



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ - ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ
ΥΔΡΟΔΥΝΑΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΩΝ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ
ΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΧΩΡΑΣ, ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΣΤΟΧΟΥ ΥΨΗΛΗΣ
ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ ΜΕ ΧΡΟΝΙΚΟ ΟΡΙΖΟΝΤΑ ΕΩΣ ΤΟ 2050



ΑΛΕΞΙΑ Ν. ΣΑΜΟΛΗ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ:

ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΠΟΥΛΟΣ ΙΩΑΝΝΗΣ, ΕΠΙΚ. ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΕΜΠ

ΑΘΗΝΑ, ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2012

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα Διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στο πλαίσιο ολοκλήρωσης των σπουδών στη σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π., στον τομέα Ρευστών της σχολής, το χρονικό διάστημα του 2^{ου} εξαμήνου του ακαδημαϊκού έτους 2011-2012.

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον καθηγητή κ. Αναγνωστόπουλο Ιωάννη για την ανάθεση της εργασίας και την καθοδήγησή του καθ' όλη τη διάρκεια του εξαμήνου. Χωρίς την πολύτιμη βοήθειά του δεν θα ήταν δυνατή η εκπόνηση της παρούσας Διπλωματικής εργασίας.

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή κ. Παπαντώνη Δημήτρη για τη συμβολή του στην επιστημονική μου κατάρτιση σχετικά με τα θέματα της λειτουργίας των υδροδυναμικών μηχανών και εγκαταστάσεων και της υδροηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τη φίλη και συνάδελφο Παπαδήμου Ευαγγελία για την συμπαράσταση και την ουσιαστική βοήθειά της στην εκτέλεση της παρούσας Διπλωματικής εργασίας αλλά και την άριστη συνεργασία μας καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μας στη σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών.

Αθήνα, Οκτώβριος 2012

Αλεξία Ν. Σαμόλη

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

	ΣΕΛ.
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	5
ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ	7
ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ	11
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	12
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	14
2.2 ΟΙ ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ ΚΑΙ ΟΙ ΣΤΟΧΟΙ ΓΙΑ ΤΟΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟ	14
2.2.1 ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ-ΟΙ ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ	14
2.2.2. Η ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ	15
2.3 ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΤΡΕΧΟΥΣΑΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	15
2.3.1 ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΤΑ ΤΕΛΕΥΤΑΙΑ ΧΡΟΝΙΑ	20
2.4 Η ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΠΟΡΕΙΑ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	22
2.4.1 ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2010-2020	23
2.4.2 ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2020-2050	26
2.5 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ	34
2.5.1 Η ΑΝΑΓΚΗ ΤΗΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	34
2.5.2 ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ (PUMPED-HYDRO STORAGE SYSTEM).....	37
2.5.3 ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ	39
2.5.4 ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	40
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο: ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ-ΚΩΔΙΚΑΣ- ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	
3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	43
3.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ 1ου ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΚΩΔΙΚΑ.....	43
3.3 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ.....	49
3.3.1 ΣΕΝΑΡΙΟ Α: ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΟ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ.....	50
3.3.2 ΣΕΝΑΡΙΟ Β: ΕΝΤΑΞΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝΣ ΚΑΙ Φ/Β ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΑΝΑΛΟΓΙΑ 8:2 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	51
3.3.3 ΣΕΝΑΡΙΟ Γ: ΕΝΤΑΞΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ Φ/Β ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΑΝΑΛΟΓΙΑ 6:4 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	53
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ-ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ	
4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	55
4.2 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ	55
4.2.1 ΣΕΝΑΡΙΟ Α: ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΟ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	57

4.2.2 ΣΕΝΑΡΙΟ Β: ΕΝΤΑΞΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ Φ/Β ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΑΝΑΛΟΓΙΑ 8:2 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	59	
4.2.3 ΣΕΝΑΡΙΟ Γ: ΕΝΤΑΞΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ Φ/Β ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΑΝΑΛΟΓΙΑ 6:4 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	68	
4.2.4 ΣΧΟΛΙΑΣΜΟΣ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΟΛΩΝ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ	77	
4.3 ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ	80	
4.3.1 ΣΕΝΑΡΙΟ Α	84	
4.3.2 ΣΕΝΑΡΙΟ Β	87	
4.3.3 ΣΕΝΑΡΙΟ Γ	90	
4.3.4 ΣΧΟΛΙΑΣΜΟΣ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΤΟΥΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ	92	
 ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο: ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΓΙΑ ΥΨΗΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΜΕΛΛΟΝ		
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	95	
5.2 ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΑΙ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΠΕ ΣΤΟ ΜΕΛΛΟΝ	95	
5.2.1 ΕΤΟΣ 2015	98	
5.2.2 ΕΤΟΣ 2020	100	
5.2.3 ΕΤΟΣ 2030	102	
5.2.3.1 ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΦ	102	
5.2.3.2 ΣΕΝΑΡΙΟ ΠΕΚ(70%)	104	
5.2.3.3 ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΕΑΠ(70%)	106	
5.2.4 ΕΤΟΣ 2040	108	
5.2.4.1 ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΦ	108	
5.2.4.2 ΣΕΝΑΡΙΟ ΠΕΚ(70%)	110	
5.2.4.3 ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΕΑΠ(70%)	112	
5.2.5 ΕΤΟΣ 2050	114	
5.2.5.1 ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΦ	114	
5.2.5.2 ΣΕΝΑΡΙΟ ΠΕΚ(70%)	116	
5.2.5.3 ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΕΑΠ(70%)	118	
5.2.6 ΣΧΟΛΙΑΣΜΟΣ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΤΑ ΕΤΗ 2015-2050	120	
5.3 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ ΚΑΙ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΑΥΞΗΣΗΣ ΤΟΥ ΟΡΙΟΥ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΟΥΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΙΣ ΕΠΟΜΕΝΕΣ ΔΕΚΑΕΤΙΕΣ	128	
 ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ		132
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ – ΑΝΑΦΟΡΕΣ		135

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι κλιματικές αλλαγές αλλά και η επικρατούσα οικονομική κατάσταση τόσο σε παγκόσμιο επίπεδο, όσο και στη χώρα μας, καθιστούν επιτακτική την ανάγκη επαναπροσδιορισμού του ενεργειακού χάρτη τις επόμενες δεκαετίες. Κυρίαρχο ρόλο στη διαμόρφωση του ενεργειακού σχεδιασμού για την Ελλάδα θα αποτελέσουν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (κυρίως η αιολική και η ηλιακή). Στόχος είναι η υψηλή διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας και κυρίως στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Τεχνικοί περιορισμοί, όμως, που επιβάλλουν όριο στο ποσοστό διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και σχετίζονται με την κυμαινόμενη παραγωγή από αυτές πρόκειται να αντιμετωπιστούν στα πλαίσια της επίτευξης αυτού του στόχου. Η λύση της αποθήκευσης της πλεονάζουσας, απορριπτόμενης ενέργειας θα αποτελέσει σημαντικό παράγοντα στον περιορισμό των προβλημάτων αυτών.

Στην παρούσα Διπλωματική Εργασία, μελετήθηκε η υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ (αιολικών και φωτοβολταϊκών) στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας και η δυνατότητα αποθήκευσης της απορριπτόμενης ενέργειας από την παραγωγή τους από μονάδες αντλησιοταμίευσης σε χρονικό ορίζοντα έως το 2050. Αρχικά, υπολογίστηκε η απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ ενώ έγινε τεχνοοικονομική μελέτη των μονάδων αντλησιοταμίευσης προς αποθήκευση αυτής, με βάση ορισμένα σενάρια σχετικά με το ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ επί του μέσου φορτίου του έτους και τον τρόπο ένταξης στο δίκτυο αιολικών και φωτοβολταϊκών, για ένα έτος αναφοράς. Στη συνέχεια, σύμφωνα με σχετική μελέτη του Υ.Π.Ε.Κ.Α. για τον ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδας έως το 2050, υπολογίστηκε και πάλι η απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ, ενώ χρήσιμα συμπεράσματα προέκυψαν για τη διαστασιολόγηση των μονάδων αντλησιοταμίευσης και την εξέλιξή τους τις επόμενες δεκαετίες. Τέλος, διερευνάται η πιθανότητα αύξησης του επιτρεπτού ορίου διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο, το έτος 2050, με σκοπό την μείωση της παραγόμενης ενέργειας από θερμικούς σταθμούς.

Με βάση τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τη μελέτη αυτή, διαπιστώνεται η επιτακτική ανάγκη ύπαρξης και εγκατάστασης νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης αποθήκευσης της περίσσειας παραγωγής ενέργειας από τις ΑΠΕ στο μέλλον, για την ομαλή λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου και την ορθή διαχείριση της παραγόμενης ενέργειας.

ABSTRACT

Climate change and the prevailing economic situation both globally and in our country lead to the pressing need for redefining the energy map in the following decades. Renewable Energy Sources (mainly wind and solar energy) will play a major role in the forming of the energy planning of Greece. The aim is the high penetration of Renewable Energy Sources in the final energy consumption and especially in the section of electricity production. However, technical constraints, which set a limit on the penetration rate of Renewable Energy Sources, and are related to the variable energy production by them, will be faced in terms of achieving this goal. The storage of the excess, rejected energy will be an important factor in solving the above mentioned problems.

This thesis studies the high penetration of RES (wind and PV) in the interconnected electric grid of Greece and the possibility of storing the rejected energy production from pumped storage units at horizon 2050. Firstly, the rejected energy was estimated, while techno-economic study of pumped storage units in order to store this energy is conducted. This study is based on some scenarios, about the rate of installed capacity of RES on the annual mean load, and on how the wind and solar panels (PV) are integrated in the electric grid. Secondly, the rejected energy of RES is estimated, according to a study by Y.P.E.K.A. for the energy planning of Greece until 2050. Simultaneously, important conclusions for the design of pumped storage units and their evolution in the next decades are drawn. Finally, the possibility of increasing the permissible limit on the penetration rate of RES in the grid in the year 2050 is investigated, aiming to reduce the energy production by thermal units.

According to the results that were extracted from this study, there is a pressing need for existing and installing new pumped storage units for the excess energy production from RES in the future, for the smooth operation of the electric grid and the proper management of the energy produced.

ΠΙΝΑΚΕΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

ΜΕΤΑΒΛΗΤΗ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ	ΣΥΜΒΟΛΟ	ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ	ΜΟΝΑΔΕΣ
A8ROISMA(9000)	P_{R-tot}	Ωριαία παραγωγή από ΑΠΕ στο μέλλον	MW
-	A_M	Μέσο φορτίο αιολικών	MW
DTFILE	-	αντιστοιχεί στα αρχεία report (.TXT.)	-
ETOT(9000,5)	-	Πίνακας που αποθηκεύει την παραγωγή για κάθε ώρα του χρόνου των 5 τρόπων παραγωγής που χρησιμοποιούνται στο πρόγραμμα	MW
-	E_{tot}	Ωριαία συνολική παραγωγή του συστήματος το έτος αναφοράς	MW
-	E_{wind}	Ωριαία παραγωγή από αιολική ενέργεια το έτος αναφοράς	MW
-	E_{pv}	Ωριαία παραγωγή από ηλιακή ενέργεια (Φ/Β) το έτος αναφοράς	MW
FILEDAT(500)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τα αρχεία report για να τα χρησιμοποιεί στο πρόγραμμα	-
F	F	παράμετρος που εκφράζει τον λόγο της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β προς το συνολικό μέσο φορτίο του συστήματος	-
FACT1	F_{ct1}	Παράγοντας FACT για τα αιολικά (FACT1= εγκατεστημένη ισχύς αιολικών στο μέλλον/εγκατεστημένη ισχύς αιολικών το έτος αναφοράς)	-
FACT2	F_{ct2}	Παράγοντας FACT για τα Φ/Β (FACT2= εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β στο μέλλον/εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β το έτος αναφοράς)	-
FACT3	F_{ct3}	Παράγοντας FACT για τα μέσο φορτίο (FACT3= μέσο φορτίο για ένα μελλοντικό έτος /μέσο φορτίο του έτους αναφοράς)	-
-	F_M	Μέσο φορτίο Φ/Β	MW
-	H_M	Μέσο φορτίο Υ/Η	MW
IO	-	Μέρες του χρόνου	-
I	-	Μεταβλητή που καθορίζει τη γραμμή των αρχείων report στην οποία βρισκόμαστε	-
II	-	Μεταβλητή που καθορίζει τον αριθμό των γραμμών του κάθε αρχείου τελικά	-
IEND	-	Μεταβλητή που καθορίζει την τελευταία γραμμή των αρχείων report που διαβάζει το πρόγραμμα και αντιστοιχεί στη συνολική παραγωγή του αρχείου	-
K	-	Μεταβλητή που καθορίζει τις ώρες του χρόνου (1:8760-8784)	-
K1	-	Μήνες/10	-

K2	-	Μήνες-10*(Μήνες/10)	-
-	$\overline{L_d}$	Μέσο φορτίο για το έτος αναφοράς (2008)	MW
L1	-	Μέρες/10	-
LINE(500)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τον αριθμό των γραμμών των αρχείων report	-
ML2015/2020/2030/2040/2050	M_i	Μέσο φορτίο για τα μελλοντικά έτη (2015-2050)	MW
M	-	Μεταβλητή που μετράει τις ημέρες του χρόνου	-
M1	-	Μεταβλητή που μετράει τους μήνες	-
M2	-	Μεταβλητή που μετράει τις μέρες του μήνα	-
MM11(400)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τους μήνες (το 400 αναφέρεται στις ημέρες)	-
MM22(400)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τις ημέρες του κάθε μήνα	-
-	N_{wind}	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών στο δίκτυο	MW
-	N_{PV}	Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β στο δίκτυο	MW
-	N_{hydro}	Εγκατεστημένη ισχύς Υ/Η στο δίκτυο	MW
NN1,NN2	-	Οι δύο πρώτοι αριθμοί της συνολικής παραγωγής εκφρασμένοι κατά ASCII	-
NDAT	-	Μεταβλητή που καθορίζει τον τρόπο παραγωγής της ενέργειας (ΑΠΕ, Υ/Η κλπ, π.χ. 5: Hydroelectrics)	-
PRODA(9000)	P_{R-wind}	Ωριαία παραγωγή από αιολική ενέργεια στο μέλλον	MW
PRODF(9000)	P_{R-PV}	Ωριαία παραγωγή από ηλιακή ενέργεια (Φ/Β) στο μέλλον	MW
PENMAX(9000)	P_{max}	Μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο	MW
R	R	Παράμετρος που εκφράζει τον λόγο της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος προς το συνολικό μέσο φορτίο του συστήματος	-
-	R_{max}	Μέγιστο φορτίο ΑΠΕ	MW
-	$R_{j-ratio-wind1}$	Ποσοστό συνολικών απορρίψεων από αιολικά επί της συνολικής παραγωγής τους	-
-	$R_{j-ratio-wind2}$	Ποσοστό συνολικών απορρίψεων από αιολικά επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ	-
-	$R_{j-ratio-PV1}$	Ποσοστό συνολικών απορρίψεων από Φ/Β επί της συνολικής παραγωγής τους	-
-	$R_{j-ratio-PV2}$	Ποσοστό συνολικών απορρίψεων από Φ/Β επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ	-
REJFRA	$R_{j-ratio-tot}$	Ποσοστό συνολικών απορρίψεων από ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους	-
REJECT(9000)	R_{j-tot}	Ωριαία απορριπτόμενη ισχύς από ΑΠΕ	MW

REJECT1(9000)	R_{j-wind}	Ωριαία απορριπτόμενη ισχύς από αιολικά	MW
REJECT2(9000)	R_{j-pv}	Ωριαία απορριπτόμενη ισχύς από Φ/Β	MW
SUM1	-	Η συνολική παραγωγή όλων των μονάδων παραγωγής	MWh
SUM2	-	Η συνολική παραγωγή όλων των Υ/Η μονάδων	MWh
SUM3	-	Η συνολική παραγωγή όλων των μονάδων ΑΠΕ	MWh
SUM4	-	Η συνολική παραγωγή όλων των εισαγωγών (imports)	MWh
SUM5	-	Η συνολική παραγωγή όλων των Φ/Β μονάδων	MWh
SUMA	S_{wind}	Συνολικές απορρίψεις από αιολικά όλο το έτος	MWh
SUMF	S_{pv}	Συνολικές απορρίψεις από Φ/Β όλο το έτος	MWh
SUM	S_{tot}	Συνολικές απορρίψεις από ΑΠΕ όλο το έτος	MWh
THERMAL	-	Μεταβλητή που καθορίζει την παραγωγή των συμβατικών μονάδων	MW
VAR(100)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τον αριθμό των ωρών του 24-ώρου	-
VAR2(100)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τα στοιχεία του αρχείου HYDROOMW	-
X	X	Ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ επί του συνολικού μέσου φορτίου του συστήματος	-
XXX, YYY	-	Αλφαριθμητικές μεταβλητές που καταγράφουν τα δύο πρώτα γράμματα από τίτλο σταθμού των αρχείων report και τα δύο πρώτα νούμερα από την πρώτη σειρά που το πρόγραμμα αναγνωρίζει αριθμό και είναι το άθροισμα της παραγωγής όλων των σταθμών (για κάθε τύπο παραγωγής) για κάθε ώρα	-

A(30)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές του λόγου $(B_{net}-C)/(1+0.08)^i$	-
B(5)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τις τιμές του λόγου $(K/2)/(1+0.08)^i$	-
BNET(9000)	B_{net}	Ετήσια έσοδα	κ€
C(9000)	C	Λειτουργικό κόστος και φόροι	κ€
ESTOR(9000)	E_{stor}	Απορριπτόμενη ενέργεια προς αποθήκευση στη μονάδα αντλησιοταμίευσης	MWh
EPROD(9000)	E_{prod}	Παραγόμενη ενέργεια από μονάδα αντλησιοταμίευσης	MWh
HOURS(9000)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τις ώρες μη μηδενικών απορρίψεων από ΑΠΕ ανάλογα με το εξεταζόμενο σενάριο	-
I(9000)	-	Πίνακας που αποθηκεύει τα επιμέρους υπολογιζόμενα εμβαδά	-
K(9000)	K	Κόστος επένδυσης στη μονάδα αντλησιοταμίευσης	κ€/kW
M	-	Μεταβλητή που μετράει τις ώρες μη μηδενικών απορρίψεων	-
SUM(9000)	-	Πίνακας που αποθηκεύει την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης για κάθε μη μηδενική ισχύ απορρίψεων	κ€
SUMA	-	Μεταβλητή που μετράει κάθε φορά το άθροισμα των επιμέρους εμβαδών της καμπύλης ισχύος	MW
SUM1	-	Μεταβλητή που εκφράζει το άθροισμα των A(30)	-
SUM2	-	Μεταβλητή που εκφράζει το άθροισμα των B(5)	-
-	t_{sell}	Τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλ. ενέργειας από μονάδα αντλησιοταμίευσης	€/MWh
-	t_{buy}	Τιμή αγοράς της απορριπτόμενης ηλ. ενέργειας από ΑΠΕ	€/MWh
VAR1	-	Μεταβλητή που μετράει τις ώρες μη μηδενικών απορρίψεων από το .TXT. αρχείο	-
VAR2	-	Μεταβλητή που μετράει την ισχύ μη μηδενικών απορρίψεων από το .TXT. αρχείο	MW

ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΑ	ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΥΠΕΚΑ	Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
CO₂	Διοξείδιο του Άνθρακα
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΥΗΣ	Υδροηλεκτρικός Σταθμός
Φ.Α.	Φυσικό Αέριο
ΣΗΘ	Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας
Α/Π	Αιολικά Πάρκα
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
Υ/Η	Υδροηλεκτρικά
ΧΥΤΑ	Χώρος Υγειονομικής Ταφής Απορριμάτων
ΕΣΔ	Εθνικό Σχέδιο Δράσης
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (*)
ΥΒΣ	Υβριδικός Σταθμός
ΣΗΘΥΑ	Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας Υψηλής Αποδοτικότητας
ΚΥΤ	Κέντρο Υψηλής Τάσης
ΕΚ	Ευρωπαϊκή Κοινότητα
CCS	Τεχνολογία Συλλογής και Αποθήκευσης Άνθρακα (Carbon Capture and Storage)
ΑΤΚΕ	Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας
ΣΗΕ	Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας
Α/Γ	Ανεμογεννήτρια
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
NPV	Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value)

(*) Πλέον έχει μετονομαστεί σε ΑΔΜΗΕ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο: ΕΙΣΑΓΩΓΗ - ΣΥΝΟΠΤΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Οι κλιματικές αλλαγές και η σύγχρονη οικονομική κρίση σε ολόκληρο τον ευρωπαϊκό χώρο αλλά και στην Ελλάδα προμηνύουν σημαντικές ανακατατάξεις στο προφίλ του ενεργειακού χάρτη της χώρας μας τα προσεχή έτη. Ήδη για το 2020, η χώρα μας έχει θέσει ως στόχο, σύμφωνα και με τις επιταγές της Ε.Ε., συμμετοχή των ΑΠΕ στο 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20% και μείωση των εκπομπών του αερίου του θερμοκηπίου κατά 20% (στόχος 20-20-20). Παρά τα εμπόδια και τους περιορισμούς που πρόκειται να αντιμετωπιστούν στην προσπάθεια επίτευξης αυτού του στόχου, κυρίως λόγω της οικονομικής κατάστασης της χώρας αλλά και λόγω γραφειοκρατικών διαδικασιών, η Ελλάδα πρέπει να είναι σε θέση να ανταποκριθεί επαρκώς στην επερχόμενη υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Στην παρούσα Διπλωματική εργασία, με σκοπό την επίτευξη του στόχου για τη συμμετοχή των ΑΠΕ σε μεγάλο ποσοστό στην τελική κατανάλωση ενέργειας μελετώνται σενάρια υπολογισμού της πλεονάζουσας παραγόμενης ενέργειάς τους μέχρι το έτος 2050, με τη βοήθεια υπολογιστικού κώδικα σε γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN. Παράλληλα, πραγματοποιείται τεχνοοικονομική μελέτη για την αξιοποίηση της περίσσειας αυτής ενέργειας, ενώ εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα για την μελλοντική διαχείριση του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου της χώρας.

Πιο συγκεκριμένα:

- Στο κεφάλαιο 2 γίνεται η εισαγωγή και η πρώτη επαφή του αναγνώστη με την μέχρι τώρα πορεία καθώς και τη μελλοντική εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως από τις ΑΠΕ καθώς και η ανάλυση της έννοιας της αποθήκευσης απορριπτόμενης ενέργειας στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας. Παρουσιάζεται η εξέλιξη των ΑΠΕ τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα, ενώ προβλέπεται η μελλοντική πορεία των ΑΠΕ μέχρι το έτος 2050, σύμφωνα με τον ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας. Τέλος, τονίζεται η μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση και η εφαρμογή της στο χώρο της Ευρώπης αλλά και της Ελλάδας.
- Στο κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται τα σενάρια που εξετάζονται στην παρούσα εργασία, σχετικά με τον τρόπο και το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηπειρωτικό δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, για το έτος αναφοράς (2008). Επιπλέον, παρουσιάζεται διεξοδικά η λειτουργία του 1^{ου} υπολογιστικού κώδικα (αλγόριθμος) του οποίου έγινε χρήση, με τη μορφή λογικού διαγράμματος, συμπεριλαμβανομένων όλων των σεναρίων. Ο αλγόριθμος αυτός επεξεργάστηκε στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN με σκοπό την επίτευξη των επιθυμητών αποτελεσμάτων.
- Στο κεφάλαιο 4 γίνεται αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν σύμφωνα με τα υποθετικά σενάρια για υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ (στην περίπτωση που εξετάζει η παρούσα εργασία είναι μόνο αιολικά και Φ/Β) για το έτος αναφοράς (2008) καθώς και ο σχολιασμός αυτών. Ουσιαστικά υπολογίζεται η απορριπτόμενη

ενέργεια από αυτές για κάθε ένα σενάριο. Ακόμη εξετάζεται η τεχνοοικονομική αξιολόγηση για τα σενάρια αυτά, σύμφωνα με τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα που καταστρώθηκε στα πλαίσια του σκοπού αυτού.

- Στο κεφάλαιο 5, υπολογίζονται οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ τα μελλοντικά έτη 2015-2050, με βάση ορισμένα σενάρια, όπως έχουν παρουσιαστεί στη μελέτη του Υ.Π.Ε.Κ.Α. για τον ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδας. Ακολούθως, γίνεται και τεχνοοικονομική αξιολόγηση των έργων αντλησιοταμίευσης σύμφωνα με τα σενάρια για τα έτη αυτά. Η περίπτωση αύξησης του ορίου διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο το έτος 2050 και τα σχετικά αποτελέσματα που προκύπτουν, εξετάζονται σε ξεχωριστή παράγραφο του 5^{ου} κεφαλαίου.
- Στο κεφάλαιο 6, διατυπώνονται τα τελικά συμπεράσματα, όπως προέκυψαν από την παρούσα εργασία καθώς και προτάσεις για περαιτέρω έρευνα στο μέλλον.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι η εισαγωγή και η πρώτη επαφή του αναγνώστη με την μέχρι τώρα πορεία καθώς και τη μελλοντική εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως από τις ΑΠΕ καθώς και η ανάλυση της έννοιας της αποθήκευσης απορριπτόμενης ενέργειας στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας.

Πιο αναλυτικά, γίνεται αρχικά αναφορά στο φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής και πώς αυτό έχει διαμορφώσει το «σκηνικό» στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο στην Ευρώπη όσο και στην χώρα μας, την Ελλάδα. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η εξέλιξη των ΑΠΕ τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα, ενώ ακολούθως γίνεται αναφορά και πρόβλεψη για την μελλοντική πορεία των ΑΠΕ μέχρι το έτος 2050, σύμφωνα με τον ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας. Στο τελευταίο στάδιο του κεφαλαίου αυτού, αναλύεται η έννοια της αποθήκευσης της απορριπτόμενης ενέργειας, καθώς τονίζεται η μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση και η αξιοποίηση και η εφαρμογή της στο χώρο της Ευρώπης αλλά και της Ελλάδας.

Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι ο ενεργειακός σχεδιασμός αποτελεί έναν «χάρτη» για την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος στην Ελλάδα, καθώς οι αποφάσεις είναι καθοριστικές για τις επόμενες δεκαετίες, τόσο για την οικονομία, όσο και για τον καταναλωτή.

2.2 ΟΙ ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ ΚΑΙ ΟΙ ΣΤΟΧΟΙ ΓΙΑ ΤΟΝ ΕΘΝΙΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟ

2.2.1: Κλιματική αλλαγή-οι προκλήσεις

Το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής αποτελεί πλέον μια κοινώς αποδεκτή πραγματικότητα, ενώ η αντιμετώπιση του, αποτελεί αφενός παγκόσμια προτεραιότητα, αφετέρου κύριο θέμα και βασική παράμετρο για το σύνολο των διεθνών και κρατικών αποφάσεων που σχετίζονται με την εκμετάλλευση, διαχείριση και κατανάλωση ενεργειακών πόρων. Επίσης, επιδρά αποφασιστικά τις αποφάσεις για επενδύσεις και ανάπτυξη θεσμικού πλαισίου και μηχανισμών αγοράς.

Η μετάβαση σε μια οικονομία χαμηλού άνθρακα έχει μεγάλες προεκτάσεις για τον ενεργειακό τομέα σε παγκόσμιο επίπεδο, με μεγαλύτερη πρόκληση την δραστική μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα μέσω μεγάλων αλλαγών τόσο στην κατανάλωση όσο και στην παραγωγή ενέργειας. Δεδομένου ότι ο ενεργειακός τομέας ευθύνεται περίπου για το 80% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και ότι η δραστική μείωση των εκπομπών σε ορισμένους τομείς όπως η κτηνοτροφία είναι ιδιαίτερα δύσκολη, ο στόχος που τίθεται για τη

μείωση των εκπομπών από την ενέργεια θα πρέπει να είναι κατ' ελάχιστο συμβατός με τον γενικό στόχο. [1]

Πρόσφατα, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε τον οδικό χάρτη για μια οικονομία χαμηλών εκπομπών CO₂ έως το 2050 (COM(2011) 112 τελικό [3]), ο οποίος έχει ως στόχο να συνεισφέρει στην κεντρική πολιτική της ΕΕ για μια Ευρώπη με υψηλή αποδοτικότητα των πόρων που διαθέτει. Πιο συγκεκριμένα, θα πρέπει μέχρι το 2030 οι εκπομπές CO₂ να έχουν μειωθεί στο 40% των επιπέδων εκπομπής το 1990 και μέχρι το 2040 στο 60% αυτών. Στο πλαίσιο αυτό προτείνει συγκεκριμένες στρατηγικές για την επίτευξη μιας οικονομίας χαμηλών εκπομπών CO₂ και βιώσιμη ανάπτυξη έως το 2050. [1]

2.2.2: Η Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει δρομολογήσει τα τελευταία χρόνια μια σειρά από δράσεις και μέτρα ώστε να επιτύχει την περαιτέρω ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ, στο πλαίσιο της αντιμετώπισης αυτής της κλιματικής αλλαγής. Η πιο σημαντική πρωτοβουλία, που σχετίζεται με την ανάπτυξη μιας κοινής ευρωπαϊκής πολιτικής για την ενέργεια και συμφωνήθηκε στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο το Μάρτιο του 2007, αναφέρεται σε ένα συνολικό **Ενεργειακό Σχέδιο Δράσης**. [2]

Το κοινό Σχέδιο Δράσης, βασίζεται στην πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για μια «Ενεργειακή Πολιτική για την Ευρώπη» και καθορίζει ένα μελλοντικό πολιτικό πρόγραμμα προτείνοντας παράλληλα και τις αντίστοιχες δράσεις για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας για αειφορία, ανταγωνιστικότητα και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. [2] Επίκεντρο της νέας Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και κύριος στρατηγικός ενεργειακός στόχος είναι η δέσμευση ότι η ΕΕ θα πρέπει να μειώσει τις εκπομπές των αερίων θερμοκηπίου κατά 20% μέχρι το 2020, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Ο στρατηγικός στόχος και τα συγκεκριμένα μέτρα για την υλοποίησή του, που περιγράφονται στο Σχέδιο Δράσης, αποτελούν και τον πυρήνα της νέας ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής. [1]

2.3 ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΤΡΕΧΟΥΣΑΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Κατά την τελευταία 20ετία, το εθνικό ενεργειακό σύστημα εξελίχθηκε σύμφωνα τόσο με τα μεγέθη της οικονομικής ανάπτυξης όσο και με τις νέες καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν. Παρατηρήθηκε μια τάση για διαρκή αύξηση της ζήτησης ενέργειας σε όλους τους τομείς κατανάλωσης, η οποία επηρέασε την ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος.

Το υψηλό επίπεδο χρήσης συμβατικών καυσίμων τόσο για την παραγωγή ηλεκτρισμού όσο και για την κατανάλωση σε όλους ανεξαιρέτως τους τομείς αποτελεί το κύριο χαρακτηριστικό του ελληνικού ενεργειακού μίγματος. Η αξιοποίηση του λιγνίτη, αποτέλεσε στρατηγική επιλογή, παρά τις περιβαλλοντικές του επιπτώσεις, καθώς μέχρι σήμερα αποτελεί το βασικό μας εγχώριο καύσιμο. Το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας κυριαρχείται επίσης, από εισαγόμενους υδρογονάνθρακες και κυρίως πετρελαϊκά προϊόντα και λιγότερο φυσικό αέριο.

Η μεγάλη εξάρτηση της χώρας από τις εισαγωγές καυσίμων και οι μη προβλέψιμες και κυρίως μη ελεγχόμενες μεταβολές στην τιμή τους, επιφέρουν ένα σημαντικό παράγοντα

αβεβαιότητας στο σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών αλλά και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.

Όπως σχολιάστηκε και στην παράγραφο 2.2.2, η υιοθέτηση κοινών ευρωπαϊκών πολιτικών στον τομέα της ενέργειας και κυρίως σε σχέση με τις απαιτήσεις για περιορισμό των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου έχει ήδη επηρεάσει το εθνικό ενεργειακό σύστημα. Ειδικότερα, τα τελευταία χρόνια επιτυγχάνεται μια ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή, όσο και στην τελική χρήση ενέργειας, ενώ ήδη έχουν εφαρμοστεί μέτρα και πολιτικές για την επίτευξη εξοικονόμησης ενέργειας.

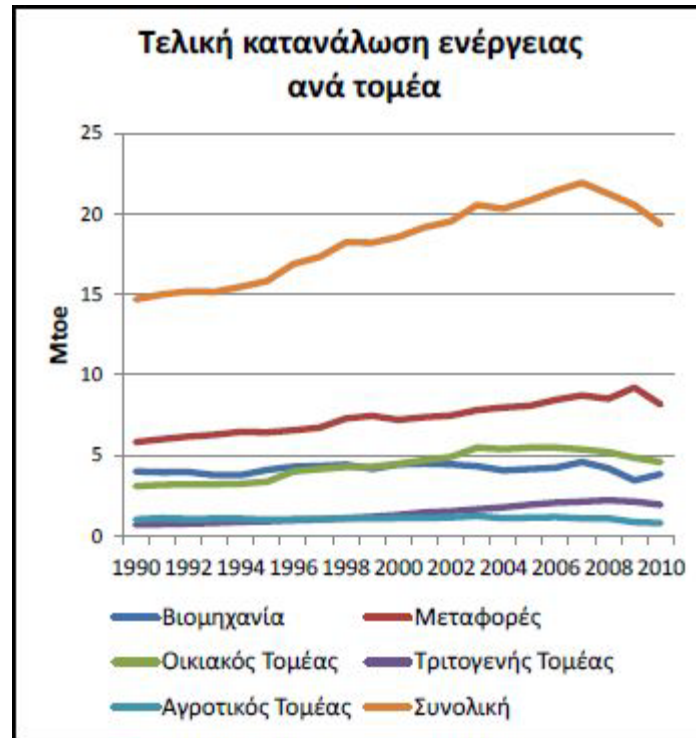
- **Η εξέλιξη της κατανάλωσης ενέργειας**

Οι τομείς με τη μεγαλύτερη αύξηση στην τελική κατανάλωση ενέργειας είναι οι μεταφορές και ο κτιριακός τομέας (οικιακός & τριτογενής). Ωστόσο, εξωγενείς παράγοντες όπως η αύξηση στις τιμές καυσίμων και η οικονομική κρίση επηρεάζουν άμεσα και δραστικά την ενεργειακή κατανάλωση, διαμορφώνοντας ένα δυναμικό πεδίο που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στο σχεδιασμό του ενεργειακού συστήματος.

Συγκεκριμένα, τόσο το 2008, όσο και το 2009 κατά πολύ μεγαλύτερο βαθμό, παρατηρήθηκε μια μείωση της κατανάλωσης ειδικά στον οικιακό και βιομηχανικό τομέα, γεγονός που οφείλεται πιθανά στο ότι ήταν οι πρώτοι στους οποίους εμφανίστηκαν οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην τελική κατανάλωση ενέργειας η οποία ενισχύθηκε επιπλέον και από την αύξηση στις τιμές ενέργειας. Επισημαίνεται, ότι αυτή η μείωση στην τελική κατανάλωση ενέργειας εκτιμάται ότι θα επηρεάσει το σύνολο των τελικών τομέων κατά το χρονικό διάστημα που θα παρατηρείται οικονομική ύφεση στην Ελλάδα. Ήδη το 2010 η μείωση αυτή εντείνεται συμπαρασύροντας σε σημαντική μείωση και τον τομέα των μεταφορών, ενώ συνολικά οι επιμέρους μειώσεις της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στους τελικούς τομείς χρήσης, οδηγούν σε απόλυτα μεγέθη σε ποσό τελικής κατανάλωσης ενέργειας του επιπέδου των αρχών της προηγούμενης δεκαετίας.

Η μόνη ουσιαστική αλλαγή και πρόοδος στον τομέα της προσφοράς ενέργειας επετεύχθη με την εισαγωγή του φυσικού αερίου, τόσο στις άμεσες χρήσεις τελικής κατανάλωσης, όσο και στην ηλεκτροπαραγωγή. Παρόλα αυτά, ο βαθμός διείσδυσής του ακόμη υπολείπεται σημαντικά από τον αντίστοιχο ευρωπαϊκό μέσο όρο, με τη μεγαλύτερη υστέρηση να παρατηρείται στις άμεσες χρήσεις καθώς δεν έχουν ολοκληρωθεί οι απαραίτητες επεκτάσεις του συστήματος μεταφοράς και διανομής του. Επισημαίνεται ότι μέχρι σήμερα τα προϊόντα πετρελαίου κατέχουν το μεγαλύτερο μερίδιο στην εγχώρια τελική κατανάλωση (66.5% σε σχέση με 41.6% στην ΕΕ).

Η ανάλυση του μεριδίου της τελικής κατανάλωσης ενέργειας ανά τομέα από το 1990 έως το 2009 (σχήμα 2.1) οδηγεί σε σημαντικά συμπεράσματα ως προς την εξέλιξη της ενεργειακής κατανάλωσης και αποτελεσματικότητας των επιμέρους τομέων οικονομικής δραστηριότητας της χώρας.



Σχήμα 2.1 : Εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας συνολικά και κατά τομέα την περίοδο 1990-2010 [1]

- **Ο τομέας του Ηλεκτρισμού**

Το Ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και τα Αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών. Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετάται το διασυνδεδεμένο ηπειρωτικό σύστημα, επομένως και εστιάζουμε στο σύστημα αυτό.

Το διασυνδεδεμένο σύστημα καλύπτει όλη την ηπειρωτική χώρα και τα νησιά, που βρίσκονται σχετικά κοντά στις ακτές του και διασυνδέεται και με τα συστήματα όλων των γειτονικών χωρών. Μεγάλο μέρος των σταθμών παραγωγής βρίσκεται στο βόρειο τμήμα της χώρας (κυρίως λιγνιτικοί και ΥΗΣ), όπου βρίσκονται τα μεγαλύτερα κοιτάσματα λιγνίτη, μακριά από το μεγαλύτερο κέντρο κατανάλωσης (Αττική), τελευταία σημαντική παραγωγή από σταθμούς Φ.Α. αναπτύσσεται και στην κεντρική περιοχή της χώρας.

Το κύριο μερίδιο στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής το κατέχουν οι λιγνιτικοί σταθμοί με 56%, ενώ υψηλό είναι και το μερίδιο των πετρελαϊκών προϊόντων (13%) λόγω της κύριας χρήσης τους στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Οι σταθμοί Φ.Α. συνδυασμένου κύκλου (18%) και οι σταθμοί ΑΠΕ (13%) έχουν αρχίσει ήδη να υποκαθιστούν μέρος της παραγωγής από λιγνίτη, παρουσιάζοντας, ωστόσο, υψηλό δυναμικό περαιτέρω ανάπτυξης. Παρά τα χαμηλά ποσοστά εκπομπών ηλεκτροπαραγωγής, η πυρηνική ενέργεια δεν έχει προωθηθεί στην Ελλάδα και δεν προβλέπεται να εισχωρήσει στο εθνικό ενεργειακό σύστημα.

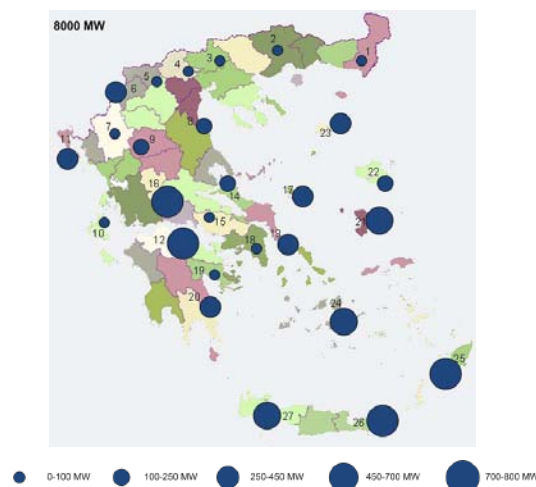
Επίσης, στην Ελλάδα παρατηρείται περιορισμένη ανάπτυξη δικτύων τηλεθέρμανσης και εγκατάστασης ΣΗΘ, κυρίως λόγω της σχετικά μικρής ζήτησης για θερμική ενέργεια άρα

και περιορισμένου επενδυτικού ενδιαφέροντος αλλά και της έλλειψης των σχετικών υποδομών. Το μεγάλο μέρος της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΣΗΘ βρίσκεται στα διυλιστήρια, σε μεγάλους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και στη βιομηχανία τροφίμων. Παράλληλα, κάποιες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες της ΔΕΗ έχουν τροποποιηθεί κατάλληλα, ώστε να καλύψουν τις θερμικές ανάγκες αστικών περιοχών με δίκτυα τηλεθέρμανσης (Πτολεμαΐδα, Κοζάνη, Αμύνταιο, Μεγαλόπολη και μελλοντικά Φλώρινα).

- **Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας**

Η Ελλάδα εμφανίζει ένα υψηλό δυναμικό για αξιοποίηση των τεχνολογιών ΑΠΕ σε όλους τους τομείς τελικής κατανάλωσης, καθώς και για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το δυναμικό αυτό για ηλεκτροπαραγωγή, τα τελευταία χρόνια και κυρίως από το 2006 και μετά, γίνεται προσπάθεια να αξιοποιηθεί με το βέλτιστο τρόπο υιοθετώντας μια σειρά από αλλαγές στο θεσμικό πλαίσιο αδειοδότησης και χρήσης συστημάτων ΑΠΕ, αλλά και με την παράλληλη χρήση των απαραίτητων χρηματοδοτικών εργαλείων. Η έμφαση έχει δοθεί σε τεχνολογίες με υψηλό βαθμό εμπορικής ωριμότητας (π.χ. Α/Π, Φ/Β, βιομάζα, μικρά υδροηλεκτρικά), οι οποίες έχουν προσελκύσει και υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον. Ιδιαίτερα, τα τελευταία 3 χρόνια έντονο είναι το επενδυτικό ενδιαφέρον για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας (κυρίως για Φ/Β), όπου ήδη φαίνονται σημαντικά αποτελέσματα και αυξημένο επίπεδο συμμετοχής της συγκεκριμένης τεχνολογίας στην ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ. [1]

Σήμερα, περίπου 7.5 GW νέων Α/Π έχουν ήδη λάβει άδεια παραγωγής, ενώ άλλα 2.5 GW είναι υπό επιθεώρηση. Ταυτόχρονα οι αιτήσεις για άδεια παραγωγής Φ/Β είναι της τάξης των 10 GW, κυρίως εξαιτίας της εξαιρετικά ευνοϊκής και συμφέρουσας τιμολόγησης της φωτοβολταϊκής παραγωγής και της μείωσης του κόστους των πάνελ. Σχετικός πίνακας με την τιμολόγηση της ενέργειας από τις ΑΠΕ παρατίθεται παρακάτω (πίνακας 2.1) Συνεπώς, σύμφωνα με ορισμένους αναλυτές, ο αρχικός στόχος για της εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β είναι πιθανό να αυξηθεί τα επόμενα χρόνια. Ακόμη, το υψηλό αιολικό δυναμικό σε πολλές περιοχές της χώρας (εικόνα 2.1), συμπεριλαμβανομένων και των νησιών, αυξάνει τις προοπτικές για πραγματοποίηση διαφόρων επενδύσεων. [4]



Εικόνα 2.1 : Θέση Α/Π στο Ελληνικό Ηπειρωτικό Σύστημα (Κάραλης, 2010 [5]) [4]

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος > 50 kW	87.85	99.45
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος ≤ 50 kW	250	
Φωτοβολταϊκά έως 10 kW_{peak} στον οικιακό τομέα και σε μικρές επιχειρήσεις (σύμφωνα με το ειδικό πρόγραμμα για Φ/Β σε κτίρια - ΚΥΑ.12323/4.6.2009, Β'1079)	550	

Πίνακας 2.1: Τιμολόγηση των ΑΠΕ, όπως καθορίστηκε τον Ιούνιο του 2010, σύμφωνα με τον νόμο Ν.3851/2010 [6]

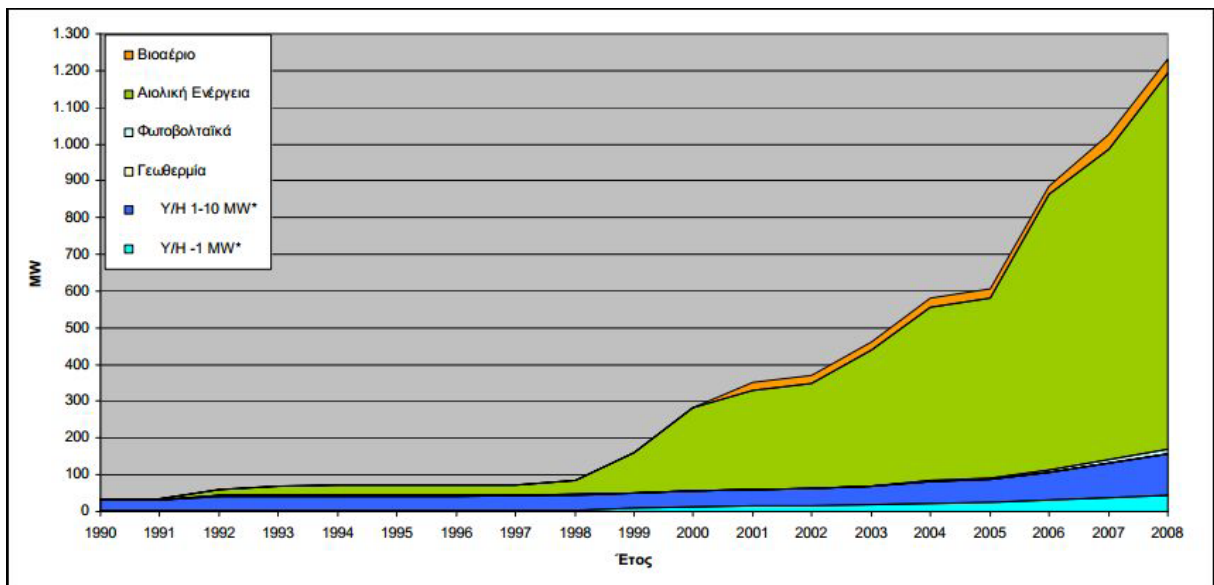
Ωστόσο, παρά το ιδιαίτερα έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον και τα πολύ ευεργετικά οικονομικά κίνητρα για την εγκατάσταση συστημάτων ΑΠΕ (κυρίως αιολικά και Φ/Β) για ηλεκτροπαραγωγή, ο ρυθμός ανάπτυξής τους δεν μπορεί να θεωρηθεί υψηλός, κυρίως λόγω καθυστερήσεων που υπήρξαν κυρίως στο παρελθόν στην αδειοδοτική διαδικασία [1] αλλά και εξαιτίας του μη ολοκληρωμένου βασικού συστήματος υποδομών (δίκτυα μεταφοράς, σχέδια αξιοποίησης του εδάφους κλπ) [4] και στο παρόν λόγω κυρίως της αβεβαιότητας των επενδυτών για τη βιωσιμότητα του μηχανισμού στήριξης των ΑΠΕ. Αυτός είναι και ο κύριος λόγος που τα τελευταία 2 χρόνια έχουν υιοθετηθεί μια σειρά θεσμικών παρεμβάσεων που έχουν ως στόχο την επιτυχή αντιμετώπιση αυτών ακριβώς των προβλημάτων και τη δραστική μείωση του απαιτούμενου χρόνου για την ολοκλήρωση της αδειοδότησης και την εγκατάσταση των μονάδων. Επιπλέον είναι σημαντικό, κυρίως για τα αιολικά (ειδικά και για τα θαλάσσια) και φωτοβολταϊκά πάρκα, να προγραμματιστεί μια μελέτη για τη βέλτιστη χωροθέτησή τους στις διοικητικές περιφέρειες, σε σχέση, τόσο με το υπάρχον δυναμικό όσο και με το εκτιμώμενο φορτίο. Ταυτόχρονα έχει αρχίσει η διαδικασία αναμόρφωσης και ενίσχυσης του μηχανισμού στήριξης των ΑΠΕ, σε συνεργασία και με την ΕΕ, ώστε να αυξηθεί η επενδυτική εμπιστοσύνη για έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Αντίθετα με το ενδιαφέρον και την υποστήριξη σε θεσμικό επίπεδο των έργων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, η συνεισφορά των ΑΠΕ στη θερμική ενέργεια και στις μεταφορές με τη χρήση βιοκαυσίμων παραμένει σχετικά χαμηλή κυρίως λόγω της έλλειψης των κατάλληλων χρηματοδοτικών μηχανισμών. Η θερμική χρήση της βιομάζας και των θερμικών ηλιακών συστημάτων στον οικιακό τομέα και δευτερευόντως στη βιομηχανία και στον τριτογενή, έχουν διαχρονικά κατακτήσει ένα σημαντικό μερίδιο το οποίο όμως ουσιαστικά υπολείπεται σημαντικά του δυναμικού προς αξιοποίηση. Παράλληλα η διεύθυνση και χρήση και άλλων τεχνολογιών ΑΠΕ έχει καθυστερήσει σημαντικά (π.χ. χρήση γεωθερμικών αντλιών θερμότητας). Παρόμοια είναι και η κατάσταση ως προς τη συμμετοχή των βιοκαυσίμων στις μεταφορές, η οποία ακόμα κυμαίνεται σε αρκετά χαμηλά επίπεδα (1%-2%), ενώ υπολείπεται η ανάπτυξη μιας ολοκληρωμένης προσέγγισης για τη βιώσιμη αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού από ενεργειακές καλλιέργειες για την παραγωγή βιοκαυσίμων. [1]

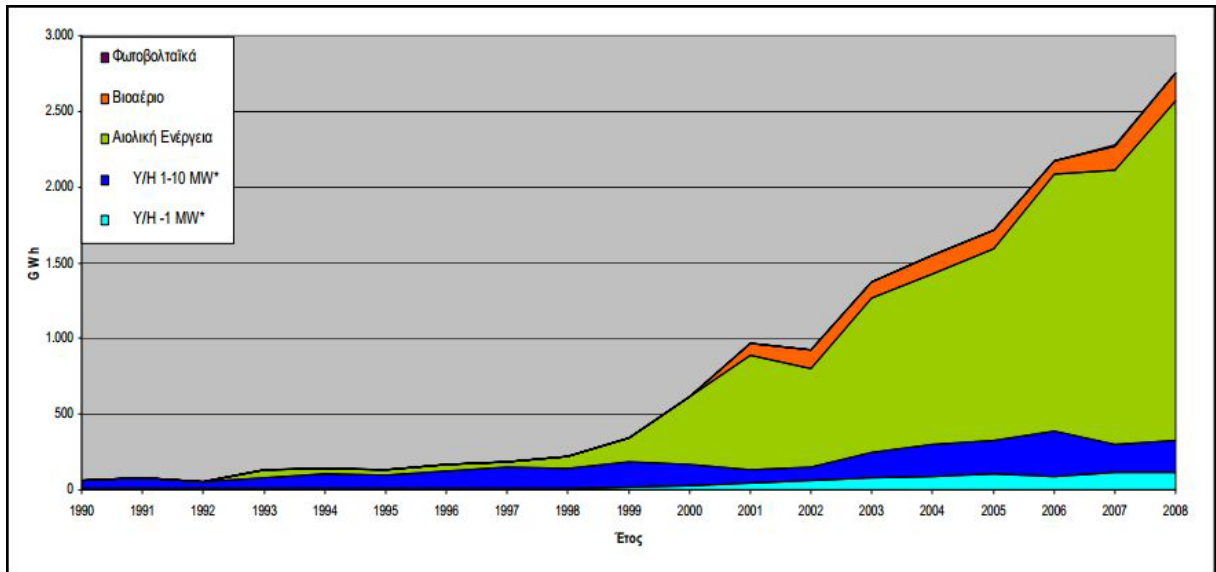
2.3.1: Εξέλιξη των ΑΠΕ τα τελευταία χρόνια

Σύμφωνα με τα στοιχεία του έτους 2008 η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασσικές ΑΠΕ (εικόνα 2.3) στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) αποτελούσε το 4.3% της ακαθάριστης εγχώριας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το ποσοστό αυτό αφορά κυρίως σε αιολικά, μικρά Υ/Η και σε μικρότερο βαθμό στα Φ/Β και στη βιομάζα/βιοαέριο. [2] Πιο συγκεκριμένα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα αποτελούσε το 3% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος. [7] Συμπεριλαμβάνοντας και την υδραυλικής ενέργειας από μεγάλα Υ/Η, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ το έτος 2008 ήταν της τάξης του 10.3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το ίδιο έτος ήταν 4293 MW.

Επομένως, από 1 MW συνολικής ισχύος των αιολικών πάρκων το 1990, στο τέλος του 2008, λειτουργούσαν αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 1022 MW (εικόνα 2.2). Τα μικρά Υ/Η έφτασαν τα 158 MW στο τέλος του 2008 από τα 43 MW της ΔΕΗ το 1997. Τέλος, οι εγκαταστάσεις από βιοαέριο ΧΥΤΑ στη Θεσσαλονίκη επεκτάθηκαν κατά 5 MW, και συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων στα Λιόσια κατά 9.7 MW, ανεβάζοντας έτσι το σύνολο ηλεκτρικής ισχύος μαζί με την Ψ ιάλλεια, σε 29 και 10 MW αντίστοιχα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2008 έφτασε τις 6.6 TWh περίπου και προήλθε κατά 63% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (4149 GWh), κατά 34% από αιολικά πάρκα (2242 GWh), 191 GWh (3%) παρήχθησαν από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μία μικρή παραγωγή από φωτοβολταϊκούς σταθμούς (5 GWh).



Εικόνα 2.2 : Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ –στοιχεία 2008 (χωρίς τα μεγάλα Υ/Η) [2]



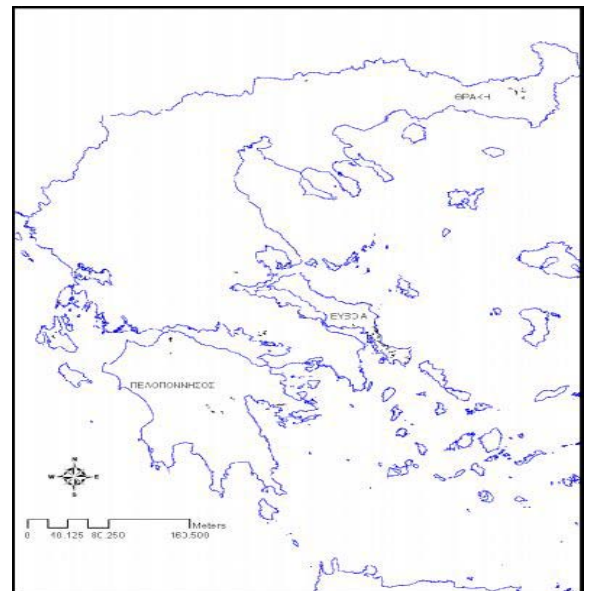
Εικόνα 2.3: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ– στοιχεία 2008 (χωρίς τα μεγάλα Υ/Η)

[2]

Από τα διαθέσιμα στοιχεία μέχρι το Σεπτέμβριο του 2009, φαίνεται, πλέον, ότι και τα Φ/Β αρχίζουν να αποτυπώνονται ως τεχνολογία με σημαντικά αυξανόμενη ισχύ, ενώ ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης (200% μέχρι το πρώτο τρίμηνο του 2009), συνεχίστηκε και τα επόμενα χρόνια μέχρι που σταθεροποιήθηκε σε χαμηλότερες τιμές ανάπτυξης το τρέχον έτος, 2012. [7]

Πιο συγκεκριμένα, τον Οκτώβριο του 2009
βρίσκονταν σε λειτουργία:
73 Α/Π ισχύος 909 MW
Κυρίως σε:

Εύβοια: 212 MW
Θράκη : 197 MW
Πελοπόννησο: 282 MW



Εικόνα 2.4: Διασυνδεδεμένο
Σύστημα της Ελλάδας [8]

Το καλοκαίρι του 2010 παρουσιάστηκε το ΕΣΔ για τις ΑΠΕ και έχει ως στόχο την επίτευξη συγκεκριμένων στόχων για τη διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση, ενώ θέτει συνολικά και τις βάσεις και την πορεία εξέλιξης του ενεργειακού τομέα μέχρι το 2020. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται μια ενδεικτική εξέλιξη του Ελληνικού ενεργειακού Συστήματος την περίοδο 2010-2020.

Το 2011, η μέγιστη ζήτηση του ηπειρωτικού δικτύου ήταν 10.1 GW, ενώ η συνολική κατανάλωση ήταν περίπου 52000 GWh. Οι ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων και των Υ/Η) αποτελούσαν περίπου το 11% της παραπάνω κατανάλωσης. Η συμμετοχή των 1330 MW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην ηλεκτροπαραγωγή ανήλθε στο ποσοστό του 5% (Πίνακας 2.2) [4]

	Θερμικοί Σταθμοί	Υ/Η	Α/Π	Φ/Β	Άλλες ΑΠΕ
Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)					
Ηπειρωτικό Δίκτυο	8200	3050	1330	150	290
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (GWh)					
Ηπειρωτικό Δίκτυο	42400	3700	2500		

Πίνακας 2.2: Δεδομένα για το ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας

2.4 Η ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΠΟΡΕΙΑ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η εξέλιξη του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος τις επόμενες δεκαετίες, θα έχει ως βασικούς άξονες κατεύθυνσης την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, τη διασφάλιση της καλής λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, τη βέλτιστη αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας, την προώθηση των τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, την ταχεία υιοθέτηση τεχνολογικών εφαρμογών που συνεισφέρουν στην εξοικονόμηση ενέργειας αλλά και στη διαχείριση της ζήτησής της, καθώς και την επίτευξη δραστηκής μείωσης των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου από τις ανθρωπογενείς καταναλώσεις ενέργειας.

Λαμβάνοντας υπόψη τις συγκεκριμένες δεσμεύσεις και τους εθνικούς στόχους, δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στην πορεία εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος σε μακροπρόθεσμο πλαίσιο (έως το 2050), επιχειρώντας την ανάλυση των αποτελεσμάτων διαφορετικών σεναρίων σχετικά με τους στόχους, τη λειτουργία, τη δομή και τη σύνθεση του ενεργειακού συστήματος. Ειδικότερα, για τη μακροπρόθεσμη παρακολούθηση της εξέλιξης του συστήματος και της τελικής ζήτησης μέχρι το 2050, λαμβάνεται ως έτος αναφοράς το 2020, όπου και θεωρείται ότι έχουν επιτευχθεί οι κεντρικοί εθνικοί ενεργειακοί στόχοι που προβλέπουν διείσδυση κατά 20% των ΑΠΕ στην τελική ενεργειακή κατανάλωση, με την επιμέρους ανάλυση του μεριδίου των ΑΠΕ να αφορά σε 40% στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% συμμετοχή στη ζήτηση ενέργειας για θέρμανση/ψύξη και σε διείσδυση κατά 10% στις μεταφορές.

Το αποτέλεσμα της ανάλυσης του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος μέχρι το 2020 οδηγεί στο συμπέρασμα ότι η επίτευξη του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, θα επιτευχθεί μόνο με τη συνδυαστική εφαρμογή θεσμικών,

κανονιστικών, οικονομικών και τεχνολογικών μέτρων που έχουν ως βασικό στόχο την αξιοποίηση του οικονομικού δυναμικού ανάπτυξης μεγάλων έργων ΑΠΕ, την ολοκλήρωση των αναγκαιών εργασιών επέκτασης και αναβάθμισης του ηλεκτρικού δικτύου και τη σταδιακή ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Προφανώς αυτό απαιτεί την αντιμετώπιση ποικίλων εμποδίων, που έχουν ήδη εντοπιστεί, και σχετίζονται με καθυστερήσεις στην αδειοδότηση έργων ΑΠΕ, σε ασάφειες θεμάτων χωροταξικού σχεδιασμού, καθώς και την ελλιπή ενημέρωση των πολιτών σχετικά με τις εφαρμογές έργων ΑΠΕ.

Αντίστοιχα, για την ικανοποίηση των εθνικών στόχων για το 2020, συμμετοχής των ΑΠΕ σε θέρμανση-ψύξη και μεταφορές, προβλέπεται αξιοποίηση όλων των θεσμικών αλλαγών που έχουν ήδη υλοποιηθεί ή δρομολογούνται ώστε να επιτευχθεί εξοικονόμηση ενέργειας μέσω βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης, διείσδυσης ώριμων τεχνολογικών εφαρμογών, καθώς και υιοθέτησης πολιτικών ορθολογικής χρήσης ενέργειας σε όλους τους τομείς.

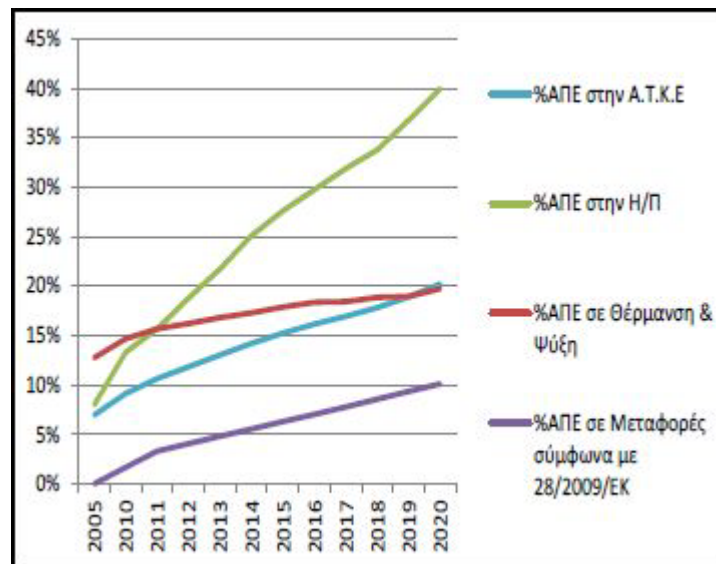
Στο πλαίσιο αυτό, σύμφωνα και με τις κατευθυντήριες οδηγίες από την ΕΕ, για την περίοδο μετά το 2020 θα συνεχιστεί η περαιτέρω διείσδυση και συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, στη θέρμανση και ψύξη καθώς και στις μεταφορές και θα συνεπικουρείται και από την ενδυνάμωση των μηχανισμών και των αντίστοιχων κυρώσεων σχετικά με τις εκπομπές αερίων ρύπων του θερμοκηπίου. Παράλληλα, η εφαρμογή θεσμικών μέτρων κυρίως στον κτιριακό τομέα και τις μεταφορές, καθώς και η ταχεία εξέλιξη τεχνολογικών εφαρμογών που οδηγούν σε βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης, αναμένεται να επιτύχουν σημαντικά μεγέθη εξοικονόμησης ενέργειας που στις επόμενες δεκαετίες θα οδηγήσουν σε σταδιακή μείωση του ρυθμού αύξησης της ζήτησης και τελικά και της απόλυτης μείωσης της τελικής κατανάλωσης ενέργειας.

2.4.1: Ενδεικτική εξέλιξη του Ελληνικού Ενεργειακού Συστήματος την περίοδο 2010-2020

Όπως αναφέρθηκε και στην υποπαράγραφο 2.1.2 του παρόντος κεφαλαίου, η Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική έως το 2020 επικεντρώνεται στην επίτευξη τριών επιμέρους στόχων για το σύνολο των Κρατών-Μελών, οι οποίοι αφορούν στη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 (Οδηγία 2009/29/ΕΚ), στη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κατά 20% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας (Οδηγία 2009/28/ΕΚ) και στη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και επίτευξη εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας κατά 20%. Ειδικά για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές αερίων ρύπων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005 και 18% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση.

Η Ελληνική κυβέρνηση στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, με το Ν. 3851/2010 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%. Συγκεκριμένα ο στόχος αυτός εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε θέρμανση και ψύξη και 10% στις μεταφορές. Στο πλαίσιο αυτό, το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για

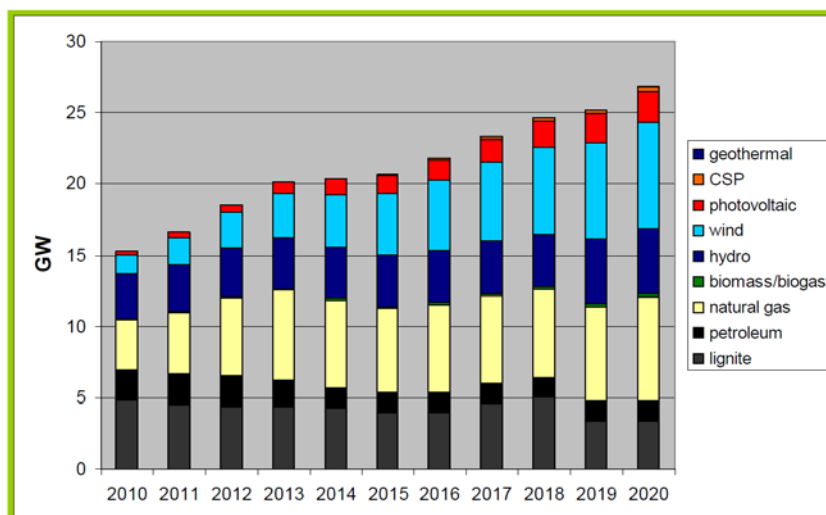
τις ΑΠΕ, που εκπονήθηκε το 2010, όπως αναφέρθηκε και στην υποπαράγραφο 2.2.1 περιγράφει την πορεία εκπλήρωσης των εθνικών στόχων και δεσμεύσεων, ώστε μέχρι το 2020 να έχει επιτευχθεί η επιδιωκόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Το ακόλουθο σχήμα (σχήμα 2.2) συνοψίζει την πορεία εξέλιξης της διείσδυσης των ΑΠΕ στην Α.Τ.Κ.Ε, στην ηλεκτροπαραγωγή, στη θέρμανση και ψύξη καθώς και στις μεταφορές, για την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων έως το 2020, λαμβάνοντας υπόψη και παραμέτρους οικονομικής και τεχνολογικής ανάπτυξης.



Σχήμα 2.2: Εξέλιξη του μεριδίου ΑΠΕ στην Α.Τ.Κ.Ε, την ηλεκτροπαραγωγή και στην τελική κατανάλωση θερμικής ενέργειας και του μεριδίου βιοκαυσίμων στις μεταφορές σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ έως το 2020

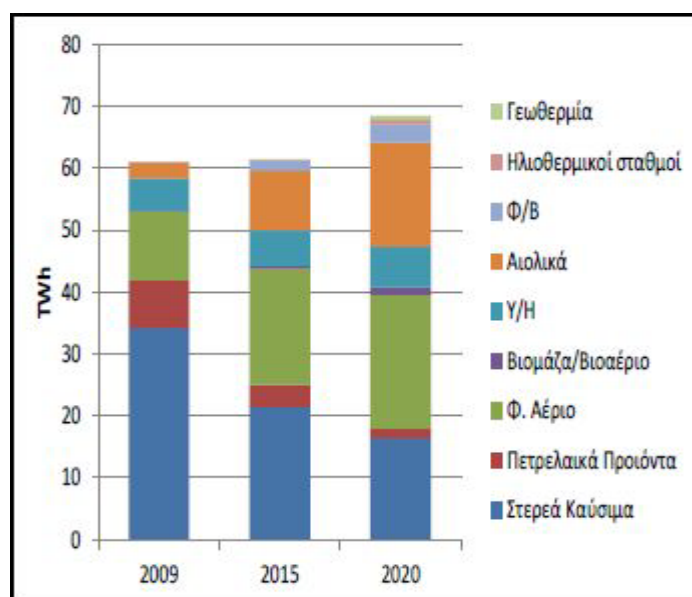
Έτσι, οι εθνικοί στόχοι για το 2020, σε πρώτη εκτίμηση αναμένεται να ικανοποιηθούν για τη μεν ηλεκτροπαραγωγή με την ανάπτυξη περίπου 13.3 GW από ΑΠΕ, όπου συμμετέχει το σύνολο των τεχνολογιών ΑΠΕ με προεξέχουσες σε επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος τα αιολικά πάρκα με 7.5 GW, τα υδροηλεκτρικά με 3GW και τα ηλιακά με περίπου 2.5 GW (σχήμα 2.3). **[1]** Σήμερα, εξαιτίας της οικονομικής, μη ευνοϊκής κατάστασης της χώρας, τα ποσά αυτά εγκατεστημένης ισχύος φαντάζουν μη ρεαλιστικά, κυρίως όσον αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Π. **[4]**

Αξιοσημείωτη είναι ωστόσο και η σταδιακή εμφάνιση νέων τεχνολογιών ΑΠΕ στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής (γεωθερμία, ηλιοθερμικοί σταθμοί), οι οποίες αναμένεται σε μακροπρόθεσμο επίπεδο να έχουν ολοένα και πιο μεγάλο μερίδιο συμμετοχής.



Σχήμα 2.3: Εκτιμώμενη εγκατεστημένη ισχύς για ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο έως το 2020 (ΕΣΔ για τις ΑΠΕ, 2010) [4]

Όπως αναφέρθηκε και στην υποπαράγραφο 2.2.1 η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2011 ήταν περίπου 52000 GWh, ποσό αρκετά χαμηλότερο από αυτό των δύο προηγούμενων ετών, 2010 και 2009, και πιθανόν να μειωθεί κι άλλο μέχρι της ανάκαμψη της οικονομίας στη χώρα. Ως εκ τούτου και λαμβάνοντας υπόψη ότι η ηλεκτροπαραγωγή μέχρι το 2020 εκτιμάται περίπου στις 68000 GWh, οι ποσοστιαίοι στόχοι για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή μοιάζουν ακόμη εφικτοί και το ενεργειακό μίγμα για ηλεκτροπαραγωγή δεν θα διαφέρει πολύ από αυτό του παρακάτω σχήματος (σχήμα 2.4). [4]



Σχήμα 2.4: Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά καύσιμο για την επίτευξη των εθνικών στόχων έως το 2020 [1]

Το αποτέλεσμα αυτής της ανάλυσης οδηγεί στο συμπέρασμα ότι η επίτευξη του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (40%) μέχρι το 2020, θα επιτευχθεί μόνο με τη συνδυαστική εφαρμογή θεσμικών, κανονιστικών, οικονομικών και τεχνολογικών μέτρων που έχουν ως βασικό στόχο την αξιοποίηση του οικονομικού δυναμικού ανάπτυξης μεγάλων έργων ΑΠΕ, την ολοκλήρωση των αναγκαίων εργασιών επέκτασης και αναβάθμισης του ηλεκτρικού δικτύου και τη σταδιακή ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σαφώς, στην εκπόνηση αυτής της μελέτης και στο σχεδιασμό της εξέλιξης συνεισφοράς των διαφόρων τεχνολογιών για ηλεκτροπαραγωγή μέχρι το 2020 ελήφθησαν υπόψη διάφοροι περιορισμοί σχετικά με τις ΑΠΕ καθώς και κοινωνικο-οικονομικές παράμετροι.

2.4.2: Ενδεικτική εξέλιξη του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος την περίοδο 2020-2050

Με βάση την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε από την Εθνική Ενεργειακή Στρατηγική του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής παρουσιάζονται τα παρακάτω συμπεράσματα σχετικά με τη διαμόρφωση του Ενεργειακού Χάρτη της Ελλάδας για την περίοδο 2020-2050.

Η **μείωση της εξάρτησης** από εισαγόμενη ενέργεια κυρίως μέσω της μεγιστοποίησης της διείσδυσης των ΑΠΕ και της **βέλτιστης αξιοποίησης των εγχώριων ενεργειακών πόρων** τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή, όσο και συνολικά, καθώς και η επίτευξη σημαντικής μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα μέχρι το 2050 σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές του 2005, παραμένουν οι βασικοί άξονες σχεδιασμού λαμβάνοντας ωστόσο παράλληλα υπόψη και τις απαιτήσεις σε επίπεδο εθνικής οικονομίας για την επίτευξη αυτών των ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων. Επιπροσθέτως, ουσιαστική επιλογή είναι η μηδενική αξιοποίηση πυρηνικής ενέργειας καθώς και η περιορισμένη χρήση της τεχνολογίας συλλογής και αποθήκευσης άνθρακα (CCS), λόγω τεχνικοοικονομικών αβεβαιοτήτων. Κεντρική κατεύθυνση του σχεδιασμού του ενεργειακού συστήματος, αποτελεί η αειφόρος ανάπτυξη και προστασία του περιβάλλοντος καθώς και η προστασία και το όφελος του τελικού καταναλωτή, ο οποίος θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα χρήσης των βέλτιστων τεχνικοοικονομικών επιλογών για την κάλυψη των αναγκών του, ενώ θα μπορεί να επιλέγει από ένα πλήθος ενεργειακών υπηρεσιών στο πλαίσιο λειτουργίας μιας ολοκληρωμένης ενεργειακής αγοράς.

Στα σενάρια που μελετήθηκαν, προσδιορίστηκαν και αξιολογήθηκαν εναλλακτικά μέτρα και πολιτικές για την εκπλήρωση των Εθνικών και των Ευρωπαϊκών Στόχων λαμβάνοντας υπόψη τις πρωτοβουλίες και τις κατευθυντήριες γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την περίοδο 2020-2050 όπως αυτές έχουν αποτυπωθεί στους Οδικούς Χάρτες προς μία Οικονομία Χαμηλού Άνθρακα (COM(2011)112Final) και την Ενέργεια (COM(2011)855/2).

Οι καθοριστικές παράμετροι για την κατάρτιση των σεναρίων ήταν:

- η εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας ανά κλάδο,
- η εξέλιξη των διεθνών τιμών των καυσίμων,

- η εξέλιξη των τιμών του CO₂,
- η πορεία μεταβολής του επενδυτικού κόστους των ενεργειακών τεχνολογιών, η εξέλιξη της ενεργειακής ζήτησης στα κτίρια και τις μεταφορές,
- ο βαθμός διείσδυσης του ηλεκτρισμού στις οδικές και τις σιδηροδρομικές μεταφορές,
- η ανάπτυξη των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για διεθνείς διασυνδέσεις και τη διασύνδεση των νησιών,
- η ανάπτυξη ικανότητας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας,
- το φυσικό δυναμικό των ΑΠΕ καθώς και
- τα επίπεδα χρήσης του εγχώριου λιγνίτη.

Ένας σημαντικός τεχνικός περιορισμός που έχει επιπλέον τεθεί είναι το δυναμικό για την κατασκευή αντλητικών υδροηλεκτρικών μονάδων αποθήκευσης που στην ουσία, παράλληλα με τις διασυνοριακές διασυνδέσεις, καθορίζει το μέγιστο βαθμό διείσδυσης των μεταβαλλόμενων ΑΠΕ.

Παράλληλα υιοθετείται αρχικά η παραδοχή ότι το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών ηλεκτρισμού ισούται λογιστικά με μηδέν, με σκοπό να διερευνηθεί υπό ποιες προϋποθέσεις και με ποιό κόστος μπορεί να διασφαλιστεί η κάλυψη της ζήτησης από εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή. Επίσης υιοθετείται η εξέλιξη του κόστους των εκπομπών που προβλέπει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή για την περίοδο 2020-2050.

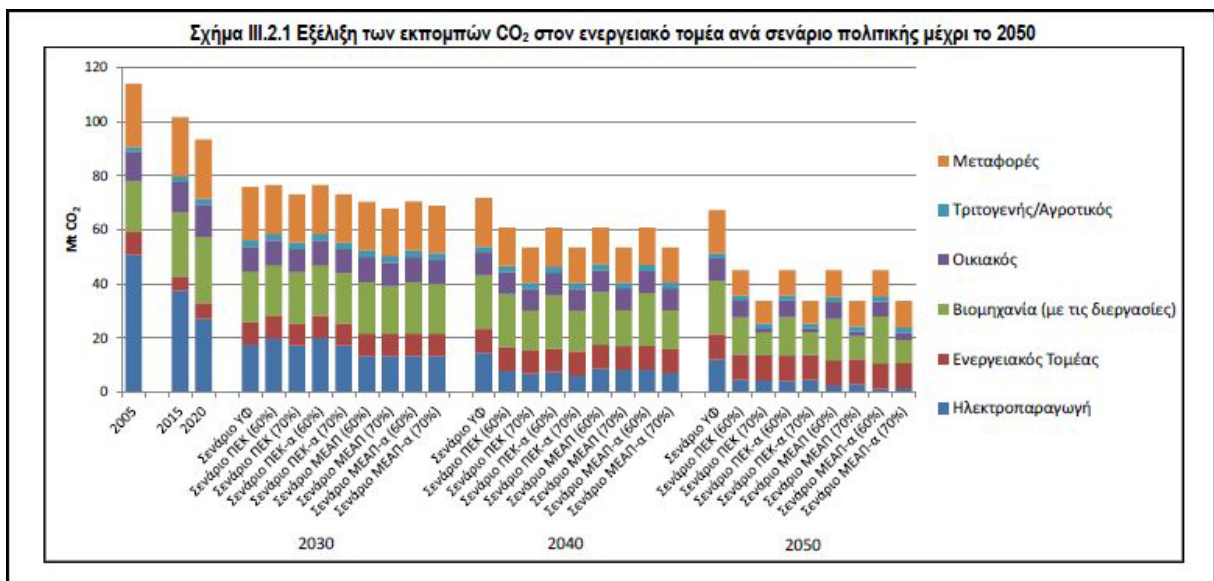
Ο αρχικός στόχος για το 2050 είναι οι εκπομπές αερίων ρύπων να παρουσιάσουν μείωση στα επίπεδα του 60%-70% σε σχέση με το 2005 (εικόνα 2.6), ενώ ταυτόχρονα η ηλεκτροπαραγωγή να βασίζεται όσο είναι τεχνικά δυνατόν (στοχεύοντας κοντά στο 100%) στις ΑΠΕ με ταυτόχρονο εξηλεκτρισμό των μεταφορών. Έτσι η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων με ηλεκτρική ενέργεια, όπου αυτό είναι εφικτό, θα σημαίνει πλέον σχεδόν μηδενικές εκπομπές, μείωση της χρήσης πετρελαιοειδών άρα και της ενεργειακής εξάρτησης και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης με βάση την εφαρμογή των υφιστάμενων πολιτικών (σενάριο ΥΦ) καταρχήν ανέδειξαν την αδυναμία επίτευξης της επιθυμητής μείωσης των εκπομπών. Έτσι εξετάστηκαν νέες πολιτικές (Σενάρια ΠΕΚ και ΜΕΑΠ) που θα εξασφαλίσουν καθαρότερο περιβάλλον και βιώσιμη ανάπτυξη μέσα σε μια ρεαλιστική εξέλιξη της οικονομίας για την περίοδο 2020-2050.

Τα κύρια σημεία των σεναρίων αυτών περιγράφονται παρακάτω συνοπτικά ως εξής:

- Το **Σενάριο «Υφιστάμενων πολιτικών» (Σενάριο ΥΦ)**: Υποθέτει συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον. Προβλέπεται μέτριο επίπεδο περιορισμού των αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050 τουλάχιστον κατά 40% σε σχέση με το 2005. Προβλέπονται επίσης μέτριες διεισδύσεις τεχνολογιών ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας ως συνέπεια των συντηρητικών πολιτικών υλοποίησής του.
- Το **Σενάριο «Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ» (Σενάριο ΜΕΑΠ)**: Υποθέτει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στα επίπεδα του 100% στην ηλεκτροπαραγωγή και σε πολύ μεγάλη κλίμακα συνολικά, με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70%, με μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές. Το ίδιο σενάριο

εξετάζεται με χρήση εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας που θα φέρουν μείωση του κόστους στον τομέα ηλεκτρισμού λόγω λιγότερων επενδύσεων και αγορών ηλεκτρικής ενέργειας σε χαμηλότερες τιμές (**Σενάριο ΜΕΑΠ-α**).

- Το **Σενάριο «Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους» (Σενάριο ΠΕΚ)**: Όπου το μίγμα των ενεργειακών τεχνολογιών επιλέγεται με βάση την πολιτική ελαχίστου κόστους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70%, ενώ παράλληλα γίνεται μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές. Το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ είναι μεγάλο αλλά δεν ξεπερνάει το 85% στην ηλεκτροπαραγωγή λόγω του περιορισμού στις απαιτούμενες μονάδες αποθήκευσης. Ειδικά βάσει των υποθέσεων που διαμορφώνονται για το Σενάριο ΠΕΚ, μελετάται και ένα εναλλακτικό σενάριο (**Σενάριο ΠΕΚ-α**), στο οποίο γίνεται η υπόθεση ότι την περίοδο 2035-2040 εντάσσεται σε δύο από τις υπάρχουσες (και νεότερες) ατμοηλεκτρικές μονάδες λιγνίτη (ισχύος 1.1GW) τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS). Το εναλλακτικό αυτό σενάριο στην ουσία εξετάζει την δυνατότητα παράτασης της παραμονής του εγχώριου στερεού καυσίμου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.



Εικόνα 2.5 : Εξέλιξη των εκπομπών CO₂ στον ενεργειακό τομέα ανά σενάριο πολιτικής μέχρι το 2050 [1]

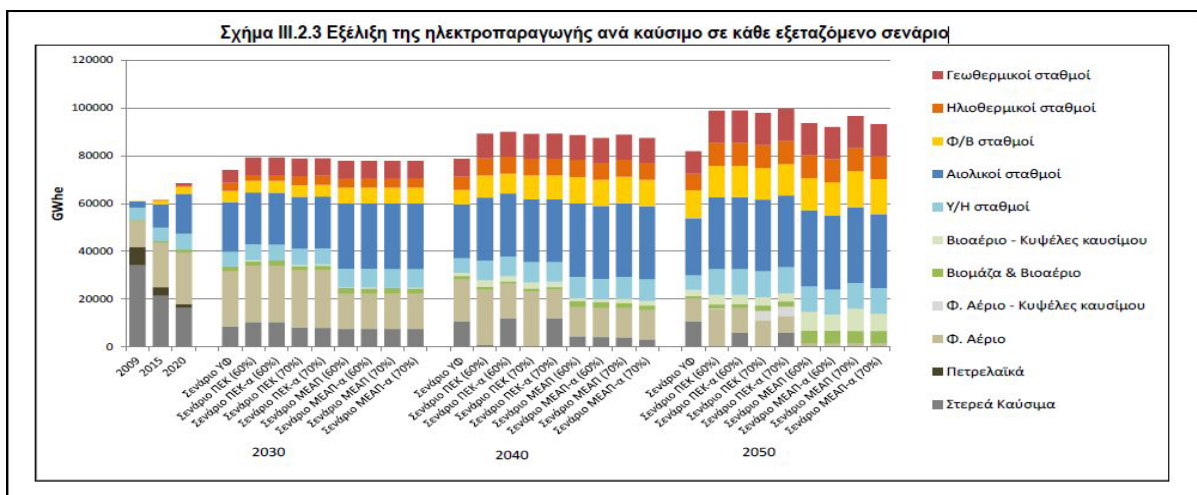
Όπως γίνεται σαφές από την εικόνα 2.5, το σενάριο υφιστάμενων πολιτικών (σενάριο ΥΦ) αν και ενσωματώνει τόσο δράσεις εξοικονόμησης όσο και συνεχούς ανάπτυξης τεχνολογιών ΑΠΕ, δεν επιτυγχάνει το δεσμευτικό στόχο μείωσης των εκπομπών CO₂ σε σχέση με το 2005. Συγκεκριμένα, επιτυγχάνει μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 48% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.

Αντίθετα, τα σενάρια νέων ενεργειακών πολιτικών (σενάρια ΜΕΑΠ και ΠΕΚ) επιτυγχάνουν ταχύτερη και μεγαλύτερη μείωση των εκπομπών CO₂, καθώς το ενεργειακό μίγμα χαρακτηρίζεται από μεγάλη διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ. Με αυτό τον τρόπο

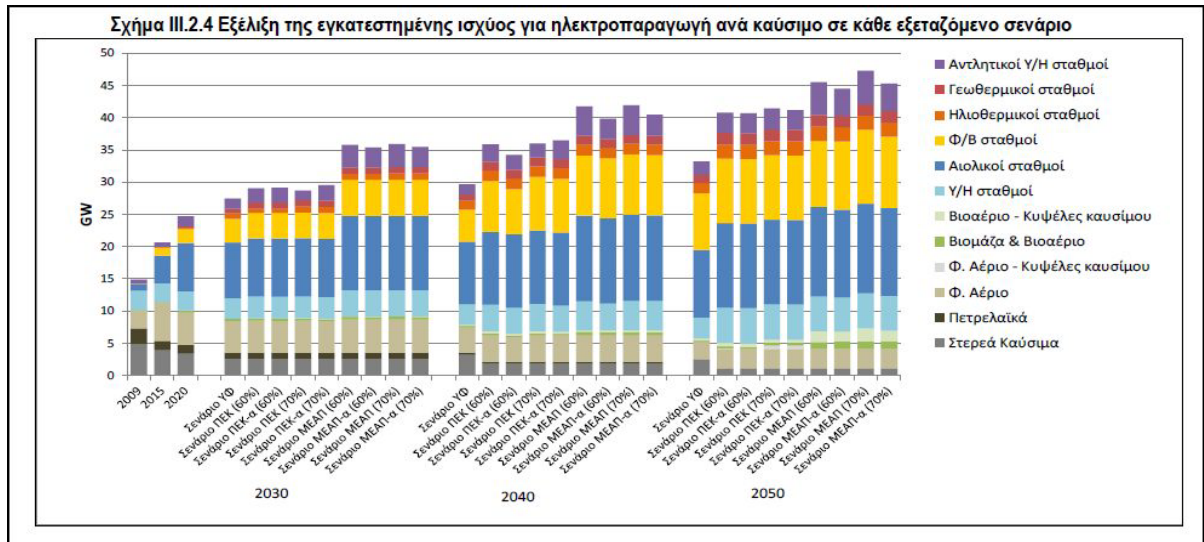
εξασφαλίζεται η κύρια περιβαλλοντική δέσμευση για μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 60%-70% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005. Από τη σύγκριση των δύο σεναρίων νέων ενεργειακών πολιτικών (Σενάρια ΠΕΚ και ΜΕΑΠ), φαίνεται ότι η επίτευξη του στόχου της μείωσης των εκπομπών CO₂ κατά 60%-70% μέχρι το 2050 σε σχέση με το 2005, επιτυγχάνεται δίνοντας έμφαση σε διαφορετικούς τομείς. Συγκεκριμένα για το σενάριο ΠΕΚ, η μείωση επιτυγχάνεται κυρίως από την επιπρόσθετη απομάκρυνση εκπομπών CO₂ στον τομέα των μεταφορών και τη βιομηχανία και δευτερευόντως στον οικιακό τομέα, ενώ για το σενάριο ΜΕΑΠ, η έμφαση δίνεται πέρα από τον τομέα των μεταφορών και τον οικιακό και στην ηλεκτροπαραγωγή. Επιπλέον, στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί το ότι το μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής που προβλέπεται από Φ.Α. (στο σενάριο ΠΕΚ) αντικαθίσταται κυρίως από παραγωγή από αιολικά και Φ/Β πάρκα (στο σενάριο ΜΕΑΠ).

• **Εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής**

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής αναμένεται ότι θα εμφανίσει σημαντικές διαφοροποιήσεις την περίοδο έως το 2050, καθώς ένας μεγάλος αριθμός των μέτρων που αφορούν στην χάραξη εθνικής πολιτικής, αναφέρεται στο συγκεκριμένο τομέα. Όπως φαίνεται και στην εικόνα 2.6, η συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού στη χώρα θα αυξηθεί σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα έως και κατά 63% έως το 2050 (μέχρι και 45% σε σχέση με το 2020) και θα βασίζεται σε όλα τα σεναρία σε «καθαρότερες» πηγές. Συγκεκριμένα, ενώ σήμερα, το 56% της ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από σταθμούς παραγωγής με καύσιμο το λιγνίτη, σύμφωνα με το Σενάριο ΥΦ το μερίδιο του λιγνίτη θα μειωθεί στο 13% το 2050, ενώ στα υπόλοιπα σεναρία θα μηδενιστεί. Εξάιρεση αποτελεί το Σενάριο ΠΕΚ-α, στο οποίο λόγω της ένταξης τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ (CCS) παραμένουν λιγνιτικές μονάδες έως το τέλος της περιόδου 2020-2050, κατέχοντας μερίδιο 6% στην ηλεκτροπαραγωγή το 2050.



Εικόνα 2.6: Εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής ανά καύσιμο τα έτη 2009-2050 [1]



Εικόνα 2.7 : Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο τα έτη 2009-2050 [1]

Αντίστοιχα, το μερίδιο των **πετρελαιοειδών** στην ηλεκτροπαραγωγή θα μηδενιστεί έως το 2030, γεγονός που αποδίδεται στην απόσυρση των πετρελαϊκών σταθμών που είναι εγκατεστημένοι στα μη διασυνδεδεμένα νησιά έπειτα από την επικείμενη διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό σύστημα. Το **Φ.Α.** θα σημειώσει σταδιακή μείωση, με τη συμμετοχή του να κυμαίνεται στο 10%-16% για τα Σενάρια ΠΕΚ και ΠΕΚ-α, ενώ στα Σενάρια ΜΕΑΠ και ΜΕΑΠ-α δεν θα υπάρχει συμμετοχή φυσικού αερίου στο ηλεκτρικό μίγμα του 2050 παρά μόνο σε μονάδες συμπαραγωγής με συνολικό μερίδιο που δε θα ξεπερνάει το 1% στην ηλεκτροπαραγωγή. Συγκεκριμένα, σημειώνεται ότι και στο Σενάριο ΜΕΑΠ (και ΜΕΑΠ-α), θα υφίστανται διεσπαρμένοι βιομηχανικοί σταθμοί συμπαραγωγής, που εκτός της βιομάζας και του βιοαερίου, θα χρησιμοποιούν ως καύσιμο και το φυσικό αέριο, ενώ ορισμένοι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο και αεριοστρόβιλοι θα παραμείνουν στο ηλεκτρικό σύστημα για την παροχή στρεφόμενης εφεδρείας, καθώς πρόκειται για ευέλικτες μονάδες με σύντομους χρόνους εκκίνησης. Επιπλέον, ένα μικρό ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για όλα τα σενάρια, θα αντιστοιχεί σε λιγνιτικές μονάδες ατμοστρόβιλων, οι οποίες θα παραμείνουν στο ενεργειακό μίγμα ως ψυχρή εφεδρεία.

Η ηλεκτροπαραγωγή από **Α/Π** θα σημειώσει ραγδαία αύξηση στα σενάρια νέων ενεργειακών πολιτικών, αποκτώντας τελικά μερίδιο το 2050 που θα κυμαίνεται από 33% έως 36% στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ και από 29% έως 34% στην συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού. Αντίστοιχη αύξηση παρατηρείται και στον τομέα των **Φ/Β**, το μερίδιο των οποίων θα αντιστοιχεί στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ σε περίπου 25%-27% το 2050 (από περίπου 3% σήμερα), με μέσο ρυθμό ανάπτυξης περίπου 5% ετησίως έως το 2050.

Η εγκατεστημένη ισχύς των **ΥΗΣ** συνολικά (συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων Υ/Η) ενώ για το σενάριο υφιστάμενων πολιτικών δεν θα παρουσιάσει μεγάλη αύξηση, αντίθετα στα σενάρια νέων ενεργειακών πολιτικών αυξάνεται κατά περίπου 82% μέχρι το 2050, αξιοποιώντας το εγχώριο δυναμικό σε μεγάλο βαθμό, καθώς η συμμετοχή των μεγάλων Υ/Η θα περιλαμβάνει πολλές αντλητικές μονάδες εξισορρόπησης. Στο σημείο αυτό πρέπει να σχολιαστεί το γεγονός ότι η παραγόμενη από σταθμούς αντλησιοταμίευσης ενέργεια δεν

λαμβάνεται υπόψη για τον υπολογισμό της συνολικής παραγωγής του συστήματος, καθώς οι συγκεκριμένοι σταθμοί αποτελούν συστήματα αποθήκευσης της περίσσειας παραγωγής των μονάδων μη ελεγχόμενης εξόδου. Επομένως, η παραγωγή από τέτοιους σταθμούς έχει ήδη προσμετρηθεί στην παραγωγή των μονάδων μη ελεγχόμενης εξόδου. Περαιτέρω ανάλυση σχετικά με τις μονάδες αντλιοσταμίου και τον ρόλο τους στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται σε επόμενη παράγραφο του παρόντος κεφαλαίου.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει η διεύθυνση των **ηλιοθερμικών και γεωθερμικών σταθμών** ηλεκτροπαραγωγής, με την υπόθεση βέλτιστης αξιοποίησης του εγχώριου δυναμικού και λαμβάνοντας υπόψη την τεχνολογική πρόοδο που ειδικά για τα ηλιοθερμικά θα δώσει τη δυνατότητα ανάπτυξης μικρών μονάδων καθώς και συστημάτων μεγαλύτερης δυναμικότητας αποθήκευσης. Το συνολικό τους μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή το 2050 θα κυμαίνεται περίπου στο 10% ανάλογα με το εξεταζόμενο σενάριο νέων ενεργειακών πολιτικών για την περίπτωση των ηλιοθερμικών σταθμών και αντίστοιχα μεταξύ 13% και 15% για τους γεωθερμικούς σταθμούς.

Όσον αφορά στη σύγκρουση **βιομάζας ή τη χρήση του βιοαερίου** στην ηλεκτροπαραγωγή, προβλέπεται επίσης σημαντική αύξηση τόσο της εγκατεστημένης ισχύος όσο και της παραγωγής, ενώ θα υπάρξει και σημαντική διεύθυνση κυψελών καυσίμου βιοαερίου σταδιακά, οδηγώντας τελικά σε μερίδιο που κυμαίνεται μεταξύ 6% και 15% στην ηλεκτροπαραγωγή έως και το 2050 για τα σενάρια νέων ενεργειακών πολιτικών.

Είναι αντιληπτό, ότι η εξέλιξη του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής για τα δύο σενάρια νέων ενεργειακών πολιτικών (σενάρια ΠΕΚ και ΜΕΑΠ), απαιτεί ουσιαστικά τη βέλτιστη αξιοποίηση του δυναμικού τεχνολογιών ΑΠΕ ελεγχόμενης εξόδου, καθώς συμβατικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής που θα λειτουργούσαν αντισταθμιστικά για τις μονάδες ΑΠΕ μη-ελεγχόμενης εξόδου θα απαιτηθεί πλέον να έχουν μειωμένη συμμετοχή λόγω της ανάγκης περιορισμού των εκπομπών CO₂ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Ειδικά για τη γεωθερμία αλλά και τους ηλιοθερμικούς σταθμούς, η επίτευξη αυτού του στόχου σχετίζεται με την εκμετάλλευση αυτών των τεχνολογιών σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές, όπου θα πρέπει να έχουν υπάρξει έγκαιρα οι απαραίτητες στρατηγικές για τη διευκόλυνση της ανάπτυξής τους.

Επιπρόσθετα, μέχρι την περίοδο 2025-2030 προβλέπεται «έξυπνη» ανάπτυξη των δικτύων μεταφοράς, η οποία περιλαμβάνει τη διασύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα και την αύξηση της ικανότητας των διεθνών διασυνδέσεων. Ήδη το ηπειρωτικό σύστημα συνδέεται με συστήματα μεταφοράς με την Αλβανία (γραμμές 150 kV και 400 kV), με τη Βουλγαρία (400 kV και με το FYROM (δύο γραμμές των 400 kV), ενώ με την Ιταλία με υποβρύχιο καλώδιο (500 MW HVDC). Η διασύνδεση με την Τουρκία έγινε το 2008 με γραμμή καλωδίου 400 kV (εικόνα 2.8). [21]



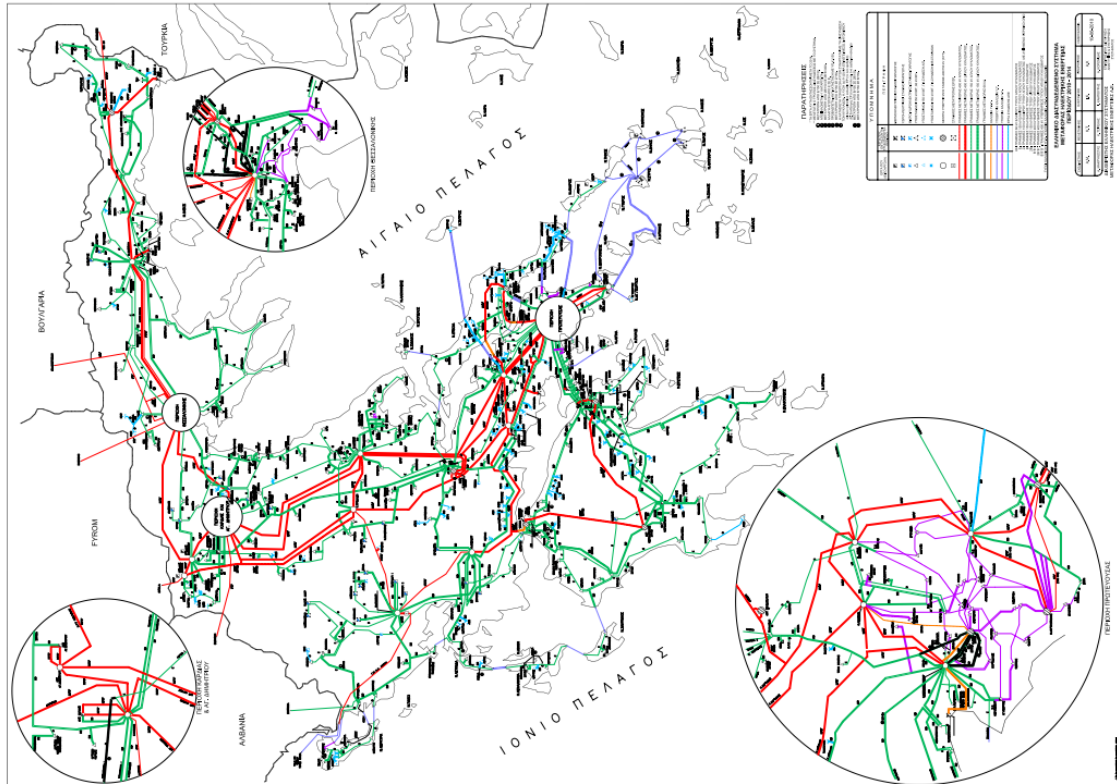
Εικόνα 2.8: Σχηματικό διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής [21]

- **Ανάγκη Ενίσχυσης και Επέκτασης του συστήματος**

Ήδη διαπιστωμένες αναγκαίες «βαθείς» ενισχύσεις Συστήματος:

1. Κατασκευή δικτύου 150 kV στη Ν. Εύβοια και στη Ν. Λακωνία
2. Βρόχος 400 kV στην Πελοπόννησο,
3. Ενίσχυση ΚΥΤ Αλιβερίου (400 kV)
4. Ενίσχυση δικτύου 150 kV σε περιοχές της Μακεδονίας (Σιδηρόκαστρο κλπ)
5. Πιθανή ενίσχυση δικτύου 150 kV Επτανήσων
6. Πιθανή ενίσχυση δικτύου 400 kV Αν. Μακεδονίας και Θράκης

Δεν φαίνεται εφικτή η επίτευξη του στόχου χωρίς την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού των νησιών εφόσον η περαιτέρω διασύνδεση νησιών έχει πλεονεκτήματα και δείχνει μονόδρομος για την ηλεκτροδότησή τους (διασφάλιση απρόσκοπτου εφοδιασμού, αποφυγή ΥΚΩ, απεξάρτηση από πετρελαϊκούς σταθμούς κλπ). Επιπλέον, απαιτείται ενίσχυση Συστήματος στις «πύλες εισόδου» (ΚΥΤ Λαυρίου, νέο ΚΥΤ Μεγαλόπολης, νέο ΚΥΤ Αλιβερίου, ΚΥΤ Φιλίππων κ.α.). Τέλος, χρειάζεται να γίνει εκπόνηση ειδικότερων μελετών για τον τρόπο υλοποίησης και το κόστος από αρμόδιους φορείς (ΥΠΕΚΑ, ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ κ), και ένταξη έργων στη ΜΑΣΜ. [9]



Εικόνα 2.9: ΜΑΣΜ map 2010-2014 [10]

Ειδικά προγράμματα ανάπτυξης ΑΠΕ με εξαγωγικό χαρακτήρα προβλέπονται για την επίτευξη του στόχου αυτού. Ένα τέτοιο έργο, που προορίζεται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με σκοπό την εξαγωγή της προς χώρες την κεντρικής και δυτικής Ευρώπης είναι το πρόγραμμα ΗΛΙΟΣ. Κρίνεται σημαντικό να εξασφαλιστεί η ενίσχυση των διασυνδέσεων με τις γειτονικές χώρες καθώς με τον τρόπο αυτό υποστηρίζονται οι διασυνοριακές συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας, με τις οποίες επιτυγχάνεται εξισορρόπηση των εγχώριων χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας με αυτές των γειτονικών χωρών και ταυτόχρονη εξασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας. Επιπλέον, με την ανάπτυξη τέτοιων επενδυτικών σχεδίων, όπως είναι το πρόγραμμα ΗΛΙΟΣ, θα προκύψουν άμεσα οφέλη στην εγχώρια οικονομία, ενώ θα δημιουργηθούν αναπτυξιακές προοπτικές και νέες θέσεις εργασίας σε διάφορους εμπορικούς και βιομηχανικούς κλάδους.

Εξετάζοντας μεμονωμένα το σενάριο οικονομικά βέλτιστης εκπλήρωσης περιβαλλοντικών στόχων με τεχνολογία CCS (Σενάριο ΠΕΚ-α), γίνεται αντιληπτό ότι αυτό που το διαφοροποιεί από το σενάριο ΠΕΚ είναι η αυξημένη συμμετοχή λιγνιτικών μονάδων στην ηλεκτροπαραγωγή έως και το τέλος της περιόδου 2020-2050, αλλά και η σημαντική μείωση της συμμετοχής του Φ.Α. στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής. Συγκεκριμένα, η ένταξη της τεχνολογίας CCS παρέχει τη δυνατότητα διατήρησης στο ηλεκτρικό μίγμα των υπάρχουσών λιγνιτικών μονάδων, των οποίων ο κύκλος ζωής είναι μεγαλύτερος από το τέλος της περιόδου 2020-2050. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την πλήρη αξιοποίηση των συγκεκριμένων μονάδων καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής τους, την εκμετάλλευση των εναπομείναντων λιγνιτικών αποθεμάτων της χώρας και τη μερική υποκατάσταση του εισαγόμενου Φ.Α. σε σχέση με το Σενάριο ΠΕΚ. Αντίστοιχα,

εξετάζοντας το σενάριο μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή αλλά με συνεισφορά από εισαγωγές ηλεκτρισμού για την κάλυψη της ζήτησης (σενάριο ΜΕΑΠ-α), διαπιστώνεται ότι το ηλεκτρικό μίγμα οδηγείται σε οριακά μικρότερη διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ (όπως αιολικών και Υ/Η σταθμών) έως το 2050 σε σχέση με το σενάριο ΜΕΑΠ. [1]

2.5 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ

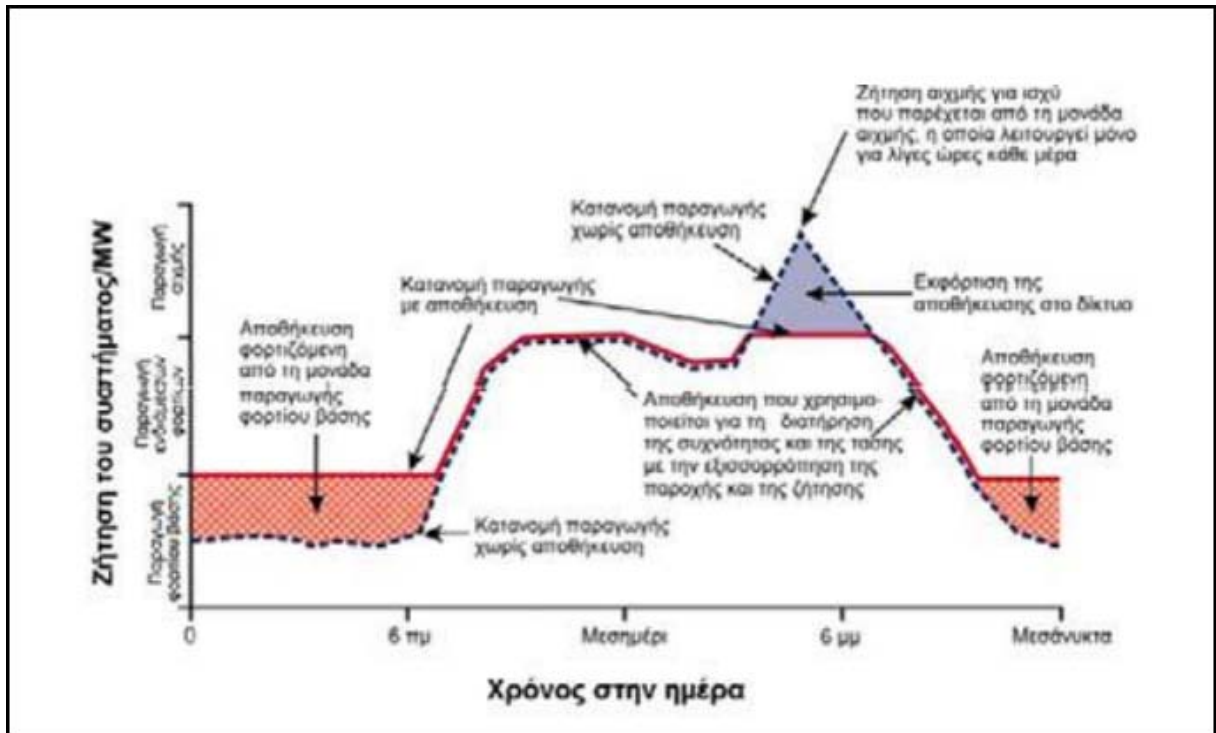
2.5.1: Η ανάγκη της αποθήκευσης ενέργειας

Όπως είναι γνωστό, σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, είτε αυτό είναι ισχυρό (όπως είναι το διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής Ελλάδας), είτε είναι αυτόνομο (όπως είναι τα νησιά, ανάλογα με το μέγεθός τους) σε κάθε χρονική στιγμή πρέπει να ικανοποιείται το ισοζύγιο της ισχύος. Αυτό συνεπάγεται ότι η απορροφώμενη ισχύς, πρέπει να είναι ίση με την ισχύ που παράγουν όλοι οι σταθμοί παραγωγής του δικτύου (θερμικοί, ΥΗΣ, πετρελαϊκές μονάδες κλπ). Όμως, με βάση τον περιορισμό που έχει τεθεί για τους θερμικούς σταθμούς, οι οποίοι για τεχνικούς λόγους και σε περιόδους χαμηλού φορτίου δεν μπορούν να μειώσουν την παραγωγή τους κάτω από ένα τεχνικό ελάχιστο όριο προκύπτει επιπλέον ισχύς στο δίκτυο, η οποία δεν μπορεί να απορροφηθεί από αυτό.

Σύμφωνα με την ανάλυση που προηγήθηκε στις παραπάνω παραγράφους, προκύπτει το συμπέρασμα ότι η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο που προβλέπεται για τα επόμενα χρόνια θα προκαλέσει κι εκείνη με τη σειρά της προβλήματα στη διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου. Όσον αφορά στην εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και στην υλοποίηση των στόχων που έχουν τεθεί για την Ελλάδα τα προσεχή έτη η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ είναι άκρως επιθυμητή. Παράλληλα, όμως, η παραγωγή κυρίως των Α/Π αλλά και η παραγωγή των Φ/Β παρουσιάζουν έντονη χρονική διακύμανση (ωριαία, ημερήσια και εποχιακή) εξαιτίας της μεταβολής στη διαθεσιμότητα του ανέμου και του ήλιου, αντίστοιχα. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την επιβολή ορίου διείσδυσης των ΑΠΕ από το ηλεκτρικό δίκτυο εξαιτίας της αστάθειας που μπορεί να προκαλέσει σ' αυτό η αυξημένη διείσδυσή τους είναι αυτά που προκαλούν το πρόβλημα απορρόφησης της ενέργειας από ΑΠΕ στο δίκτυο. Ήδη αρκετές χώρες έχουν μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, οπότε η περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας μπορεί να γίνει μόνο μέσω αποθήκευσης. Στην Ελλάδα δεν αντιμετωπίζεται, ακόμα το πρόβλημα αυτό, όμως τα επόμενα έτη και σύμφωνα με τον ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας θα υφίσταται πρόβλημα διείσδυσης.

Επομένως, η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας που υπήρχε λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μεγάλων θερμικών σταθμών και της κάλυψης των αιχμών του δικτύου επιβάλλεται, τώρα, και από την αυξημένη συμμετοχή των ΑΠΕ (κυρίως αιολικών) στο σύστημα παραγωγής. Όμως, στις χρονικές περιόδους υψηλού φορτίου και ιδιαίτερα στις αιχμές του φορτίου επιθυμείται η διαθεσιμότητα μεγάλης ισχύος σε σύντομο χρονικό διάστημα. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να προκύπτει η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας κυρίως τις ώρες χαμηλής ζήτησης, οπότε και αυτή απορρίπτεται, και η δυνατότητα πρόσδοσής της και πάλι στο δίκτυο κατά τις περιόδους αιχμής (εικόνα 2.10). Τη λειτουργία αυτή καλύπτουν

στο μεγαλύτερο ποσοστό οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση, η λειτουργία των οποίων θα αναλυθεί σε ξεχωριστή υποπαράγραφο του κεφαλαίου αυτού. [11]



Εικόνα 2.10: Αρχή της ενεργειακής αποθήκευσης [12]

- **Τα σημαντικότερα οφέλη που προκύπτουν από την ενεργειακή αποθήκευση:**
 1. Σε συνδυασμό με την ανανεώσιμη πηγή, η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αυξήσει την αξία του ηλεκτρισμού που παράγεται από τα Φ/Β και τα αιολικά συστήματα, καθιστώντας ικανή την τροφοδοσία να συμπίπτει με την περίοδο της μέγιστης ζήτησης της κατανάλωσης.
 2. Η ενεργειακή αποθήκευση διαδραματίζει επίσης έναν ευέλικτο και πολυπαραγοντικό ρόλο στο δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού, όσον αφορά στην αποτελεσματικότερη διαχείριση των πόρων. Ως παραγωγική πηγή, η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να επιφέρει εξοικονόμηση στις λειτουργικές δαπάνες ή την επένδυση κεφαλαίων (αποδοτικότερη συμμετοχή στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, αποθηκεύοντας στις ώρες χαμηλού κόστους και χρησιμοποιώντας την παραγόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ στις ώρες υψηλού κόστους εκμεταλλευόμενοι τη διαφορά τιμών).
 3. Επιπρόσθετα, η αποθήκευση της ενέργειας μπορεί να συνεισφέρει στη μείωση της έντασης στις μεμονωμένες γραμμές μεταφοράς που είναι κοντά στη μέγιστη ονομαστική τιμή, με τη μείωση του φορτίου αιχμής του υποσταθμού. Μεταξύ των ειδικών οφελών για τη μεταφορά και διανομή είναι η ευστάθεια των γραμμών μεταφοράς για σύγχρονη λειτουργία ώστε να αποτραπεί η καθίζηση του συστήματος, η ρύθμιση της τάσης ώστε να μην ξεφεύγει από το 5% της

καθορισμένης τιμής, και η αναβολή της κατασκευής ή αναβάθμισης των γραμμών μεταφοράς και διανομής, μετασχηματιστών, συστοιχιών πυκνωτών και υποσταθμών.

4. Ακόμη, η ενεργειακή αποθήκευση μπορεί να εξυπηρετήσει τους πελάτες ως μια επιλογή ελεγχόμενης διαχείρισης από μέρους της ζήτησης, που επίσης μπορεί να παράσχει ανταποδοτικές υπηρεσίες, περιλαμβανομένων της ποιότητας ισχύος σε βυθίσεις ή διακυμάνσεις που διαρκούν λιγότερο από πέντε δευτερόλεπτα, της αδιάλειπτης τροφοδοσίας με ηλεκτρικό ρεύμα σε διακοπές λειτουργίας που διαρκούν για περίπου δέκα λεπτά, και τη μείωση της ζήτησης αιχμής ώστε να μειωθούν οι λογαριασμοί του ηλεκτρισμού.
5. Έχουμε παροχή στρεφόμενης εφεδρείας, δηλαδή παροχή ισχύος σε έκτακτη χρονική στιγμή αλλά και αδιάλειπτη παροχή ισχύος.
6. Τέλος, μέσω της ενεργειακής αποθήκευσης εκμεταλλευόμαστε τη μείωση κόστους από τις συμβατικές μονάδες είτε με μικρή αλλαγή του προγράμματος ένταξης των μονάδων αυτών, είτε χωρίς αλλαγή του προγράμματος ένταξης των μονάδων.

- **Διατάξεις αποθηκευτικών μονάδων:**

Με βάση τους χρονικούς ορίζοντες για τη χρήση των μονάδων αποθήκευσης προκύπτει η παρακάτω κατηγοριοποίησή τους:

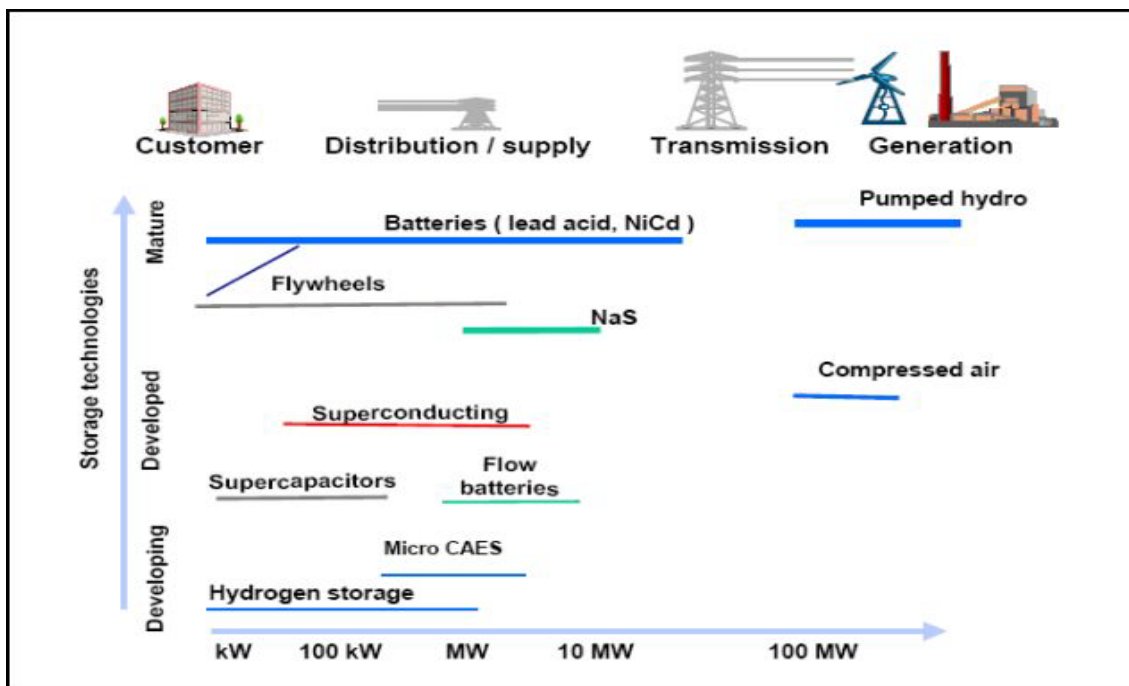
- ✓ Βραχυπρόθεσμης αποθήκευσης: Είναι οι μονάδες αποθήκευσης που μπορούν να προσφέρουν ή να απορροφήσουν ενέργεια για χρονικό διάστημα από λίγα δευτερόλεπτα έως μερικά λεπτά.
- ✓ Μεσοπρόθεσμης αποθήκευσης: Αφορά μονάδες που χρησιμοποιούνται για διάρκεια από μερικά λεπτά έως μερικές ώρες. Τέτοιου είδους διατάξεις είναι η διαχείριση ΑΠΕ, η ενίσχυση της παροχής στρεφόμενης εφεδρείας και η διαχείριση της παρεχόμενης ισχύος στους καταναλωτές. Αυτές είναι οι διατάξεις με τις οποίες θα απασχοληθεί η παρούσα διπλωματική εργασία.
- ✓ Μακροπρόθεσμης αποθήκευσης: Αφορά μονάδες αποθήκευσης από αρκετές ώρες μέχρι μία βδομάδα αλλά και μήνες. Κύρια χρήση τους είναι η διαχείριση των υδάτων.

- **Τρόποι αποθήκευσης ενέργειας:**

Η απορριπτόμενη ενέργεια προερχόμενη τόσο από τους συμβατικούς θερμικούς σταθμούς όσο και από τις ΑΠΕ στο μέλλον μπορεί να αποθηκευτεί με διάφορες μορφές (εικόνα 2.11):

- ✓ Σε ηλεκτρική μορφή συνεχούς ρεύματος σε μία συστοιχία ηλεκτρικών συσσωρευτών, δηλαδή μπαταρίες (μπαταρίες μολύβδου-οξέος, μπαταρίες νικελίου-καδμίου, μπαταρίες λιθίου-ιόντος, λοιπές μπαταρίες - NaS, Metal-Air, ZnBr, ZnCl₂)

- ✓ Υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα ή αερίου γενικότερα σε αεροφυλάκιο
- ✓ Σε μηχανική μορφή υπό μορφή κινητικής ενέργειας σε σφόνδυλο
- ✓ Υπό μορφή ηλεκτροστατικού πεδίου, λόγω διαφορετικού φορτίου στους σπλισμούς (υπερ-πυκνωτές)
- ✓ Υπό μορφή μαγνητικού πεδίου (υπεραγωγίμο μαγνητικό σύστημα ενεργειακής αποθήκευσης- συστήματα SMES)
- ✓ Υπό μορφή υδρογόνου (κυψέλες καυσίμου)
- ✓ Τέλος, πιο σημαντική μορφή αποθήκευσης απορριπτόμενης ενέργειας είναι αυτή σε υδραυλική μορφή ως ποσότητα νερού που αντλείται από μία χαμηλότερη στάθμη σε μία υψηλότερη (μονάδες αντλησιοταμίευσης)



Εικόνα 2.11: Μέγεθος, εφαρμογές και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων μορφών αποθήκευση [13]

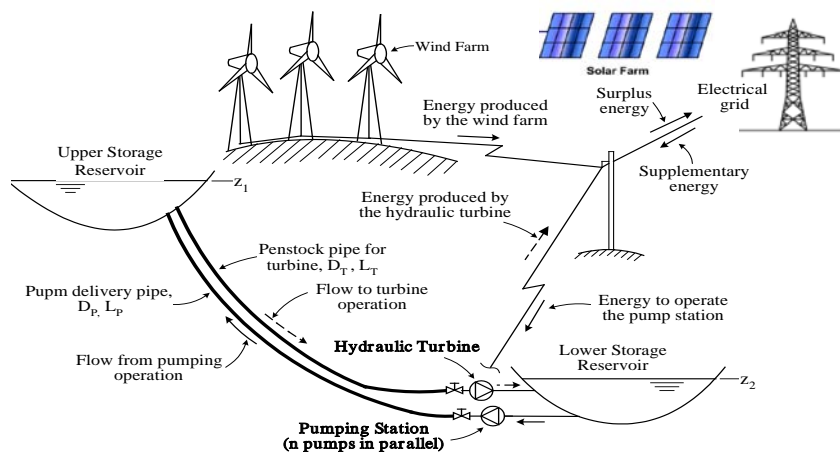
2.5.2: Μονάδες αντλησιοταμίευσης (Pumped-Hydro Storage system)

Όπως ήδη αναφέρθηκε, η πιο διαδεδομένη ιδέα για τη μαζική αποθήκευση ενέργειας και κυρίως για την αποθήκευση ενέργειας από ΑΠΕ, που απασχολεί την παρούσα εργασία, είναι η χρήση μονάδων αντλησιοταμίευσης (εικόνα 2.12). Τα αποθηκευμένα ποσά ενέργειας μπορούν να χρησιμοποιηθούν κάποια χρονική στιγμή, όταν προκύψει ανάγκη για παροχή ενέργειας (ώρες αιχμής).

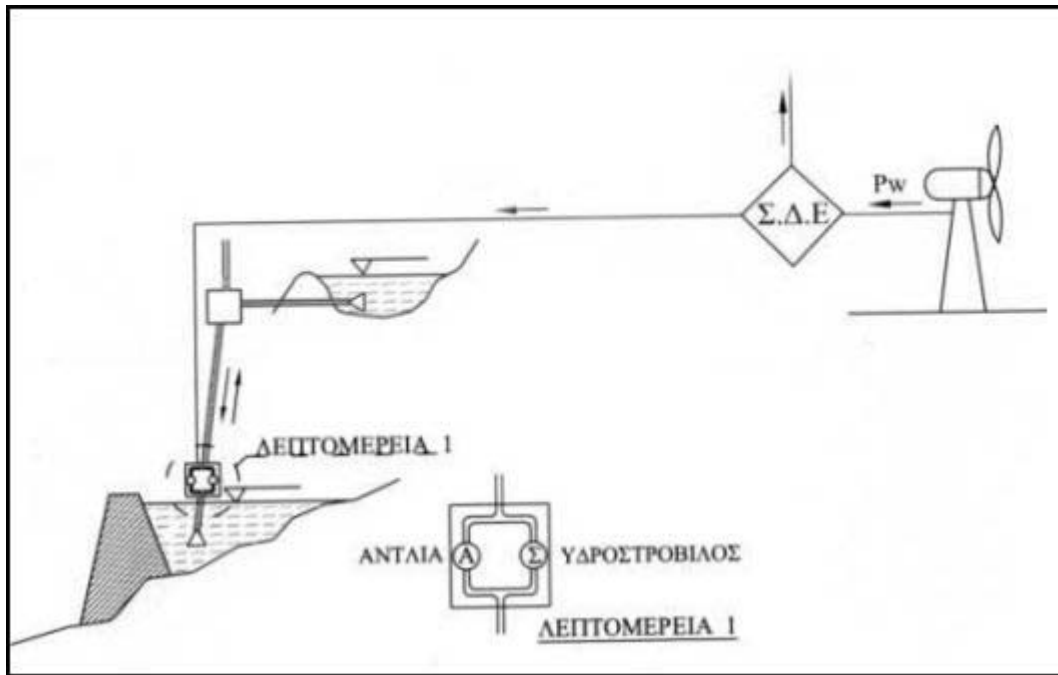
Ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης αποτελείται από τα εξής μέρη: μία ανώτερη δεξαμενή (Upper Storage Reservoir), αντλία ή ένα σύνολο παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών, υδροστρόβιλο ή ένα σύνολο παράλληλα συνδεδεμένων υδροστροβίλων, ή σε συνδυασμό με τον στρόβιλο αντιστρέψιμης φοράς (Reversible Turbines), μία κατώτερη, δεύτερη δεξαμενή (Lower Storage Reservoir) η οποία μπορεί να είναι ακόμη και η θάλασσα, αγωγούς-

σωληνώσεις για την άντληση του νερού από την κάτω στην άνω δεξαμενή (Penstock) καθώς και ένα αγωγός-σωληνώσεις για την προσαγωγή του νερού από την άνω δεξαμενή προς την κάτω μέσω του υδροστροβίλου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (εικόνα 2.12). Διακρίνονται δύο βασικές σχεδιαστικές εκδοχές, αυτή της μονής σωλήνωσης (εικόνα 2.13) και αυτή της διπλής σωλήνωσης, όπου υπάρχει ανεξάρτητη σωλήνωση για τον στρόβιλο και τη λειτουργία των αντλιών. Οι διαστασιολογήσεις των δύο δεξαμενών είναι τέτοιες που να εξασφαλίζουν ότι ένα σημαντικό ποσοστό από τον όγκο του αποθηκευμένου νερού θα χρησιμοποιείται και θα είναι ικανό για τις μετατροπές της διατιθέμενης ενέργειας σε δυναμική και αντίστροφα, αποκλείοντας το ενδεχόμενο κάποια από τις δύο δεξαμενές να αδειάσει εντελώς. [11]

Παρόλο όμως που η αντλησιοταμίευση μπορεί να δώσει υψηλή χωρητικότητα ενέργειας σε χαμηλό κόστος δεν χρησιμοποιείται όσο θα ήταν αναμενόμενο. Ο λόγος είναι αφενός ότι απαιτείται ειδική τοποθεσία για να κατασκευαστεί η εγκατάσταση (κατάλληλο υψόμετρο, ποιότητα υπεδάφους κλπ) και αφετέρου το μεγάλο κόστος και η μεγάλη διάρκεια κατασκευής του έργου. Για αυτό ως επί το πλείστον χρησιμοποιείται σε εγκαταστάσεις ενέργειας μεγάλης κλίμακας. Παγκοσμίως είναι διαθέσιμα πάνω από 90GW ισχύος από αντλησιοταμίευση και σε μερικές περιπτώσεις σε συνδυασμό με φράγματα. Περαιτέρω ανάλυση θα γίνει σε επόμενη υποπαράγραφο του κεφαλαίου αυτού (2.4.4.).



Εικόνα 2.12: Σχέδιο υβριδικού σταθμού-μονάδας αντλησιοταμίευσης [4]



Εικόνα 2.13: Απεικόνιση συνεργασίας μονάδας αντλιοσταμείωσης με Α/Π (μονής σωλήνωσης-κοινός αγωγός για άντληση και παραγωγή) [13]

2.5.3: Μονάδες αντλιοσταμείωσης-ΥΒΣ στην Ευρώπη

Η πλειοψηφία των ΥΒΣ με σκοπό την αποθήκευση ενέργειας από τις ΑΠΕ στην Ευρώπη κατασκευάστηκε μεταξύ των δεκαετιών 1960 έως 1990, κυρίως λόγω της κρίσης στην ενέργεια αλλά και τις απαιτήσεις για αυξημένη ασφάλεια στον τομέα της παραγωγής ενέργειας. Από τότε, ο αριθμός των σταθμών αυτών έχει μειωθεί σημαντικά, κυρίως λόγω των περιορισμένων δυνατών θέσεων κατασκευής τους και του σχετικά μεγάλου κόστους τους στην παγκόσμια ενεργειακή αγορά. Παρόλα αυτά ο αριθμός των υπό σχεδιασμο-προτεινόμενων ΥΒΣ αναμένεται να αυξηθεί ξανά μέσα στην επόμενη δεκαετία εξαιτίας της ανάγκης υποστήριξης της επιθυμητής αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο. Το κόστος κατασκευής των έργων αυτών ποικίλλει και καθορίζεται κάθε φορά από τη θέση στην οποία εγκαθίσταται ο σταθμός. Μπορεί να είναι από 500 έως 2000 €/kW ή και περισσότερο. [4]

Από τα πλέον πρόσφατα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα είναι αυτό του Goldisthal (Γερμανία, 2002) του οποίου ο πάνω ταμιευτήρας είναι τεχνητή δεξαμενή (εικόνα 2.14). Τα κύρια χαρακτηριστικά του έργου είναι:

Υψομετρική διαφορά: $h=302$ m

4 αναστρέψιμες μονάδες ον. ισχύος: 4×265 MW=1060 MW

Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα: 700.000 m³ [5]



Εικόνα 2.14: Αναστρέψιμο Υ/Η έργο , Goldisthal (Γερμανία, 2002) [5]

2.5.4: Μονάδες αντλησιοταμίευσης- ΥΒΣ στην Ελλάδα

Όπως για την Ευρώπη, οι μονάδες αντλησιοταμίευσης δεν θα μπορούσαν να μην αποτελούν την πιο προφανή και αποτελεσματική λύση για την περίπτωση αποθήκευσης ενέργειας από τις ΑΠΕ και στην Ελλάδα, κυρίως χάρη στις πολυάριθμες πιθανές θέσεις που προσφέρονται για εγκατάσταση αυτών των μονάδων, κάτι το οποίο μελετάται ήδη από τη ΡΑΕ. Σύμφωνα με την παρούσα νομοθεσία μελετάται η κατασκευή ΥΒΣ κυρίως στα νησιά, όπου εκεί το δίκτυο είναι κορεσμένο από την συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Σήμερα, μόνο ένας ΥΒΣ βρίσκεται υπό κατασκευή, στην Ικαρία από τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες ΑΕ, ο οποίος αναμένεται να ολοκληρωθεί το τέλος του 2012, ενώ η σχεδιάσή του έχει ξεκινήσει από τα τέλη της δεκαετίας του '90. Είναι ο πρώτος του είδους του στην Ευρώπη. Αποτελείται από δύο μικρούς ΥΗΣ (ισχύος 4.15 MW συνολικά), ένα αιολικό πάρκο (ισχύος 2.7 MW), δύο δεξαμενές νερού και ένα αντλιοστάσιο. [14]

Αυτό συμβαίνει εξαιτίας της ανάγκης αναθεώρησης του σχετικού Νόμου. Ήδη η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) έχει ολοκληρώσει και εκθέσει μία μελέτη (Μάρτιος 2012) σχετικά με το θέμα αυτό και τα αποτελέσματα θα χρησιμοποιηθούν για την ρύθμιση αυτής της σχετικής νομοθεσίας τους επόμενους μήνες.

Σήμερα στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της χώρας υπάρχουν δύο αναστρέψιμοι ΥΗΣ, ένας στον Σφηκιά του Αλιάκμονα και ένας στον Θησαυρό του Νέστου.

- **Σφηκιάς:** Βρίσκεται κατάντη του Πολύφυτου, 25 km από την πόλη της Βέροιας, με χωμάτινο φράγμα. Τέθηκε σε λειτουργία το 1985 και έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 315 MW (3 αναστρέψιμες μονάδες ισχύος 105 MW η καθεμία). Η ωφέλιμη χωρητικότητα του ταμιευτήρα είναι 20 εκ. m³. Αντλούν νερό από την κατάντη λίμνη των Ασωμάτων, όταν υπάρχει περίσσεια ενέργειας από τους λιγνιτικούς σταθμούς.



Εικόνα 2.15: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα [15]

- **Θησαυρός:** Βρίσκεται σε απόσταση 60 km από την πόλη της Δράμας κοντά στο χωριό Παρανέστι. Τέθηκε σε λειτουργία το 1997. Έχει εγκατεστημένη ισχύ 384 MW (3 αναστρέψιμες μονάδες τύπου Francis με εγκατεστημένη ισχύ 128 MW η καθεμία). Παράγει περί τις 755 GWh το χρόνο. Το φράγμα είναι γεώφραγμα και είναι το ψηλότερο στην Ελλάδα. Αντλεί το νερό του ταμιευτήρα Πλατανόβρυσης.



Εικόνα 2.16: ΥΗΣ Θησαυρού στο Νέστο [15]

Όπως είναι γνωστό οι περισσότεροι ΥΗΣ στην Ελλάδα έχουν κατασκευαστεί από τη ΔΕΗ Α.Ε. Επομένως, η κατασκευή και άλλων σταθμών που να έχουν διπλή λειτουργία είναι περιορισμένη. Ορισμένες έρευνες έχουν παρουσιαστεί πρόσφατα με σκοπό να διερευνηθούν πιθανά σημεία για την «ευνοϊκή εγκατάσταση ΥΒΣ ([16], [17], [18]). Σύμφωνα με τα αποτελέσματά τους οι πιο ευνοϊκές θέσεις για τέτοιου είδους σταθμούς είναι η μετατροπή των ήδη υπάρχοντων ΥΗΣ ,που διαθέτουν ανάντη και κατόντη ταμιευτήρα για διπλή λειτουργία, σε αναστρέψιμους υδροηλεκτρικούς με την προσθήκη ουσιαστικά ενός νέου αντλητικού συγκροτήματος, το οποίο δεν θα επηρεάσει την παραγωγή ΥΗΣ. Το πλεονέκτημά τους είναι, αρχικά, ότι η αποθηκευμένη ενέργεια είναι τώρα πολύ μεγαλύτερη, ενώ μπορούν να λειτουργούν και ως συμβατικοί ΥΗΣ και αυτό μπορεί να αυξήσει σημαντικά την παραγωγή και την ανταγωνιστικότητά τους. [4] Βέβαια, για την επιλογή της ονομαστικής ισχύος άρα και της αντλούμενης παροχής σ' ένα ζευγάρι ταμιευτήρων θα πρέπει να ληφθεί υπόψη ο συντελεστής φορτίου του ΥΗΣ να μην αυξηθεί πέραν μιας επιτρεπόμενης τιμής, καθώς και οι περίοδοι πλημμυρικών φαινομένων στις οποίες ο άνω ταμιευτήρας θα είναι πλήρης οπότε δεν θα έχει τη δυνατότητα αποθήκευσης. [11] Παράλληλα, στην περίπτωση που επιλέγαμε να μετατρέψουμε την αρχική εγκατάσταση ενός ΥΗΣ σε αναστρέψιμο αυτό θα συνεπάγονταν τη μη λειτουργία της παραγωγικής μονάδας για μεγάλο χρονικό διάστημα, η οποία όμως είναι απαραίτητη για το ηλεκτρικό δίκτυο. Ταυτόχρονα, στην περίπτωση που επιλέγαμε να

διατηρήσουμε την αρχική κτιριακή εγκατάσταση και να αντικαταστήσουμε μόνο τους υδροστροβίλους με αντίστοιχους αναστρέψιμους, αυτό θα ήταν απαγορευτικό για λόγους λειτουργικής συμπεριφοράς αυτών (λειτουργική συμπεριφορά υδροστροβίλων Francis και Pelton) και κυρίως λόγω της μεγάλης διαφοράς στο μέγεθος ενός υδροστροβίλου Francis με μια αναστρέψιμη μηχανή ή με μια αντλία (μεγαλύτερο μέγεθος των αναστρέψιμων μηχανών). Έτσι επιλέγεται η αρχική εγκατάσταση του ΥΗΣ να παραμείνει ανεπηρέαστη. **[11]**

Επομένως, από όλα τα παραπάνω συμπεραίνουμε ότι οι βασικές παράμετροι που καθορίζουν την ενέργεια και την οικονομική βιωσιμότητα των ΥΒΣ είναι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ, η διαθέσιμη αποθηκευτική ικανότητα της μονάδας, η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας (πίνακας 2.1) και η ισχύουσα νομοθεσία. Η τρέχουσα τεχνολογία σχετικά με τους ΥΒΣ είναι ανεπτυγμένη και θα συνεχίσει να αναπτύσσεται με σκοπό την κάλυψη των εκάστοτε αναγκών σε ενέργεια. Σε κάθε περίπτωση, σημαντικές εξελίξεις πρόκειται να συμβούν τις επόμενες δεκαετίες που θα μπορέσουν να αλλάξουν σε μεγάλο βαθμό τις προοπτικές και τις ανάγκες της αποθήκευσης ενέργειας. Κάποιες από αυτές είναι η εξάπλωση της παραγωγής ενέργειας από Φ/Β, η πρόοδος των διασυνδέσεων και η τεχνολογία των «smart grids» σε συνδυασμό με την ανάπτυξη της μεταφοράς του υδρογόνου. **[4]**

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο: ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ-ΚΩΔΙΚΑΣ-ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι η περιγραφή και η αναλυτική παρουσίαση των σεναρίων, που εξετάζονται στην παρούσα εργασία, σχετικά με τον τρόπο και το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηπειρωτικό δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, για το έτος αναφοράς (2008). Επιπλέον, γίνεται παρουσίαση του πρώτου υπολογιστικού κώδικα (αλγόριθμος), του οποίου έγινε χρήση, με τη μορφή λογικών διαγραμμάτων, καθώς και η αναλυτική περιγραφή της λειτουργίας του. Ο αλγόριθμος αυτός επεξεργάστηκε στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN με σκοπό την επίτευξη των επιθυμητών αποτελεσμάτων.

Πιο αναλυτικά, στην περιγραφή των σεναρίων που ακολουθεί ορίζεται ως έτος αναφοράς το έτος 2008. Σε πρώτο στάδιο, παρουσιάζεται διεξοδικά η λειτουργία του 1^{ου} αλγόριθμου, συμπεριλαμβανομένων όλων των σεναρίων, ενώ παρατίθεται και το λογικό διάγραμμα αυτού. Σε δεύτερο στάδιο, με βάση το έτος αναφοράς προσδιορίζονται και αναλύονται 3 διαφορετικά σενάρια, στα οποία εξετάζεται η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ καθώς και ο τρόπος ένταξης αυτών στο δίκτυο. Ουσιαστικά πρόκειται για την υπόθεση-προσομοίωση του πόσες θα ήταν οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ το έτος 2008 αν αυτές είχαν διεισδύσει στο δίκτυο σε ένα ποσοστό του συνολικού μέσου φορτίου, αυξημένο κατά πολύ σε σχέση με το αρχικό-πραγματικό ποσοστό τους. Στη συνέχεια παρατίθενται οι σχέσεις σύμφωνα με τις οποίες, μέσω του 1^{ου} αλγόριθμου, υπολογίζεται η απορριπτόμενη ενέργεια (απορρίψεις) από αυτές.

3.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ 1^{ου} ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΚΩΔΙΚΑ

Ο 1^{ος} υπολογιστικός κώδικας έχει ως βασικό στόχο τον προσδιορισμό και τον υπολογισμό των συνολικών απορρίψεων ενέργειας από τις ΑΠΕ αλλά και τον υπολογισμό των απορρίψεων ενέργειας από αιολικά και Φ/Β στοιχεία ξεχωριστά για κάθε ώρα του έτους. Αναγνωρίζοντας και επεξεργάζοντας τα δεδομένα για το έτος αναφοράς (2008) και με βάση την εισαγωγή παραμέτρων και παραγόντων από τον χρήστη υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ. Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι η εισαγωγή των προαναφερθέντων παραμέτρων έγινε με βάση το εξεταζόμενο σενάριο κάθε φορά, ανάλυση των οποίων θα γίνει αμέσως παρακάτω.

Αναλυτικότερα: Σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια υπάρχει ως αναφορά η χρονοσειρά της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ηπειρωτικό δίκτυο για το έτος 2008 (αρχεία REPORT2008.TXT, για κάθε μέρα του έτους στα οποία έχει καταγραφεί η παραγωγή ενέργειας από όλες τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου-εικόνες 3.1-3.3). Ο 1^{ος} υπολογιστικός κώδικας που καταστρώθηκε, όπως παρουσιάζεται και στο σχήμα 3.1, αναγνωρίζει και «διαβάζει» τα δεδομένα της συνολικής παραγωγής για κάθε μορφή παραγωγής ενέργειας (συμβατικές μονάδες, Υ/Η, πετρελαϊκές μονάδες, αιολικά στοιχεία,

εισαγωγές, εξαγωγές) καθώς και το συνολικό καθαρό φορτίο για κάθε μία ώρα του χρόνου. Στο σημείο αυτό, πρέπει να σχολιασθεί το γεγονός ότι στα προαναφερθέντα αρχεία REPORT2008 δεν περιλαμβάνεται ξεχωριστά η χρονοσειρά για Φ/Β στοιχεία. Με το δεδομένο αυτό, έγινε η παραδοχή ότι η χρονοσειρά των Φ/Β για το ηπειρωτικό δίκτυο συμπίπτει με μια διαθέσιμη χρονοσειρά φωτοβολταϊκής εγκατάστασης από μια συγκεκριμένη περιοχή. Η παραδοχή, όμως, αυτή δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό το τελικό αποτέλεσμα, όπως προκύπτει για τις απορρίψεις των Φ/Β στοιχείων, καθώς αναφερόμαστε σε μελλοντικά σενάρια. Αυτό που ενδιαφέρει κυρίως είναι η μορφή των απορρίψεων από τα Φ/Β στοιχεία.

ΦΟΡΤΙΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΦΟΡΤΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (MWh)												
ΗΜ.ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ		20081111										
ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Α/Σ ΛΑΥΡΙΟΥ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0										
ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ			219.861		190.489		188.346		184.052		174.585	
	187.245		219.766		246.899		366.524		458.16		457.902	
	457.025		456.644		455.382		365.36		338.313		457.393	
	460.013		461.588		461.09		460.926		440.52		312.361	
	161.802		8182.246									
ΑΗΣΑΓ 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0										
ΑΗΣΑΓ 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0										
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ Α.Ε.			196.379		196.492		196.534		196.582		195.986	
	196.378		196.177		196.124		280.162		285.155		286.398	
	289.104		289.279		286.947		287.205		286.687		286.57	
	284.791		285.309		284.867		285.027		285.73		285.679	
	201.878		6061.44									
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ					240.6	239.8	241.6	240.8	241	243.6	246.2	
	248.2	246.2	279.8	320.8	306	305.8	348.4	296	246.8	246.6	373.4	
	389.6	390	390.8	360.4	94	0	6536.4					
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε. ΜΟΝ 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Εικόνα 3.1: Μορφή αρχείου REPORT2008.TXT για την 11/11/2008-χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Αεριοστροβιλικές μονάδες

ΛΟΙΠΑ												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ΑΠΕ	245.563		243.594		257.258		266.214		292.667		304.519	
	292.498		266.875		199.253		177.644		164.349		148.702	
	133.29		127.159		127.48		125.061		112.749		93.369	
	87.873		82.344		86.153		88.448		82.727		86.401	
	4092.19											
ΕΓΧΥΣΕΙΣ ΑΥΤΟΠΑΡΑΓΩΓΩΝ	0.868	0.282	0.25	0.238	0.354	0.952	1.702	1.301				
	1.079	1.094	0.999	0.846	0.935	1.455	1.694	1.239	1.489	1.087	1.269	
	0.926	1.378	1.196	1.047	1.467	25.147						
	246.431		243.876		257.508		266.452		293.021		305.471	
	294.2	268.176		200.332		178.738		165.348		149.548		
	134.225		128.614		129.174		126.3	114.238		94.456		
	89.142		83.27	87.531		89.644		83.774		87.868		
	4117.337											

Εικόνα 3.2: Μορφή αρχείου REPORT2008.TXT για την 11/11/2008-χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Αιολικά

ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	5144.025	4928.469	4871.928	4763.426								
	4752.919	4875.402	5369.016	5846.34	6318.429	6813.915						
	6827.522	6918.147	6967.139	6917.557	6636.844	6421.772						
	6579.211	7216.912	7676.4	7645.929	7551.283	7112.118						
	6341.264	5643.846	150139.813									
	5144.025	4928.469	4871.928	4763.426	4752.919	4875.402						
	5369.016	5846.34	6318.429	6813.915	6827.522	6918.147						
	6967.139	6917.557	6636.844	6421.772	6579.211	7216.912						
	7676.4	7645.929	7551.283	7112.118	6341.264	5643.846						
	150139.813											
ΑΝΤΑΓΩΓΗ												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ΑΝΤΑΓΩΓΗ	228.148		376.398		479.502		480.29		479.796			
	477.378		476.606		170.766		0	0.001	0		0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0		3168.885	
	228.148		376.398		479.502		480.29		479.796		477.378	
	476.606		170.766		0	0.001	0	0	0		0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	3168.885			
ΚΑΘΑΡΟ ΦΟΡΤΙΟ												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ΚΑΘΑΡΟ ΦΟΡΤΙΟ	4915.877		4552.071		4392.426		4283.136		4273.123			
	4398.024		4892.41		5675.574		6318.429		6813.914		6827.522	
	6918.147		6967.139		6917.557		6636.844		6421.772		6579.211	
	7216.912		7676.4		7645.929		7551.283		7112.118		6341.264	
	5643.846		146970.928									
	4915.877		4552.071		4392.426		4283.136		4273.123		4398.024	
	4892.41		5675.574		6318.429		6813.914		6827.522		6918.147	

Εικόνα 3.3: Μορφή αρχείου REPORT2008.TXT για την 11/11/2008-χρονοσειρά συνολικού καθαρού παραγόμενου φορτίου

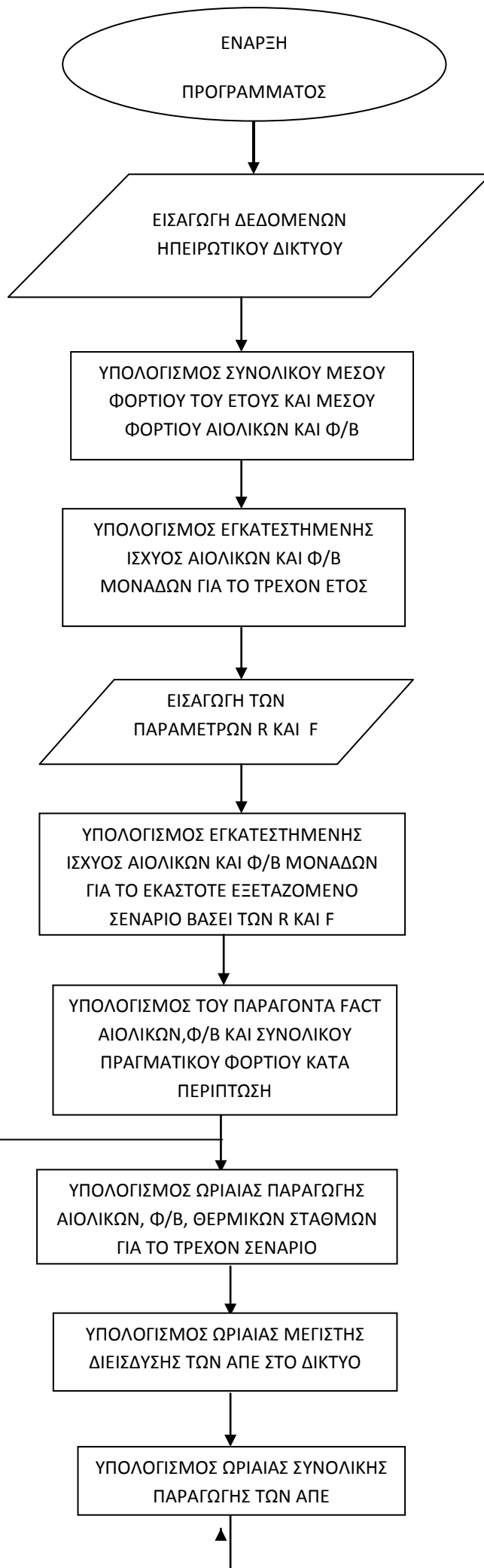
Στη συνέχεια υπολογίζεται το συνολικό μέσο φορτίο του έτους αναφοράς (\bar{L}_d) καθώς και το μέσο φορτίο και η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών, Υ/Η και Φ/Β στοιχείων (A_M-N_{wind} ,

H_M-N_{hydro} , F_M-N_{PV} αντίστοιχα). Ακολούθως, υπολογίζεται με τη βοήθεια των παραμέτρων **X**, **R** και **F** η νέα, μελλοντική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και Φ/Β για κάθε εξεταζόμενο σενάριο.

- **Παράμετρος R:** Μεταβλητή που ορίζεται και εκφράζει τον λόγο της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος προς το συνολικό μέσο φορτίο του συστήματος ($R = N_{wind}/\bar{L}_d$). [18] Εδώ, πρέπει να τονιστεί ότι η παράμετρος αυτή είναι ιδιαίτερης σημασίας για το θέμα το οποίο πραγματεύεται η παρούσα εργασία. Μέσω αυτής μπορεί να γίνει αδιαστατοποίηση των μεγεθών ως προς το μέσο φορτίο του συστήματος το έτος αναφοράς και με αυτόν τον τρόπο μπορεί να υπολογιστεί η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών για οποιοδήποτε έτος στο μέλλον. Για παράδειγμα, αν γνωρίζουμε ότι για ένα μελλοντικό έτος η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών θα αποτελεί το 80% του μέσου φορτίου του έτους αυτού, τότε μπορεί να υπολογιστεί η μελλοντική εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Επιπλέον, η παράμετρος R καθορίζει το ύψος της απορριπτόμενης ενέργειας από την αιολική ενέργεια. Τέλος, με βάση αυτή μπορεί να υπολογιστεί και η νέα παραγωγή των αιολικών για ένα μελλοντικό έτος, έχοντας ως δεδομένο τη χρονοσειρά παραγωγής τους το έτος αναφοράς και το μέσο φορτίο του εξεταζόμενου έτους.
- **Παράμετρος F:** Μεταβλητή ορίζεται με τον ίδιο τρόπο όπως η μεταβλητή R και εκφράζει τον λόγο της εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β προς το συνολικό μέσο φορτίο του συστήματος [$F = N_{PV}/\bar{L}_d$].
- **Παράμετρος X:** Μεταβλητή ορίζεται με τον ίδιο τρόπο όπως η μεταβλητή R και εκφράζει τον λόγο της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ προς το συνολικό μέσο φορτίο του συστήματος. Πρόκειται, ουσιαστικά, για το άθροισμα των παραμέτρων R και F.

Με τη βοήθεια των παραμέτρων αυτών ορίζεται τελικά ο παράγοντας F_{ct} , που ουσιαστικά αποτελεί μια έκφραση της εξέλιξης της ζήτησης για επόμενα χρόνια, και εκφράζεται από τον λόγο της νέας εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ προς την εγκατεστημένη τους ισχύ των ΑΠΕ το έτος αναφοράς [$F_{ct} = (R \cdot \bar{L}_d) / R_{max}$]. Αφού, τώρα έχει υπολογιστεί η ωριαία παραγωγή από τα αιολικά, τα Φ/Β και τους θερμικούς σταθμούς για το έτος αναφοράς, υπολογίζεται η υποθετική-μελλοντική παραγωγή των ΑΠΕ (F_{ct} x παραγωγή ΑΠΕ το έτος αναφοράς). Με βάση τώρα την υπόθεση ότι στο ηπειρωτικό δίκτυο οι ΑΠΕ διεισδύουν στο δίκτυο σε ποσοστό 50% επί της συνολικής παραγωγής και συγκρίνοντας την νέα παραγωγή των ΑΠΕ με την μέγιστη αυτή διείσδυση προκύπτουν οι απορρίψεις των ΑΠΕ για κάθε ώρα του έτους (συνολικές απορρίψεις, από αιολικά και από Φ/Β στοιχεία). Στο σχήμα 3.1 αποτυπώνεται ο πιο «λεπτομερής» τρόπος υπολογισμού των απορρίψεων, όπως θα οριστεί παρακάτω για τα σενάρια Β και Γ και την περίπτωση ταυτόχρονης ένταξης αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο. Σε κάθε σενάριο όμως ο τρόπος υπολογισμού των απορρίψεων διαφέρει, όπως θα παρουσιαστεί και στην παράγραφο 3.3 του παρόντος κεφαλαίου. Τέλος, ο αλγόριθμος υπολογίζει τις συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για όλο το έτος (σε MWh) καθώς και το ποσοστό αυτών σε σχέση με τη συνολική παραγωγή των ΑΠΕ.

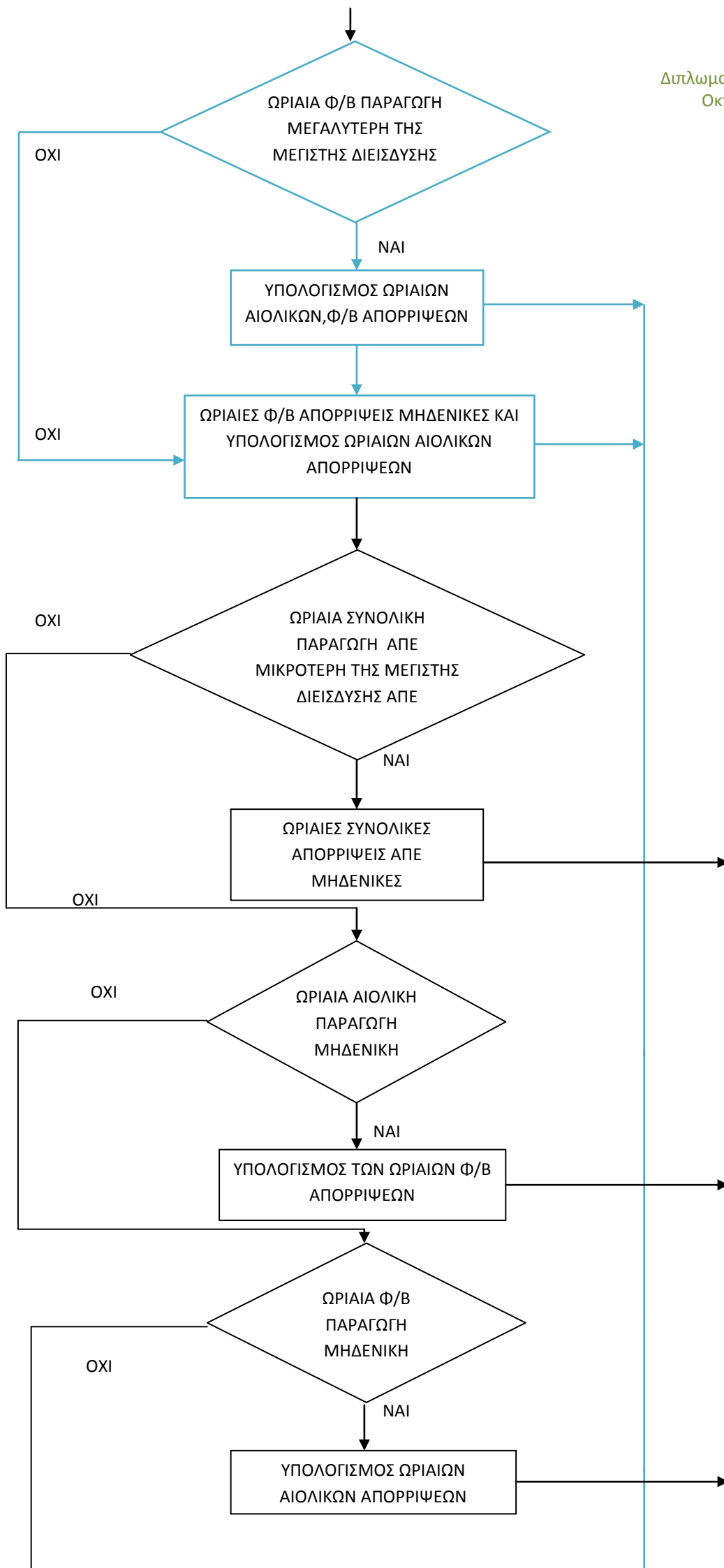
Στη συνέχεια παρουσιάζεται το λογικό διάγραμμα του 1^{ου} υπολογιστικού κώδικα που χρησιμοποιήθηκε (σχήμα 3.1), αναφερόμενο σε όλα τα ακόλουθα εξεταζόμενα σενάρια.

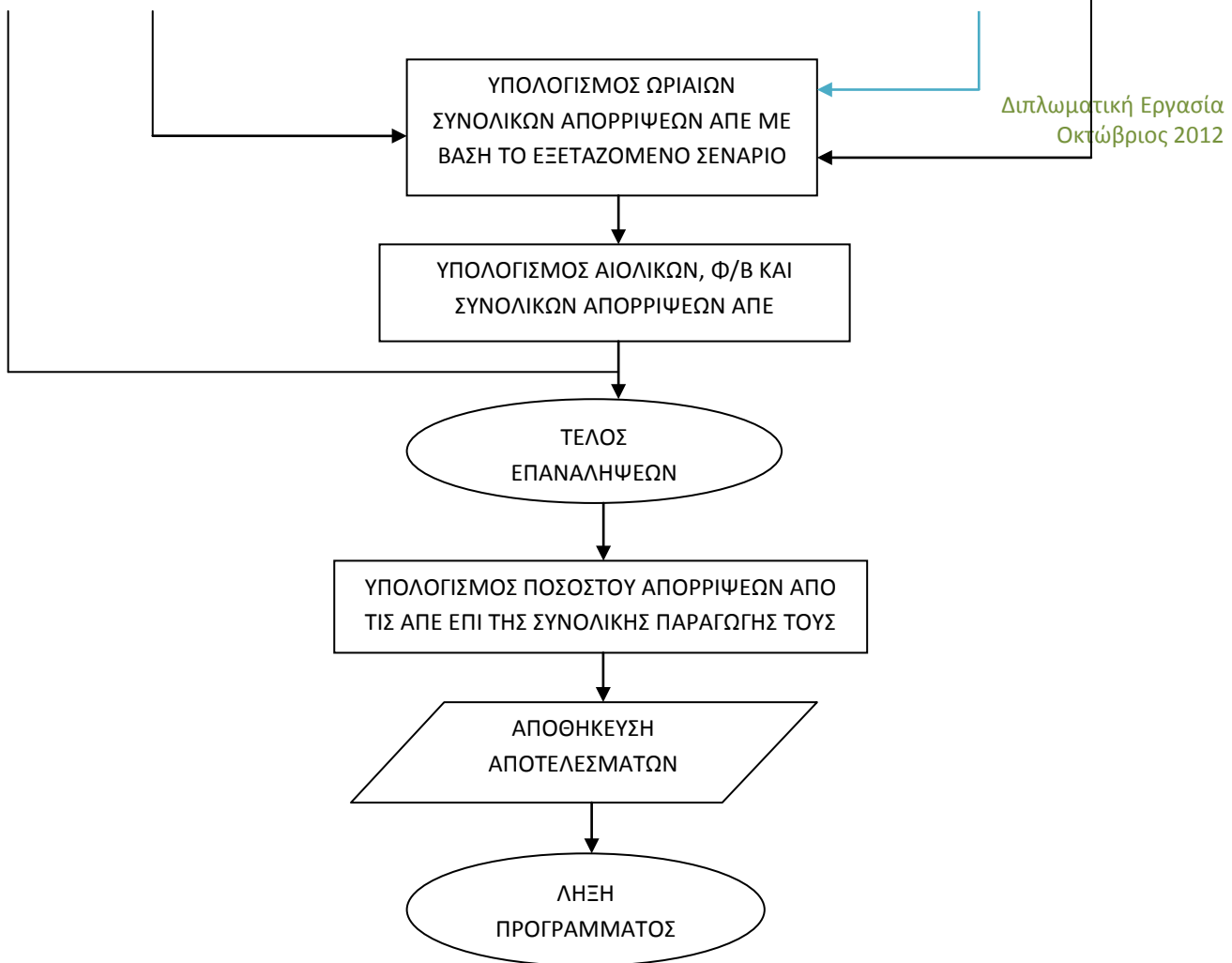


Ω
Ρ
Ε
Σ

Τ
Ο
Υ

Ε
Τ
Ο
Υ
Σ





Σχήμα 3.1: Λογικό διάγραμμα 1^{ου} υπολογιστικού κώδικα

Στο σημείο αυτό πρέπει να σχολιαστεί ότι το μέρος του παραπάνω κώδικα το οποίο παρουσιάζεται με διαφορετικό χρώμα (γαλάζιο) αναφέρεται και χρησιμοποιείται μόνο στην περίπτωση που εξετάζεται το σενάριο Β για την περίπτωση προτεραιότητας στα Φ/Β.

3.3 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

Πριν την αναλυτική περιγραφή των σεναρίων και του τρόπου υπολογισμού των απορρίψεων για κάθε ένα από αυτά παρατίθεται ένας συγκεντρωτικός πίνακας, ο οποίος δίνει μια πρώτη εικόνα για το αντικείμενο μελέτης των σεναρίων (πίνακας 3.1).

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΕΝΑΡΙΟΥ	ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ
A	Ένταξη μόνο αιολικών στο δίκτυο	-
B	Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος	Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β
		Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων
Γ	Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος	Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β
		Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων

Πίνακας 3.1: Συνοπτικός πίνακας παρουσίασης των τριών βασικών σεναρίων

Παρακάτω παρατίθεται η γενική σχέση υπολογισμού της ωριαίας μέγιστης διείσδυσης των ΑΠΕ, η οποία ισχύει και για τα 3 εξεταζόμενα σενάρια, και η οποία αποτελεί το 50% της συνολικής ωριαίας παραγωγής του συστήματος, όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 3.2 του παρόντος κεφαλαίου (σχέση 3.1).

$$P_{\max} = E_{\text{tot}} \cdot 0.5 \quad (3.1)$$

3.3.1: Σενάριο A: Ένταξη μόνο αιολικών στο δίκτυο

Στο σενάριο αυτό εξετάζεται η περίπτωση στην οποία δεν υπάρχουν καθόλου Φ/Β, και άρα εντάσσονται μόνο τα αιολικά στο δίκτυο, εκτός από τις θερμικές, συμβατικές μονάδες και τα Υ/Η έργα. Η παραγόμενη αιολική ενέργεια υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.2:

$$P_{R\text{-wind}} = F_{ct1} \cdot E_{\text{wind}} \quad (3.2)$$

$$, \text{ με } F_{ct1} = (R \cdot \overline{L_d}) / N_{\text{wind}}$$

Επομένως οι ωριαίες απορρίψεις των αιολικών (και άρα και των ΑΠΕ συνολικά) στο σενάριο αυτό υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.3:

$$R_{j\text{-wind}} = P_{R\text{-wind}} - P_{\max} = R_{j\text{-tot}} \quad (3.3)$$

Οι συνολικές απορρίψεις του έτους από τις ΑΠΕ υπολογίζονται σαν άθροισμα των ωριαίων απορρίψεων για όλο το έτος: $S_{\text{tot}} = \sum_1^{8784} R_{j\text{-tot}} \quad (3.4)$

Αντίστοιχα, οι συνολικές απορρίψεις του έτους από τα αιολικά είναι:

$$S_{\text{wind}} = \sum_1^{8784} R_{j\text{-wind}} \quad (3.5)$$

Και οι συνολικές απορρίψεις του έτους από τα Φ/Β είναι: $S_{\text{PV}} = \sum_1^{8784} R_{j\text{-PV}} \quad (3.6)$

Το ποσοστό των συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.7:

$$R_{j\text{-ratio-tot}} = S_{\text{tot}} / P_{R\text{-tot}} \quad (3.7)$$

Αντίστοιχα, το ποσοστό των συνολικών απορρίψεων από τα αιολικά επί της συνολικής παραγωγής τους αλλά και επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ υπολογίζεται σύμφωνα με τις σχέσεις 3.8 και 3.9, αντίστοιχα:

$$R_{j\text{-ratio-wind1}} = S_{\text{wind}} / P_{R\text{-wind}} \quad (3.8) \quad , \quad R_{j\text{-ratio-wind2}} = S_{\text{wind}} / P_{R\text{-tot}} \quad (3.9)$$

Και το ποσοστό των συνολικών απορρίψεων από τα Φ/Β επί της συνολικής παραγωγής τους αλλά και επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ υπολογίζεται σύμφωνα με τις σχέσεις 3.10 και 3.11, αντίστοιχα:

$$R_{j\text{-ratio-PV1}} = S_{\text{PV}} / P_{R\text{-PV}} \quad (3.10) \quad , \quad R_{j\text{-ratio-PV2}} = S_{\text{PV}} / P_{R\text{-tot}} \quad (3.11)$$

3.3.2: Σενάριο Β: Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος

- Περίπτωση προτεραιότητας στα Φ/Β: Στην περίπτωση αυτή εξετάζεται η περίπτωση της ένταξης αιολικών και Φ/Β στοιχείων στο δίκτυο, με προτεραιότητα στα Φ/Β. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα τα Φ/Β να παρουσιάζουν μηδενικές απορρίψεις, αν η παραγωγή τους είναι μικρότερη από τη μέγιστη διείσδυση των ΑΠΕ (P_{\max}) οπότε εξετάζονται μόνο οι απορρίψεις των αιολικών, ή να παρουσιάζουν και αυτά κάποιες απορρίψεις αν η παραγωγή τους ξεπερνά το P_{\max} , οπότε εξετάζονται οι απορρίψεις και των δύο.

Η ωριαία παραγόμενη αιολική ενέργεια υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.2, ενώ η ωριαία παραγόμενη ηλιακή ενέργεια από τα Φ/Β υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.12:

$$P_{R\text{-PV}} = F_{\text{ct2}} \cdot E_{\text{PV}} \quad (3.12)$$

$$\text{, με } F_{\text{ct2}} = (R \cdot \overline{L_d}) / N_{\text{PV}}$$

Ο υπολογισμός των ωριαίων απορρίψεων γίνεται με βάση ορισμένες συνθήκες, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω. Αρχικά, αν η $P_{R\text{-PV}}$ είναι μεγαλύτερη από την P_{\max} ($P_{R\text{-PV}} \geq P_{\max}$), τότε

οι ωριαίες απορρίψεις από τα αιολικά, R_{j-wind} , ισούνται με την P_{R-wind} ($R_{j-wind}=P_{R-wind}$) και οι ωριαίες απορρίψεις από τα Φ/Β υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.13:

$$R_{j-pv} = P_{R-pv} - P_{max} \quad (3.13)$$

Η ωριαία συνολική απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ θα υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.14:

$$R_{j-tot} = R_{j-wind} + R_{j-pv} \quad (3.14)$$

Αν ισχύει ότι $P_{R-pv} < P_{max}$, τότε οι ωριαίες απορρίψεις από τα αιολικά υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.15, ενώ οι απορρίψεις από τα Φ/Β είναι μηδενικές. Και πάλι η ωριαία συνολική απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.14.

$$R_{j-wind} = P_{R-wind} - (P_{max} - P_{R-pv}) \quad (3.15)$$

Οι συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ καθώς και τα σχετικά ποσοστά αυτών επί της συνολικής παραγωγής τους υπολογίζονται σύμφωνα με τις σχέσεις 3.4-3.11, όπως και στην υποπαράγραφο 3.3.1 του κεφαλαίου αυτού.

- Περίπτωση ταυτόχρονης ένταξης στο δίκτυο αιολικών και Φ/Β με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων: Στο σενάριο αυτό υποθέτουμε ότι τα αιολικά και τα Φ/Β στοιχεία εντάσσονται και τα δύο στο δίκτυο, ένα προς ένα. Στο σενάριο αυτό, μετά από την εξέταση των περιπτώσεων όπου οι παραγωγές από τα αιολικά και τα Φ/Β δεν είναι μηδενικές και το συνολικό άθροισμά των παραγωγών τους είναι μεγαλύτερο από το P_{max} , οι απορρίψεις των δύο υπολογίζονται ως λόγος των αντίστοιχων παραγωγών αιολικών και Φ/Β (αναλογία παραγωγής ενέργειας απορρίψεων).

Η ωριαία παραγόμενη αιολική ενέργεια υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.2, ενώ η ωριαία παραγόμενη ηλιακή ενέργεια από τα Φ/Β υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.12. Η ωριαία συνολική παραγωγή των ΑΠΕ υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 3.16:

$$P_{R-tot} = P_{R-wind} + P_{R-pv} \quad (3.16)$$

Ο υπολογισμός των ωριαίων απορρίψεων γίνεται και στην περίπτωση αυτή με βάση ορισμένες συνθήκες, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω: Αρχικά, αν $P_{R-tot} \leq P_{max}$, τότε οι ωριαίες συνολικές απορρίψεις είναι μηδενικές, δηλ. $R_{j-tot}=0$. Διαφορετικά αν $P_{R-wind}=0$, τότε οι ωριαίες απορρίψεις από τα Φ/Β υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.13 και άρα οι ωριαίες συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ, R_{j-tot} , ισούνται με τις ωριαίες απορρίψεις από τα Φ/Β, δηλ. $R_{j-tot} = R_{j-pv}$. Διαφορετικά, αν $P_{R-pv}=0$ τότε οι ωριαίες απορρίψεις από τα αιολικά υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.3 και άρα οι ωριαίες συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ, R_{j-tot} , ισούνται με τις ωριαίες απορρίψεις από τα αιολικά, δηλ. $R_{j-tot} = R_{j-wind}$. Αν δεν ισχύει κάτι από τα παραπάνω, τότε οι ωριαίες συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.17:

$$R_{j-tot} = P_{R-tot} - P_{max} \quad (3.17)$$

Έτσι οι ωριαίες απορρίψεις από τα αιολικά υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.18:

$$R_{j-wind} = R_{j-tot} \cdot ((P_{R-wind} / P_{R-pv}) / (1 + P_{R-wind} / P_{R-pv})) \quad (3.18)$$

Και άρα οι ωριαίες απορρίψεις από τα Φ/Β υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση 3.19:

$$R_{j-PV} = R_{j-tot} - R_{j-wind} \quad (3.19)$$

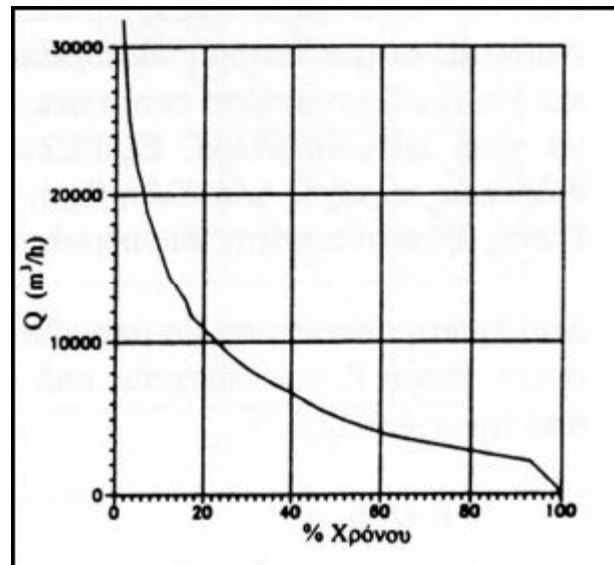
Οι συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ καθώς και τα σχετικά ποσοστά αυτών επί της συνολικής παραγωγής τους υπολογίζονται σύμφωνα με τις σχέσεις 3.4-3.11, όπως και στην υποπαράγραφο 3.3.1 του κεφαλαίου αυτού.

3.3.3: Σενάριο Γ: Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος

Το σενάριο αυτό βασίζεται στο σενάριο Β με τη διαφορά ότι η ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο γίνεται για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος.

- Περίπτωση προτεραιότητας στα Φ/Β: Στην περίπτωση αυτή ισχύουν οι σχέσεις υπολογισμού της παραγωγής των ΑΠΕ καθώς και της απορριπτόμενης ενέργειας από αυτές, όπως υπολογίστηκαν και στην υποπαράγραφο 3.3.2 του παρόντος κεφαλαίου για την περίπτωση προτεραιότητας στα Φ/Β (σχέσεις 3.12-3.15).
- Περίπτωση ταυτόχρονης ένταξης στο δίκτυο αιολικών και Φ/Β με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων: Στην περίπτωση αυτή ισχύουν οι σχέσεις υπολογισμού της παραγωγής των ΑΠΕ καθώς και της απορριπτόμενης ενέργειας από αυτές, όπως υπολογίστηκαν και στην υποπαράγραφο 3.3.2 του παρόντος κεφαλαίου για την περίπτωση ταυτόχρονης ένταξης αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο (σχέσεις 3.16-3.19).

Ολοκληρώνοντας την παρουσίαση του παρόντος κεφαλαίου, πρέπει να γίνει υπενθύμιση του ορισμού της καμπύλης διάρκειας ενός μεγέθους, κάτι το οποίο θα απασχολήσει ιδιαίτερα το κεφάλαιο 4 της παρούσας εργασίας και το οποίο θα συμβάλει στην εξαγωγή ιδιαίτερα σημαντικών συμπερασμάτων για την απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ. Υπενθυμίζεται, λοιπόν, ότι η καμπύλη διάρκειας ενός μεγέθους ορίζεται η καμπύλη που παριστάνει την τιμή του μεγέθους συναρτήσει του χρονικού διαστήματος επί τοις εκατό (% του χρόνου) για το οποίο το συγκεκριμένο μέγεθος έχει τιμή μεγαλύτερη ή ίση από αυτή της καμπύλης. Ουσιαστικά πρόκειται για την καμπύλη που προκύπτει εάν οι μετρήσεις του εξεταζόμενου μεγέθους ταξινομηθούν κατά σειρά μεγέθους και στη συνέχεια αδιαστατοποιηθεί η κλίμακα του χρόνου. Προφανώς, κάθε καμπύλη διάρκειας είναι μια φθίνουσα καμπύλη. Ένα χαρακτηριστικό μέγεθος για το οποίο χρησιμοποιείται η καμπύλη διάρκειάς του με σκοπό την παράσταση της χρονικής μεταβλητότητας του είναι η παροχή του νερού σε ΥΗΣ χωρίς καθόλου ταμιευτήρα ή με πολύ μικρό ταμιευτήρα. Στην περίπτωση καμπύλης διάρκειας της παροχής σε $t=0\%$ αντιστοιχεί η μέγιστη τιμή της παροχής και σε $t=100\%$ αντιστοιχεί η ελάχιστη τιμή της παροχής. Το παρακάτω σχήμα (σχήμα 3.2) αποτελεί ένα παράδειγμα για την καμπύλη διάρκειας παροχής. [19]



Σχήμα 3.2: Παράδειγμα καμπύλης διάρκειας παροχής

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ-ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι η αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν σύμφωνα με τα υποθετικά σενάρια για υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ για το έτος αναφοράς (2008), όπως παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 3 της παρούσας εργασίας καθώς και ο σχολιασμός αυτών. Ακόμη εξετάζεται η τεchnοοικονομική αξιολόγηση για τα σενάρια αυτά.

Πιο αναλυτικά, σε πρώτο στάδιο υπολογίζεται η απορριπτόμενη ενέργεια (απορρίψεις) από τις ΑΠΕ (στην περίπτωση που εξετάζει η παρούσα εργασία είναι μόνο αιολικά και Φ/Β) για κάθε ένα από τα 3 εξεταζόμενα σενάρια και τις επιμέρους περιπτώσεις τους για το έτος αναφοράς και με βάση τον τρόπο και τους τύπους υπολογισμού των απορρίψεων, όπως αυτοί αναλύθηκαν διεξοδικά στο κεφάλαιο 3. Σε δεύτερο στάδιο, γνωρίζοντας τις απορρίψεις από τις ΑΠΕ για τα 3 αυτά διαφορετικά σενάρια, εξετάζουμε την περίπτωση αποθήκευσης της απορριπτόμενης ενέργειας σε μονάδες αντλιοσταμείωσης, με βασικό στόχο οι μονάδες αυτές να είναι τεchnοοικονομικά συμφέρουσες.

4.2 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ

Αρχικά, παρουσιάζεται ένας συγκεντρωτικός πίνακας (πίνακας 4.1), ο οποίος δίνει μια πρώτη εικόνα για τα χαρακτηριστικά του κάθε σεναρίου. Στον πίνακα 4.1 διακρίνονται όλα τα σενάρια, η περιγραφή τους και η διάκρισή τους σε περιπτώσεις ανάλογα με τον τρόπο ένταξης των ΑΠΕ στο δίκτυο καθώς και ο λόγος της εγκατεστημένης ισχύος τους προς το μέσο φορτίο του έτους αναφοράς (παράμετροι Χ, R και F). Η παρουσίαση και ανάλυση των παραπάνω παραμέτρων έχει γίνει στο κεφάλαιο 3 της παρούσας εργασίας.

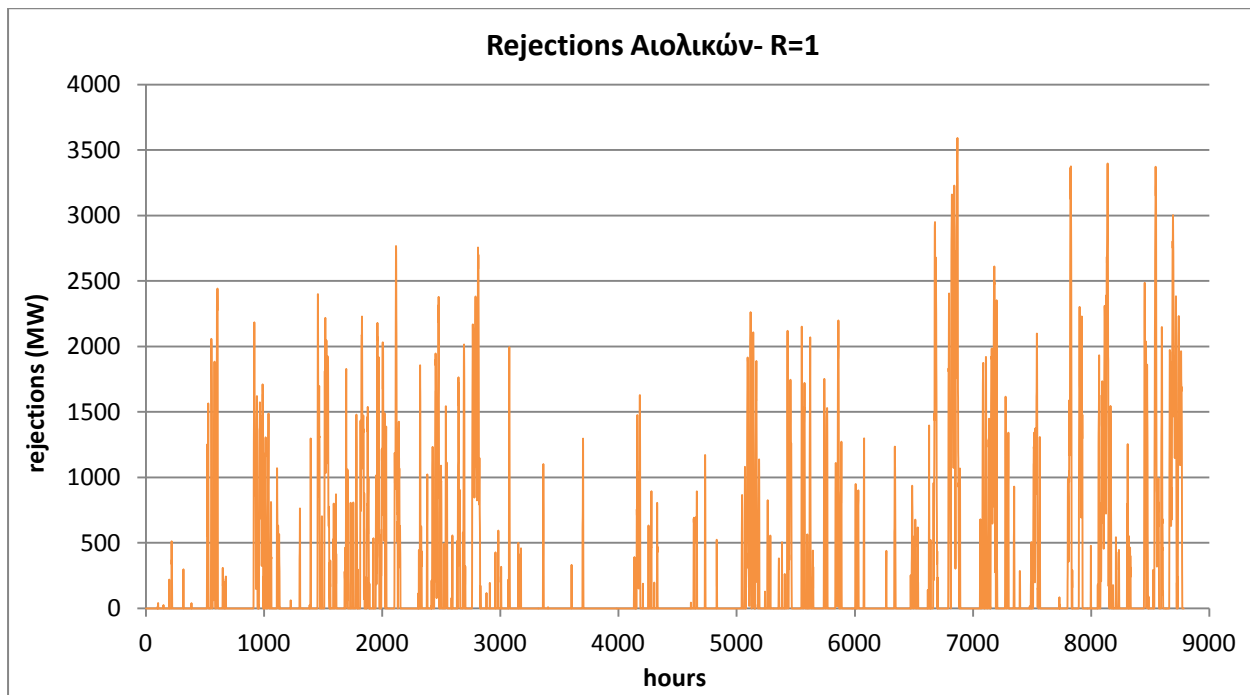
ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΕΝΑΡΙΟΥ	X (=R+F)	R	F
A1	A	Ένταξη μόνο αιολικών στο δίκτυο	1	1	-
A2			1.5	1.5	-
B1	B	Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος	1	0.8	0.2
B2		Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος	1	0.8	0.2
B3		Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος	1.5	1.2	0.3
B4		Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος	1.5	1.2	0.3
Γ1	Γ	Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος	1	0.6	0.4
Γ2		Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος	1	0.6	0.4
Γ3		Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος	1.5	0.9	0.6
Γ4		Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος	1.5	0.9	0.6

Πίνακας 4.1: Συγκεντρωτικός πίνακας για την παρουσίαση των εξεταζόμενων σεναρίων και των επιμέρους περιπτώσεών τους

4.2.1: Σενάριο A: Ένταξη μόνο αιολικών στο δίκτυο

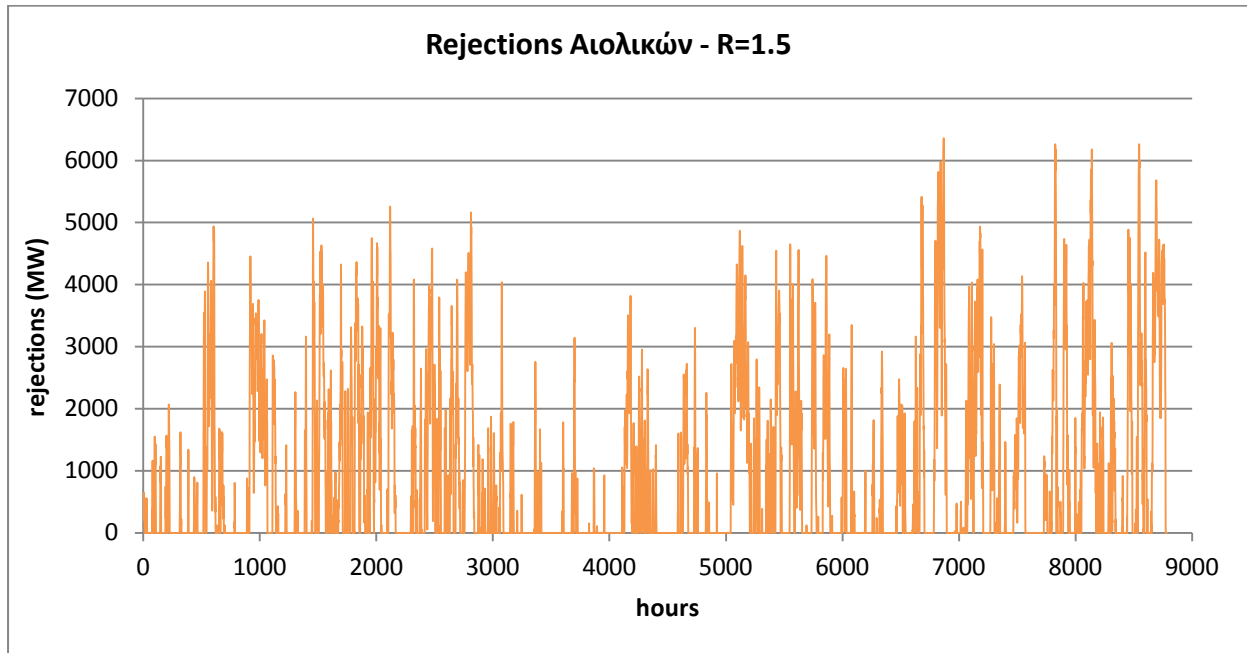
Στο σενάριο αυτό οι απορρίψεις προέρχονται όλες από τα αιολικά. Όπως διακρίνεται και από τον πίνακα 4.1, ελέγχουμε το σενάριο για τις περιπτώσεις όπου η παράμετρος R λαμβάνει την τιμή 1 (δηλαδή η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών είναι ίση με το συνολικό μέσο φορτίο του έτους) και την τιμή 1.5 (δηλαδή η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών είναι ίση με το 1.5 του μέσου φορτίου). Παρακάτω παρατίθενται τα σχετικά διαγράμματα (σχήματα 4.1-4.3) για τη χρονοσειρά καθώς και την καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων των αιολικών:

- Περίπτωση A1: R=1

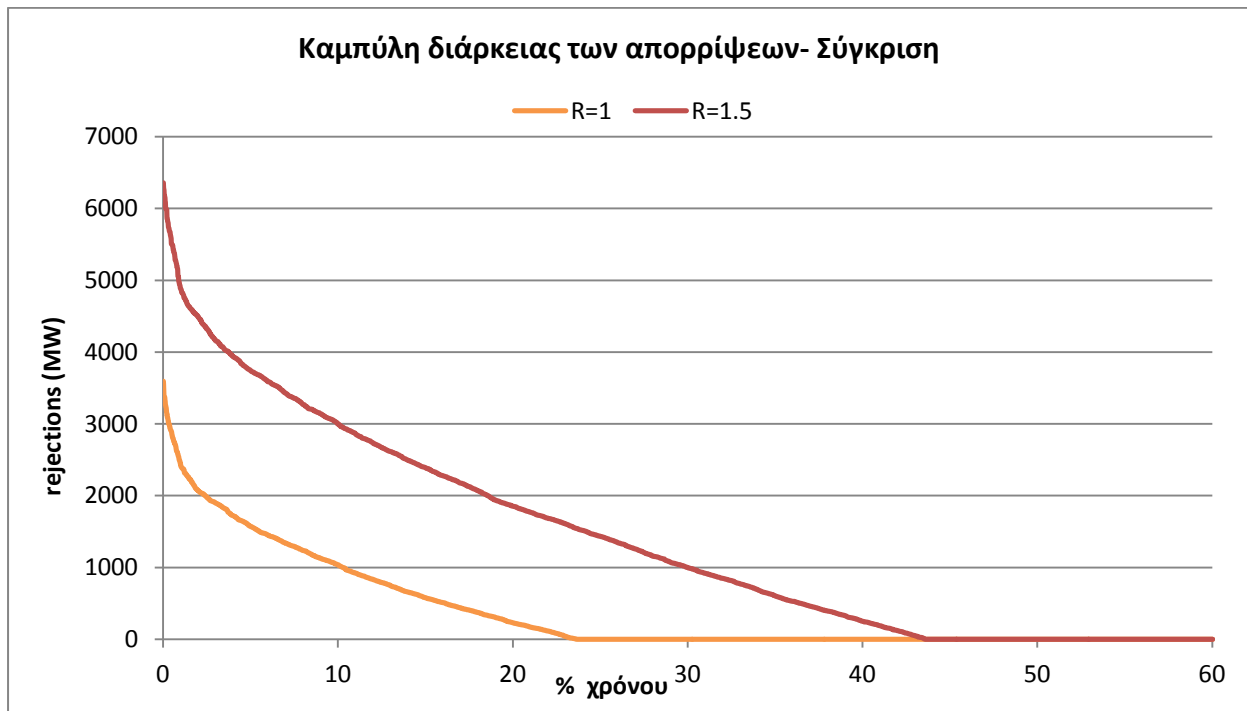


Σχήμα 4.1: Χρονοσειρά απορρίψεων αιολικών-σενάριο A (περίπτωση A1-R=1)

- **Περίπτωση A2: R=1.5**



Σχήμα 4.2: Χρονοσειρά απορρίψεων αιολικών-σενάριο A (περίπτωση A2-R=1.5)



Σχήμα 4.3: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων-σενάριο A (R=1 και R=1.5)

Παρατηρώντας το σχήμα 4.3 οδηγούμαστε στο συμπέρασμα ότι για R=1 και για ένταξη μόνο αιολικών στο δίκτυο, οι απορρίψεις παρουσιάζουν σχετικά μικρές τιμές (η μέγιστη τιμή τους φτάνει τα 3600 MW περίπου και οι συνολικές απορρίψεις αποτελούν το 11.4% της συνολικής παραγωγής τους). Ακόμη παρατηρούμε ότι οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν για το 24%

περίπου του χρόνου, ποσοστό που είναι υπολογίσιμο. Αντίστοιχα, για $R=1.5$, οι απορρίψεις παρουσιάζουν τώρα ακόμα μεγαλύτερες τιμές (η μέγιστη τιμή τους φτάνει τα 6360 MW περίπου και οι συνολικές απορρίψεις αποτελούν το 27.4% της συνολικής παραγωγής τους). Ακόμη παρατηρούμε ότι οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν τώρα για μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου, για το 44% περίπου του χρόνου.

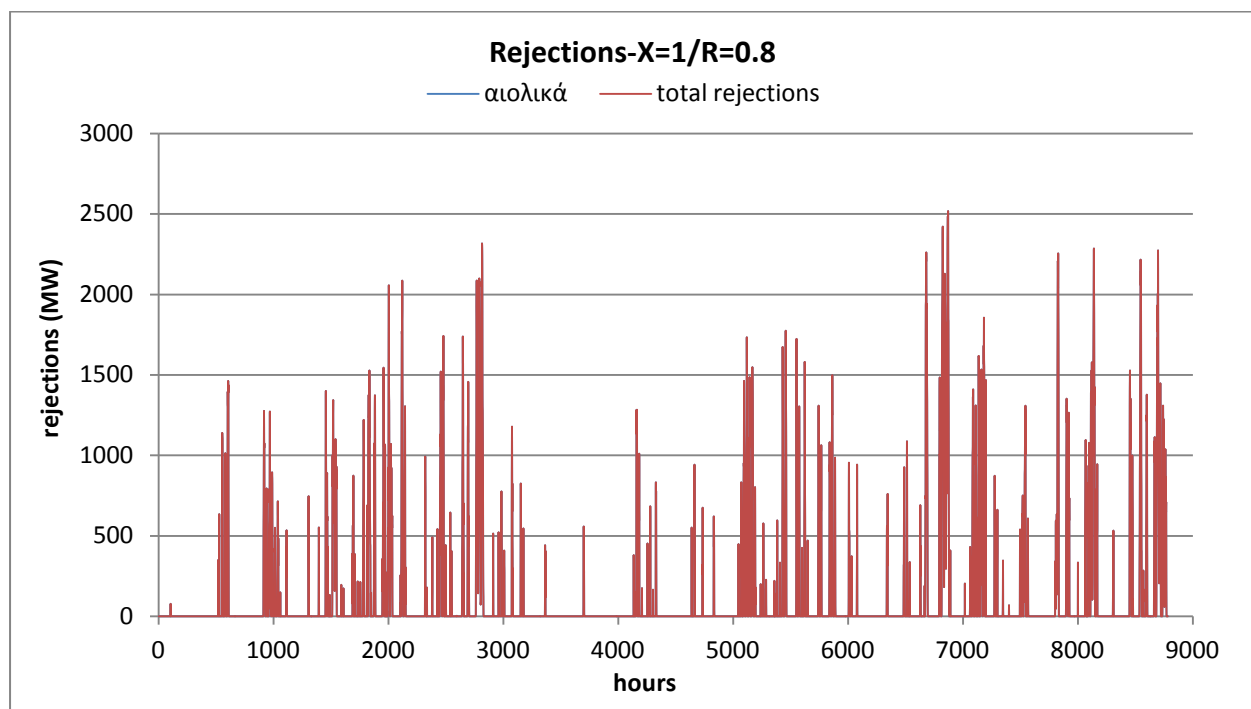
- Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι λογικό καθώς στη δεύτερη περίπτωση, όπου $R=1.5$ η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών αποτελεί μεγαλύτερο μέρος του μέσου φορτίου, γεγονός που σημαίνει ότι οι απορρίψεις θα είναι μεγαλύτερες από πριν καθώς δεν μπορούν να απορροφηθούν πλήρως από το δίκτυο, του οποίου το φορτίο παραμένει ίδιο.

4.2.2: Σενάριο Β: Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος

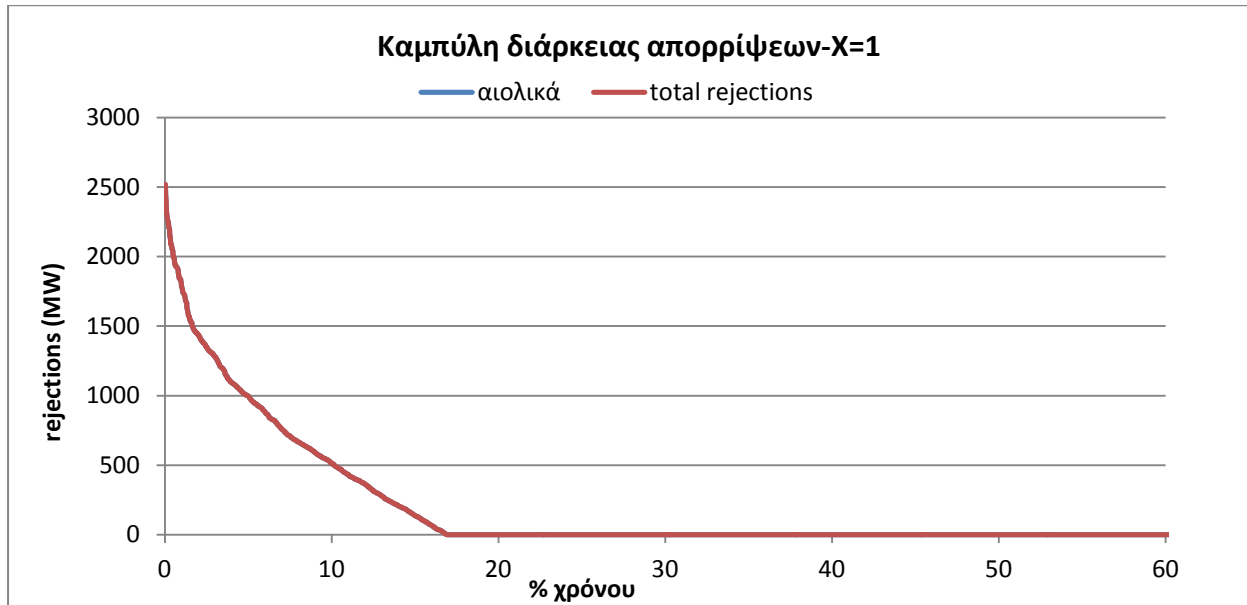
Στο σενάριο αυτό οι απορρίψεις προέρχονται τόσο από αιολικά όσο και από Φ/Β. Όπως διακρίνεται και από τον πίνακα 4.1, ελέγχουμε το σενάριο για τις περιπτώσεις όπου η παράμετρος X λαμβάνει την τιμή 1 και την τιμή 1.5. Εδώ, προκύπτουν δύο διαφορετικές χρονοσειρές απορρίψεων για τα αιολικά και τα Φ/Β αλλά και η συνολική χρονοσειρά αυτών μετά από πρόσθεσή τους. Παρακάτω παρατίθενται τα σχετικά διαγράμματα (σχήματα 4.4-4.9 και 4.11-4.14) για τις χρονοσειρές και την καμπύλη διάρκειας απορρίψεων των ΑΠΕ:

- **Περίπτωση Β1: Προτεραιότητα στα Φ/Β - $X=1, R=0.8, F=0.2$**

Στην περίπτωση αυτή οι απορρίψεις των Φ/Β είναι μηδενικές και άρα εξετάζονται μόνο οι απορρίψεις των αιολικών.



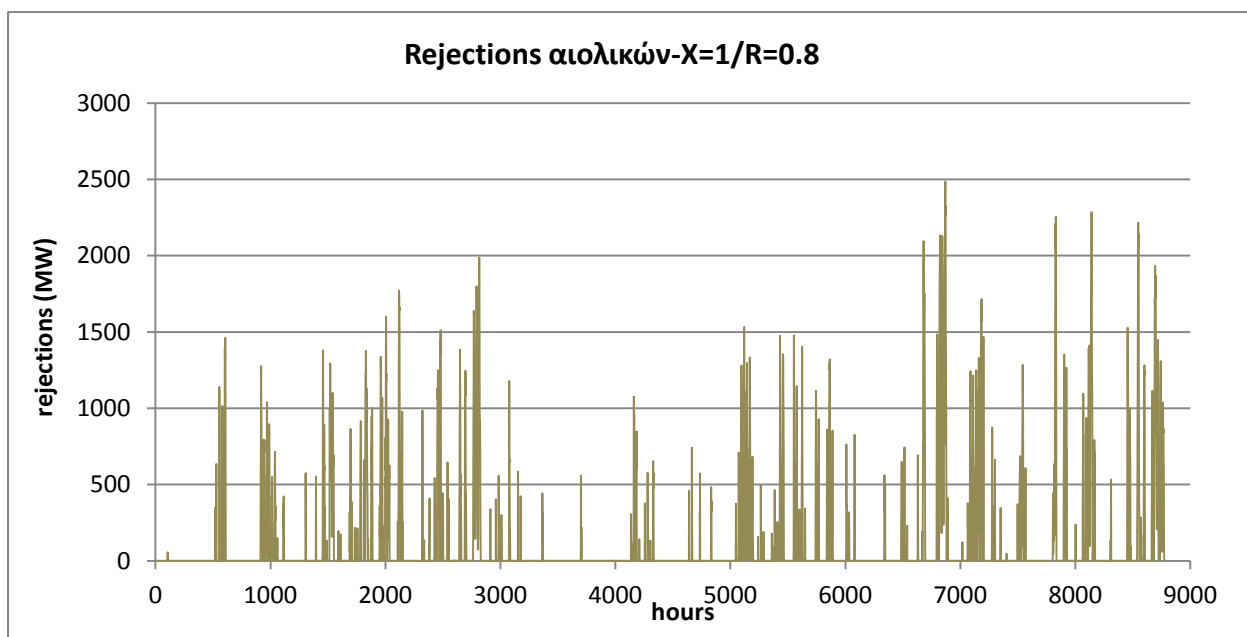
Σχήμα 4.4: Χρονοσειρά απορρίψεων αιολικών-σενάριο Β (περίπτωση Β1- $R=0.8$)



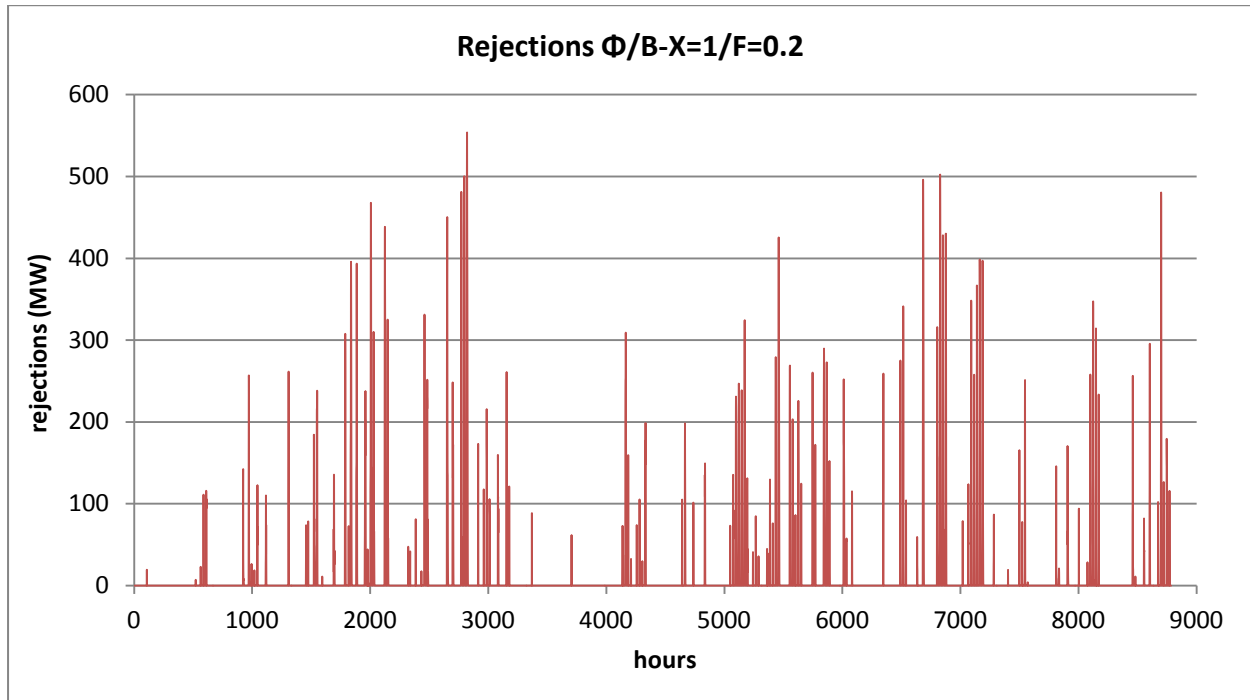
Σχήμα 4.5: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων-σενάριο Β (περίπτωση Β1-Χ=1)

Παρατηρώντας τα δύο παραπάνω διαγράμματα συμπεραίνουμε ότι για $X=1$, με ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β και για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος, οι απορρίψεις των αιολικών δεν παρουσιάζουν μεγάλες εκπλήξεις, καθώς δεν παρουσιάζουν πολύ μεγάλες τιμές (η μέγιστη τιμή τους φτάνει τα 2520 MW περίπου, ενώ οι απορρίψεις από τα αιολικά αποτελούν μόλις το 7.7% της παραγωγής τους και το 6.7% της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ). Ακόμη σημαντικό είναι ότι οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν μόνο για το 17% περίπου του χρόνου.

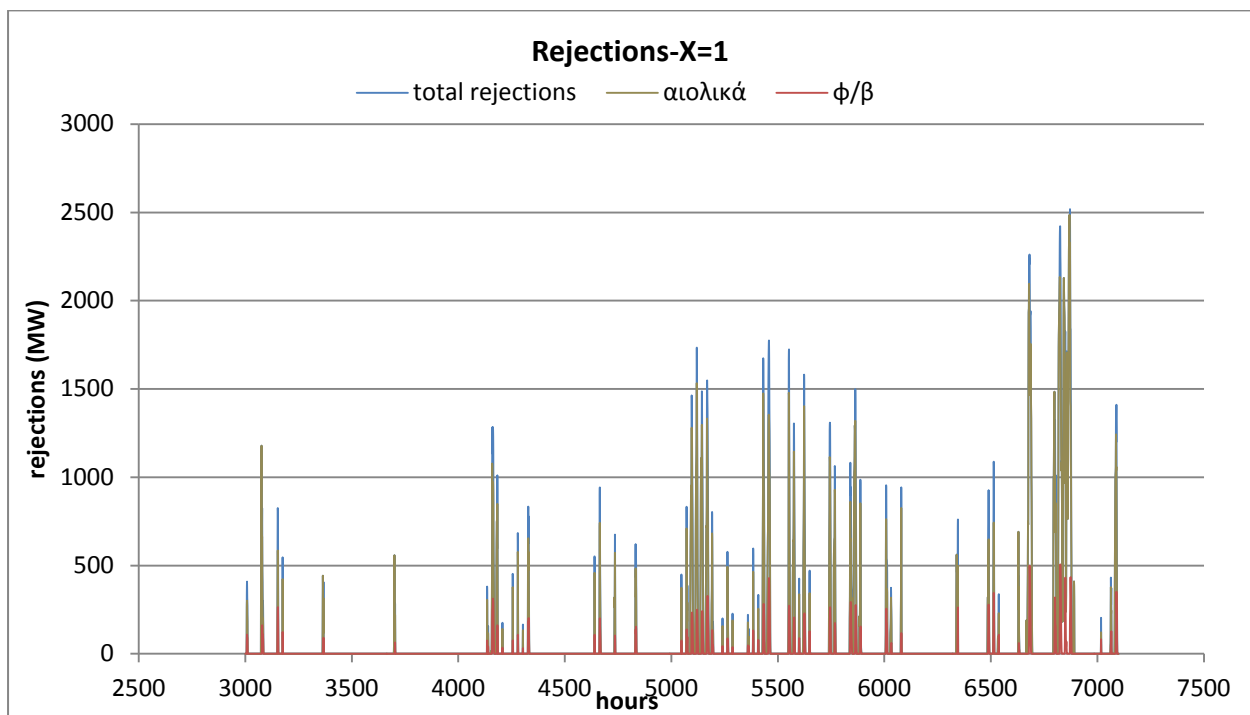
- **Περίπτωση Β2: Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β με αναλογία παραγωγής ενέργειας - απορρίψεων - $X=1, R=0.8, F=0.2$**



Σχήμα 4.6: Χρονοσειρά απορρίψεων από αιολικά -σενάριο Β (περίπτωση Β2-R=0.8)

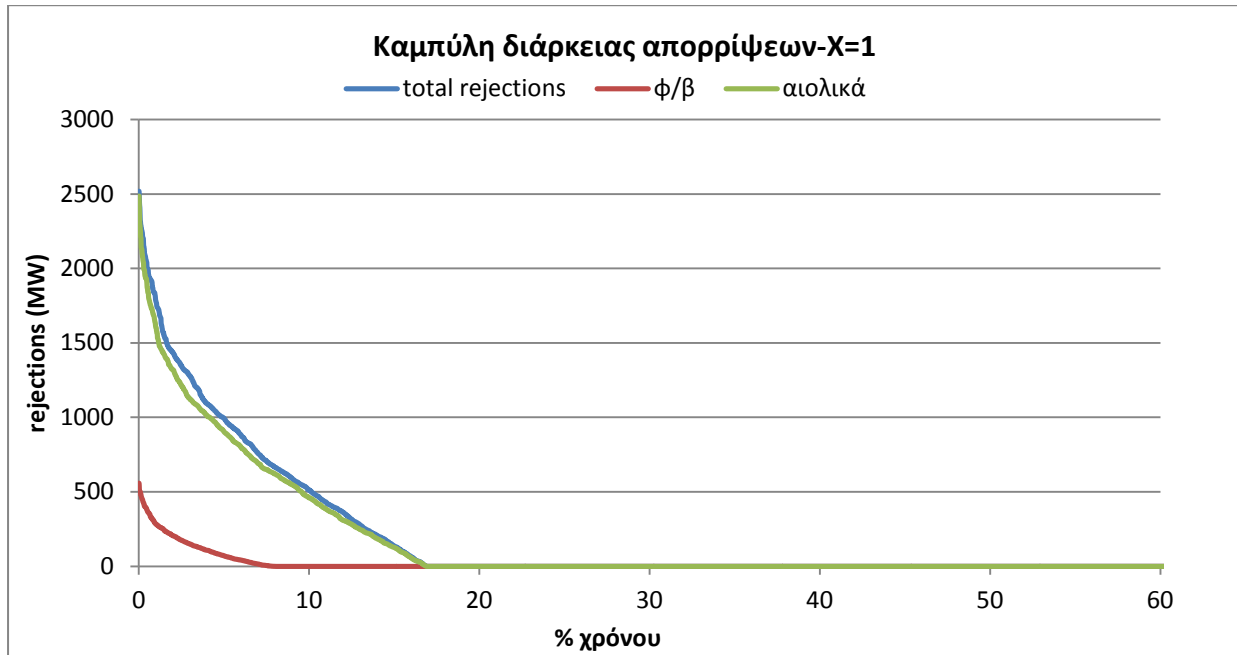


Σχήμα 4.7: Χρονοσειρά απορρίψεων από Φ/Β-σενάριο Β (περίπτωση Β2-F=0.2)



Σχήμα 4.8: Χρονοσειρά συνολικών απορρίψεων από ΑΠΕ-σενάριο Β (περίπτωση Β2-X=1)

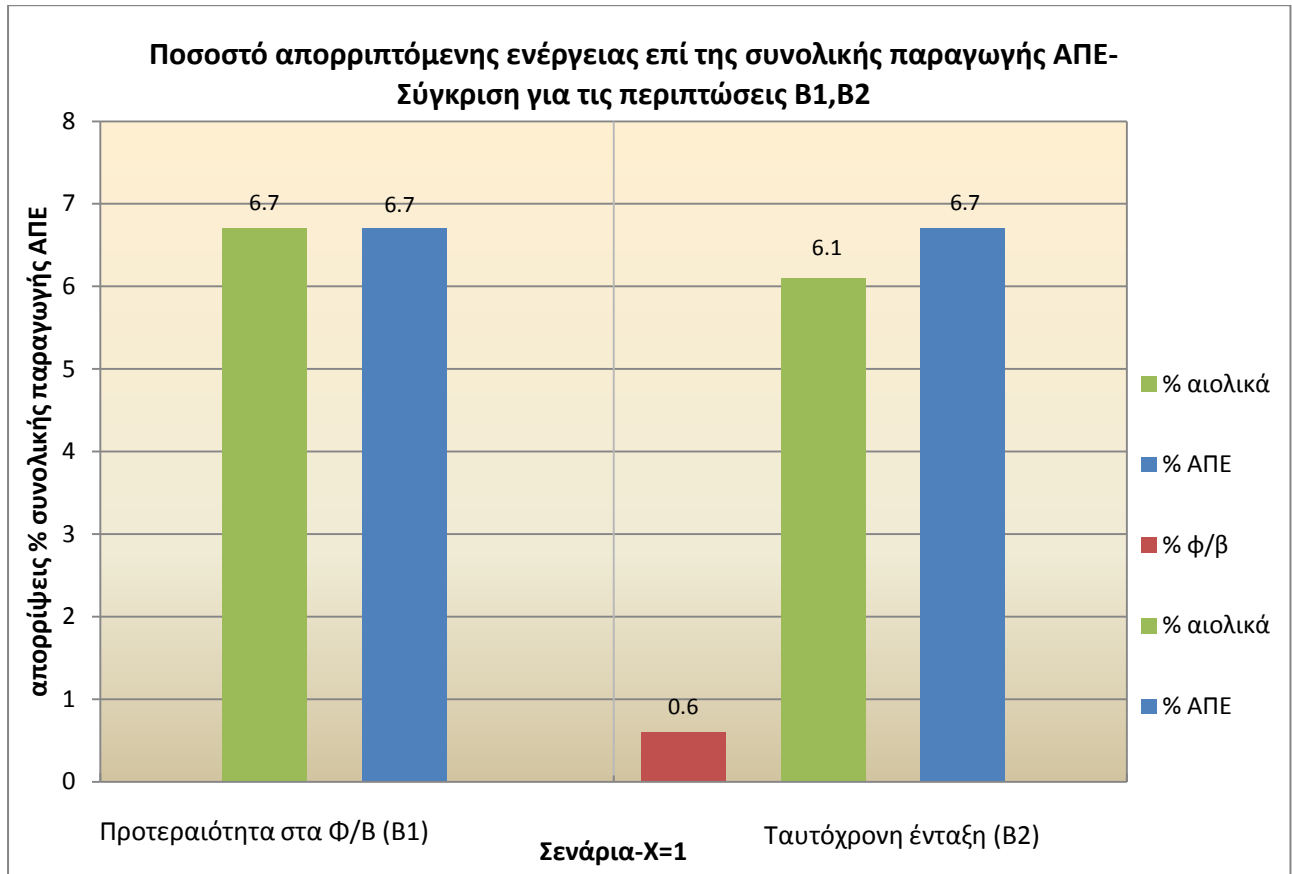
Στο σχήμα 4.8 παρουσιάζονται ενδεικτικά οι συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ σε σύγκριση με τις απορρίψεις από τα αιολικά και τα Φ/Β για την ώρα 3000 έως 7100, εκεί όπου οι τιμές των συνολικών απορρίψεων παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ενδιαφέρον. Στο διάστημα αυτό τόσο οι απορρίψεις από τα αιολικά όσο και οι απορρίψεις από τα Φ/Β παρουσιάζουν τις μέγιστες τιμές τους.



Σχήμα 4.9: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων-σενάριο Β (περίπτωση Β2-Χ=1)

Παρατηρώντας τα παραπάνω διαγράμματα συμπεραίνουμε πως για αναλογία αιολικών-Φ/Β 8:2 της εγκατεστημένης ισχύος με $\chi=1$ και ταυτόχρονη ένταξή τους στο δίκτυο οι απορρίψεις των Φ/Β είναι ελάχιστες (φτάνουν μόνο μέχρι 550 MW περίπου, αποτελούν μόνο το 4.46% της φωτοβολταϊκής παραγωγής και μόνο το 0.6% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ) και συμβαίνουν μόνο για το 7% περίπου του χρόνου. Αντίθετα οι απορρίψεις των αιολικών είναι αρκετά περισσότερες (φτάνουν μέχρι 2480 MW, αποτελούν το 6.98% περίπου της αιολικής παραγωγής και το 6.1% περίπου της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ) και συμβαίνουν για το 18% περίπου του χρόνου, ποσοστό το οποίο δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλο αλλά είναι υπολογίσιμο.

Στη συνέχεια παρατίθεται ένα συγκεντρωτικό διάγραμμα-ιστόγραμμα στο οποίο απεικονίζεται η σύγκριση μεταξύ των δύο παραπάνω εξετασθέντων περιπτώσεων, Β1 και Β2, ως προς το ποσοστό των απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους (σχήμα 4.10).

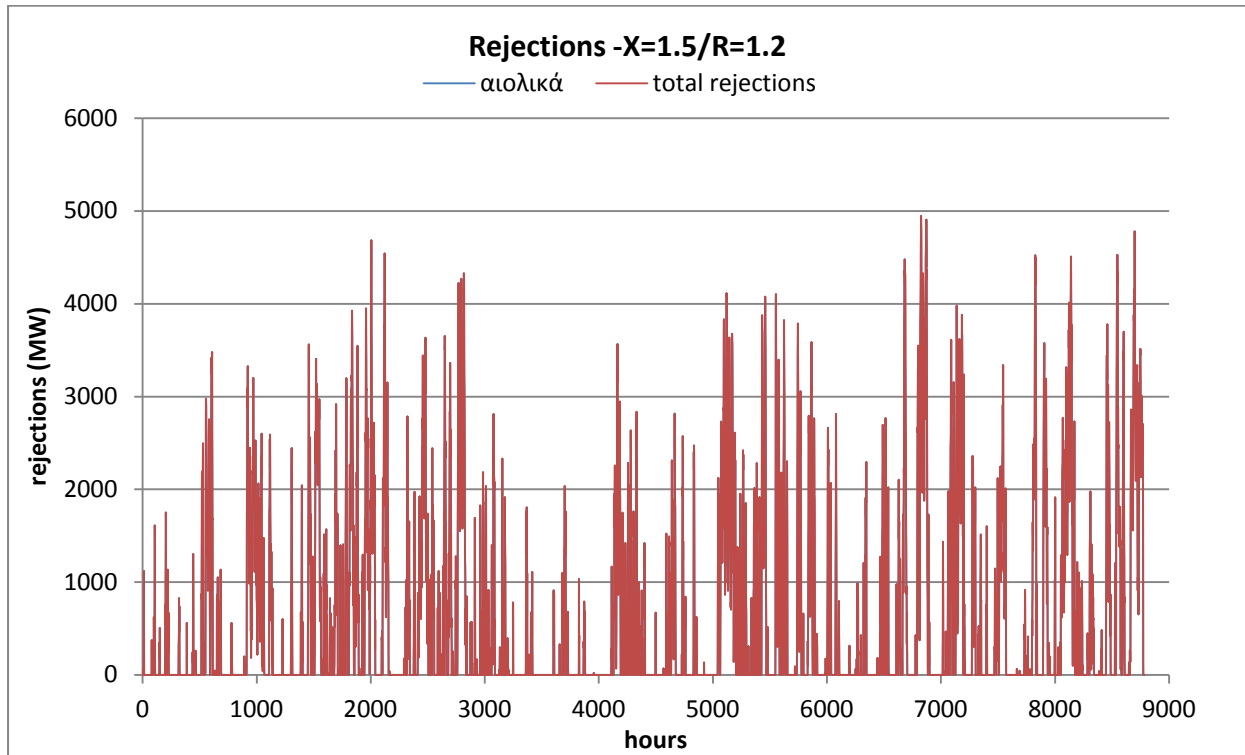


Σχήμα 4.10: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση των περιπτώσεων B1 και B2 ως προς το ποσοστό απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους

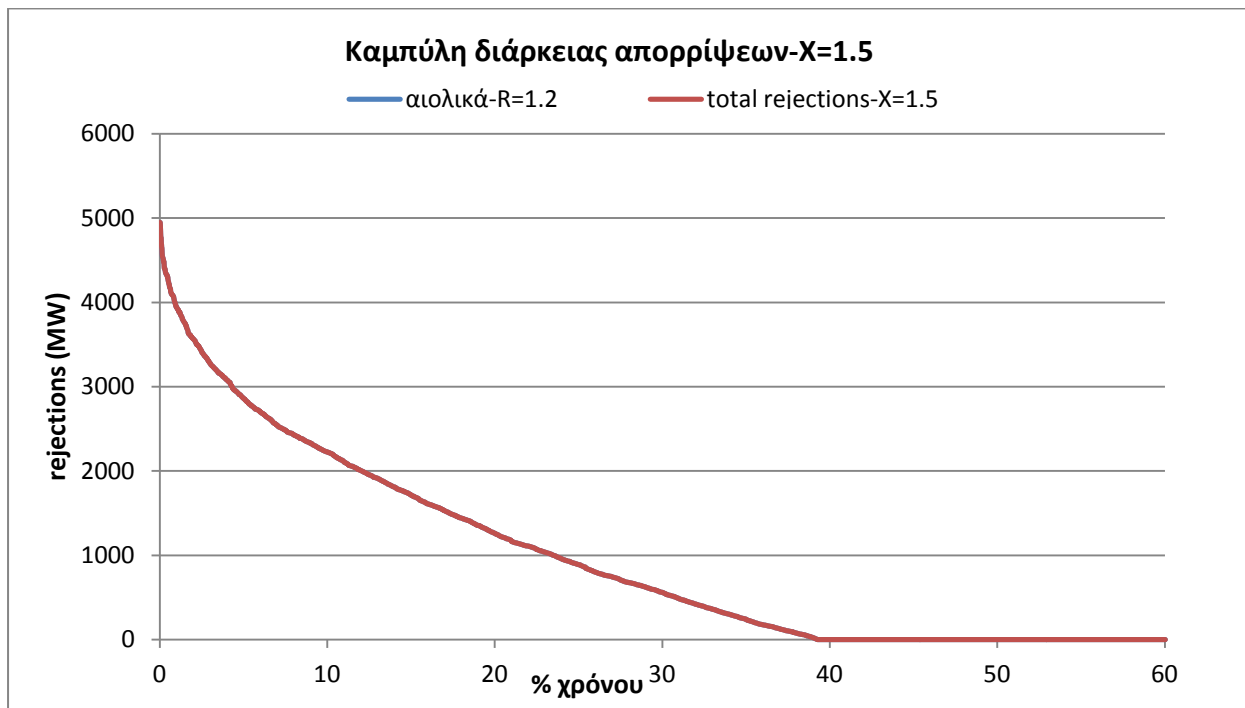
Παρατηρώντας το σχήμα 4.10, προκύπτει η εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων. Την πρώτη μεγάλη διαφορά ανάμεσα στις δύο περιπτώσεις αποτελεί το γεγονός ότι η απορριπτόμενη ενέργεια από τα Φ/Β στην περίπτωση B1 είναι μηδενική, ενώ στην περίπτωση B2 παρουσιάζει κάποια τιμή, η οποία όμως δεν παύει να είναι πολύ μικρή (0.6% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Όσον αφορά στο ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας από τα αιολικά παρατηρείται ότι στην περίπτωση B1 αυτό είναι μεγαλύτερο από την περίπτωση B2 (6.7% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ έναντι του 6.1 % στην περίπτωση B2). Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς στην περίπτωση B1 εξετάζεται η άμεση ένταξη των Φ/Β στο δίκτυο και κατά συνέπεια «περισεύει» και άρα απορρίπτεται μεγαλύτερο ποσό ενέργειας από τα αιολικά. Όμως το ποσοστό των συνολικών απορρίψεων είναι ίδιο και για τις 2 περιπτώσεις. Επομένως προκύπτει το συμπέρασμα ότι όποια περίπτωση ένταξης αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο επιλεγθεί, οι συνολικές απορρίψεις θα είναι ίδιες. Το συμπέρασμα αυτό είναι λογικό, καθώς μεταξύ των δύο περιπτώσεων η διαφορά έγκειται μόνο στον τρόπο με τον οποίο «κατανέμονται» οι απορρίψεις.

- **Περίπτωση Β3: Προτεραιότητα στα Φ/Β - $X=1.5, R=1.2, F=0.3$**

Και στην περίπτωση αυτή οι απορρίψεις των Φ/Β είναι μηδενικές και άρα εξετάζονται μόνο οι απορρίψεις των αιολικών.



Σχήμα 4.11: Χρονοσειρά απορρίψεων αιολικών-σενάριο Β (περίπτωση Β3-R=1.2)

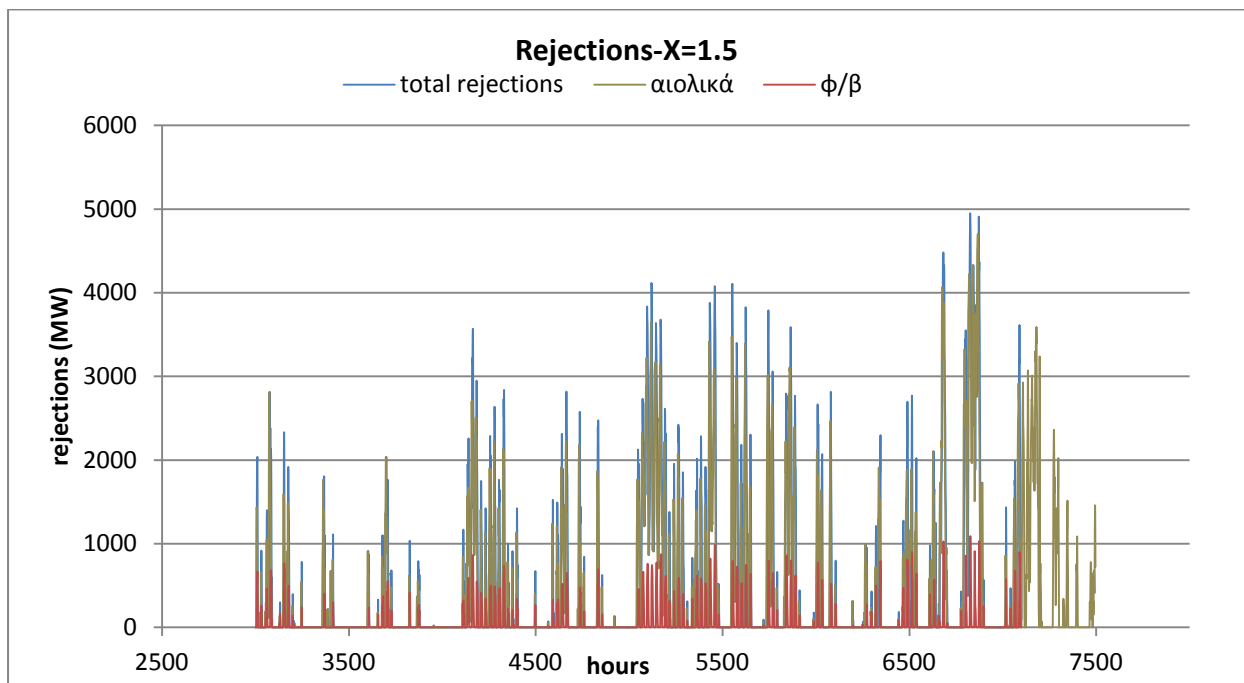


Σχήμα 4.12: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων-σενάριο Β (περίπτωση Β3-X=1.5)

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.11 και 4.12 συμπεραίνουμε ότι για $X=1.5$, με ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β και για αναλογία 8:2 εγκατεστημένης ισχύος, οι απορρίψεις των αιολικών παρουσιάζουν τώρα αρκετά μεγαλύτερες τιμές από την περίπτωση Β1 (η μέγιστη τιμή τους φτάνει τα 4950 MW περίπου, οι συνολικές απορρίψεις τους αποτελούν το 23.9% της παραγωγής τους και το 20.8% περίπου της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Ακόμη σημαντικό είναι ότι οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν τώρα για μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου απ' ότι στην προηγούμενη περίπτωση, δηλαδή για περίπου 39% του χρόνου, όπως παρατηρείται και από την καμπύλη διάρκειας απορρίψεων.

- Το συμπέρασμα αυτό είναι και λογικό καθώς στην περίπτωση Β3, όπου $X=1.5$ η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και των Φ/Β αποτελεί μεγαλύτερο μέρος του μέσου φορτίου από την περίπτωση Β1, γεγονός που σημαίνει ότι οι απορρίψεις των αιολικών θα είναι μεγαλύτερες από πριν καθώς δεν μπορούν να απορροφηθούν πλήρως από το δίκτυο, του οποίου το φορτίο παραμένει ίδιο.
- **Περίπτωση Β4: Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων - $X=1.5, R=1.2, F=0.3$**

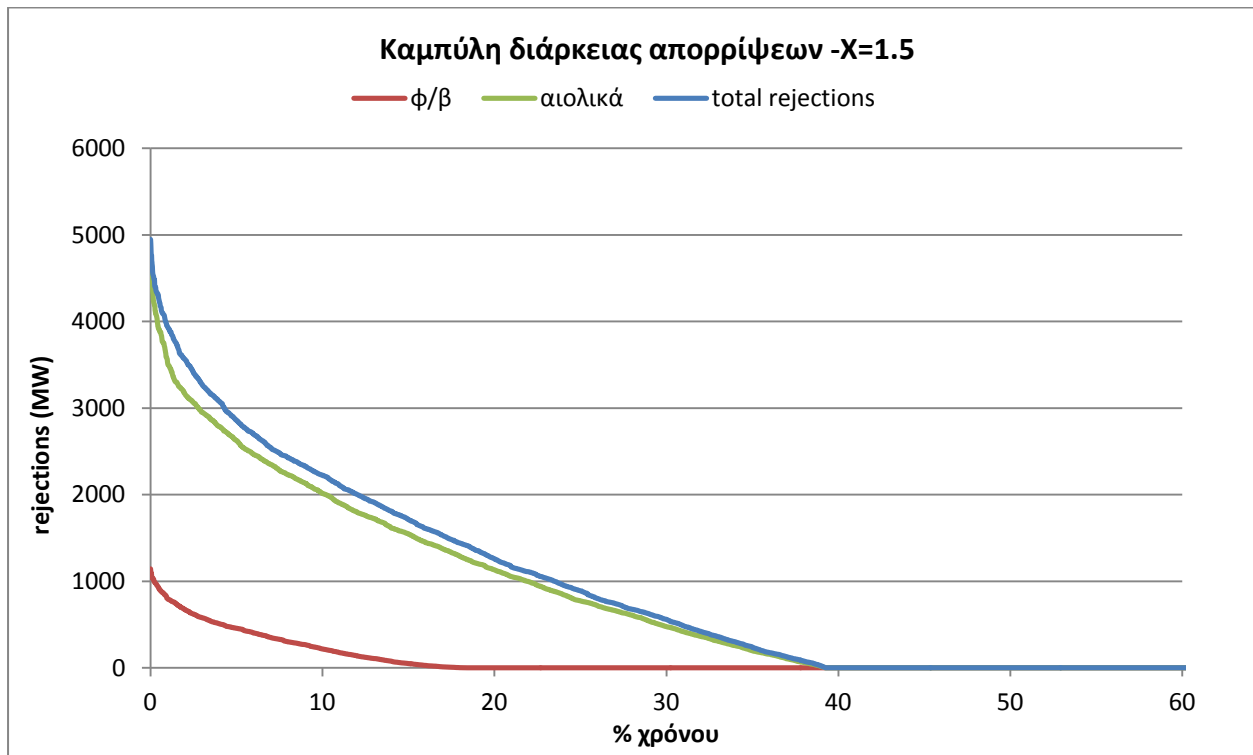
Για την περίπτωση αυτή τα διαγράμματα των απορρίψεων από αιολικά και Φ/Β στοιχεία έχουν παρόμοια μορφή με αυτή της περίπτωσης Β2, όπου $R=0.8$ και $F=0.2$, με τη μόνη διαφορά ότι για όλες τις ώρες του έτους έχουμε περισσότερες απορρίψεις. Μια ικανοποιητική εικόνα για τις συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ δίνει το παρακάτω διάγραμμα.



Σχήμα 4.13: Χρονοσειρά συνολικών απορρίψεων από ΑΠΕ-σενάριο Β (περίπτωση Β4- $X=1.5$)

Στο σχήμα 4.12 παρουσιάζονται ενδεικτικά οι συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ σε σύγκριση με τις απορρίψεις από τα αιολικά και τα Φ/Β για την ώρα 3000 έως 7500, εκεί όπου οι τιμές των

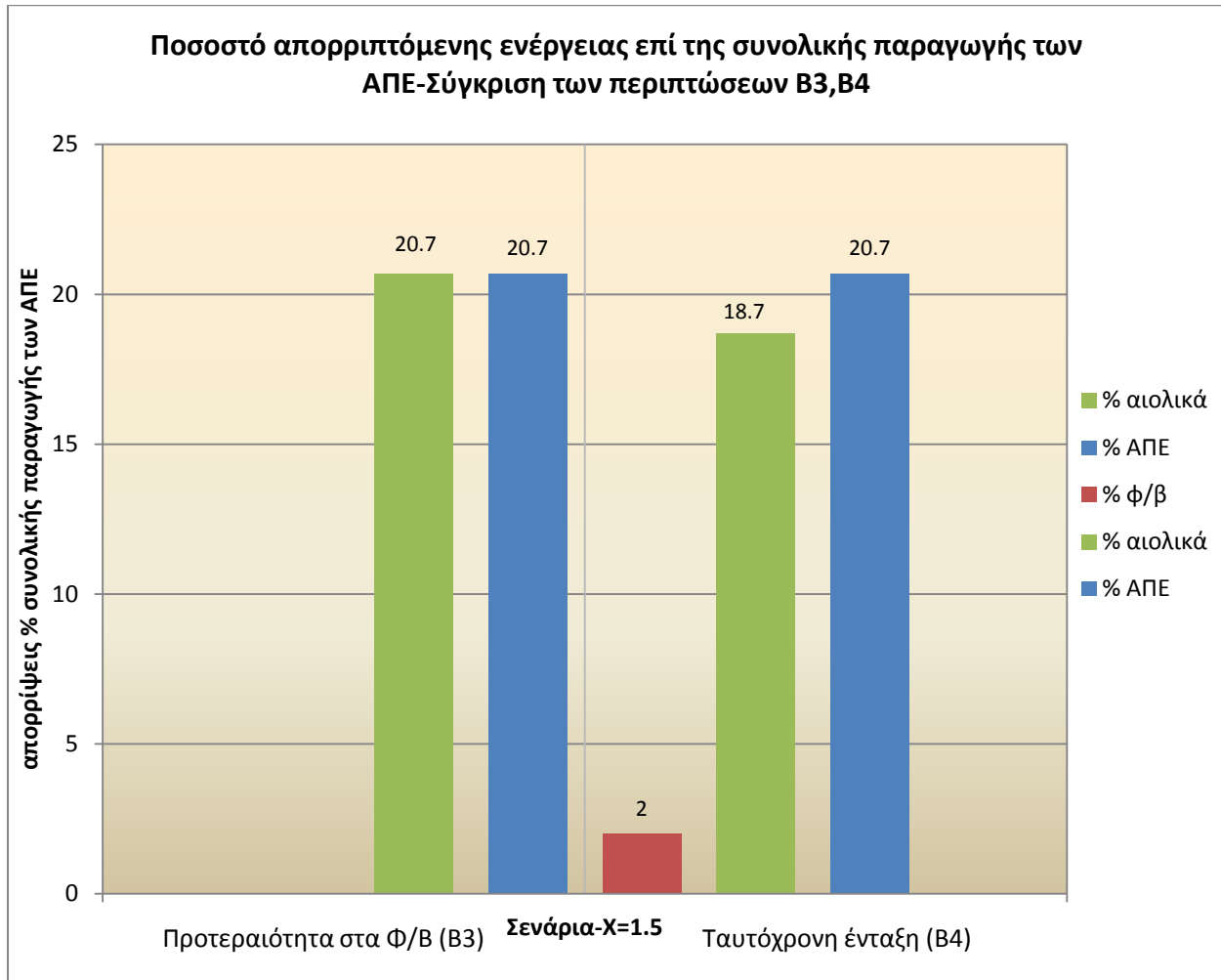
συνολικών απορρίψεων παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ενδιαφέρον. Στο διάστημα αυτό τόσο οι απορρίψεις από τα αιολικά όσο και οι απορρίψεις από τα Φ/Β παρουσιάζουν τις μέγιστες τιμές τους.



Σχήμα 4.14: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων-σενάριο Β (περίπτωση Β4-Χ=1.5)

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.11-4.14 συμπεραίνουμε πως για αναλογία αιολικών-Φ/Β 8:2 εγκατεστημένης ισχύος με $\chi=1.5$ και ταυτόχρονη ένταξή τους στο δίκτυο οι απορρίψεις των Φ/Β είναι τώρα μεγαλύτερες από την περίπτωση $\chi=1$ (φτάνουν μόνο μέχρι 1140 MW περίπου, το σύνολό τους αποτελεί σχετικά μικρό ποσοστό της παραγωγής τους-15.2%- και το 2% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ) και συμβαίνουν για το 18% περίπου του χρόνου. Αντίθετα οι απορρίψεις των αιολικών είναι και πάλι περισσότερες (φτάνουν μέχρι 4680 MW αυτή τη φορά, το σύνολό τους αποτελεί το 21.6% περίπου της παραγωγής τους και το 18.7% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ) και συμβαίνουν για μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου, 39% περίπου του χρόνου.

Στη συνέχεια παρατίθεται ένα συγκεντρωτικό διάγραμμα-ιστόγραμμα στο οποίο απεικονίζεται η σύγκριση μεταξύ των δύο παραπάνω εξετασθέντων περιπτώσεων, Β3 και Β4, ως προς το ποσοστό των απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους (σχήμα 4.15).



Σχήμα 4.15: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση των περιπτώσεων Β3 και Β4 ως προς το ποσοστό απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους

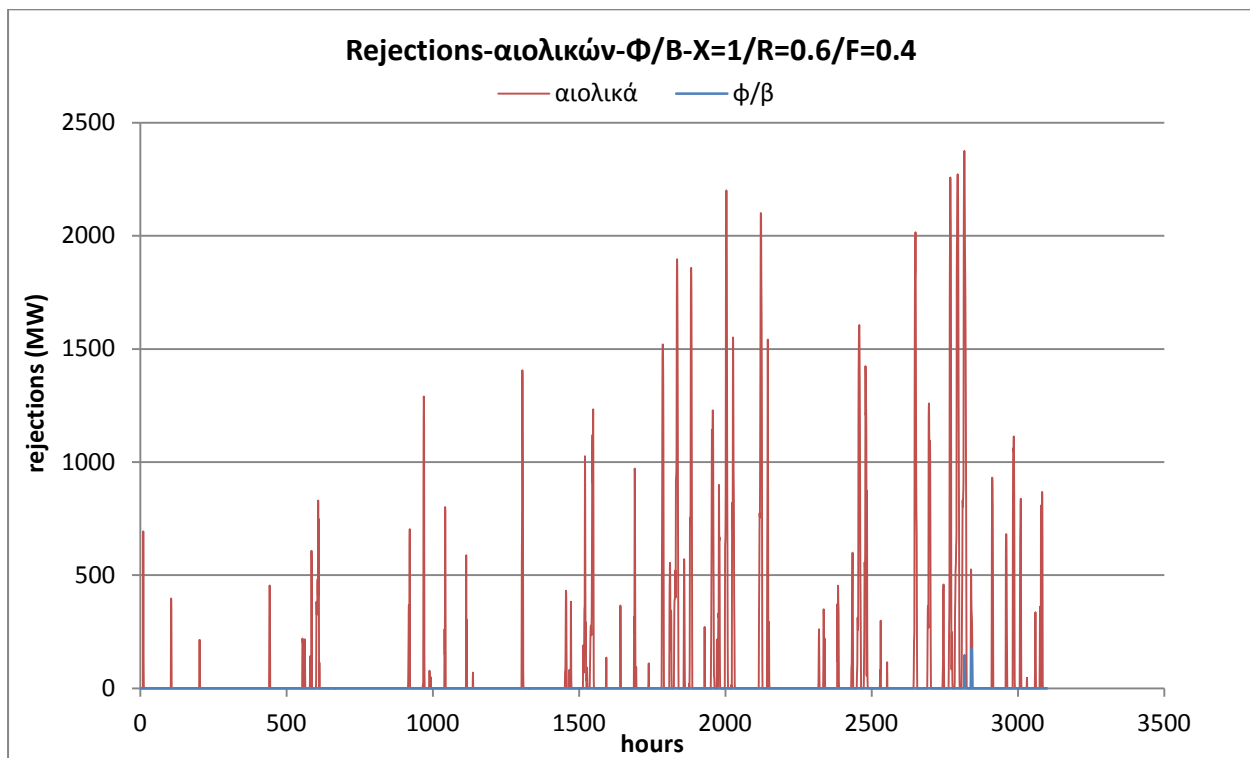
Παρατηρώντας το σχήμα 4.15, προκύπτει η εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων. Την πρώτη μεγάλη διαφορά ανάμεσα στις δύο περιπτώσεις αποτελεί το γεγονός ότι η απορριπτόμενη ενέργεια από τα Φ/Β στην περίπτωση Β3 είναι μηδενική, ενώ στην περίπτωση Β4 παρουσιάζει μεγαλύτερη τιμή (2% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Όσον αφορά στο ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας από τα αιολικά παρατηρείται ότι στην περίπτωση Β3 αυτό είναι μεγαλύτερο από την περίπτωση Β4 (20.7% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ έναντι του 18.7% στην περίπτωση Β4). Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς στην περίπτωση Β3 εξετάζεται η άμεση ένταξη των Φ/Β στο δίκτυο και κατά συνέπεια απορρίπτεται μεγαλύτερο ποσό ενέργειας από τα αιολικά. Όμως το ποσοστό των συνολικών απορρίψεων είναι ίδιο και για τις 2 περιπτώσεις και πάλι. Επομένως προκύπτει το συμπέρασμα ότι όποια περίπτωση ένταξης αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο επιλεχθεί, οι συνολικές απορρίψεις θα είναι ίδιες. Το συμπέρασμα αυτό είναι λογικό, καθώς μεταξύ των δύο περιπτώσεων η διαφορά έγκειται μόνο στον τρόπο με τον οποίο «κατανέμονται» οι απορρίψεις.

**4.2.3: Σενάριο Γ: Ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 6:4
εγκατεστημένης ισχύος**

Ομοίως με το σενάριο Β και στο σενάριο αυτό οι απορρίψεις προέρχονται τόσο από αιολικά όσο και από Φ/Β. Όπως διακρίνεται και από τον πίνακα 4.1, ελέγχουμε το σενάριο για τις περιπτώσεις όπου η παράμετρος X λαμβάνει την τιμή 1 και την τιμή 1.5. Εδώ, προκύπτουν δύο διαφορετικές χρονοσειρές απορρίψεων για τα αιολικά και τα Φ/Β αλλά και η συνολική χρονοσειρά αυτών μετά από πρόσθεσή τους. Παρακάτω παρατίθενται τα σχετικά διαγράμματα (σχήματα 4.16-4.20 και 4.22-4.24) για τις χρονοσειρές και την καμπύλη διάρκειας απορρίψεων των ΑΠΕ:

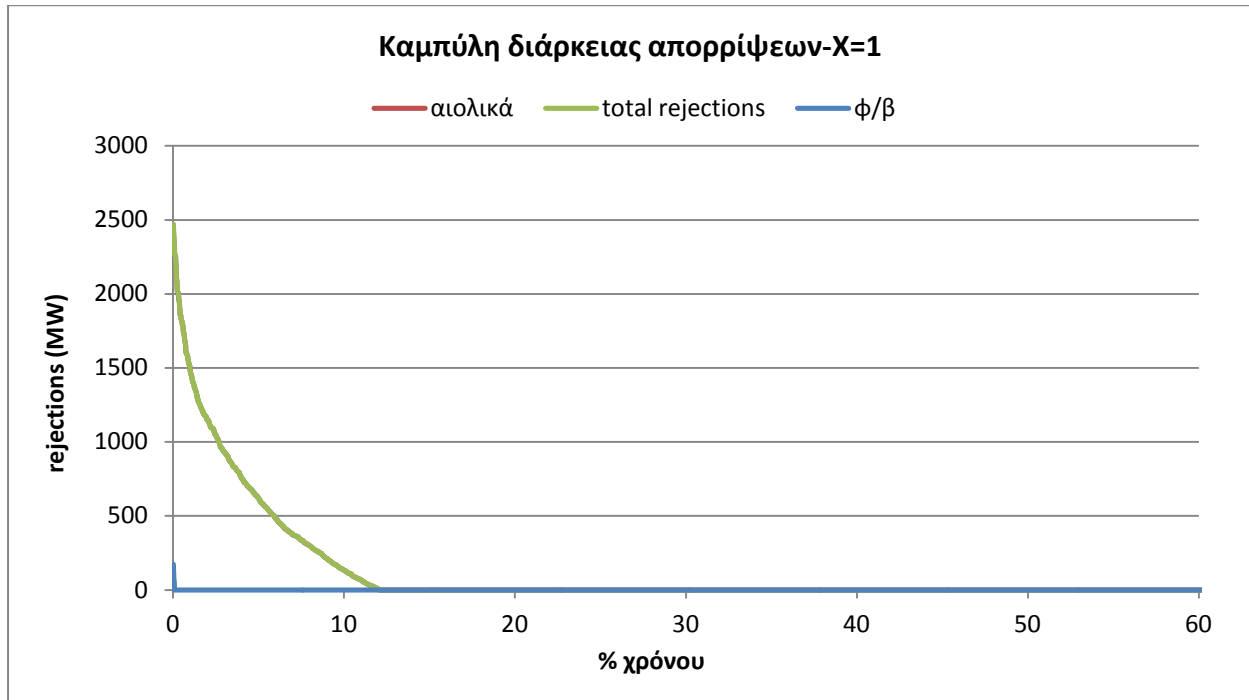
• **Περίπτωση Γ1: Προτεραιότητα στα Φ/Β - $X=1, R=0.6, F=0.4$**

Στην περίπτωση αυτή οι απορρίψεις των Φ/Β εξετάζονται σε κοινό διάγραμμα με τις απορρίψεις των αιολικών.



Σχήμα 4.16: Χρονοσειρά απορρίψεων από ΑΠΕ-σενάριο Γ (περίπτωση Γ1- $X=1$)

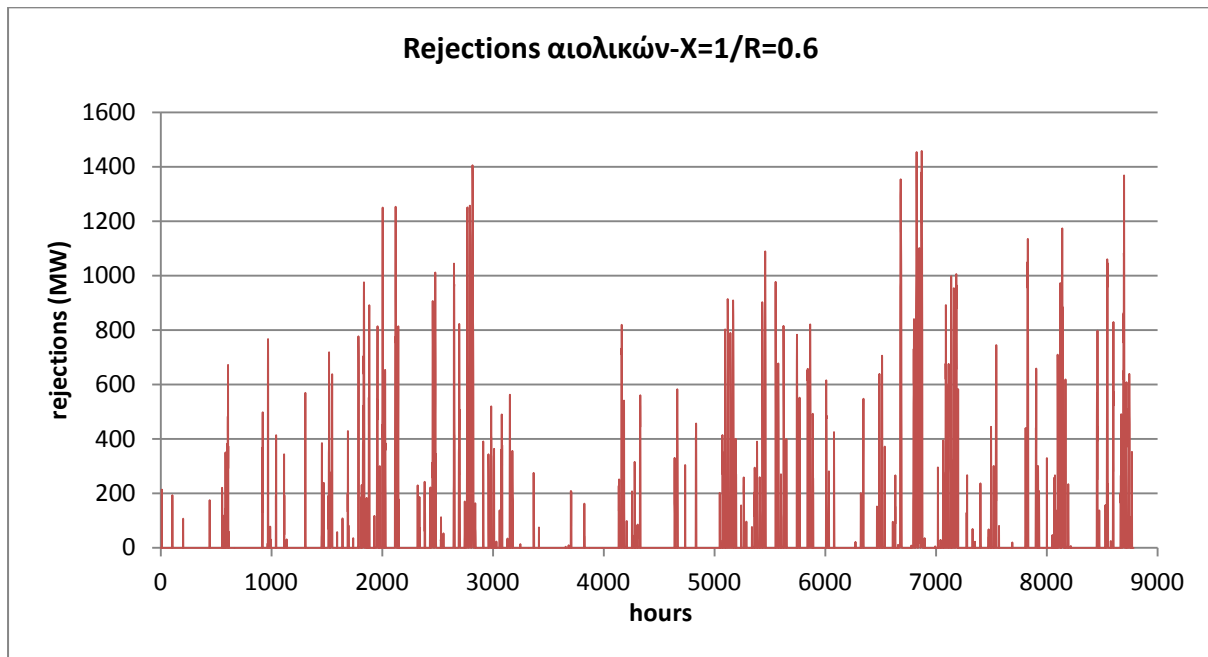
Στο σχήμα 4.16 παρουσιάζονται ενδεικτικά οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ για την ώρα 0 έως 3100, εκεί όπου οι τιμές των αυτών παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ενδιαφέρον. Στο διάστημα αυτό τόσο οι απορρίψεις από τα αιολικά όσο και οι απορρίψεις από τα Φ/Β παρουσιάζουν τις μέγιστες τιμές τους.



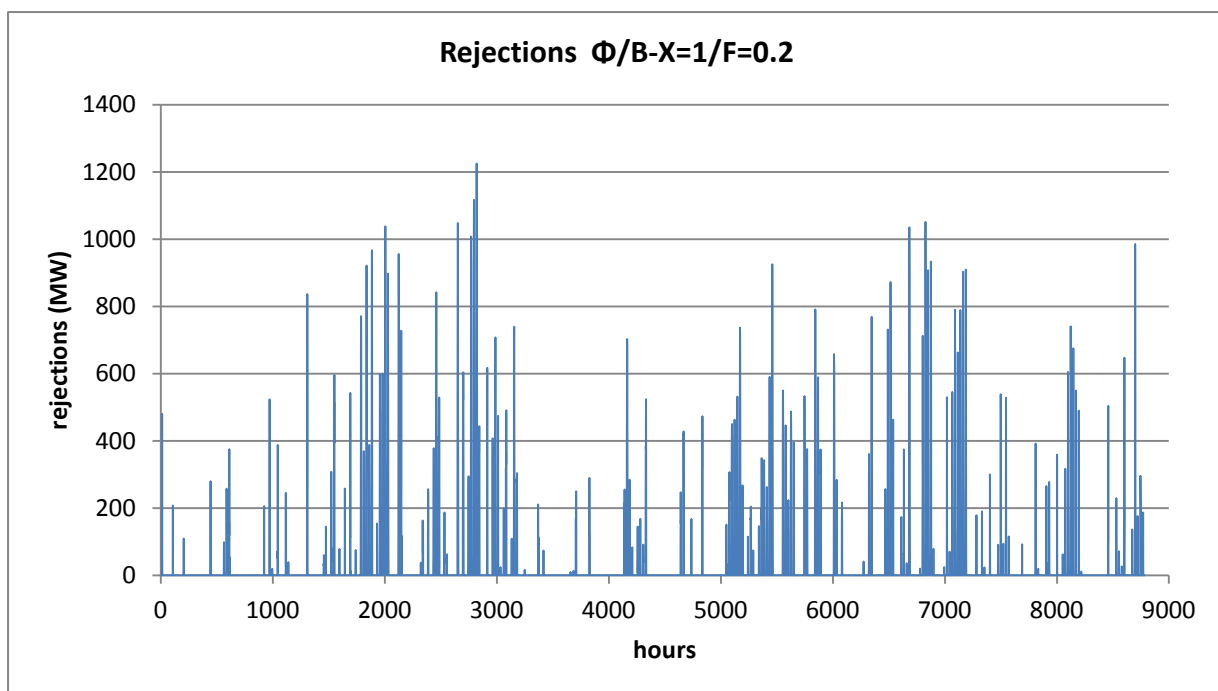
Σχήμα 4.17: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων-σενάριο Γ (περίπτωση Γ1-Χ=1)

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.16 και 4.17 συμπεραίνουμε ότι για $X=1$, με ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος, οι απορρίψεις των αιολικών δεν παρουσιάζουν πολύ μεγάλες τιμές (η μέγιστη τιμή τους φτάνει τα 2470 MW περίπου, ενώ οι συνολικές απορρίψεις αποτελούν το 6.2% της παραγωγής τους και το 4.4% της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ). Ακόμη σημαντικό είναι ότι οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν περίπου για το 12% του χρόνου, ποσοστό όχι ιδιαίτερα μεγάλο. Επιπλέον οι απορρίψεις των Φ/Β, εδώ, δεν είναι μηδενικές αλλά παρουσιάζουν ελάχιστες τιμές (μέγιστη τιμή 174 MW, οι συνολικές απορρίψεις αποτελούν το 1.4% περίπου της φωτοβολταϊκής παραγωγής και μόλις το 0.004% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ, σχεδόν μηδενικό ποσοστό). Οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν για ελάχιστο ποσοστό του χρόνου.

- **Περίπτωση Γ2: Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων - $X=1, R=0.6, F=0.4$**



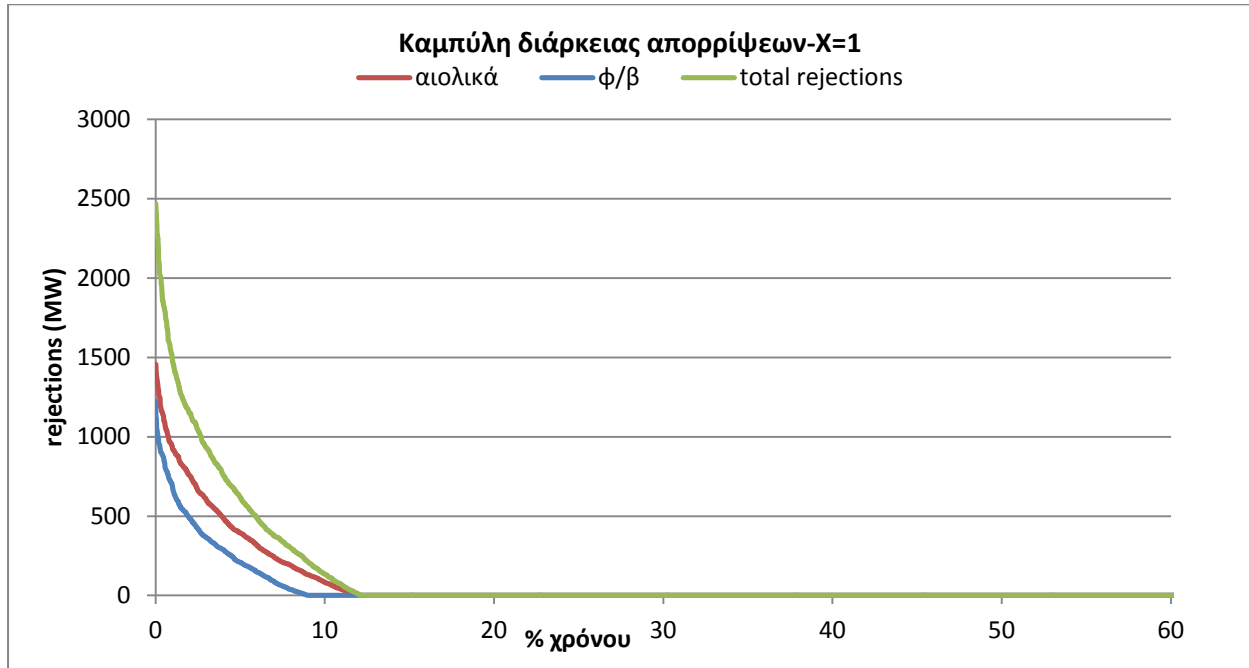
Σχήμα 4.18: Χρονοσειρά απορρίψεων από αιολικά-σενάριο Γ (περίπτωση Γ2- $X=1$)



Σχήμα 4.19: Χρονοσειρά απορρίψεων από Φ/Β-σενάριο Γ (περίπτωση Γ2- $X=1$)

Το διάγραμμα που προκύπτει από τη χρονοσειρά των συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ έχει την ίδια μορφή με το σχήμα 4.8 του σεναρίου Β, επομένως δεν κρίνεται σκόπιμο να

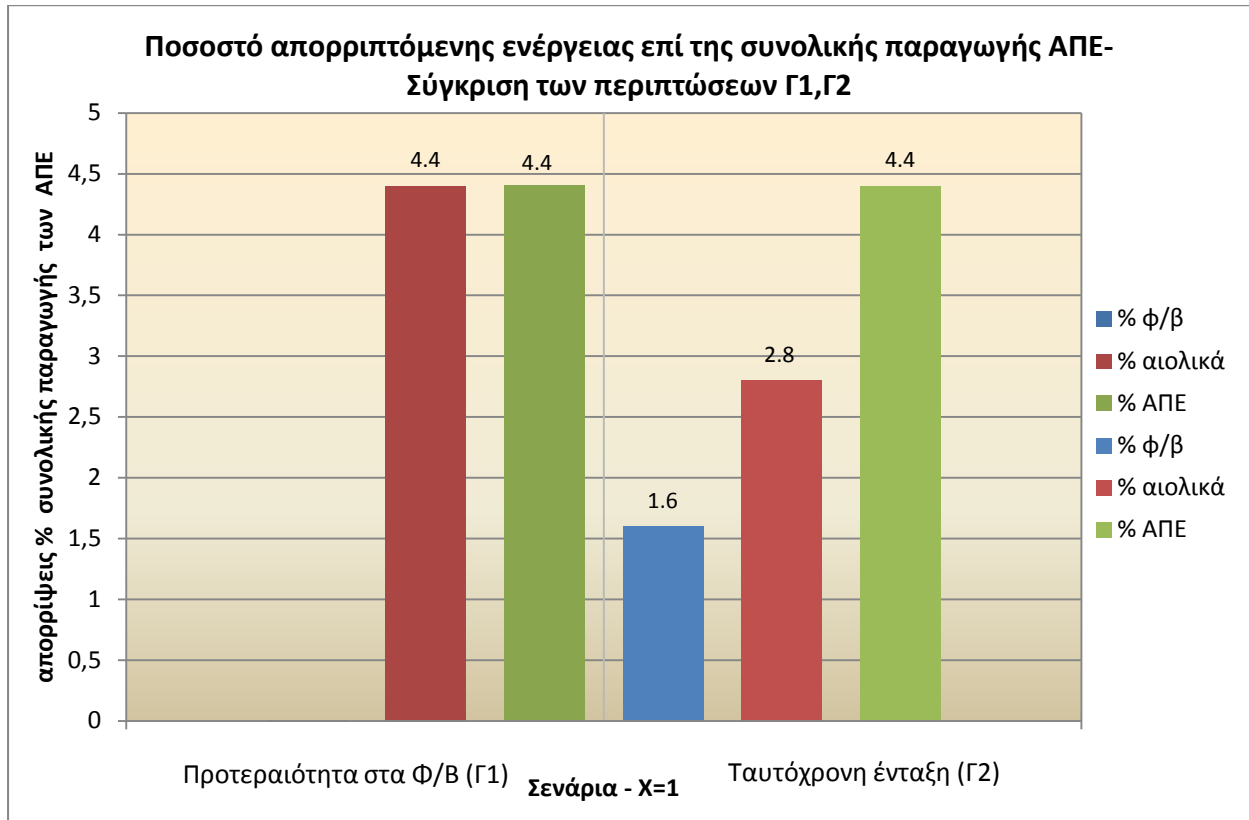
παρουσιαστεί εδώ. Το σχήμα 4.20, στη συνέχεια, παριστάνει μια ικανοποιητική εικόνα των τιμών των απορρίψεων από τις ΑΠΕ.



Σχήμα 4.20: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων -σενάριο Γ (περίπτωση Γ2-X=1)

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.18-4.20 συμπεραίνουμε πως για αναλογία αιολικών-Φ/Β 6:4 εγκατεστημένης ισχύος με $X=1$ και ταυτόχρονη ένταξή τους στο δίκτυο οι απορρίψεις των αιολικών είναι μικρότερες σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές τους στην περίπτωση Β2. Αντίθετα οι απορρίψεις των Φ/Β αυξάνονται. Παρατηρούμε, όμως γενικά ότι οι απορρίψεις μεταξύ των δύο δεν παρουσιάζουν μεγάλες διαφορές. Στις μέγιστες τιμές τους παρατηρείται μείωση των απορρίψεων (οι απορρίψεις των αιολικών φτάνουν μέχρι 1460 MW, το σύνολό τους αποτελεί το 3.9% περίπου της παραγωγής τους και το 2.8% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ, ενώ των Φ/Β φτάνουν τα 1230 MW, το σύνολό τους αποτελεί το 5.6% της παραγωγής τους και το 1.6% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Ακόμη παρατηρούμε ότι οι απορρίψεις των αιολικών και των Φ/Β δεν παρουσιάζουν μεγάλη διαφορά ως προς το ποσοστό του χρόνου που συμβαίνουν καθώς οι απορρίψεις των αιολικών συμβαίνουν για το 15% περίπου του χρόνου, ενώ των Φ/Β για το 9% περίπου του χρόνου.

Στη συνέχεια παρατίθεται ένα συγκεντρωτικό διάγραμμα-ιστόγραμμα στο οποίο απεικονίζεται η σύγκριση μεταξύ των δύο παραπάνω εξετασθέντων περιπτώσεων, Γ1 και Γ2, ως προς το ποσοστό των απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους (σχήμα 4.21).

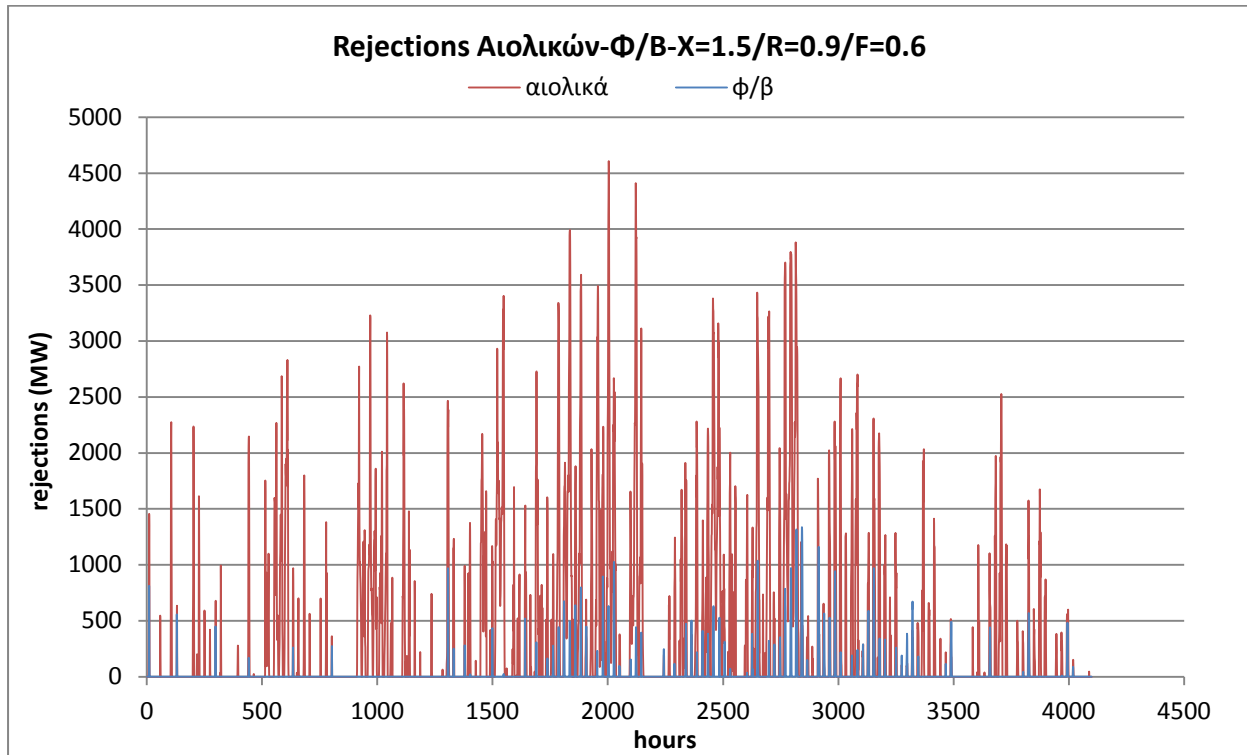


Σχήμα 4.21: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση των περιπτώσεων Γ1 και Γ2 ως προς το ποσοστό απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους

Παρατηρώντας το σχήμα 4.21, προκύπτει η εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων. Την πρώτη μεγάλη διαφορά ανάμεσα στις δύο περιπτώσεις αποτελεί το γεγονός ότι η απορριπτόμενη ενέργεια από τα Φ/Β στην περίπτωση Γ1 είναι σχεδόν μηδενική, ενώ στην περίπτωση Γ2 παρουσιάζει μεγαλύτερη τιμή (1.6% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Όσον αφορά στο ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας από τα αιολικά παρατηρείται ότι στην περίπτωση Γ1 αυτό είναι μεγαλύτερο από την περίπτωση Γ2 (4.4% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ έναντι του 2.8% στην περίπτωση Γ2). Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς στην περίπτωση Γ1 εξετάζεται η άμεση ένταξη των Φ/Β στο δίκτυο και κατά συνέπεια απορρίπτεται μεγαλύτερο ποσό ενέργειας από τα αιολικά. Το ποσοστό των συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ έχει ουσιαστικά την ίδια τιμή και για τις δύο εξεταζόμενες περιπτώσεις (4.4% της συνολικής παραγωγής τους και 4.404% στην περίπτωση Γ1). Επομένως, προκύπτει ότι οι συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ είναι ίδιες ανεξαρτήτως αν η ένταξη των Φ/Β γίνεται με προτεραιότητα ή με ταυτόχρονη ένταξη τους με τα αιολικά. Το αποτέλεσμα αυτό προκύπτει λογικό, όπως αναλύθηκε και για τις περιπτώσεις Β1 και Β2.

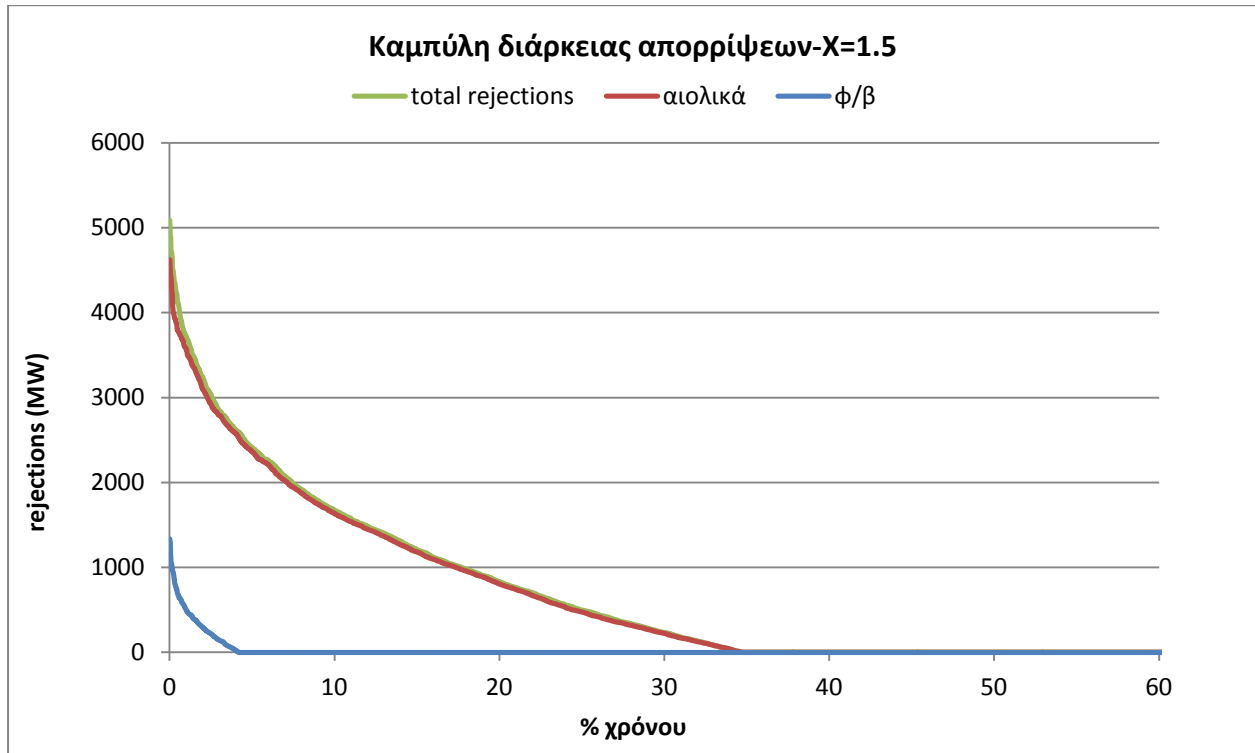
- **Περίπτωση Γ3: Προτεραιότητα στα Φ/Β - $\chi=1.5, R=0.9, F=0.6$**

Και στην περίπτωση αυτή οι απορρίψεις των Φ/Β εξετάζονται σε κοινό διάγραμμα με τις απορρίψεις των αιολικών.



Σχήμα 4.22: Χρονοσειρά απορρίψεων από ΑΠΕ-σενάριο Γ (περίπτωση Γ3- $\chi=1.5$)

Στο σχήμα 4.22 παρουσιάζονται ενδεικτικά οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ για την ώρα 0 έως 4100, εκεί όπου οι τιμές των αυτών παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ενδιαφέρον. Στο διάστημα αυτό η παραγωγή των Φ/Β ξεπερνά τη μέγιστη διείσδυση των ΑΠΕ και άρα προκύπτουν απορρίψεις και από τα Φ/Β. Τόσο οι απορρίψεις από τα αιολικά όσο και οι απορρίψεις από τα Φ/Β παρουσιάζουν τις μέγιστες τιμές τους στο παραπάνω χρονικό διάστημα.



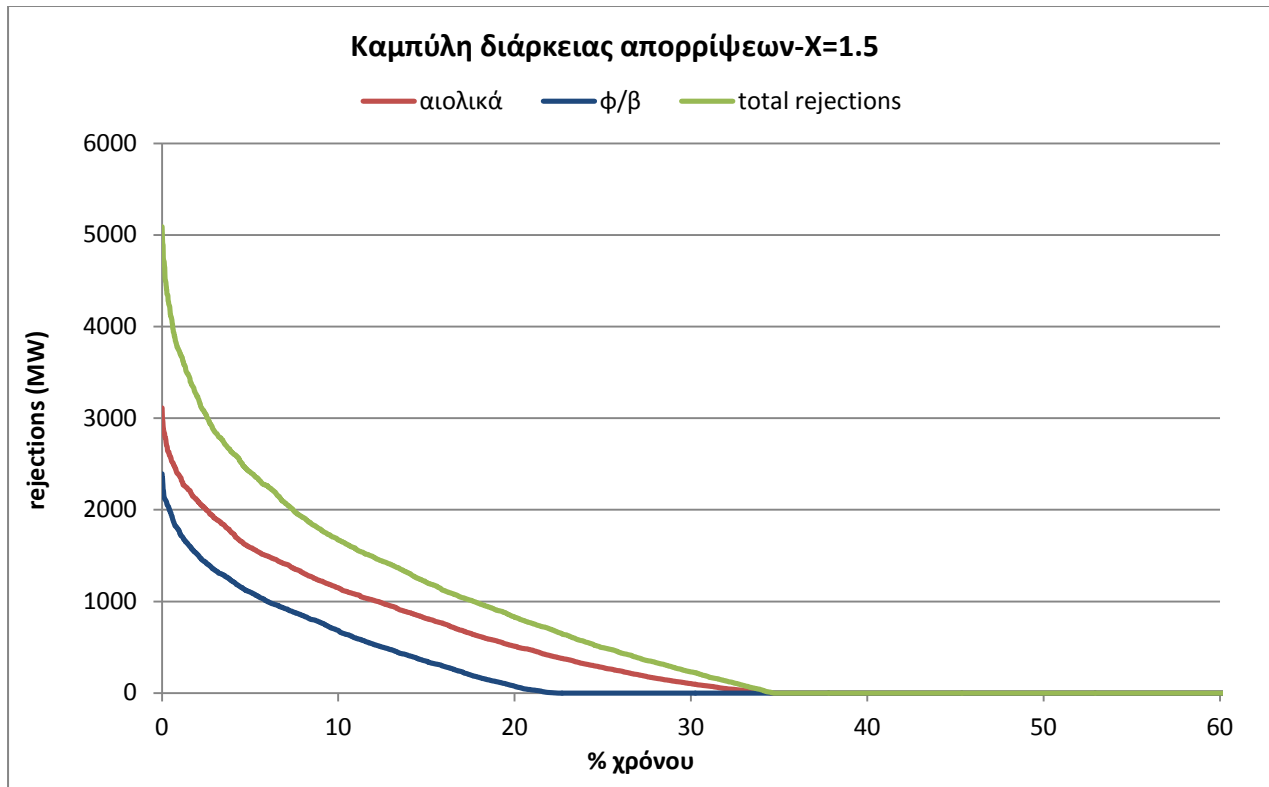
Σχήμα 4.23: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων-σενάριο Γ (περίπτωση Γ3-Χ=1.5)

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.22 και 4.23 συμπεραίνουμε ότι για $X=1.5$, με ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο με προτεραιότητα στα Φ/Β και για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος, οι απορρίψεις των αιολικών παρουσιάζουν τώρα μεγαλύτερες τιμές από την περίπτωση Γ1 (η μέγιστη τιμή τους φτάνει τα 4630MW περίπου, οι συνολικές απορρίψεις αποτελούν το 23% της παραγωγής τους και το 16.4% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Ακόμη σημαντικό είναι ότι οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν τώρα για μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου απ' ότι στην προηγούμενη περίπτωση, δηλαδή για περίπου 35% του χρόνου, όπως παρατηρείται και από την καμπύλη διάρκειας απορρίψεων.

Και σε αυτή την περίπτωση οι απορρίψεις των Φ/Β, εδώ, δεν είναι μηδενικές αλλά παρουσιάζουν πολύ μικρές τιμές (μέγιστη τιμή 1340 MW, οι συνολικές απορρίψεις αποτελούν το 1.9% περίπου της φωτοβολταϊκής παραγωγής και μόλις το 0.6% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Οι απορρίψεις αυτές συμβαίνουν για πολύ μικρό ποσοστό του χρόνου, μόλις για το 3% περίπου του χρόνου.

- **Περίπτωση Γ4: Ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β με αναλογία παραγωγής ενέργειας-απορρίψεων - $X=1.5, R=0.9, F=0.6$**

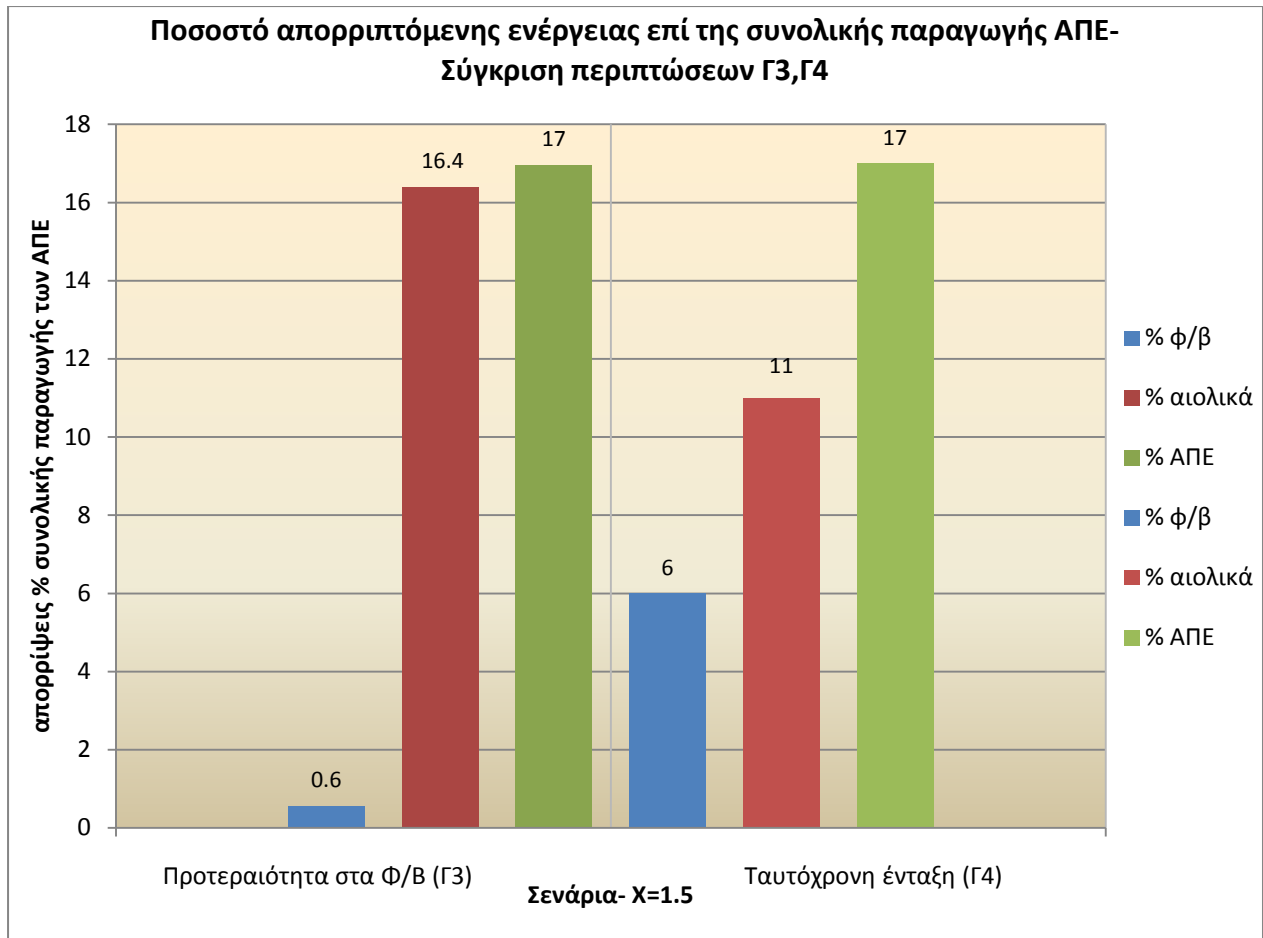
Στην περίπτωση αυτή οι χρονοσειρές των απορρίψεων από τα αιολικά και Φ/Β στοιχεία, καθώς και η χρονοσειρά των συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ παρουσιάζουν την ίδια μορφή με τα σχήματα 4.18, 4.19 και 4.8, με τις απορρίψεις καθ' όλη τη διάρκεια του έτους να είναι περισσότερες. Το σχήμα 4.24, στη συνέχεια, παριστάνει μια ικανοποιητική εικόνα των τιμών των απορρίψεων από τις ΑΠΕ.



Σχήμα 4.24: Καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων - σενάριο Γ (περίπτωση Γ4- $X=1.5$)

Παρατηρώντας το σχήμα 4.24 συμπεραίνουμε πως για αναλογία αιολικών-Φ/Β 6:4 εγκατεστημένης ισχύος με $X=1.5$ και ταυτόχρονη ένταξη τους στο δίκτυο οι απορρίψεις αιολικών και Φ/Β παρουσιάζουν όμως μεγαλύτερες τιμές από την περίπτωση Γ2. Οι απορρίψεις των αιολικών φτάνουν μέχρι 3120 MW και αποτελούν το 15.4% της παραγωγής τους και το 11% περίπου της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ, ενώ των Φ/Β φτάνουν τα 2400 MW, και αποτελούν το 20.9% της παραγωγής τους και το 6% περίπου της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Η διαφορά τους παρατηρείται στο ποσοστό του χρόνου που αυτές οι απορρίψεις συμβαίνουν, καθώς οι απορρίψεις των αιολικών συμβαίνουν τώρα για ποσοστό του χρόνου μέχρι 21% περίπου, ενώ των φωτοβολταϊκών για το 36% περίπου του χρόνου.

Στη συνέχεια παρατίθεται ένα συγκεντρωτικό διάγραμμα-ιστόγραμμα στο οποίο απεικονίζεται η σύγκριση μεταξύ των δύο παραπάνω εξετασθέντων περιπτώσεων, Γ3 και Γ4, ως προς το ποσοστό των απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους (σχήμα 4.25).

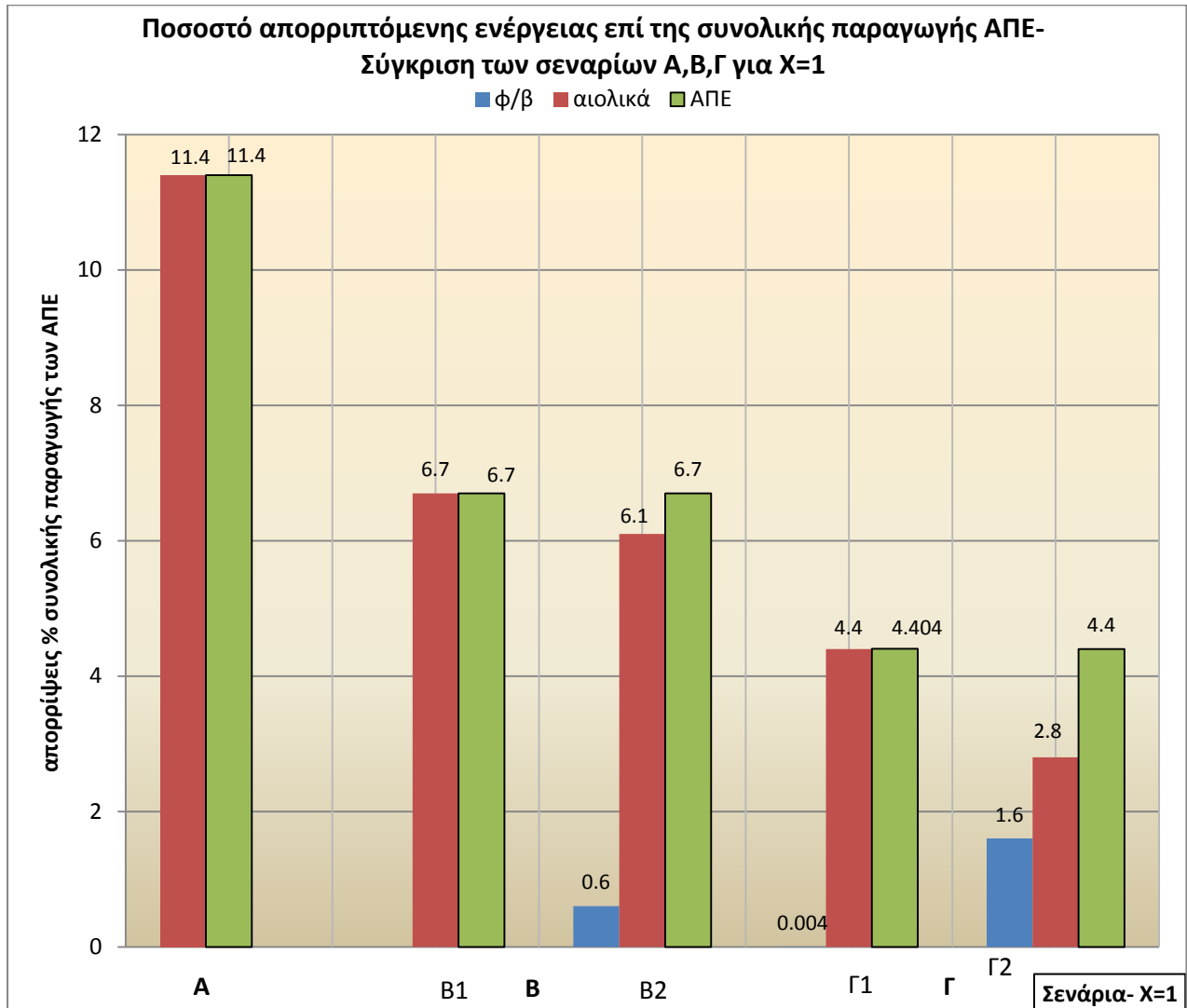


Σχήμα 4.25: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση των περιπτώσεων Γ3 και Γ4 ως προς το ποσοστό απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους

Παρατηρώντας το σχήμα 4.25, προκύπτει ότι την πρώτη μεγάλη διαφορά ανάμεσα στις δύο περιπτώσεις αποτελεί το γεγονός ότι η απορριπτόμενη ενέργεια από τα Φ/Β στην περίπτωση Γ3 είναι σχεδόν μηδενική (0.6%), ενώ στην περίπτωση Γ4 παρουσιάζει αρκετά μεγαλύτερη τιμή (6% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ). Όσον αφορά στο ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας από τα αιολικά παρατηρείται ότι στην περίπτωση Γ3 αυτό είναι μεγαλύτερο από την περίπτωση Γ4 (16.4% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ έναντι του 11% στην περίπτωση Γ4). Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς στην περίπτωση Γ3 εξετάζεται η άμεση ένταξη των Φ/Β στο δίκτυο και κατά συνέπεια απορρίπτεται μεγαλύτερο ποσό ενέργειας από τα αιολικά. Το ποσοστό των συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ έχει την ίδια τιμή και για τις δύο εξεταζόμενες περιπτώσεις (17% της συνολικής παραγωγής τους). Επομένως, προκύπτει ότι οι συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ είναι ίδιες ανεξαρτήτως αν η ένταξη των Φ/Β γίνεται με προτεραιότητα ή με ταυτόχρονη ένταξη τους με τα αιολικά. Το αποτέλεσμα αυτό προκύπτει λογικό, όπως αναλύθηκε και για τις περιπτώσεις Β3 και Β4.

4.2.4: Σχολιασμός και σύγκριση όλων των σεναρίων

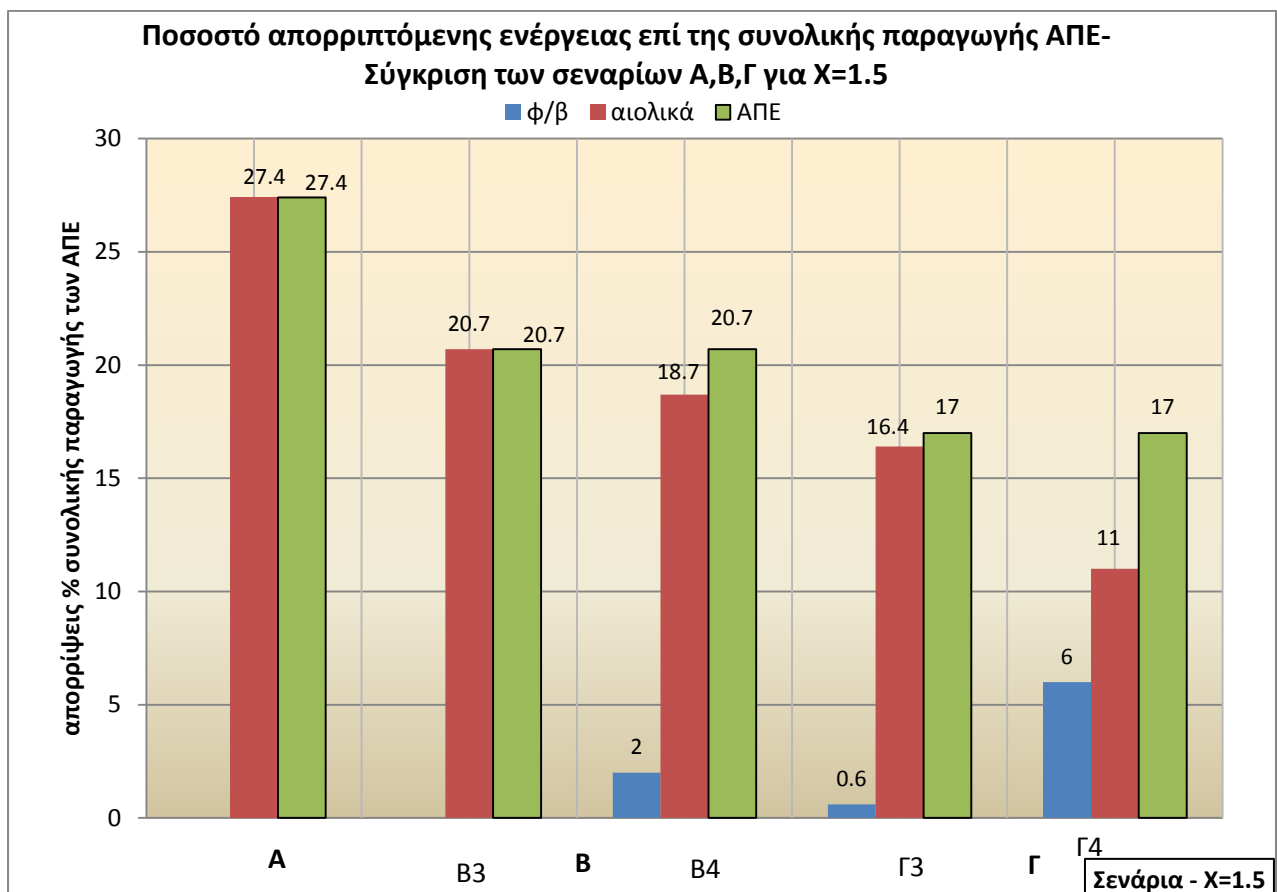
Παρακάτω παρατίθενται τα συγκριτικά διαγράμματα για τα 3 παραπάνω εξεταζόμενα σενάρια και το ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας των ΑΠΕ επί τη συνολική παραγωγή τους, για $X=1$ και $X=1.5$.



Σχήμα 4.26: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση των σεναρίων Α,Β και Γ για $X=1$ ως προς το ποσοστό απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους

Σχολιάζοντας το σχήμα 4.26 προκύπτει η εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων. Σχετικά με το ποσοστό των απορρίψεων από τα Φ/Β, διαπιστώνεται ότι για την περίπτωση B1 είναι μηδενικό όπως και στην περίπτωση Γ1 (σχεδόν μηδενικό-0.004%). Παράλληλα, στην περίπτωση Γ2 έχουμε μεγαλύτερο ποσοστό απορρίψεων από τα Φ/Β από την περίπτωση B2 (1.6% έναντι 0.6% στην περίπτωση B2). Αυτό είναι λογικό καθώς στην περίπτωση Γ2 Φ/Β εγκαθίστανται στο δίκτυο με μεγαλύτερη αναλογία (40% έναντι 20%), γεγονός που σημαίνει ότι λιγότερη ισχύς μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο εφόσον η ζήτηση παραμένει η ίδια. Όσον αφορά στο ποσοστό απορρίψεων από τα αιολικά παρατηρείται ότι αυτό μειώνεται για τα τρία αυτά σενάρια και τις περιπτώσεις τους. Το ποσοστό της εγκατεστημένης τους ισχύος

σε σχέση με το μέσο φορτίο μειώνεται από το σενάριο Α στο Β και στο Γ (100%-80%-60%), ενώ παρουσιάζουν μικρότερες απορρίψεις για ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο, όπως αναλύθηκε και στα σχήματα 4.10 και 4.21. Στο σημείο αυτό, πρέπει να τονιστεί το γεγονός ότι οι απορρίψεις των αιολικών μειώνονται, όμως και πάλι είναι αρκετά περισσότερες από εκείνες των Φ/Β. Αυτό συμβαίνει γιατί τα αιολικά μπορούν να παράγουν και τις βραδινές ώρες, σε αντίθεση με τα Φ/Β. Όμως τις βραδινές ώρες το φορτίο του συστήματος είναι χαμηλότερο και άρα απορρίπτεται μεγαλύτερο ποσό ενέργειας. Συγκρίνοντας τις συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ για τα σενάρια Α, Β και Γ παρατηρείται ότι το ποσοστό αυτών επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ καθορίζεται ουσιαστικά από το ύψος των απορρίψεων από τα Φ/Β, εφόσον το ποσοστό των αιολικών παρουσιάζει πτωτική τάση. Είναι μεγαλύτερο για το σενάριο Α (11.4% της συνολικής παραγωγής) και άρα το σενάριο Α (ένταξη μόνο αιολικών στο δίκτυο) αποτελεί το χειρότερο σενάριο. Παράλληλα, διαπιστώνεται ότι το σενάριο Γ (ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος) παρουσιάζει το μικρότερο ποσοστό συνολικών απορρίψεων από ΑΠΕ (4.4%) και άρα αποτελεί το βέλτιστο σενάριο. Η διαφορά στα ποσοστά τους ανέρχεται στο 7%.



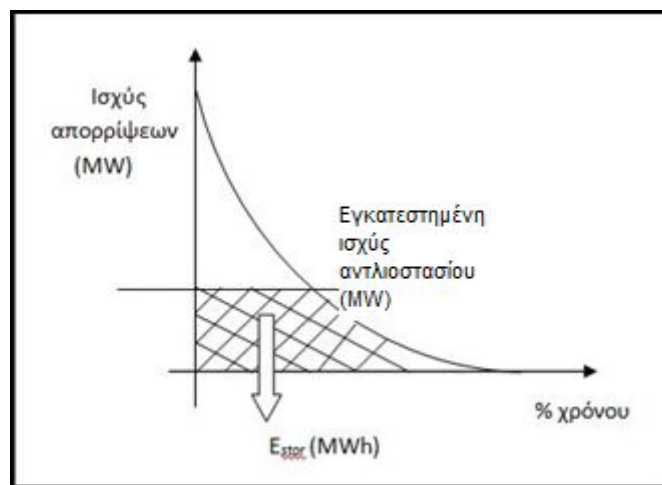
Σχήμα 4.27: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση των σεναρίων Α,Β και Γ για Χ=1.5 ως προς το ποσοστό απορρίψεων από τις ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής τους

Σχολιάζοντας το σχήμα 4.27 προκύπτει η εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων και για την περίπτωση $X=1.5$. Σχετικά με το ποσοστό των απορρίψεων από τα Φ/Β, διαπιστώνεται ότι για την περίπτωση B3 είναι μηδενικό ενώ στην περίπτωση Γ3 παρουσιάζει μία αρκετά μικρή τιμή (0.6%). Το ίδιο συμβαίνει και για τις περιπτώσεις B4 και Γ4, όπου οι απορρίψεις από τα Φ/Β αυξάνονται στην περίπτωση Γ4 (6% έναντι 2% στην B4). Αυτό είναι λογικό καθώς στην περίπτωση Γ2 Φ/Β εγκαθίστανται στο δίκτυο με μεγαλύτερη αναλογία (40% έναντι 20%), γεγονός που σημαίνει ότι λιγότερη ισχύς μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο εφόσον η ζήτηση παραμένει η ίδια. Όσον αφορά στο ποσοστό απορρίψεων από τα αιολικά παρατηρείται ότι αυτό μειώνεται για τα τρία αυτά σενάρια και τις περιπτώσεις τους, όπως και στο σχήμα 4.26. Το ποσοστό της εγκατεστημένης τους ισχύος σε σχέση με το μέσο φορτίο μειώνεται και πάλι από το σενάριο Α στο Β σε ποσοστό 80% και στο Γ σε ποσοστό 75%, ενώ παρουσιάζουν μικρότερες απορρίψεις για ταυτόχρονη ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο, όπως αναλύθηκε και στα σχήματα 4.10 και 4.21. Συγκρίνοντας τις συνολικές απορρίψεις από τις ΑΠΕ για τα σενάρια Α, Β και Γ παρατηρείται ότι το ποσοστό αυτών επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ καθορίζεται ουσιαστικά από το ύψος των απορρίψεων από τα Φ/Β, εφόσον το ποσοστό των αιολικών παρουσιάζει πτωτική τάση. Είναι μεγαλύτερο για το σενάριο Α (27.4% της συνολικής παραγωγής) και άρα το σενάριο Α αποτελεί το χειρότερο σενάριο. Παράλληλα, διαπιστώνεται ότι το σενάριο Γ (ένταξη αιολικών και Φ/Β στο δίκτυο για αναλογία 6:4 εγκατεστημένης ισχύος) παρουσιάζει το μικρότερο ποσοστό συνολικών απορρίψεων από ΑΠΕ (17%) και άρα αποτελεί το βέλτιστο σενάριο. Η διαφορά στα ποσοστά τους ανέρχεται στο 10.4%.

Είναι προφανές, ότι τα ποσοστά των συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ παρουσιάζουν μεγαλύτερες τιμές για την περίπτωση όπου $X=1.5$, εφόσον η συνολική εγκατεστημένη ισχύς τους αποτελεί μεγαλύτερο ποσοστό του μέσου φορτίου, ενώ η ζήτηση παραμένει ίδια. Τελικά, παρατηρείται ότι ο τρόπος ένταξης των Φ/Β στο δίκτυο, είτε με προτεραιότητα, είτε με ταυτόχρονη ένταξη αυτών με τα αιολικά, δεν παίζει κάποιο σημαντικό ρόλο ως προς τις συνολικές απορρίψεις. Καθοριστικό ρόλο παίζει η αναλογία εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και Φ/Β, ενώ μη ευνοϊκή προβλέπεται η λύση ένταξης μόνο αιολικών στο δίκτυο, καθώς στο σενάριο αυτό οι απορρίψεις δεν κατανέμονται ομοιόμορφα. Κύριο παράγοντα στο γεγονός αυτό αποτελεί η συνεχής παραγωγή των αιολικών και τις ώρες χαμηλού φορτίου (βραδινές ώρες), όπως αναφέρθηκε και παραπάνω.

4.3 ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ

Γενικά για όλα τα σενάρια: Όπως προαναφέρθηκε και στην εισαγωγή του κεφαλαίου (παράγραφος 4.1), στο σημείο αυτό της παρούσας εργασίας θα εξεταστεί ποιες μονάδες αντλησιοταμίευσης είναι τεchnοοικονομικά συμφέρουσες για την αποθήκευση της απορριπτόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ. Η αξιολόγηση αυτή γίνεται έχοντας ως βασικό δεδομένο την καμπύλη διάρκειας των συνολικών απορρίψεων για κάθε ένα από τα παραπάνω εξεταζόμενα σενάρια. Το σχήμα που ακολουθεί (εικόνα 4.1) αναπαριστά την έννοια της ενέργειας προς αποθήκευση.

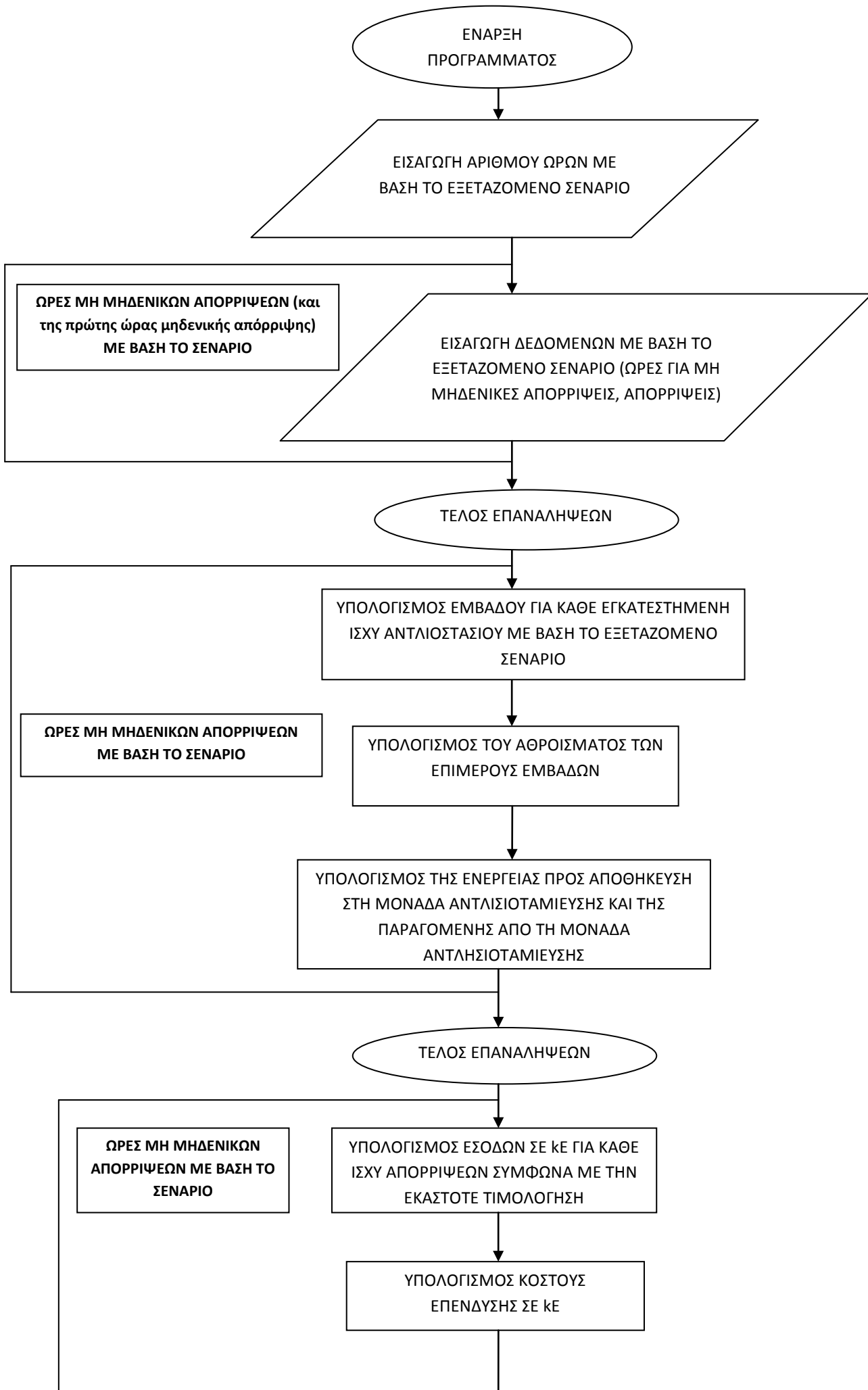


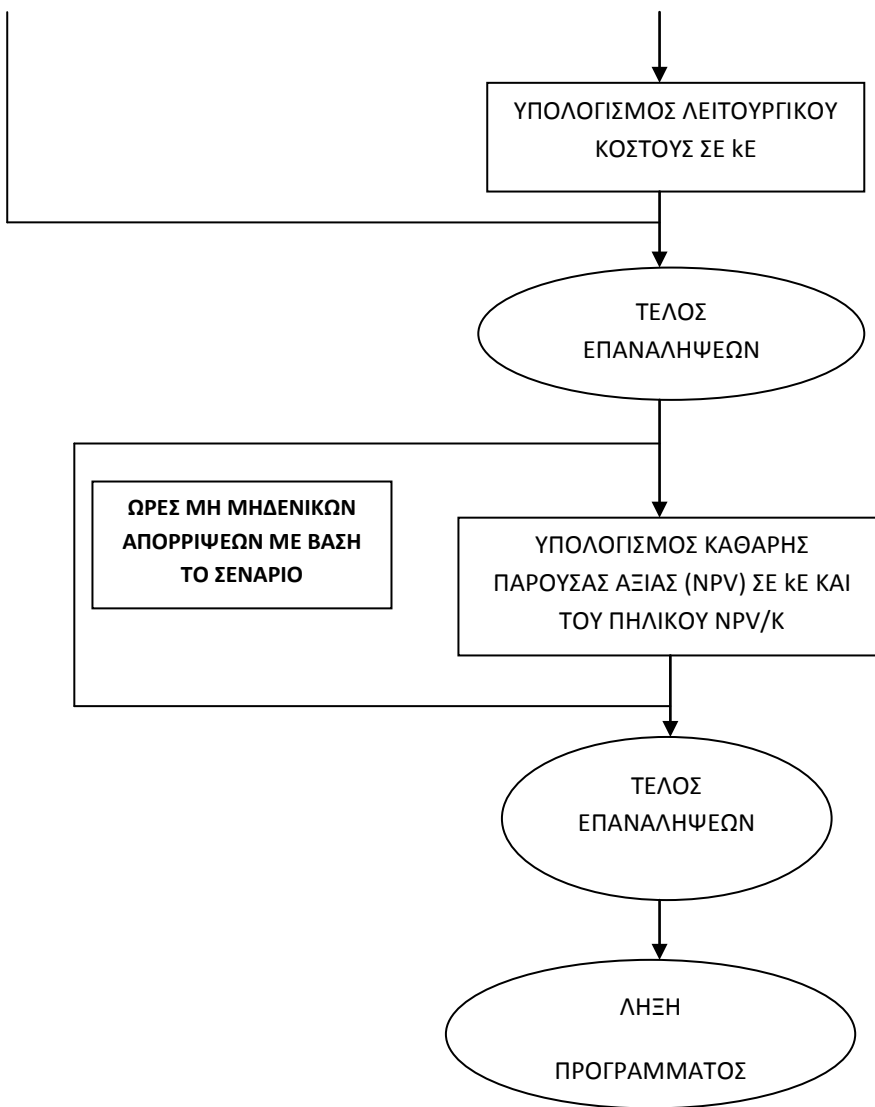
Εικόνα 4.1: Ενέργεια προς αποθήκευση

Το διαγραμμισμένο τμήμα του διαγράμματος στην εικόνα 4.1 παριστάνει την προς αποθήκευση απορριπτόμενη ενέργεια (E_{stor}). Ουσιαστικά, πρόκειται για ένα εμβαδόν, το οποίο περικλείεται κάτω από την ευθεία που ορίζει η επιλεγόμενη κάθε φορά ισχύς της μονάδας αντλησιοταμίευσης.

Με βάση το γεγονός ότι οι συνολικές απορρίψεις στις περιπτώσεις Β1-Β2 και Β3-Β4 και στις περιπτώσεις Γ1-Γ2 και Γ3-Γ4, αντίστοιχα, είναι ίδιες η παρακάτω αξιολόγηση πραγματοποιείται για μόνο για το σενάριο Α, και τις περιπτώσεις Β1, Β3 και Γ1, Γ3.

Για την πραγματοποίηση της αξιολόγησης αυτής καταστρώθηκε ένας δεύτερος υπολογιστικός κώδικας που έχει ως βασικό στόχο τον υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας (NPV) και του λόγου καθαρής παρούσα αξία προς κόστος επένδυσης (NPV/Κ) των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας των απορρίψεων από τις ΑΠΕ (μονάδα αντλησιοταμίευσης) για κάθε μη μηδενική ισχύ απορρίψεων. Παρακάτω παρουσιάζεται το λογικό διάγραμμα του 2^{ου} αυτού αλγορίθμου (σχήμα 4.28).





Σχήμα 4.28: Λογικό διάγραμμα 2^{ου} υπολογιστικού κώδικα

Από τα δεδομένα της καμπύλης των απορρίψεων, για κάθε ένα από τα παραπάνω σενάρια, δημιουργείται ένα αρχείο .ΤΧΤ., το οποίο περιλαμβάνει την χρονοσειρά των μη-μηδενικών απορρίψεων (συμπεριλαμβανομένης και της πρώτης μηδενικής απόρριψης). Ο 2^{ος} υπολογιστικός κώδικας που καταστρώθηκε, όπως παρουσιάζεται και στο σχήμα 4.28, «διαβάζει» τα δεδομένα αυτά των αρχείων .ΤΧΤ. Στη συνέχεια υπολογίζεται το εμβαδόν που περικλείεται κάτω από την ευθεία που ορίζει η εγκατεστημένη ισχύς του αντλιοστασίου, για κάθε μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων. Έτσι, μέσω αριθμητικής ολοκλήρωσης, υπολογίζουμε το εμβαδόν για όλη της καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων. Έτσι υπολογίζεται η ενέργεια προς αποθήκευση (E_{stor}).

Η ενέργεια που τελικά παράγεται στη μονάδα αντλησιοταμίευσης (E_{prod}) αποτελεί το 70% της απορριπτόμενης προς αποθήκευση ενέργειας. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο ότι σε έναν πλήρη κύκλο, λόγω των βαθμών απόδοσης των αντλιών και των υδροστροβίλων αλλά και των τριβών διαμέσου των σωληνώσεων, από την αρχική απορριπτόμενη προς αποθήκευση ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας παίρνουμε πίσω μόνο ένα μέρος αυτής, μέσω της παραγωγής του υδροστροβίλου, το οποίο είναι της τάξης του 65-80%. Το ποσοστό αυτό εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας, την επιλογή του εξοπλισμού της κλπ. Έτσι, στην

μελέτη αυτή θεωρείται ότι παίρνουμε πίσω το 70% της διατιθέμενης ενέργειας προς αποθήκευση. **[10]**

Η οικονομική αξιολόγηση που έπεται, βασίζεται στην εξής διαδικασία: Αρχικά υπολογίζονται τα έσοδα από την επένδυση (σε κ€), σύμφωνα με τη σχέση 4.1:

$$B_{net} = (E_{prod} \cdot t_{sell} - E_{stor} \cdot t_{buy}) / 1000 \quad (4.1)$$

, όπου t_{sell} και t_{buy} είναι οι τιμές πώλησης και αγοράς (€/MWh) αντίστοιχα.

Κατά την εκτέλεση του προγράμματος δοκιμάζονται 3 διαφορετικές τιμές πώλησης και αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας (150-30/125-45/100-50 €/MWh) για καλύτερη σύγκριση των αποτελεσμάτων. Οι περιπτώσεις τιμολόγησης επελέχθησαν με το βασικό δεδομένο ότι τόσο ο αγοραστής ενέργειας όσο και ο πωλητής πρέπει να έχουν όφελος. Η τιμή πώλησης της αιολικής παραγωγής κυμαίνεται σήμερα στα 90-100 €/MWh. **[6]** Αυτή πωλείται στους σταθμούς αποθήκευσης περίπου στη μισή τιμή, δηλαδή στα 30-50 €/MWh. Η βασική διαφορά ανάμεσα στην τιμή πώλησης και αγοράς ανταποκρίνεται στις απώλειες ενέργειας που υπάρχουν κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε έναν ΥΗΣ και στο γεγονός ότι η παραγωγή του υδροστροβίλου είναι κατά πολύ ανώτερη, εφόσον είναι ελεγχόμενη και σταθερή και μπορεί να παρέχει εφεδρεία όλων των τύπων. Επομένως, η τιμή πώλησης της ενέργειας από τον υδροστροβίλο είναι μεγαλύτερη και κυμαίνεται από 100-150 €/MWh. Στη συνέχεια με βάση το κόστος της επένδυσης K ($K=1$ κ€/KW) υπολογίζεται το λειτουργικό κόστος C (σε κ€) σύμφωνα με τη σχέση 4.2. Το κόστος της επένδυσης εξαρτάται από την υπάρχουσα υποδομή, αν υπάρχουν δηλαδή ένας ή δύο ταμιευτήρες ή εάν υπάρχουν ήδη υδροστροβίλοι κλπ. Η τιμή του κυμαίνεται από 500-1500 €/KW αντλητικής ισχύος και άρα εδώ, παίρνουμε την ενδιάμεση τιμή των 1000 €/KW = 1 κ€/KW αντλητικής ισχύος.

$$C = K \cdot N_{st} \cdot 2\% + B_{net} \cdot 3\% \quad (4.2)$$

, όπου N_{st} είναι η εγκατεστημένη ισχύς του αντλιοστασίου σε MW.

Η καθαρή παρούσα αξία (NPV) υπολογίζεται σε κ€ για διάρκεια 25 έτη και για προεξοφλητικό επιτόκιο 8%, χωρίς πληθωρισμό και για διάρκεια κατασκευής 2 έτη, σύμφωνα με τη σχέση 4.3:

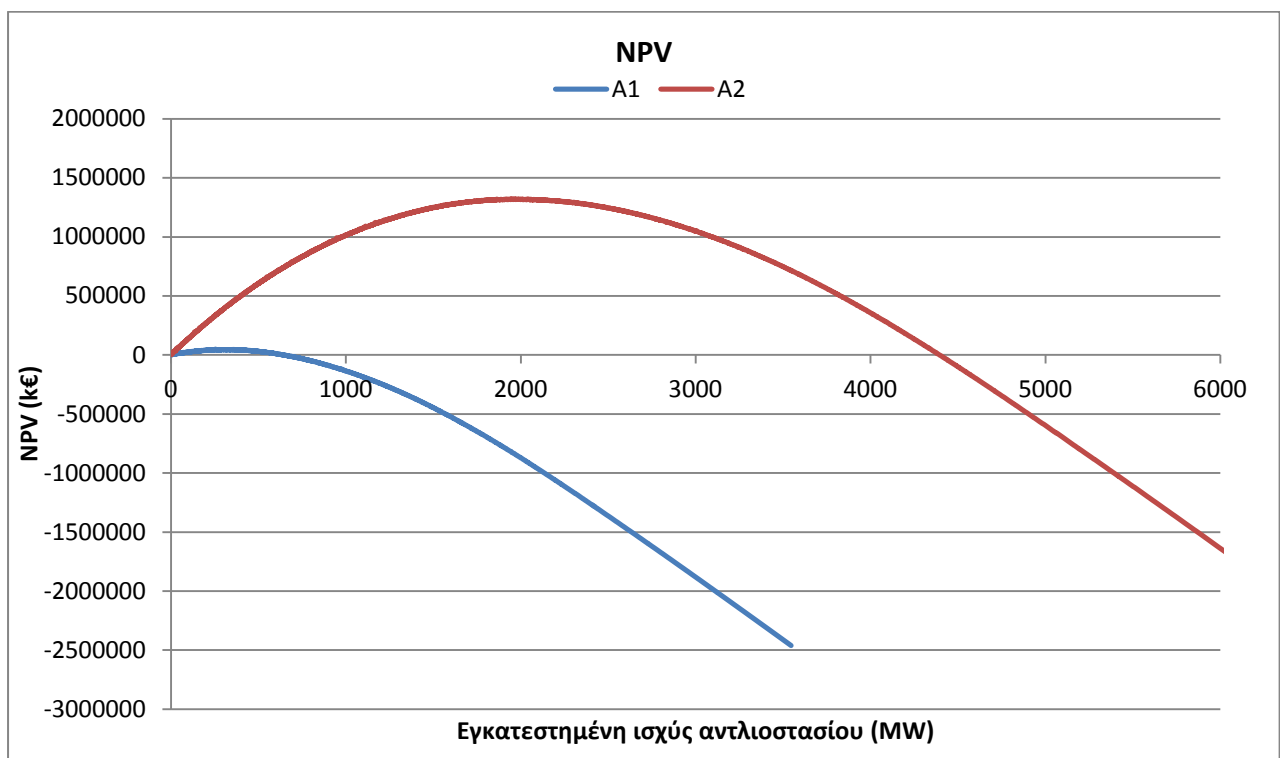
$$NPV = \sum_{j=3}^{25} \frac{B_{net} - C}{(1+0.08)^j} - \sum_{j=1}^2 \frac{K/2}{(1+0.08)^j} \quad (4.3)$$

Για να είναι τεχνοοικονομικά αποδεκτή η επένδυση θα πρέπει να ισχύει: **NPV > 0** και **NPV/K ≥ 0.1**. Το όριο αυτό το θέτουμε καθώς επιθυμούμε η επένδυση να μην είναι μόνο οικονομικά βιώσιμη έχοντας θετική NPV αλλά και τεχνικά βιώσιμη και συμφέρουσα, δηλαδή να υπάρχει μια καλή αναλογία οφέλους και κόστους επένδυσης.

4.3.1: Σενάριο A:

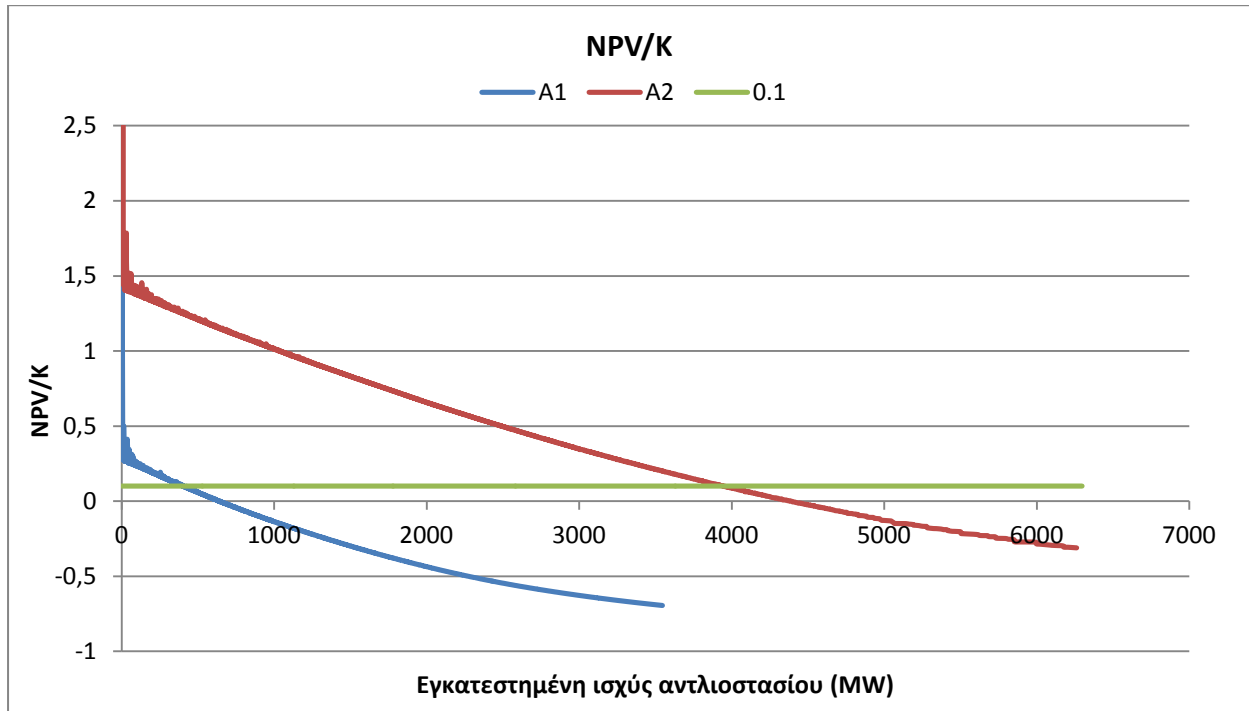
Στο σενάριο αυτό, σύμφωνα με το σχήμα 4.2, όπου ελέγχονται μαζί οι περιπτώσεις A1 και A2, μη-μηδενικές απορρίψεις έχουμε για τις πρώτες 2081 ώρες, δηλ. για το 23.7% του χρόνου, στην περίπτωση A1. Αντίστοιχα, στην περίπτωση A2 μη-μηδενικές απορρίψεις έχουμε για τις πρώτες 3830 ώρες, δηλ. για το 43.6% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 4.29-4.32) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου συγκριτικά και για τις δύο περιπτώσεις, ανάλογα με την εκάστοτε τιμολόγηση.

1. $t_{\text{sell}}=150 \text{ €/MWh}$ και $t_{\text{buy}}=30 \text{ €/MWh}$:



Σχήμα 4.29: Διάγραμμα NPV (τιμολόγηση 1)-σενάριο A

Η μορφή του διαγράμματος NPV πρέπει να είναι μια καμπύλη που παρουσιάζει μέγιστο σε ένα σημείο και στην συνέχεια μειώνονται οι τιμές της. Αυτό είναι λογικό καθώς για κάποια εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου παρουσιάζεται το μέγιστο όφελος, ανάλογα και με την εκάστοτε τιμολόγηση κάθε φορά. Από το σημείο αυτό και μετά και όσο αυξάνεται η αντλητική ισχύς δεν προκύπτει όφελος για την επένδυση.

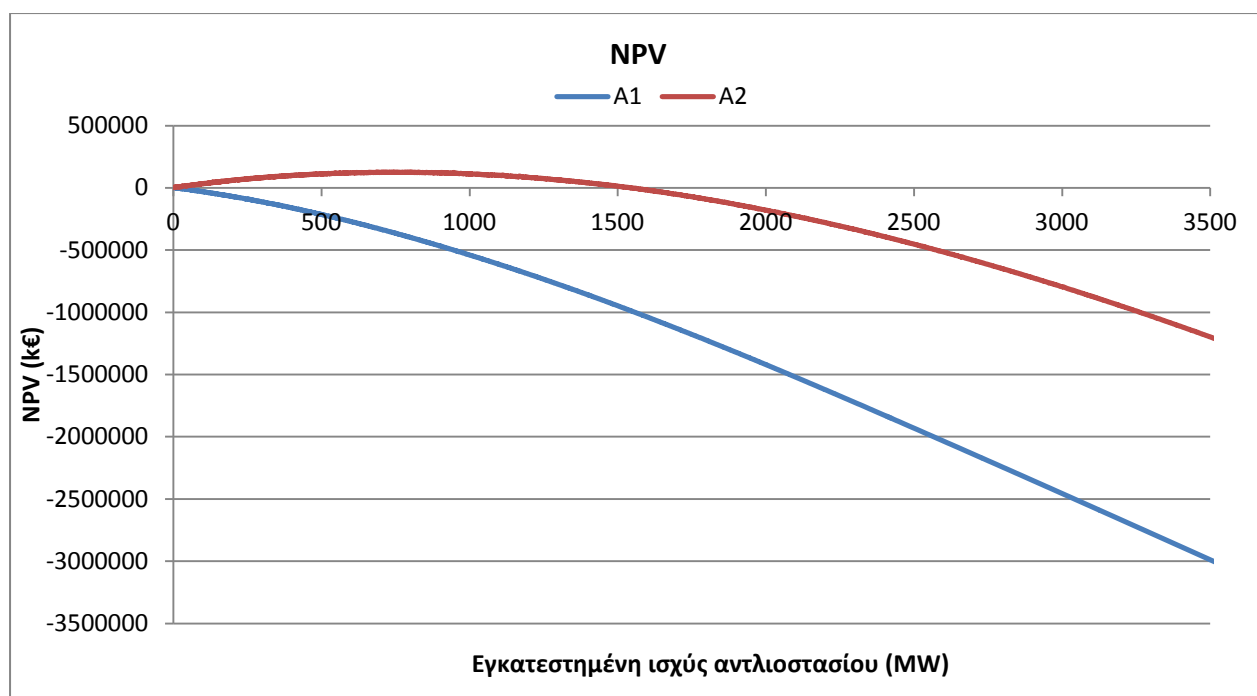


Σχήμα 4.30: Διάγραμμα NPV/K (τιμολόγηση 1)-σενάριο A

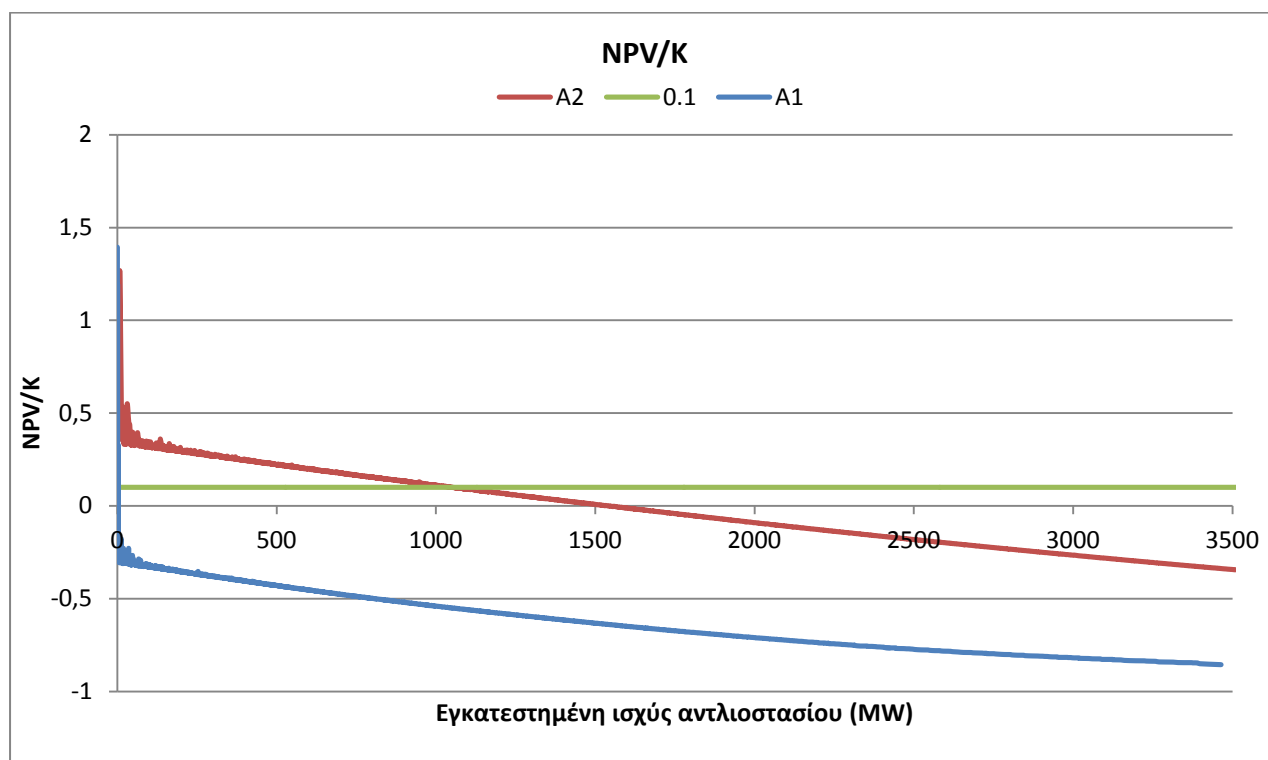
Η μορφή του διαγράμματος NPV/K πρέπει να είναι φθίνουσα εφόσον είναι λογικό πως όσο αυξάνεται η απορριπτόμενη ενέργεια και άρα και η αντλητική ισχύς, αυξάνεται και το κόστος επένδυσης. Έτσι, ο λόγος NPV/K μειώνεται όσο προχωράμε σε πιο μεγάλες τιμές εγκατεστημένης ισχύος αντλιοστασίου.

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.29 και 4.30 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την συγκεκριμένη τιμολόγηση και για την περίπτωση A1 αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη για ισχύ μονάδας αντλησιοταμίευσης $\cong 500$ MW. Το αποτέλεσμα αυτό θεωρείται λογικό καθώς όσο αυξάνεται η ισχύς της μονάδας αυξάνει και το κόστος επένδυσης K και άρα ο λόγος NPV/K γίνεται μικρότερος. Αντίστοιχα, για την περίπτωση A2 συμπεραίνουμε ότι για το σενάριο αυτό της «ευνοϊκότερης» τιμολόγησης η επένδυση αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη για ισχύ μονάδας αντλησιοταμίευσης $\cong 3900$ MW, ισχύς πολύ μεγαλύτερη της περίπτωσης A1. Τώρα, προκύπτουν αρκετά περισσότερες απορρίψεις και η καλύτερη αναλογία αγοράς προς πώλησης της απορριπτόμενης ενέργειας προς αποθήκευση οδηγεί σε μεγαλύτερη NPV.

2. $t_{\text{sell}}=125 \text{ €/MWh}$ και $t_{\text{buy}}=45 \text{ €/MWh}$:



Σχήμα 4.31: Διάγραμμα NPV (τιμολόγηση 2)-σενάριο A



Σχήμα 4.32: Διάγραμμα NPV/K (τιμολόγηση 2)-σενάριο A

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.31 και 4.32 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση μας σε μια μονάδα αντλιοσταμείωσης για την συγκεκριμένη τιμολόγηση και για την περίπτωση A1 δεν είναι τεχνοοικονομικά συμφέρουσα για κάποια εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου εφόσον η NPV

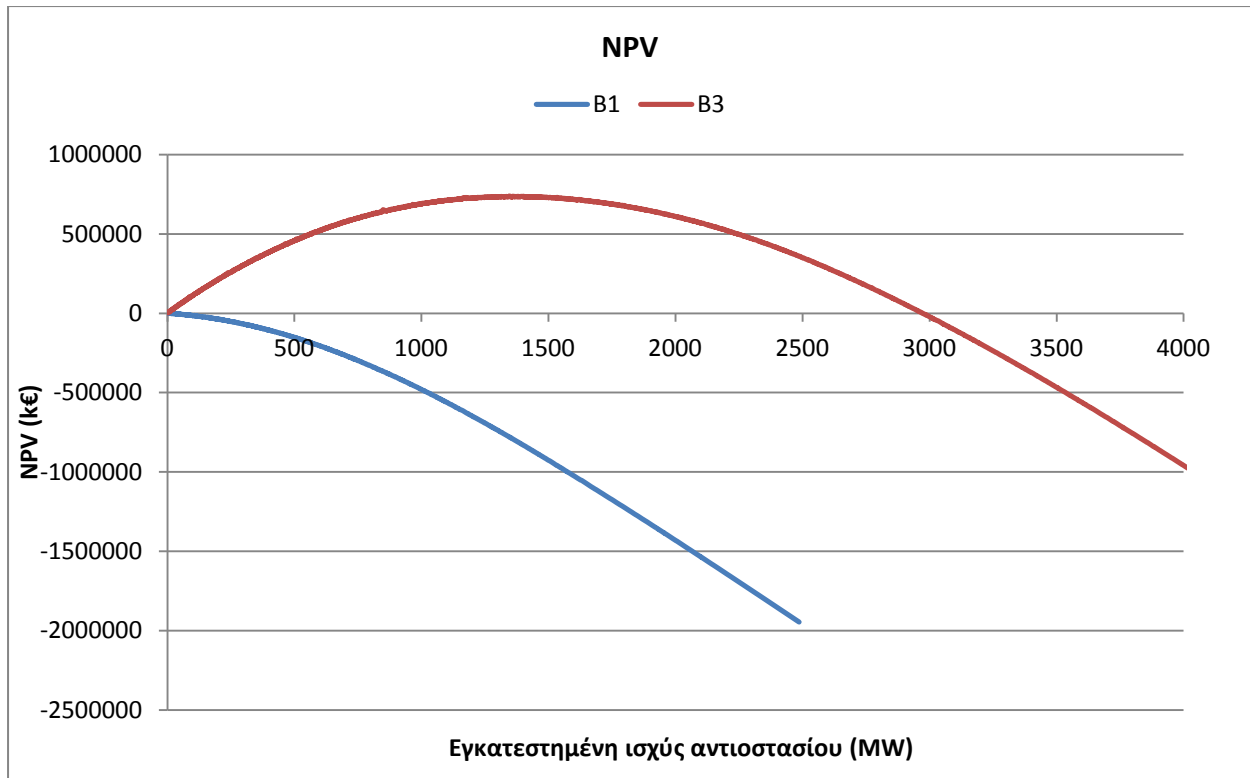
είναι αρνητική για κάθε ισχύ και ο λόγος NPV/K δεν προκύπτει 0.1 για κάποια ισχύ. Το αποτέλεσμα αυτό θεωρείται λογικό καθώς με βάση τη δεύτερη αυτή περίπτωση τιμολόγησης η τιμή αγοράς της ενέργειας προς αποθήκευση αυξάνεται, ενώ αντίστοιχα η τιμή πώλησης μειώνεται. Όμως, για την περίπτωση A2 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την συγκεκριμένη τιμολόγηση αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 1000$ MW. Η τιμή αυτή της ισχύος και άρα η NPV προκύπτει μικρότερη σε σχέση με την αντίστοιχη για την πρώτη τιμολόγηση, καθώς τώρα έχουμε μεγαλύτερη τιμή αγοράς και μικρότερη τιμή πώλησης της ενέργειας.

Η περίπτωση της τρίτης τιμολόγησης (100 €/MWh-50 €/MWh) για την περίπτωση A1 δεν εξετάζεται καθώς όπως προέκυψε η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης, η οποία είναι «ευνοϊκότερη» από την τρίτη, δεν είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη. Αντίστοιχα, για την περίπτωση A2 και για την τιμολόγηση αυτή η μορφή της NPV και του λόγου NPV/K είναι ίδια με αυτή των σχημάτων 4.31 και 4.32 της περίπτωσης A1. Επομένως ούτε για την περίπτωση A2 προκύπτει τεχνοοικονομικά βιώσιμη επένδυση.

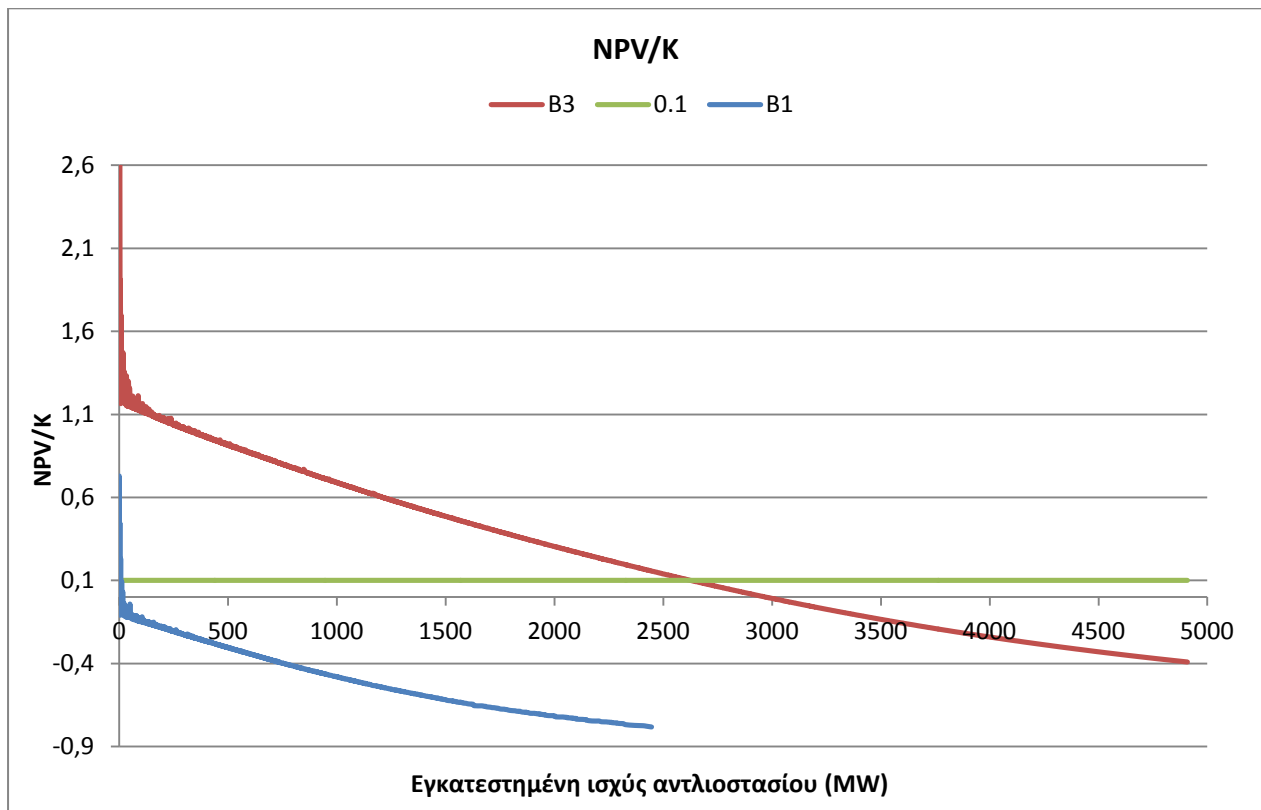
4.3.2: Σενάριο B:

Στο σενάριο αυτό, όπως αναφέρθηκε και στην αρχή της παραγράφου 4.3 του παρόντος κεφαλαίου, εξετάζουμε μόνο τις περιπτώσεις B1 και B3. Σύμφωνα με το σχήμα 4.5, όπου ελέγχεται η περίπτωση B1, μη-μηδενικές απορρίψεις έχουμε για τις πρώτες 1486 ώρες, δηλ. για το 16.9% του χρόνου. Αντίστοιχα, για την περίπτωση B3 και σύμφωνα με το σχήμα 4.12, μη-μηδενικές απορρίψεις έχουμε για τις πρώτες 3449 ώρες, δηλ. για το 39.3% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 4.33-4.36) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου συγκριτικά και για τις δύο περιπτώσεις, ανάλογα με την εκάστοτε τιμολόγηση.

1. $t_{\text{sell}}=150 \text{ €/MWh}$ και $t_{\text{buy}}=30 \text{ €/MWh}$:



Σχήμα 4.33: Διάγραμμα NPV (τιμολόγηση 1)-σενάριο B

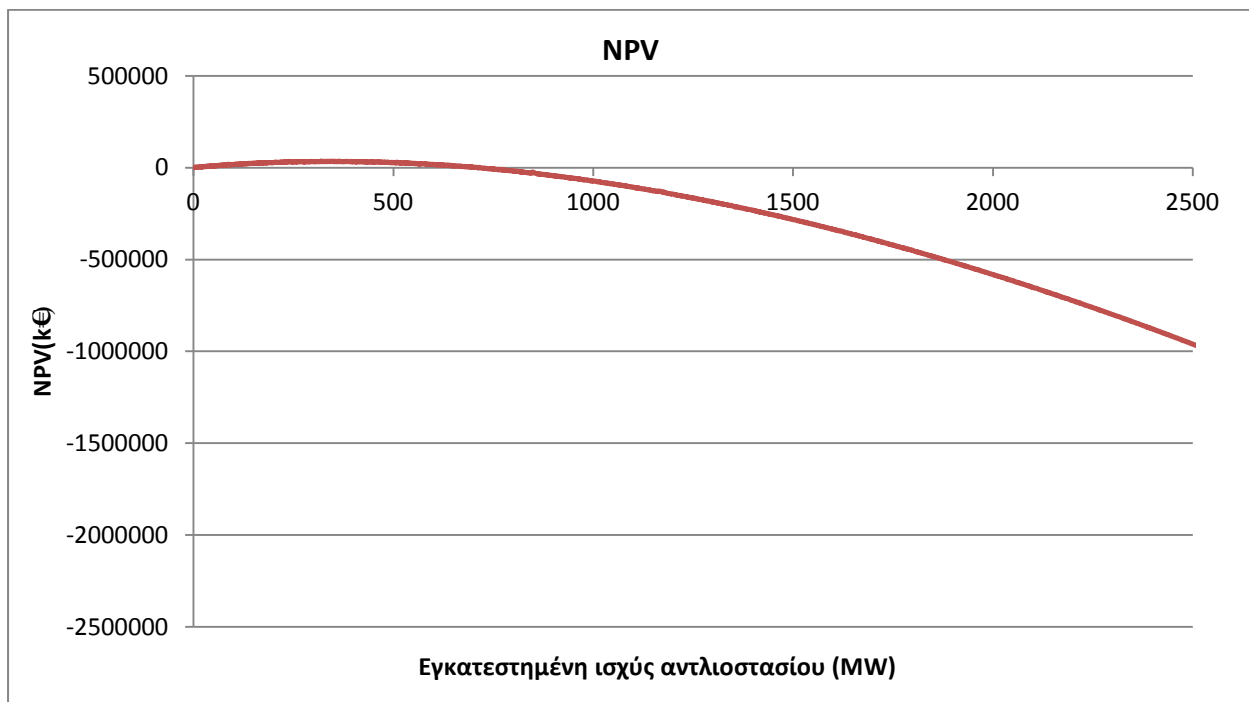


Σχήμα 4.34: Διάγραμμα NPV/K (τιμολόγηση 1)-σενάριο B

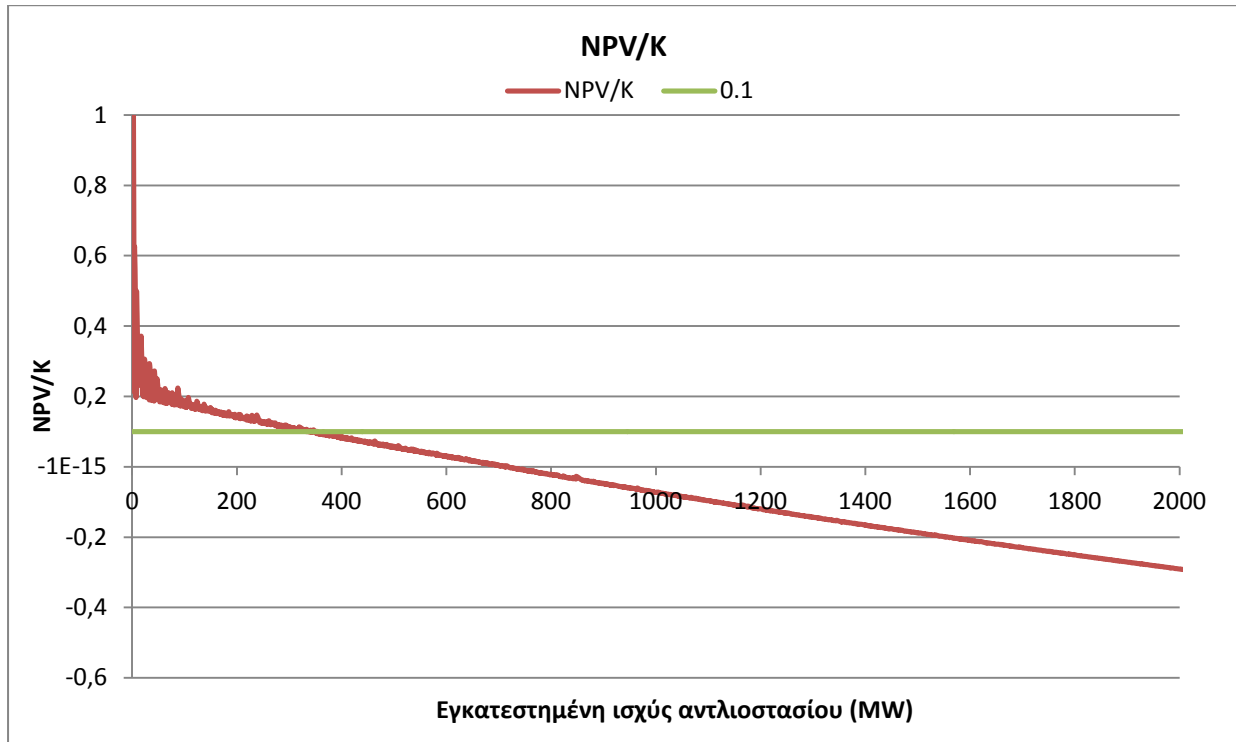
Παρατηρώντας τα σχήματα 4.33 και 4.34 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την συγκεκριμένη τιμολόγηση και για την περίπτωση B1 δεν είναι τεχνοοικονομικά συμφέρουσα για κάποια εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου. Αντίθετα, για την περίπτωση B3 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την συγκεκριμένη τιμολόγηση αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη για ισχύ απορρίψεων \cong 2700 MW. Στην περίπτωση αυτή προκύπτουν αρκετά περισσότερες απορρίψεις από εκείνες στην περίπτωση B1 και η καλύτερη αναλογία αγοράς προς πώλησης της ενέργειας προς αποθήκευση μας οδηγεί σε θετική και μεγάλη NPV.

Η περίπτωση της δεύτερης και τρίτης τιμολόγησης για την περίπτωση B1 δεν εξετάζονται καθώς όπως προέκυψε η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης, η οποία είναι και η «ευνοϊκότερη», δεν είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη.

Για την περίπτωση B3 και για τιμολόγηση: $t_{\text{sell}}=125$ €/MWh και $t_{\text{buy}}=45$ €/MWh, προκύπτει:



Σχήμα 4.35: Διάγραμμα NPV (περίπτωση B3 /τιμολόγηση 2)-σενάριο B



Σχήμα 4.36: Διάγραμμα NPV/K (περίπτωση B3 /τιμολόγηση 2)-σενάριο B

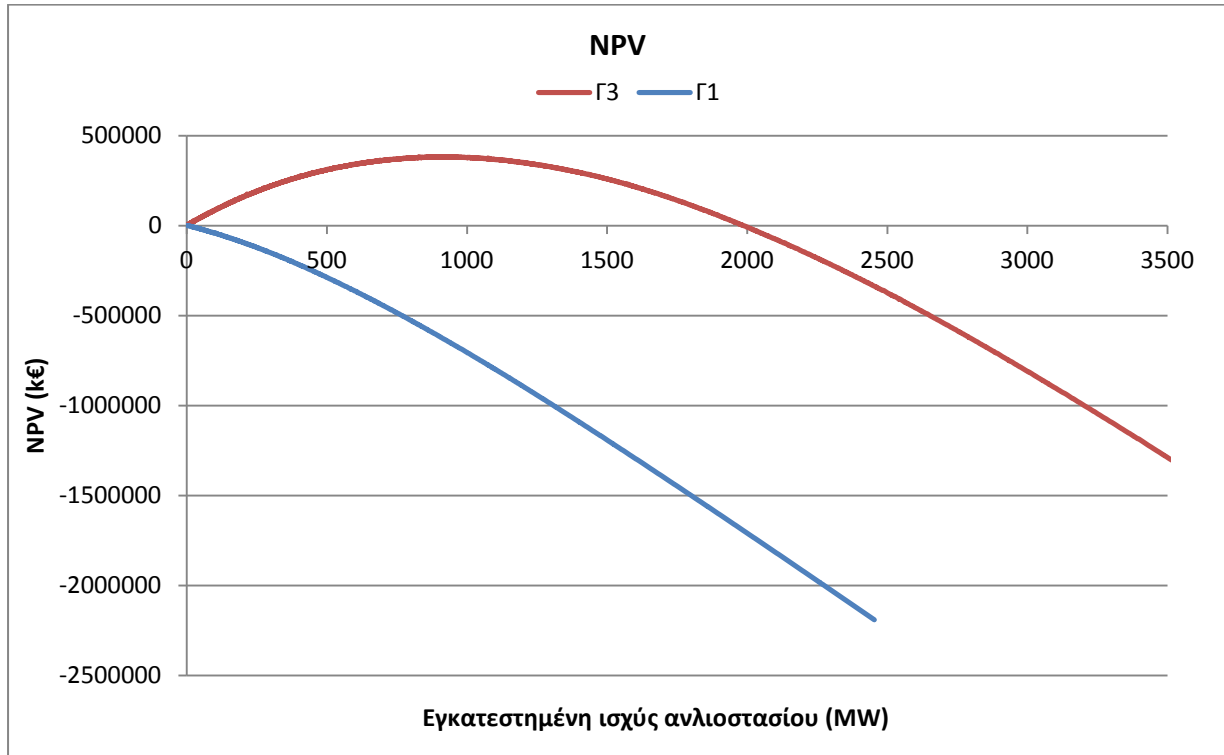
Παρατηρώντας τα σχήματα 4.35 και 4.36 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλιοσταμείου για την συγκεκριμένη τιμολόγηση αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη για ισχύ απορρίψεων $\cong 360$ MW. Η τιμή αυτή της ισχύος και άρα η NPV προκύπτει μικρότερη σε σχέση με την αντίστοιχη για την πρώτη τιμολόγηση, καθώς τώρα έχουμε μεγαλύτερη τιμή αγοράς και μικρότερη τιμή πώλησης της ενέργειας.

Για την τρίτη περίπτωση τιμολόγησης η μορφή των διαγραμμάτων της NPV και του λόγου NPV/K προκύπτει ίδια με αυτή των σχημάτων 4.33 και 4.34 της περίπτωσης B1. Επομένως, η επένδυση δεν είναι τεχνοοικονομικά συμφέρουσα για κάποια εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου.

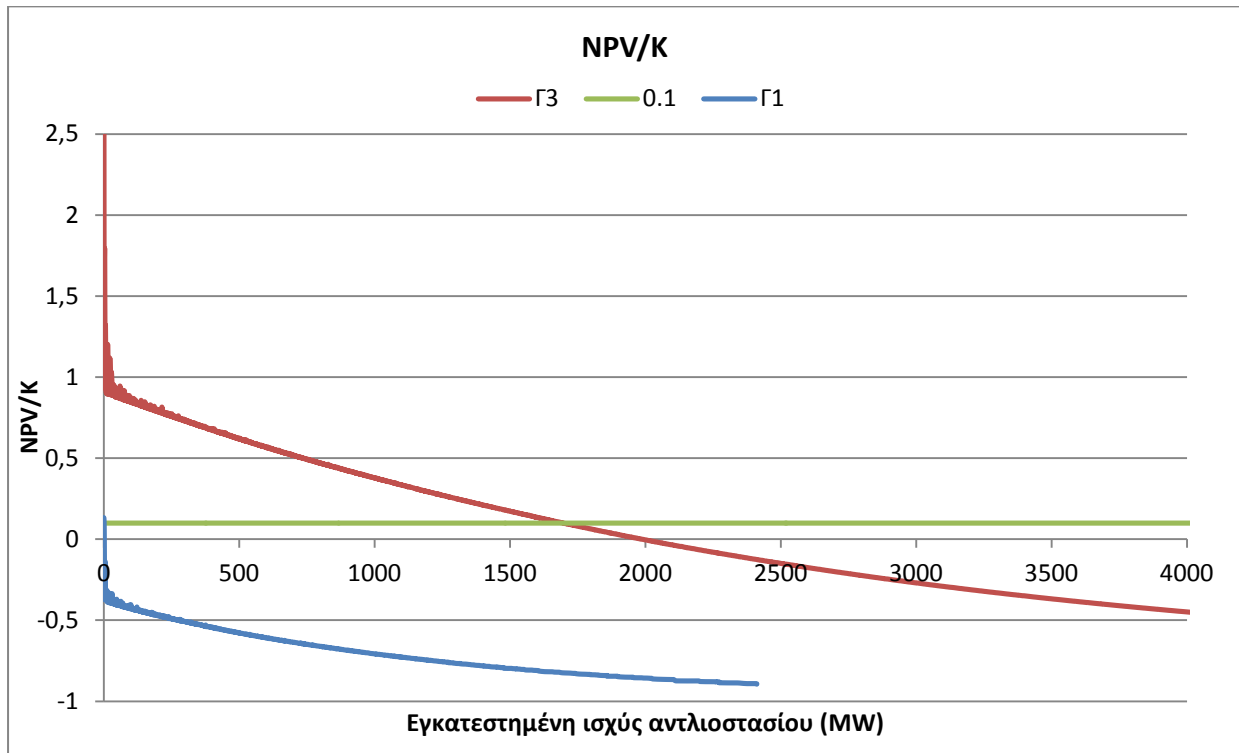
4.3.3: Σενάριο Γ:

Στο σενάριο αυτό, όπως αναφέρθηκε και στην αρχή της παραγράφου 4.3 του παρόντος κεφαλαίου, εξετάζουμε μόνο τις περιπτώσεις Γ1 και Γ3. Σύμφωνα με το σχήμα 4.17, όπου ελέγχεται η περίπτωση Γ1, μη-μηδενικές απορρίψεις έχουμε για τις πρώτες 1061 ώρες, δηλ. για το 12% του χρόνου. Αντίστοιχα, για την περίπτωση Γ3 και σύμφωνα με το σχήμα 4.23, μη-μηδενικές απορρίψεις έχουμε για τις πρώτες 3050 ώρες, δηλ. για το 34.7% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 4.37-4.38) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου συγκριτικά και για τις δύο περιπτώσεις, ανάλογα με την εκάστοτε τιμολόγηση.

1. $t_{\text{sell}}=150 \text{ €/MWh}$ και $t_{\text{buy}}=30 \text{ €/MWh}$:



Σχήμα 4.37: Διάγραμμα NPV (τιμολόγηση 1)-σενάριο Γ



Σχήμα 4.38: Διάγραμμα NPV/K (τιμολόγηση 1)-σενάριο Γ

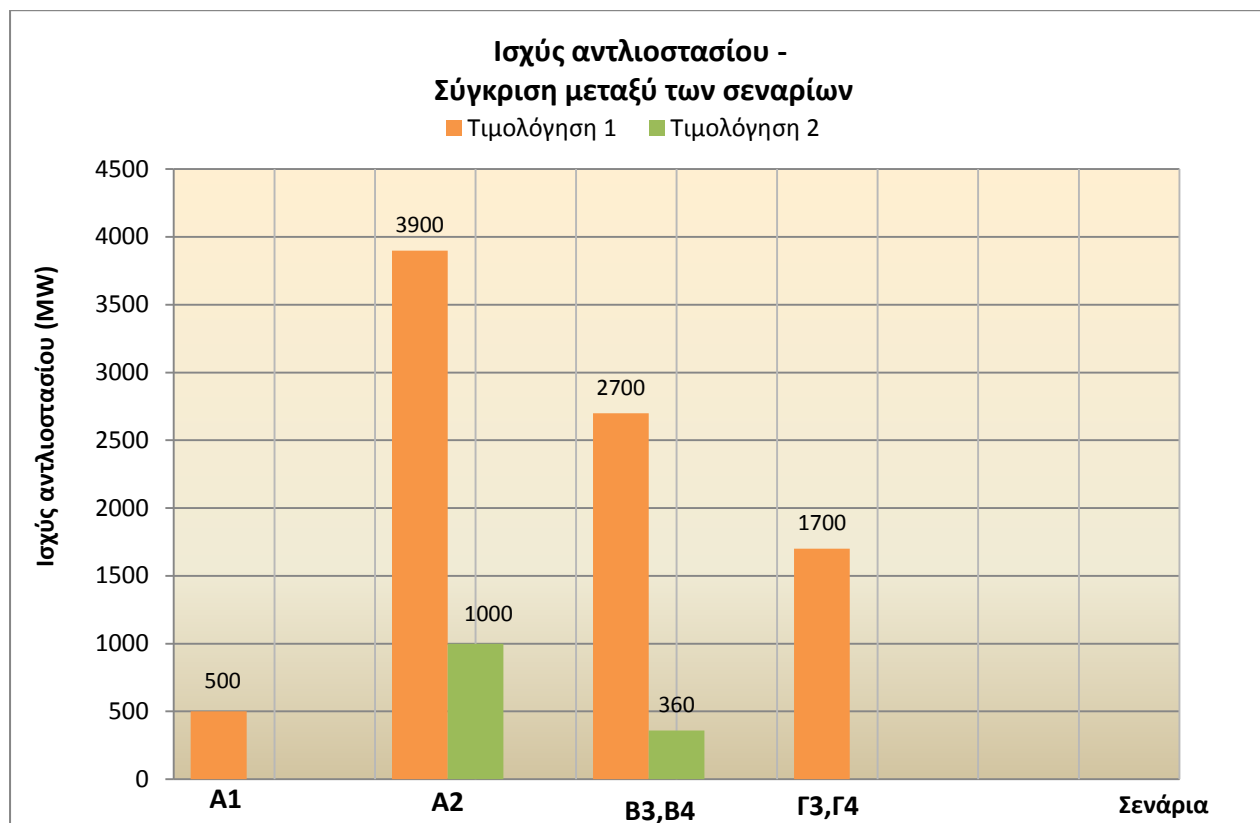
Παρατηρώντας τα σχήματα 4.37 και 4.38 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την συγκεκριμένη τιμολόγηση και για την περίπτωση Γ1 δεν αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη κάποια ισχύ αντλιοστασίου. Αντίθετα, για την περίπτωση Γ3 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη για ισχύ απορρίψεων $\cong 1700$ MW. Στην περίπτωση αυτή προκύπτουν αρκετά περισσότερες απορρίψεις από εκείνες της περίπτωσης Γ1 και η καλύτερη αναλογία αγοράς προς πώλησης της ενέργειας προς αποθήκευση μας οδηγεί σε θετική και μεγάλη NPV.

Η περίπτωση της δεύτερης και τρίτης τιμολόγησης για την περίπτωση Γ1 δεν εξετάζονται καθώς όπως προέκυψε η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης, η οποία είναι και η «ευνοϊκότερη», δεν είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη.

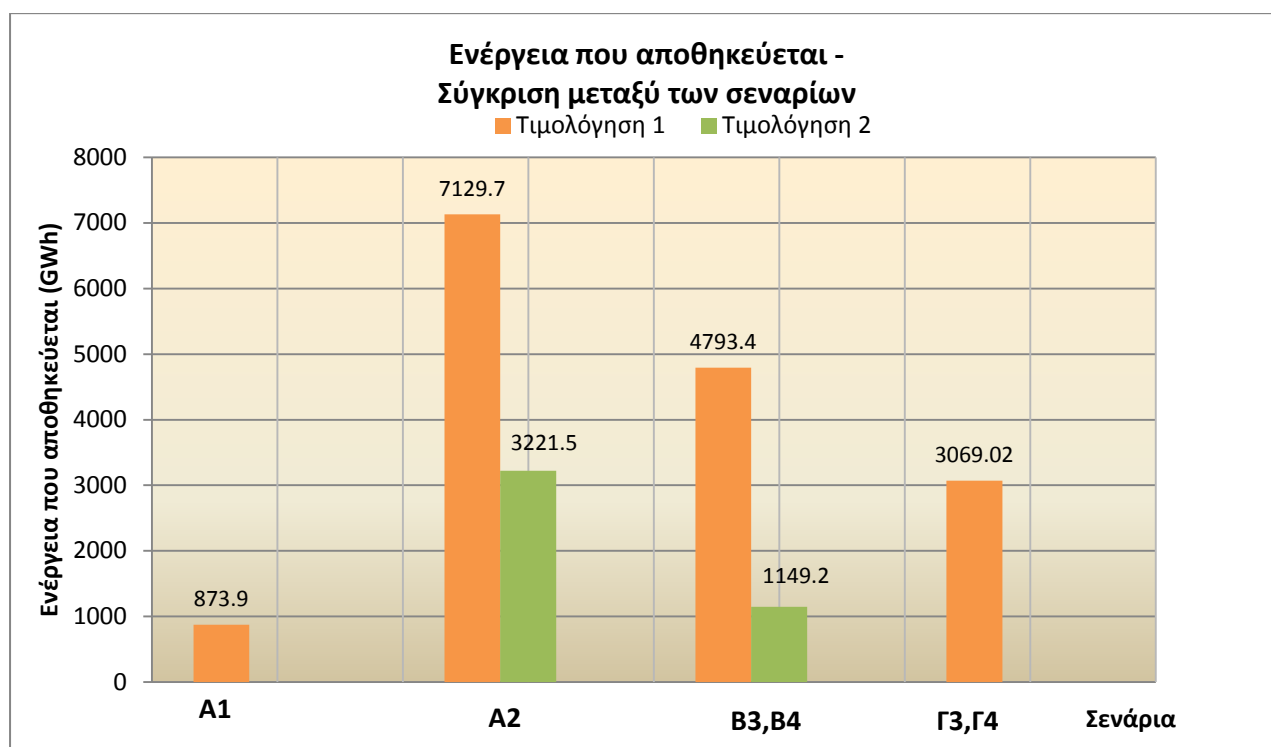
Ομοίως για την περίπτωση Γ3 και για την δεύτερη και τρίτη τιμολόγηση η μορφή των διαγραμμάτων της NPV και του λόγου NPV/K προκύπτει ίδια με αυτή των σχημάτων 4.37 και 4.38 της περίπτωσης Γ1 . Επομένως, η επένδυση δεν είναι τεχνοοικονομικά συμφέρουσα για κάποια εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου.

4.3.4: Σχολιασμός και σύγκριση των σεναρίων ως προς την τεχνοοικονομική τους αξιολόγηση

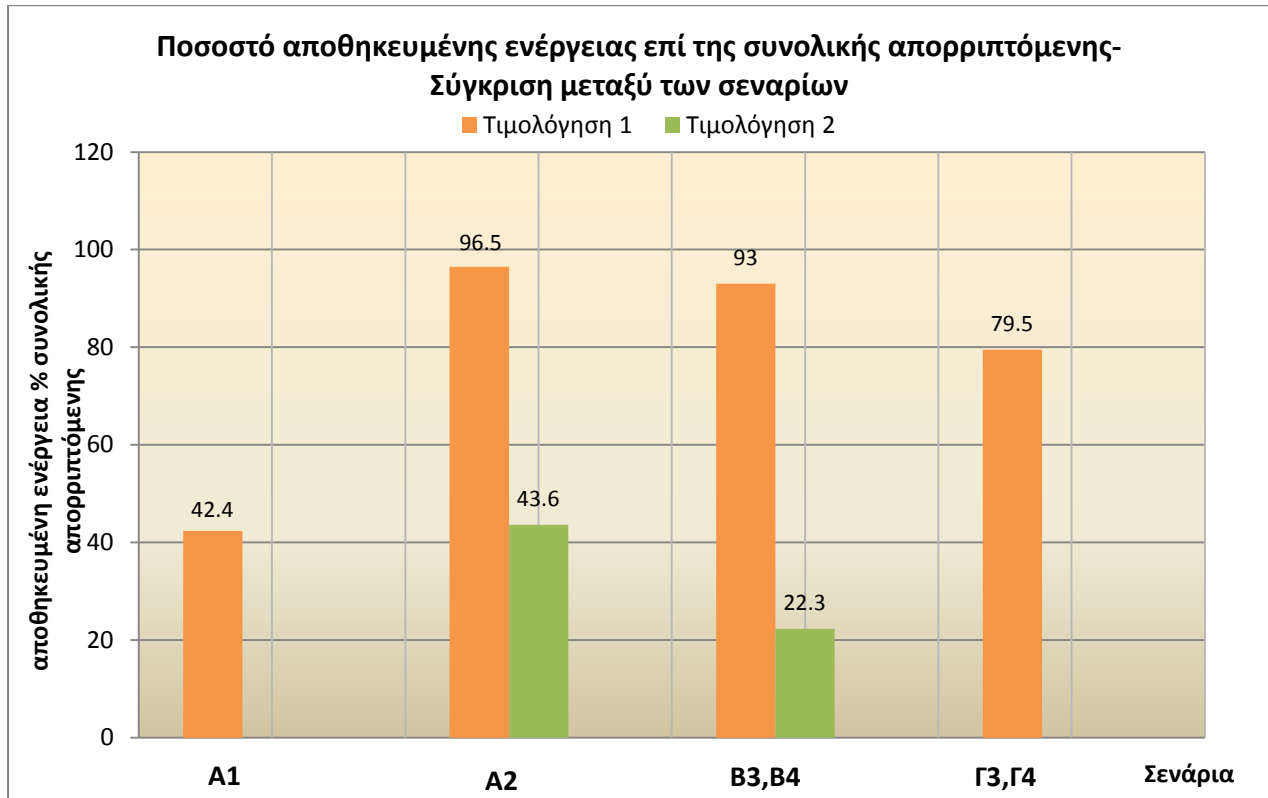
Παρακάτω παρατίθενται τα συγκριτικά διαγράμματα για τα 3 παραπάνω εξεταζόμενα σενάρια σχετικά με την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, την αποθηκευμένη ενέργεια σε αυτό καθώς και το ποσοστό αυτής επί της συνολικής απορριπτόμενης ενέργειας, όπως προέκυψαν από την παραπάνω ανάλυση στις υποπαραγράφους 4.3.1-4.3.3 του παρόντος κεφαλαίου (σχήματα 4.39-4.41). Στο σημείο αυτό πρέπει να επισημανθεί ότι στα παρακάτω σχήματα απεικονίζονται μόνο οι περιπτώσεις τιμολόγησης για τις οποίες έχει προκύψει επένδυση στη μονάδα αντλησιοταμίευσης τεχνοοικονομικά βιώσιμη. Επομένως, η τρίτη περίπτωση τιμολόγησης δεν εξετάζεται, εφόσον για κανένα σενάριο δεν προκύπτει βιώσιμη επένδυση.



Σχήμα 4.39: Ιστόγραμμα για την σύγκριση της εγκατεστημένης ισχύος του αντλιοστασίου για τα εξεταζόμενα σενάρια



Σχήμα 4.40: Ιστόγραμμα για την σύγκριση της αποθηκευμένης ενέργειας στο αντλιοστάσιο για τα εξεταζόμενα σενάρια



Σχήμα 4.41: Ιστόγραμμα για την σύγκριση του ποσοστού της αποθηκευμένης ενέργειας επί τη συνολική απορριπτόμενη για τα εξεταζόμενα σενάρια

Παρατηρώντας τα σχήματα 4.39-4.41 προκύπτει η εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων. Αρχικά, όπως ήταν αναμενόμενο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης, που είναι η «ευνοϊκότερη» προκύπτει τεχνοοικονομικά συμφέρουσα επένδυση για κάθε ένα από τα 3 εξεταζόμενα σενάρια. Το μεγαλύτερο ποσό αποθηκευμένης ενέργειας και αντίστοιχα το μεγαλύτερο ποσοστό αυτής επί της συνολικής απορριπτόμενης ενέργειας συναντάται για την περίπτωση A2 και την τιμολόγηση 1. Στην περίπτωση αυτή η απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ παρουσιάζει τη μεγαλύτερη τιμή της (όπως διαπιστώνεται και από τα σχήματα 4.26 και 4.27), γεγονός που καθιστά την A2 το χειρότερο σενάριο ως προς τον τρόπο ένταξης των ΑΠΕ στο δίκτυο αλλά και το βέλτιστο σενάριο ως προς την εκμετάλλευση της απορριπτόμενης ενέργειας από μονάδες αντλιοσταμείωσης (καλύπτει το 96.5% της απορριπτόμενης ενέργειας). Η ισχύς του αντλιοστασίου για την περίπτωση αυτή θα πρέπει να είναι της τάξης των 3900 MW (=3.9 GW), τιμή που ανταποκρίνεται στην ανάγκη κατασκευής μεγάλης αντλητικής εγκατάσταση στο μέλλον. Το χειρότερο σενάριο αποτελεί η περίπτωση A1 για κάλυψη του 100% του μέσου φορτίου από την αιολική ενέργεια, (~873.9 GWh αποθηκευμένη ενέργεια), καθώς προκύπτουν οι μικρότερες απορρίψεις και άρα δεν έχουμε τη βέλτιστη αναλογία αγοράς προς πώλησης της ενέργειας προς αποθήκευση. Αντίστοιχα, για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης το βέλτιστο σενάριο αποτελεί και πάλι η περίπτωση A2 με εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου 1000 MW (=1 GW) και το χειρότερο η περίπτωση B3 για αναλογία αιολικών, Φ/Β 8:2 εγκατεστημένης ισχύος (~1149 GWh αποθηκευμένη ενέργεια).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο: ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΓΙΑ ΥΨΗΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΜΕΛΛΟΝ

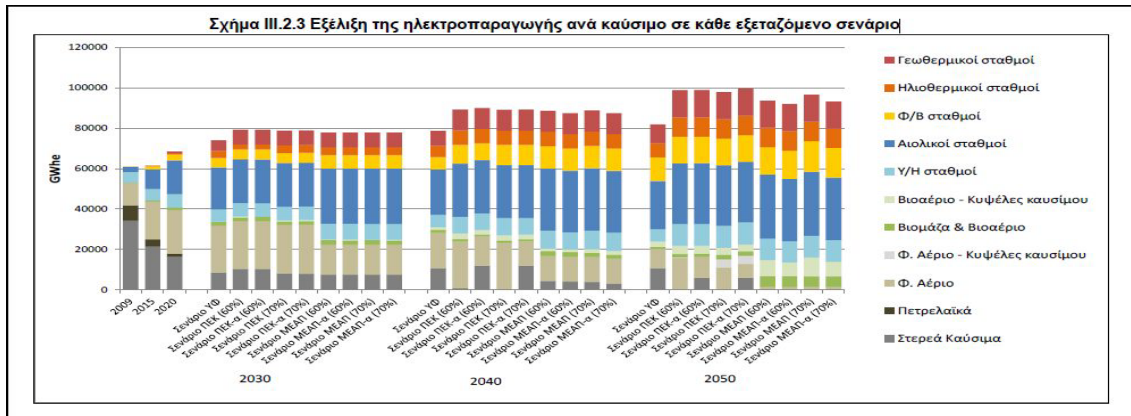
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι ο υπολογισμός των απορρίψεων από τις ΑΠΕ στο μέλλον και σε χρονικό ορίζοντα έως το 2050, με βάση ορισμένα σενάρια, καθώς και η τεchnοοικονομική αξιολόγηση για τα σενάρια αυτά.

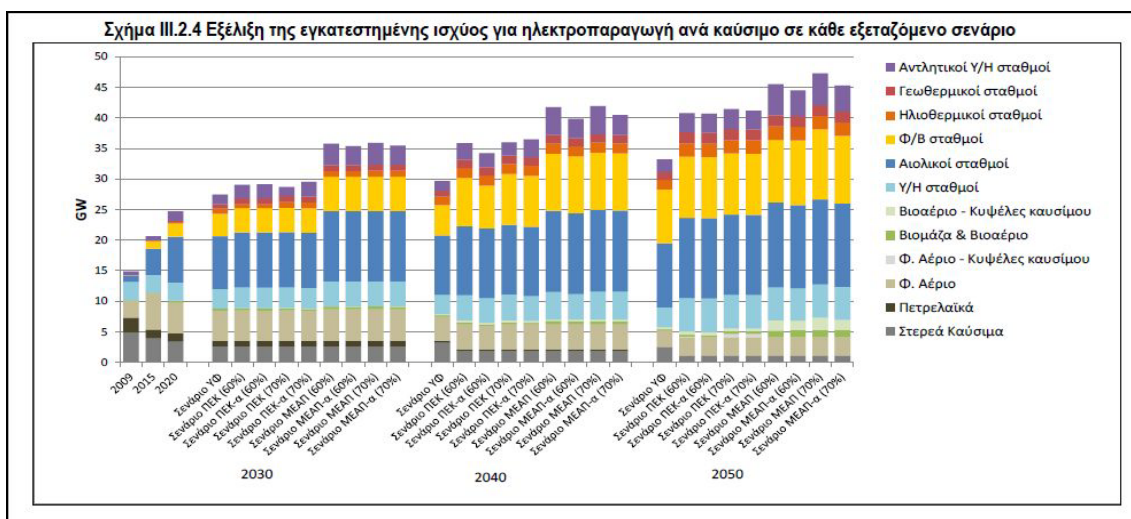
Πιο αναλυτικά, σε πρώτο στάδιο, γίνεται αναφορά σε μελλοντικά έτη (2015-2050) για τα οποία, σύμφωνα με ήδη εκπονηθείσες μελέτες, υπολογίζεται η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ αλλά και το συνολικό μέσο φορτίο του κάθε έτους για διάφορα σενάρια. Ακολουθώς υπολογίζονται και οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ. Σε δεύτερο στάδιο, γίνεται τεchnοοικονομική αξιολόγηση των έργων αντλησιοταμίευσης σύμφωνα με τα σενάρια για τα έτη αυτά. Στο τελικό στάδιο, εξετάζεται η περίπτωση αύξησης του ορίου διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο, με βάση την πρόβλεψη της παραγωγής, και υπολογίζονται οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ για την περίπτωση αυτή.

5.2 ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΑΙ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΠΕ ΣΤΟ ΜΕΛΛΟΝ

Στο κεφάλαιο 2 παρουσιάστηκε η σχετική θεωρία για την εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής και την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή τα έτη αυτά 2015-2050, όπως προέκυψε από την ανάλυση της έκθεσης του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής με τίτλο «Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός-Οδικός χάρτης για το 2050» (Μάρτιος 2012). Με βάση τις εικόνες 5.1 και 5.2 υπολογίζεται, τώρα, το μέσο φορτίο του κάθε έτους και η εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών και Φ/Β, αντίστοιχα. Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι για τα έτη 2030-2050 έχουν επιλεχθεί προς εξέταση μόνο τα σενάρια ΥΦ, ΠΕΚ (70%) και ΜΕΑΠ(70%).



Εικόνα 5.1: Εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής ανά καύσιμο τα έτη 2009-2050



Εικόνα 5.2 : Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο τα έτη 2009-2050

Στη συνέχεια παρατίθεται σχετικός πίνακας (πίνακας 5.1), στον οποίο έχουν καταγραφεί το μέσο φορτίο κάθε έτους και για κάθε εξεταζόμενο σενάριο καθώς και η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και Φ/Β , όπως προέκυψαν από τις εικόνες 2.8 και 2.9.

ΕΤΟΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ (GW)	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β (GW)	ΜΕΣΟ ΦΟΡΤΙΟ ΕΤΟΥΣ (GW)
2015	-	4.21	1.22	6.91
2020	-	7.47	2.2	7.97
2030	ΥΦ	8.44	3.77	8.33
	ΠΕΚ (70%)	8.94	3.97	9.02
	ΜΕΑΠ (70%)	11.04	5.62	8.96
2040	ΥΦ	9.11	4.95	8.94
	ΠΕΚ (70%)	11.2	8.5	10.08
	ΜΕΑΠ (70%)	13.09	9.57	10.08
2050	ΥΦ	10.5	9	9.25
	ΠΕΚ (70%)	13	10.5	11.24
	ΜΕΑΠ (70%)	13.9	11.5	11.07

Πίνακας 5.1: Συγκεντρωτικός πίνακας για το μέσο φορτίο και την εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και Φ/Β, για το εκάστοτε σενάριο τα έτη 2015-2050

Γενικά για όλα τα σενάρια: Αν και δεν είναι γνωστή η χρονοσειρά παραγωγής ενέργειας για τα παραπάνω έτη, εφόσον γνωρίζουμε τα 3 παραπάνω μεγέθη για κάθε ένα από τα έτη αυτά υπολογίζουμε τις παραμέτρους R και F.

$$R = N_{\text{wind}} / M_I \quad (5.1)$$

$$F = N_{\text{PV}} / M_I \quad (5.2)$$

Ουσιαστικά, με σκοπό τον υπολογισμό των απορρίψεων από τις ΑΠΕ εξετάζεται και πάλι η περίπτωση B2 του σεναρίου Β, αυτή τη φορά όχι για το έτος αναφοράς (2008) αλλά για τα παραπάνω έτη. Με αυτό τον τρόπο γίνεται η εισαγωγή αυτών στον 1^ο υπολογιστικό κώδικα και έτσι υπολογίζονται οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ. Τώρα εισάγεται και ο παράγοντας

$$F_{\text{ct3}}: F_{\text{ct3}} = M_I / \bar{L}_d \quad (5.3)$$

με σκοπό τον υπολογισμό της ωριαίας χρονοσειράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τα μελλοντικά έτη. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον και στην περίπτωση αυτή αποτελεί η καμπύλη διάρκειας των συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ. Τέλος, οι ήδη υπολογισθείσες απορρίψεις εισάγονται ως δεδομένα στον 2^ο υπολογιστικό κώδικα, όπου υπολογίζονται η NPV και ο λόγος NPV/K της πιθανής επένδυσης μονάδων αντλησιοταμίευσης.

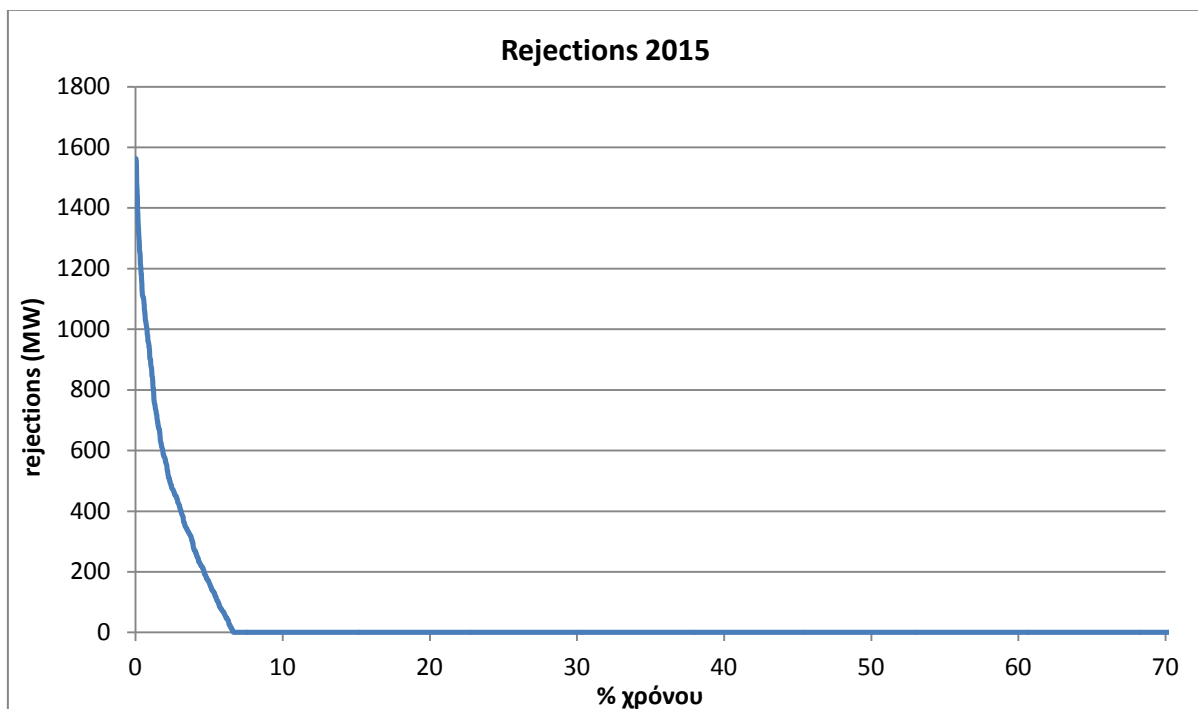
Ο παρακάτω πίνακας περιλαμβάνει τα υπολογισθέντα μεγέθη (X, R, F) που ενδιαφέρουν την παρούσα εργασία για τις ΑΠΕ τα μελλοντικά έτη 2015-2050 και για κάθε ένα εξεταζόμενο σενάριο (πίνακας 5.2).

ΕΤΟΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ	X(=R+F)	R	F
2015	-	0.786	0.61	0.176
2020	-	1.21	0.94	0.27
2030	ΥΦ	1.45	1.01	0.44
	ΠΕΚ (70%)	1.42	0.98	0.44
	ΜΕΑΠ (70%)	1.86	1.23	0.63
2040	ΥΦ	1.57	1.02	0.55
	ΠΕΚ (70%)	1.95	1.11	0.84
	ΜΕΑΠ (70%)	2.25	1.3	0.95
2050	ΥΦ	2.11	1.14	0.97
	ΠΕΚ (70%)	2.09	1.16	0.93
	ΜΕΑΠ (70%)	2.29	1.26	1.03

Πίνακας 5.2: Συγκεντρωτικός πίνακας για τα μεγέθη R, F, X, για το εκάστοτε σενάριο τα έτη 2015-2050

5.2.1: ΕΤΟΣ 2015:

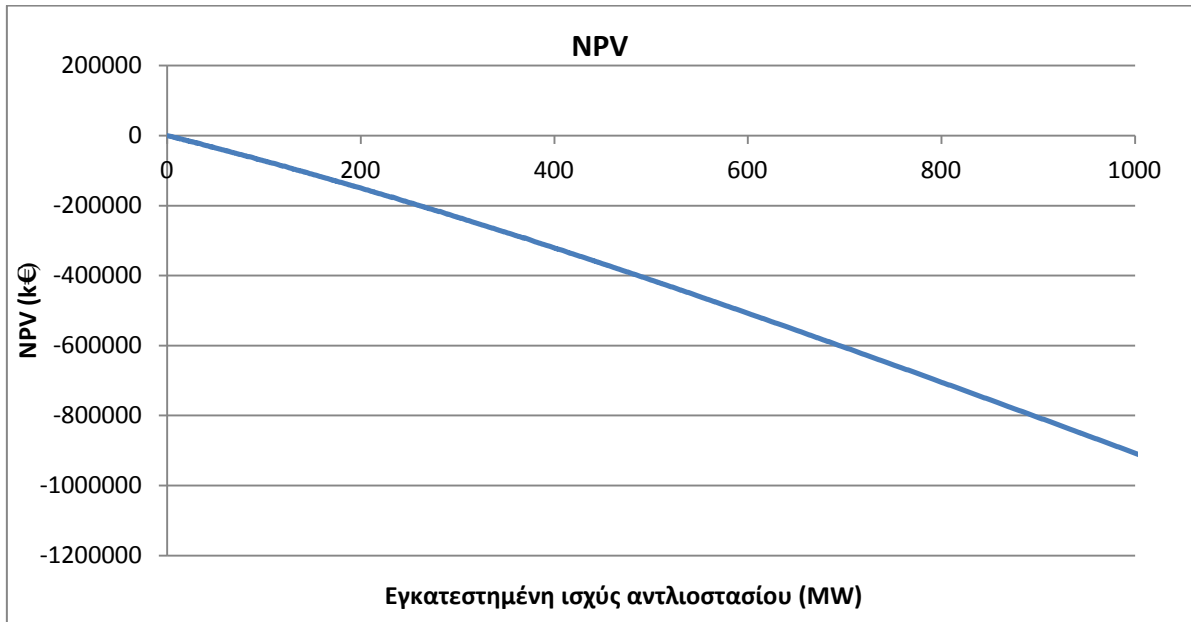
Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2015, ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.1) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:



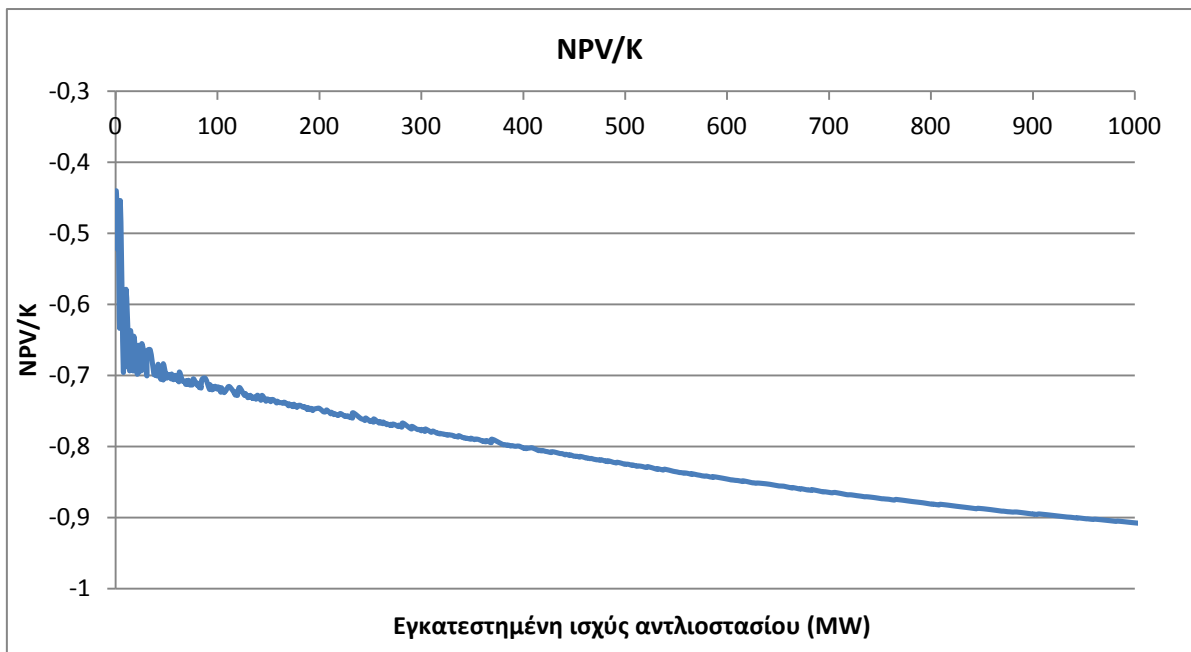
Σχήμα 5.1: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2015)

Με βάση το σχήμα 5.1, μη μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 583 ώρες, δηλ. για το 6.65% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.2-5.3) για τη NPV και το NPV/Κ προς την εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου, ανάλογα με την εκάστοτε τιμολόγηση.

1. $t_{\text{sell}}=150 \text{ €/MWh}$ και $t_{\text{buy}}=30 \text{ €/MWh}$:



Σχήμα 5.2: Διάγραμμα NPV (2015-τιμολόγηση 1)



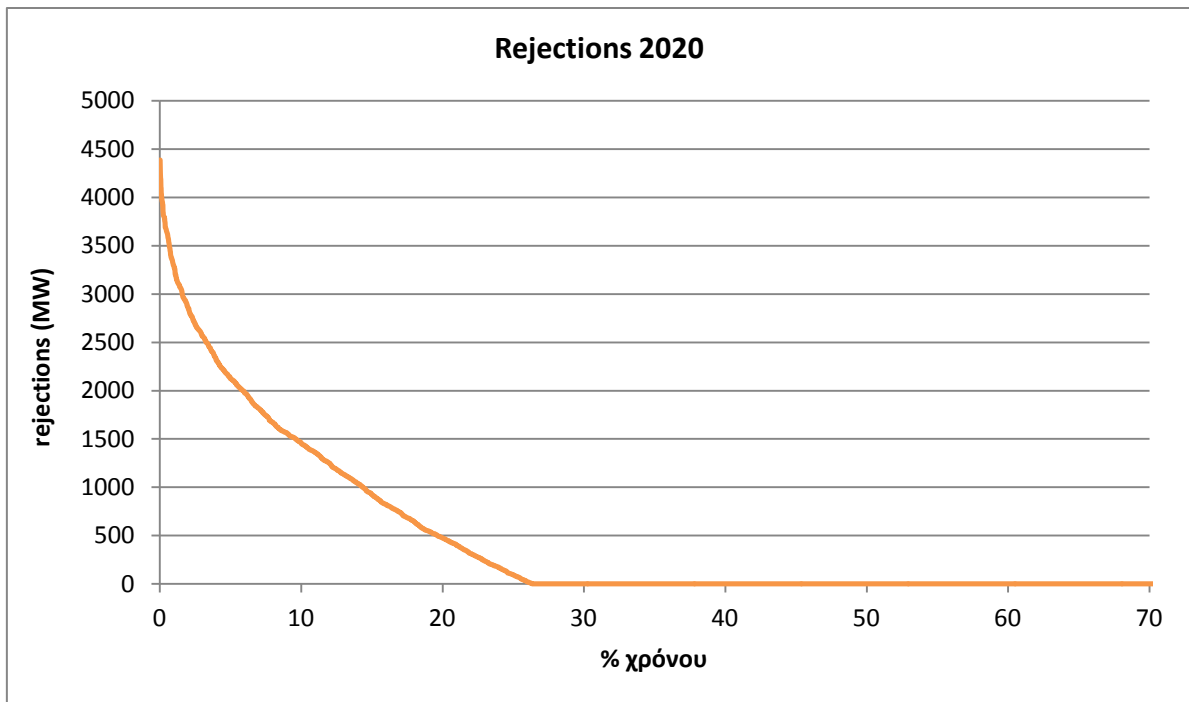
Σχήμα 5.3: Διάγραμμα NPV/Κ (2015-τιμολόγηση 1)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.2 και 5.3 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την συγκεκριμένη τιμολόγηση δεν αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη για κάποια ισχύ απορρίψεων, εφόσον η NPV είναι αρνητική για κάθε ισχύ απορρίψεων και ο λόγος NPV/K δεν προκύπτει ποτέ 0.1. Αυτό συμβαίνει γιατί έχουμε πολύ μικρή ισχύ απορρίψεων και η αναλογία αγορά προς πώληση της ενέργειας προς αποθήκευση δεν είναι οικονομικά συμφέρουσα.

Η περίπτωση της δεύτερης και τρίτης τιμολόγησης δεν εξετάζονται καθώς όπως προέκυψε η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης, η οποία είναι και η «ευνοϊκότερη», δεν είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη.

5.2.2: ΕΤΟΣ 2020:

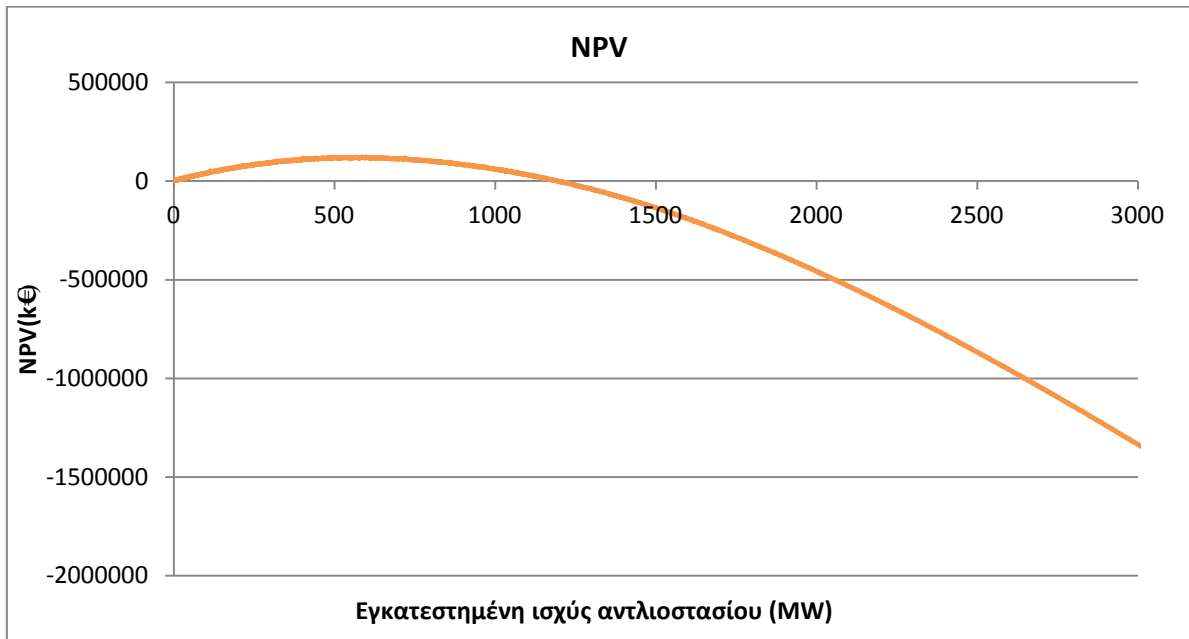
Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2020, ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.4) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:



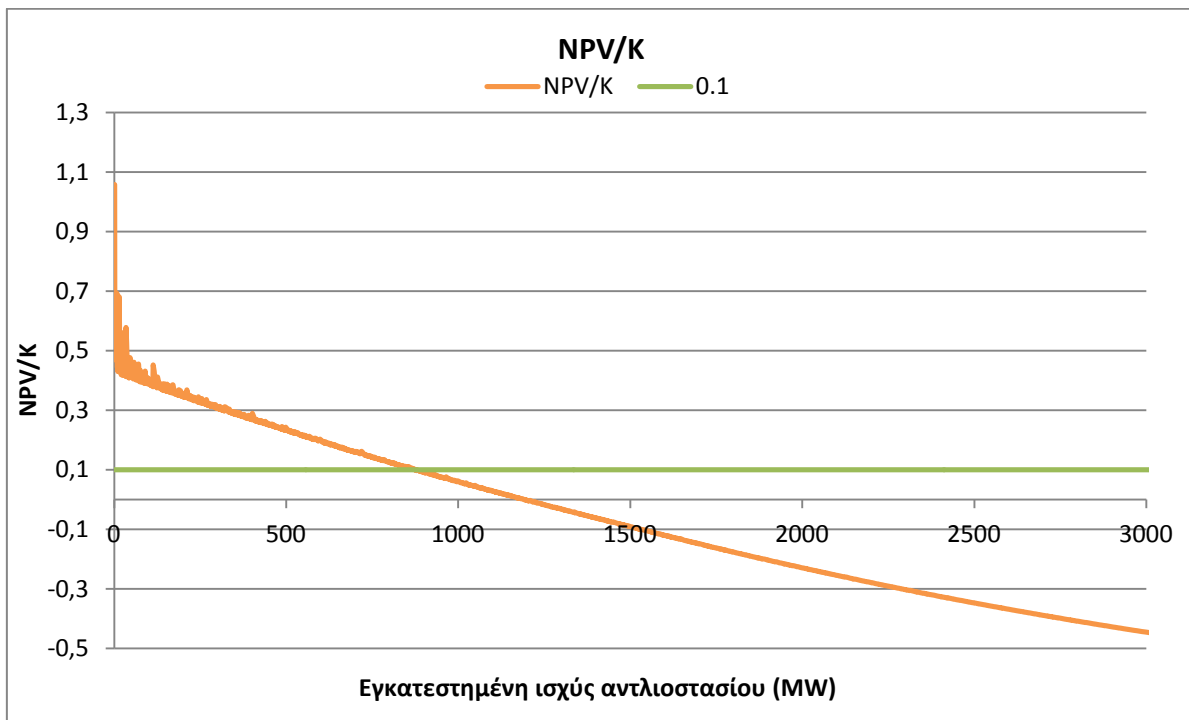
Σχήμα 5.4: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2020)

Με βάση το σχήμα 5.4, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 2314 ώρες, δηλ. για το 26.3% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.5-5.6) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου, ανάλογα με την εκάστοτε τιμολόγηση.

1. $t_{\text{sell}}=150 \text{ €/MWh}$ και $t_{\text{buy}}=30 \text{ €/MWh}$:



Σχήμα 5.5: Διάγραμμα NPV (2020-τιμολόγηση 1)



Σχήμα 5.6: Διάγραμμα NPV/K (2020-τιμολόγηση 1)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.5 και 5.6 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλιοσταμείου για την συγκεκριμένη τιμολόγηση αποδεικνύεται τεχνοικονομικά βιώσιμη για ισχύ απορρίψεων $\cong 850 \text{ MW}$. Στην περίπτωση αυτή προκύπτουν αρκετά περισσότερες απορρίψεις από εκείνες που προκύπτουν για το έτος 2015 και η καλύτερη

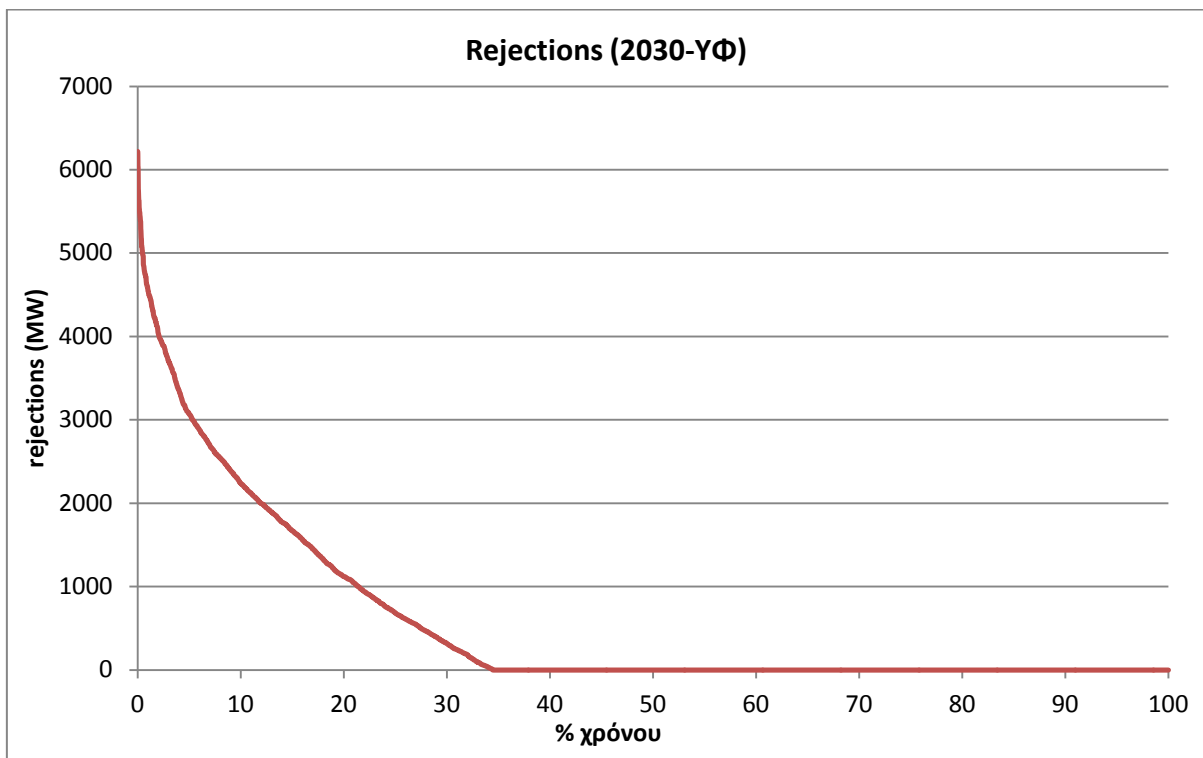
αναλογία αγοράς προς πώλησης της ενέργειας προς αποθήκευση μας οδηγεί σε θετική και μεγάλη NPV.

Για την δεύτερη και τρίτη περίπτωση τιμολόγησης η μορφή των διαγραμμάτων της NPV και του λόγου NPV/K προκύπτει ίδια με αυτή των σχημάτων 5.2 και 5.3 για το έτος 2015. Επομένως, η επένδυση δεν είναι τεχνοοικονομικά συμφέρουσα για κάποια εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου.

5.2.3: ΕΤΟΣ 2030:

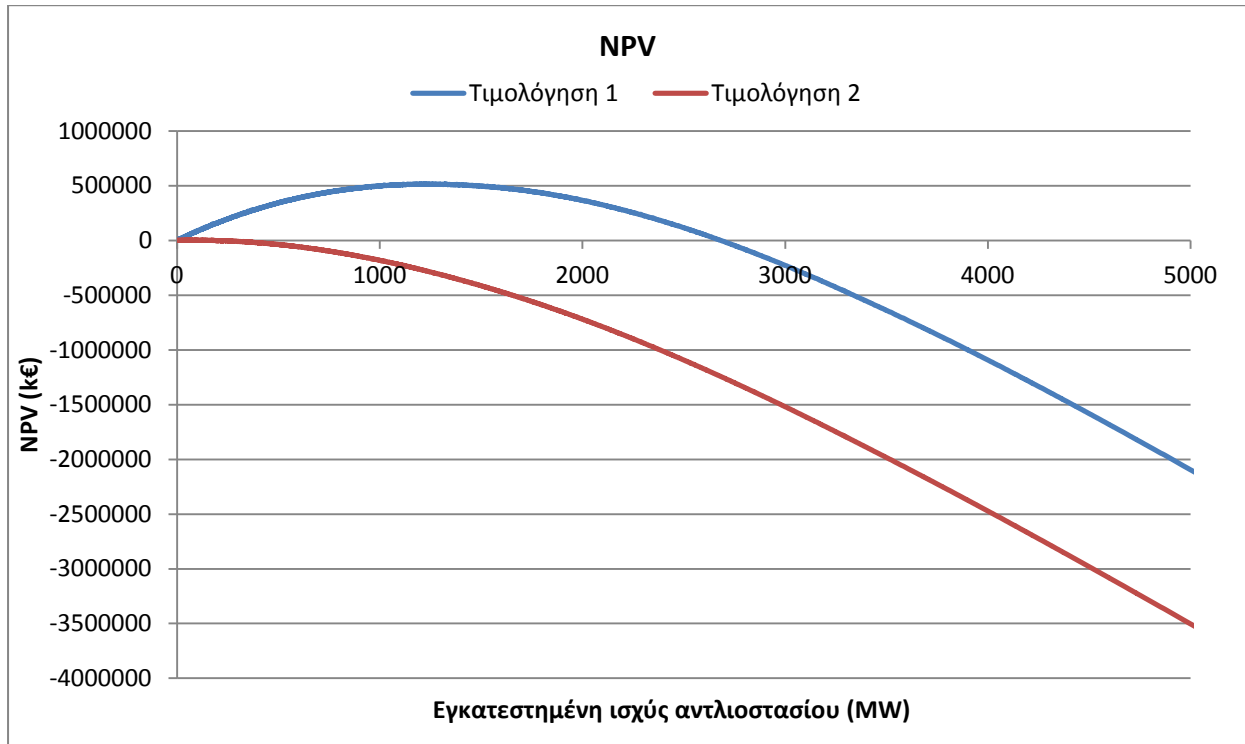
5.2.3.1. ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΦ:

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2030 και το σενάριο ΥΦ, ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.7) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

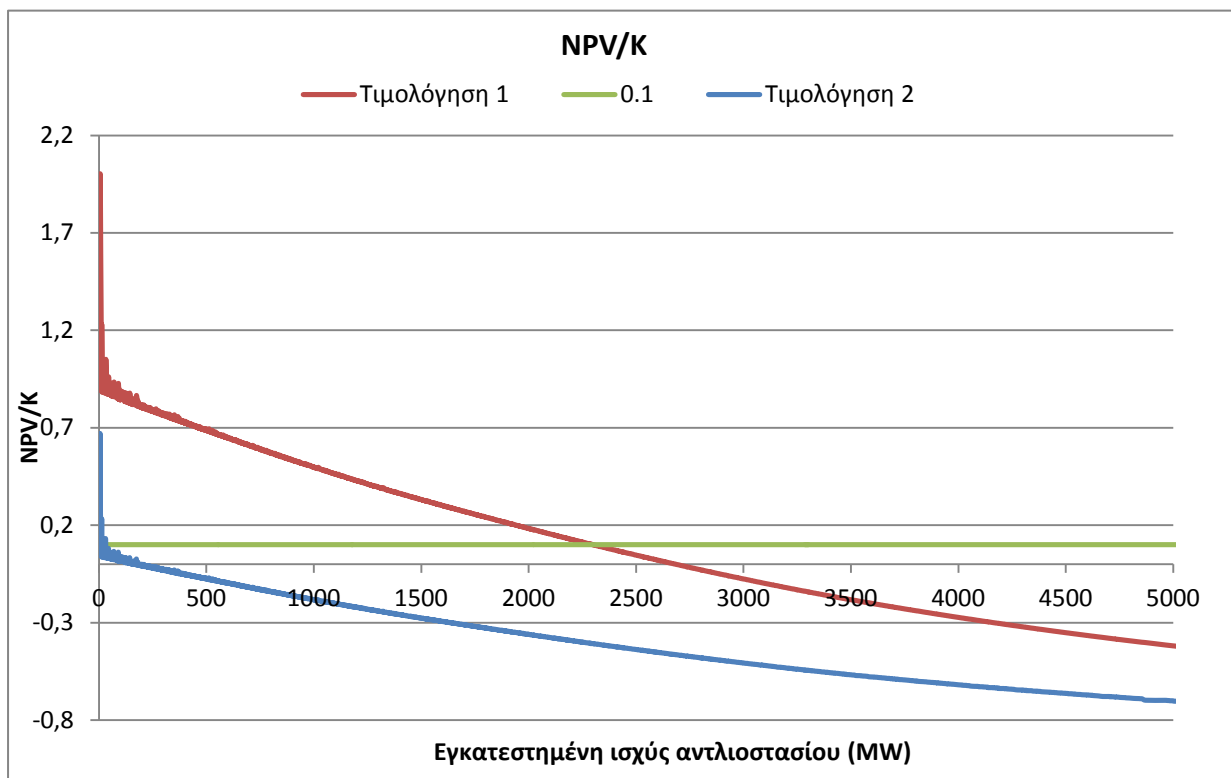


Σχήμα 5.7: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2030-σενάριο ΥΦ)

Με βάση το σχήμα 5.7, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 3022 ώρες, δηλ. για το 34.4% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.8-5.9) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.8: Διάγραμμα NPV (2030-σενάριο ΥΦ-τιμολόγηση 1,2)



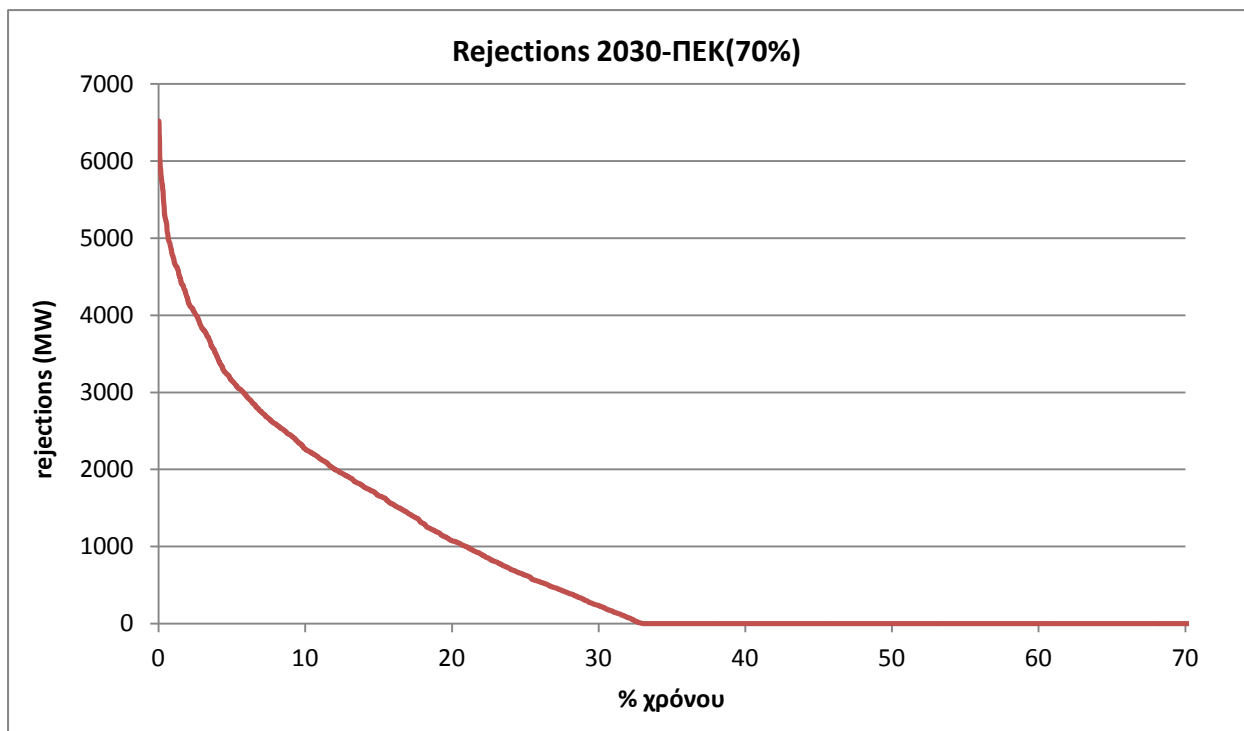
Σχήμα 5.9: Διάγραμμα NPV/K (2030-σενάριο ΥΦ-τιμολόγηση 1,2)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.8 και 5.9 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης είναι τεχνοοικονομικά συμφέρουσα μόνο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης και για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 2400$ MW.

Η περίπτωση της τρίτης τιμολόγησης (100 €/MWh-50 €/MWh) δεν εξετάζεται καθώς όπως προέκυψε η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης για την δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης, η οποία είναι «ευνοϊκότερη» από την τρίτη, δεν είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη.

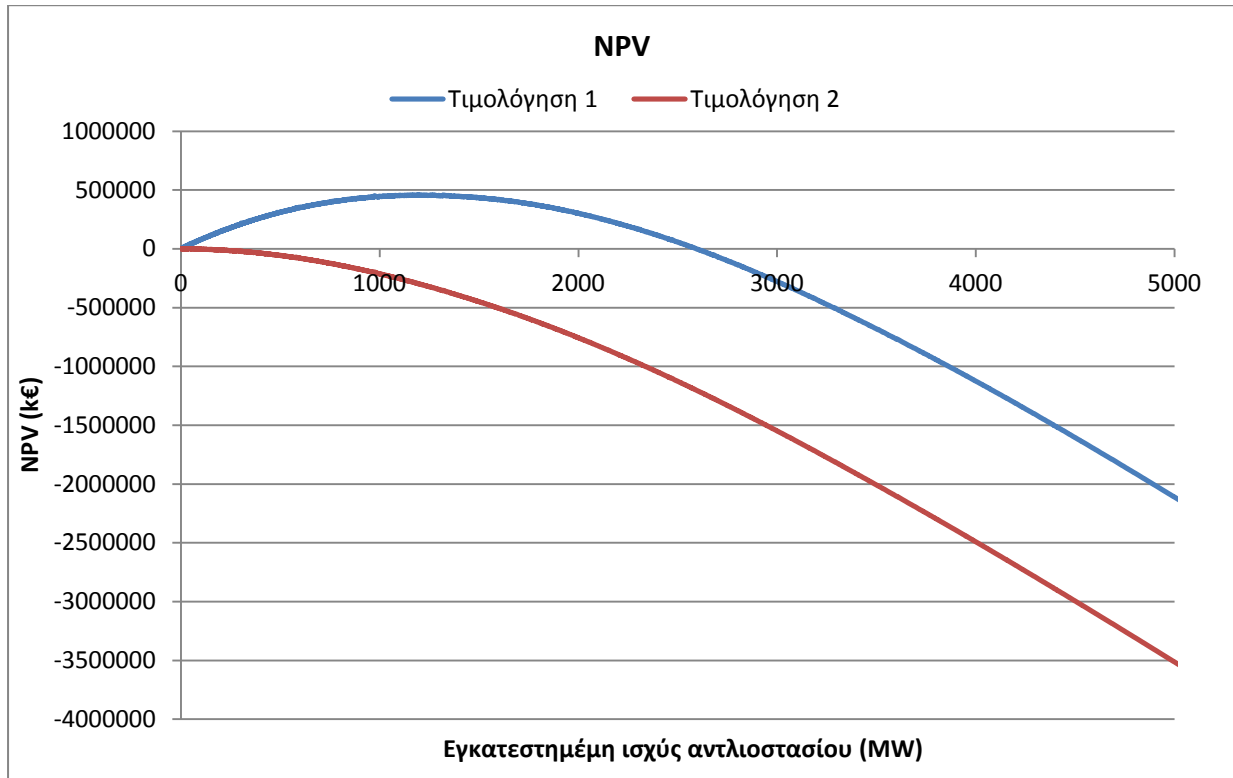
5.2.3.2. ΣΕΝΑΡΙΟ ΠΕΚ(70%):

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2030 και το σενάριο ΠΕΚ(70%), ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.10) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

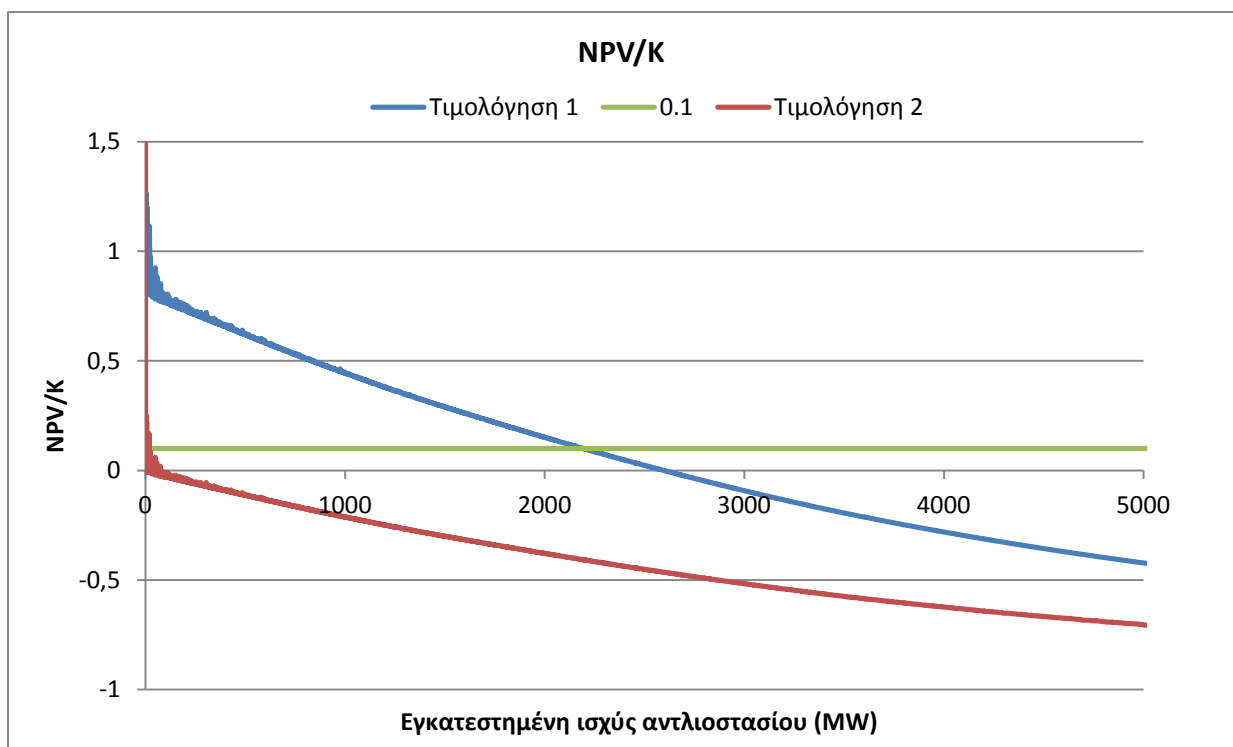


Σχήμα 5.10: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2030-σενάριο ΠΕΚ(70%))

Με βάση το σχήμα 5.10, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 2892 ώρες, δηλ. για το 33% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.11-5.12) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.11: Διάγραμμα NPV (2030-σενάριο ΠΕΚ(70%)-τιμολόγηση 1,2)



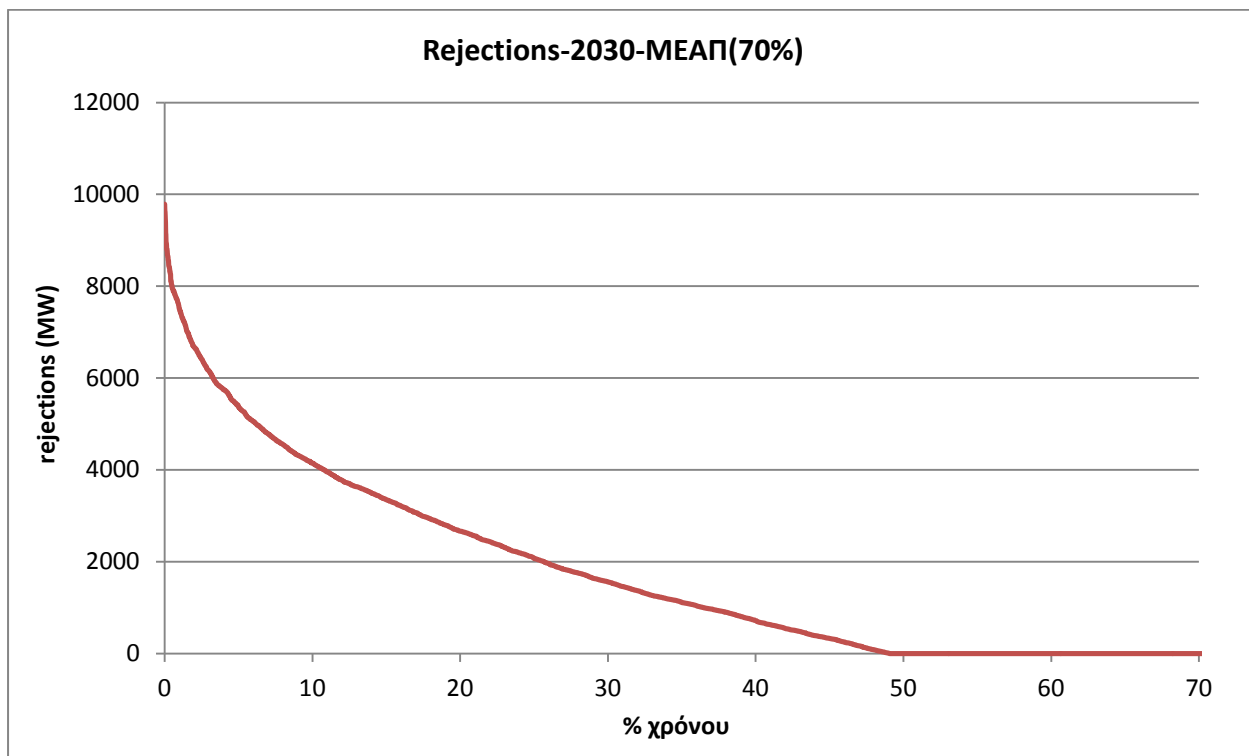
Σχήμα 5.12: Διάγραμμα NPV/Κ (2030-σενάριο ΠΕΚ(70%)-τιμολόγηση 1,2)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.11 και 5.12 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλιοσταμείωσης είναι τεχνοοικονομικά συμφέρουσα μόνο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης και για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 2200$ MW.

Η περίπτωση της τρίτης τιμολόγησης (100 €/MWh-50 €/MWh) δεν εξετάζεται καθώς όπως προέκυψε η επένδυση σε μια μονάδα αντλιοσταμείωσης για την δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης, η οποία είναι «ευνοϊκότερη» από την τρίτη, δεν είναι τεχνοοικονομικά βιώσιμη.

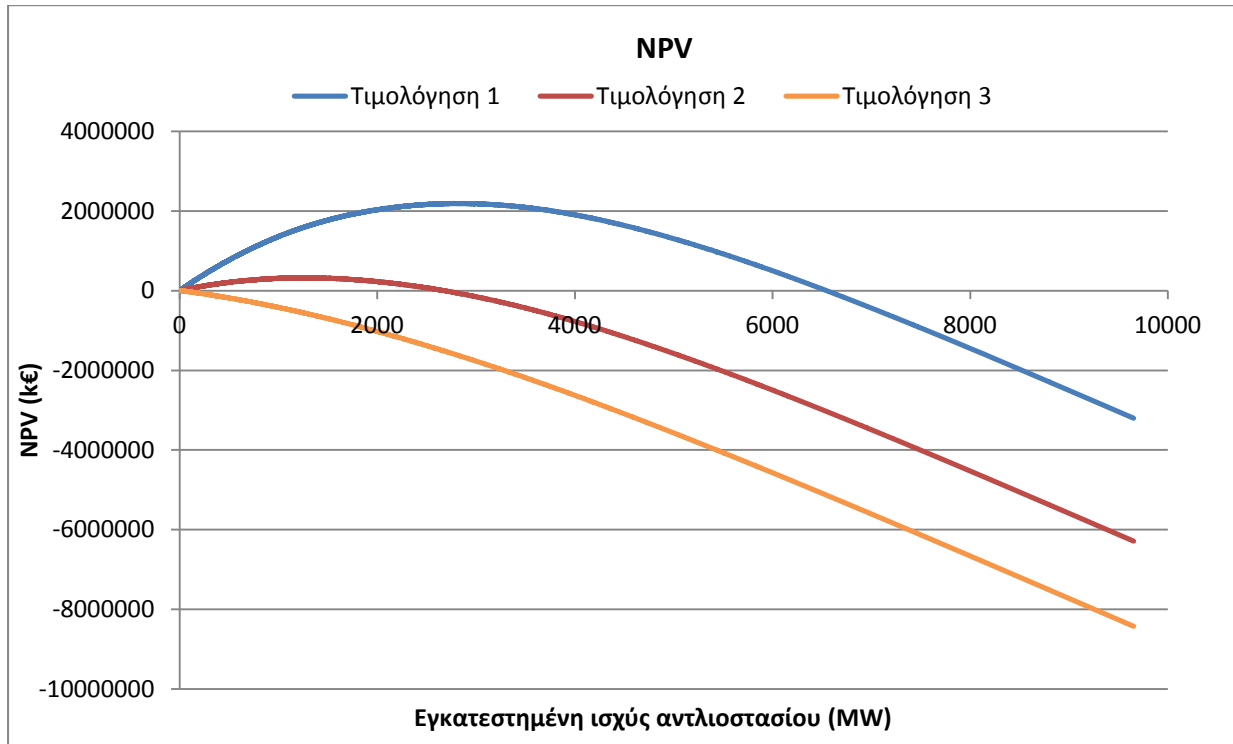
5.2.3.3. ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΕΑΠ(70%):

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2030 και το σενάριο ΜΕΑΠ(70%), ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.13) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

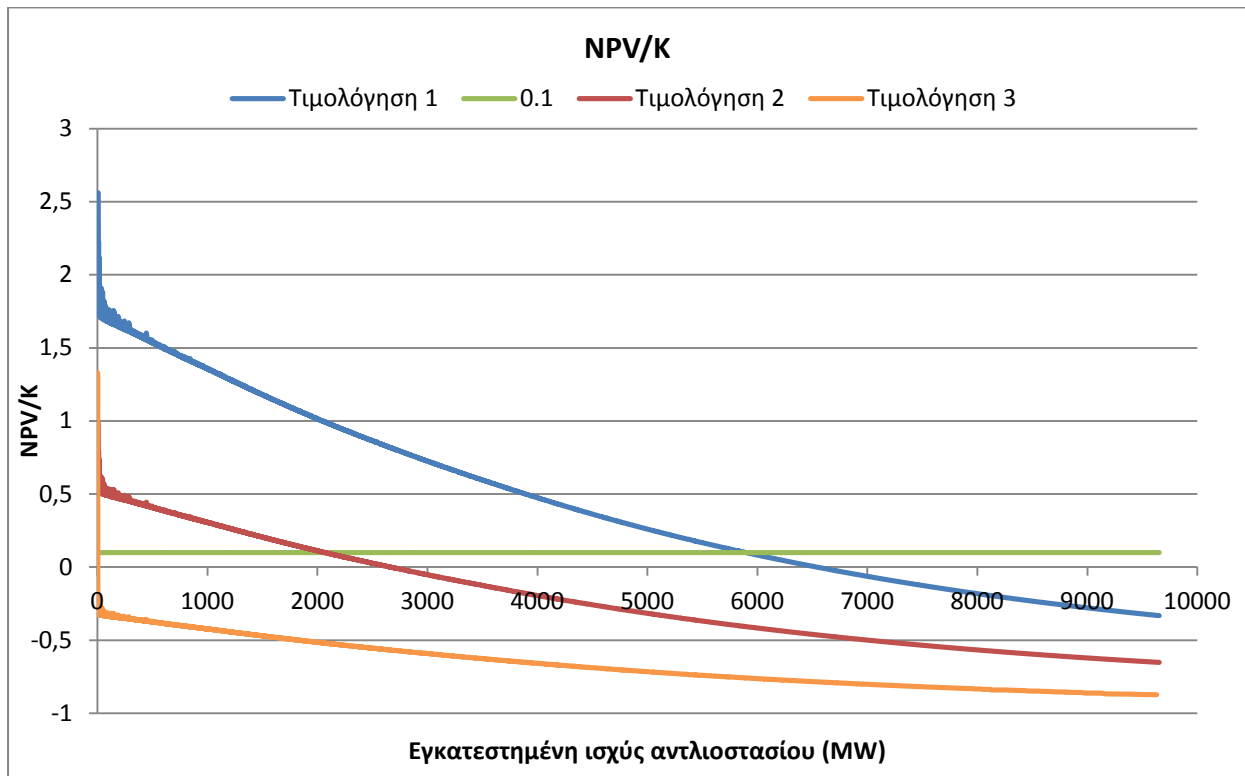


Σχήμα 5.13: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2030-σενάριο ΠΕΚ(70%))

Με βάση το σχήμα 5.13, μη μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 4300 ώρες, δηλ. για το 49% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.14-5.15) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου, ανάλογα με την εκάστοτε τιμολόγηση.



Σχήμα 5.14: Διάγραμμα NPV (2030-σενάριο ΜΕΑΠ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)



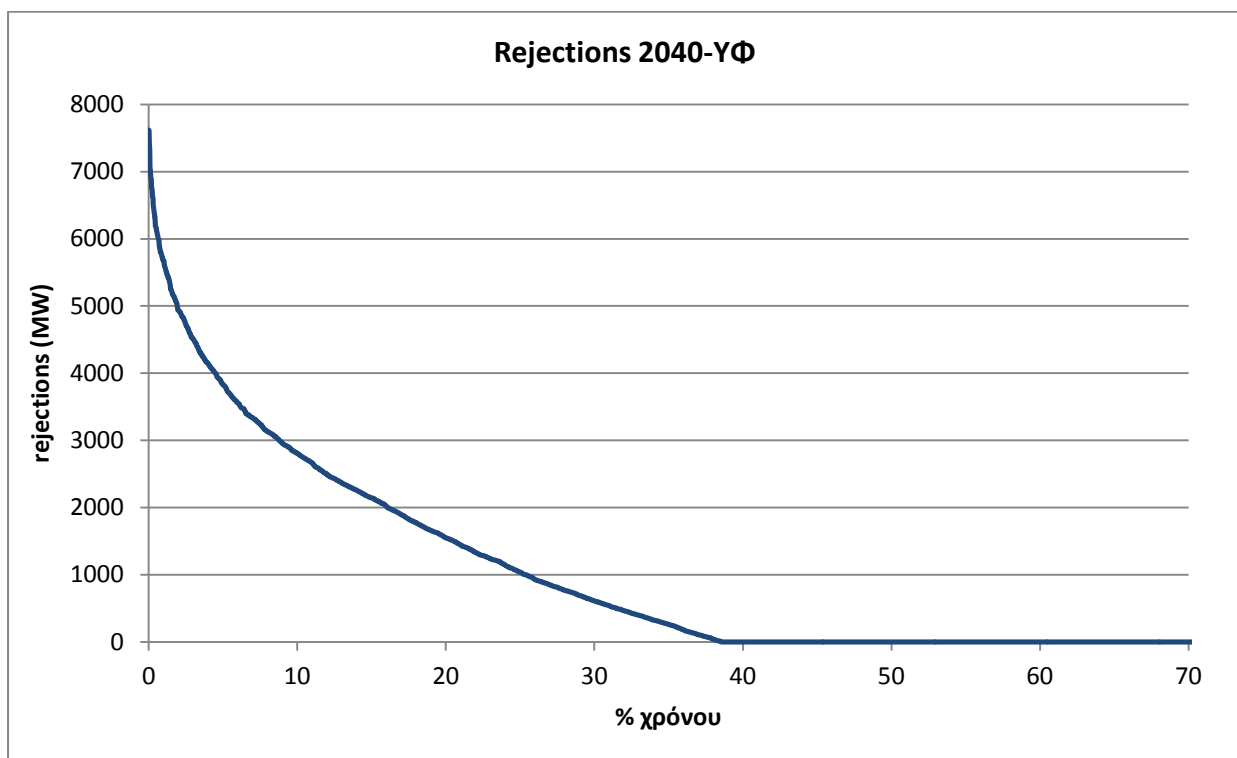
Σχήμα 5.15: Διάγραμμα NPV/Κ (2030-σενάριο ΜΕΑΠ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.14 και 5.15 συμπεραίνουμε ότι η επένδυσή μας σε μια μονάδα αντλησιοταμείωσης αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη τόσο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 5900$ MW, όσο και για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 2050$ MW.

5.2.4: ΕΤΟΣ 2040:

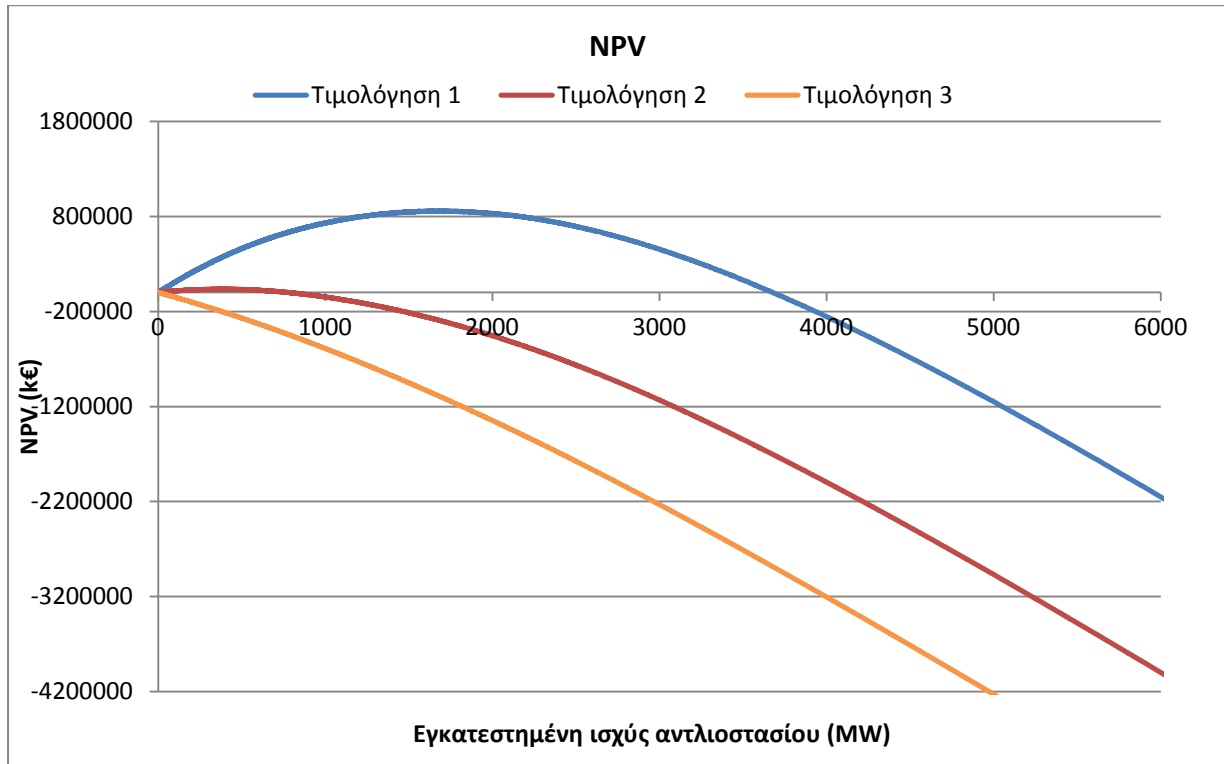
5.2.4.1. ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΦ:

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2040 και το σενάριο ΥΦ, ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.16) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

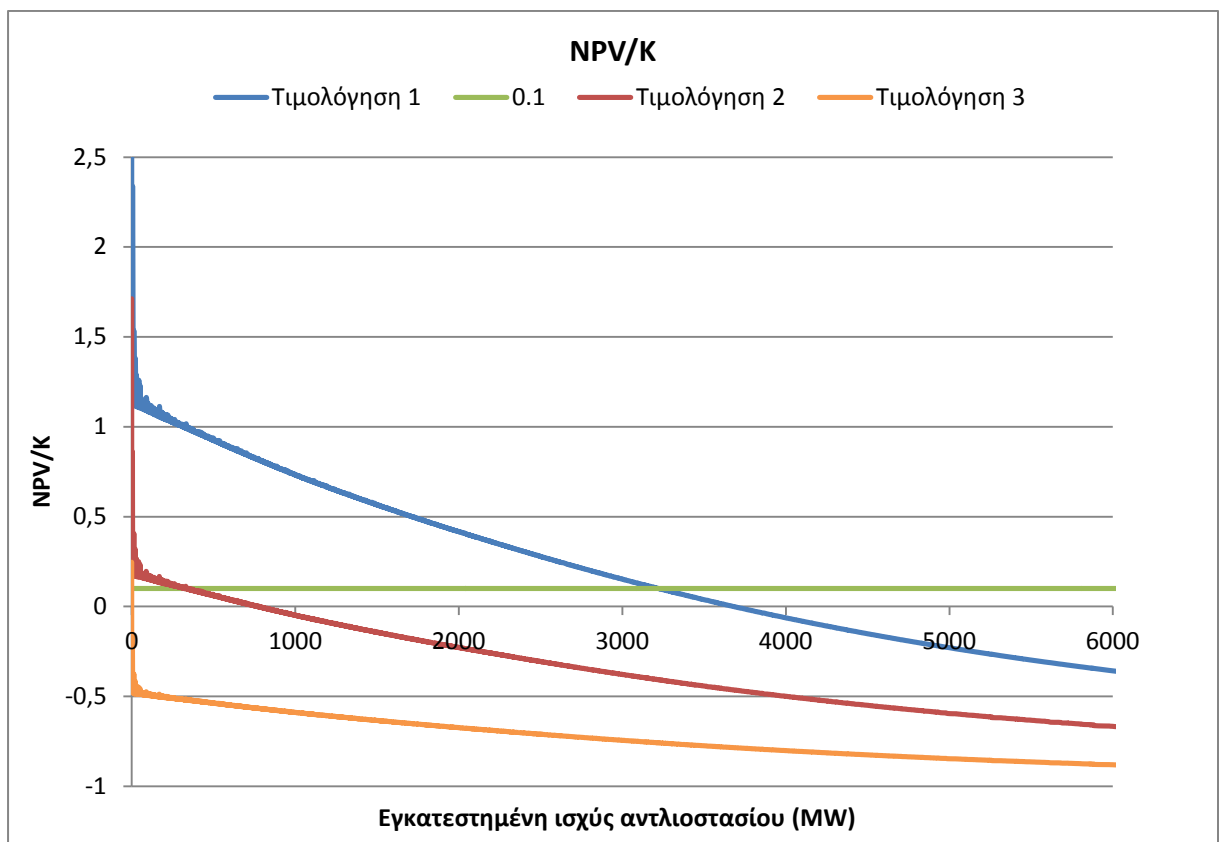


Σχήμα 5.16: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2040-σενάριο ΥΦ)

Με βάση το σχήμα 5.16, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 3389 ώρες, δηλ. για το 38.6% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.17-5.18) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.17: Διάγραμμα NPV (2040-σενάριο ΥΦ-τιμολόγηση 1,2,3)

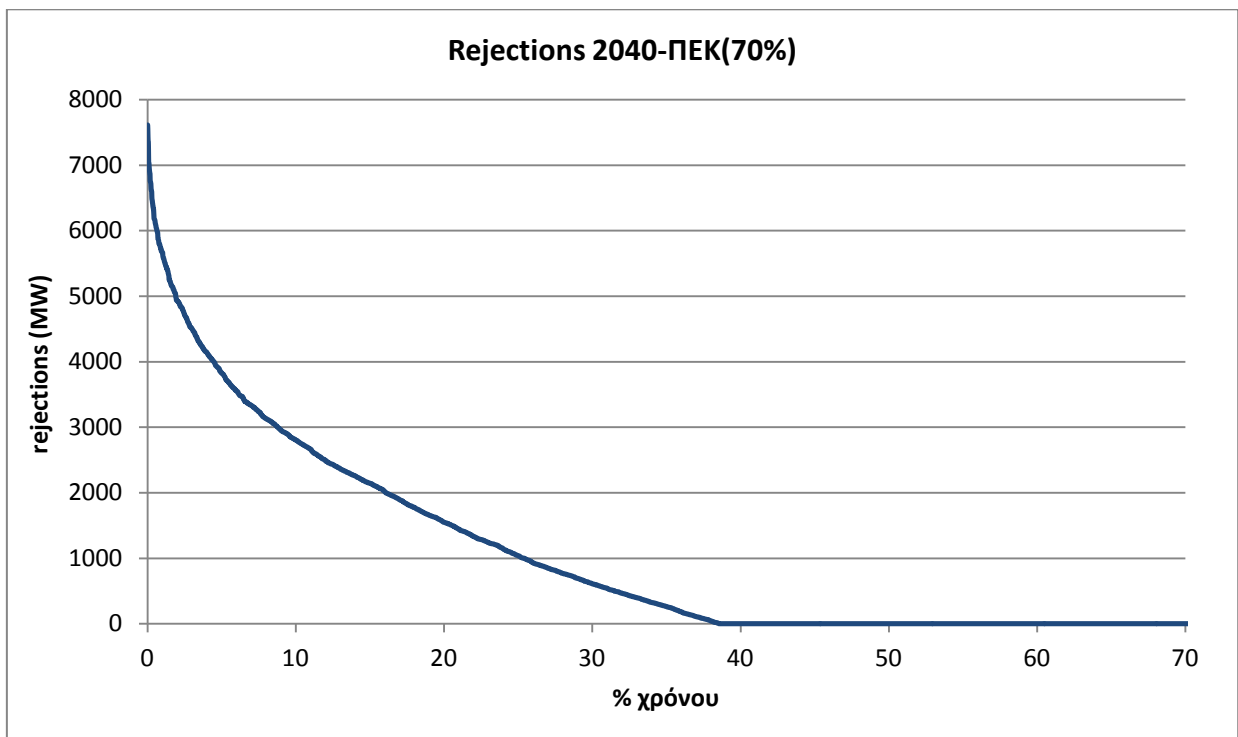


Σχήμα 5.18: Διάγραμμα NPV/K (2040-σενάριο ΥΦ-τιμολόγηση 1,2,3)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.17 και 5.18 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη τόσο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 3200$ MW, όσο και για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 400$ MW.

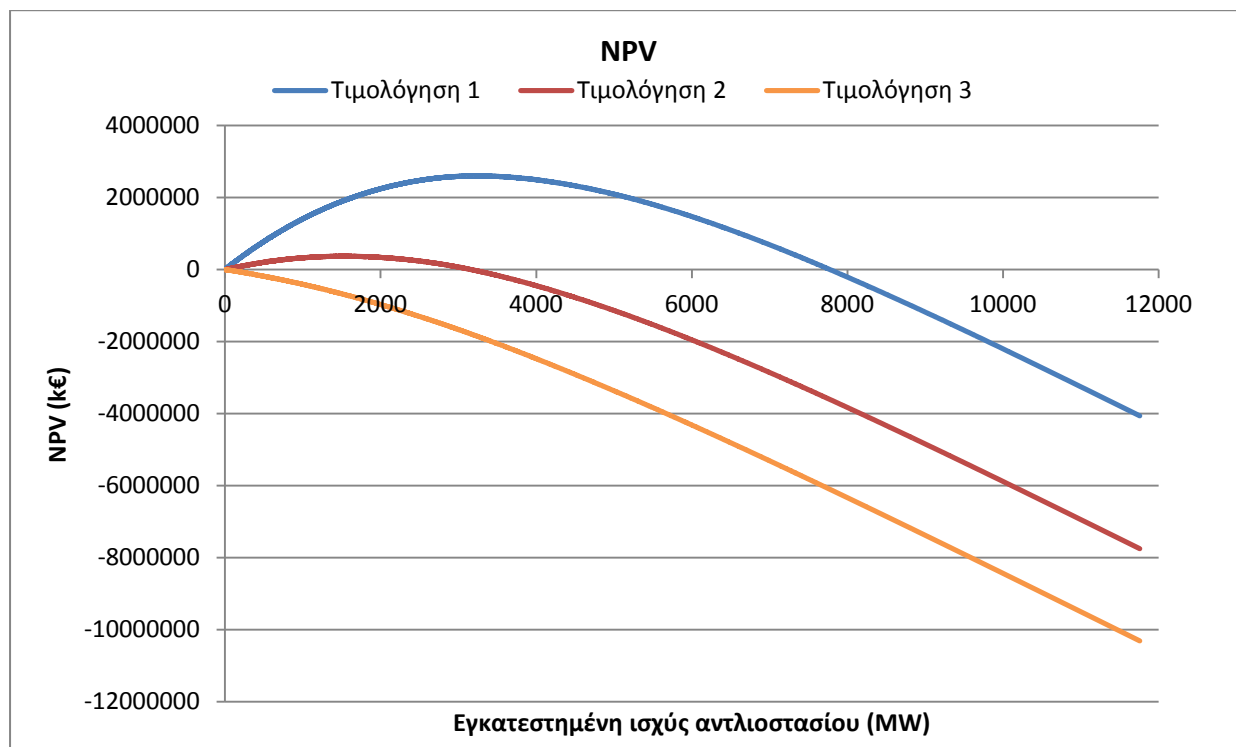
5.2.4.2. ΣΕΝΑΡΙΟ ΠΕΚ(70%):

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2040 και το σενάριο ΠΕΚ(70%), ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.19) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

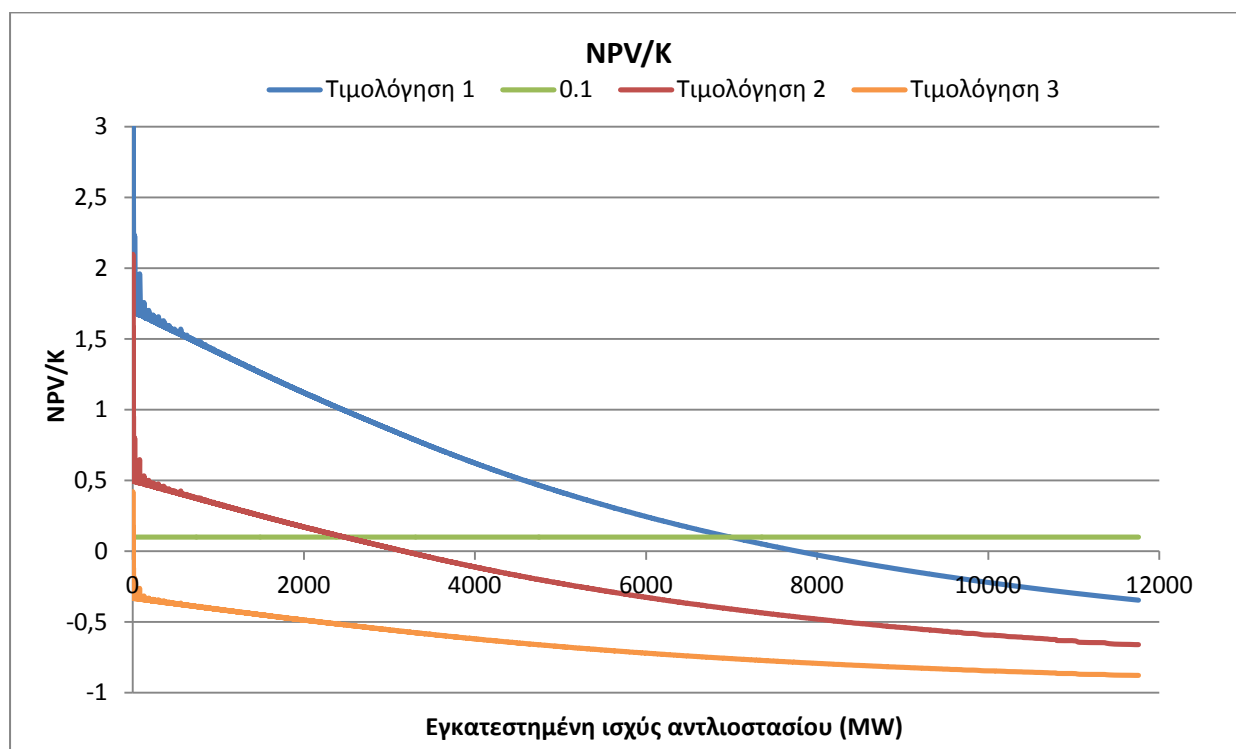


Σχήμα 5.19: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2040-σενάριο ΠΕΚ(70%))

Με βάση το σχήμα 5.19, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 4267 ώρες, δηλ. για το 48.6% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.20-5.21) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.20: Διάγραμμα NPV (2040-σενάριο ΠΕΚ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)

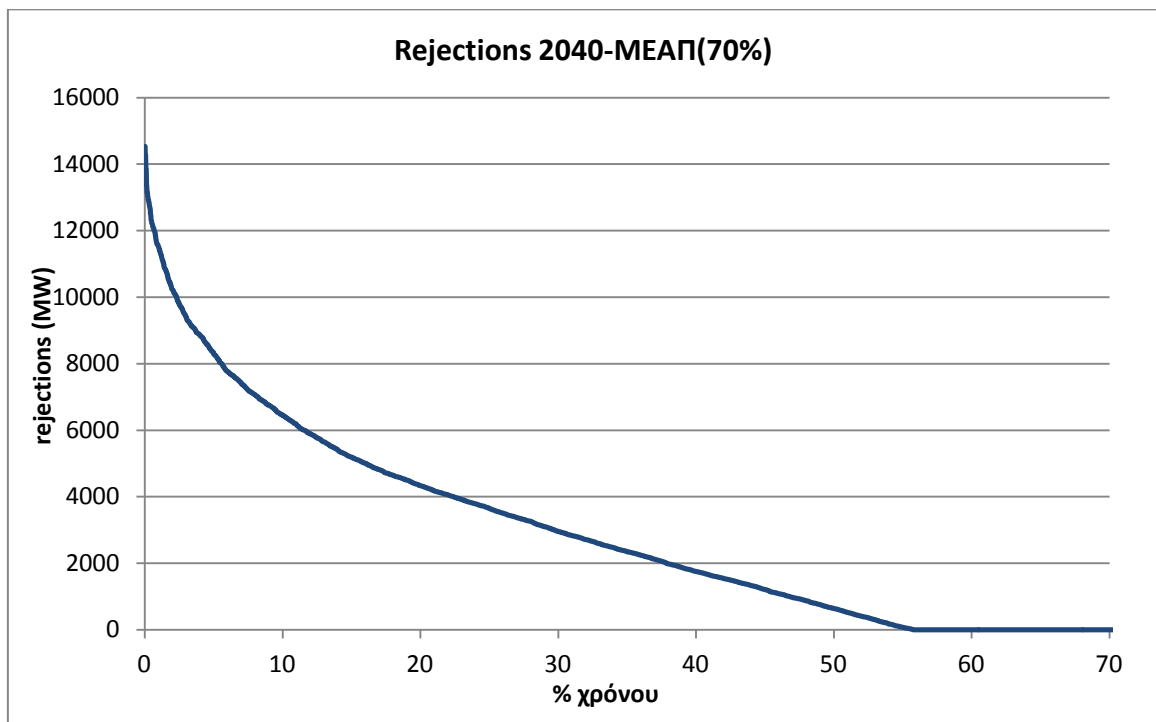


Σχήμα 5.21: Διάγραμμα NPV/Κ (2040-σενάριο ΠΕΚ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.20 και 5.21 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη τόσο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 7100$ MW, όσο και για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 2500$ MW.

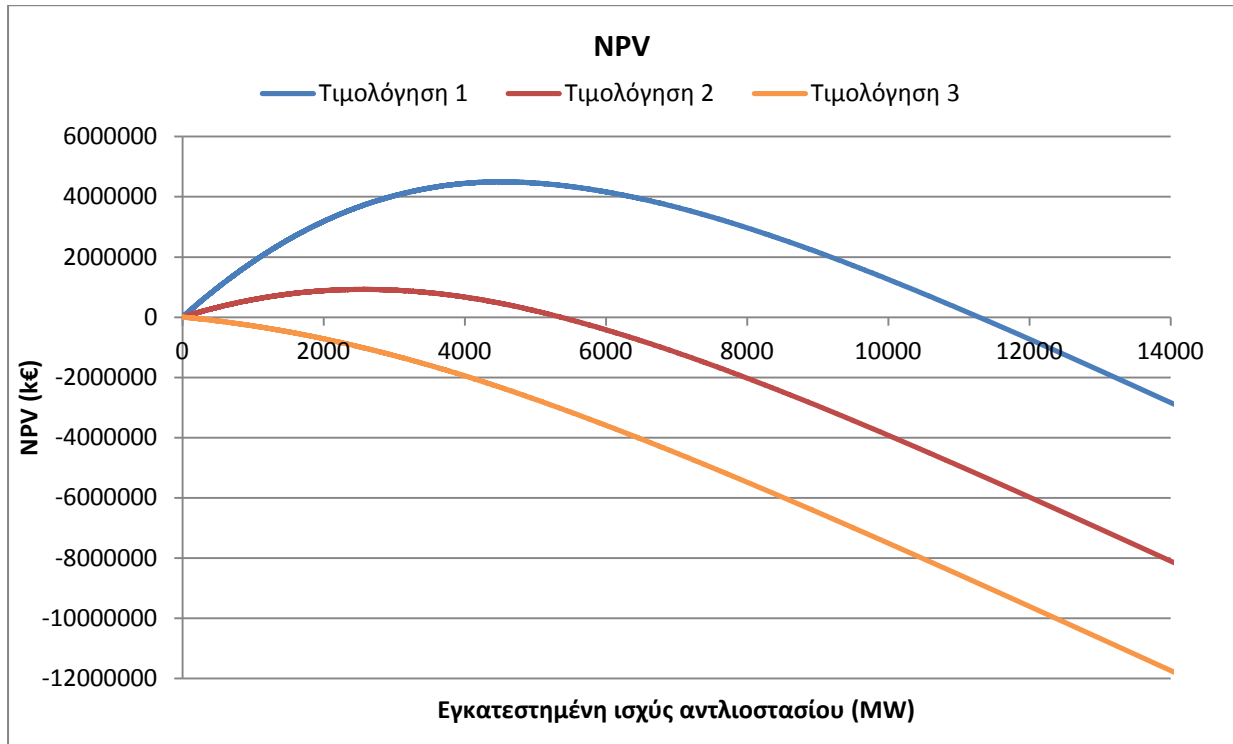
5.2.4.3. ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΕΑΠ(70%):

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2040 και το σενάριο ΜΕΑΠ(70%), ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.22) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

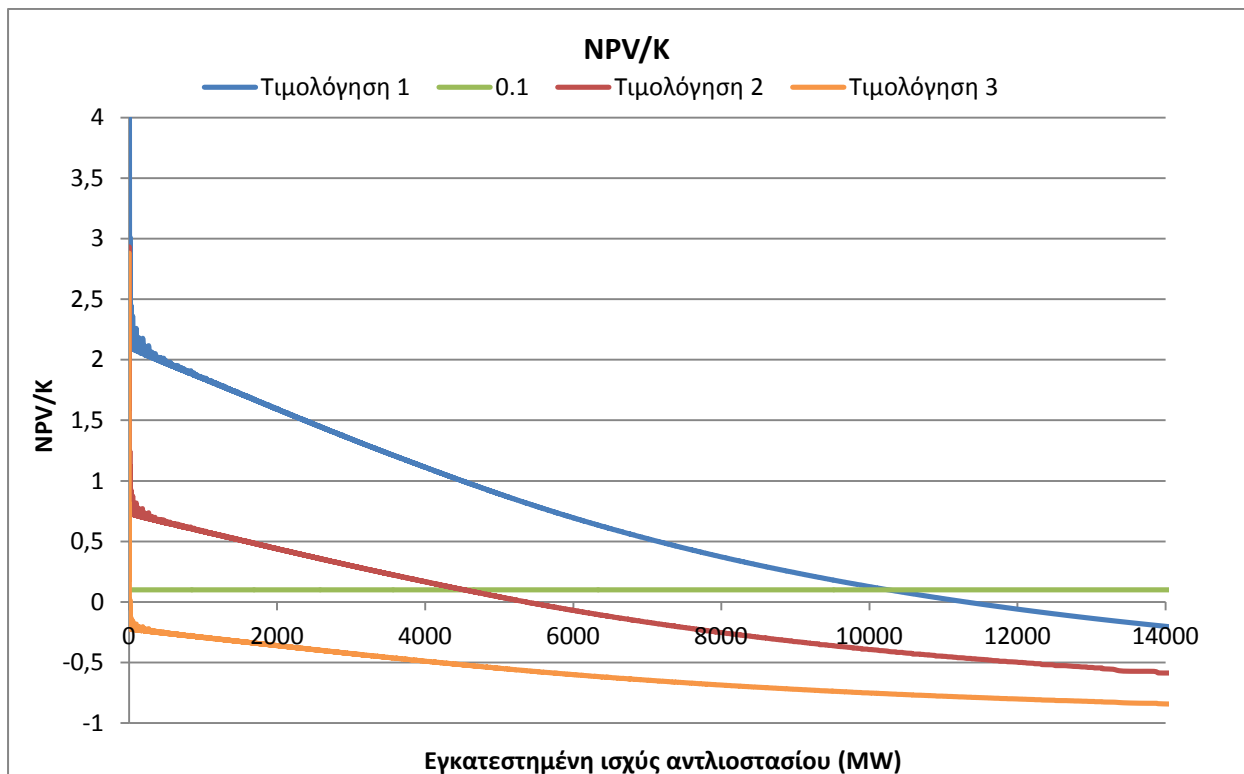


Σχήμα 5.22: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2040-σενάριο ΜΕΑΠ(70%))

Με βάση το σχήμα 5.22, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 4902 ώρες, δηλ. για το 55.8% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.23-5.24) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά με τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.23: Διάγραμμα NPV (2040-σενάριο ΜΕΑΠ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)



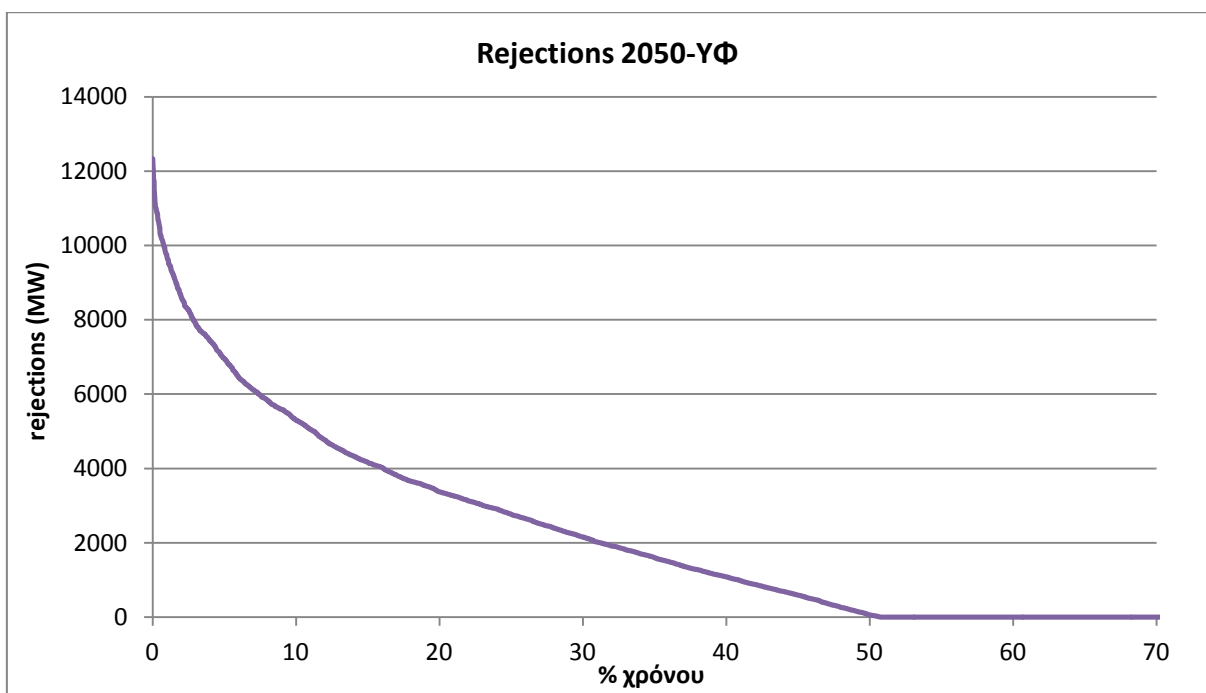
Σχήμα 5.24: Διάγραμμα NPV/Κ (2040-σενάριο ΜΕΑΠ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.23 και 5.24 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμείωσης αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη τόσο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 10100$ MW, όσο και για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 4400$ MW.

5.2.5: ΕΤΟΣ 2050:

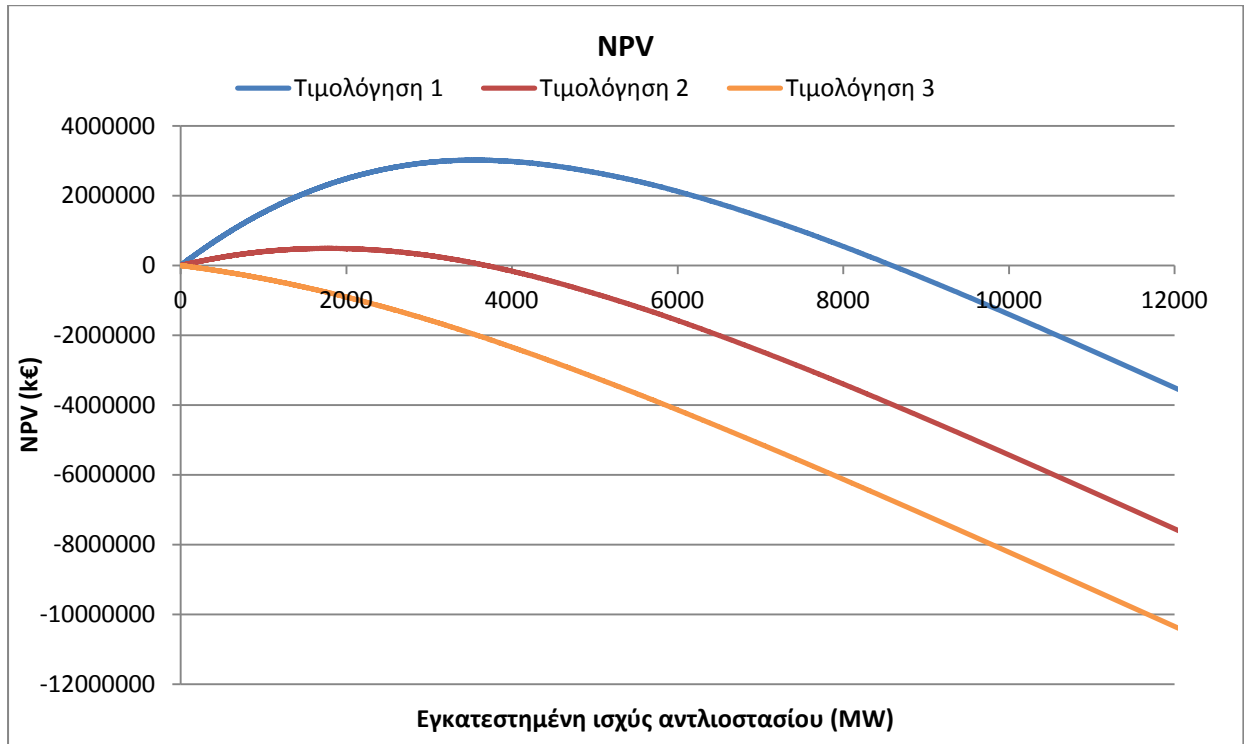
5.2.5.1. ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΦ:

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2050 και το σενάριο ΥΦ, ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.25) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

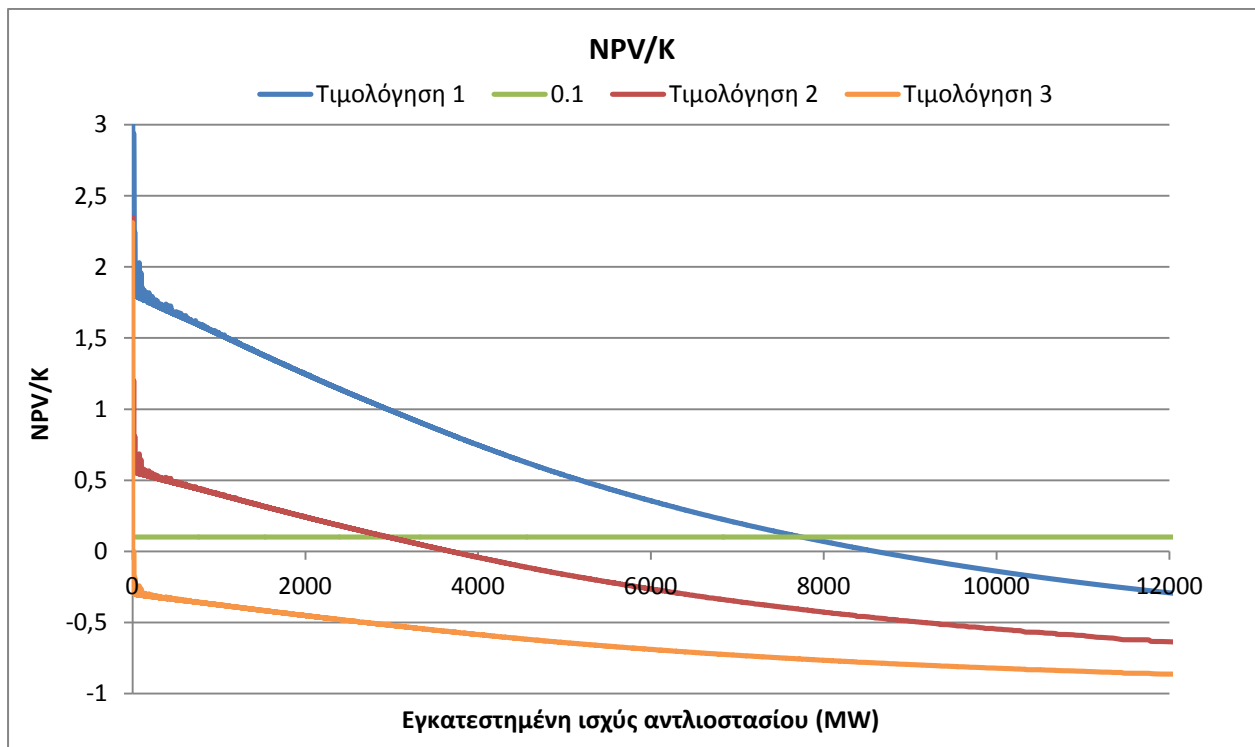


Σχήμα 5.25: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2050-σενάριο ΥΦ)

Με βάση το σχήμα 5.25, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 4447 ώρες, δηλ. για το 50.8% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.26-5.27) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά με τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.26: Διάγραμμα NPV (2050-σενάριο ΥΦ-τιμολόγηση 1,2,3)

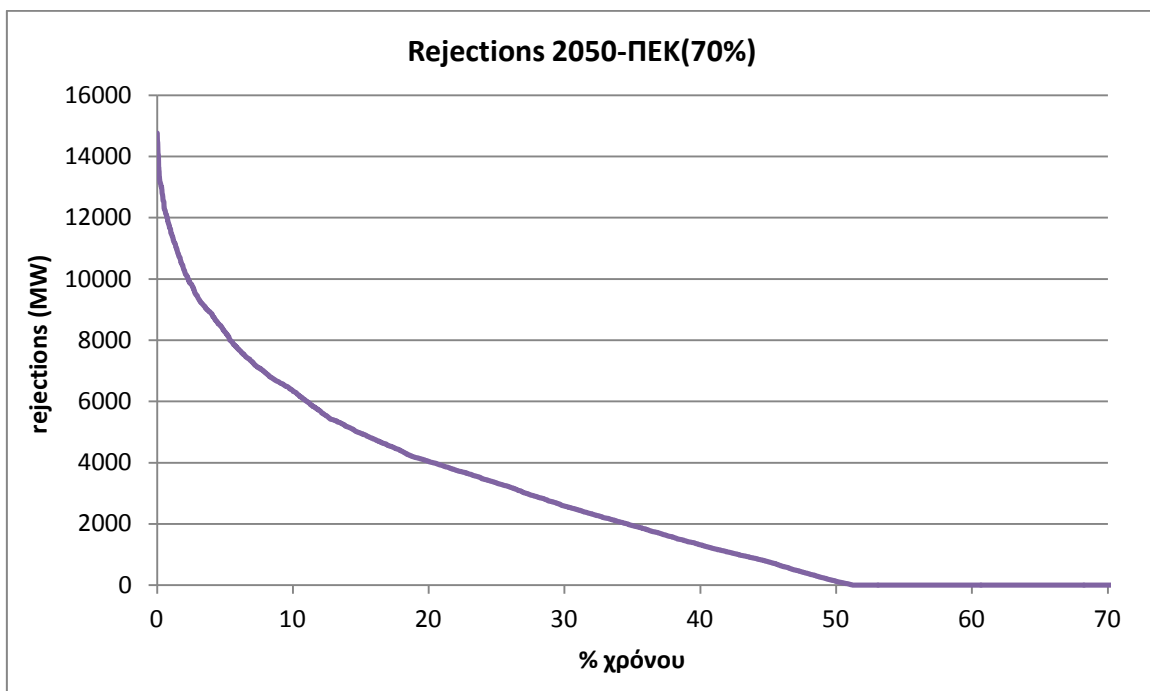


Σχήμα 5.27: Διάγραμμα NPV/K (2050-σενάριο ΥΦ-τιμολόγηση 1,2,3)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.26 και 5.27 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη τόσο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 7800$ MW, όσο και για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 2900$ MW.

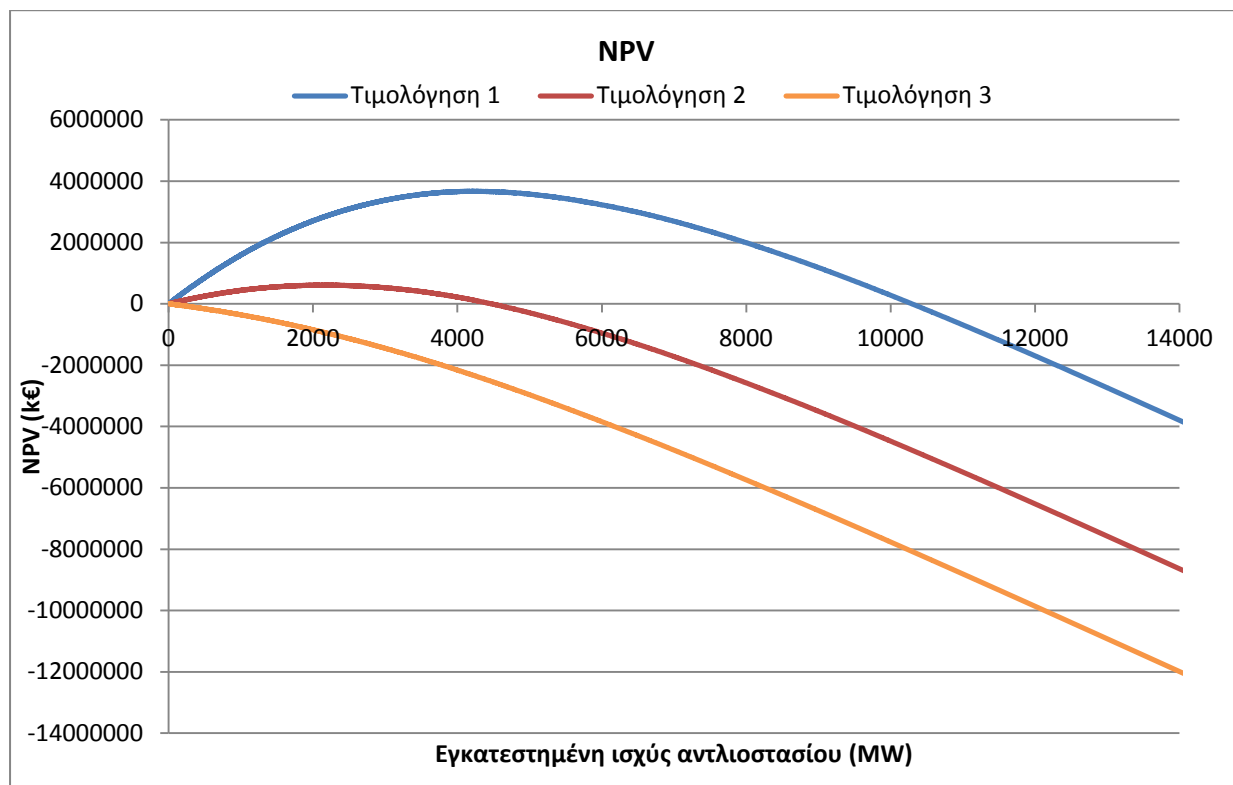
5.2.5.2. ΣΕΝΑΡΙΟ ΠΕΚ(70%):

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2050 και το σενάριο ΠΕΚ(70%), ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.28) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

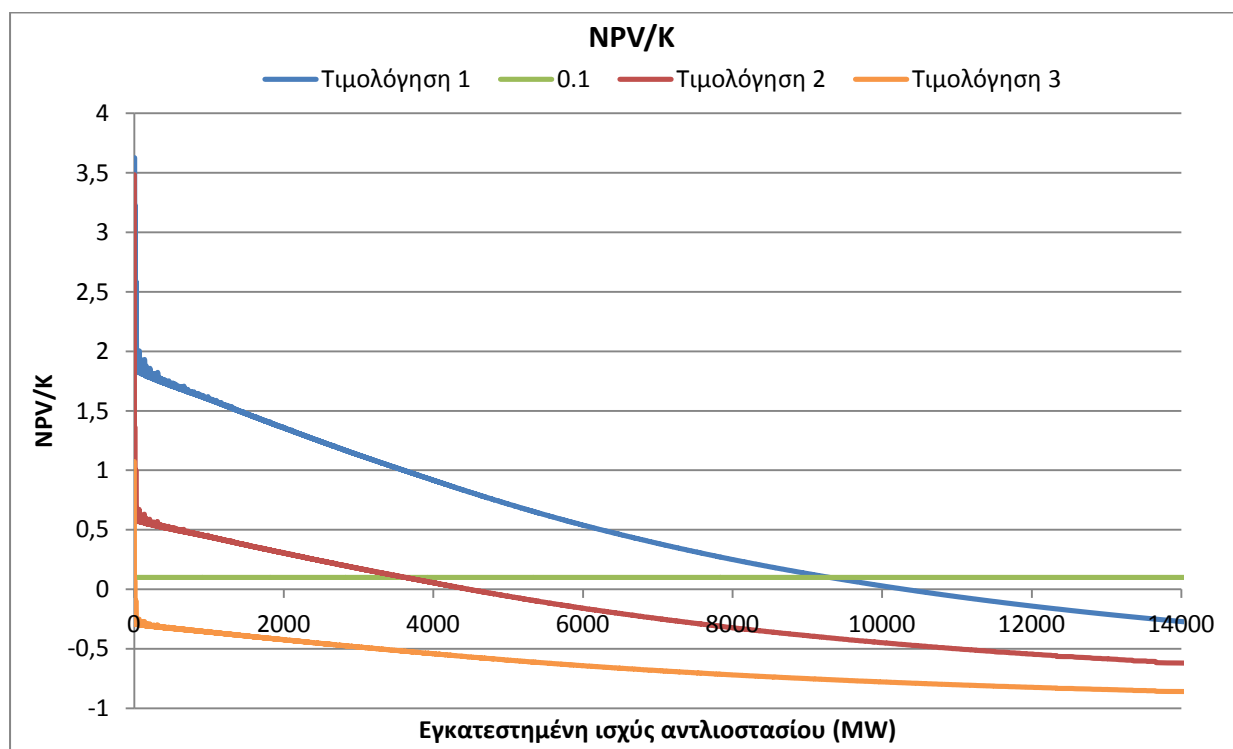


Σχήμα 5.28: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2050-σενάριο ΠΕΚ(70%))

Με βάση το σχήμα 5.28, μη-μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 4487 ώρες, δηλ. για το 51.2% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.29-5.30) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.29: Διάγραμμα NPV (2050-σενάριο ΠΕΚ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)

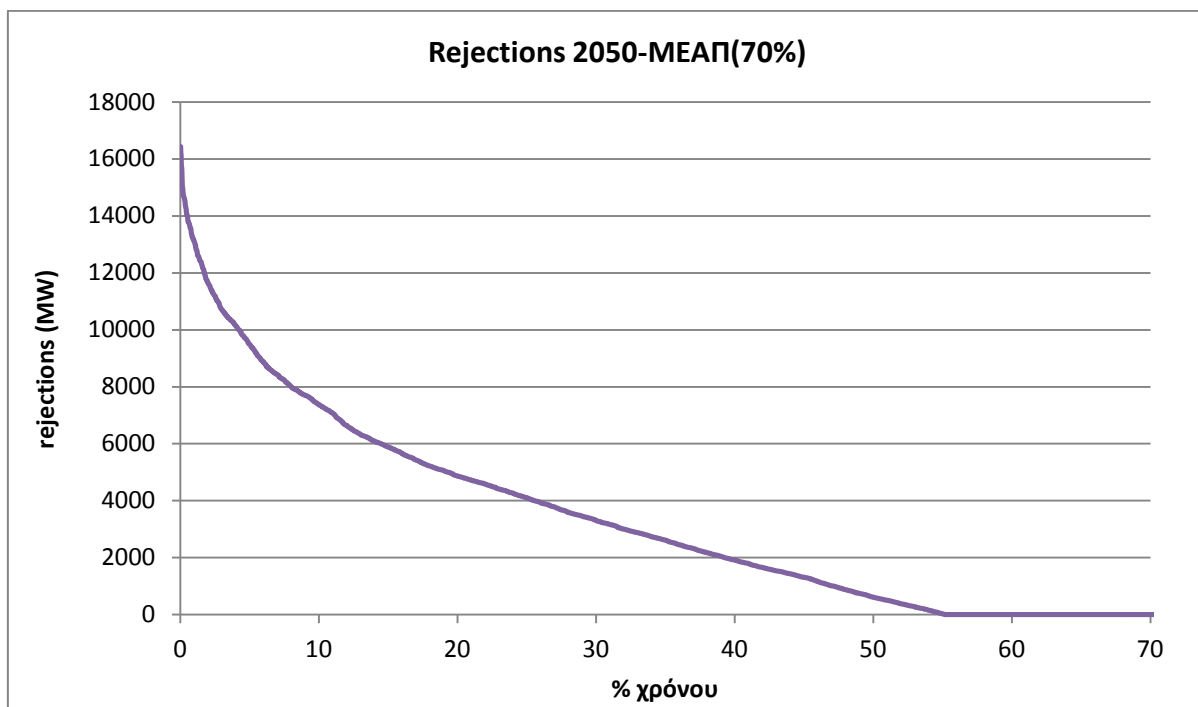


Σχήμα 5.30: Διάγραμμα NPV (2050-σενάριο ΠΕΚ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.29 και 5.30 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη τόσο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 9300$ MW, όσο και για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 3800$ MW.

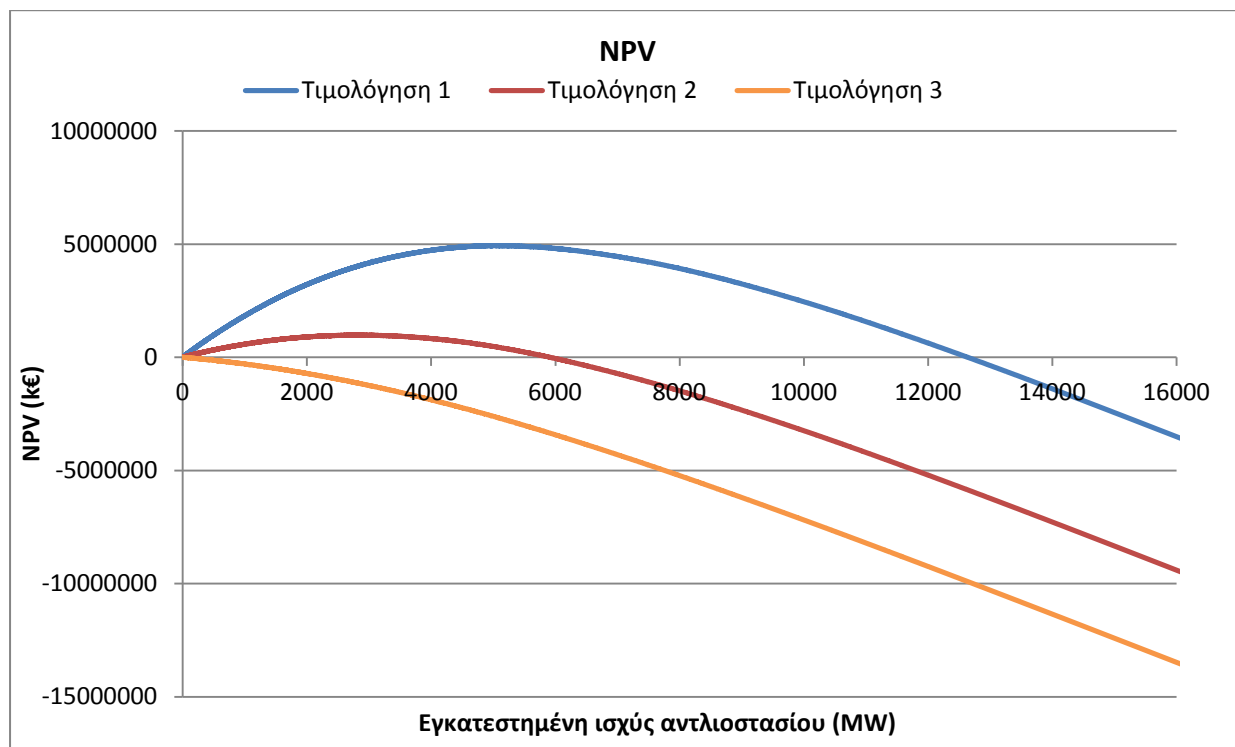
5.2.5.3. ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΕΑΠ(70%):

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.2 υπολογίζονται οι συνολικές απορρίψεις των ΑΠΕ για το έτος 2050 και το σενάριο ΜΕΑΠ(70%), ενώ το παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.31) αναφέρεται στην καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων:

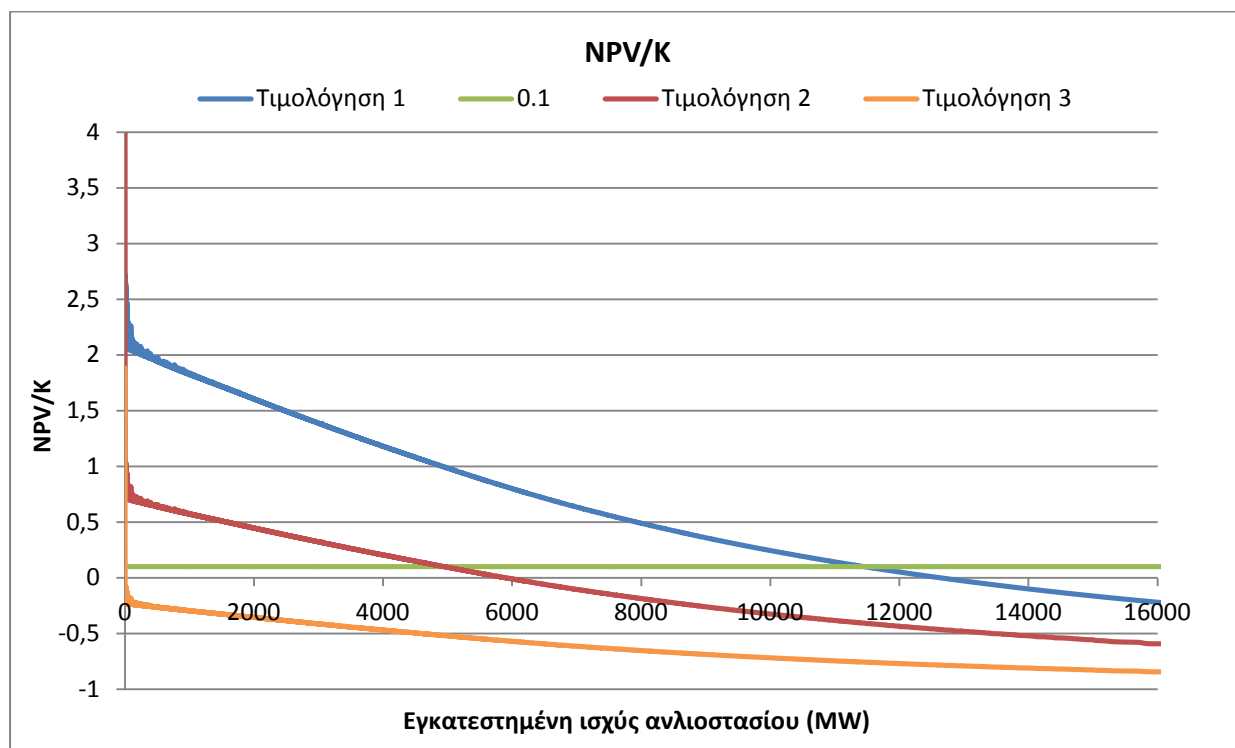


Σχήμα 5.31: Καμπύλη διάρκειας απορρίψεων (2050-σενάριο ΜΕΑΠ(70%))

Με βάση το σχήμα 5.31, μη μηδενική ισχύ απορρίψεων έχουμε για τις πρώτες 4832 ώρες, δηλ. για το 55.2% του χρόνου. Με βάση τον 2^ο υπολογιστικό κώδικα προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα (σχήματα 5.32-5.33) για τη NPV και το NPV/K προς την εγκατεστημένη ισχύ του αντλιοστασίου, συγκριτικά για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης.



Σχήμα 5.32: Διάγραμμα NPV (2050-σενάριο ΜΕΑΠ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)



Σχήμα 5.33: Διάγραμμα NPV/Κ (2050-σενάριο ΜΕΑΠ(70%)-τιμολόγηση 1,2,3)

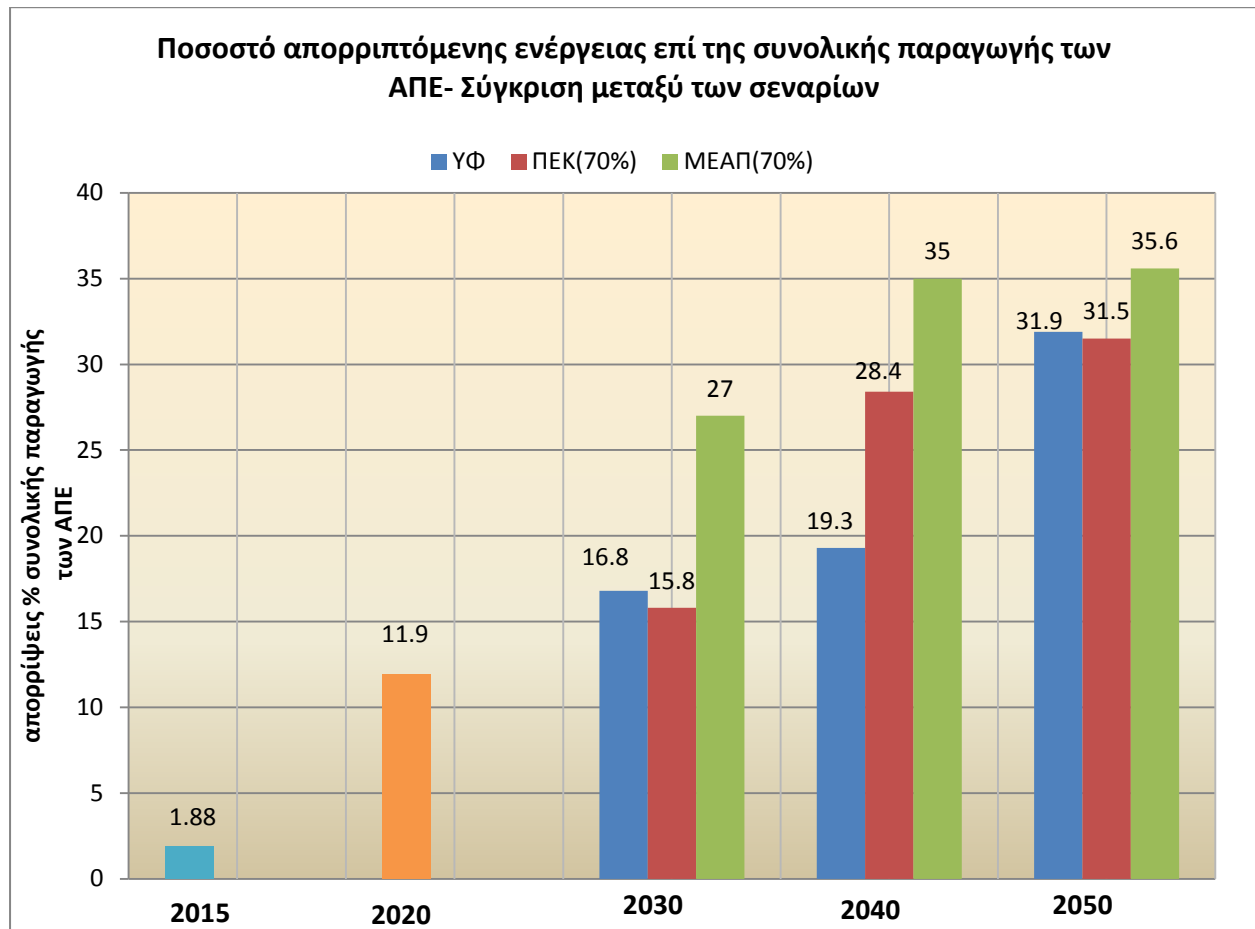
Παρατηρώντας τα σχήματα 5.32 και 5.33 συμπεραίνουμε ότι η επένδυση σε μια μονάδα αντλησιοταμίευσης αποδεικνύεται τεχνοοικονομικά βιώσιμη τόσο για την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 11700$ MW, όσο και για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης για εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου $\cong 5000$ MW.

5.2.6: Σχολιασμός και σύγκριση των σεναρίων τα έτη 2015-2050

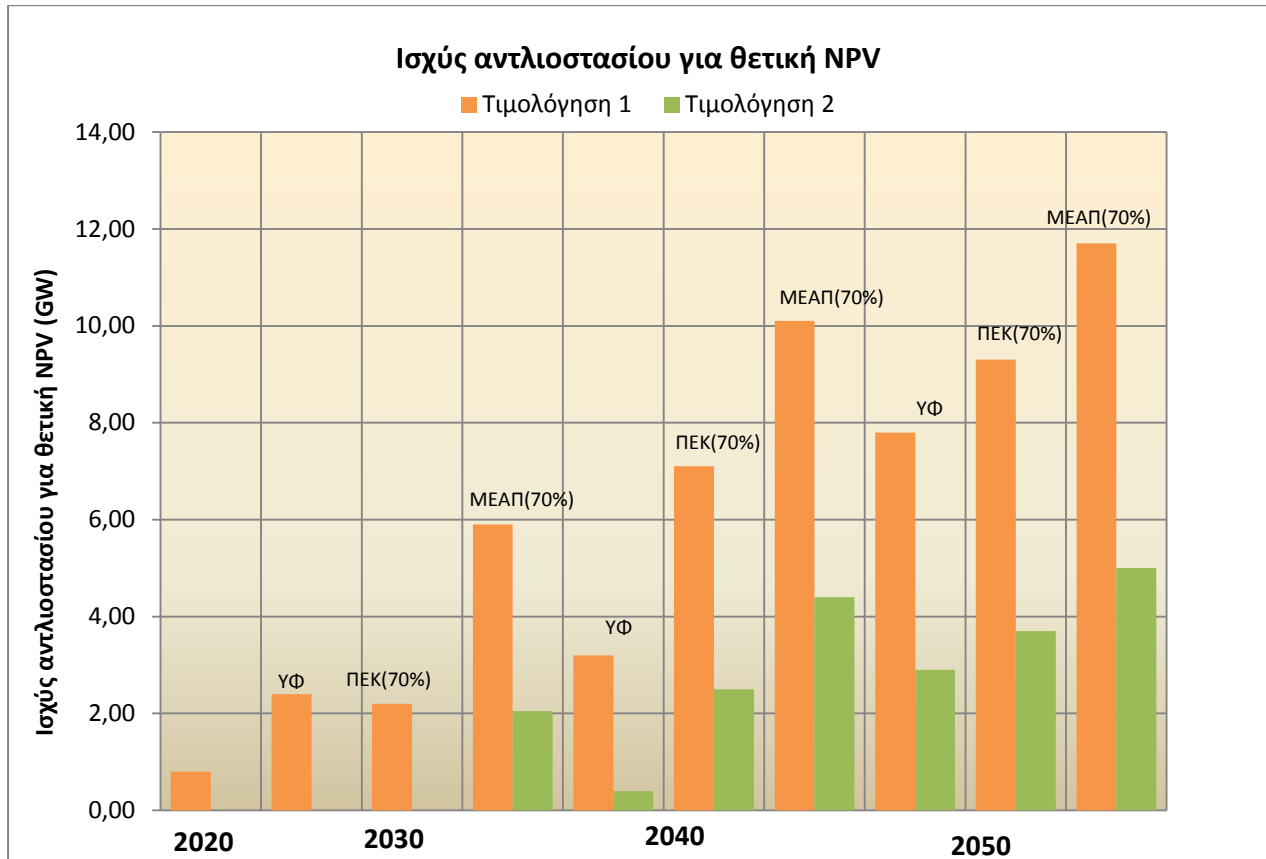
Παρακάτω παρατίθεται πίνακας (πίνακας 5.3) για την καταγραφή των συγκεντρωτικών αποτελεσμάτων για κάθε εξεταζόμενο σενάριο τα έτη 2015-2020, όπως προέκυψαν από την ανάλυση στις προηγούμενες υποπαραγράφους του κεφαλαίου αυτού. Διακρίνονται τα ποσά εγκατεστημένης ισχύος αντλιοστασίου για την οποία προκύπτει τεχνοοικονομικά συμφέρουσα επένδυση, αποθηκευμένης ενέργειας στη μονάδα και συνολικής απορριπτόμενης. Ακόμη, διακρίνονται τα ποσοστά της απορριπτόμενης ενέργειας επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ και τα ποσοστά της αποθηκευμένης ενέργειας επί της συνολικής απορριπτόμενης. Αντίστοιχα, παρατίθενται και τα συγκριτικά διαγράμματα για τα μεγέθη αυτά. (σχήματα 5.34-5.36). Στο σημείο αυτό πρέπει να επισημανθεί ότι στα παρακάτω σχήματα απεικονίζονται μόνο τα σενάρια και οι περιπτώσεις τιμολόγησης για τις οποίες έχει προκύψει επένδυση στη μονάδα αντλησιοταμίευσης τεχνοοικονομικά βιώσιμη. Επομένως, το έτος 2015 και η τρίτη περίπτωση τιμολόγησης για όλα τα έτη δεν εξετάζονται, εφόσον για κανένα σενάριο δεν προκύπτει βιώσιμη επένδυση.

ΕΤΟΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ	ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ	ΙΣΧΥΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΣΤΑΣΙΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΟΠΟΙΑ ΠΡΟΚΥΠΤΕΙ ΚΑΘΑΡΗ ΝΡV (GW)	ΑΠΟΘΗΚΕΥΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (GWh)	ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (GWh)	Ποσοστό απορριπτόμενης ενέργειας επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ (%)	Ποσοστό αποθηκευμένης ενέργειας επί της συνολικής απορριπτόμενης (%)
2015	-	150/30	-	-	-	-	-
		125/45	-	-	-	-	-
		100/50	-	-	-	-	-
2020	-	150/30	0.8	1478.23	2958.77	11.9	49.9
		125/45	-	-	-	-	-
		100/50	-	-	-	-	-
2030	ΥΦ	150/30	2.4	4263.27	5045.34	16.8	84
		125/45	-	-	-	-	-
		100/50	-	-	-	-	-
	ΠΕΚ(70%)	150/30	2.2	3970.17	5033.95	15.8	78.9
		125/45	-	-	-	-	-
		100/50	-	-	-	-	-
	ΜΕΑΠ(70%)	150/30	5.9	10664	11016.11	27	96.8
		125/45	2.05	6554.6	11016.11	27	59.5
		100/50	-	-	-	-	-
2040	ΥΦ	150/30	3.2	5807.33	6625.42	19.3	87.6
		125/45	0.4	1258.27	6625.42	19.3	19
		100/50	-	-	-	-	-
	ΠΕΚ(70%)	150/30	7.1	12670.6	13157.65	28.4	96.3
		125/45	2.5	7957.12	13157.65	28.4	60
		100/50	-	-	-	-	-
	ΜΕΑΠ(70%)	150/30	10.1	18491	18763.46	35	98.5
		125/45	4.4	14219	18763.46	35	75.8
		100/50	-	-	-	-	-
2050	ΥΦ	150/30	7.8	9335.1	14420.66	31.9	97.2
		125/45	2.9	14020.8	14420.66	31.9	64.7
		100/50	-	-	-	-	-
	ΠΕΚ(70%)	150/30	9.3	16798.7	17275.47	31.5	97.2
		125/45	3.7	11714.3	17275.47	31.5	67.8
		100/50	-	-	-	-	-
	ΜΕΑΠ(70%)	150/30	11.7	20752.54	21018.6	35.6	98.7
		125/45	5	15872.27	21018.6	35.6	75.5
		100/50	-	-	-	-	-

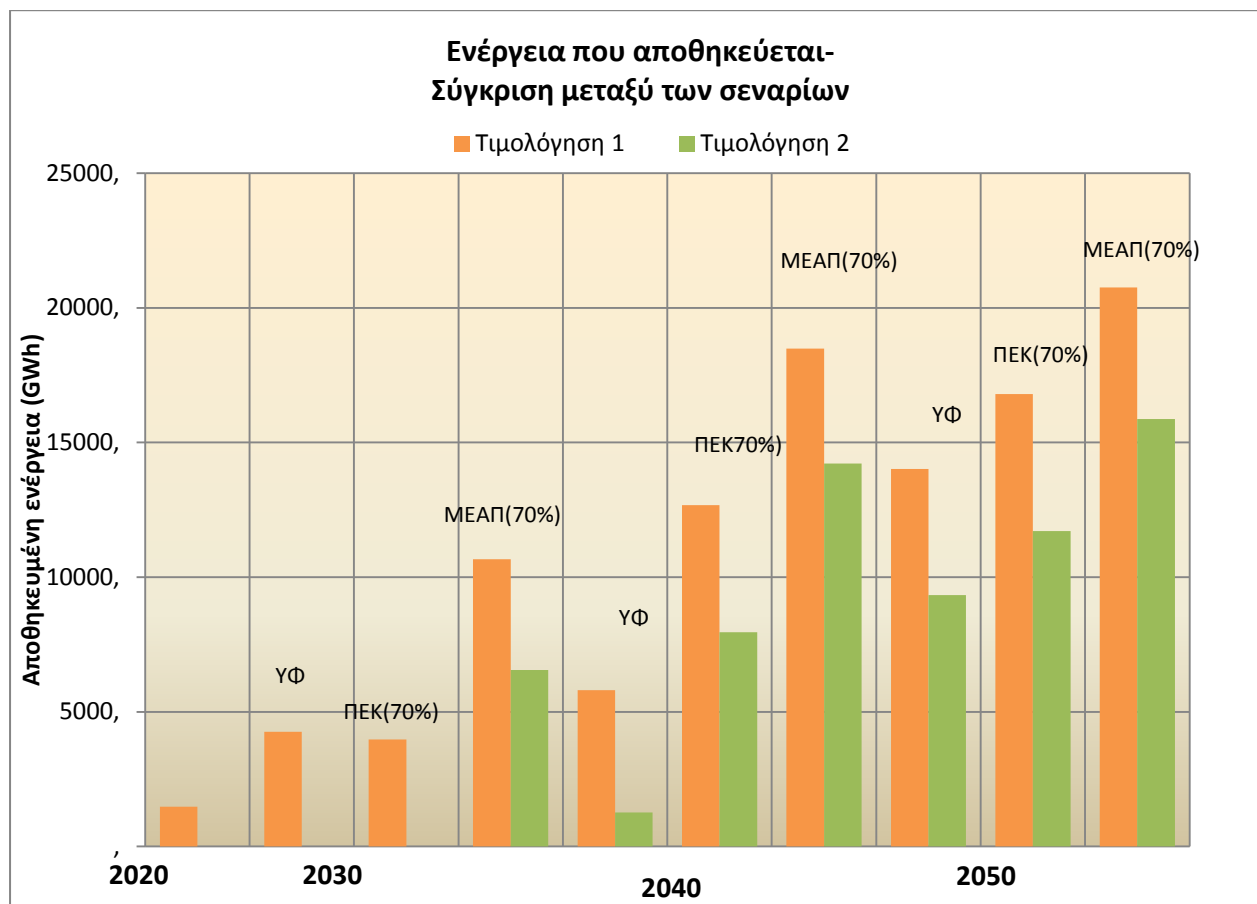
Πίνακας 5.3: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα για την ισχύ της μονάδας αντλησιοταμίευσης για τα έτη 2015-2050



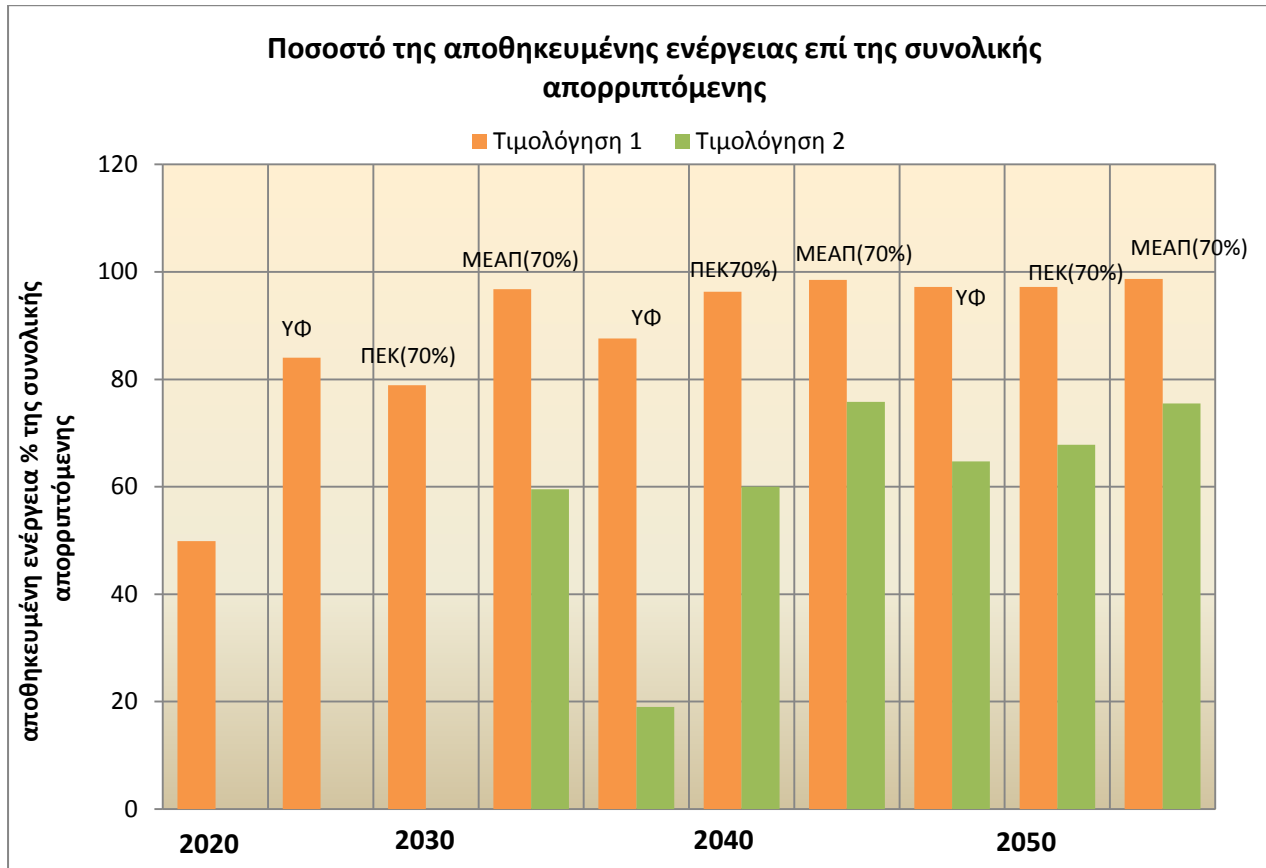
Σχήμα 5.34: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση του ποσοστού της απορριπτόμενης ενέργειας επί της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ για κάθε εξεταζόμενο σενάριο τα έτη 2015-2050



Σχήμα 5.35: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση της ισχύος του αντλιοστασίου κάθε εξεταζόμενου σεναρίου για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης τα έτη 2015-2050



Σχήμα 5.36: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση της αποθηκευμένης ενέργειας κάθε εξεταζόμενου σεναρίου για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης τα έτη 2015-2050



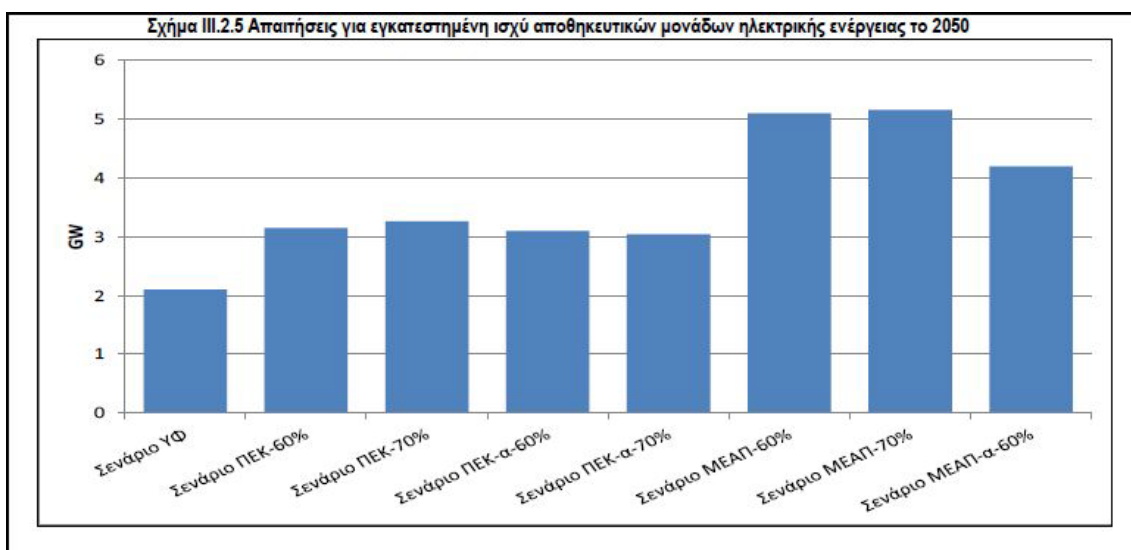
Σχήμα 5.37: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση του ποσοστού της αποθηκευμένης ενέργειας επί της συνολικής απορριπτόμενης κάθε εξεταζόμενου σεναρίου για τις 3 περιπτώσεις τιμολόγησης τα έτη 2015-2050

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.34-5.37 προκύπτει η εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων. Αρχικά, προκύπτει από το σχήμα 5.34 ότι η απορριπτόμενη ενέργεια σε σχέση με τη συνολική παραγωγή των ΑΠΕ αυξάνεται με την πάροδο των ετών, όπως αυτό ήταν και αναμενόμενο δεδομένης της προσπάθειας επίτευξης του στόχου υψηλής διείσδυσης των ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της χώρας τις επόμενες δεκαετίες. Αυξημένες απορρίψεις εμφανίζονται και μεταξύ των τριών σεναρίων για κάθε έτος. Στο σενάριο ΜΕΑΠ(70%) εμφανίζονται τα μεγαλύτερα ποσοστά απορριπτόμενης ενέργειας, εφόσον σύμφωνα με αυτό προβλέπεται μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο επίπεδο του 100% για την ηλεκτροπαραγωγή. Στη συνέχεια, διαπιστώνεται, με βάση το σχήμα 5.35, ότι για κάθε περίπτωση τιμολόγησης για κάθε ένα από τα έτη 2020-2050 η ισχύς του αντλιοστασίου για την οποία προκύπτει θετική NPV και άρα τεχνοοικονομικά συμφέρουσα επένδυση, αυξάνεται μεταξύ των τριών σεναρίων. Αυτό συμβαίνει ακριβώς γιατί οι περισσότερες απορρίψεις οδηγούν σε καλύτερη αναλογία αγοράς προς πώλησης της απορριπτόμενης ενέργειας προς αποθήκευση. Π.χ για το έτος 2040 και για το σενάριο ΥΦ και την πρώτη περίπτωση τιμολόγησης, προκύπτει ισχύς αντλιοστασίου 3.2 GW. Αντίστοιχα, για τα σενάρια ΠΕΚ(70%) και ΜΕΑΠ(70%) προκύπτει ισχύς αντλιοστασίου 7.1 GW και 10 GW, αντίστοιχα. Το ίδιο συμβαίνει και για το ποσοστό της αποθηκευμένης ενέργειας προς τη συνολική απορριπτόμενη, σύμφωνα με το σχήμα 5.37 (για το έτος 2050 και την δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης είναι 64.7% για το σενάριο ΥΦ, 67.8% για το σενάριο ΠΕΚ(70%) και 75.5% για το

σενάριο ΜΕΑΠ(70%)). Παρατηρούμε, ότι για τα έτη 2040 και 2050 κυρίως, και για τα τρία εξεταζόμενα σενάρια, το ποσοστό της αποθηκευμένης ενέργειας επί της απορριπτόμενης πλησιάζει το 100% για την ευνοϊκή περίπτωση τιμολόγησης. Επομένως, το σενάριο ΥΦ αποτελεί το «χειρότερο» σενάριο και άρα τα επόμενα χρόνια, για την επίτευξη του στόχου μεγιστοποίησης των ΑΠΕ, θα πρέπει να γίνει προσπάθεια υιοθέτησης των άλλων δύο πολιτικών.

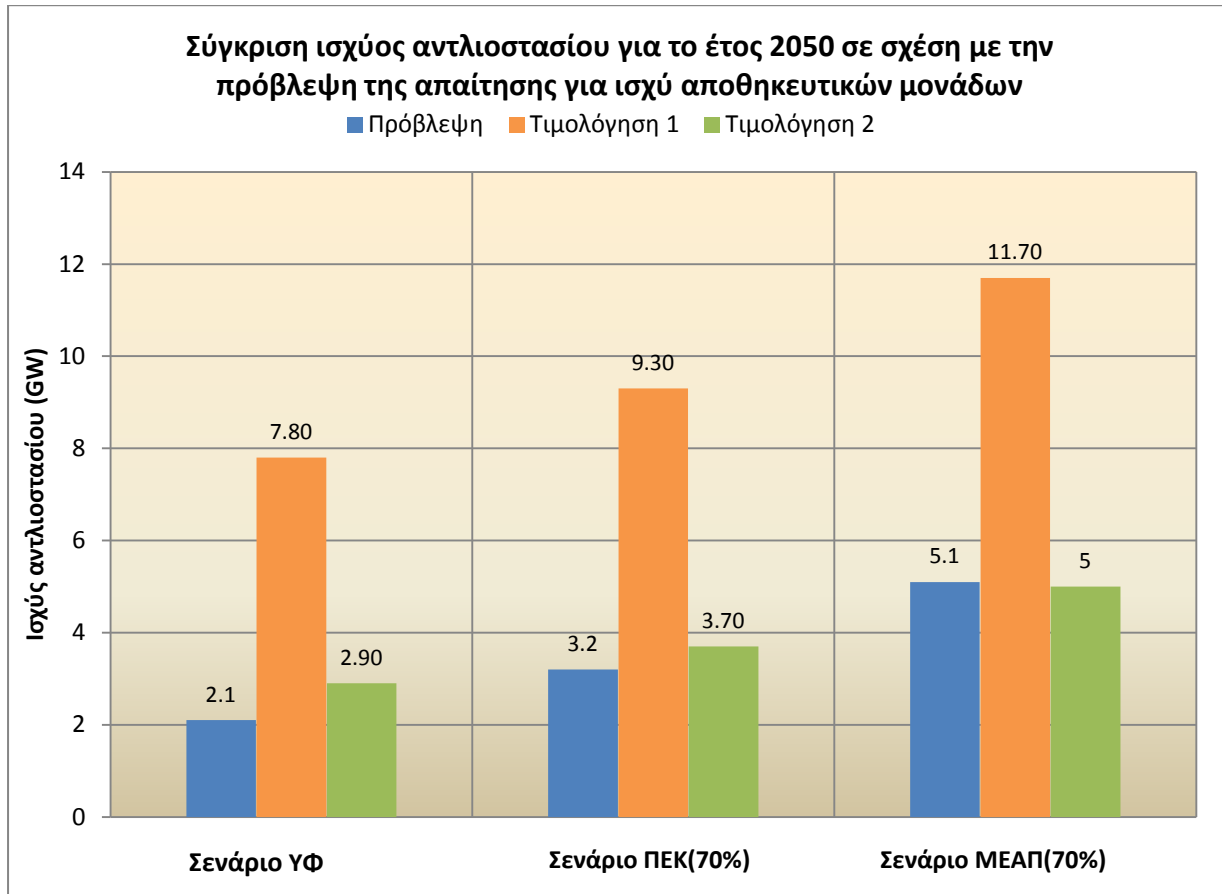
Γενικά, διαπιστώνεται ότι, συγκριτικά με τη διαφορά στην εγκατεστημένη ισχύ αντλιοστασίου μεταξύ των δύο τιμολογήσεων, ευνοϊκής και μέσης τιμολόγησης, η διαφορά των δύο στην αποθηκευμένη ενέργεια είναι μικρότερη (σχήματα 5.35 και 5.36). Αυτό συνεπάγεται ότι αυξανόμενη της αντλητικής ισχύος από κάποια στιγμή και μετά, ανεξαρτήτως τιμολόγησης, δεν έχουμε μεγάλη αύξηση της αποθηκευμένης ενέργειας. Επομένως, φαίνεται πως τίθεται κάποιο όριο στην τιμολόγηση για την οποία μπορούμε να εκμεταλλευτούμε μεγάλο ποσό απορριπτόμενης ενέργειας. Το γεγονός αυτό, εξηγείται και από την καμπύλη διάρκειας των απορρίψεων, για την οποία όσο μειώνεται το ποσοστό του χρόνου, μεγαλώνουν οι απορρίψεις και άρα η κλίση της εκεί είναι περισσότερο «απότομη».

Σύμφωνα με τον εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό, όπως αυτός αναλύθηκε στο κεφάλαιο 2 της παρούσας διπλωματικής εργασίας, έχει γίνει πρόβλεψη σχετικά με τις απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ αποθηκευτικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2050. Παρατίθεται σχετικό ιστόγραμμα (εικόνα 5.3), όπως προέκυψε από την έκθεση αυτή.



Εικόνα 5.3: Απαιτήσεις για εγκατεστημένη ισχύ μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας το 2050

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα του πίνακα 5.3 για την υπολογιζόμενη εγκατεστημένη ισχύ αποθηκευτικών μονάδων για το έτος 2050 με την εικόνα 5.3 για τα σενάρια ΥΦ, ΠΕΚ(70%) και ΜΕΑΠ(70%) προκύπτει το σχήμα 5.37 από το οποίο εξάγονται σημαντικά συμπεράσματα:



Σχήμα 5.37: Ιστόγραμμα για τη σύγκριση ισχύος αντλιοστασίου για το έτος 2050 σε σχέση με την πρόβλεψη απαίτησης για ισχύ αποθηκευτικών μονάδων, όπως προέκυψε από τον εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό

Σύμφωνα με το σχήμα 5.37, για το σενάριο ΥΦ, η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αντλιοσταμείωσης θα είναι περίπου 2.1 GW. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του παρόντος κεφαλαίου, η ισχύς αυτή μπορεί να καλυφθεί και με το παραπάνω, καθώς μέχρι και για δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης (125/45 €/MWh) η ισχύς των αποθηκευτικών μονάδων που προκύπτει μπορεί να είναι \cong 2.9 GW. Αντίστοιχα καλύπτεται επαρκώς και η περίπτωση του σεναρίου ΠΕΚ(70%), όπου και πάλι για τη δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης (125/45 €/MWh) η ισχύς των αποθηκευτικών μονάδων μπορεί να είναι \cong 3.7 GW, ενώ η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς είναι περίπου 3.2 GW. Τέλος, για την περίπτωση του σεναρίου ΜΕΑΠ(70%) η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς, είναι της τάξης των 5 GW και άρα οριακά καλύπτεται και στην δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης, 125/45 €/MWh. Επομένως, τα αποτελέσματα για το έτος 2050 και για την δεύτερη τιμολόγηση, μετά την ανάλυση και τους υπολογισμούς που διεξήχθησαν στο παρόν κεφάλαιο, καταλήγουν να συμπίπτουν με την πρόβλεψη του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού. Διαπιστώνεται ότι το σενάριο της πρώτης τιμολόγησης (150/30 €/MWh) προκύπτει ιδιαίτερα «αισιόδοξο», όσον αφορά στις ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας, εφόσον υπερκαλύπτει τα ποσά εγκατεστημένης ισχύος αντλιοστασίου για τις προβλεπόμενες απαιτήσεις. Τέτοιες ισχύς αντλιοστασίου θα είναι πιθανότατα δύσκολο να επιτευχθούν στην Ελλάδα ακόμα και για το έτος 2050, όπου

προβλέπεται ιδιαίτερα υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ (συνολικά θα εγκατασταθούν \cong 22 GW για τις ΑΠΕ). Άρα, καλύτερη περίπτωση τιμολόγησης αποδεικνύεται η δεύτερη.

5.3 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ ΚΑΙ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΑΥΞΗΣΗΣ ΤΟΥ ΠΟΣΟΣΤΟΥ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΟΥΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΙΣ ΕΠΟΜΕΝΕΣ ΔΕΚΑΕΤΙΕΣ

Όπως διαπιστώθηκε από τη μελέτη που προηγήθηκε στην παράγραφο 5.2 του παρόντος κεφαλαίου, τις επόμενες δεκαετίες προβλέπεται σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ και άρα και της παραγωγής τους. Με βάση, όμως το γεγονός ότι στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της χώρας, το όριο διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο ανέρχεται στο ποσοστό του 40-50% (εξαιτίας και των τεχνικών περιορισμών που επιβάλλονται για τους θερμικούς σταθμούς παραγωγής αλλά και της αστάθειας που προκαλείται στο δίκτυο λόγω της αβεβαιότητας στην παραγωγή των ΑΠΕ και κυρίως της αιολικής ενέργειας) η απορριπτόμενη ενέργεια από αυτές αυξάνεται σημαντικά. Σήμερα, σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες, όπως είναι η Γερμανία, οι ΑΠΕ καλύπτουν σημαντικό ποσοστό στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και άρα οι χώρες αυτές μπορούν να ρυθμίσουν και να θέτουν σε λειτουργία κάθε φορά τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που επιθυμούν. Αυτό συνεπάγεται ότι μπορεί να γίνει ασφαλής πρόβλεψη για την ωριαία παραγωγή των ΑΠΕ, και κυρίως της παραγωγής από Α/Π, με αποτέλεσμα να μπορεί να μειωθεί η ωριαία παραγωγή των θερμικών σταθμών. Με βάση τα σημερινά δεδομένα για την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ στη χώρα μας δεν μπορεί να γίνει κάποια τέτοια πρόβλεψη. Για τον λόγο αυτό, παρακάτω, θα γίνει αναφορά μόνο σε μελλοντικά έτη.

Στο σημείο αυτό θα γίνει μια σύντομη αναφορά στην πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής και τα οφέλη που μπορεί να επιφέρει στο ηλεκτρικό δίκτυο συνολικά, εφόσον η αιολική παραγωγή είναι εκείνη που επηρεάζει στο μεγαλύτερο βαθμό την παραγωγή των ΑΠΕ. Η εκτίμηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την αιολική παραγωγή μπορεί να γίνει με βάση την **βραχυπρόθεσμη** και **μακροπρόθεσμη** πρόβλεψη της ταχύτητας του ανέμου σε αιολικά πάρκα.

Με βάση την βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη μπορούμε να προβλέψουμε την παραγωγή αιολικής ενέργειας σε χρονικό ορίζοντα ενός, 10 λεπτών ή και μερικών ωρών μπροστά, χρονικό διάστημα που απαιτείται για να ενημερωθεί ο προγραμματισμός ενός αιολικού πάρκου και η συνεργασία του με τα άλλα συμβατικά μέσα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η πρόβλεψη αυτή της ταχύτητας του ανέμου βασίζεται στην ανάλυση της χρονοσειράς των ταχυτήτων, των συχνοτήτων, των περιοδικοτήτων και των μεσοπρόθεσμων τάσεων αυτού. Υπάρχουν σχετικά μοντέλα τα οποία μπορούν να δώσουν αξιόπιστη πρόβλεψη, από μερικά λεπτά έως και μία ώρα, όπως προαναφέρθηκε, υπό κανονικές συνθήκες.

Με βάση την μακροπρόθεσμη πρόβλεψη, μπορούμε να προβλέψουμε την αιολική παραγωγή για διάστημα από 1 ώρα έως και 3 ημέρες, εκεί όπου οι στατιστικές ιδιότητες του ανέμου δεν μπορούν να βοηθήσουν. Η πρόβλεψη αυτή βασίζεται κυρίως σε διάφορες προσεγγιστικές αριθμητικές προβλέψεις καιρού που παρέχουν διάφοροι μετεωρολογικοί σταθμοί.

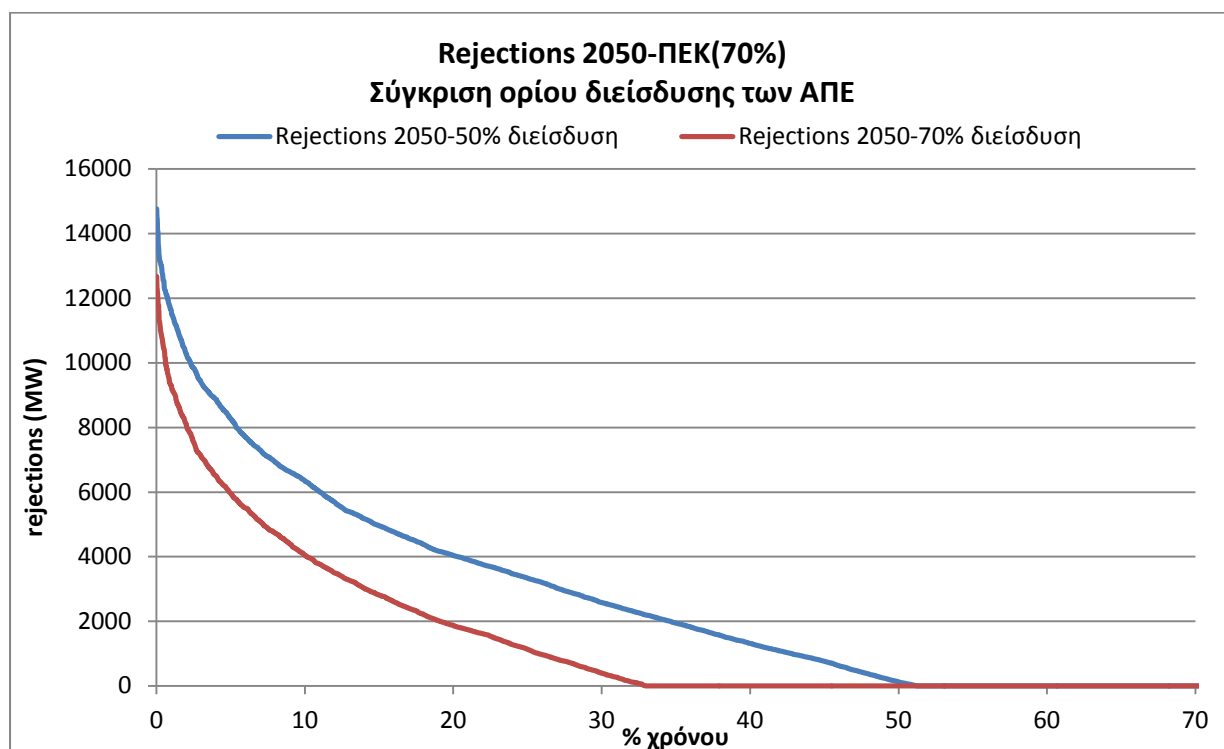
Τα προβλήματα που συνδέονται με την επίτευξη ασφαλούς και επωφελούς χρήσης της αιολικής ενέργειας εξαρτώνται εκτός από την μεταβλητότητα της έντασης του ανέμου και από την επιτρεπόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος στο δίκτυο, τις δεσμεύσεις μονάδων συμβατικής παραγωγής, την εφεδρεία, την αξιοπιστία και τελικά το κόστος. Όσο πιο ακριβείς είναι οι προβλέψεις των ταχυτήτων ανέμου τόσο μεγαλύτερη μπορεί να είναι η διείσδυση ενέργειας και χαμηλότερο το κόστος. Στην περίπτωση που δεν υπάρχει πρόβλεψη, μπορεί να γίνει ανεκτή στο δίκτυο μια διείσδυση της τάξης μεγέθους 3-4%. Όταν, όμως, υπάρχει πρόβλεψη, τα ποσοστά αυτά μπορούν να πολλαπλασιασθούν. Σε κάθε περίπτωση ποσοστά διείσδυσης αιολικής ισχύος μεγαλύτερα του 5% θα πρέπει να ελεγχθούν για να επιτευχθεί λειτουργία με ανεκτά όρια μεταβολής της τάσης, της συχνότητας και της αξιοπιστίας. Σε δίκτυα όπου οι Α/Γ συνεργάζονται με γεννήτριες diesel, ΥΗΣ ή και Φ/Β στοιχεία, η ένταξη των μονάδων προτείνεται να επαναπροσδιορίζεται κάθε 15 λεπτά ή και κάθε ένα λεπτό και όχι κάθε 24 ώρες εξαιτίας της ύπαρξης των Α/Γ. Συνοψίζοντας, η διαδικασία κεντρικού ελέγχου ενός αιολικού πάρκου ανάγεται σε 3 βασικά σημεία:

1. Την πρόβλεψη φορτίου (σε 24ωρη ή ωριαία βάση)
2. Την πρόβλεψη ταχυτήτων ανέμου (ή επαναπροσδιορισμός της) ανά 1 λεπτό, 15 λεπτά και 1 ώρα
3. Την ανάληψη κατάλληλης δράσης βάσει σχεδίου. **[20]**

Στην παραπάνω μελέτη θεωρήθηκε όριο διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο 50% επί της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως παρατηρείται, όμως, αν όντως εγκατασταθεί μεγάλη ισχύς από τις ΑΠΕ τις επόμενες δεκαετίες, θα μπορεί να γίνει μια ασφαλής πρόβλεψη για την παραγωγή των ΑΠΕ και το ποσοστό αυτό θα μπορέσει να αυξηθεί περαιτέρω χωρίς να προκαλείται αστάθεια στο ηλεκτρικό δίκτυο. Εδώ, εξετάζεται η περίπτωση αύξησης του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ κατά 20%, δηλ. ποσοστό 70%. Η ανάλυση πραγματοποιείται μόνο για το έτος 2050 και ενδεικτικά για τα σενάρια ΥΦ και ΠΕΚ(70%), οπότε και η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ αυξάνεται σημαντικά. Στη συνέχεια παρατίθενται τα σχετικά διαγράμματα (σχήματα 5.38,5.39) για τη σύγκριση των απορρίψεων για ποσοστά διείσδυσης των ΑΠΕ 50% και 70%.



Σχήμα 5.38: Σύγκριση των απορρίψεων για το έτος 2050 και το σενάριο ΥΦ για όρια διείσδυσης των ΑΠΕ 50% και 70%



Σχήμα 5.39: Σύγκριση των απορρίψεων για το έτος 2050 και το σενάριο ΠΕΚ(70%) για όρια διείσδυσης των ΑΠΕ 50% και 70%

Παρατηρώντας τα σχήματα 5.38 και 5.39 συμπεραίνουμε ότι οι απορρίψεις από τις ΑΠΕ για ποσοστό διείσδυσης τους 70% στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της χώρας μειώνονται αισθητά, αφού τώρα για το σενάριο ΥΦ αποτελούν μόνο το 17% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ έναντι του 31.9% για ποσοστό διείσδυσης 50%. Ακόμη, συμβαίνουν για μικρότερο ποσοστό του χρόνου. Το γεγονός αυτό, επιτρέπει να εκμεταλλευτούμε μεγαλύτερα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ και να μειωθεί έτσι η παραγωγή των θερμικών σταθμών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ:

Ανακεφαλαιώνοντας όλα τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την προηγούμενη έρευνα, μπορούμε να οδηγηθούμε σε κάποια σημαντικά συμπεράσματα. Καταρχάς, όσον αφορά στα σενάρια υψηλής διείσδυσης των ΑΠΕ για το έτος αναφοράς (2008), διαπιστώνεται ότι για το ύψος της συνολικής απορριπτόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ, κυρίαρχο ρόλο παίζει το ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ. Έτσι, για το σενάριο Α, όπου η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών αποτελεί, κατά περίπτωση, το 100% ή το 150% του μέσου φορτίου του έτους προκύπτουν οι περισσότερες απορρίψεις. Στις περιπτώσεις αναλογίας εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και Φ/Β (σενάρια Β και Γ), ανεξαρτήτως του τρόπου ένταξής τους στο δίκτυο, παρατηρούνται μικρότερα ποσά συνολικών απορρίψεων από τις ΑΠΕ. Είναι προφανές, ότι στην περίπτωση προτεραιότητας στην ένταξη των Φ/Β στο δίκτυο οι απορρίψεις αυτών είναι ελάχιστες, ενώ των αιολικών αρκετά περισσότερες. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, αυτό συμβαίνει και για τον λόγο του ότι η παραγωγή των αιολικών συνεχίζεται και τις ώρες χαμηλού φορτίου, δηλαδή τις βραδινές ώρες, ενώ τα Φ/Β παράγουν μόνο την ημέρα και μάλιστα κυρίως τις ώρες υψηλής ζήτησης, οπότε η απορρόφηση των ΑΠΕ στο δίκτυο είναι ευκολότερη. Η μικρότερη συνολική απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ εμφανίζεται για την περίπτωση αναλογίας εγκατεστημένης ισχύος αιολικών, Φ/Β 6:4, οπότε και υπάρχει μεγαλύτερη ομοιομορφία στην κατανομή της παραγωγής ενέργειας από τις ΑΠΕ.

Δεύτερον, μελετώντας την τεχνοοικονομική αξιολόγηση των έργων αντλησιοταμίευσης για τα σενάρια υψηλής διείσδυσης των ΑΠΕ και για τις 3 διαφορετικές περιπτώσεις τιμολόγησης, συμπεραίνουμε ότι ακολουθώντας την πιο ευνοϊκή περίπτωση τιμολόγησης, οπότε και έχουμε την καλύτερη αναλογία τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς της απορριπτόμενης προς αποθήκευση ενέργειας, προκύπτει τεχνοοικονομικά συμφέρουσα επένδυση για κάθε εξεταζόμενο σενάριο. Επιθυμούμε, να μην έχουμε μια επένδυση μόνο με θετική Καθαρή Παρούσα Αξία αλλά και με ευνοϊκή αναλογία οφέλους-κόστους. Όσο περισσότερες είναι οι απορρίψεις, τόσο μεγαλύτερη είναι και η τεχνοοικονομικά συμφέρουσα ισχύς του αντλιοστασίου. Για την δεύτερη περίπτωση τιμολόγησης παρατηρούνται μικρότερα ποσοστά αποθηκευμένης ενέργειας επί της συνολικής απορριπτόμενης, ενώ το βέλτιστο σενάριο για την περίπτωση αυτή αποτελεί το σενάριο Α και η περίπτωση κάλυψης του 150% του μέσου φορτίου από την αιολική ενέργεια.

Στη συνέχεια, μελετήθηκε η απορριπτόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ τα έτη 2015-2050, ενώ διαπιστώθηκε ότι τις επόμενες δεκαετίες η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ θα φτάσει σε αρκετά υψηλά επίπεδα με τη συμμετοχή των θερμικών και πετρελαϊκών σταθμών στη διαμόρφωση του ενεργειακού μίγματος να είναι ελάχιστη έως και μηδαμινή για το σενάριο ΜΕΑΠ(70%). Ιδιαίτερα η αυξημένη εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β θα διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Άμεσο επακόλουθο είναι η, αύξηση των απορρίψεων από τις ΑΠΕ με την πάροδο των χρόνων (αύξηση κατά 1.99% της

απορριπτόμενης ενέργειας επί της συνολικής παραγόμενης από το έτος 2020 έως το έτος 2050) αλλά και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βασισμένη σε «πράσινες τεχνικές», εφόσον μεγαλύτερο ποσοστό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ θα διεισδύει στο δίκτυο. Επομένως, μονάδες αντλησιοταμίευσης αρκετά μεγάλης ισχύος πρέπει να εγκατασταθούν τις επόμενες δεκαετίες για την αποθήκευση της απορριπτόμενης ενέργειας. Τέλος, μετά την εξέταση της περίπτωσης αύξησης του επιτρεπτού ορίου διείσδυσης των ΑΠΕ κατά 20% συμπεραίνουμε ότι η απορριπτόμενη ενέργεια μειώνεται σημαντικά. Το ζήτημα που προκύπτει είναι αν η αύξηση αυτή του 20% μπορεί να συνυπάρξει με τους περιορισμούς που θέτει το δίκτυο σχετικά με την αστάθεια που επιφέρει, κυρίως η αιολική παραγωγή, στο σύστημα. Βέβαια, στην περίπτωση αυτή οι ανάγκες για αποθήκευση της απορριπτόμενης ενέργειας θα ήταν μικρότερες και άρα δεν θα απαιτούνταν η εγκατάσταση μονάδων αντλησιοταμίευσης πολύ μεγάλης ισχύος.

ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ:

Ένα ερώτημα που προκύπτει από την παραπάνω τεχνοοικονομική ανάλυση και τα αντίστοιχα αποτελέσματα, όπως αναφέρθηκε, είναι αν υπάρχει η δυνατότητα κατασκευής και εγκατάστασης σταθμών αντλησιοταμίευσης που να καλύπτουν τέτοια μεγάλα ποσά απαιτούμενης αποθηκευμένης ενέργειας στο μέλλον. Είναι σαφές ότι καθίσταται επιτακτική η ανάγκη περαιτέρω έρευνας και μελέτης για την εγκατάσταση τέτοιων νέων μονάδων που να μπορούν να καλύψουν το μεγαλύτερο ποσοστό της απορριπτόμενης ενέργειας. Αυτό συνεπάγεται την αλλαγή της ισχύουσας νομοθεσίας για τους σταθμούς αποθήκευσης ενέργειας καθώς και τη βελτίωση των γραφειοκρατικών διαδικασιών που αποτελούν, σήμερα, σημαντικό εμπόδιο στην ανάπτυξη της κατασκευής τέτοιων έργων. Ευχάριστο είναι το γεγονός ότι το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας προσφέρεται για μια τέτοιου είδους μελέτη, καθώς το υψόμετρο και η γεωγραφική θέση πολλών υπαρχουσών λιμνών και ποταμών αποτελούν ιδανική περίπτωση για την εγκατάσταση αναστρέψιμων ΥΗΣ. Ήδη, έχουν εξεταστεί αρκετές πιθανές θέσεις για την εγκατάσταση μονάδων αντλησιοταμίευσης στα μέρη αυτά αλλά επιβάλλεται περαιτέρω έρευνα. Για τον σκοπό αυτό, προτείνεται για έρευνα η μελέτη με σκοπό την ακριβέστερη μοντελοποίηση όλου του συστήματος (μονάδες παραγωγής, δίκτυο), ώστε να μπορεί να γίνει λεπτομερέστερη διερεύνηση των αναγκών αλλά και των δυνατοτήτων εγκατάστασης και λειτουργίας των μονάδων αντλησιοταμίευσης. Με την υλοποίηση όλων αυτών των σχεδίων, η χώρα μας θα μπορέσει να ανταποκριθεί στη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ τα επόμενα έτη και να επιτύχει τους στόχους της.

Επιπρόσθετα, στο μέλλον, θα μπορούσε να εξεταστεί η περίπτωση ευνοϊκότερης τιμολόγησης, στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας, συγκριτικά με αυτή που παρουσιάστηκε στην παρούσα εργασία, έτσι ώστε να διαπιστωθεί ποιά μπορεί να είναι η βέλτιστη περίπτωση τιμολόγησης για την οποία έχουμε τη μεγαλύτερη αποθηκευτική ικανότητα των μονάδων αντλησιοταμίευσης για τεχνοοικονομικά βιώσιμη επένδυση.

Σήμερα, με την επικρατούσα κατάσταση στο ηπειρωτικό, διασυνδεδεμένο δίκτυο της χώρας, δίνεται προτεραιότητα στην ένταξη των Φ/Β. Για την ώρα, οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας δεν ζημιώνονται αρκετά, εφόσον τα ποσά εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π είναι ακόμη μικρά σε σχέση με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ όλων των σταθμών παραγωγής και άρα απορροφάται από το δίκτυο όλη η παραγόμενη ενέργεια από τα Α/Π. Στις επόμενες

δεκαετίες, όμως, το γεγονός αυτό θα αποτελέσει ένα πρόβλημα για τους παραγωγούς αιολικής ενέργειας εφόσον θα απορρίπτονται μεγάλα ποσά αιολικής ενέργειας, όπως προέκυψε και από την παραπάνω ανάλυση. Άρα, αν δεν υπάρχουν οι απαραίτητοι σταθμοί αντλησιοταμίευσης για την αποθήκευση και εκμετάλλευση αυτής της ενέργειας τις ώρες αιχμής, τότε οι παραγωγοί θα ζημιωθούν αρκετά. Επομένως, προτείνεται περαιτέρω μελέτη για την εύρεση της βέλτιστης αναλογίας εγκατεστημένης ισχύος αιολικών και Φ/Β τα προσεχή έτη, έτσι ώστε να υπάρχει όφελος τόσο για τους παραγωγούς αιολικής ενέργειας, όσο και για τους παραγωγούς ηλιακής ενέργειας. Καθοριστικό ρόλο σε αυτό θα διαδραματίσει και η εξάπλωση παραγωγής ενέργειας από Φ/Β στο μέλλον.

Τέλος, προτείνεται να μελετηθεί το κατά πόσο ασφαλής μπορεί να είναι η πρόβλεψη της παραγωγής από τα Α/Π με την εξάπλωση της εγκατάστασης των αιολικών τα επόμενα χρόνια, ώστε να μπορεί να αυξηθεί το όριο διείσδυσής της στο δίκτυο.

BIBΛΙΟΓΡΑΦΙΑ-ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1] Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας, Κλιματικής Αλλαγής, Μάρτιος 2012-«Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός-Οδικός χάρτης για το 2050»
- [2] Ετήσια έκθεση ΚΑΠΕ 2009
(http://www.cres.gr/kape/CRES_annual_report_2009.pdf)
- [3] European Commission, Climate Action- «Roadmap for moving to a low-carbon economy in 2050»
(http://ec.europa.eu/clima/policies/roadmap/index_en.htm)
- [4] J. Anagnostopoulos and D. Papantonis, 2012 - «Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation and investment prospects»
- [5] Γ. Κάραλης, 2010 - «Τεχνικά και θεσμικά ζητήματα για τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα»
- [6] ΔΕΣΜΗΕ - (<http://www.desmie.gr/ape-sithya/adeiodotiki-diadikasia-kodikopoiisi-nomothesias-ape/periechomena/timologisi-energeias-apo-ape/>)
- [7] ΚΑΠΕ, Φεβρουάριος 2009- «Το Ελληνικό ενεργειακό σύστημα»
- [8] Γιάννης Χατζηβασιλειάδης, IENE 24 Νοεμβρίου 2009- «Διείσδυση των ΑΠΕ στο Ηλεκτρικό δίκτυο και οι Εθνικοί στόχοι για το 2020»
(<http://www.iene.gr/articlefiles/File/Parousiaseis%201.pdf>)
- [9] Μπουλαξής Νίκος, 2^η Απογευματινή Συνάντηση του IENE (24/11/2009)- « Η Διείσδυση των ΑΠΕ στο Ηλεκτρικό Δίκτυο και οι Εθνικοί Στόχοι για το 2020»
- [10] Ρυθμιστική αρχή Ενέργειας (<http://www.rae.gr>)
- [11] Παπαντώνης Δημήτριος ΤΕΕ, Ιωάννινα 2009 –«Νέες προοπτικές για την Ανάπτυξη αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα/ Τεχνολογία και Τεχνολογικοί Περιορισμοί»
- [12] ΚΑΠΕ, Αύγουστος 2001 - «Οδηγός τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ»
(http://www.cres.gr/kape/education/ODHGOS_TERESs.pdf)
- [13] Παληαρούτα Δέσποινα-Λητώ, ΕΜΠ Αθήνα Ιούλιος 2011- «Διερεύνηση δυνατοτήτων αποθήκευσης περίσσειας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ελλάδας»

- [14] ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε., Δελτίο τύπου 5/1/2012- «Υβριδικό ενεργειακό κέντρο Ικαρίας για την παραγωγή πράσινης ενέργειας»
(<http://www.ppcr.gr/List.aspx?Year=2012&C=22&A=323>)
- [15] Σαγάνη Αγγελική, ΕΜΠ Αθήνα 2009 - «Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας- Μέθοδοι αποθήκευσης και εφαρμογές»
- [16] Stefanakos IP, Technical Chamber of Greece Meeting; Chalkida, Greece, April 10-11, 2009 - «Investigation of the Possibilities of Constructing Pumped Storage Plants in Regions of the Greek Interconnected System of Electricity»
- [17] Stefanakos J, Moutafis N, Anagnostopoulos J, and Papantonis D, Technical Report, October 2010, NTUA, Athens, Greece – «Investigation of possibilities to construct pumped storage plants in the Greek electricity system»
- [18] J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, 2011-«Combined Conventional Hydropower Plants and Pumped Storage units to support Large Wind Penetration in Electric grids»
- [19] Δημήτριος Ε. Παπαντώνης, Εκδόσεις Συμεών, Αθήνα 2008- «Μικρά Υδροηλεκτρικά έργα»
- [20] Α. Σαραμούρτσης, Διδακτορική Διατριβή, ΑΠΘ, 1994, Θεσσαλονίκη – «Ηλεκτρικά Δίκτυα Παραγωγής Με Ντιζελομηχανές Και Ανεμογεννήτριες»
- [21] ΔΕΣΜΗΕ- «Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς Περιόδου 2010-2014»
(<http://www.desmie.gr>)