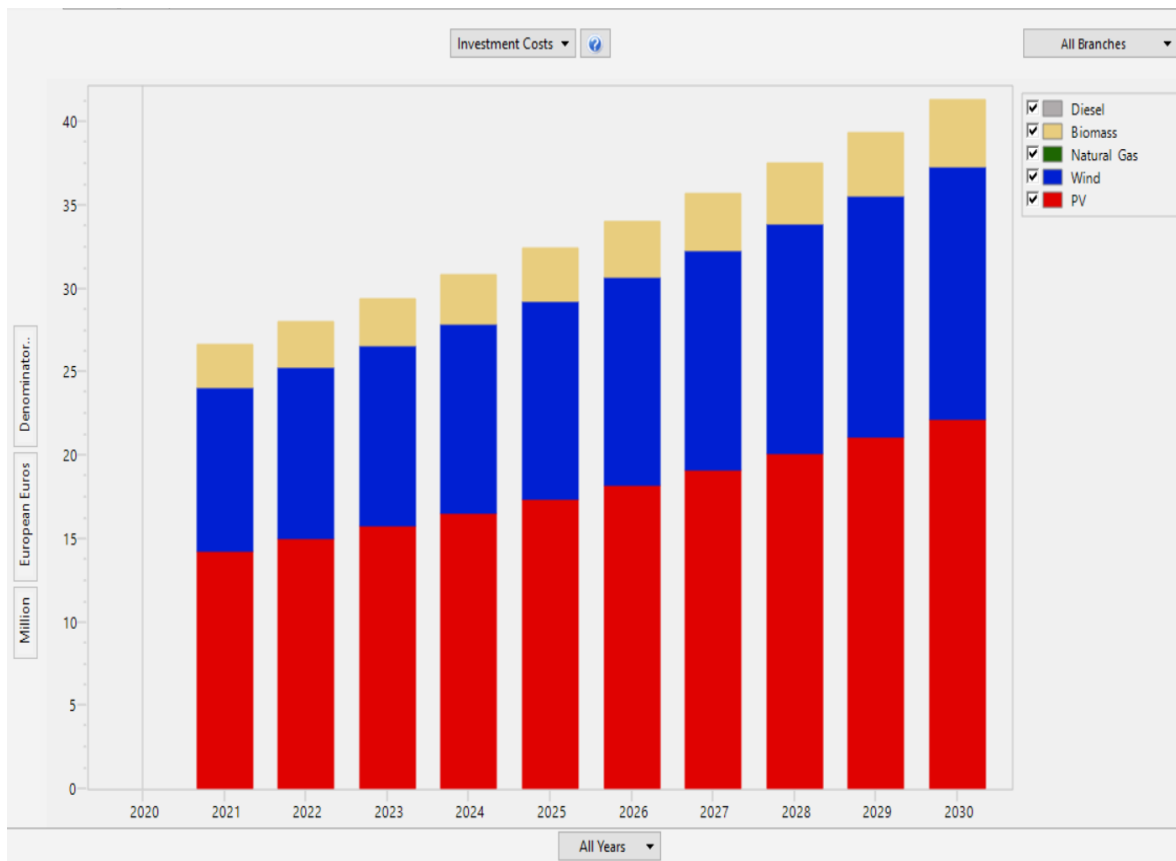
του σεναρίου RSML 183,3 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSML(Σχήμα 3.30), (Πίνακας 3.43) είναι μειωμένα κατά 43,5% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,2 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSML 50,4 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.31), (Πίνακας 3.44) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 11,2% λιγότερους ρύπους από το σενάριο RSML. Στο σενάριο BMS οι ρύποι είναι 2123 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSML 2389 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο8 RSMM

Η ζήτηση ισχύος είναι μέτρια, ξεκινώντας από τις 5100 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6120 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 5%, σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2218 MW το 2021 και φτάνει τα 2194,2 MW το 2030 (Πίνακας 3.45).

Πίνακας 3.45: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSMM

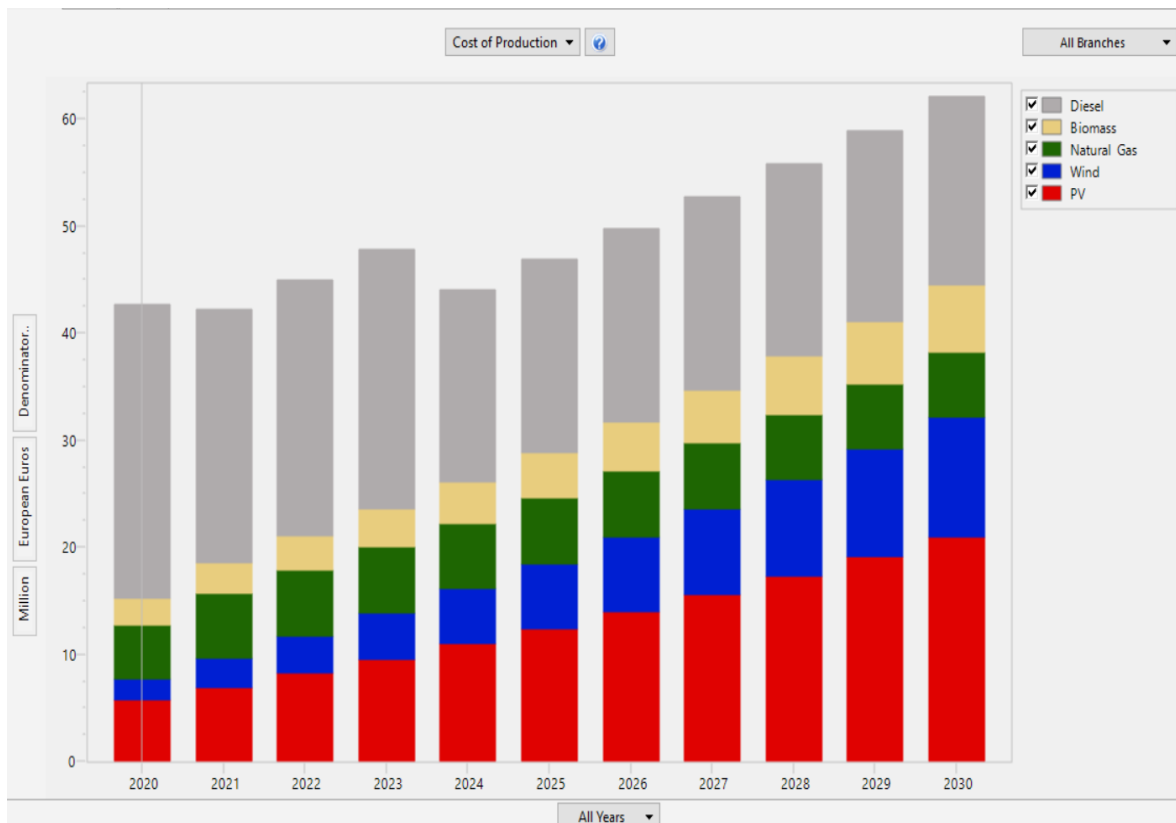
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	23,1	165,9	399	2218
2022	1414	216	24,3	174,2	419	2247,4
2023	1414	216	25,5	182,9	439,9	2278,3
2024	1066	216	26,7	192	461,9	1962,7
2025	1066	216	28,1	201,7	485	1996,7
2026	1066	216	29,5	211,7	509,2	2032,5
2027	1066	216	31	222,3	534,7	2070
2028	1066	216	32,5	233,4	561,4	2109,4
2029	1066	216	34,1	245,1	589,5	2150,7
2030	1066	216	35,8	257,4	619	2194,2



Σχήμα 3.32: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMM

Πίνακας 3.46: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMM

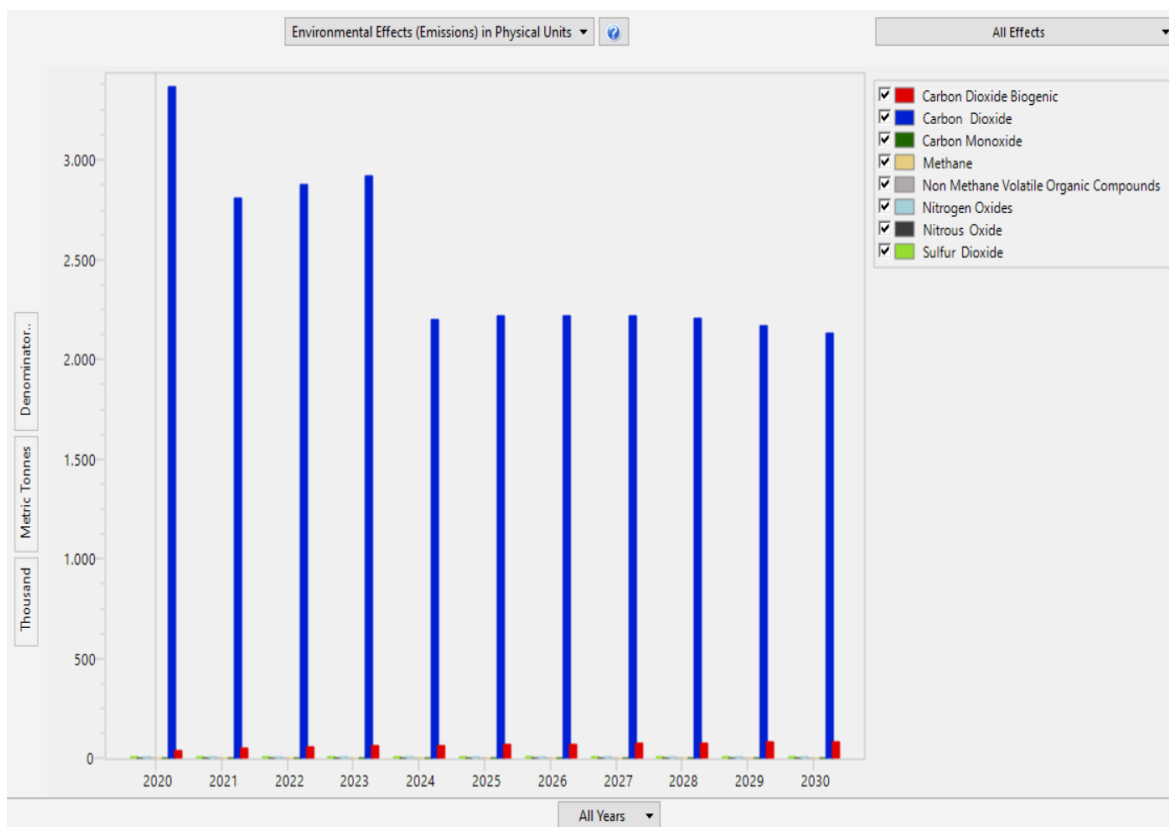
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5	3,6	3,8	4,0
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	9,8	10,3	10,8	11,3	11,9	12,5	13,1	13,8	14,5	15,2
PV	-	14,3	15,0	15,7	16,5	17,3	18,2	19,1	20,1	21,1	22,1
Total	-	26,6	28,0	29,4	30,8	32,4	34,0	35,7	37,5	39,3	41,3



Σχήμα 3.33: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSMM

Πίνακας 3.47: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSMM

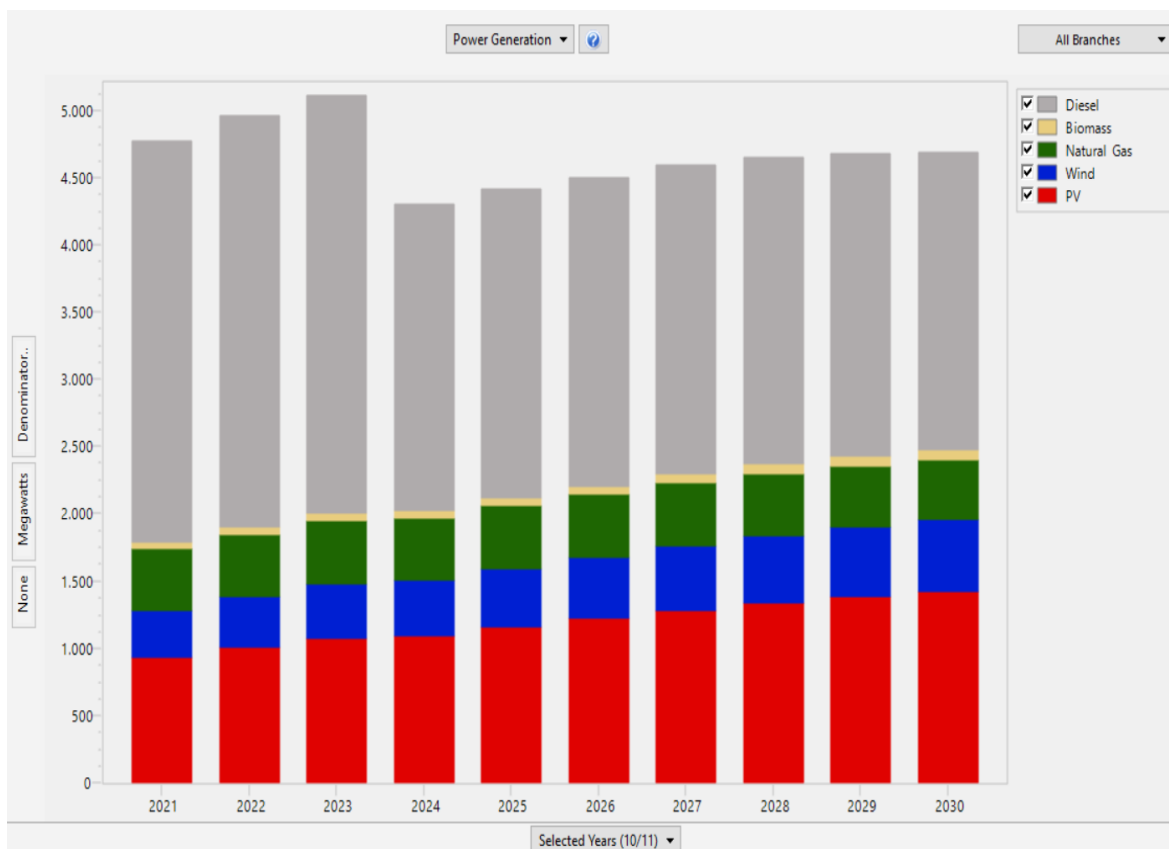
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,6	24,0	24,2	17,9	18,0	18,0	18,0	18,0	17,8	17,6
Biomass	2,5	2,9	3,2	3,5	3,9	4,2	4,6	5,0	5,4	5,8	6,3
Natural Gas	5,1	6,1	6,1	6,2	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,0
Wind	2,0	2,7	3,5	4,3	5,2	6,0	7,0	8,0	9,0	10,1	11,2
PV	5,7	6,9	8,2	9,5	10,9	12,4	13,9	15,6	17,3	19,1	20,9
Total	42,6	42,2	45,0	47,8	44,0	46,8	49,7	52,7	55,8	58,9	62,1



Σχήμα 3.34: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSM

Πίνακας 3.48: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSM

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	52,6	56,6	60,4	61,6	65,3	68,6	72,0	75,2	77,7	80,0
Carbon Dioxide	3.368,6	2.805,6	2.875,6	2.922,9	2.197,4	2.215,8	2.218,4	2.218,8	2.204,6	2.171,0	2.129,6
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,8	8,0	8,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,1	6,0	5,9
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,6	6,7	6,8	5,0	5,1	5,1	5,1	5,0	5,0	4,9
Total	3.427,1	2.873,9	2.948,4	2.999,8	2.271,5	2.293,7	2.299,7	2.303,6	2.292,4	2.261,2	2.222,0



Σχήμα 3.35: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSM

Πίνακας 3.49: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSM

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	2.980,6	3.054,9	3.105,2	2.275,6	2.294,6	2.297,3	2.297,8	2.283,0	2.248,2	2.205,3
Biomass	48,7	52,4	55,9	57,1	60,4	63,5	66,7	69,6	72,0	74,1
Natural Gas	455,3	466,7	474,3	461,1	464,9	465,5	465,6	462,6	455,5	446,9
Wind	349,7	376,3	401,7	410,0	434,1	456,3	479,2	499,9	516,9	532,4
PV	934,5	1.005,7	1.073,4	1.095,5	1.160,0	1.219,4	1.280,6	1.336,0	1.381,4	1.422,8
Total	4.768,8	4.956,0	5.110,5	4.299,3	4.414,0	4.502,0	4.589,9	4.651,1	4.674,0	4.681,6

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSM είναι το 2030 κατά 14% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BMS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BMS είναι 48% μεγαλύτερα από το σενάριο RSM (Σχήμα 3.32) ,(Πίνακας

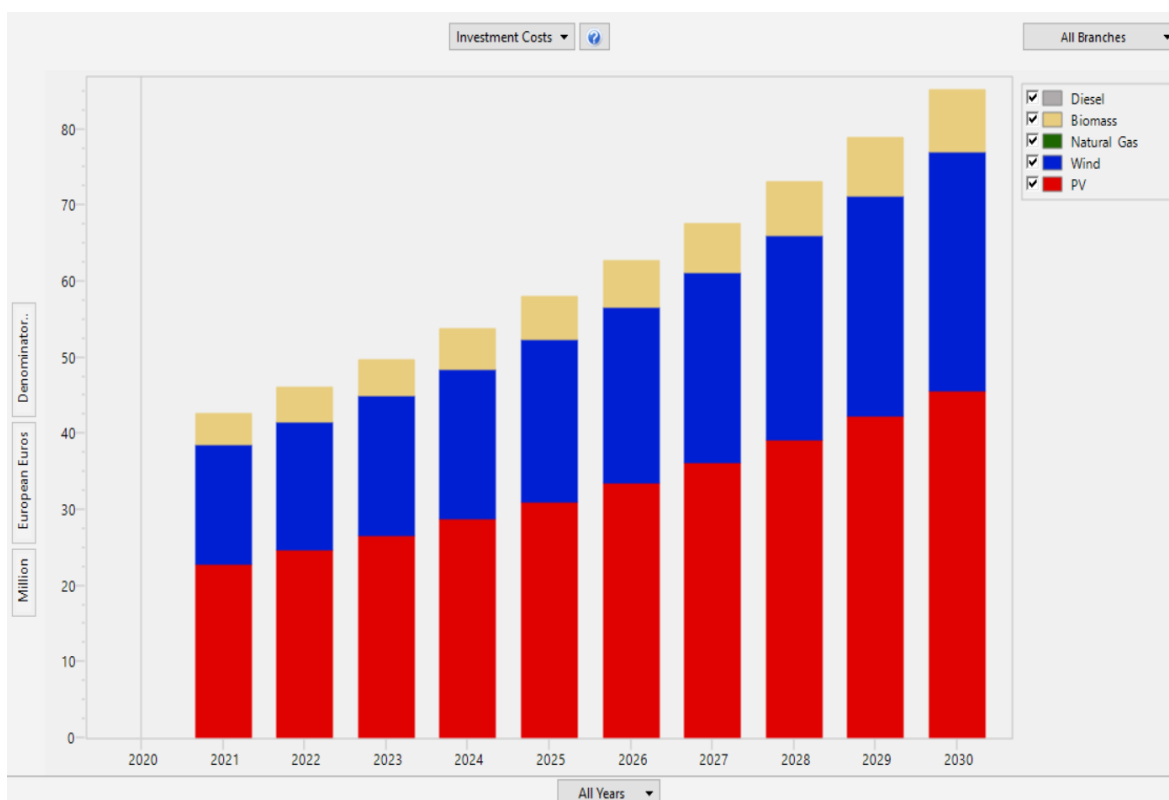
3.46). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BMS είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου RSML 335 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSMM (Σχήμα 3.33), (Πίνακας 3.47) είναι μειωμένα κατά 31% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,2 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSMM 62,1 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.34) ,(Πίνακας 3.48) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 4,5% λιγότερους ρύπους από το σενάριο RSML. Στο σενάριο BMS οι ρύποι είναι 2123 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSMM 2222 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο No 9 RSMH

Η ζήτηση ισχύος είναι μέτρια, ξεκινώντας από τις 5100 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6120 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 8% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2234,8 MW το 2021 και φτάνει τα 2491 MW το 2030 (Πίνακας 3.50).

Πίνακας 3.50: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSMH

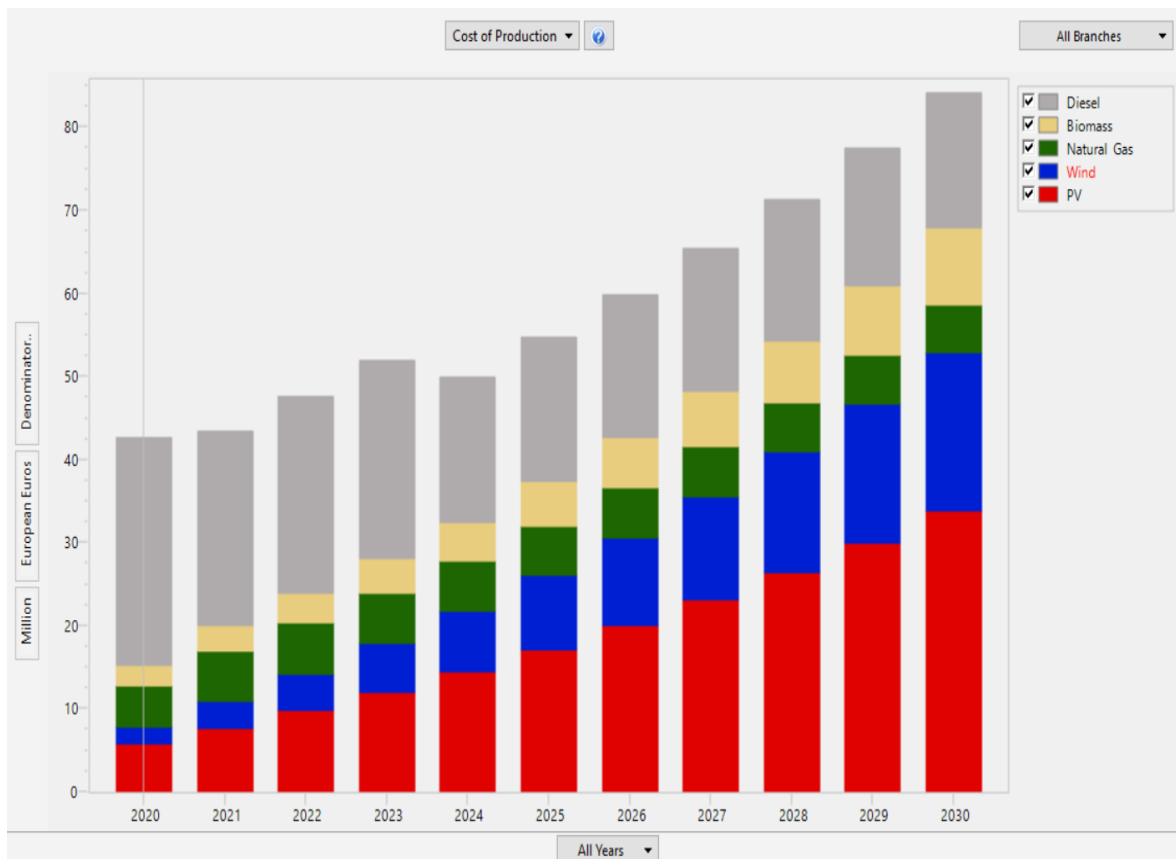
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	23,8	170,6	410,4	2234,8
2022	1414	216	25,7	184,3	443,2	2283,2
2023	1414	216	27,7	199	478,7	2335,4
2024	1066	216	29,9	215	517	2043,9
2025	1066	216	32,3	232,2	558,3	2104,8
2026	1066	216	34,9	250,7	603	2170,6
2027	1066	216	37,7	270,8	651,3	2241,7
2028	1066	216	40,7	292,4	703,4	2318,5
2029	1066	216	44	315,8	759,6	2401,4
2030	1066	216	47,5	341,1	820,4	2491



Σχήμα 3.36: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMH

Πίνακας 3.51: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSMH

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	4,1	4,5	4,8	5,2	5,6	6,1	6,6	7,1	7,7	8,3
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	15,7	16,9	18,3	19,7	21,3	23,0	24,9	26,9	29,0	31,3
PV	-	22,8	24,6	26,6	28,7	31,0	33,5	36,2	39,1	42,2	45,6
Total	-	42,6	46,0	49,7	53,7	58,0	62,6	67,6	73,0	78,9	85,2

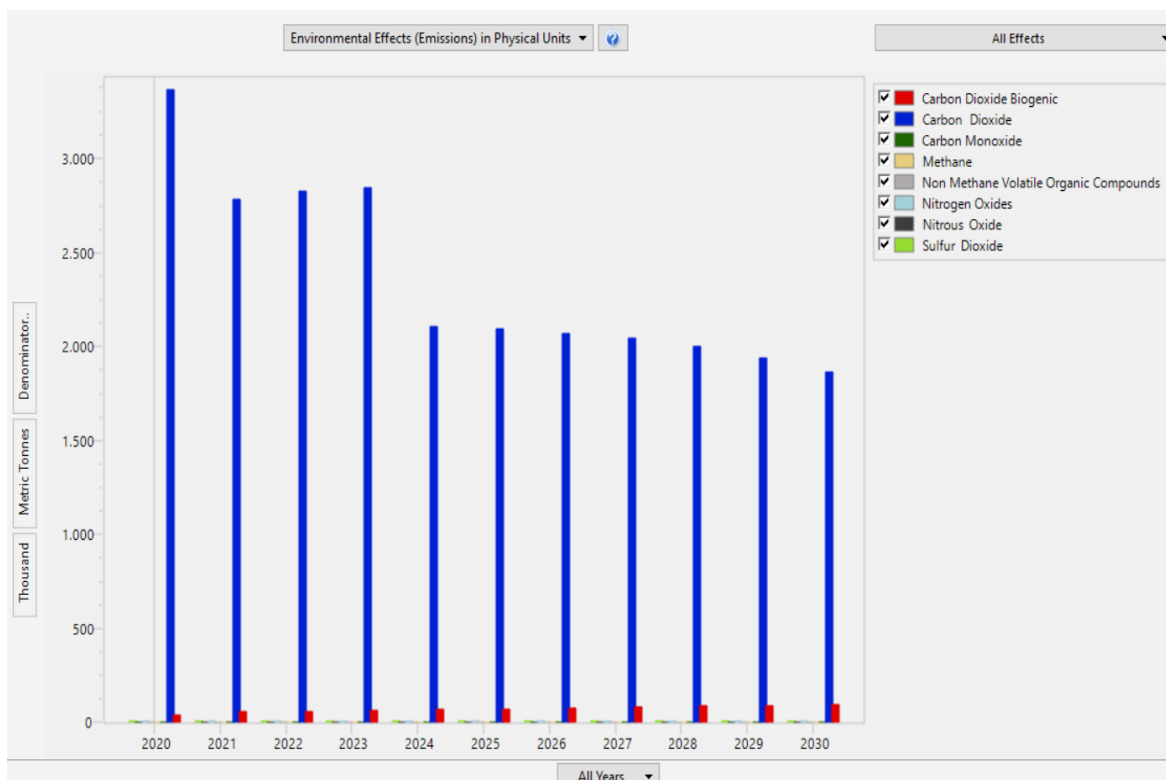


Σχήμα 3.37: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSMH

Πίνακας 3.52: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSMH

Cost of Production

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,5	23,7	23,8	17,5	17,4	17,3	17,1	16,9	16,6	16,2
Biomass	2,5	3,0	3,6	4,1	4,7	5,3	6,0	6,8	7,5	8,4	9,3
Natural Gas	5,1	6,1	6,1	6,1	6,0	6,0	6,0	5,9	5,9	5,8	5,8
Wind	2,0	3,2	4,4	5,8	7,3	8,9	10,6	12,5	14,5	16,7	19,0
PV	5,7	7,6	9,7	12,0	14,4	17,1	19,9	23,0	26,3	29,9	33,8
Total	42,6	43,4	47,5	51,9	49,9	54,7	59,8	65,3	71,2	77,4	84,1



Σχήμα 3.38: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSMH

Πίνακας 3.53: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSMH

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	53,6	58,9	64,0	66,1	71,1	75,8	80,7	85,3	89,3	93,0
Carbon Dioxide	3.368,6	2.783,3	2.828,1	2.847,6	2.106,1	2.096,9	2.071,1	2.041,7	1.997,7	1.935,5	1.866,3
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,7	7,8	7,9	5,9	5,8	5,8	5,7	5,6	5,4	5,2
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,5	6,6	6,7	4,8	4,8	4,7	4,7	4,6	4,4	4,3
Total	3.427,1	2.852,7	2.903,0	2.927,8	2.184,3	2.180,0	2.158,8	2.134,3	2.094,7	2.036,2	1.970,4

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSMH είναι το 2030 κατά μόλις 2,2% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BMS. Τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 3,5% μεγαλύτερα από το σενάριο RSMH (Σχήμα 3.36) ,(Πίνακας 3.51). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BMS είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου

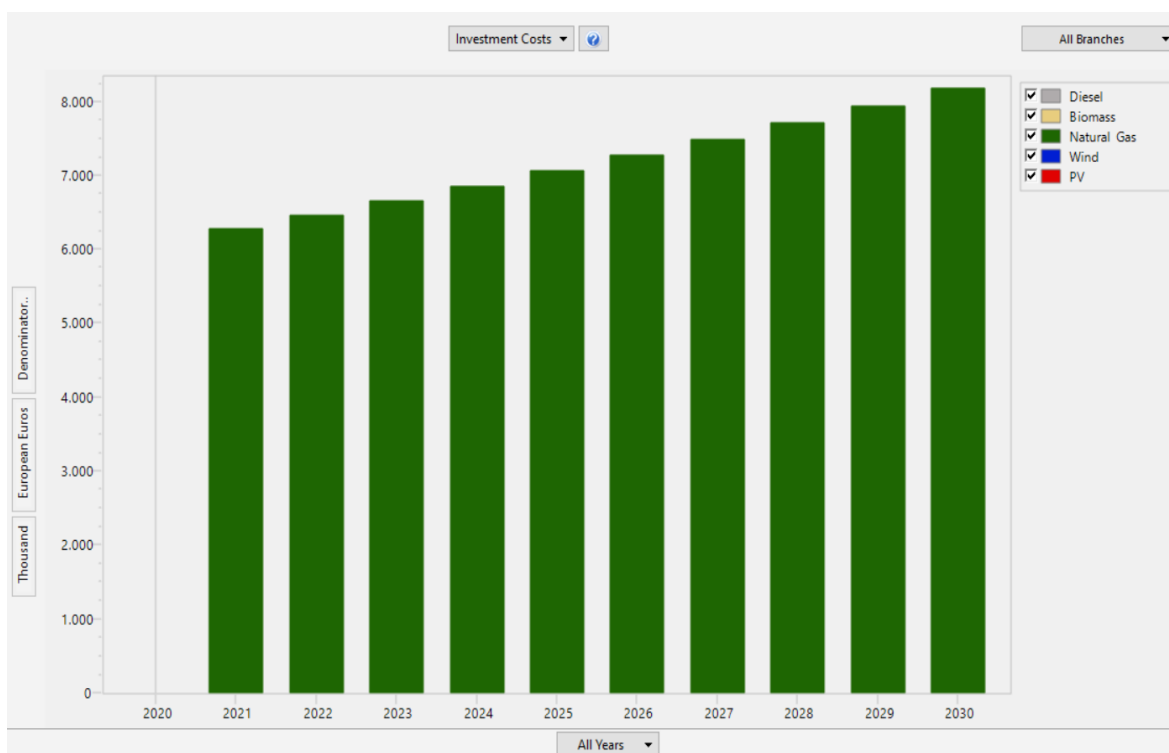
RSMH 617 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSMH (Σχήμα 3.37), (Πίνακας 3.52) είναι μειωμένα κατά 4,8% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,2 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSMH 85 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.38), (Πίνακας 3.53) βλέπουμε πως το σενάριο BMS έχει κατά 7,2% περισσότερους ρύπους από το σενάριο RSMH. Στο σενάριο αναφοράς BMS οι ρύποι είναι 2123 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSMH 1970,4 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο No 10 NGML

Η ζήτηση ισχύος είναι μέτρια, ξεκινώντας από τις 5100 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6120 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι ελαφρώς αυξημένη κατά 3% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2196,5 MW το 2021 και φτάνει τα 1916,3 MW το 2030 (Πίνακας 3.54).

Πίνακας 3.54: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGML

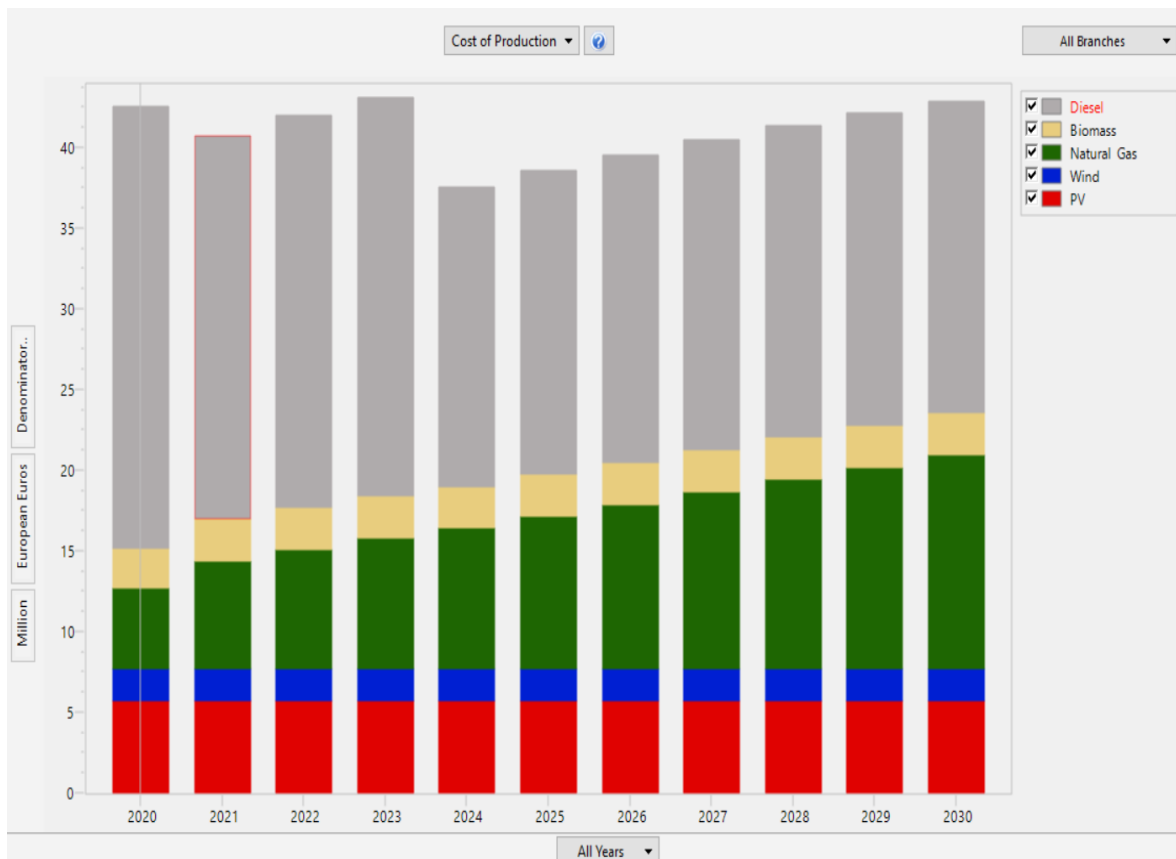
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	222,5	22	158	380	2196,5
2022	1414	229,2	22	158	380	2203,2
2023	1414	236	22	158	380	2210
2024	1066	243,1	22	158	380	1869,1
2025	1066	250,4	22	158	380	1876,4
2026	1066	257,9	22	158	380	1883,9
2027	1066	265,7	22	158	380	1891,7
2028	1066	273,6	22	158	380	1899,6
2029	1066	281,8	22	158	380	1907,8
2030	1066	290,3	22	158	380	1916,3



Σχήμα 3.39: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGML

Πίνακας 3.55: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGML

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	6.266,2	6.454,1	6.647,8	6.847,2	7.052,6	7.264,2	7.482,1	7.706,6	7.937,8	8.175,9
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	6.266,2	6.454,1	6.647,8	6.847,2	7.052,6	7.264,2	7.482,1	7.706,6	7.937,8	8.175,9

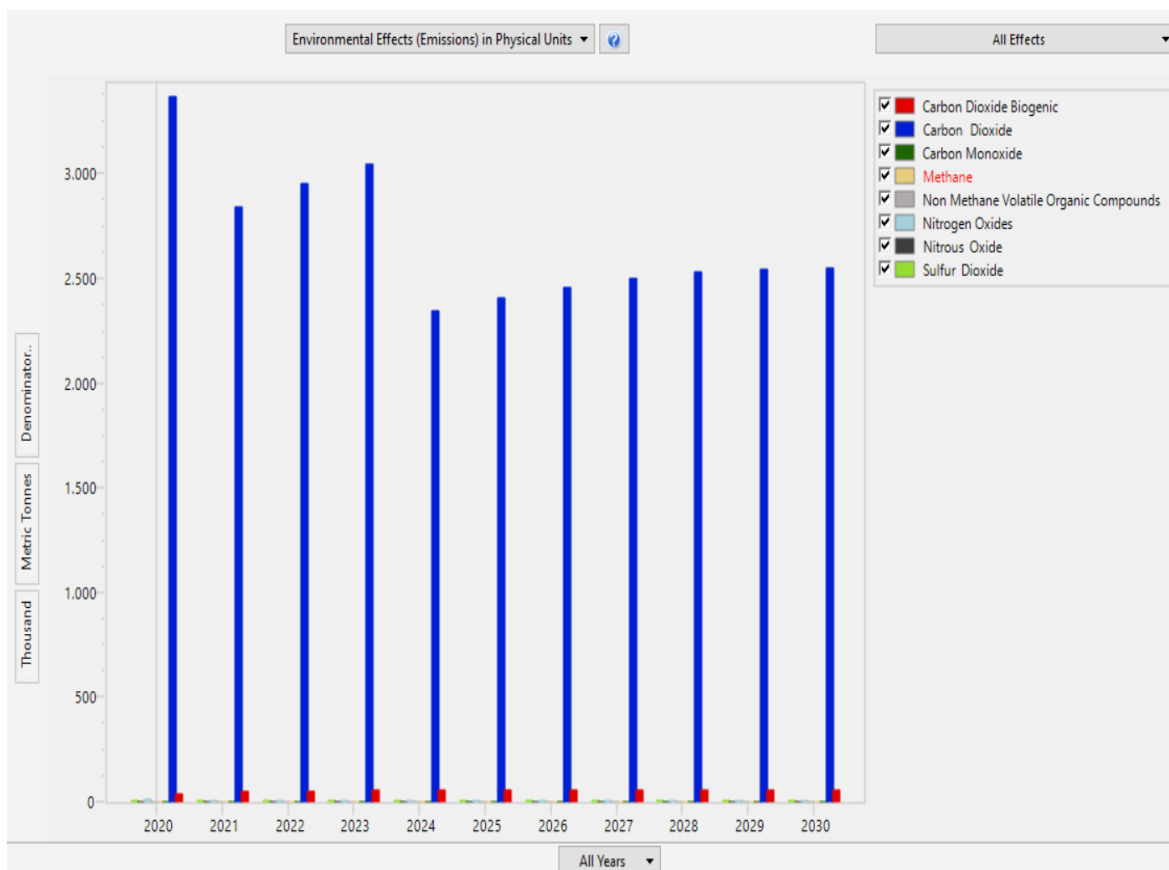


Σχήμα 3.40: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGML

Πίνακας 3.56: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGML

Cost of Production

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,8	24,3	24,7	18,5	18,8	19,0	19,2	19,3	19,3	19,3
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	6,7	7,4	8,1	8,7	9,5	10,2	11,0	11,7	12,5	13,3
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	40,7	42,0	43,1	37,6	38,6	39,5	40,5	41,4	42,1	42,9



Σχήμα 3.41: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGML

Πίνακας 3.57: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGML

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	50,6	52,4	53,9	53,4	54,6	55,5	56,4	56,9	56,9	56,8
Carbon Dioxide	3.368,6	2.841,9	2.952,0	3.042,3	2.345,3	2.406,9	2.453,9	2.500,8	2.533,0	2.544,4	2.547,4
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,9	8,2	8,4	6,5	6,7	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,6	6,9	7,1	5,3	5,4	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6
Total	3.427,1	2.908,5	3.020,9	3.113,2	2.411,8	2.475,0	2.523,1	2.571,0	2.604,0	2.615,5	2.618,3

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGML είναι το 2030 κατά 24,8% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 89% μεγαλύτερα από το σενάριο NGML (Σχήμα 3.39),(Πίνακας 3.55). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BMS είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ

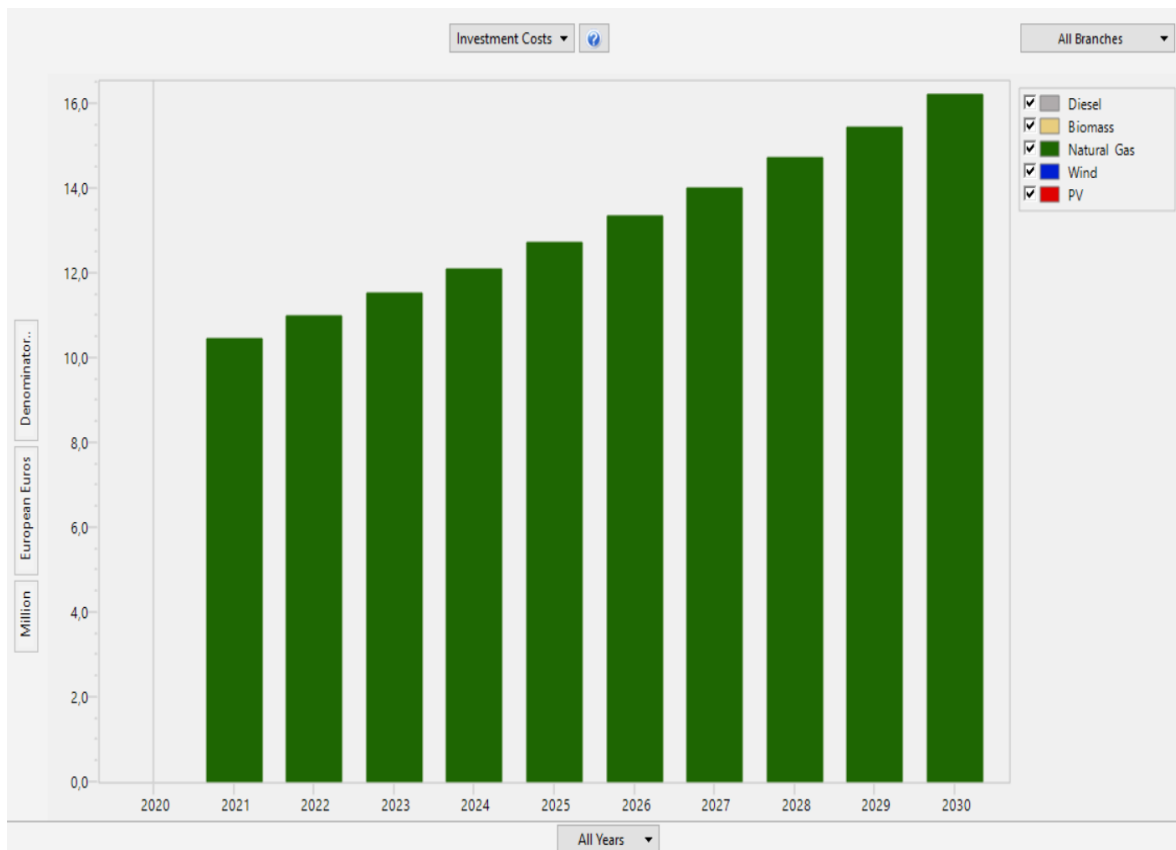
του σεναρίου NGML μόλις 71,5 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGML (Σχήμα 3.40) ,(Πίνακας 3.56)είναι μειωμένα κατά 52% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο BMS τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,2 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGML 42,9 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.41) ,(Πίνακας 3.57)βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς BMS έχει κατά 19% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGML. Στο σενάριο αναφοράς BMS οι ρύποι είναι 2123 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGML 2618 χιλ.τόνοι[18] [19].

Σενάριο Νο11 NGMM

Η ζήτηση ισχύος είναι μέτρια, ξεκινώντας από τις 5100 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6120 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι ελαφρώς αυξημένη κατά 5% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2200,8 MW το 2021 και φτάνει τα 1977,8 MW το 2030 (Πίνακας 3.58).

Πίνακας 3.58: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGMM

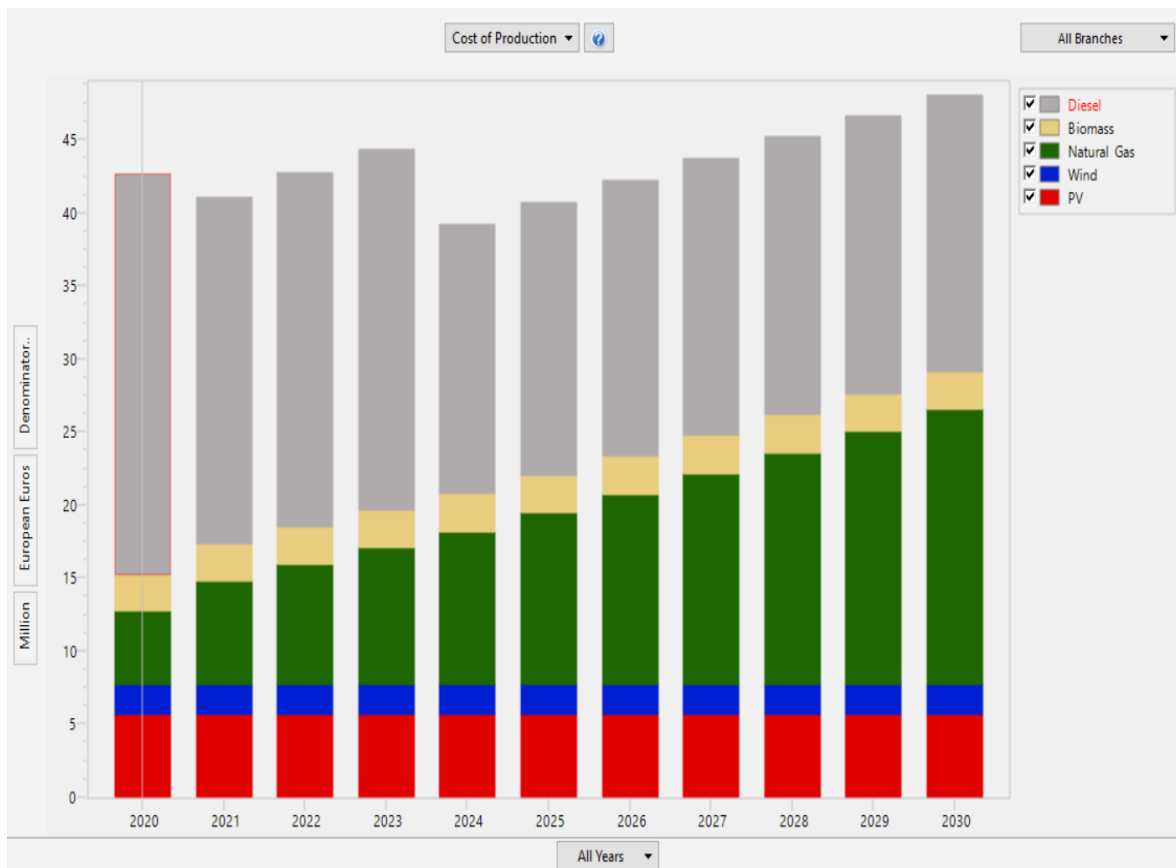
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	226,8	22	158	380	2200,8
2022	1414	238,1	22	158	380	2212,1
2023	1414	250	22	158	380	2224
2024	1066	262,5	22	158	380	1888,5
2025	1066	275,7	22	158	380	1901,7
2026	1066	289,5	22	158	380	1915,5
2027	1066	303,9	22	158	380	1929,9
2028	1066	319,1	22	158	380	1945,1
2029	1066	335,1	22	158	380	1961,1
2030	1066	351,8	22	158	380	1977,8



Σχήμα 3.42: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMM

Πίνακας 3.59: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMM

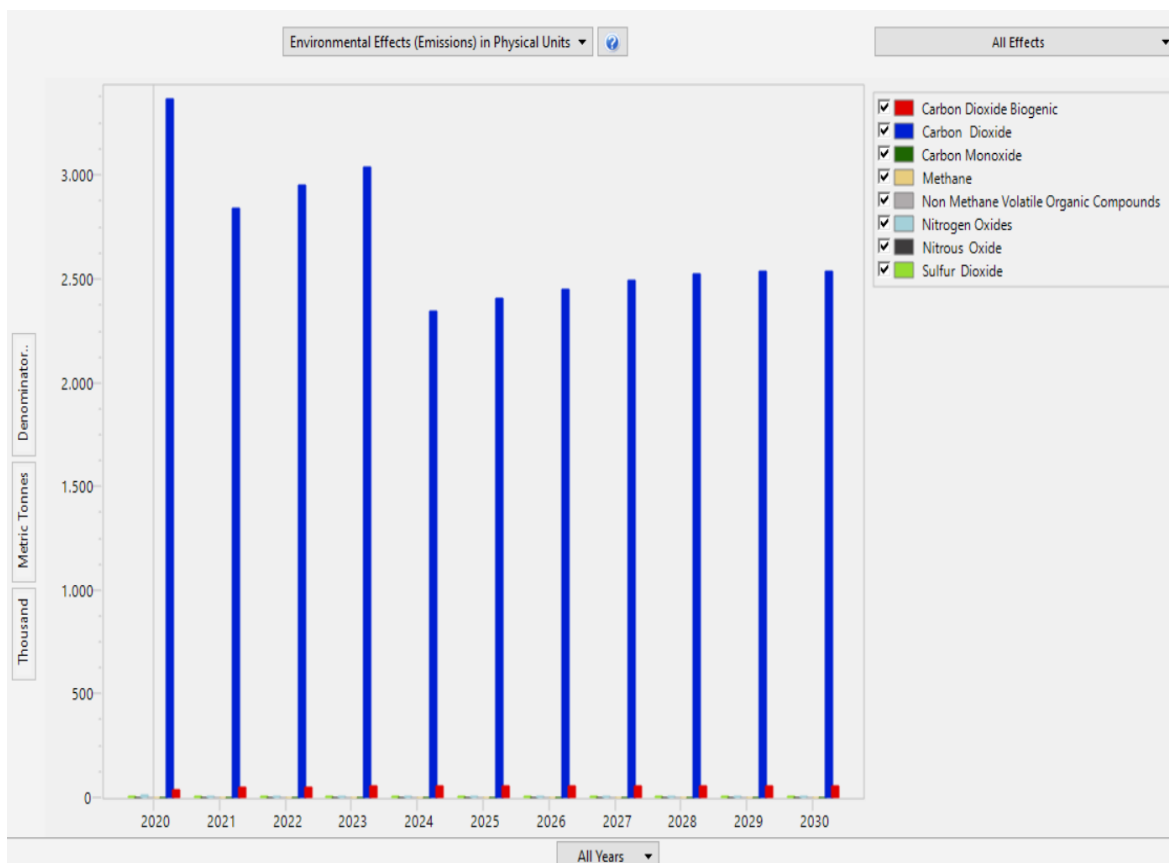
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2



Σχήμα 3.43: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGMM

Πίνακας 3.60: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGMM

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,7	24,2	24,6	18,4	18,7	18,8	19,0	19,0	19,0	18,9
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	7,1	8,2	9,4	10,5	11,7	13,1	14,4	15,9	17,3	18,8
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	41,1	42,7	44,3	39,2	40,7	42,2	43,7	45,2	46,6	48,0



Σχήμα 3.44: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMM

Πίνακας 3.61: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMM

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	50,5	52,2	53,6	52,9	53,9	54,6	55,3	55,6	55,4	55,0
Carbon Dioxide	3.368,6	2.840,9	2.949,8	3.038,9	2.342,8	2.403,6	2.449,8	2.495,7	2.527,1	2.537,5	2.539,5
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,9	8,2	8,4	6,5	6,7	6,8	6,9	7,0	7,0	7,0
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,6	6,8	7,0	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,4
Total	3.427,1	2.907,4	3.018,6	3.109,5	2.408,7	2.470,9	2.518,0	2.564,8	2.596,6	2.606,8	2.608,4

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGMM είναι το 2030 κατά 22,5% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BMS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 79,5% μεγαλύτερα από το σενάριο NGMM (Σχήμα 3.42) ,(Πίνακας 3.59). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BMS είναι 639,4 εκ.ευρώ

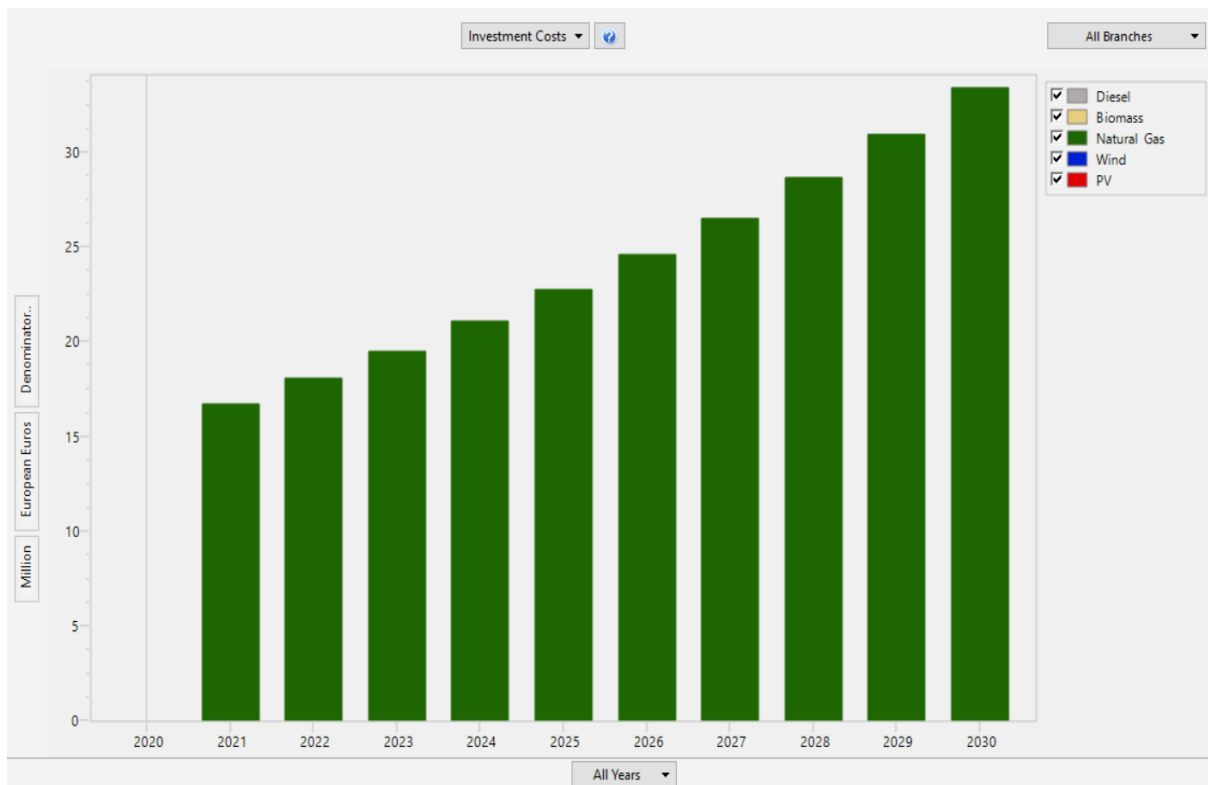
ενώ του σεναρίου NGMM 131,3 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGMM (Σχήμα 3.43), (Πίνακας 3.60) είναι μειωμένα κατά 45,8% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο BMS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,2 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGMM 48 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.44) ,(Πίνακας 3.61) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 18,6% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGMM. Στο σενάριο αναφοράς BMS οι ρύποι είναι 2123 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGMM 2608 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο12 NGMH

Η ζήτηση ισχύος είναι μέτρια, ξεκινώντας από τις 5100 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6120 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι αυξημένη κατά 8% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2207,3 MW το 2021 και φτάνει τα 2092,3 MW το 2030 (Πίνακας 3.62).

Πίνακας 3.62: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGMH

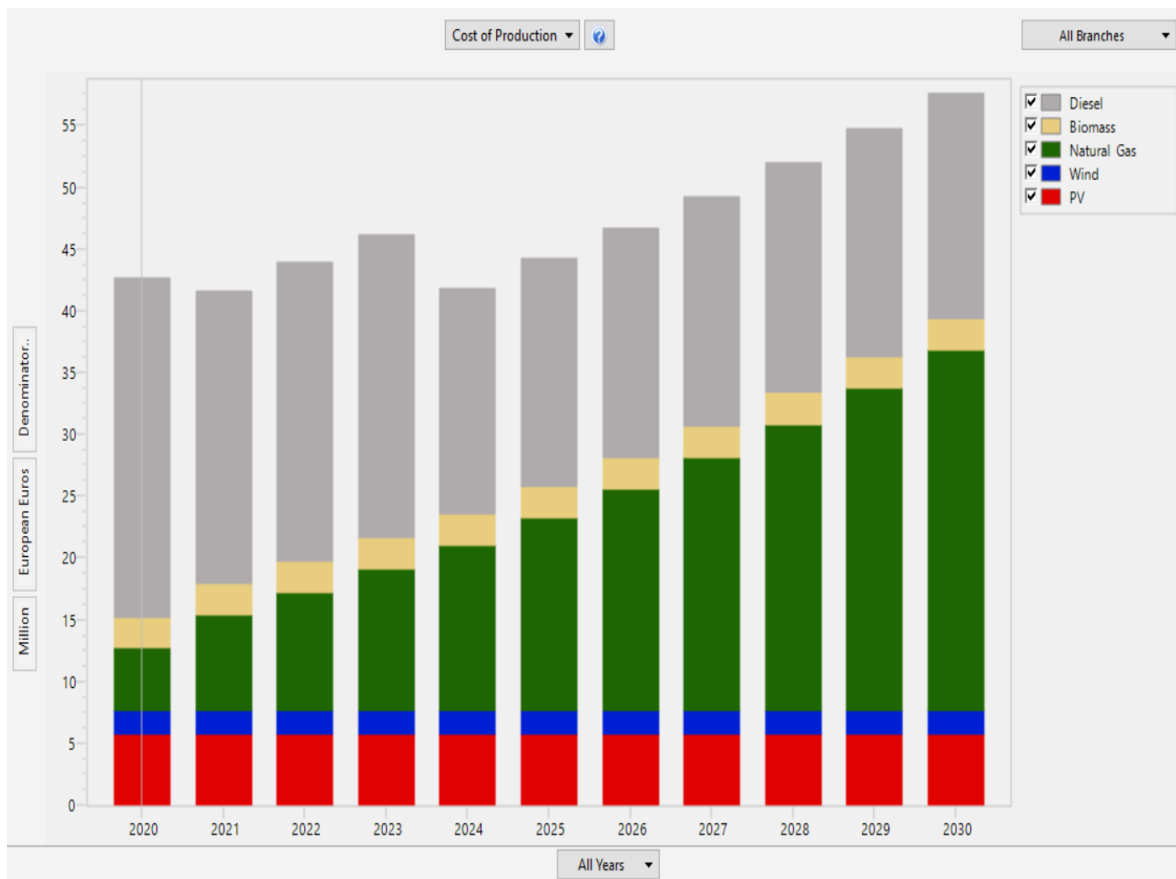
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	233,3	22	158	380	2207,3
2022	1414	251,9	22	158	380	2225,9
2023	1414	272,1	22	158	380	2246,1
2024	1066	293,9	22	158	380	1919,9
2025	1066	317,4	22	158	380	1943,4
2026	1066	342,8	22	158	380	1968,8
2027	1066	370,2	22	158	380	1996,2
2028	1066	399,8	22	158	380	2025,8
2029	1066	431,8	22	158	380	2057,8
2030	1066	466,3	22	158	380	2092,3



Σχήμα 3.45: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMH

Πίνακας 3.63: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGMH

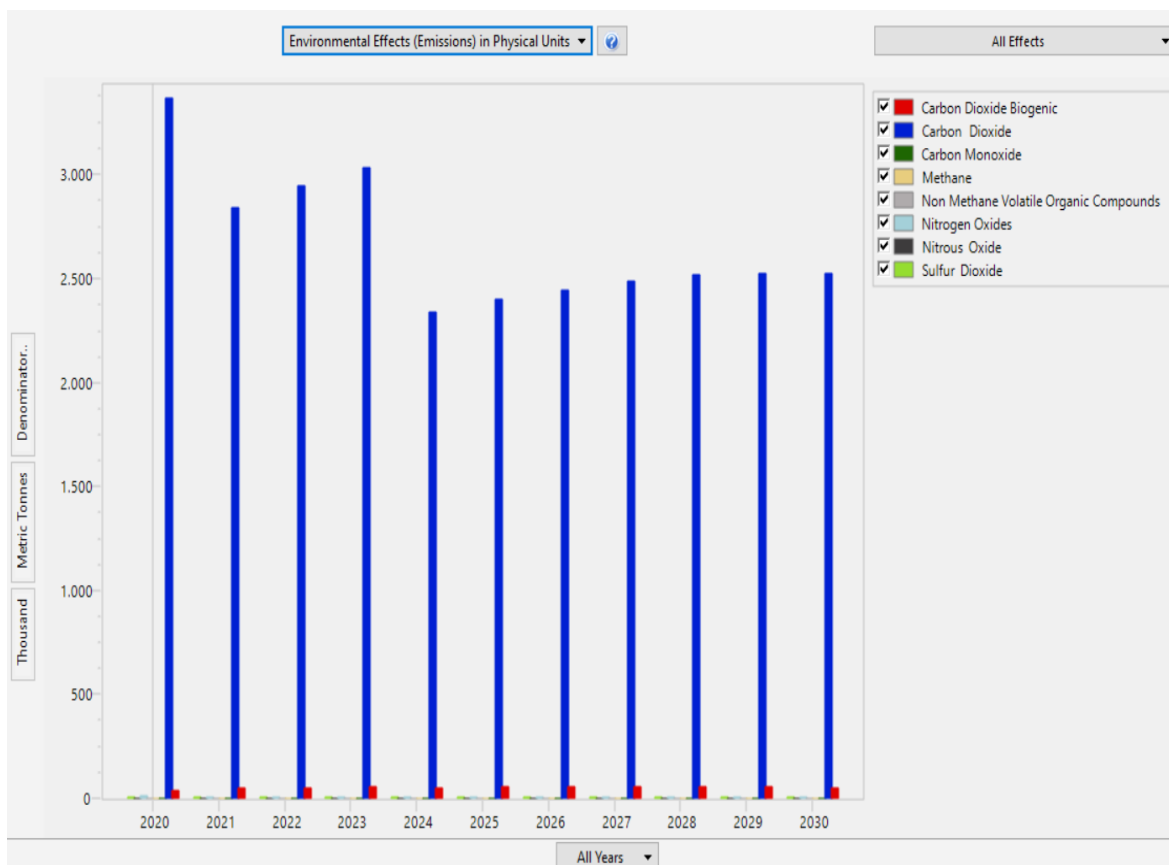
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4



Σχήμα 3.46: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGMH

Πίνακας 3.64: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGMH

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,7	24,1	24,5	18,2	18,4	18,5	18,6	18,5	18,4	18,2
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	7,7	9,5	11,4	13,3	15,5	17,9	20,4	23,1	26,0	29,1
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	41,6	43,9	46,1	41,8	44,2	46,6	49,2	51,9	54,7	57,6



Σχήμα 3.47: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMH

Πίνακας 3.65: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGMH

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	50,4	51,9	53,0	52,0	52,8	53,2	53,5	53,4	52,9	52,1
Carbon Dioxide	3.368,6	2.839,5	2.946,6	3.033,7	2.338,9	2.398,5	2.443,2	2.487,5	2.517,1	2.525,8	2.526,0
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,9	8,2	8,4	6,5	6,6	6,8	6,9	7,0	7,0	7,0
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,6	6,8	7,0	5,1	5,2	5,3	5,3	5,3	5,2	5,2
Total	3.427,1	2.905,7	3.015,0	3.103,6	2.403,9	2.464,5	2.509,7	2.554,6	2.584,2	2.592,3	2.591,6

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGMH είναι το 2030 κατά 17,9% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BMS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 62,2% μεγαλύτερα από το σενάριο NGMH (Σχήμα 3.45) (Πίνακας 3.63).

Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου NGMH 241,9 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGMH (Σχήμα 3.46) (Πίνακας 3.64) είναι μειωμένα κατά 35,5% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράςBMS. Στο σενάριο BMS τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,2 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGMH 57,6 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τους τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.47) (Πίνακας 3.65) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 15,4% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGMH. Στο σενάριο αναφοράς BMS οι ρύποι είναι 2123 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGMH 2591,6 χιλ.τόνοι [18] [19].

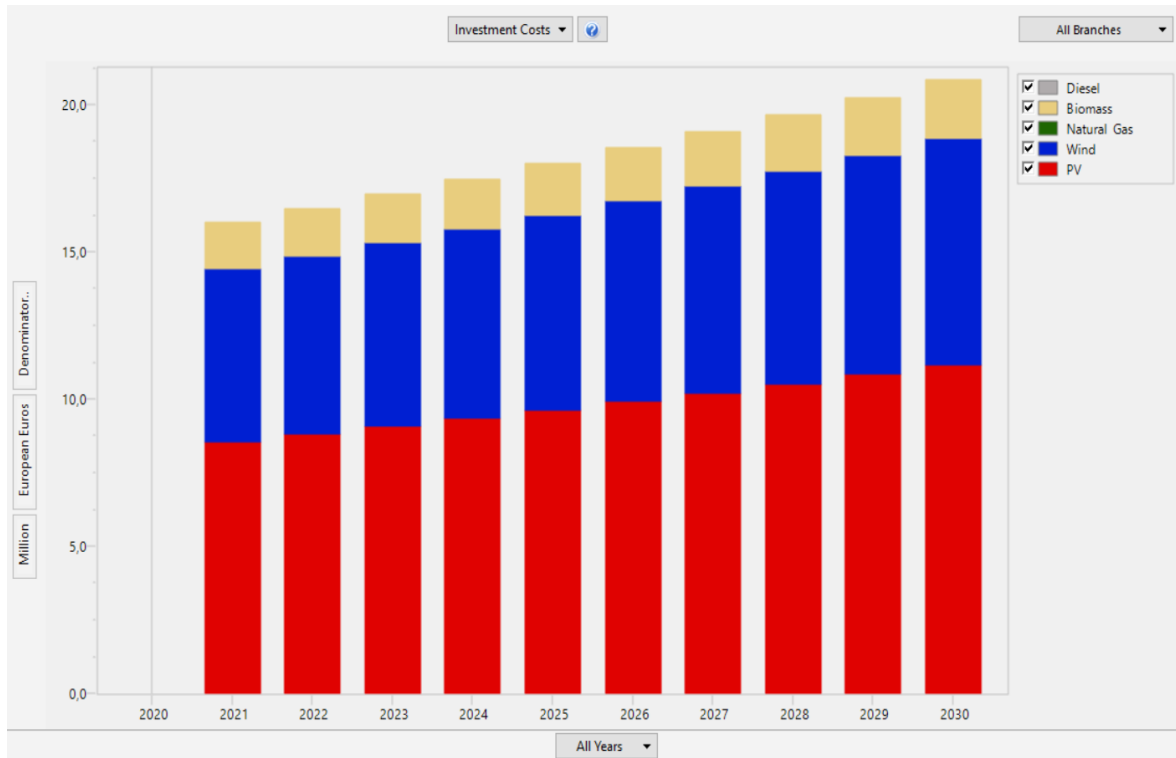
Σενάριο Νο13 RSHL

Η ζήτηση ισχύος είναι υψηλή, ξεκινώντας από τις 5200 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6200 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 3%, σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2206,8 MW το 2021 και φτάνει τα 2034,6 MW το 2030 (Πίνακας 3.66).

Πίνακας 3.66: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSHL

ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	22,7	162,7	391,4	2206,8
2022	1414	216	23,3	167,6	403,1	2224,1
2023	1414	216	24	172,7	415,2	2241,9
2024	1066	216	24,8	177,8	427,7	1912,3
2025	1066	216	25,5	183,2	440,5	1931,2
2026	1066	216	26,3	188,7	453,7	1950,7
2027	1066	216	27,1	194,3	467,4	1970,7
2028	1066	216	27,9	200,1	481,4	1991,4
2029	1066	216	28,7	206,2	495,8	2012,7

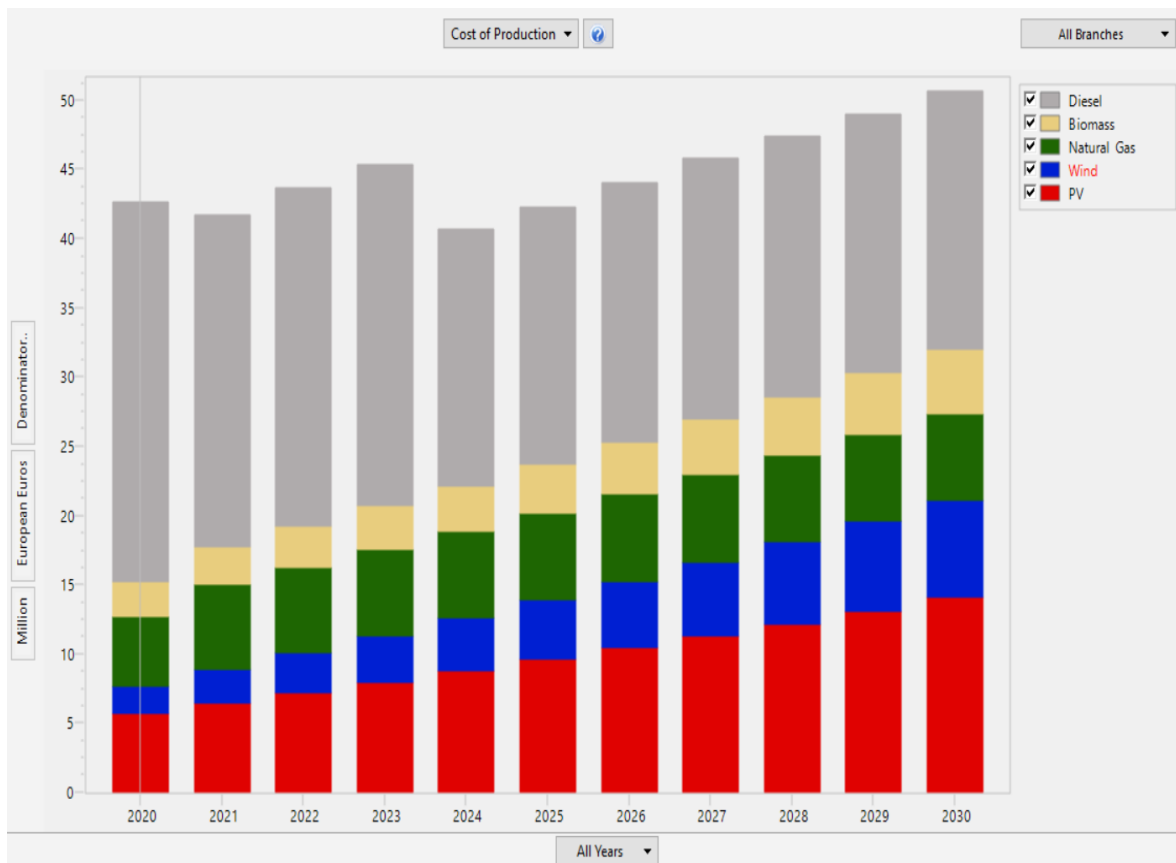
2030	1066	216	29,6	212,3	510,7	2034,6
------	------	-----	------	-------	-------	---------------



Σχήμα 3.48: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHL

Πίνακας 3.67: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHL

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	5,9	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7
PV	-	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9	10,2	10,5	10,8	11,2
Total	-	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,1	19,7	20,2	20,8

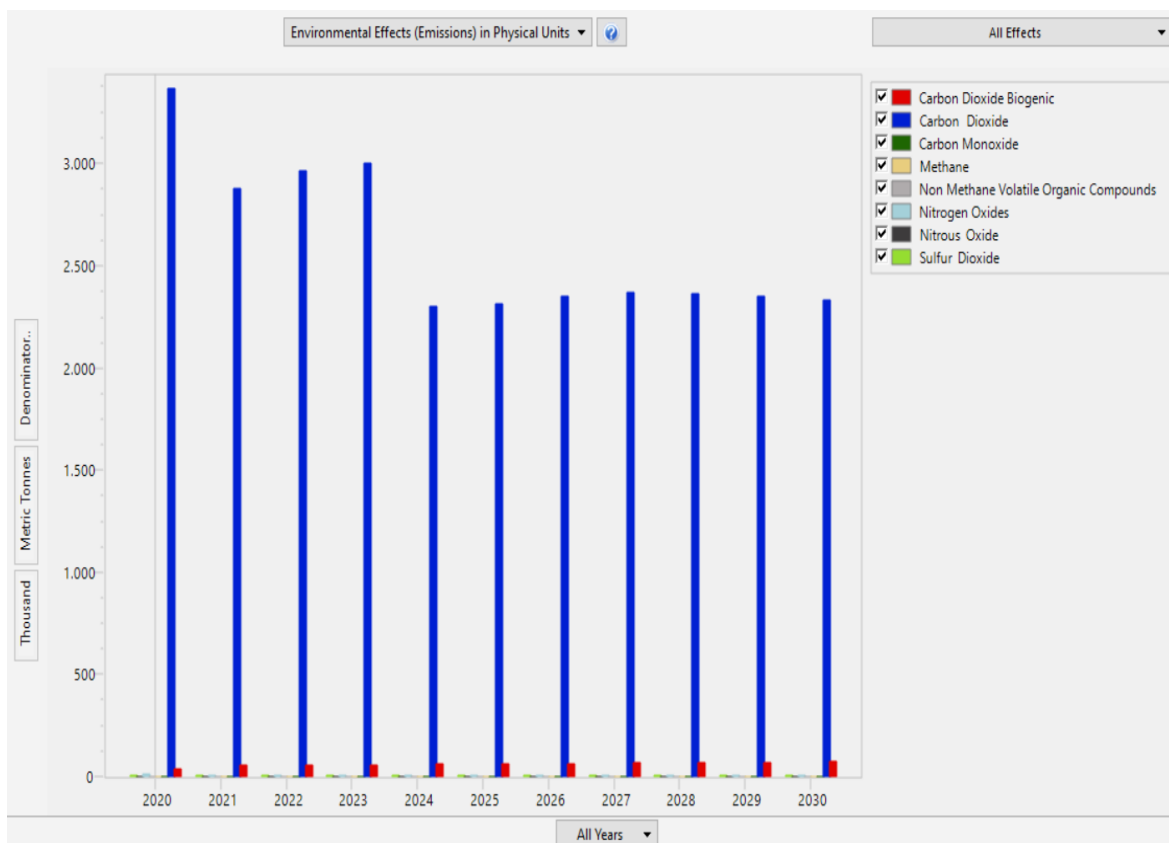


Σχήμα 3.49: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSHL

Πίνακας 3.68: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSHL

Cost of Production

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	24,0	24,4	24,6	18,5	18,5	18,7	18,8	18,8	18,7	18,6
Biomass	2,5	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4	4,7
Natural Gas	5,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Wind	2,0	2,4	2,9	3,3	3,8	4,3	4,8	5,4	5,9	6,5	7,0
PV	5,7	6,4	7,2	7,9	8,7	9,6	10,4	11,3	12,2	13,1	14,0
Total	42,6	41,7	43,7	45,3	40,6	42,2	44,0	45,8	47,4	49,0	50,6



Σχήμα 3.50: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHL

Πίνακας 3.69: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHL

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	52,9	56,1	58,5	59,8	61,9	64,8	67,3	69,1	70,8	72,4
Carbon Dioxide	3.368,6	2.875,9	2.963,9	3.000,0	2.302,3	2.314,5	2.353,3	2.371,0	2.364,5	2.351,6	2.334,5
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	8,0	8,2	8,3	6,4	6,4	6,5	6,6	6,6	6,5	6,5
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,7	6,9	7,0	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,3
Total	3.427,1	2.944,9	3.036,7	3.075,4	2.375,1	2.389,5	2.431,4	2.451,7	2.447,1	2.435,8	2.420,3

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSHL είναι το 2030 κατά 20% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BHS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 71% μεγαλύτερα από το σενάριο RSHL (Σχήμα 3.48) (Πίνακας 3.67). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου RSHL 183,3 εκ.ευρώ.

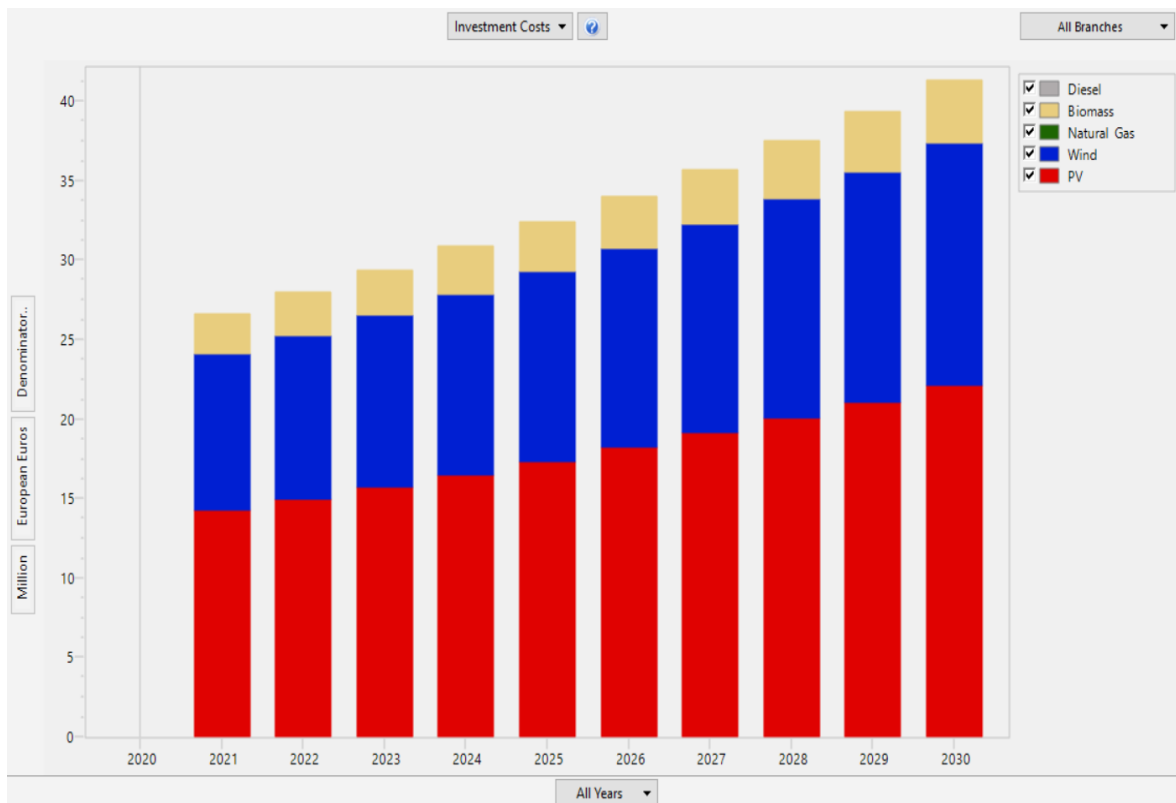
Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSHL(Σχήμα 3.49) (Πίνακας 3.68) είναι μειωμένα κατά 43,5% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο BHS τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,4 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSML 50,6 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.50) (Πίνακας 3.69) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 11,2% λιγότερους ρύπους από το σενάριο RSHL. Σ οι ρύποι είναι 2151 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSHL 2420 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο14 RSHM

Η ζήτηση ισχύος είναι υψηλή, ξεκινώντας από τις 5200 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6200 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 5%, σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2218 MW το 2021 και φτάνει τα 2194,2 MW το 2030 (Πίνακας 3.70).

Πίνακας 3.70: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSHM

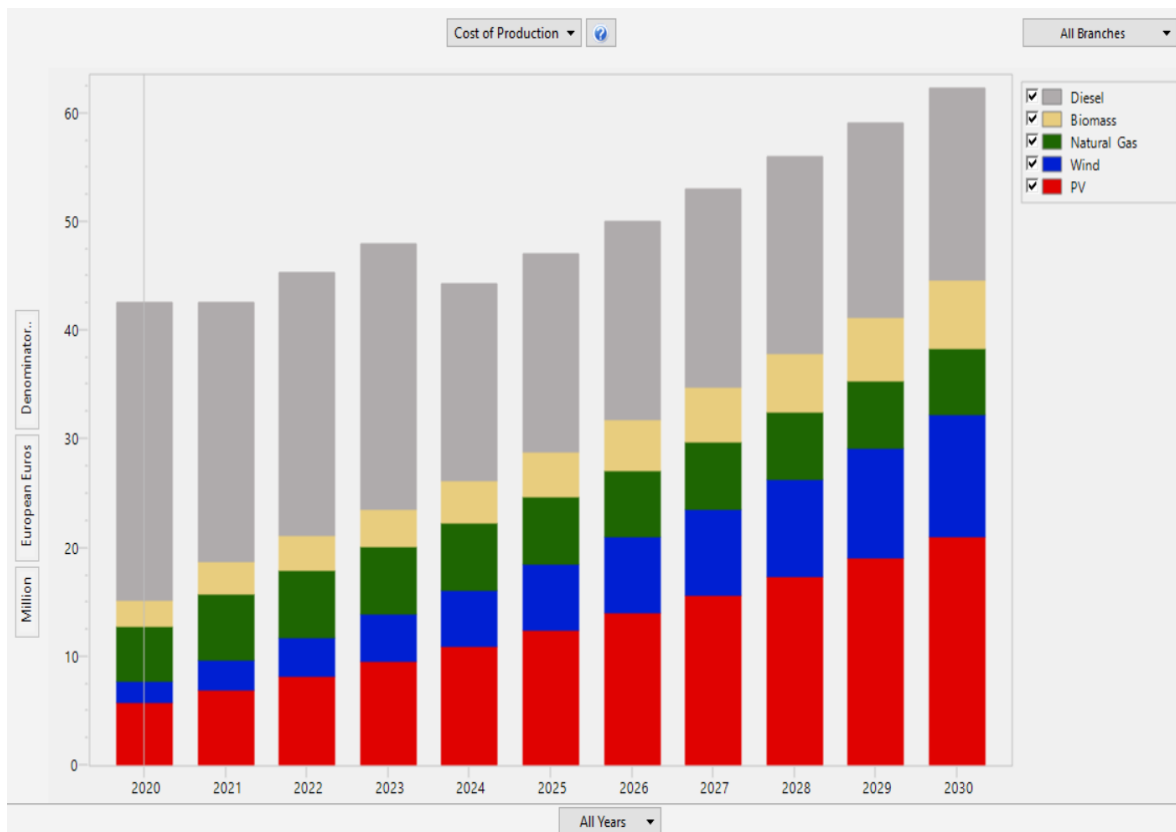
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	23,1	165,9	399	2218
2022	1414	216	24,3	174,2	419	2247,4
2023	1414	216	25,5	182,9	439,9	2278,3
2024	1066	216	26,7	192	461,9	1962,7
2025	1066	216	28,1	201,7	485	1996,7
2026	1066	216	29,5	211,7	509,2	2032,5
2027	1066	216	31	222,3	534,7	2070
2028	1066	216	32,5	233,4	561,4	2109,4
2029	1066	216	34,1	245,1	589,5	2150,7
2030	1066	216	35,8	257,4	619	2194,2



Σχήμα 3.51: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHM

Πίνακας 3.71: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHM

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5	3,6	3,8	4,0
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	9,8	10,3	10,8	11,3	11,9	12,5	13,1	13,8	14,5	15,2
PV	-	14,3	15,0	15,7	16,5	17,3	18,2	19,1	20,1	21,1	22,1
Total	-	26,6	28,0	29,4	30,8	32,4	34,0	35,7	37,5	39,3	41,3

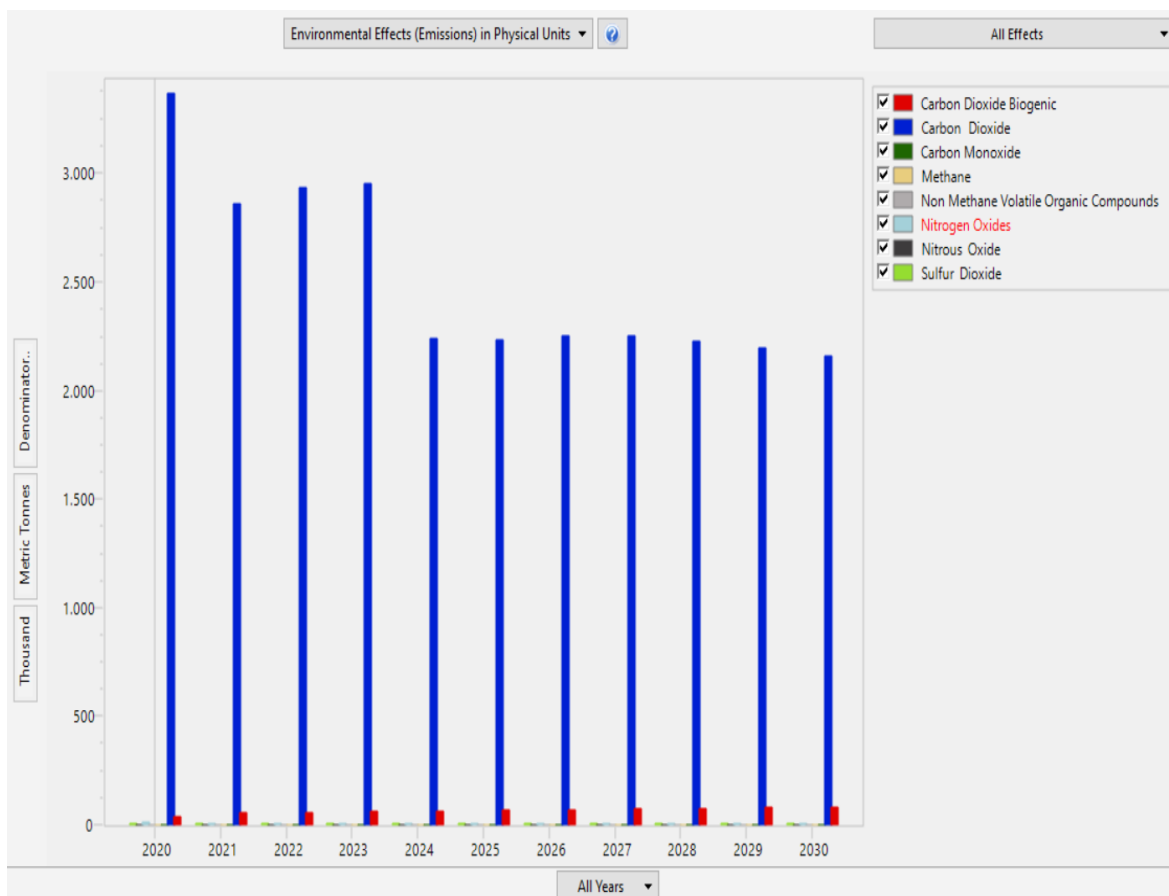


Σχήμα 3.52: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSHM

Πίνακας 3.72: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSHM

Cost of Production

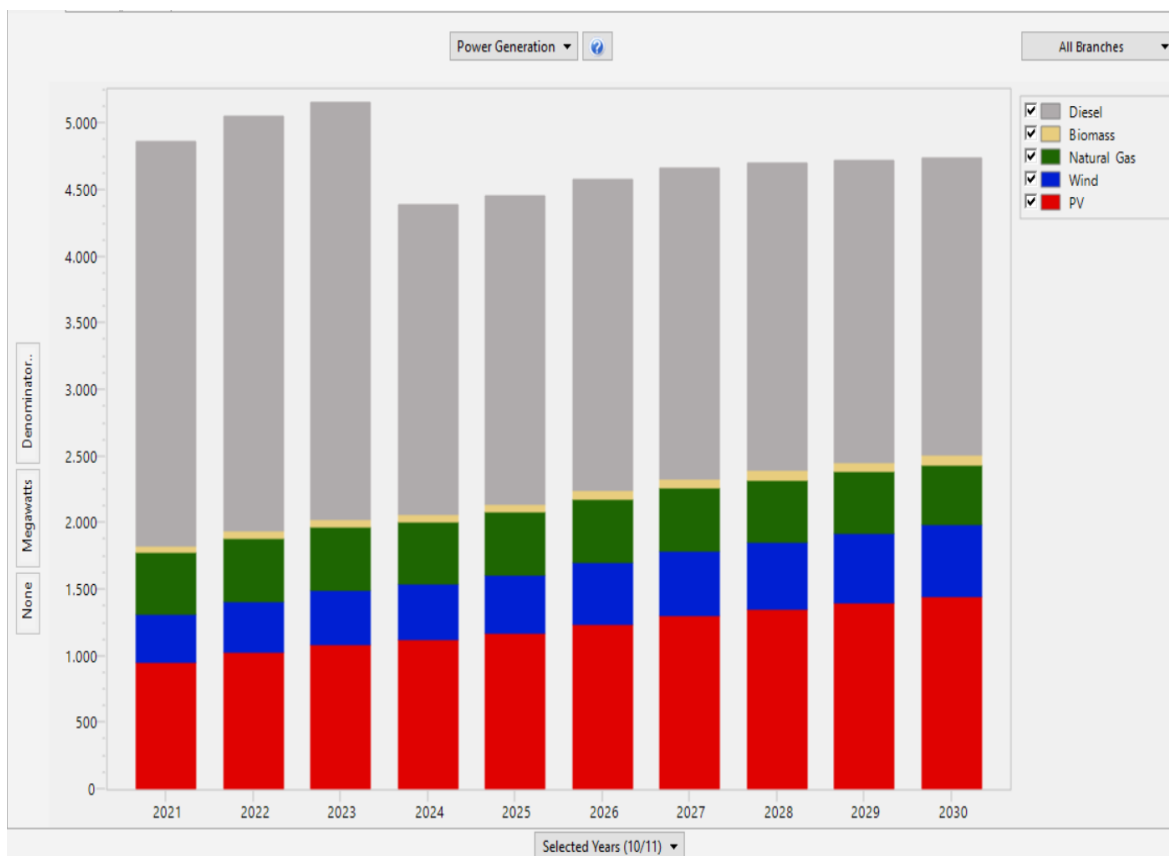
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,9	24,3	24,4	18,2	18,1	18,2	18,2	18,1	17,9	17,7
Biomass	2,5	2,9	3,2	3,5	3,9	4,2	4,6	5,0	5,4	5,9	6,3
Natural Gas	5,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,1	6,1	6,1
Wind	2,0	2,7	3,5	4,3	5,2	6,0	7,0	8,0	9,0	10,1	11,2
PV	5,7	6,9	8,2	9,5	10,9	12,4	13,9	15,6	17,3	19,1	20,9
Total	42,6	42,5	45,3	47,9	44,3	47,0	49,9	52,9	55,9	59,0	62,3



Σχήμα 3.53: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHM

Πίνακας 3.73: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHM

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	53,6	57,7	60,9	62,8	65,8	69,7	73,1	75,9	78,5	81,1
Carbon Dioxide	3.368,6	2.860,6	2.931,5	2.949,6	2.240,4	2.235,0	2.254,2	2.252,1	2.226,4	2.194,1	2.157,5
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,9	8,1	8,2	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2	6,1	6,0
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,7	6,9	6,9	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,0	4,9
Total	3.427,1	2.930,3	3.005,7	3.027,2	2.315,9	2.313,5	2.336,8	2.338,2	2.315,0	2.285,2	2.251,0



Σχήμα 3.54: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSHM

Πίνακας 3.74: Παραγωγή ενέργειας σεναρίου RSHM

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	3.039,0	3.114,4	3.133,6	2.320,1	2.314,5	2.334,4	2.332,2	2.305,5	2.272,1	2.234,2
Biomass	49,6	53,4	56,4	58,2	61,0	64,6	67,7	70,3	72,7	75,1
Natural Gas	464,2	475,7	478,7	470,1	469,0	473,0	472,6	467,2	460,4	452,7
Wind	356,6	383,7	405,3	418,0	437,8	463,7	486,4	504,9	522,4	539,4
PV	952,8	1.025,3	1.083,2	1.117,0	1.170,0	1.239,0	1.299,8	1.349,2	1.396,1	1.441,5
Total	4.862,3	5.052,5	5.157,3	4.383,3	4.452,2	4.574,6	4.658,8	4.697,1	4.723,7	4.742,9

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSHM είναι το 2030 κατά 14% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BHS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 48% μεγαλύτερα από το σενάριο RSHM (Σχήμα 3.51) (Πίνακας 3.71). Πιο

συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου RSHM 335 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSHM (Σχήμα 3.52) (Πίνακας 3.72) είναι μειωμένα κατά 31% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς BHS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,4 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSHM 62,3 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.53) (Πίνακας 3.73) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 4,5% λιγότερους ρύπους από το σενάριο RSHL. Στο σενάριο BHS οι ρύποι είναι 2151 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSMM 2251 χιλ.τόνοι [18] [19].

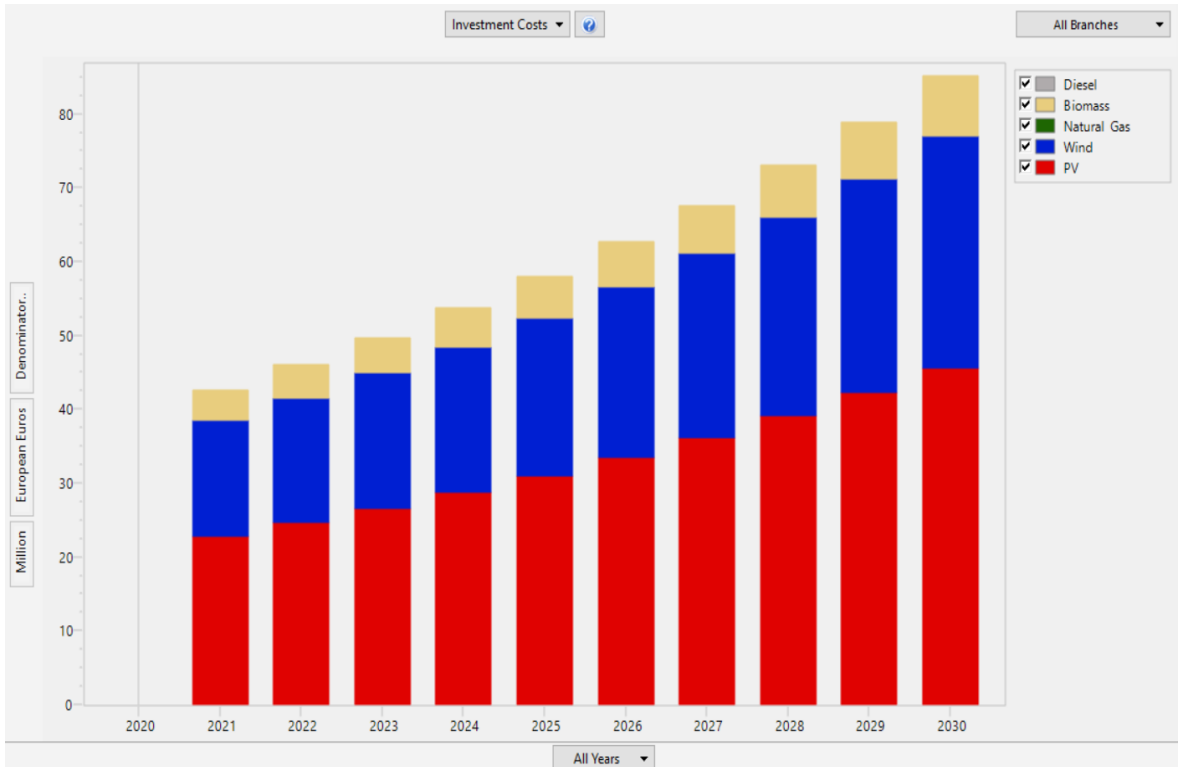
Σενάριο No 15 RSHH

Η ζήτηση ισχύος είναι υψηλή, ξεκινώντας από τις 5200 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6200 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι αυξημένη κατά 8% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2234,8 MW το 2021 και φτάνει τα 2491 MW το 2030 (Πίνακας 3.75).

Πίνακας 3.75: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου RSHH

ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	216	23,8	170,6	410,4	2234,8
2022	1414	216	25,7	184,3	443,2	2283,2
2023	1414	216	27,7	199	478,7	2335,4
2024	1066	216	29,9	215	517	2043,9
2025	1066	216	32,3	232,2	558,3	2104,8
2026	1066	216	34,9	250,7	603	2170,6
2027	1066	216	37,7	270,8	651,3	2241,7
2028	1066	216	40,7	292,4	703,4	2318,5
2029	1066	216	44	315,8	759,6	2401,4

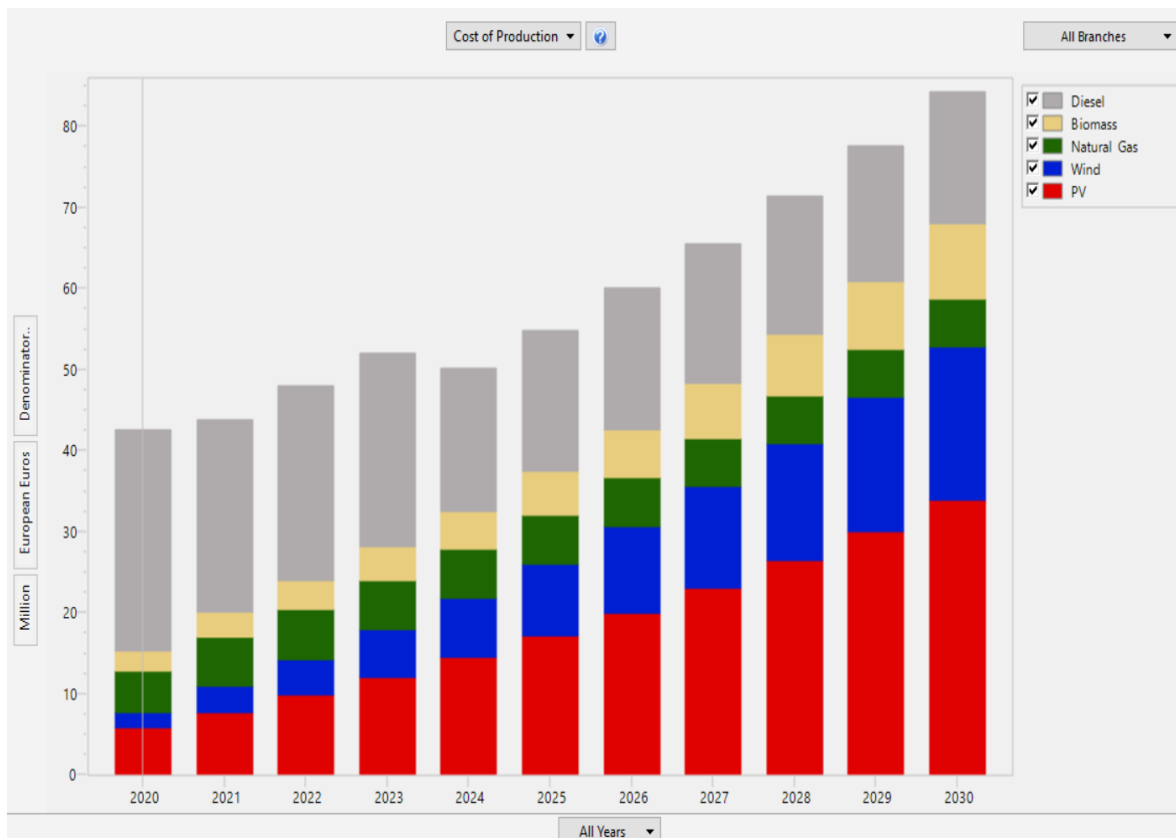
2030	1066	216	47,5	341,1	820,4	2491
------	------	-----	------	-------	-------	-------------



Σχήμα 3.55: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHH

Πίνακας 3.76: Επενδυτικά κόστη σεναρίου RSHH

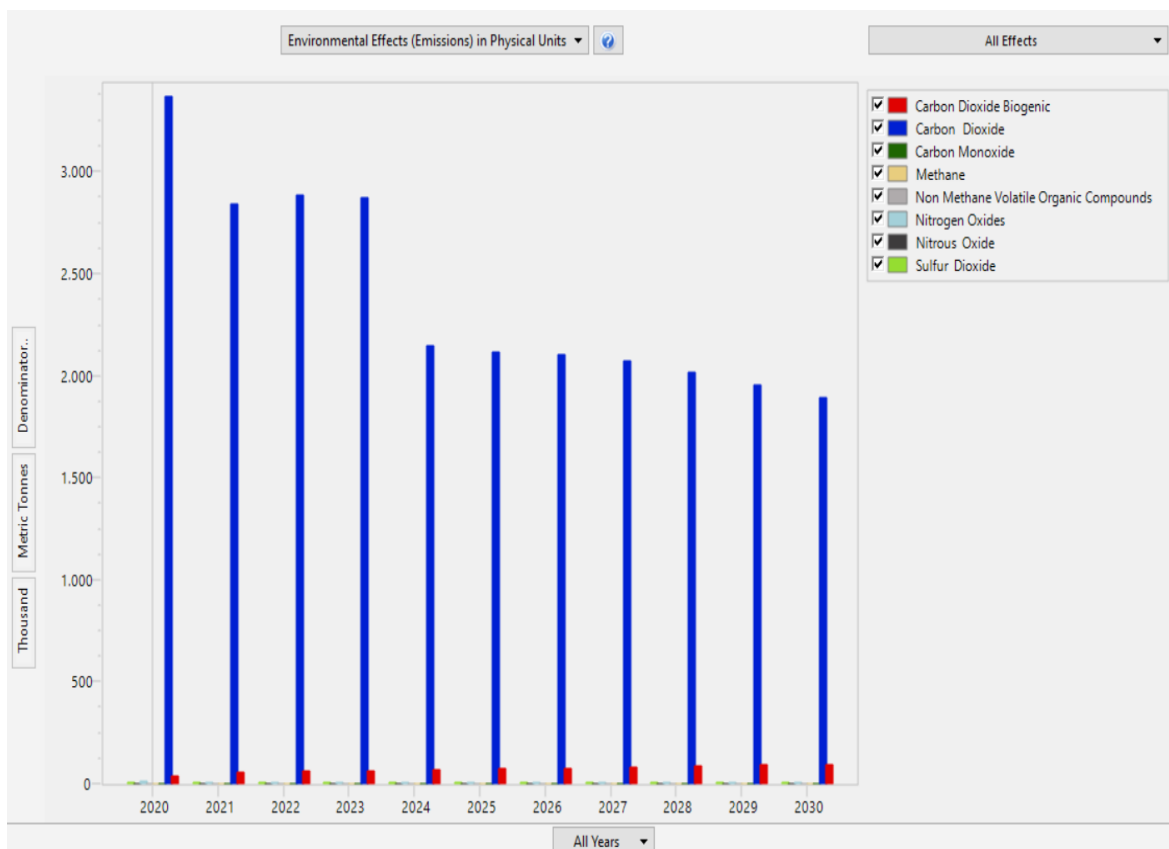
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	4,1	4,5	4,8	5,2	5,6	6,1	6,6	7,1	7,7	8,3
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind	-	15,7	16,9	18,3	19,7	21,3	23,0	24,9	26,9	29,0	31,3
PV	-	22,8	24,6	26,6	28,7	31,0	33,5	36,2	39,1	42,2	45,6
Total	-	42,6	46,0	49,7	53,7	58,0	62,6	67,6	73,0	78,9	85,2



Σχήμα 3.56: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSHH

Πίνακας 3.77: Κόστος παραγωγής σεναρίου RSHH

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	23,8	24,0	24,0	17,7	17,5	17,5	17,3	17,0	16,7	16,4
Biomass	2,5	3,1	3,6	4,1	4,7	5,3	6,0	6,8	7,6	8,4	9,3
Natural Gas	5,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,0	6,0	6,0	5,9	5,9	5,8
Wind	2,0	3,2	4,4	5,8	7,3	8,9	10,6	12,5	14,5	16,7	19,0
PV	5,7	7,6	9,7	12,0	14,4	17,1	19,9	23,0	26,3	29,9	33,8
Total	42,6	43,7	47,9	52,0	50,2	54,8	60,0	65,5	71,3	77,5	84,3



Σχήμα 3.57: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHH

Πίνακας 3.78: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου RSHH

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	54,7	60,0	64,6	67,4	71,7	77,1	82,0	86,2	90,2	94,2
Carbon Dioxide	3.368,6	2.837,9	2.883,1	2.873,7	2.147,3	2.115,1	2.104,5	2.072,4	2.017,4	1.956,1	1.890,8
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	7,9	8,0	8,0	6,0	5,9	5,9	5,8	5,6	5,5	5,3
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,6	6,7	6,7	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3
Total	3.427,1	2.908,6	2.959,4	2.954,6	2.227,0	2.198,9	2.193,7	2.166,3	2.115,4	2.057,8	1.996,2

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου RSHH είναι το 2030 κατά μόλις 2,2% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BHS. Τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 3,5% μεγαλύτερα από το σενάριο RSMH (Σχήμα 3.55) (Πίνακας 3.76). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου BHS είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου RSMH 617

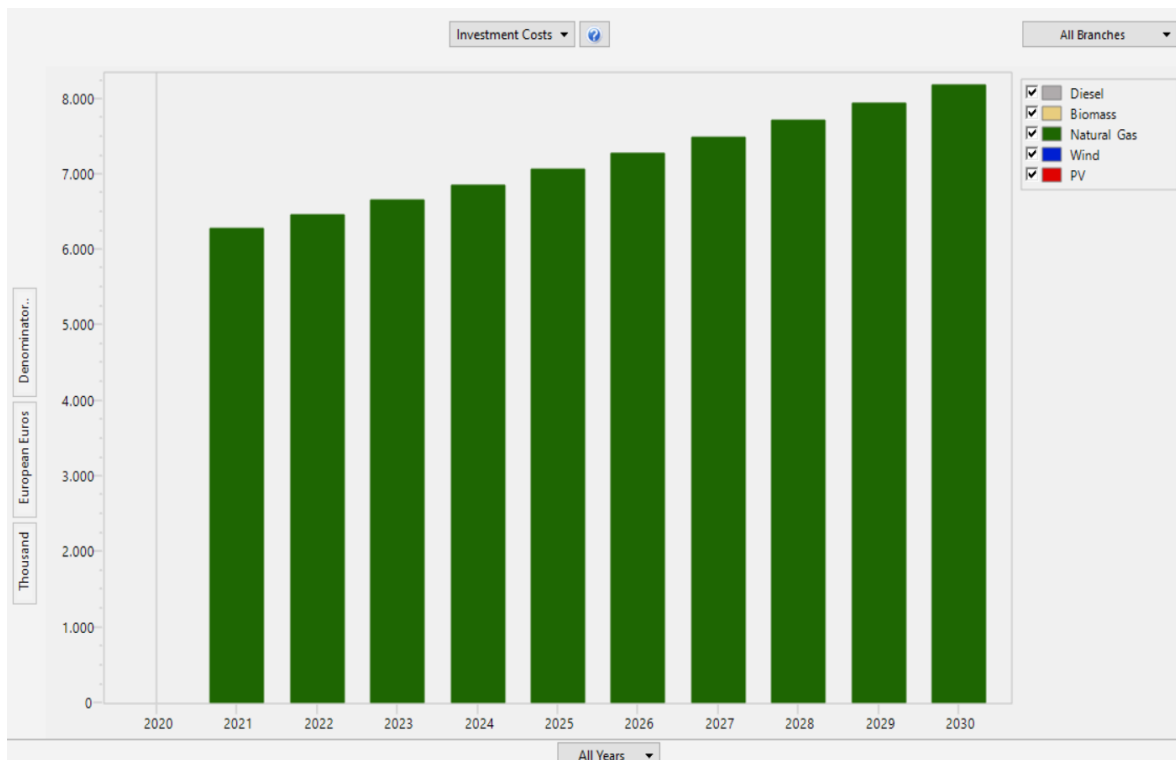
εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο RSHH (Σχήμα 3.56) (Πίνακας 3.77) είναι μειωμένα κατά 4,8% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο αναφοράς BHS τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,4 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο RSHH 84,3 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.57) (Πίνακας 3.78) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 7,2% περισσότερους ρύπους από το σενάριο RSHH. Στο σενάριο αναφοράς BHS οι ρύποι είναι 2151 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο RSHH 1996,2 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο No 16 NGHL

Η ζήτηση ισχύος είναι υψηλή, ξεκινώντας από τις 5200 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6200 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι ελαφρώς αυξημένη κατά 3% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2196,5 MW το 2021 και φτάνει τα 1916,3 MW το 2030 (Πίνακας 3.79).

Πίνακας 3.79: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGHL

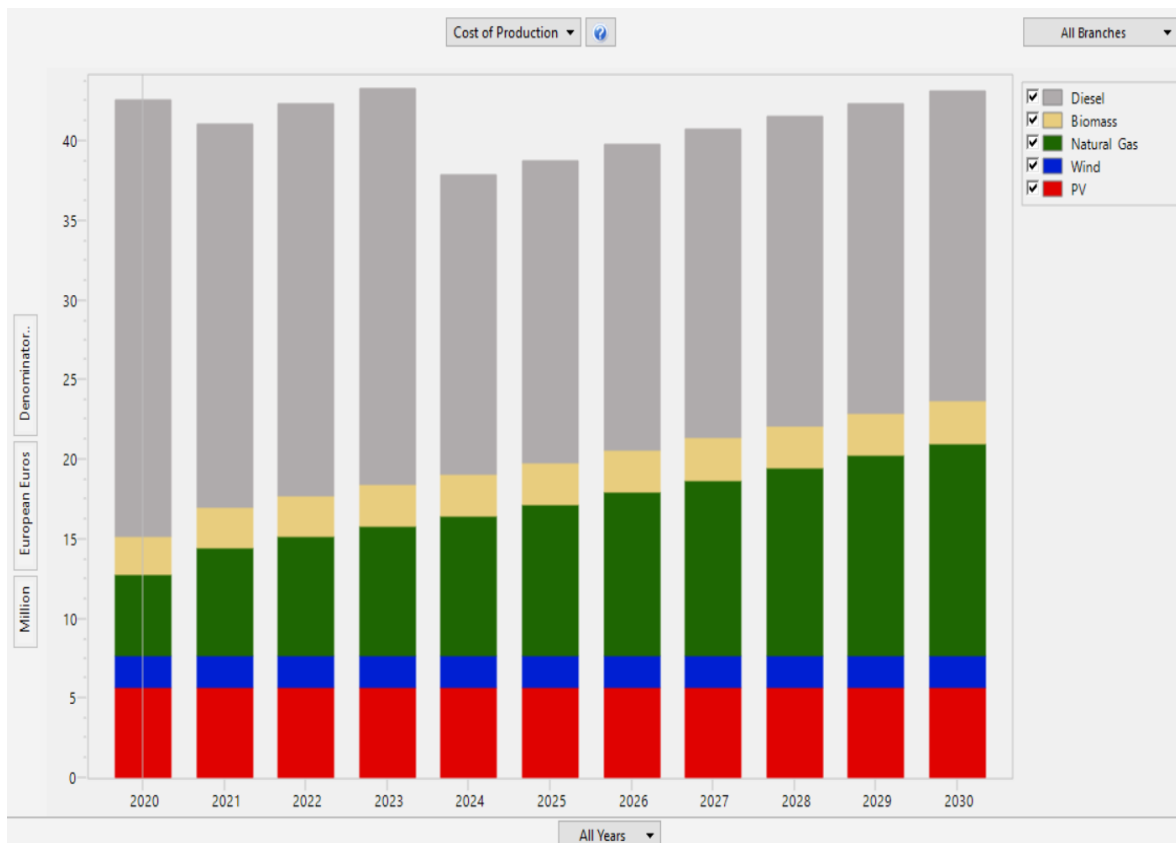
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	222,5	22	158	380	2196,5
2022	1414	229,2	22	158	380	2203,2
2023	1414	236	22	158	380	2210
2024	1066	243,1	22	158	380	1869,1
2025	1066	250,4	22	158	380	1876,4
2026	1066	257,9	22	158	380	1883,9
2027	1066	265,7	22	158	380	1891,7
2028	1066	273,6	22	158	380	1899,6
2029	1066	281,8	22	158	380	1907,8
2030	1066	290,3	22	158	380	1916,3



Σχήμα 3.58: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHL

Πίνακας 3.80: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHL

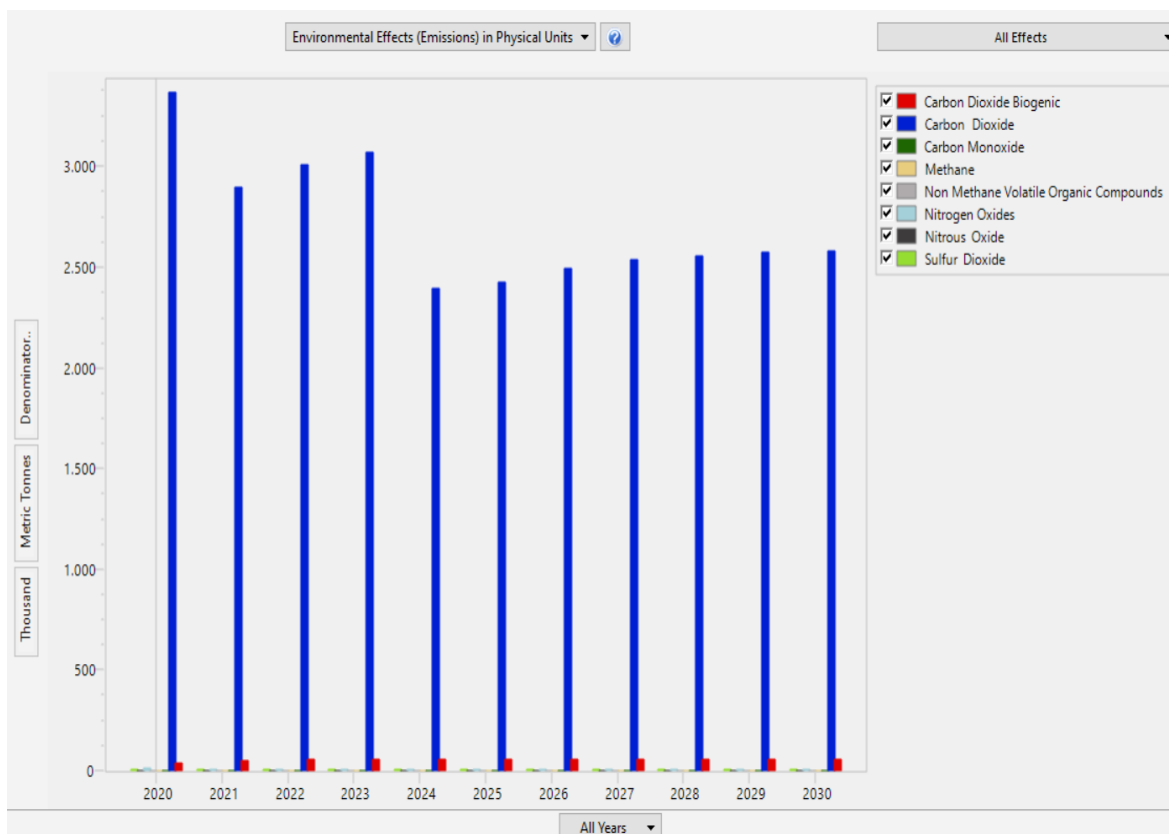
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	6.266,2	6.454,1	6.647,8	6.847,2	7.052,6	7.264,2	7.482,1	7.706,6	7.937,8	8.175,9
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	6.266,2	6.454,1	6.647,8	6.847,2	7.052,6	7.264,2	7.482,1	7.706,6	7.937,8	8.175,9



Σχήμα 3.59: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGHL

Πίνακας 3.81: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGHL

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	24,1	24,6	24,9	18,8	18,9	19,2	19,4	19,4	19,5	19,5
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	6,7	7,4	8,1	8,8	9,5	10,3	11,0	11,8	12,5	13,3
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	41,1	42,3	43,3	37,9	38,7	39,8	40,7	41,5	42,3	43,1



Σχήμα 3.60: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHL

Πίνακας 3.82: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHL

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	51,6	53,4	54,4	54,5	55,1	56,4	57,2	57,5	57,5	57,5
Carbon Dioxide	3.368,6	2.897,6	3.009,4	3.070,1	2.391,1	2.427,7	2.493,5	2.538,3	2.558,1	2.571,5	2.580,8
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	8,0	8,3	8,5	6,6	6,7	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,8	7,0	7,1	5,4	5,5	5,6	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	3.427,1	2.965,5	3.079,7	3.141,7	2.458,9	2.496,4	2.563,8	2.609,6	2.629,7	2.643,3	2.652,6

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGHL είναι το 2030 κατά 24,8% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BHS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου BHS είναι 89% μεγαλύτερα από το σενάριο NGHL (Σχήμα 3.58) (Πίνακας 3.80). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου NGHL

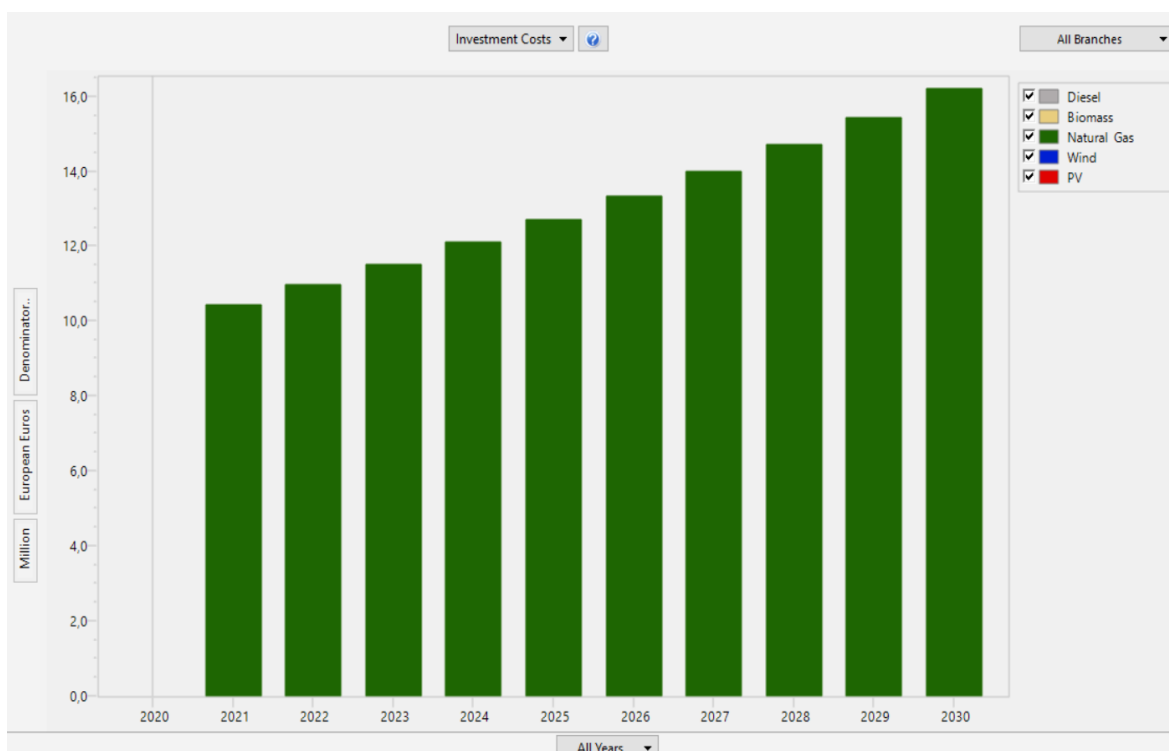
μόλις 71,5 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGHL (Σχήμα 3.59) (Πίνακας 3.81) είναι μειωμένα κατά 52% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο αναφοράς BHS τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,4 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο αναφοράς NGML 43,1 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.60) (Πίνακας 3.82) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς BHS έχει κατά 19% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGHL. Στο σενάριο αναφοράς BHS οι ρύποι είναι 2151 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGHL 2652 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο17 NGHM

Η ζήτηση ισχύος είναι υψηλή, ξεκινώντας από τις 5200 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6200 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι ελαφρώς αυξημένη κατά 5% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2200,8 MW το 2021 και φτάνει τα 1977,8 MW το 2030 (Πίνακας 3.83).

Πίνακας 3.83: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGHM

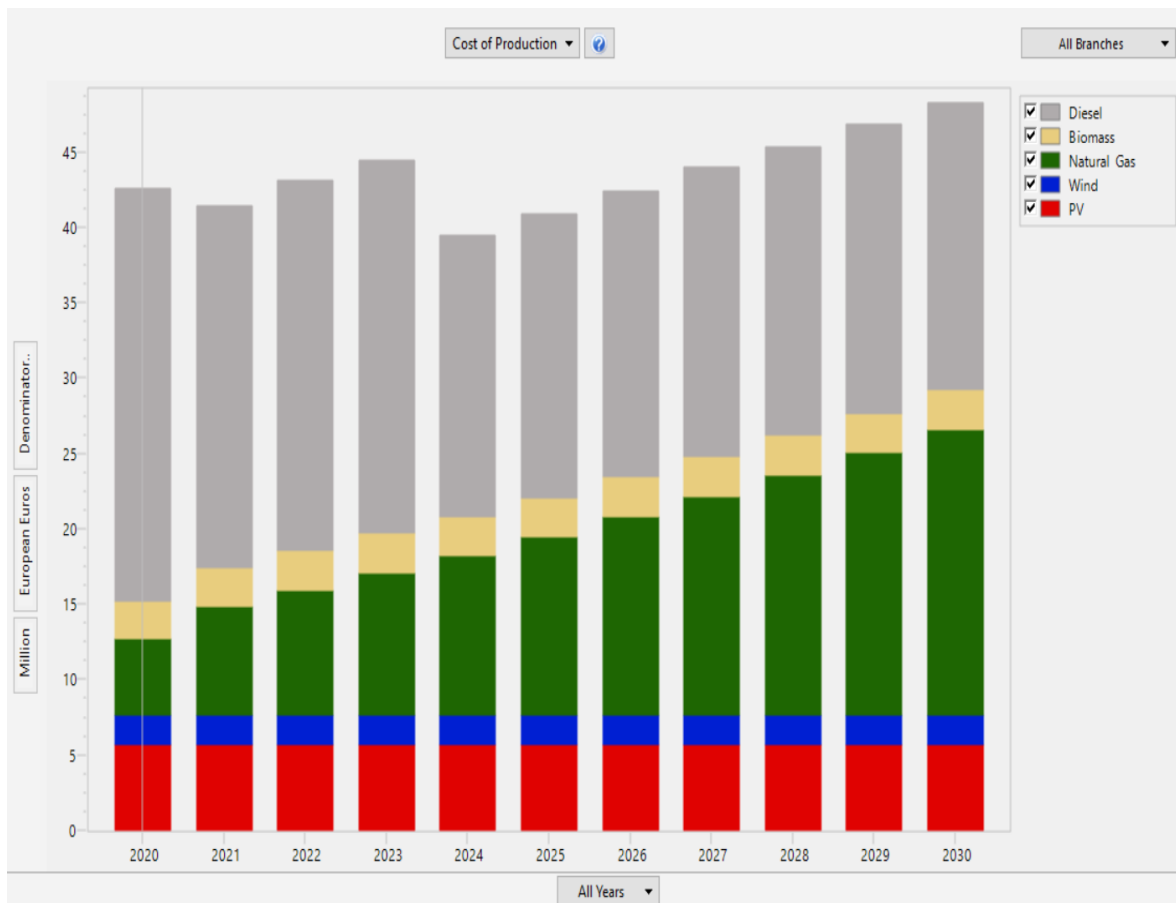
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	226,8	22	158	380	2200,8
2022	1414	238,1	22	158	380	2212,1
2023	1414	250	22	158	380	2224
2024	1066	262,5	22	158	380	1888,5
2025	1066	275,7	22	158	380	1901,7
2026	1066	289,5	22	158	380	1915,5
2027	1066	303,9	22	158	380	1929,9
2028	1066	319,1	22	158	380	1945,1
2029	1066	335,1	22	158	380	1961,1
2030	1066	351,8	22	158	380	1977,8



Σχήμα 3.61: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHM

Πίνακας 3.84: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHM

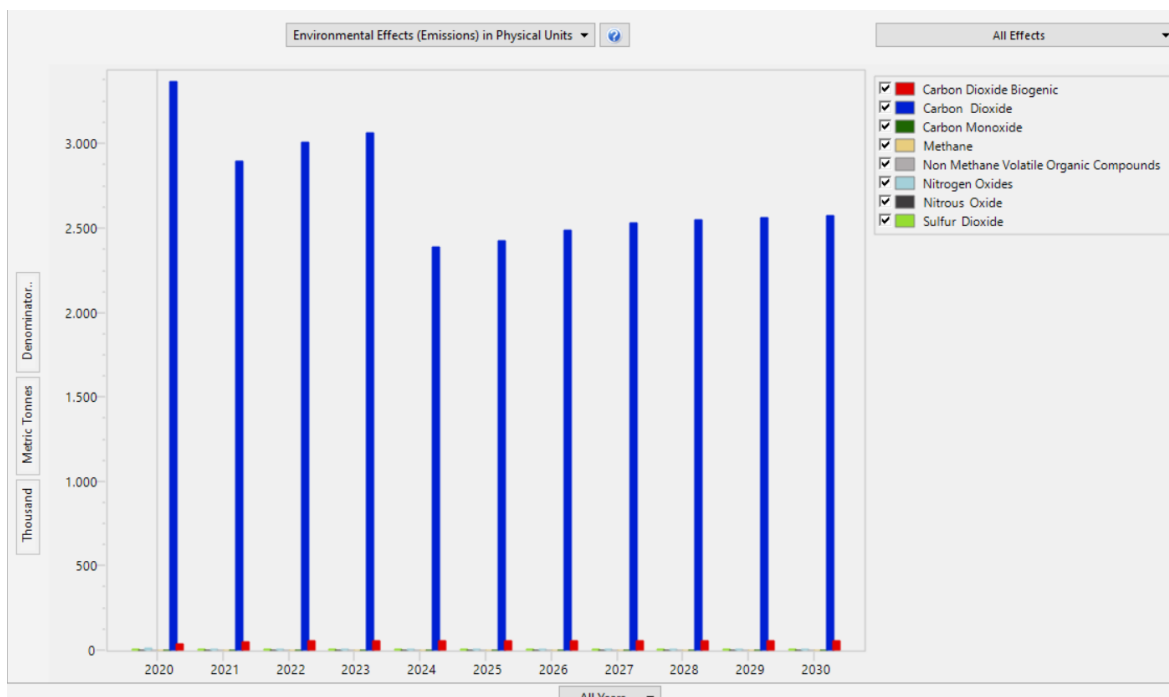
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2



Σχήμα 3.62: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGHM

Πίνακας 3.85: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGHM

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	24,0	24,5	24,8	18,7	18,8	19,0	19,1	19,1	19,1	19,1
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	7,1	8,3	9,4	10,5	11,8	13,1	14,5	15,9	17,4	18,9
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	41,4	43,1	44,5	39,5	40,8	42,4	43,9	45,4	46,8	48,3



Σχήμα 3.63: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHM

Πίνακας 3.86: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHM

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	51,5	53,2	54,1	53,9	54,4	55,5	56,1	56,1	56,0	55,8
Carbon Dioxide	3.368,6	2.896,6	3.007,2	3.066,7	2.388,6	2.424,4	2.489,3	2.533,2	2.552,0	2.564,5	2.572,8
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	8,0	8,3	8,5	6,6	6,7	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,8	7,0	7,1	5,3	5,4	5,5	5,5	5,6	5,5	5,5
Total	3.427,1	2.964,4	3.077,3	3.137,9	2.455,8	2.492,3	2.558,6	2.603,3	2.622,2	2.634,6	2.642,6

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGHM είναι το 2030 κατά 22,5% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BHS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς BHS είναι 79,5% μεγαλύτερα από το σενάριο NGHM (Σχήμα 3.61) ,(Πίνακας 3.84). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου NGHM 131,3 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGHM (Σχήμα 3.62), (Πίνακας 3.85) είναι μειωμένα κατά 45,8% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο BHS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,4

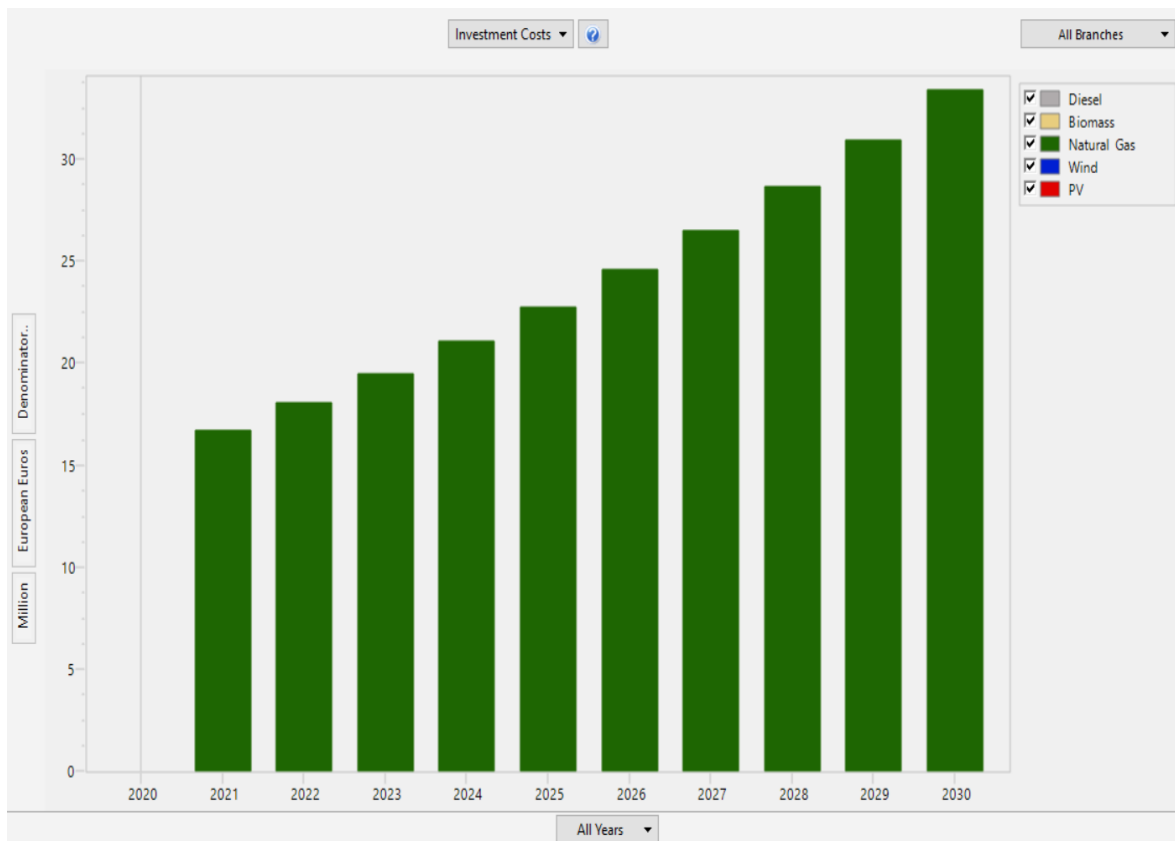
εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGHM 48,3 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.63), (Πίνακας 3.86) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς έχει κατά 18,6% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGHM. Στο σενάριο αναφοράς BHS οι ρύποι είναι 2151 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGHM 2642,6 χιλ.τόνοι [18] [19].

Σενάριο Νο18 NGHH

Η ζήτηση ισχύος είναι υψηλή, ξεκινώντας από τις 5200 GWh το 2021, φτάνοντας στις 6200 GWh το 2030. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων Φυσικού Αερίου είναι αυξημένη κατά 8% σε σύγκριση με τις τιμές που έχει ορίσει η Υπηρεσία Ενέργειας, ενώ η ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου παραμένει σταθερή. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ξεκινάει από τα 2207,3 MW το 2021 και φτάνει τα 2092,3 MW το 2030 (Πίνακας 3.87).

Πίνακας 3.87: Εγκατεστημένη ισχύς σεναρίου NGHH

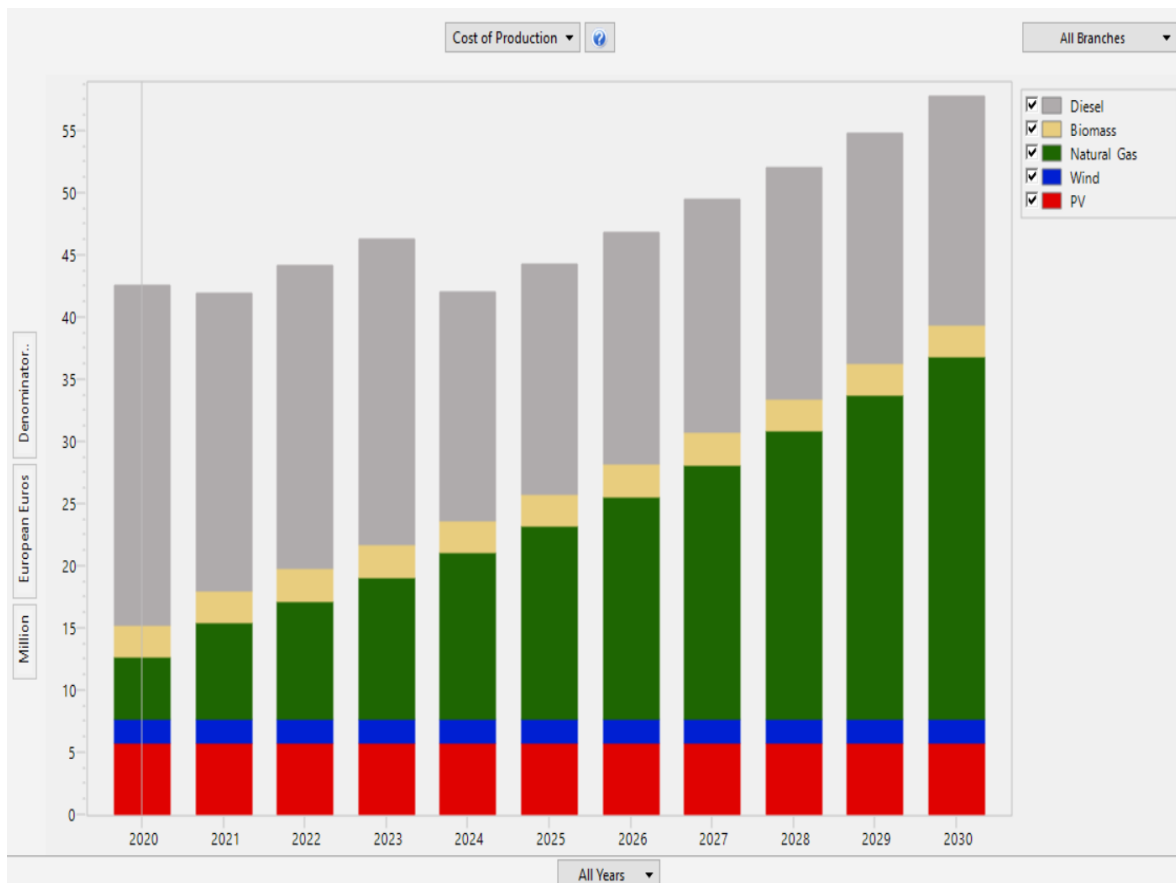
ΕΤΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΑΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					
	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	ΣΥΝΟΛΟ
2021	1414	233,3	22	158	380	2207,3
2022	1414	251,9	22	158	380	2225,9
2023	1414	272,1	22	158	380	2246,1
2024	1066	293,9	22	158	380	1919,9
2025	1066	317,4	22	158	380	1943,4
2026	1066	342,8	22	158	380	1968,8
2027	1066	370,2	22	158	380	1996,2
2028	1066	399,8	22	158	380	2025,8
2029	1066	431,8	22	158	380	2057,8
2030	1066	466,3	22	158	380	2092,3



Σχήμα 3.64: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHH

Πίνακας 3.88: Επενδυτικά κόστη σεναρίου NGHH

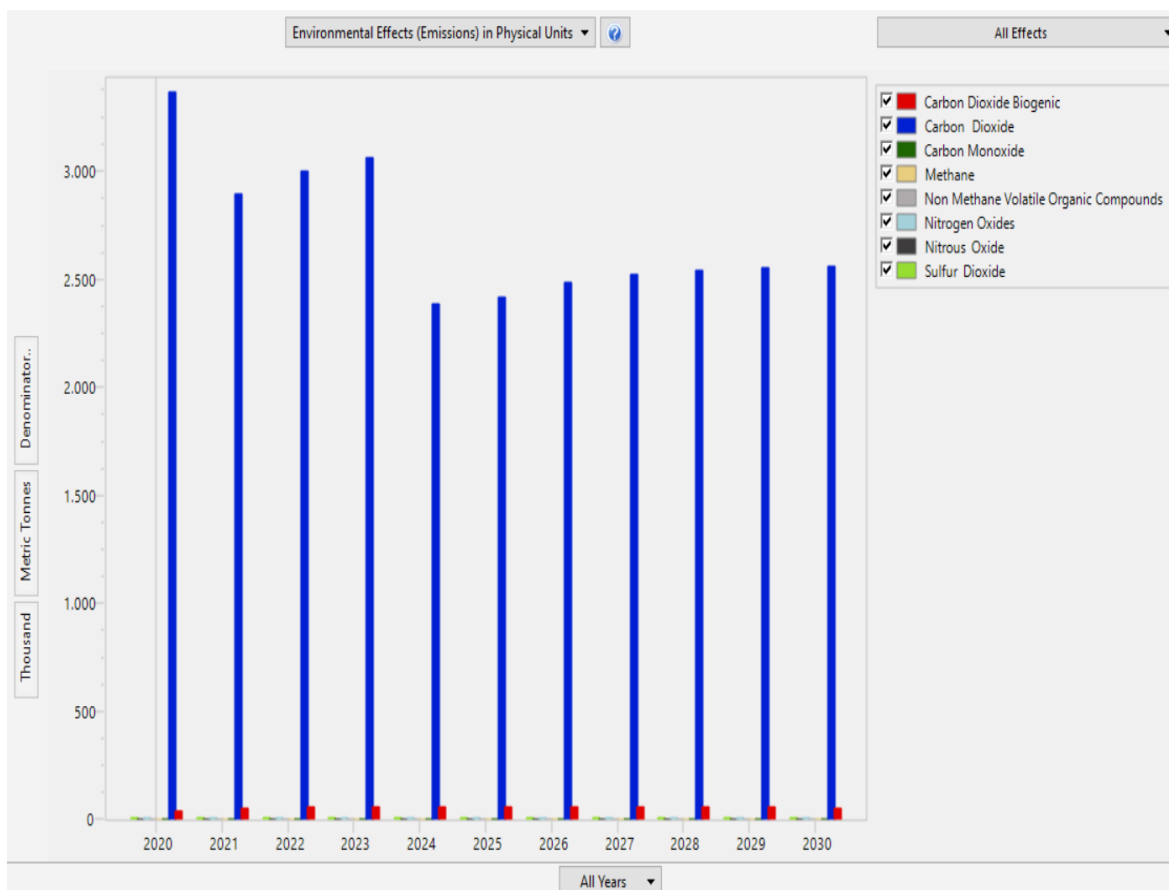
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Gas	-	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4



Σχήμα 3.65: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGHH

Πίνακας 3.89: Κόστος παραγωγής σεναρίου NGHH

Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diesel	27,4	24,0	24,4	24,6	18,5	18,5	18,7	18,7	18,7	18,5	18,4
Biomass	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Natural Gas	5,1	7,7	9,5	11,4	13,4	15,5	17,9	20,5	23,2	26,1	29,2
Wind	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
PV	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	42,6	42,0	44,2	46,3	42,1	44,3	46,9	49,5	52,1	54,9	57,8



Σχήμα 3.66: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHH

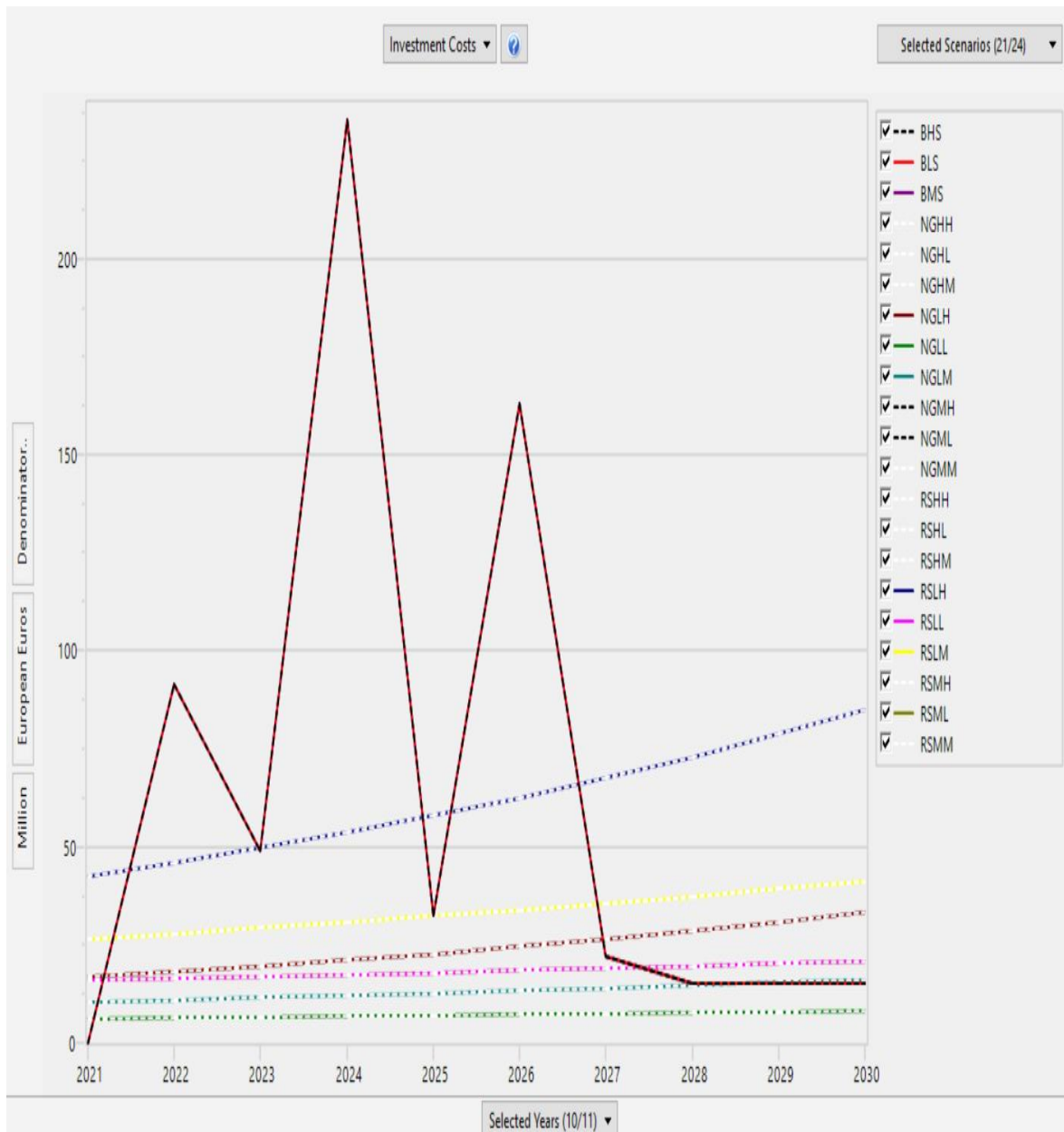
Πίνακας 3.90: Περιβαλλοντικές επιπτώσεις σεναρίου NGHH

Effect	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbon Dioxide Biogenic	39,4	51,3	52,9	53,5	53,1	53,3	54,0	54,3	54,0	53,4	52,8
Carbon Dioxide	3.368,6	2.895,1	3.003,9	3.061,5	2.384,7	2.419,2	2.482,6	2.524,9	2.542,0	2.552,7	2.559,1
Carbon Monoxide	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Methane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non Methane Volatile Organic Compounds	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nitrogen Oxides	9,3	8,0	8,3	8,5	6,6	6,7	6,9	7,0	7,0	7,1	7,1
Nitrous Oxide	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sulfur Dioxide	8,2	6,7	6,9	7,0	5,2	5,3	5,3	5,4	5,3	5,3	5,2
Total	3.427,1	2.962,7	3.073,7	3.132,1	2.450,9	2.485,8	2.550,2	2.592,9	2.609,8	2.619,9	2.625,6

Η εγκατεστημένη ισχύς του σεναρίου NGHH είναι το 2030 κατά 17,9% μικρότερη του σεναρίου αναφοράς BHS. Από την άλλη όμως τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου BHS είναι 62,2% μεγαλύτερα από το σενάριο NGHH (Σχήμα 3.64) (Πίνακας 3.88). Πιο συγκεκριμένα τα επενδυτικά κόστη του σεναρίου αναφοράς είναι 639,4 εκ.ευρώ ενώ του σεναρίου NGHH 241,9 εκ.ευρώ. Όσον αφορά τα κόστη παραγωγής στο σενάριο NGHH (Σχήμα 3.65)

(Πίνακας 3.89) είναι μειωμένα κατά 35,5% κατά το 2030 σε σχέση με το σενάριο BHS. Στο σενάριο αναφοράς τα κόστη παραγωγής κατά το 2030 είναι 89,4 εκ.ευρώ ενώ στο σενάριο NGHH 57,8 εκ.ευρώ. Εξετάζοντας τα στοιχεία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Σχήμα 3.66) (Πίνακας 3.90) βλέπουμε πως το σενάριο αναφοράς BHS έχει κατά 18,9% λιγότερους ρύπους από το σενάριο NGHH. Στο σενάριο αναφοράς BHS οι ρύποι είναι 2151 χιλ.τόνοι ενώ στο σενάριο NGHH 2625,6 χιλ.τόνοι [18] [19].

3.3 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα

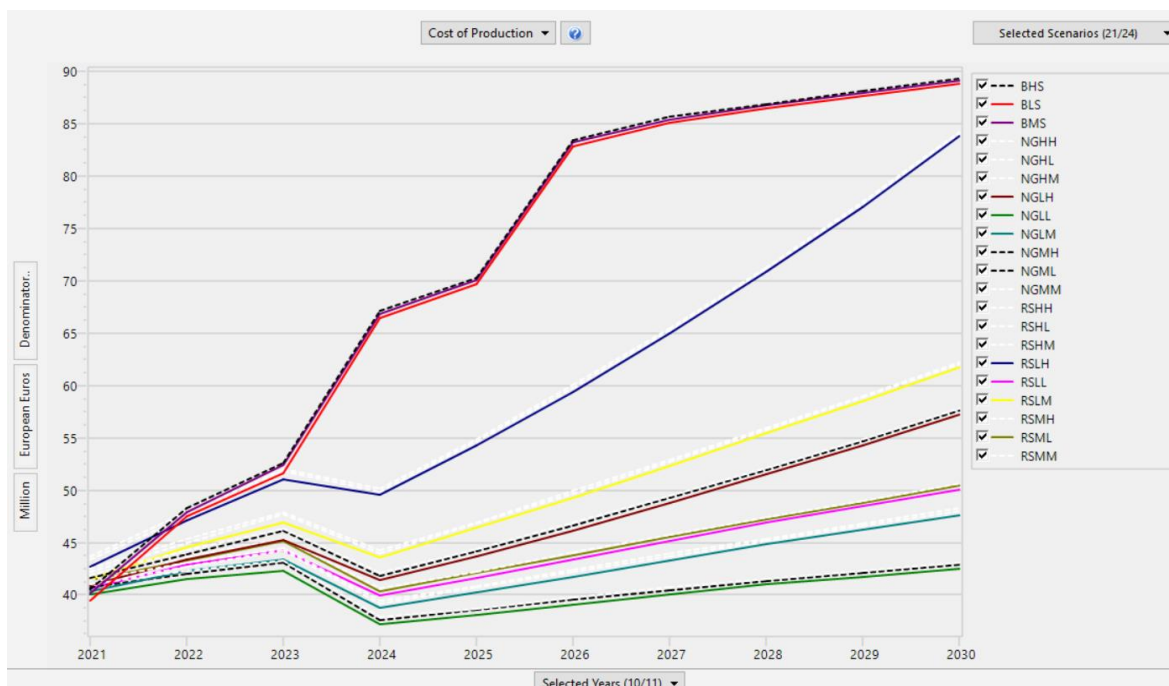


Σχήμα 3.67: Συγκεντρωτικά επενδυτικά κόστη

Πίνακας 3.91: Συγκεντρωτικά επενδυτικά κόστη

		Investment Costs									
Scenario		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Denominator..	BHS	-	91,5	49,1	235,6	32,8	163,3	22,1	15,0	15,0	15,0
	BLS	-	91,5	49,1	235,6	32,8	163,3	22,1	15,0	15,0	15,0
	BMS	-	91,5	49,1	235,6	32,8	163,3	22,1	15,0	15,0	15,0
	NGHH	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4
	NGHL	6,3	6,5	6,6	6,8	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	8,2
	NGHM	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2
	NGLH	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4
	NGLL	6,3	6,5	6,6	6,8	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	8,2
	NGLM	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2
	NGMH	16,7	18,0	19,5	21,0	22,7	24,6	26,5	28,6	30,9	33,4
European Euros	NGML	6,3	6,5	6,6	6,8	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	8,2
	NGMM	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0	14,7	15,4	16,2
	RSHH	42,6	46,0	49,7	53,7	58,0	62,6	67,6	73,0	78,9	85,2
	RSHL	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,1	19,7	20,2	20,8
	RSHM	26,6	28,0	29,4	30,8	32,4	34,0	35,7	37,5	39,3	41,3
Million	RSLH	42,6	46,0	49,7	53,7	58,0	62,6	67,6	73,0	78,9	85,2
	RSLL	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,1	19,7	20,2	20,8
	RSLM	26,6	28,0	29,4	30,8	32,4	34,0	35,7	37,5	39,3	41,3
	RSMH	42,6	46,0	49,7	53,7	58,0	62,6	67,6	73,0	78,9	85,2
	RSML	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,1	19,7	20,2	20,8
RSMM	26,6	28,0	29,4	30,8	32,4	34,0	35,7	37,5	39,3	41,3	
Total		355,9	652,3	548,2	1.132,7	550,7	970,5	577,3	588,6	623,3	660,4

Τα υψηλότερα επενδυτικά κόστη τα έχουν τα βασικά σενάρια αναφοράς όπου φτάνουν τα 639 εκ.ευρώ ενώ αντίθετα τα χαμηλότερα επενδυτικά κόστη τα έχουν τα σενάρια NGLL NGML NGHL με επενδυτικό κόστος τα 71,5 εκ.ευρώ. Τα σενάρια με το αμέσως επόμενο υψηλότερο κόστος επένδυσης είναι τα σενάρια RSLH, RSMH, RSHH με κόστος 617 εκ.ευρώ. Αξίζει να σημειωθεί πως τα κόστη επενδύσεων σε τομείς ΑΠΕ είναι αναλογικά μεγαλύτερα σε σύγκριση με τις επενδύσεις άλλων πηγών ενέργειας (Σχήμα 3.67) (Πίνακας 3.91).

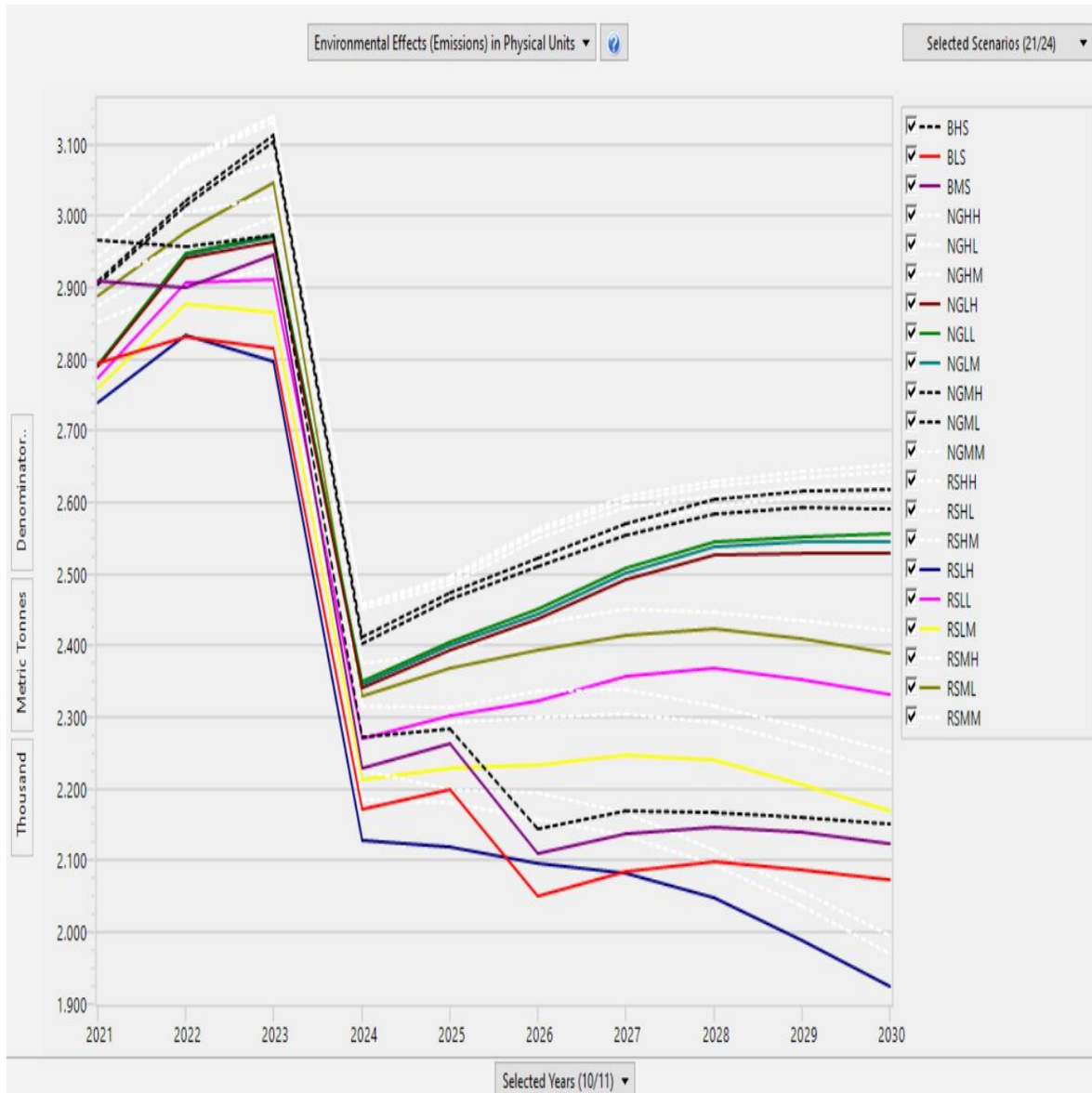


Σχήμα 3.68: Συγκεντρικά κόστη παραγωγής

Πίνακας 3.92: Συγκεντρικά κόστη παραγωγής

Scenario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BHS	40,5	48,3	52,6	67,1	70,3	83,5	85,7	86,9	88,2	89,4
BLS	39,5	47,5	51,6	66,5	69,7	82,8	85,1	86,5	87,7	88,9
BMS	40,2	47,9	52,4	66,8	70,1	83,2	85,5	86,8	88,0	89,2
NGHH	42,0	44,2	46,3	42,1	44,3	46,9	49,5	52,1	54,9	57,8
NGHL	41,1	42,3	43,3	37,9	38,7	39,8	40,7	41,5	42,3	43,1
NGHM	41,4	43,1	44,5	39,5	40,8	42,4	43,9	45,4	46,8	48,3
NGLH	40,9	43,4	45,3	41,4	43,7	46,2	48,8	51,6	54,3	57,2
NGLL	40,0	41,5	42,3	37,2	38,1	39,1	40,1	41,0	41,7	42,5
NGLM	40,4	42,3	43,4	38,8	40,2	41,7	43,3	44,8	46,2	47,6
NGMH	41,6	43,9	46,1	41,8	44,2	46,6	49,2	51,9	54,7	57,6
NGML	40,7	42,0	43,1	37,6	38,6	39,5	40,5	41,4	42,1	42,9
NGMM	41,1	42,7	44,3	39,2	40,7	42,2	43,7	45,2	46,6	48,0
RSHH	43,7	47,9	52,0	50,2	54,8	60,0	65,5	71,3	77,5	84,3
RSHL	41,7	43,7	45,3	40,6	42,2	44,0	45,8	47,4	49,0	50,6
RSHM	42,5	45,3	47,9	44,3	47,0	49,9	52,9	55,9	59,0	62,3
RSLH	42,7	47,1	51,1	49,5	54,3	59,4	65,0	70,9	77,1	83,8
RSLL	40,7	42,9	44,3	40,0	41,7	43,4	45,2	46,9	48,5	50,1
RSLM	41,5	44,5	46,9	43,6	46,4	49,3	52,4	55,5	58,5	61,8
RSMH	43,4	47,5	51,9	49,9	54,7	59,8	65,3	71,2	77,4	84,1
RSML	41,4	43,3	45,2	40,3	42,1	43,8	45,5	47,2	48,8	50,4
RSMM	42,2	45,0	47,8	44,0	46,8	49,7	52,7	55,8	58,9	62,1
Total	869,0	936,3	987,6	958,2	1.009,6	1.093,3	1.146,4	1.197,1	1.248,3	1.302,0

Το μεγαλύτερο κόστος παραγωγής κατά το τελικό έτος 2030 παρουσιάζεται στο σενάριο BHS με κόστος που αγγίζει τα 89,4 εκ.ευρώ. Έπονται τα άλλα δύο σενάρια αναφοράς BML και BMS ME 89,2 και 88,9 εκ.ευρώ αντίστοιχα. Το αμέσως επόμενο σενάριο είναι το RSHH με κόστος 84,3 εκ.ευρώ. Το σενάριο με το χαμηλότερο κόστος παραγωγής είναι το σενάριο NGLL με κόστος παραγωγής τα 42,5 εκ.ευρώ (Σχήμα 3.68) (Πίνακας 3.92).



Σχήμα 3.69: Συγκεντρωτικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Πίνακας 3.93: Συγκεντρωτικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Environmental Effects (Emissions) in Physical Units										
Scenario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BHS	2.967,2	2.956,8	2.972,7	2.273,4	2.283,6	2.144,5	2.168,4	2.167,5	2.161,2	2.151,7
BLS	2.795,1	2.830,4	2.814,6	2.172,5	2.199,3	2.049,3	2.084,4	2.098,2	2.087,3	2.073,1
BMS	2.910,1	2.900,4	2.945,7	2.229,8	2.264,0	2.110,4	2.136,3	2.146,3	2.138,5	2.123,9
NGHH	2.962,7	3.073,7	3.132,1	2.450,9	2.485,8	2.550,2	2.592,9	2.609,8	2.619,9	2.625,6
NGHL	2.965,5	3.079,7	3.141,7	2.458,9	2.496,4	2.563,8	2.609,6	2.629,7	2.643,3	2.652,6
NGHM	2.964,4	3.077,3	3.137,9	2.455,8	2.492,3	2.558,6	2.603,3	2.622,2	2.634,6	2.642,6
NGLH	2.790,9	2.942,2	2.965,5	2.342,2	2.394,1	2.437,1	2.492,5	2.526,3	2.530,2	2.529,7
NGLL	2.793,5	2.948,0	2.974,7	2.349,9	2.404,3	2.450,1	2.508,6	2.545,6	2.552,8	2.555,7
NGLM	2.792,5	2.945,7	2.971,1	2.346,9	2.400,4	2.445,1	2.502,5	2.538,4	2.544,4	2.546,1
NGMH	2.905,7	3.015,0	3.103,6	2.403,9	2.464,5	2.509,7	2.554,6	2.584,2	2.592,3	2.591,6
NGML	2.908,5	3.020,9	3.113,2	2.411,8	2.475,0	2.523,1	2.571,0	2.604,0	2.615,5	2.618,3
NGMM	2.907,4	3.018,6	3.109,5	2.408,7	2.470,9	2.518,0	2.564,8	2.596,6	2.606,8	2.608,4
RSHH	2.908,6	2.959,4	2.954,6	2.227,0	2.198,9	2.193,7	2.166,3	2.115,4	2.057,8	1.996,2
RSHL	2.944,9	3.036,7	3.075,4	2.375,1	2.389,5	2.431,4	2.451,7	2.447,1	2.435,8	2.420,3
RSHM	2.930,3	3.005,7	3.027,2	2.315,9	2.313,5	2.336,8	2.338,2	2.315,0	2.285,2	2.251,0
RSLH	2.739,9	2.832,9	2.797,5	2.128,2	2.117,8	2.096,4	2.082,4	2.047,7	1.987,4	1.923,3
RSLL	2.774,1	2.906,9	2.911,9	2.269,8	2.301,4	2.323,6	2.356,8	2.368,8	2.352,4	2.331,9
RSLM	2.760,3	2.877,2	2.866,3	2.213,2	2.228,2	2.233,1	2.247,6	2.241,0	2.207,0	2.168,9
RSMH	2.852,7	2.903,0	2.927,8	2.184,3	2.180,0	2.158,8	2.134,3	2.094,7	2.036,2	1.970,4
RSML	2.888,3	2.978,7	3.047,5	2.329,6	2.369,0	2.392,8	2.415,5	2.423,1	2.410,2	2.389,0
RSMM	2.873,9	2.948,4	2.999,8	2.271,5	2.293,7	2.299,7	2.303,6	2.292,4	2.261,2	2.222,0
Total	60.336,6	62.257,8	62.990,4	48.619,4	49.222,5	49.326,2	49.885,4	50.013,8	49.759,9	49.392,2

Το σενάριο με τις λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις είναι το σενάριο RSLH με 1923,3 χιλ.τόνους ρύπων. Αντίθετα το σενάριο με τους περισσότερους περιβαλλοντικούς ρύπους είναι το σενάριο NGHL με 2652,6 χιλ.τόνους ρύπων. (Σχήμα 3.69) (Πίνακας 3.93) [11] [12].

Γενικά τα σενάρια όπου παρατηρείται αύξηση των επενδύσεων στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παρουσιάζουν χαμηλότερα ποσοστά ρύπων σε σχέση με τα υπόλοιπα. Όσο μεγαλύτερη η αύξηση των ΑΠΕ τόσο μεγαλύτερη μείωση των ρύπων.

Κεφάλαιο 4 Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάστηκαν διάφορα εναλλακτικά σενάρια επέκτασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου με σκοπό να μελετηθεί η μελλοντική εξέλιξη του ενεργειακού της συστήματος.

Εξετάστηκαν δεκαοκτώ εναλλακτικά σενάρια τα οποία διαφοροποιούνταν ως προς το είδος παραγωγής ενέργειας καθώς και με το ποσοστό αύξησης συμμετοχής τους στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Τα σενάρια αυτά συγκρίθηκαν με τον υπάρχον σενάριο αναφοράς του Υπουργείου Ενέργειας Κύπρου και στις τρεις του εκδοχές ανάλογα με την απαιτούμενη παραγωγή ισχύος. Το κοινό σημείο όλων των σεναρίων είναι η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων πετρελαίου.

Κάθε περίπτωση παρουσιάζει διαφορετικά αποτελέσματα τόσο οικονομικά όσο και περιβαλλοντικά. Τα τρία σενάρια αναφοράς παρουσιάζουν μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος από όλα τα σενάρια που μελετήθηκαν γεγονός που συνεπάγεται και μεγαλύτερη αύξηση του κόστους επένδυσης καθώς και του κόστους παραγωγής ενέργειας. Τα σενάρια στα οποία υπάρχει παρόμοια αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος αν και λιγότερη είναι τα σενάρια RSLH, RSMH και RSHH όπου έχουμε ετήσια αύξηση στις μονάδες ανανεώσιμων πηγών κατά 8%. Τα σενάρια με τα λιγότερα επενδυτικά κόστη είναι αυτά στα οποία υπάρχει μικρή αύξηση του 3% στις μονάδες φυσικού αερίου δηλαδή στα σενάρια NGLL, NGML, NGHL. Όσον αφορά τους ρύπους παρατηρείται πως τα σενάρια με αυξημένο ποσοστό διεύδυσης ανανεώσιμων πηγών (8%), έχουν τους λιγότερους περιβαλλοντικούς ρύπους. Τα σενάρια που ακολουθούν είναι τα τρία σενάρια αναφοράς και αυτό συμβαίνει διότι και σε αυτά τα σενάρια υπάρχει μεγάλη αύξηση της εγκατάστασης μονάδων παραγωγής ανανεώσιμων πηγών. Τα σενάρια αύξησης μονάδων παραγωγής φυσικού αερίου παρουσιάζουν αναλογική αύξηση των ρύπων γεγονός που οδηγεί στο συμπέρασμα πως ως προς τους ρύπους είναι τα χειρότερα σενάρια.

Πολλοί είναι οι παράγοντες που πρέπει να εξεταστούν για την καλύτερη επιλογή συστήματος ενέργειας της Κύπρου καθώς κάθε χώρα έχει τις δικές της ιδιαιτερότητες, δικές της προοπτικές εξέλιξης και διαφορετικό ενεργειακό πλούτο. Μπορεί τα σενάρια του φυσικού αερίου να έχουν μεγάλα ποσοστά ρύπανσης όμως σε σύγκριση με τις μονάδες

πετρελαίου οι μονάδες φυσικού αερίου προκαλούν λιγότερους ρύπους καθώς και το κόστος επένδυσης τους είναι χαμηλότερο από την επένδυση σε ανανεώσιμες πηγές. Επίσης κατά τα φαινόμενα η Κύπρος στο προσεχές μέλλον θα αποτελεί χώρα που θα διαθέτει εγχώριο φυσικό αέριο γεγονός που θα επηρεάσει τις ενεργειακές αποφάσεις. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνεισφέρουν έντονα στην μείωση των περιβαλλοντικών ρύπων αλλά δεν παύουν να αποτελούν μη αδιάλειπτη παροχή ισχύος καθώς όταν π.χ. δεν υπάρχει ηλιοφάνεια ή άνεμοι σταματά και η παραγωγή ενέργειας τους . Επίσης οι ανανεώσιμες πηγές απαιτούν και εκσυγχρονισμό του δικτύου μεταφοράς λόγω των ιδιαιτεροτήτων τους. Από την άλλη πλευρά η ανάγκη σε παγκόσμια κλίμακα για μείωση των ρύπων είναι επιτακτική γεγονός που θέτει από μόνο του τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αναγκαίες και τους εξασφαλίζει πρωταγωνιστικό ρόλο στο μετέπειτα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου αλλά και κάθε Ευρωπαϊκής χώρας.

Βιβλιογραφία

- [1] Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ), «Δραστηριότητες Παραγωγής Μεταφοράς Διανομής». www.eac.com.cy
- [2] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ) «Ηλεκτρισμός». <https://www.cera.org.cy/el-gr/ilektrismos> .
- [3] Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ), «Ετήσιες εκθέσεις». <https://www.eac.com.cy/EL/EAC/FinancialInformation/Pages/AnnualReports.aspx> .
- [4] Υπουργείο Ενέργειας, Εμπορίου και Βιομηχανίας/Υπηρεσία ενέργειας. <https://energy.gov.cy/>
- [5] Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ), « Ηλεκτρικό Σύστημα ». <https://tsoc.org.cy/electrical-system/> .
- [6] Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου (ΙΕΚ) . http://www.cea.org.cy/we_qualify .
- [7] Faramawy, S.,Zaki, T.,Sakr,.E. 2016. Natural gas origin, composition, and processing. A review Journal of Natural Gas Science and Engineering,34, pp 34-54.
- [8] Taliotis, C. , Rogner, H. , Ressler, S., Howells, M.,Gardumi, F.2017. Natural gas in Cyprus: The need for consolidated planning. Energy Policy, August 2017, Pages 197-209.
- [9] Υπουργείο Ενέργειας, Εμπορίου και Βιομηχανίας/Τμήμα υδρογονανθράκων. <https://energy.gov.cy/>
- [10] «Αγωγός φυσικού αερίου μέσω Κύπρου και Ελλάδας» «Οι σχέσεις Κύπρου, Ελλάδας, Ισραήλ, Αιγύπτου για το φυσικό αέριο» <https://cnn.gr/>
- [11] Pacesila, M., Burcea, S.G. and Colesca, S.E., 2016. Analysis of renewable energies in European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, pp.156-170.
- [12] Kothari, R., Tyagi, V.V. and Pathak, A., 2010. Waste-to-energy: A way from renewable energy sources to sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), pp.3164-3170.
- [13] Vargas, S. et al 2019. Wind power generation: A review and a research agenda. *Journal of Cleaner Production*.218, pp 850-870.

- [14] Nunes , L. , Causer , T. , Ciolkosz , D. 2020. Biomass for energy: A review on supply chain management models. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 120
- [15] Mesimeris, T., Kythreotou, N. et al 2020. Cyprus' Integrated national energy and climate plan for the period 2021-2030.
- [16] Koroneos, C., Fokaidis, P., Moussiopoulos, N. ,2005. Cyprus energy system and the use of renewable energy sources. Energy ,30, pp. 1889-1901
- [17] LEAP, the Long-range Energy Alternatives Planning System
<https://www.energycommunity.org/>.
- [18] Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitich, R. and Hirschhausen, .C ,2013. Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. German Institute for Economic Research.
- [19] Trinomics 2020. Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments. Final Report Cost of Energy (LCOE).