



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο  
Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών  
Τομέας Βιομηχανικής Διοίκησης και Επιχειρησιακής  
Έρευνας

## **ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

“Μελέτη επίδρασης επενδυτικού πλαισίου στην στήριξη αντλησιοταμιευτικών σταθμών  
με παράλληλη βελτιστοποίηση του ενεργειακού μείγματος.”

Αυγουστίνος Α. Καρατζιάς

**Επιβλέπων καθηγητής:** Αθανάσιος Τόλης

Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

## Έποψη

Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη αντίκτυπου ενός επενδυτικού πλαισίου στήριξης των αντλησιοταμιευτικών σταθμών (PHS), για χρήση της τεχνολογίας ως προς την εξομάλυνση των διακυμάνσεων στο σύστημα που προκαλούνται κυρίως από τις τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Προϋπόθεση, η κερδοφορία των συστημάτων PHS και η ταυτόχρονη αποτροπή της αύξησης της οριακής τιμής του συστήματος (SMP). Παράλληλα γίνεται βελτιστοποίηση του ενεργειακού μείγματος.

Δημιουργείται ένα μοντέλο generation expansion plan (GEP) για την επεξεργασία σεναρίων τα οποία αντικατοπτρίζουν μια απλοποιημένη μορφή της Ελληνικής αγοράς, με επίκεντρο την ανάδειξη των τεχνοοικονομικών χαρακτηριστικών που διέπουν την τεχνολογία PHS. Το ποσοστό συμβολής των τεχνολογιών στο μείγμα και τα αντίστοιχα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνουν την τελική τιμή αγοράς από τους προμηθευτές και αντίστοιχα την τελική τιμή πώλησης στους καταναλωτές.

Στα σενάρια απεικονίζονται οι διαθέσιμες τεχνολογίες προς εκμετάλλευση, εισάγονται στοχαστικά μεγέθη για αποτύπωση διακυμάνσεων στο σύστημα, διαμορφώνεται το φορτίο μελέτης PHS και εισάγονται τα δεδομένα της ελληνικής αγοράς. Γίνεται χρήση μαθηματικών εργαλείων για την δημιουργία προβλέψεων. Εντάσσεται μια σειρά από περιορισμούς όσο αφορά την Ελληνική ενεργειακή αγορά, αλλά και την λειτουργία των PHS, λαμβάνοντας υπόψιν τους στόχους που έχουν τεθεί από τα σχέδια NREAP και ΕΣΣ για τα έτη 2020 και 2050 αντίστοιχα.

Χρησιμοποιείται μια υβριδικής μορφής μέθοδος βελτιστοποίησης η οποία συνδυάζει ένα εξελικτικό αλγόριθμο (ISRES) και μια νευτώνεια μέθοδο βελτιστοποίησης (IPA). Η λύση θα αναδείξει μια σειρά από παραγγελίες εγκατάστασης ισχύος, οι οποίες θα αποτελούν από οικονομικής φύσεως τα βέλτιστα επενδυτικά βήματα για την επίτευξη των στόχων της αγοράς. Εξάγονται συμπεράσματα ως προς το βέλτιστο μείγμα παραγωγής, την μελλοντική διαμόρφωση της SMP αλλά και την βιωσιμότητα των συστημάτων PHS.

## Ευχαριστήριο σημείωμα

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τους κ. Α. Τόλη, Κ. Βρυώνη, Β. Τσαλαβούτη και κ. Ι. Μαύρο για την πολύτιμη βοήθεια και την καθοδήγησή τους στα πλαίσια της διπλωματικής εργασίας. Επιπλέον θα ήθελα να ευχαριστήσω τον πατέρα μου, την μητέρα μου και την αδερφή μου για την κάθε μορφής καθοδήγηση και συμπαράσταση, καθ' όλα τα έτη σπουδών. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους φίλους μου για την δική τους, ατομική συμβολή στην επίτευξη του στόχου.

## Συντομογραφίες:

CIR	Cox-Ingersoll-Ross
CSP	Concentrated Solar Power
EA	Evolutionary Algorithm
ES	Evolutionary Strategies
ESS	Energy Storage Systems
EU ETS	European emissions trading system
EUA	European Unit Allowances
GBM	Geometric Brownian Motion
GEP	Generation Expansion Plan
GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	International Energy Agency
LCE	Levelized Cost of Electricity
LCOS	Levelized Cost Of Storage
Lig	Λιγνίτης
M.Hydro	Μεγάλα υδροηλεκτρικά
MILP	Mixed Integer Linear Programming
NG	Φυσικό Αέριο
Oil	Πετρέλαιο
OMC	Ετήσια λειτουργικά και κόστη συντήρησης
PHS	Pumped hydro – Storage
TSO	Transmission System Operator
VWS	Value of Water Stored
ΑΔΜΙΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΚΤ	Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα

ΕΛΣΤΑΤ	Ελληνική Στατιστική Αρχή
ΕΣΣ	Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός
ΜΕΑΠ	Μέτρων Μεγιστοποίησης των ΑΠΕ
ΠΕΚ	Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους
ΤΙΣ	Συνολική Επένδυση
ΥΦ	Σενάριο Υφιστάμενων πολιτικών

## Περιεχόμενα

1.	Εισαγωγή.....	7
2.	Βιβλιογραφική ανασκόπηση.....	8
2.1.	Πρόβλημα generation expansion plan – GEP.....	8
2.1.1.	Προκλήσεις εισαγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο GEP..	10
2.2.	Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας – ESS.....	14
2.2.1.	Προσφορά στο δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. ....	17
2.2.2.	Σύγκριση συστημάτων ESS. ....	20
2.2.3.	Χαρακτηριστικά συστημάτων Pumped hydro storage – PHS. ....	24
2.2.4.	Εισαγωγή συστημάτων PHS στο πρόβλημα GEP. ....	26
2.2.5.	Σχέδια ανάπτυξης PHS. ....	31
2.3.	Βελτιστοποίηση.....	33
2.3.1.	Εισαγωγή στην βελτιστοποίηση. ....	34
2.3.2.	Βελτιστοποίηση σε προβλήματα με περιορισμούς. ....	35
2.3.3.	Μέθοδοι βελτιστοποίησης. ....	35
2.3.4.	Εξελκτικοί αλγόριθμοι. ....	36
3.	Μοντέλο GEP παρούσας εργασίας. ....	39
3.1.	Εισαγωγή.....	39
3.2.	Παραγωγή / έσοδα – Load Duration curve. ....	40
3.3.	Κόστος. ....	43
3.4.	Στοχαστικότητα.....	43
3.5.	NPV maximization.....	44
3.6.	Επενδυτικό πλαίσιο PHS. ....	44
4.	Μαθηματικό Μοντέλο .....	45
4.1.	Εισαγωγικές έννοιες.....	45
4.2.	Μαθηματική περιγραφή.....	46
4.2.1.	Υπολογισμός φορτίου παραγωγής.....	51
4.2.2.	Υπολογισμός οριακής τιμής συστήματος – SMP. ....	54
4.2.3.	Περίσσεια και υπολειπόμενη ενέργεια στο σύστημα – Ανάθεση φορτίου PHS.....	58
4.2.4.	Τεχνικά μεγέθη PHS. ....	63
4.2.5.	Μεταβλητές απόφασης. ....	64

4.2.6.	Αντικειμενική συνάρτηση.....	65
4.2.7.	PHS Feed In Tariff – FIT.....	66
4.2.8.	Περιορισμοί μοντέλου. ....	68
4.3.	Αναφορά στους αλγορίθμους επίλυσης ISRES – IPA.....	72
5.	Υπολογιστικό Μοντέλο.....	74
5.1.	Εισαγωγή.....	74
5.2.	Case Study.....	74
5.2.1.	Υφιστάμενη κατάσταση στην Ελλάδα.....	75
5.2.2.	Αποτύπωση στο μοντέλο. ....	80
5.2.3.	Σενάριο 1 <sup>ο</sup> : Πλήρως ανεπτυγμένη αγορά. ....	82
5.2.4.	Σενάριο 2 <sup>ο</sup> : Εισαγωγή PHS με επενδυτικό πλαίσιο. ....	82
5.2.5.	Σύγκριση σεναρίων. ....	82
5.3.	Μεθοδολογία – Ροή επίλυσης.....	83
5.3.1.	Εισαγωγή δεδομένων και προσαρμογή στο μοντέλο.....	84
5.3.2.	Δημιουργία πληθυσμού ES / Παραμετροποίηση.....	93
5.3.3.	Υπολογισμός ποσότητας παραγωγής ενέργειας. ....	94
5.3.4.	Υπολογισμός κόστους παραγωγής ενέργειας. ....	94
5.3.5.	Υπολογισμός SMP. ....	95
5.3.6.	Υπολογισμός εσόδων και τελικός υπολογισμός αντικειμενικής συνάρτησης.....	96
5.3.7.	Αξιολόγηση αποτελεσμάτων βάση S.R και βελτιστοποίηση με την χρήση IPA.....	96
6.	Αναφορά σε μαθηματικά εργαλεία και βοηθητικές υπορουτίνες ...	97
6.1.	Γεωμετρική κίνηση Brown. ....	97
6.2.	Cox-Ingersoll-Ross (CIR).....	97
6.3.	Υπορουτίνες. ....	98
7.	Αποτελέσματα.....	99
7.1.	Σενάριο 1 <sup>ο</sup> .....	100
7.2.	Σύγκριση αποτελεσμάτων μεταξύ 1 <sup>ου</sup> - 2 <sup>ου</sup> σεναρίου.....	118
8.	Συμπέρασμα. ....	127
9.	Βιβλιογραφία.....	130
10.	Παράρτημα.....	137

# 1. Εισαγωγή

Η διαμόρφωση ενός μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει ποικιλία επιλογών στις τεχνολογίες προς εγκατάσταση. Αυτό οφείλεται στα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας και τις ανάγκες του μείγματος. Η κερδοφορία ενός μείγματος, στην αγορά όπου εφαρμόζεται, ταυτίζεται άμεσα με την ενεργή εγκατεστημένη ισχύ.

Για την αντιμετώπιση των προβλημάτων απόφασης και την περιγραφή του ενεργειακού τομέα, δημιουργείται ένα μοντέλο GEP. Το μοντέλο χρησιμοποιείται για την ανάλυση επενδυτικών σχεδίων και την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας στο σύστημα. Οι αβεβαιότητες αυτές μπορούν να εντοπιστούν σε διάφορες μορφές και επηρεάζουν το μείγμα, σε βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη βάση. Επιπρόσθετα, τα αποτελέσματα του μοντέλου μπορούν να αναδείξουν τυχόν προβλήματα στην βιωσιμότητα των διαφόρων τεχνολογιών.

Στο μοντέλο GEP της συγκεκριμένης εργασίας λαμβάνεται υπόψη ο προσδιορισμός τύπου, ποσότητας και χρόνου κατασκευής των τεχνολογιών, για την ανάλυση του επενδυτικού σχεδίου. Γίνεται μοντελοποίηση της αβεβαιότητας που εισάγουν κυρίως οι τεχνολογίες ΑΠΕ και καταδεικνύεται ο τρόπος αντιμετώπισης τους, με την εισαγωγή συστημάτων ESS. Η εξαγωγή των αποτελεσμάτων οδηγεί σε συμπεράσματα για την βιωσιμότητα των συστημάτων PHS.

Το παρόν μοντέλο θα εφαρμοστεί για την βελτιστοποίηση της αγοράς της Ελλάδος, αλλά μπορεί να εφαρμοστεί και σε άλλες αγορές με παρόμοια χαρακτηριστικά. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν παρουσιάζουν την κερδοφορία επένδυσης του ενεργειακού μείγματος παραγωγής για ένα συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα, παρέχοντας τις απαραίτητες πληροφορίες σχετικά με την συμμόρφωση με τις εθνικές, τις Ευρωπαϊκές οδηγίες και παράλληλα την πλήρωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Τέλος, η εργασία εξάγει συμπεράσματα για την λειτουργία των ESS – PHS και προτείνει τρόπους προώθησης των συστημάτων, ως συμπληρωματικές πηγές ενέργειας, ικανές για την καταπολέμηση των διακυμάνσεων και την εξισορρόπησης της περίσσειας – υπολειπόμενης ενέργειας του συστήματος.



## 2. Βιβλιογραφική ανασκόπηση.

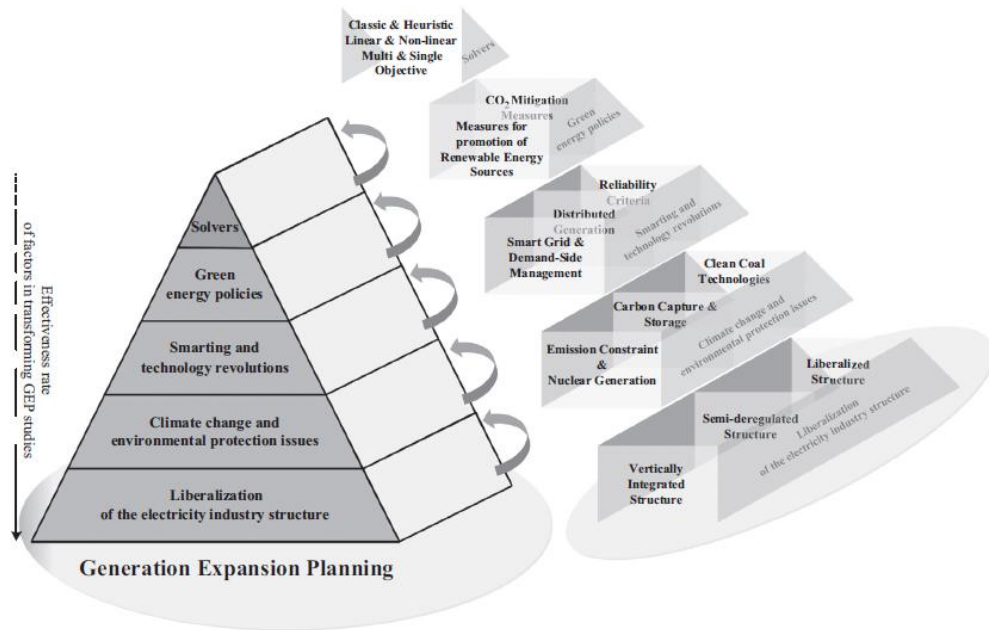
### 2.1. Πρόβλημα generation expansion plan – GEP.

Η αξιοπιστία ενός δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας είναι θέμα μείζονος σημασίας από το παρελθόν ως σήμερα, καθώς οι περισσότερες πτυχές της κοινωνικής πρόνοιας, άμεσα ή έμμεσα είναι εξαρτημένες από την πρόσβαση σε ηλεκτρική ενέργεια. Η συνεχής απαίτηση για ικανοποίηση της ζήτησης τροφοδοτεί την ανάγκη για συνεχείς αλλαγές και την σωστή οργάνωση του συστήματος. Ως αποτέλεσμα δημιουργήθηκε ο προγραμματισμός GEP από την βιομηχανία ηλεκτρισμού, πριν 40 χρόνια.

Όπως ορίζεται [1] το πρόβλημα GEP αντιστοιχεί στον προσδιορισμό ενός επενδυτικού χρονοδιαγράμματος για τεχνολογίες προς εγκατάσταση, λαμβάνοντας υπόψη την εξέλιξη της αυξανόμενης ζήτησης κατά την περίοδο προγραμματισμού.

Η επίλυση ενός προβλήματος GEP επιτρέπει στους μηχανικούς να πάρουν αποφάσεις όσο αφορά τον τύπο, το μέγεθος και τον χρόνο κατασκευής των διαφόρων τεχνολογιών με βάση διάφορα τεchnο – οικονομικά μεγέθη, σε ένα ορισμένο χρονικό ορίζοντα. Τα αποτελέσματα έχουν ως βασικό περιορισμό την κερδοφορία του συστήματος, είτε με ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους ή με μεγιστοποίηση των εσόδων.

Μια από τις πρώτες απόπειρες επίλυσης σχεδίου επέκτασης ενός μοντέλου έγινε από τον Phillips το 1969. Προτείνει ένα μοντέλο για δημιουργία μη γραμμικού στατικού σχεδίου επέκτασης το οποίο εφαρμόζει και επιλύει το σύστημα των θερμικών σταθμών της Μεγάλης Βρετανίας. Ο Ramos βασισμένος στο μοντέλο του Phillips, προτείνει ένα μοντέλο για δημιουργία μη γραμμικού στατικού σχεδίου επέκτασης στο οποίο το κόστος επένδυσης αλλά και τα λειτουργικά κόστη των σταθμών hydro storage and pumped υπολογίζονται και βελτιστοποιούνται [2]. Με την πάροδο του χρόνου διακρίνεται μια ιεραρχία στην οποία υπάγονται οι κύριοι παράγοντες διαφοροποίησης των μοντέλων GEP.



Σχήμα 2.1-1: Παράγοντες διαφοροποίησης των μοντέλων GEP [3].

Στο σχήμα 2.1-1 ταξινομούνται με βάση το αντίκτυπό τους στη διαμόρφωση των σημερινών μοντέλων GEP [3]. Στη βάση τοποθετείται η φιλελευθεροποίηση της αγοράς ενέργειας, ενώ αντιθέτως οι διάφορες μέθοδοι επίλυσης έχουν το μικρότερο αντίκτυπο και βρίσκονται στην κορυφή καθώς επηρεάζουν μόνο την ακρίβεια επίλυσης του προβλήματος, την ταχύτητα επίλυσης, το κόστος επίλυσης και όχι το αποτέλεσμα.

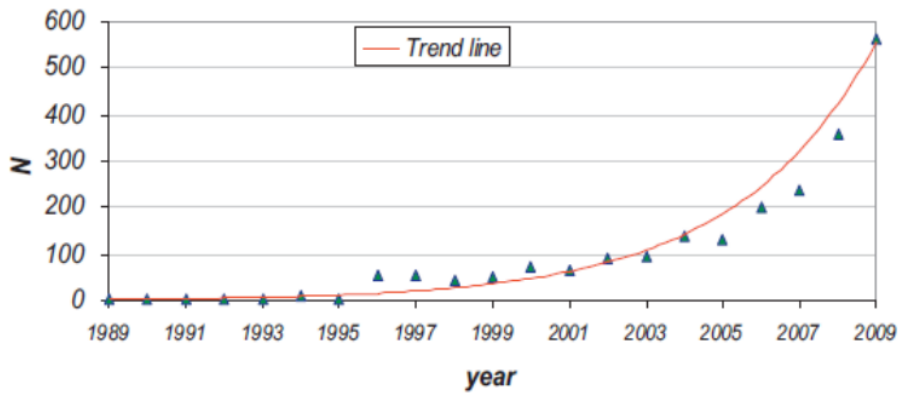
Ο Adelino J. et al [1] επισημαίνουν τη σημασία απελευθέρωσης του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσιάζουν τις νέες διαστάσεις που εισήγαγε στο πρόβλημα. Η νέα δομή προκάλεσε μια σειρά σημαντικών αλλαγών που αύξησαν τη δυσκολία εκτέλεσης μακροπρόθεσμων μελετών επέκτασης, δεδομένου ότι αρκετοί μηχανισμοί της αγοράς δίνουν έντονη έμφαση στις βραχυπρόθεσμες δραστηριότητες.

### 2.1.1. Προκλήσεις εισαγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο GEP.

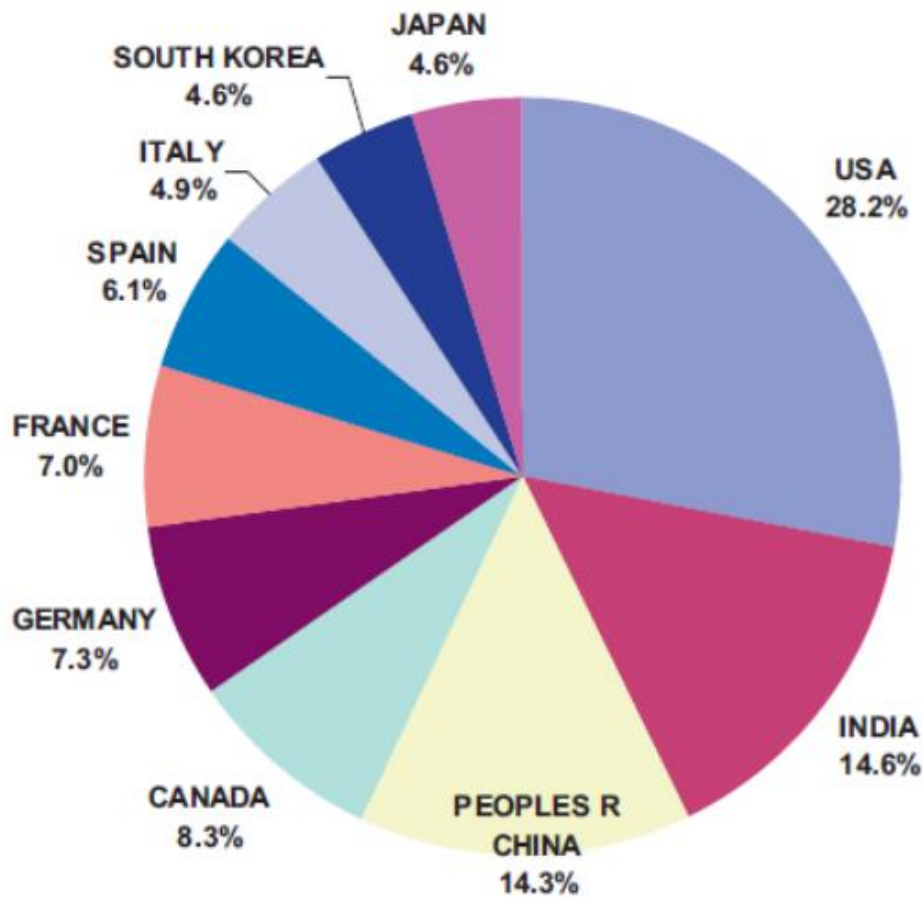
Μέρος των νέων προκλήσεων, που εμφανίζονται στην εξέλιξη των προβλημάτων GEP όπως η απελευθέρωση της αγοράς, αποτελούν οι τεχνολογίες ΑΠΕ. Σύμφωνα με τον οργανισμό ‘International Energy Agency’ και το άρθρο [4] το ποσοστό παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ θα ανέλθει το 2020 σε 26% ανά το παγκόσμιο, από 13,6% που αποτελούσε το 2013.

Οι τεχνολογίες ΑΠΕ είναι γνωστό ότι είναι λιγότερο ανταγωνιστικές όσον αφορά το κόστος, από τις συμβατικές, κυρίως λόγω του υψηλού κόστους εγκατάστασης και συντήρησης [5]. Ωστόσο, οι ΑΠΕ παρουσιάζουν αρκετά πλεονεκτήματα, όπως η μείωση του μεταβλητού κόστους λόγω απεξάρτησης από τους πόρους ορυκτών καυσίμων και τη μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα. Επιπλέον, μπορούν να αποφευχθούν τα προβλήματα ασφάλειας που προέρχονται από την χρήση ατομικής ενέργειας [6, 7].

Επομένως λόγω της ταχείας ανάπτυξης, αλλά και του αυξημένου επενδυτικού κόστους δημιουργήθηκε το ενδιαφέρον μελέτης των τεχνολογιών από πλευράς μακροπρόθεσμου σχεδιασμού GEP. Η προσπάθεια προσέγγισης της βέλτιστης λειτουργίας των συστημάτων ΑΠΕ υλοποιείται με διάφορους τρόπους και παρουσιάζεται σε πολυάριθμα άρθρα [8, 9, 10, 11, 12, 13]. Επίσης διακρίνεται στα διαγράμματα 2.1.1-[1,2].

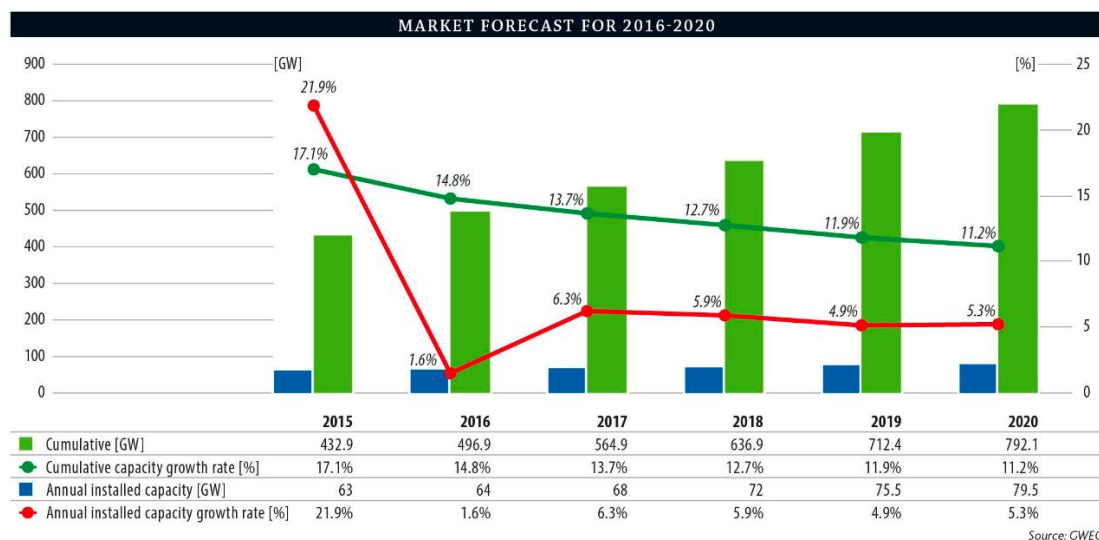


Διάγραμμα 2.1.1-1. Πληθυσμός άρθρων που χρησιμοποιούν αλγόριθμους βελτιστοποίησης με εφαρμογή στις ΑΠΕ τα τελευταία 20 χρόνια [8].



Διάγραμμα 2.1.1-2. Κατανομή των δημοσιευμένων άρθρων του διαγράμματος 2.1.1-1 [8].

Η κύρια δυσκολία την οποία αντιμετωπίζουν τα προβλήματα GEP με την εισαγωγή των τεχνολογιών ΑΠΕ είναι η μακροχρόνια πρόβλεψη απόδοσης φορτίου.



Διάγραμμα 2.1.1-3. Πρόβλεψη αγοράς 2016 – 2020 για την τεχνολογία Αιολικής ενέργειας [14].

Σύμφωνα με τον οργανισμό ‘Global wind energy council’ [14] η αιολική ενέργεια καλύπτει περίπου το 17% της παγκόσμιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας το 2017, ενώ η ηλιακή ενέργεια σύμφωνα με τον οργανισμό ‘International Energy Agency’ [15] καλύπτει περίπου 4%.

Οι δυο παραπάνω τεχνολογίες που απαρτίζουν το μεγαλύτερο μέρος των ΑΠΕ χαρακτηρίζονται και οι δυο από την αβεβαιότητα παραγόμενης ενέργειας. Αυτό οφείλεται στην εξάρτηση της παραγωγής ενέργειας στις καιρικές συνθήκες και την αδυναμία ακριβούς πρόβλεψής τους.

Στην βιβλιογραφία παρουσιάζονται αρκετές μελέτες για πρόβλεψη της ηλιοθερμίας [16, 17, 18, 19, 20]. Για παράδειγμα ο Emad A. Ahmed et al. [21] επιτυγχάνουν την πρόβλεψη με την μέθοδο artificial neural networks. Συγκεκριμένα με τη χρήση ενός feed – forward neural network with back – propagation training algorithm επιτυγχάνει την πρόβλεψη του μηνιαίου μέσου όρου και τον υπολογισμό της καθημερινής ηλιοθερμίας.

Παράλληλα, εκτενής είναι και η βιβλιογραφία που αφορά τον υπολογισμό της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας [22, 23, 24, 25, 26]. Ένα παράδειγμα αποτελεί [27] ο συνδυασμός μεθόδων Bayesian model averaging (BMA) και Markov Chain Monte Carlo (MCMC). Συγκεκριμένα η μέθοδος ζυγίζει τις μεμονωμένες προβλέψεις, με βάση τις συνολικές και τις προβλέψεις που προηγήθηκαν. Οι καλύτερες προβλέψεις λαμβάνουν υψηλότερη βαρύτητα από ότι οι χειρότερες. Έτσι η μέθοδος μπορεί να δημιουργήσει ένα μοντέλο μέσου όρου, ειδικά σε περιπτώσεις όπου περισσότερες από μια προβλέψεις έχουν πιθανότητα εξάρτησης από τις προηγούμενες.

Τα αποτελέσματα των μελετών, όπως αυτές που προαναφέρθηκαν, μπορούν να χρησιμοποιηθούν σαν δεδομένα εισαγωγής στο πρόβλημα GEP.

Ο Thiago Luz et al. [11] εκφράζουν ένα μοντέλο προς επίλυση για την αντιμετώπιση της εισαγωγής τεχνολογιών ΑΠΕ στο δίκτυο. Σαν αντικειμενική συνάρτηση χρησιμοποιείται η ελαχιστοποίηση του μεγέθους Levelized Cost of Electricity (LCE), ένα μέγεθος που χρησιμοποιείται από αρκετούς [28, 29, 30, 31, 32] καθώς εκφράζει το συνολικό κόστος επέκτασης του μείγματος. Στο συγκεκριμένο άρθρο εξασφαλίζεται ο στόχος της ετήσιας παραγωγής ενέργειας μέσω των ανανεώσιμων πόρων, η μέγιστη εκμεταλλεύσιμη ικανότητα για κάθε τεχνολογία και η μέγιστη αύξηση της κάθε τεχνολογίας, με την χρήση περιορισμών.

Επίσης, ο Soroudi et al. [12] παρουσιάζουν ένα μακροπρόθεσμο δυναμικό μοντέλο σχεδιασμού για επέκταση δικτύου διανομής και την κατανομή ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ, χρησιμοποιώντας ένα γενετικό αλγόριθμο, ο οποίος βελτιστοποιεί το κόστος και τις εκπομπές καθορίζοντας την βέλτιστη τιμή όσον αφορά το μέγεθος, τοποθέτηση και δυναμική των επενδύσεων σε κατανεμημένες μονάδες παραγωγής και ενισχύσεις δικτύου.

Καθώς οι τεχνολογίες ΑΠΕ έχουν γίνει αναπόσπαστο μέρος του ηλεκτρικού δικτύου, οι μηχανικοί αναζητούν συνεχώς λύσεις αντιμετώπισης στις διακυμάνσεις φορτίου. Η προσπάθεια εκτίμησης αυτών και η έκφραση μιας ακριβούς αναπαράστασης των τεχνολογιών σε προβλήματα GEP αποτελεί σημαντικό βήμα. Σήμερα, σχετικά νέες τεχνολογίες ESS μπορούν να διαχειριστούν τις διακυμάνσεις λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών τους.

## 2.2. Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας – ESS.

Η αποθήκευση ενέργειας ορίζεται ως η σύλληψη ενέργειας που παράγεται σε πρώτο χρόνο, για χρήση σε μετέπειτα χρόνο. Η ενέργεια που αποθηκεύεται από το σύστημα μπορεί να έχει πολλαπλές μορφές όπως: ακτινοβολία, ηλεκτροχημική, βαρυτικό δυναμικό, ηλεκτρικό δυναμικό, αυξημένη θερμοκρασία, λανθάνουσα θερμότητα και κινητική.

Ιστορικά το πρώτο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, η πρώτη μπαταρία, κατασκευάστηκε πριν 2,200 χρόνια [33, 34]. Σήμερα τα συστήματα βρίσκουν χρήση σε διάφορους τομείς, όπως οι εφαρμογές μικρής κλίμακας στον τομέα ψυχαγωγίας, π.χ. μπαταρίες σε κινητά τηλέφωνα, ηλεκτρονικές συσκευές, όπου η παροχή είναι της τάξεως των watt hours (Wh). Επίσης στις εγκαταστάσεις στον τομέα βιομηχανίας π.χ. εργοστάσιο παραγωγής μικροεπεξεργαστών, δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπου η παροχή ανέρχεται στα gigawatt hours (GWh) με απαραίτητη την αδιάλειπτη παροχή ισχύος σταθερής συχνότητας.

Αναφορικά με τις εγκαταστάσεις βιομηχανίας μεγάλης κλίμακας των Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής, υπολογίζεται ότι περίπου 80 δισ. δολάρια χάνονται [3] κάθε χρόνο, λόγω μικρών διακοπών ισχύος. Για την βελτίωση του συστήματος παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και την αποφυγή διακοπών, πλέον χρησιμοποιούνται συστήματα αποθήκευσης ενέργειας Lead Acid Batteries. Επίσης, συστήματα Flywheels και Supercapacitors βρίσκουν εφαρμογή για την ρύθμιση της συχνότητας σε τέτοιες κρίσιμες εφαρμογές. [33]

Η εργασία αυτή επικεντρώνεται στα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας, που μπορούν να ενσωματωθούν στο ενεργειακό μείγμα μιας χώρας, με σκοπό την βελτιστοποίηση της ποιότητας και της ποσότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [35, 36, 37]. Μερικά από αυτά παρατίθενται παρακάτω:

Solid State Batteries - Μια σειρά από ηλεκτροχημικά διαλύματα συμπεριλαμβανομένου και πυκνωτών.

- Electrochemical capacitors
- Lithium ION
- Nickel – Cadmium
- Sodium – Sulfur

Flow Batteries - Μπαταρίες όπου η ενέργεια αποθηκεύεται κατευθείαν στο διάλυμα ηλεκτρολυτών για μεγαλύτερο κύκλο ζωής και γρήγορη ανταπόκριση.

- Redox Flow Batteries
- Iron – Chromium (ICB) Flow Batteries
- Vanadium Redox (VRB) Flow Batteries
- Zinc-Bromine (ZNBR) Flow Batteries

Flywheels - Μηχανικές κατασκευές που εκμεταλλεύονται την περιστροφική κίνηση για την παραγωγή ηλεκτρισμού.

- Flywheels

Compressed Air Energy Storage – Μονάδες εκμετάλλευσης πεπιεσμένου αέρα για την παράγωγη ενέργειας.

- Compressed Air Energy Storage (CAES)
- Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES)
- Isothermal CAES



Thermal – Μονάδες εκμετάλλευσης εναλλαγής θερμότητας.

- Pumped Heat Electrical Storage (PHES)
- Hydrogen Energy Storage
- Liquid Air Energy Storage (LAES)

Pumped Hydro – Power – Μονάδες αποθήκευσης ποσοτήτων νερού και εκμετάλλευσης βαρυτικού δυναμικού για την παραγωγή ενέργειας.

- Pumped Hydroelectric Storage
- Sub-Surface Pumped Hydroelectric Storage
- Surface Reservoir Pumped Hydroelectric Storage
- Variable Speed Pumped Hydroelectric Storage

Power to Gas (PtG) – Μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού με ηλεκτρόλυση.

- Hydrogen (H<sub>2</sub>) storage within a cavern
- Methane (CH<sub>4</sub>) storage using the national gas grid

### 2.2.1. Προσφορά στο δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούνται σήμερα, έχουν ως κοινό χαρακτηριστικό τις υψηλές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα [38].

Λαμβάνοντας υπόψη το φαινόμενο του θερμοκηπίου (GHG), η μετάβαση σε μια βιώσιμη οικονομία χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα θεωρείται επιβεβλημένη. Για την επιτυχία του στόχου αυτού, απαιτείται καινοτομία και ανάπτυξη μιας σειράς τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χαμηλούς δείκτες εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Σε ότι αφορά τον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας η αντιμετώπιση του προβλήματος αντιμετωπίζεται, με την εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω η μεταβλητότητα που παρουσιάζεται, λόγω της εξάρτησης στο περιβάλλον, καθιστά τις ΑΠΕ ανήμπορες να αποτελέσουν την μοναδική παροχή ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο μαζί με άλλες δυσκολίες που αναπτύχθηκαν στο κεφάλαιο 2.1.1.

Ως αποτέλεσμα σήμερα, οι ανανεώσιμες πηγές συνδέονται στο δίκτυο παράλληλα με μονάδες ESS. Ο Roderick S. Go et al. [39] αναπτύσσουν ένα μοντέλο mixed – integer linear programming (MILP) για την εξέταση περαιτέρω διείσδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα με χρήση συστημάτων ESS. Συγκεκριμένα τονίζεται ότι με την αντίστοιχη αύξηση των ΑΠΕ, αναπτύσσεται το ενδιαφέρον για εγκατάσταση συστημάτων ESS, για την παροχή ευελιξίας και την αποτελεσματική παροχή ανανεώσιμης ενέργειας στους καταναλωτές. Στόχος του άρθρου αποτελεί η μελέτη των επιπτώσεων της παράλληλης βελτιστοποίησης ΑΠΕ – ESS και η οικονομική αξιολόγηση της οικονομικής αλληλεπίδρασης.

Σε ένα άλλο παράδειγμα, το αιολικό πάρκο της Δυτικής Βιρτζίνιας, εγκατεστημένης ισχύος 264 MW, συνδέεται με μια μονάδα ESS της τάξεως των 20 MW, για την εξισορρόπηση της μεταβλητότητας [2].

Γενικά, η χρήση των ESS σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει πολλές ευκαιρίες, εκτός από την συμπληρωματική λειτουργία ως προς τις ΑΠΕ, λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών τους [40, 41]:

- Δυνατότητα αποθήκευσης (λήψη και επαναφορά) ενός καθορισμένου ποσού της ενέργειας.
- Καθορισμένο ρυθμό αποθήκευσης και παροχής της αποθηκευμένης ενέργειας.
- Αντιμετώπιση της μέγιστης ζήτησης (Peak – Power demand), με αποτέλεσμα την πιο αποτελεσματική χρήση του συστήματος διανομής ενέργειας και την αποτροπή απενεργοποίησης τεχνολογιών Base – load.
- Διευκόλυνση στη διαδικασία συντήρησης στην υποδομή του συστήματος.
- Ανταγωνιστική αντιστάθμιση ή μείωση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ενέργειας, με αποτέλεσμα την αύξηση κέρδους.
- Μειωμένα τέλη λόγω χαμηλών εκπομπών CO<sub>2</sub> και χαμηλά κόστη επανεκκίνησης.
- Αντιμετώπιση των τυχόν διακυμάνσεων της παραγόμενης ενέργειας από τις τεχνολογίες ΑΠΕ, κυρίως ως προς την συχνότητα παραγωγής και την ποσότητα.
- Καθορισμένη ζωή ημερολογίου (έτη) υπό συγκεκριμένες συνθήκες.
- Καθορισμένη διάρκεια κύκλου (συνολικά μεταφερόμενα kWh) κάτω από καθορισμένες συνθήκες.
- Καθορισμένη απόδοση στρογγυλοποίησης (συμπεριλαμβανομένων των παρασιτικών απωλειών) για χρήση σε οικονομική ανάλυση.

Όπως αναφέρεται [40], τα δίκτυα παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος περιγράφονται συχνά σαν "παραδοσιακά" ή "έξυπνα". Η εξέλιξη των σύγχρονων δικτύων, από παραδοσιακά σε έξυπνα, επιτρέπει την πρόσβαση σε πληροφορίες πραγματικού χρόνου (Real Time), όπου μπορούν να οδηγήσουν στην βελτίωση της αποτελεσματικότητας όσο αφορά τη παραγωγή, τη μετάδοση και τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας. Η πρόοδος που εμφανίζεται στα ηλεκτρικά δίκτυα οδηγεί σε πολλαπλές αλλαγές τεχνολογιών που απαρτίζουν το ενεργειακό μείγμα. Οι αλλαγές αυτές ευνοούν τεχνολογίες με κύριο χαρακτηριστικό την ευελιξία και την ταχεία αντίδραση, για ικανοποίηση της τυχόν ζήτησης πραγματικού χρόνου, δεδομένου πάντοτε της μείωσης το διοξειδίου του άνθρακα.

Επιπρόσθετα, η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για απομακρυσμένα συστήματα εκτός δικτύου (νησιά), παρουσιάζει τις δικές της τεχνικές προκλήσεις. Με μεγαλύτερη, τη παροχή συνεχούς ηλεκτρικού ρεύματος καθώς οι ανανεώσιμες πηγές θα μπορούσαν να είναι οι μόνες πηγές ενέργειας χωρίς υποστήριξη από τις τεχνολογίες ορυκτών καυσίμων.

Επομένως, στο "έξυπνο" δίκτυο, οι τεχνολογίες με βάση τα ορυκτά καύσιμα που χαρακτηρίζονται για την ταχεία τους αντίδραση και θεωρούνταν αναντικατάστατες, θα μπορούσαν σήμερα να αντικατασταθούν με τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας [42] .

### 2.2.2. Σύγκριση συστημάτων ESS.

Η κάθε τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας περιγράφεται από κάποια χαρακτηριστικά. Η επιλογή της σωστής τεχνολογίας, προς εγκατάσταση, εξαρτάται κυρίως από το περιβάλλον εγκατάστασης. Για παράδειγμα, η εγκατάσταση μιας μονάδας PHS σε ένα περιβάλλον χωρίς φυσική εναλλαγή στο υψόμετρο, για την εκμετάλλευση του βαρυτικού δυναμικού, θα ήταν μια ιδιαίτερα κοστοβόρος διαδικασία, που τελικά θα μπορούσε να αντικατασταθεί με άλλες τεχνολογίες.

Η βασική μέθοδος σύγκρισης τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας είναι η Levelized Cost of Electricity (LCOE) [43]. Ως κύριο μέλημα, η μέθοδος αντικατοπτρίζει τους γενικούς κινδύνους που αντιμετωπίζει μια τεχνολογία στις αγορές για να παράγει συγκρίσιμα μεγέθη. Αποτελεί ένα χρήσιμο εργαλείο για τη σύγκριση του μοναδιαίου κόστους των διαφόρων τεχνολογιών κατά την διάρκεια λειτουργίας τους.

Το συνολικό κόστος στο οποίο αναφέρεται η μέθοδος περιλαμβάνει τα κόστη της μονάδας παραγωγής μέχρι την σύνδεση με τα ηλεκτρικά δίκτυα. Εξ ορισμού, οι δαπάνες αυτές δεν λαμβάνουν υπόψη τυχόν τεχνικές ή οικονομικές επιπτώσεις αλληλεπίδρασης άλλων εγκαταστάσεων, ως προς την σύνδεση με το δίκτυο. Επίσης δεν λαμβάνουν υπόψη τις επιπτώσεις επιπρόσθετων επενδύσεων, που μπορεί να χρειάζεται κάποια τεχνολογία, στη μετάδοση και τα δίκτυα διανομής. Τέλος, η μέθοδος αναπτύχθηκε σε περίοδο μη – απελευθερωμένων αγορών, με σταθερές συνθήκες αναφοράς, χωρίς να λαμβάνει υπόψη την αποθήκευση ενέργειας. Η απελευθέρωση της αγοράς και το ρίσκο συμμετοχής όπως εμφανίζεται για την κάθε τεχνολογία μεμονωμένα, καθιστά δύσκολη την επιτυχή εφαρμογή της μεθόδου LCOE σε κάθε σενάριο σύγκρισης [43].

Ως αποτέλεσμα, για την σύγκριση τεχνολογιών αποθήκευσης αναπτύχθηκαν καινούριες μέθοδοι που να αναδεικνύουν τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της κάθε εγκατάστασης. Η σύγκριση των τεχνολογιών παρουσιάζεται σε πολυάριθμα άρθρα [44, 45, 46], τόσο σε μηχανικό επίπεδο όσο και σε οικονομικό επίπεδο.

Ο οργανισμός 'LAZARD' στην αναφορά [46] προτείνει την σύγκριση των διαφόρων τεχνολογιών με την μέθοδο 'Levelized Cost Of Storage' (LCOS). Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας χαρακτηρίζονται τόσο από την στιγμιαία χωρητικότητα ισχύος όσο και από την ενεργειακή απόδοση ή 'χρησιμοποιήσιμη ενέργεια'. Η στιγμιαία ισχύς ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας ορίζεται ως η μέγιστη απόδοση του μετατροπέα ενέργειας, από τις διάφορες μορφές ενέργειας σε ηλεκτρική, βάσει συγκεκριμένων λειτουργικών και φυσικών συνθηκών (MW). Η δυνητική ενεργειακή απόδοση ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας ορίζεται ως η μέγιστη ποσότητα ενέργειας που μπορεί το σύστημα να αποθηκεύσει σε ένα χρονικό σημείο (MWh).

Η μέθοδος LCOS χρησιμοποιεί το κόστος κεφαλαίου διαιρεμένο με την στιγμιαία χωρητικότητα και το κόστος κεφαλαίου διαιρεμένο με την δυνητική απόδοση ούτως ώστε να παράγει γραμμικοποιημένους δείκτες σύγκρισης σχετικής απόδοσης των τεχνολογιών.

WHAT THE LCOS DOES	WHAT THE LCOS DOES NOT DO
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Defines operational parameters associated with systems designed for each of the most prevalent use cases of storage</li> <li>■ Aggregates cost and operational survey data from original equipment manufacturers and energy storage developers, after validation from additional Industry participants/energy storage users</li> <li>■ Identifies an illustrative “base case” conventional alternative to each use case for energy storage, while acknowledging that in some use cases there is no conventional alternative (or such comparison may be only partially apt)</li> <li>■ Generates estimates of the installed cost over the indicated project life required to achieve certain levelized returns for various technologies, designed for a series of identified use cases</li> <li>■ Provides an “apples-to-apples” basis of comparison among various technologies within use cases</li> <li>■ Identifies a potential framework for evaluating energy storage against certain “base case” conventional alternatives within use cases</li> <li>■ Aggregates robust survey data to define range of future/expected capital cost decreases by technology</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Identify the full range of use cases for energy storage, including “stacked” use cases (i.e., those in which multiple value streams are obtainable from a single storage installation)</li> <li>■ Authoritatively establish or predict market clearing prices for energy storage projects/products</li> <li>■ Propose that energy storage technologies be compared solely against a single conventional alternative</li> <li>■ Analyze the “value” of storage in any particular market context or to specific individuals/entities</li> <li>■ Purport to provide an “apples-to-apples” comparison to conventional or renewable electric generation</li> <li>■ Establish an authoritative framework for resource planning or decision-making</li> </ul>

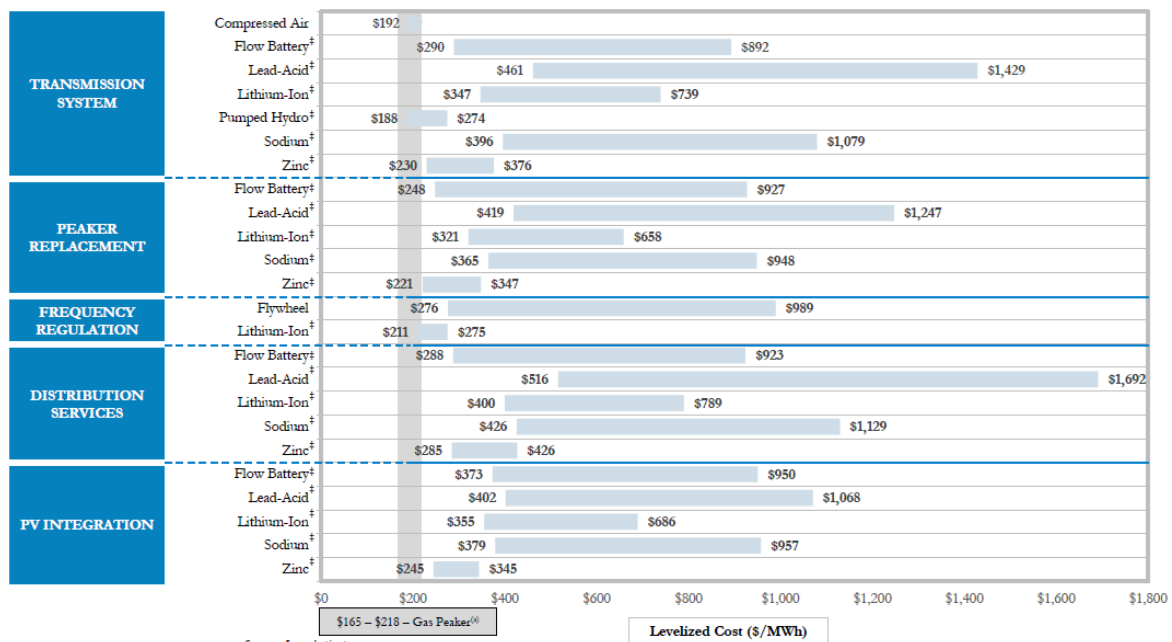
Πίνακας 2.2.2-1. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου [46].

	SELECTED COMPARATIVE ADVANTAGES	SELECTED COMPARATIVE DISADVANTAGES
<b>COMPRESSED AIR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Low cost, flexible sizing, relatively large-scale</li> <li>■ Mature technology and well-developed design</li> <li>■ Leverages existing gas turbine technologies</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Requires suitable geology</li> <li>■ Relatively difficult to modularize for smaller installations</li> <li>■ Low energy density</li> <li>■ Exposure to natural gas price changes</li> </ul>
<b>FLOW BATTERY<sup>‡</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Power and energy profiles highly and independently scalable</li> <li>■ No degradation in “energy storage capacity”</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Relatively high balance of system costs</li> <li>■ Reduced efficiency due to rapid charge/discharge</li> </ul>
<b>FLYWHEEL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ High power density, scalability and depth of discharge capability</li> <li>■ Compact design with integrated AC motor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Relatively low energy capacity</li> <li>■ High heat generation</li> </ul>
<b>LEAD-ACID<sup>‡</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mature technology with established recycling infrastructure</li> <li>■ Advanced lead-acid technologies leverage existing technologies</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Poor ability to operate in a partially charged state</li> <li>■ Relatively poor depth of discharge and short lifespan</li> </ul>
<b>LITHIUM-ION<sup>‡</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Multiple chemistries available (partly as a result of robust deployment in electric vehicles)</li> <li>■ Efficient power and energy density</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Remains relatively high cost</li> <li>■ Requires advanced manufacturing capabilities to achieve high performance</li> </ul>
<b>PUMPED HYDRO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Mature technology (commercially available; leverages existing hydropower technology)</li> <li>■ High power capacity solution</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Relatively low energy density</li> <li>■ Limited available sites (i.e., water availability required)</li> </ul>
<b>SODIUM<sup>‡</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Relatively mature technology (commercially available)</li> <li>■ High energy capacity, long duration</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Although mature, inherently higher costs</li> <li>■ Operates at high temperature, resulting in potential flammability issues</li> </ul>
<b>ZINC<sup>‡</sup></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Currently quoted as low cost</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Currently unproven commercially</li> </ul>

Πίνακας 2.2.2-2. Περιγραφή των επιλεγμένων τεχνολογιών [46].

	DESCRIPTION	EXPECTED USEFUL LIFE <sup>(9)</sup>
COMPRESSED AIR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Compressed Air Energy Storage (“CAES”) uses electricity to compress air into confined spaces (e.g., underground mines, salt caverns, etc.) where the pressurized air is stored</li> <li>When required, this pressurized air is released to drive the compressor of a natural gas turbine</li> </ul>	15 – 20 years
FLOW BATTERY <sup>‡</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flow batteries contain two electrolyte solutions in two separate tanks, circulated through two independent loops; when connected to a load, the migration of electrons from the negative to positive electrolyte solution creates a current</li> <li>The sub-categories of flow batteries are defined by the chemical composition of the electrolyte solution; the most prevalent of such solutions are vanadium redox and zinc-bromine</li> </ul>	15 – 20 years
FLYWHEEL	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flywheels are mechanical devices that spin at high speeds, storing electricity as rotational energy, which is released by decelerating the flywheel’s rotor, releasing quick bursts of energy (i.e., high power and short duration)</li> <li>Flywheels typically have a low energy density and high power ratings—they release large amounts of power over a short period (i.e., minutes); typically, maintenance is minimal and lifespans are greater than most battery technologies</li> </ul>	20+ years
LEAD-ACID <sup>‡</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lead-acid batteries were invented in the 19<sup>th</sup> century and are the oldest and most common batteries; they are low-cost and adaptable to numerous uses (e.g., electric vehicles, off-grid power systems, uninterruptible power supplies, etc.)</li> <li>“Advanced” lead-acid battery technology combines standard lead-acid battery technology with ultra-capacitors; these technologies increase efficiency and lifetimes and improve partial state-of-charge operability<sup>(9)</sup></li> </ul>	5 – 15 years
LITHIUM-ION <sup>‡</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lithium-ion batteries are relatively established and have historically been used in the electronics and advanced transportation industries</li> <li>Lithium-ion batteries are increasingly replacing lead-acid batteries in many applications; they have relatively high energy density, low self-discharge and high charging efficiency</li> </ul>	5 – 15 years
PUMPED HYDRO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pumped hydro storage makes use of two vertically separated water reservoirs, using low cost electricity to pump water from the lower to the higher reservoir and running as a conventional hydro power plant during high electricity cost periods</li> </ul>	20+ years
SODIUM <sup>‡</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sodium batteries are classified as “high temperature” and “liquid-electrolyte-flow” batteries, which have high power and energy density relative to alternatives (e.g., lead-acid); they are maintained at a temperature of 300° – 350°C</li> </ul>	5 – 15 years
ZINC <sup>‡</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zinc batteries cover a wide range of possible technology variations, including metal-air derivatives</li> <li>Zinc battery systems are non-toxic, non-combustible and potentially low-cost due to the abundance of the primary metal; however, this technology remains unproven in widespread commercial deployment</li> </ul>	5 – 15 years

Πίνακας 2.2.2-3. Περιγραφή των επιλεγμένων τεχνολογιών [46].



Πίνακας 2.2.2-4. Αποτελέσματα της μεθόδου [46].



Η εργασία αυτή επικεντρώνεται στις εγκαταστάσεις μονάδων PHS, μια μεγάλης κλίμακας μονάδα αποθήκευσης ενέργειας. Όπως φαίνεται στον πίνακα 2.2.2-4 αποτελεί μια από τις πιο οικονομικές επιλογές, κυρίως λόγω της ωρίμανσης και του προσδόκιμου ζωής. Είναι η επικρατέστερη, ανάμεσα στις τεχνολογίες ESS στο παγκόσμιο ηλεκτρικό δίκτυο, από πλευράς εγκατεστημένης ισχύος και αποτελούσε το 99% του συνολικού ποσοστού μέχρι το 2010 στα 127 GW. Το υπόλοιπο 1% καλύπτεται κυρίως από τις τεχνολογίες Compressed air Storage, Lead – Acid και Sodium – Sulfur batteries [47].

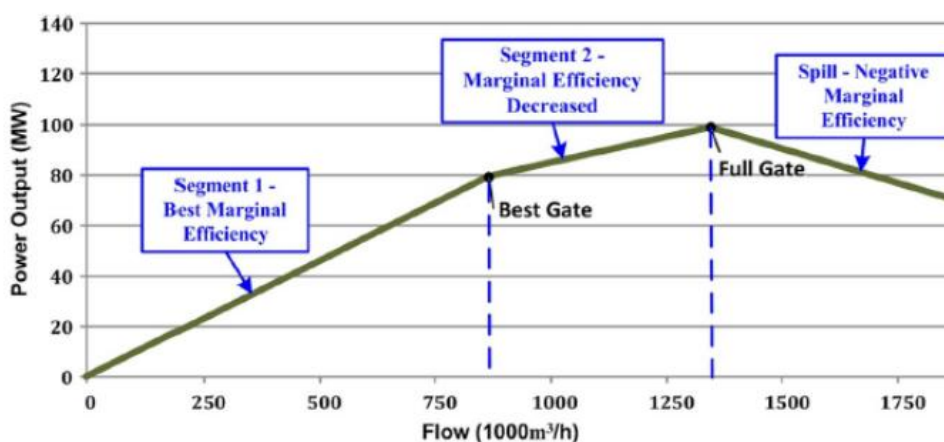
### 2.2.3. Χαρακτηριστικά συστημάτων Pumped hydro storage – PHS.

Η μελέτη μιας τεχνολογίας κρίνεται απαραίτητη για την καλύτερη κατανόηση της λειτουργίας της. Η τεχνολογία PHS χαρακτηρίζεται από την εκμετάλλευση βαρυτικού δυναμικού για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελείται συνήθως από δύο δεξαμενές αποθήκευσης νερού, οι οποίες έχουν μεταξύ τους υψομετρική διαφορά και επιτρέπουν την μετανάστευση του ρευστού από την μια στην άλλη, με χρήση αντλιών. Η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος γίνεται με την μετανάστευση του ρευστού, από την πάνω δεξαμενή στην κάτω, κινητοποιώντας αντλίες που δρουν σαν γεννήτριες. Κατά την μετακίνηση του ρευστού από την κάτω δεξαμενή στην πάνω γίνεται κατανάλωση ρεύματος.

Επίσης, η τεχνολογία PHS χαρακτηρίζεται από μια μοναδική καμπύλη μοναδιαίας απόδοσης. Η καμπύλη αυτή αντικατοπτρίζει τον βαθμό απόδοσης του συστήματος και συγκεκριμένα συνδέει την ποσότητα ρευστού με την ποσότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Εκφράζεται ως μη γραμμική συνάρτηση της ποσότητας εισροής του ρευστού στον υδραυλικό στρόβιλο και της διαφοράς της στάθμης νερού μεταξύ της πάνω δεξαμενής και του καναλιού που μεταφέρει το ρευστό, προς την κάτω δεξαμενή.

Σε συνδυασμό με τους βαθμούς απόδοσης των υδροστρόβιλων που εκφράζουν την δυνατότητα μετατροπής της κινητικής ενέργειας σε ηλεκτρική, η μη γραμμική αυτή συμπεριφορά προκαλεί υπολογιστικές επιβαρύνσεις για

μακροχρόνιο υπολογισμό κόστους λειτουργίας. Στο σχήμα 2.2.3-1, παρουσιάζεται ο γραμμικοποιημένος βαθμός απόδοσης [40].



Σχήμα 2.2.3-1: Γραμμικοποιημένα τμήματα βαθμού απόδοσης PHS [40].

- Ο άξονας (x), της καμπύλης, απεικονίζει την ροή νερού που εισέρχεται στον υδροστρόβιλο.
- Ο άξονας (y) απεικονίζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η απόδοση της υδροηλεκτρικής γεννήτριας ορίζεται ως η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την γεννήτρια, διαιρεμένη με την ροή του νερού που εισέρχεται. Η καμπύλη μοναδιαίας απόδοσης πλέον εμφανίζεται σε τρία γραμμικοποιημένα τμήματα, καθένα με διαφορετική κλίση.

Στο πρώτο τμήμα της μονάδας η καμπύλη έχει την καλύτερη οριακή αποτελεσματικότητα, δηλαδή την πιο απότομη θετική κλίση. Με την αύξηση της ροής του νερού στο δεύτερο τμήμα η διαφορά της στάθμης νερού μεταξύ της πάνω δεξαμενής και του καναλιού που μεταφέρει το ρευστό μειώνεται. Σαν αποτέλεσμα μειώνεται η οριακή αποτελεσματικότητα και η κλίση ελαττώνεται. Όταν η ροή βρίσκεται στο σημείο μέγιστης ισχύς (Full Gate) επιτυγχάνεται η μέγιστη τιμή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και η τιμή αυτή χρησιμοποιείται ως η ονομαστική τιμή του συστήματος.

Εάν η ροή συνεχίσει να αυξάνεται πέρα από το σημείο μέγιστης ισχύος (Full Gate) η πρόσθετη ποσότητα νερού θα πρέπει να απελευθερωθεί μέσω ενός υπερχειλιστή, καθώς ο υδροστρόβιλος δεν θα μπορεί να χειριστεί την υπερβολική εισροή νερού. Αυτή η κατάσταση ονομάζεται διαρροή και μειώνει τη παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας. Κατά τη διάρκεια της η διαφορά της στάθμης νερού μεταξύ της πάνω δεξαμενής και του καναλιού που μεταφέρει το ρευστό, είναι μικρότερη από ότι υπό κανονικές συνθήκες, η οποία μειώνει τη παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό σημαίνει ότι με οποιαδήποτε αύξηση της ροής, η συνολική παραγωγή ισχύος μειώνεται, ως αποτέλεσμα η κλίση της ευθείας είναι αρνητική [48].

#### 2.2.4. Εισαγωγή συστημάτων PHS στο πρόβλημα GEP.

Η μοντελοποίηση των συστημάτων PHS σε σχέδια αποφάσεων GEP, αποτελεί πολυπλοκότητα σε σχέση με άλλες συμβατικές τεχνολογίες. Η εισαγωγή τους θα πρέπει να αντικατοπτρίζει τις δυνατότητες των συστημάτων αυτών και να αναδεικνύει το έργο που μπορούν να προσφέρουν στο σύστημα. Η δυσκολία στην επιτυχία του στόχου αυτού, έγκειται στην αδυναμία αναγωγής των περισσότερων βραχυπρόθεσμων πλεονεκτημάτων των PHS, σε μακροπρόθεσμα μεγέθη τα οποία μπορεί ένα GEP να αντιμετωπίσει.

Στη βέλτιστη περίπτωση όλα τα πλεονεκτήματα των PHS μπορούν να αποτυπωθούν σε ένα GEP οδηγώντας σε μια βιώσιμη επένδυση. Όμως ένα πρόβλημα GEP έχει ως σκοπό την επέκταση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνοντας υπόψη το χρόνο, την εγκατεστημένη ισχύ, τα επενδυτικά χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας και την ζήτηση μακροπρόθεσμα. Ως αποτέλεσμα κάποια χαρακτηριστικά των PHS όπως η άμεση ανταπόκριση start / stop, ή η βοήθεια που μπορεί να προσφέρει στην συντήρηση και στο σύστημα διανομής, παραλείπονται.

Ο τρόπος αντιμετώπισης των PHS και η εισαγωγή τους σε ένα GEP χωρίζεται κυρίως σε 2 κατηγορίες:

- Λειτουργία σαν συμπληρωματική πηγή ενέργειας ως προς τις τεχνολογίες ΑΠΕ με απώτερο στόχο την καλύτερη διείσδυση τους στην αγορά και την επίτευξη των στόχων τους.
- Λειτουργία σαν συμπληρωματική πηγή ενέργειας ως προς την ζήτηση αιχμής (Peak Demand), με απώτερο σκοπό την μείωση των επενδύσεων συμβατικών τεχνολογιών.

Η βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη πολιτική πώλησης και αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από τις ESS χωρίζεται σε τρεις κατηγορίες [40]:

- Με την πώληση ενέργειας (παραγωγή) στην αγορά όταν η ζήτηση είναι υψηλή (Peak hours) και οι τιμές είναι υψηλές.
- Την αγορά ενέργειας (άντληση) όταν η ζήτηση είναι χαμηλή (Off Peak hours) και υπάρχει περίσσια ενέργεια από τις τεχνολογίες ΑΠΕ, για την αναπλήρωση της άνω δεξαμενής.
- Την αγορά ενέργειας (άντληση) όταν η ζήτηση είναι χαμηλή (Off Peak hours) αλλά δεν υπάρχει περίσσια ενέργεια από τις τεχνολογίες ΑΠΕ που έχει ως αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος.

Ο προγραμματισμός που γίνεται από τον διαχειριστή του συστήματος (TSO), για τον διαμοιρασμό του φορτίου στις τεχνολογίες, χωρίζεται σε δύο φάσεις:

- Προγραμματισμός επόμενης μέρας. (Day Ahead).
- Άμεσος προγραμματισμός. (Real Time).

Ο προγραμματισμός επόμενης μέρας (Day Ahead) κατανέμει το φορτίο (πρόβλεψη ζήτησης) της επόμενης μέρας στις τεχνολογίες επιλογής της αγοράς, βάση οικονομικών κριτηρίων. Στον προγραμματισμό αυτό η αξία του υπολειπόμενου νερού στη δεξαμενή αποθήκευσης καθορίζει την προσφορά της μονάδας PHS για είσοδο στην αγορά, προς συμπλήρωση της ζήτησης.

Ο άμεσος προγραμματισμός (Real Time), κατανέμει το φορτίο που δεν ικανοποιήθηκε, όπως προέβλεπε ο προγραμματισμός Day Ahead, προς άμεση πλήρωση σε τεχνολογίες,. Οι μονάδες PHS μπορούν να αποκλίνουν από τον προγραμματισμό επόμενης μέρας (Day Ahead) αν υπάρχουν τα απαραίτητα οικονομικά κριτήρια, δηλαδή υψηλότερη οριακή τιμή συστήματος (SMP). Ωστόσο, αν η μονάδα PHS παράγει πάντα περισσότερο σε Real Time παρά σε Day Ahead, τότε η άνω δεξαμενή αποθήκευσης νερού θα αδειάσει πρόωρα, με αποτέλεσμα τον περιορισμό των μελλοντικών εσόδων [40].

Ιδιομορφίες των συστημάτων που πρέπει να ληφθούν υπόψη:

- Μέγεθος των δεξαμενών αποθήκευσης.

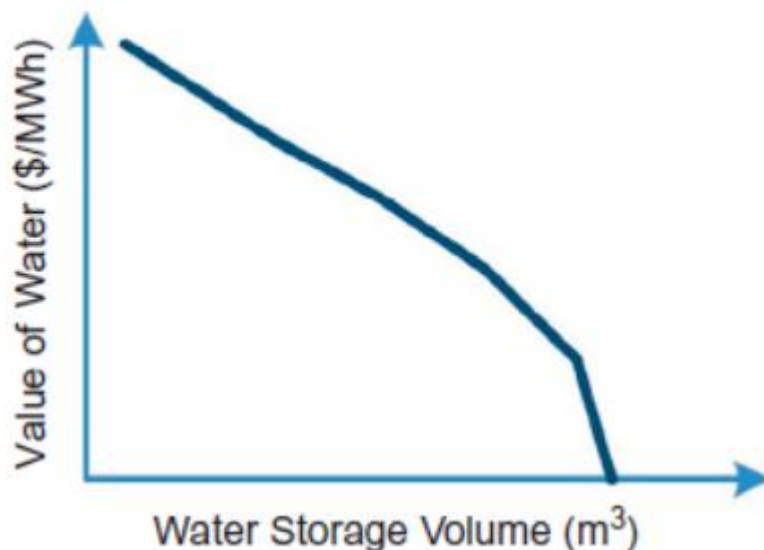
Η μέγιστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα περιορίζεται από την ποσότητα ρευστού στην πάνω δεξαμενή. Χωρίς επαρκή παροχή νερού, μια μονάδα PHS δεν μπορεί να λειτουργήσει καθ' όλη τη διάρκεια του έτους σε πλήρη δυναμικότητα. Ως αποτέλεσμα οι δεξαμενές νερού χαρακτηρίζονται από το μεγάλο μέγεθός τους και θεωρούνται περιορισμένες πηγές ενέργειας.

- Απουσία του κόστους καυσίμου και αντικατάσταση από την τιμολόγηση της ποσότητας του νερού σαν 'καύσιμο', στην άνω δεξαμενή.

Η οικονομική αξία που αποκτά το νερό (Value of Water), σαν 'καύσιμο', καθορίζεται από την βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη εξέταση των σεναρίων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Η περίπτωση χρήσης ενός υδάτινου πόρου πρέπει να εξετάσει το συμβιβασμό μεταξύ της βραχυπρόθεσμης αξίας του νερού, που σημαίνει τα οικονομικά οφέλη που κερδίζονται από την πώληση ενέργειας στην παρούσα χρονική περίοδο, και τη μακροπρόθεσμη αξία του

νερού, το οποίο σημαίνει δυνητικά οφέλη από την πώληση ενέργειας στο μέλλον.

Προκειμένου να εξισορροπηθεί η βραχυπρόθεσμη, με την μακροπρόθεσμη αξία του νερού είναι κρίσιμο να βρεθεί ένα μοντέλο καθορισμού της τιμής. Κατά συνέπεια, η τιμή στην οποία εκφράζεται το νερό συνδέεται άμεσα με την στάθμη του στην άνω δεξαμενή. Η σχέση αυτή περιγράφεται από μια καμπύλη Value of Water Stored (VWS), η οποία προέρχεται από την προβλεπόμενη τιμή του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού αποθήκευσης νερού, καθ' όλη τη διάρκεια ενός έτους [49], όπως φαίνεται στο σχήμα 2.2.4-1.



Σχήμα 2.2.4-1. VWS – PHS [40].

Επεξήγηση:

- Όταν υπάρχει χαμηλή ποσότητα αποθέματος στη δεξαμενή αποθήκευσης, η τιμή του νερού είναι υψηλή επειδή ο διαχειριστής του PHS πρέπει να εξοικονομήσει αρκετό νερό για να προμηθεύσει τις δικές της απαιτήσεις (μεταβλητά κόστη). Κατά συνέπεια, ο χειριστής του PHS θα πρέπει να είναι συντηρητικός κατά την υποβολή προσφορών στην αγορά και να υποβάλλει προσφορές υψηλής προστιθέμενης αξίας.

- Όταν υπάρχει μεγάλη ποσότητα αποθέματος στη δεξαμενή αποθήκευσης, η αξία του νερού είναι χαμηλή και ο διαχειριστής θα πρέπει να υποβάλλει προσφορές χαμηλού κόστους στην αγορά.
- Τέλος, όταν η δεξαμενή αποθήκευσης είναι γεμάτη, η τιμή του νερού πέφτει στο μηδέν καθώς το φράγμα θα πρέπει να απορρίψει το περίσσιο νερό.

Η κάθε καμπύλη VWS σχεδιάζεται και αντιστοιχεί αποκλειστικά σε μία και μόνο μονάδα PHS. Αποτελεί μια ισχυρή αναπαράσταση ενός αβέβαιου μέλλοντος, ώστε να λαμβάνονται υπόψη διάφορα σενάρια. Η κάθε μονάδα PHS θα πρέπει να έχει την δική της καμπύλη VWS. Με βάση αυτή την καμπύλη δημιουργείται η ημερήσια τιμή για την οποία ο διαχειριστής του PHS μπορεί να κοστολογήσει το απόθεμα νερού και να συμμετάσχει στις αγορές προγραμματισμού Day Ahead και Real Time [40].

Πολυάριθμες μελέτες λαμβάνουν υπόψη τις ιδιαιτερότητες των συστημάτων και προσπαθούν να τις εντάξουν σε προβλήματα GEP [50, 51, 52, 53, 54, 55]. Συγκεκριμένα ο Huajie et al. [54], παρουσιάζουν ένα νέο τρόπο συντονισμού μεταξύ αιολικής ενέργειας και PHS. Υπολογίζεται η παραγωγή μιας εγκατάστασης αιολικής ενέργειας και συντονίζεται η λειτουργία των συστημάτων PHS, με την εισαγωγή στοχαστικών μεγεθών. Καταλήγουν στο συμπέρασμα ότι η παράλληλη λειτουργία μπορεί να μετριάσει σημαντικά την αρνητική επίδραση των διακυμάνσεων της αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο και να αυξήσει σημαντικά το κέρδος. Σημαντική παρατήρηση αποτελεί η μορφή στοχαστικότητας, που εισάγεται στο μοντέλο, στην μορφή κανονικής κατανομής (Chance-constrained programming). Η ντετερμινιστική φόρμουλα επίλυσης του προβλήματος παραμένει η ίδια, με την διαφορά ότι διάφορα μεγέθη πολλαπλασιάζονται με μια κανονική κατανομή για να αποκτήσουν στοχαστικότητα (αβεβαιότητα).

Σε ακόμα ένα παράδειγμα, [55] ο Javier García-González et al., συνδυάζουν την λειτουργία αιολικού πάρκου με PHS και χρησιμοποιούν επίσης στοχαστικά μεγέθη για να προσδιορίσουν τις βέλτιστες προσφορές του συνδυασμένου συστήματος για την αγορά Day Ahead, λαμβάνοντας υπόψη τις προαναφερθείσες αβεβαιότητες. Προτείνεται η λύση με τη διατύπωση ενός στοχαστικού προβλήματος προγραμματισμού δύο σταδίων:

- Αποφάσεις πρώτου σταδίου: σχηματίζονται πριν από την εισαγωγή στοχαστικότητας. Αυτές οι αποφάσεις καλούνται "άμεσες αποφάσεις" και δεν συσχετίζονται με το 'τυχαίο' συμβάν.
- Αποφάσεις δεύτερου σταδίου: σχηματίζονται μετά το 'τυχαίο' συμβάν (στοχαστικότητα) και επηρεάζονται από τις αποφάσεις που λαμβάνονται στο πρώτο στάδιο.

#### 2.2.5. Σχέδια ανάπτυξης PHS.

Στην προσπάθεια δημιουργίας ενός GEP που θα αναδεικνύει τα πλήρη οφέλη ενός συστήματος PHS, κάποιος θα πρέπει να αναζητήσει τους διάφορους κανονισμούς τους οποίους υπάγεται η τεχνολογία αυτή. Η οδηγία, για τις ΑΠΕ, διευκρινίζει ότι η ενέργεια που παράγεται από μονάδες ESS –PHS, δεν πρέπει να θεωρείται ως ανανεώσιμη ενέργεια. Ωστόσο, αναγράφεται ότι υπάρχει η ανάγκη υποστήριξης, από τις τεχνολογίες ESS στις τεχνολογίες ΑΠΕ όσο αφορά το δίκτυο μεταφοράς και διανομής. Επί του παρόντος όμως, δεν υπάρχει κάποιο συγκεκριμένο επενδυτικό πλαίσιο για τα ESS – PHS [56].

Επίσης, γενικά τα συστήματα ESS θεωρούνται γεννήτριες ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και καταναλωτές, ανάλογα με τη κατάσταση λειτουργίας τους. Σαν καταναλωτές, στην πλειονότητα των χωρών της ΕΕ πληρώνουν επιπλέον ποσό για την συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα. Αντιθέτως όμως σε κάποιες χώρες δεν αναγκάζονται να πληρώσουν κάποιο ποσό επειδή αναγνωρίζονται από τον TSO σαν γεννήτρια βασισμένη σε ανανεώσιμη πηγή [57].



Επιπλέον, κάποιες χώρες θεωρούν σωστό τα ESS να ανήκουν στους ίδιους τους TSO, χωρίς κόστη λειτουργίας για την καλύτερη λειτουργία και σταθερότητα του συστήματος, λόγω των πλεονεκτημάτων που παρουσιάζει η τεχνολογία αυτή και τα οποία αναπτύχθηκαν στο κεφάλαιο 2.2.1. Επομένως, για την βιωσιμότητα της τεχνολογίας, τίθεται σαν ζήτημα μείζονος σημασίας ο ορισμός ενός επενδυτικού πλαισίου, για την προσέλκυση τυχόν επενδυτών που επηρεάζονται, λόγω του υψηλού κόστους λειτουργίας.

Στην Κίνα μόνο το 1,6% της παραγόμενης ισχύος προέρχεται από PHS και πλέον η χώρα προσπαθεί να κτίσει ένα πλαίσιο για την προώθηση της τεχνολογίας. Η αδυναμία των PHS να ενσωματωθούν στο σύστημα και να αποτελέσουν μια κερδοφόρα επένδυση, οφείλεται κυρίως στο σύστημα κοστολόγησης ενέργειας. Οι περισσότερες χώρες υιοθετούν το σύστημα one-part electricity price, όπου η μέση τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται σύμφωνα με τα μακροπρόθεσμα οριακά κόστη (marginal price), δηλαδή ως βάση υπολογισμού βρίσκεται η ποσότητα ενέργειας. Χρησιμοποιώντας αυτή την τιμολόγηση δεν μπορούν να αντικατοπτριστούν τα πλεονεκτήματα των PHS στο σύστημα, καθώς η τιμολόγηση one-part electricity price δεν μπορεί να παρουσιάσει μια ολοκληρωμένη εικόνα στην αγορά όσον αφορά τα χαρακτηριστικά και την βιωσιμότητα των PHS.

Μια καινούρια τιμολόγηση χρησιμοποιείται στην Κίνα με όνομα two-price electricity price. Αποτελείται από την τιμή παραγωγικής ποσότητας και την τιμή ενέργειας. Από τη μία πλευρά, η τιμή παραγωγικής ποσότητας καθορίζεται από την κυβέρνηση, κυρίως για να εξασφαλιστεί η επιστροφή του σταθερού κόστους, όπως την απόσβεση του εξοπλισμού. Από την άλλη πλευρά, η τιμή ενέργειας διαμορφώνεται από τον ανταγωνισμό της αγοράς, κυρίως για να συμπεριλάβει το μεταβλητό κόστος.

Τέλος, εισηγήσεις γίνονται για ένα three-part electricity price, όπου θα αποτελείται από την τιμή παραγωγικής ποσότητας, την τιμή ενέργειας και την τιμή βοηθητικής ικανότητας εμπερικλείοντας έτσι την πλήρη δυνατότητα των

PHS, εξασφαλίζοντας την βιωσιμότητα των επενδύσεων αλλά και την κερδοφορία [58].

Επιπλέον, ταχύτερη ανάμιξη των νέων τεχνολογιών όπως η PHS στο μείγμα, μπορεί να επιτευχθεί με τη χρήση προωθητικών μηχανισμών που θα δημιουργήσουν ευνοϊκές εμπορικές προϋποθέσεις για τις τεχνολογίες. Ο Goran Krajacic et al. [56], προτείνουν την δημιουργία μια ταρίφας / Feed – In Tariff (FIT) για την αντιμετώπιση του υψηλού μεταβλητού κόστους. Συγκεκριμένα αναφέρεται ότι οι προτάσεις FIT για το σύστημα PHS πρέπει να λαμβάνουν υπόψη τις τοπικές ιδιαιτερότητες της αξιοσημείωτης ανάπτυξης του PHS, δηλαδή η τιμή FIT να εγγυάται τα ελάχιστα μεταβλητά έξοδα λειτουργίας. Επίσης λόγω της διαφοροποίησης της κάθε αγοράς προτείνεται η εισαγωγή μιας σταδιακής τιμής FIT ανάλογα με τις ώρες εργασίας του συστήματος.

### 2.3. Βελτιστοποίηση.

Παρόλον ότι οι μηχανικοί έχουν αποκτήσει αρκετή εμπειρία με τα προβλήματα GEP, η επίλυση ενός παραμένει μια απαιτητική διαδικασία. Αυτό οφείλεται κυρίως στην μη – γραμμικότητα, την μη – διαφοροποίηση και την μεγάλη διάσταση του προβλήματος [3]. Για την επιτυχή επίλυση του προβλήματος αναπτύχθηκαν διάφορες μαθηματικές μέθοδοι βελτιστοποίησης, όπως αναφέρονται παρακάτω.

### 2.3.1. Εισαγωγή στην βελτιστοποίηση.

Βελτιστοποίηση μαθηματικά ορίζεται ως η εύρεση ενός διανύσματος [59]:

$$x = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in S$$

το οποίο ελαχιστοποιεί / μεγιστοποιεί τις συναρτήσεις  $f^*(x)$ , ικανοποιώντας τους περιορισμούς ανισότητας και ισότητας (όταν αυτοί υπάρχουν):

$$g(x) \leq 0, j = 0, 1, \dots, m$$

$$h(x) = 0, \kappa = 0, 1, \dots, p$$

Όπου  $S = S_1 \times S_2 \times \dots \times S_n, S_i \subseteq IR, i = 1, \dots, n$

Ο πιο πάνω ορισμός καλύπτει όλα τα πιθανά προβλήματα βελτιστοποίησης καθώς η ελαχιστοποίηση της  $f^*(x)$  ισοδυναμεί με την μεγιστοποίηση της  $-f^*(x)$ . Ο βασικός διαχωρισμός των προβλημάτων βελτιστοποίησης γίνεται σε συνεχή και διακριτά προβλήματα. Στα συνεχή προβλήματα οι μεταβλητές σχεδιασμού είναι πραγματικές μεταβλητές και ως επί το πλείστο συνοδεύονται με άνω και κάτω όρια. Οι συναρτήσεις στόχου και περιορισμών συνήθως είναι συνεχείς και παραγωγίσιμες. Η αναζήτηση γίνεται σε ένα άπειρο πλήθος υποψήφιων λύσεων. Στα διακριτά προβλήματα η αναζήτηση γίνεται σε ένα πεπερασμένο αριθμό ακέραιων επιθυμητών λύσεων, αφού μια σύγκριση όλων των υποψήφιων λύσεων σε μεγάλα προβλήματα θα ήταν υπολογιστικά απαγορευτική. Πολλές φορές σε διακριτά προβλήματα χρησιμοποιούνται συνεχείς μέθοδοι βελτιστοποίησης, ορίζοντας την διακριτή μεταβλητή σαν συνεχή, στρογγυλοποιώντας την λύση στο πλησιέστερο ακέραιο. Παρόλα αυτά η εμπειρία έχει δείξει ότι τα αποτελέσματα αυτά μπορούν τελικά να απέχουν αρκετά από την βέλτιστη λύση.

### 2.3.2. Βελτιστοποίηση σε προβλήματα με περιορισμούς.

Τα περισσότερα πραγματικά προβλήματα συνοδεύονται από ένα πλήθος περιορισμών. Η ένταξη περιορισμών σε ένα πρόβλημα αλλάζει τόσο το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης όσο και τον βαθμό δυσκολίας επίτευξης αποδεχτού αποτελέσματος. Μαθηματικά οι συναρτήσεις περιορισμών διατυπώνονται σαν ισότητες ή ανισότητες και συνήθως οι μεταβλητές σχεδιασμού συνοδεύονται με άνω και κάτω όρια (Upper and Lower bounds) ανάλογα με την μέθοδο που χρησιμοποιείται [2].

### 2.3.3. Μέθοδοι βελτιστοποίησης.

- Αιτιοκρατικές μέθοδοι:
  - Μέθοδος πολλαπλασιαστών Lagrange
  - Μέθοδος Διχοτόμου
  - Μέθοδος Απότομης Καθόδου (Steepest Descent)
  - Μέθοδος Newton
  - Προσεγγιστική μέθοδος Newton

Απαραίτητες προϋποθέσεις για τις αιτιοκρατικές μεθόδους είναι οι συναρτήσεις να είναι διαφορίσιμες, συνεχείς και με συνεχείς παραγώγους.

- Στοχαστικές μέθοδοι:
  - Complex/ Simplex
  - Simulated annealing
  - Random search
  - Tabu Search
  - Swarm intelligence
  - Εξελικτικοί Αλγόριθμοι (Evolutionary Algorithms-EA)

Οι στοχαστικές μέθοδοι δεν απαιτούν τη συνέχεια των συναρτήσεων και πολλές φορές ούτε και την ύπαρξη συναρτήσεων για την έκφραση του προβλήματος, ιδιότητα που βρίσκει εφαρμογή σε περίπλοκα προβλήματα.

Ως αποτέλεσμα, οι αιτιοκρατικές μέθοδοι έχουν ταχύτερο ρυθμό σύγκλισης αλλά προσαρμόζονται δυσκολότερα σε πολύπλοκα προβλήματα καθώς απαιτούν εκ νέου προγραμματισμό με κάθε αλλαγή στο πρόβλημα και υψηλότερο μαθηματικό υπόβαθρο συγκριτικά με τις στοχαστικές μεθόδους. Τέλος χρήζουν προσοχής καθώς υπάρχει ο κίνδυνος εγκλωβισμού σε τοπικό βέλτιστο που εξαρτάται από το σημείο εκκίνησης. Αντίθετα οι στοχαστικοί αλγόριθμοι είναι πιο ευέλικτοι ως προς την προσαρμογή τους σε διαφορετικά προβλήματα, είναι πιο ανεξάρτητοι ως προς την αρχικοποίηση τους αλλά υστερούν ως προς την ταχύτητα σύγκλισης.

#### 2.3.4. Εξελικτικοί αλγόριθμοι.

Οι εξελικτικοί αλγόριθμοι (ΕΑ) αποτελούν ένα σημαντικό εργαλείο για την επίλυση των προβλημάτων GEP. Η καταγωγή των ΕΑ μπορεί να εντοπιστεί στην δεκαετία του '50. Στα πρώτα χρόνια δημιουργίας τους, οι ΕΑ παρουσιάζονται σαν τεχνικές αναζήτησης και εύρεσης λύσης, χωρίς περιορισμούς προβλήματος.

Ένα κοινό χαρακτηριστικό κάθε μορφής των ΕΑ φαίνεται σε πολύπλοκα προβλήματα, όπως είναι τα προβλήματα βελτιστοποίησης και σχεδίασης βιομηχανικών εξαρτημάτων, και αφορά την εκτέλεση του αναπαραγωγικού κύκλου για μεγάλους πληθυσμούς. Παρατηρείται επίσης ότι οι ΕΑ προϋποθέτουν σημαντικούς υπολογιστικούς πόρους, τόσο σε μνήμη όσο και σε χρόνο επεξεργασίας.

Για την επίτευξη της λύσεως, οι ΕΑ διατηρούν ένα πληθυσμό ατόμων / δομών (population of individuals) τον οποίο εξελίσσουν σύμφωνα με κάποιους κανόνες επιλογής (selection rules) και κάποιους τελεστές (operators), όπως ανασυνδυασμός (recombination) και μετάλλαξη (mutation). Κάθε άτομο (individual) του πληθυσμού αντιπροσωπεύει ένα σημείο του χώρου των πιθανών λύσεων ενός συγκεκριμένου προβλήματος. Επίσης, εμπεριέχει και κάποια γνώση για τους κανόνες του περιβάλλοντος του προβλήματος. Σε κάθε άτομο του πληθυσμού αντιστοιχείται ένα μέτρο της ποιότητας (fitness) που διαθέτει στο συγκεκριμένο περιβάλλον του προβλήματος το οποίο αντιμετωπίζεται και το οποίο τυποποιείται/κωδικοποιείται μέσω κάποιας συνάρτησης ποιότητας (fitness function). Κατά την επιλογή η προσοχή εστιάζεται σε άτομα υψηλής ποιότητας αξιοποιώντας την διαθέσιμη πληροφορία μέσω της ποιότητας των ατόμων. Ο ανασυνδυασμός και η μετάλλαξη διαταράσσουν την δομή των ατόμων παρέχοντας δυνατότητες διερεύνησης του χώρου.

Τυπικά ένας ΕΑ αρχικοποιεί τον πληθυσμό λύσεων με τυχαίο τρόπο, παρόλο που μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί εξαναγκασμένη επαγωγή για κατεύθυνση της αναζήτησης. Οι ΕΑ μετρούν την τιμή καταλληλότητα κάθε οντότητας, σύμφωνα με την αξία της σε κάποιο περιβάλλον και έτσι παράγεται η πρώτη, αρχική γενεά. Εάν τα κριτήρια βελτιστοποίησης δεν ικανοποιούνται αρχίζει η δημιουργία μιας νέας γενεάς. Οι οντότητες επιλέγονται σύμφωνα με την ικανότητά τους για την παραγωγή των απογόνων. Η επιλογή των γονέων αποφασίζει για το ποιες οντότητες θα γίνουν γονείς και πόσα παιδιά θα κάνουν. Η εξέλιξη, μπορεί να είναι τόσο απλή διαδικασία σαν τον υπολογισμό μιας συνάρτησης καταλληλότητας, είτε τόσο πολύπλοκη, σαν την εκτέλεση μιας περίτεχνης προσομοίωσης [59].

Με το πέρασμα του χρόνου και την εξέλιξη της τεχνολογίας οι κύριοι αντιπρόσωποι της κατηγορίας ΕΑ, είναι οι Γενετικοί Αλγόριθμοι (genetic algorithms) (Holland 1975, Goldberg 1989), οι Εξελικτικές Στρατηγικές (Evolution strategies) (Schwefel 1981, Schwefel 1995) και ο Εξελικτικός Προγραμματισμός (Evolutionary programming) (Fogel et al 1966, Fogel 1991).

Παρόλο ότι αυτές οι μεθοδολογίες σε ένα υψηλό επίπεδο είναι παρόμοιες, κάθε ένα από τα είδη αυτά υλοποιεί έναν ΕΑ με ένα διαφορετικό τρόπο. Οι διαφορές αυτές καλύπτουν όλες σχεδόν τις θεωρήσεις των ΕΑ, συμπεριλαμβάνοντας τις επιλογές αναπαράστασης για τις ατομικές δομές, τους τύπους μηχανισμών επιλογής που χρησιμοποιούν, τις φόρμες των γενετικών τελεστών και της συνάρτησης καταλληλότητας [59].

Συγκεκριμένα οι Γενετικοί Αλγόριθμοι και οι Εξελικτικές Στρατηγικές, χρησιμοποιούν αριθμητικές τιμές για την περιγραφή των υποψήφιων λύσεων, πολλοί άλλοι τύποι ΕΑ, όπως ο Γενετικός και ο Εξελικτικός Προγραμματισμός χρησιμοποιούν άτομα τα οποία έχουν περίπλοκη εσωτερική δομή δεδομένων, ώστε να μπορούν να αναπαραστήσουν το πρόβλημα με έναν πιο αποδοτικό τρόπο (π.χ. συμβολικά δέντρα). Το γεγονός αυτό καθιστά την αξιολόγηση του κάθε ατόμου αρκετά πολύπλοκη. Εν γένει, ο υπολογισμός της συνάρτησης προσαρμογής για την αξιολόγηση κάθε ατόμου του πληθυσμού είναι τις περισσότερες φορές η πιο χρονοβόρα διαδικασία ενός ΕΑ. Για το λόγω αυτό υπάρχει διαρκής έρευνα για το σχεδιασμό αποτελεσματικών και χρονικά αποδοτικών ΕΑ.

### 3. Μοντέλο GEP παρούσας εργασίας.

#### 3.1. Εισαγωγή.

Το μοντέλο GEP που θα αναπτυχθεί στην εργασία αυτή έχει ως σκοπό την μελέτη αντίκτυπου της εισαγωγής εγκαταστάσεων μονάδων PHS στο μείγμα μέσω ενός επενδυτικού πλαισίου, παράλληλα με την βελτιστοποίηση του ενεργειακού μείγματος. Θα δοθούν αποτελέσματα για την κερδοφορία του μείγματος, θα γίνει αναφορά σε προβλήματα που παρουσιάζονται στην βιωσιμότητα της τεχνολογίας PHS αλλά και λύσεις που θα πρέπει να εφαρμοστούν για την περαιτέρω προώθηση της τεχνολογίας.

Το μοντέλο, στην συγκεκριμένη εργασία βασίστηκε στις προτάσεις δύο επιστημονικών άρθρων. Στο πρώτο άρθρο [60], προτείνεται ένα μοντέλο για την προσομοίωση και τον υπολογισμό της SMP παράλληλα με την πιο πιθανή βελτιστοποιημένη μορφή του μείγματος τεχνολογιών μιας ημι – απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στο δεύτερο [38], προτείνεται ένα μοντέλο GEP για την βελτιστοποίηση ημι – απελευθερωμένων αγορών όπου εμπερικλείεται επίσης ο υπολογισμός της SMP.

Και τα δύο άρθρα χρησιμοποιούν ετήσια μεγέθη για τον υπολογισμό της SMP όπως, η ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος, η εγκατεστημένη ισχύς της κάθε τεχνολογίας, οι τεχνολογικοί δείκτες απόδοσης της κάθε τεχνολογίας, αλλά κυρίως το μοναδιαίο κόστος παραγωγής ενέργειας για την κάθε τεχνολογία. Η ανάγκη κάλυψης της ζήτησης και η διαμόρφωση του μείγματος παραγωγής επηρεάζουν την τιμή πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος αφενός στους πολίτες και αφετέρου στην βιομηχανία.



Στην παρούσα εργασία, για την επιτυχή μελέτη και εξαγωγή αποτελεσμάτων, όσο αφορά τις τεχνολογίες ΑΠΕ και τα συστήματα PHS εισάγεται στοχαστικότητα για την προσομοίωση της αβεβαιότητας στο σύστημα. Το μοντέλο αναζητεί την τελική σύσταση του ενεργειακού μείγματος, σε χρονικό διάστημα 30 ετών, εκφρασμένη σε ετήσιες παραγγελίες ισχύος προς εγκατάσταση. Επίσης, αναζητείται ο βαθμός απασχόλησης κάθε συμβατικής μονάδας παραγωγής.

Στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστούν οι κύριες πτυχές του μοντέλου GEP, ενώ η περαιτέρω ανάπτυξη θα ακολουθήσει στο κεφάλαιο 4.

### 3.2. Παραγωγή / έσοδα – Load Duration curve.

Καθώς το προτεινόμενο μοντέλο εκτελεί μακροπρόθεσμο προγραμματισμό μεγάλων επενδύσεων, ο πρωταρχικός στόχος είναι ο καθορισμός της επερχόμενης ζήτησης. Η επερχόμενη ζήτηση κάθε έτους εμφανίζεται στο γράφημα Load – Duration curve, μια καμπύλη φορτίου ζήτησης για κάθε μεμονωμένη ημέρα του έτους.

Μια τυπική καμπύλη φορτίου μιας ημέρας ακολουθεί κάποια μοτίβα, κορυφές (Peak) το πρωί και το απόγευμα, όπου υπάρχει μεγαλύτερη ζήτηση. Οι καμπύλες αυτές ταξινομούνται σύμφωνα με τα μειούμενα φορτία και προστίθενται για να σχηματίσουν μια καμπύλη όπως αυτή του Σχήματος 3.2-1. Στα αριστερά είναι η ώρα με το υψηλότερο φορτίο καθ' όλη τη διάρκεια του έτους και στα δεξιά η χαμηλότερη. Για παράδειγμα,  $h$  είναι ο αριθμός ωρών σε ένα έτος για τον οποίο το φορτίο είναι τουλάχιστον  $L$  (MW) [61].

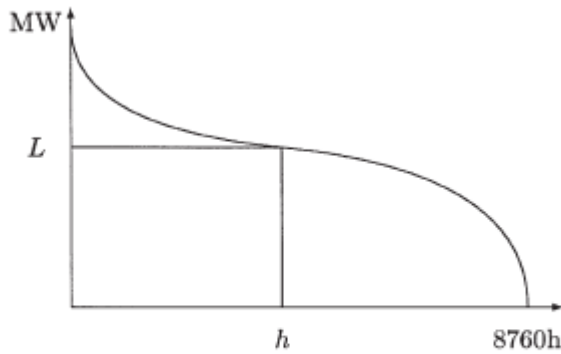


Fig. 1. Load duration curve for one year (8760 h).

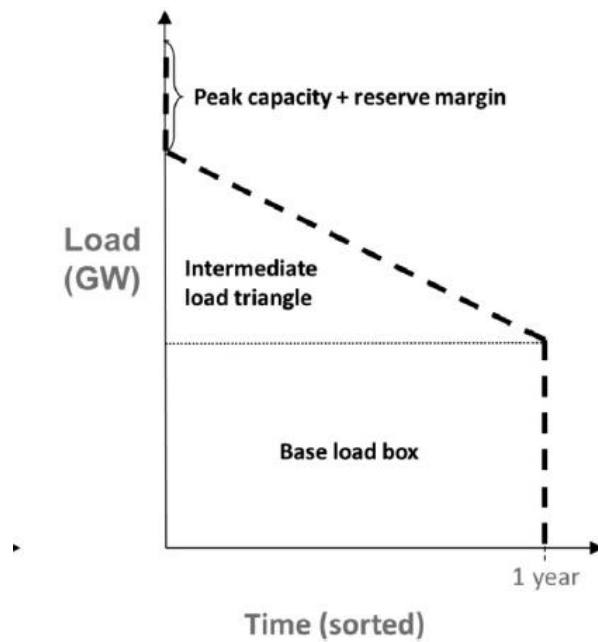
Σχήμα 3.2-1. Load – Duration Curve [62].

Σύμφωνα με τον Falko Ueckerdt et al. [62] η καμπύλη Load – Duration μπορεί να χωριστεί σε 3 τμήματα (Σχήμα 3.2-2):

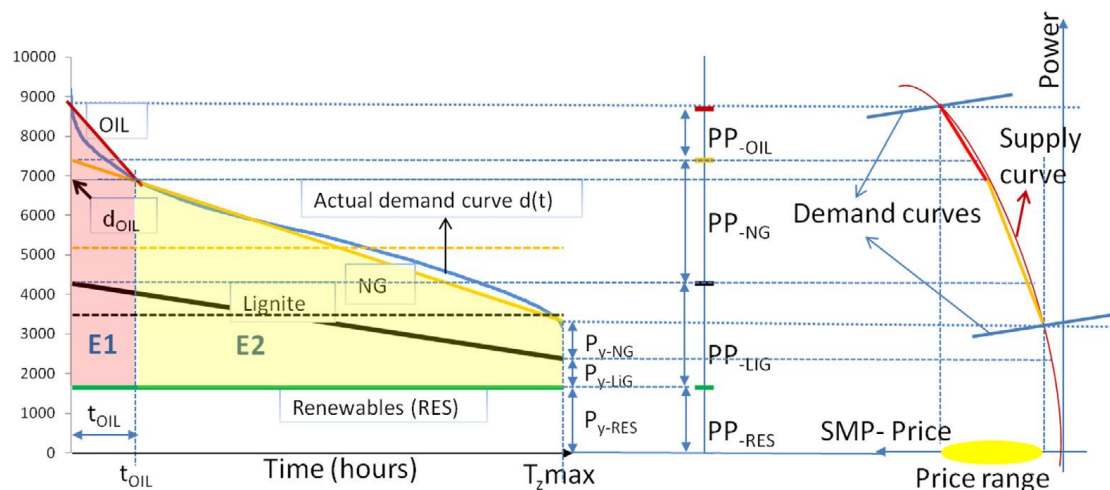
- Φορτίο βάσης (Base load box).
- Ενδιάμεση τριγωνική περιοχή (Intermediate load triangle).
- Οριακή περιοχή (Peak capacity + reserve margin).

Η ταξινόμηση, κατασκευή και πλήρωση της καμπύλης Load – Duration επιτρέπει την ταυτόχρονη βελτιστοποίηση των επενδύσεων, καθώς και των αποφάσεων λειτουργίας στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατά την διάρκεια της ταξινόμησης των τιμών όμως, χάνεται πολύτιμη πληροφορία καθώς καταστρέφεται η ακριβής ωριαία ένδειξη του κάθε φορτίου. Ως αποτέλεσμα η χρήση της καμπύλης, δεν ενδείκνυται σε μοντέλα βραχυπρόθεσμου προγραμματισμού.



Σχήμα 3.2-2. Load – Duration Curve [62].



Σχήμα 3.2-3. Filled Load – Duration Curve [60].

Η πλήρωση της καμπύλης αυτής (Σχήμα 3.2-3) [60], εξασφαλίζει την ικανοποίηση της ζήτησης, ενώ παράλληλα εμπεριέχει πληροφορίες, όπως:

- Ώρες εργασίας κάθε τεχνολογίας.
- Εγκατεστημένη ισχύς κάθε τεχνολογίας.
- Ελάχιστη αποδιδόμενη ισχύς κάθε τεχνολογίας.
- Τεχνολογία προσδιορισμού υψηλότερης τιμής SMP.

### 3.3. Κόστος.

Για τον προσδιορισμό των επενδυτικών πλάνων υπολογίζεται το συνολικό κόστος παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη τα κόστη:

- Μεταβλητά – Λειτουργικά, Κόστος εκπομπής  $CO_2$
- Σταθερά – Επένδυσης, Συντήρησης

Στο μοντέλο χρησιμοποιείται επίσης, ένας δείκτης εκμάθησης που συμβολίζει την ωριμότητα της κάθε τεχνολογίας. Όσο πιο ώριμη μια τεχνολογία τόσο μεγαλύτερος ο δείκτης. Ο δείκτης δρα σαν έκπτωση στα κόστη επένδυσης και συντήρησης.

### 3.4. Στοχαστικότητα.

Η στοχαστικότητα στο συγκεκριμένο μοντέλο έγκειται στα δεδομένα εισαγωγής που διαμορφώνονται με την στοχαστική μέθοδο GBM και CIR, περαιτέρω ανάπτυξη ακολουθεί στο κεφάλαιο 7.1. Επίσης βρίσκεται και στην προσθήκη αβεβαιότητας στο φορτίο παραγωγής των τεχνολογιών ΑΠΕ αλλά και στην συνολική ζήτηση, βασισμένη στα άρθρα [54, 55] όπως περιεγράφηκαν στο κεφάλαιο 2.2.4.

Όσον αφορά τις στοχαστικές τιμές των ΑΠΕ και της ζήτησης υλοποιείται μια διαδικασία δύο σταδίων:

- Πρώτο στάδιο αποτελεί ο υπολογισμός των ντετερμινιστικών τιμών για κάθε μέγεθος.
- Δεύτερο στάδιο αποτελεί ο επανυπολογισμός των τιμών με στοχαστικότητα, βάση κανονικής κατανομής.

Στην περίπτωση των ΑΠΕ και της ζήτησης, στοχαστικότητα μεγεθών ορίζεται το πηλίκο μιας τυχαίας τιμής βάση κανονικής κατανομής με τις ντετερμινιστικές τιμές του πρώτου σταδίου. Η στοχαστικότητα στο μοντέλο προσθέτει ένα επίπεδο ρεαλισμού καθώς προκαλεί την δημιουργία περίσσιας και υπολειπόμενης ενέργειας στο σύστημα.

### 3.5. NPV maximization.

Στο παρόν GEP ως τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης ορίζεται η καθαρή παρούσα αξία της συνολικής επένδυσης (NPV). Ο δείκτης NPV αποτελεί ένδειξη μέτρηση του κέρδους που υπολογίζεται αφαιρώντας τις τρέχουσες αξίες (PV) των ταμειακών εκροών (συμπεριλαμβανομένου του αρχικού κόστους) από τις παρούσες αξίες εισροών ταμειακών ροών χρόνος. Το μέγεθος NPV χρησιμοποιείται σε αρκετά παραδείγματα βελτιστοποίησης [63, 38, 60, 64, 51]. Κοινό χαρακτηριστικό της βιβλιογραφίας όπου χρησιμοποιείται το μέγεθος NPV αποτελεί η δυνατότητα των μοντέλων να υπολογίζουν τόσο τα έξοδα αλλά και τα έσοδα, αποτυπώνοντας την συνολική κερδοφορία του συστήματος σε ένα μέγεθος.

### 3.6. Επενδυτικό πλαίσιο PHS.

Προτείνεται μια μέθοδος εξασφάλισης της βιωσιμότητας της τεχνολογίας PHS, με την εύρεση των ελαχίστων εγγυημένων εσόδων και την απόδοση τους στην τεχνολογία PHS, μέσω της μορφής ταρίφας (FIT). Το επενδυτικό πλαίσιο θα πρέπει να εξασφαλίζει, κατά την λειτουργία των συστημάτων PHS την:

- Διατήρηση της SMP σε κοινωνικά αποδεκτά επίπεδα.
- Κερδοφορία / Βιωσιμότητα των PHS.

Με την προϋπόθεση ότι τα συστήματα PHS θα:

- Εξομαλύνουν τις διακυμάνσεις που προκαλούνται από την λειτουργία των ΑΠΕ.
- Εξομαλύνουν τις διακυμάνσεις που προκαλούνται από την συνολική ζήτηση.

Τα αποτελέσματα του μοντέλου οδηγούν σε συμπεράσματα για την τιμή της ταρίφας (FIT) και την χρήση της σε μετέπειτα υπολογισμούς για τον υπολογισμό της SMP, πάντα με βάση τις προϋποθέσεις του πλαισίου.

## 4. Μαθηματικό Μοντέλο

### 4.1. Εισαγωγικές έννοιες.

Κύριο χαρακτηριστικό μιας ‘ημι – απελευθερωμένης’ αγοράς αποτελεί η διαδικασία κατάθεσης και αξιολόγησης των προσφορών. Η κατάθεση γίνεται μέσω πλειστηριασμού ενώ η διαδικασία αξιολόγησής τους ονομάζεται ‘αξιολογική ταξινόμηση’ (Merit Order). Η ταξινόμηση αυτή είναι η διαδικασία στην οποία κατατάσσονται οι προμηθευτές από τον ανεξάρτητο διαχειριστή του συστήματος, βάσει της τιμής της προσφοράς τους, στον πλειστηριασμό.

Ο ανεξάρτητος διαχειριστής του συστήματος αποδέχεται τις προσφορές με το χαμηλότερο κόστος μέχρι να εξασφαλίσει την κάλυψη της ζήτησης. Από τη διαδικασία αυτή εξαιρούνται οι τεχνολογίες που επωφελούνται με ταρίφες (FIT), κυρίως λόγω της πράσινης πολιτικής και της αβεβαιότητας στην ποσότητα παροχής λόγω καιρικών φαινομένων. Ως αποτέλεσμα οι ΑΠΕ γίνονται πάντα δεκτές από το σύστημα, όταν είναι διαθέσιμες.

Η αξιολογική ταξινόμηση καθορίζει το ποσοστό συμμετοχής κάθε τεχνολογίας στην παραγωγή και καθορίζεται κυρίως από τη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια, τη διαθεσιμότητα των προμηθευτών και το κόστος παραγωγής τα οποία τελικά οδηγούν και στην τιμή της SMP.

Η SMP είναι η τελική τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από τους προμηθευτές. Βασικός παράγοντας που διαμορφώνει την SMP είναι το μείγμα παραγωγής και η πρωτογενής πηγή ενέργειας. Το κόστος παραγωγής από τεχνολογία σε τεχνολογία διαφέρει και οφείλεται σε αρκετούς παράγοντες και ιδιαίτερα στις τιμές των καυσίμων. Η τελική τιμή της SMP είναι η τελική τιμή της τελευταίας αποδεκτής προσφοράς.

## 4.2. Μαθηματική περιγραφή.

Συμβολισμοί:

$\alpha_{\alpha,i}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας της τεχνολογίας ( $i$ ) ως προς το συνολικό διαθέσιμο χρόνο λειτουργίας [%]
$\alpha_{c,i}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας της τεχνολογίας ( $i$ ) ως προς το συνολικό διαθέσιμο φορτίο [%]
$b(i)$	Συντελεστής τεχνολογικής βελτίωσης κάθε τεχνολογίας ( $i$ )
$Bid_{i,z}$	Προσφορά στον πλειστηριασμό της τεχνολογίας ( $i$ ) την χρονιά ( $z$ ). [€/MWh]
$C_{i,z}$	Παραγγελίες παραγωγικής ικανότητας της τεχνολογίας ( $i$ ) την χρονική περίοδο ( $v$ ) πριν το έτος βάσης.
$Cb_{i,z}$	Λειτουργικά κόστη της τεχνολογίας ( $i$ ) την χρονιά ( $z$ ).
$Cf_{i,v}$	Τιμή καυσίμου της τεχνολογίας ( $i$ ) στο έτος ( $z$ ) [€/MWh]
$Cv_{i,z}$	Κόστη λειτουργίας και συντήρησης της τεχνολογίας ( $i$ ) στο έτος ( $z$ ) [€/MW]
$Cvar_{PHS,z}$	Κόστος καυσίμου της τεχνολογίας PHS την χρονιά ( $z$ ). [€/MWh]
$d_{i,z}$	Σημείο τερματισμού λειτουργίας για την τεχνολογία ( $i$ ) την χρονιά ( $z$ ).
$d_{z,f}$	Συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας [MWh]
$D_z$	Συντελεστής προεξόφλησης [%]

$Demand_z$	Ζήτηση – Υπολειπόμενη ενέργεια την χρονιά (z). [MWhe]
$Diff_{z,h}$	Περίσσεια – Υπολειπόμενη ενέργεια στο σύστημα. [MWhe]
$ef_{PHS}$	Συντελεστής απωλειών PHS. [%]
$E$	Αριθμός τεχνολογιών εκτός PHS.
$E_{CO2i}$	Εκπομπές CO2 της τεχνολογίας (i)[ισοδύναμους τόνους CO2]
$En_i$	Διαθέσιμη δυναμικότητα φυσικών πόρων της τεχνολογίας (i) [MW]
$F_{z,h}$	Ζήτηση για κάθε ώρα (h).
$Fst_{z,h}$	Στοχαστική ζήτηση για κάθε ώρα (h).
$f_{CO2i}$	Συντελεστής εκπομπής CO2 της τεχνολογίας (i) [ισοδύναμους τόνους CO2/MWhfuel]
$flex_{pos,z}, flex_{neg,z}$	Δείκτες ευελιξίας του συστήματος την κάθε χρονιά (z).
$f(x \mu, \sigma)$	Σχέση κανονικής κατανομής.
$FIT_{PHS,z}$	Ποσό ταρίφας της τεχνολογίας PHS το έτος (z). [€/MWhe]
$G_{20}$	Ποσοστό συμβολής στην ηλεκτροπαραγωγή για κάθε τεχνολογία (i) το έτος 2020 [%]
$G_{50}$	Εγκατεστημένη παραγωγική ικανότητα για κάθε τεχνολογία (i) το έτος 2050 [MW]
$h$	Μετρητής ώρας.[ώρες]
$I$	Συνολικός αριθμός τεχνολογιών/ειδών καυσίμου.
$I_{i,v}$	Κόστος επένδυσης της παραγγελίας παραγωγικής ικανότητας της

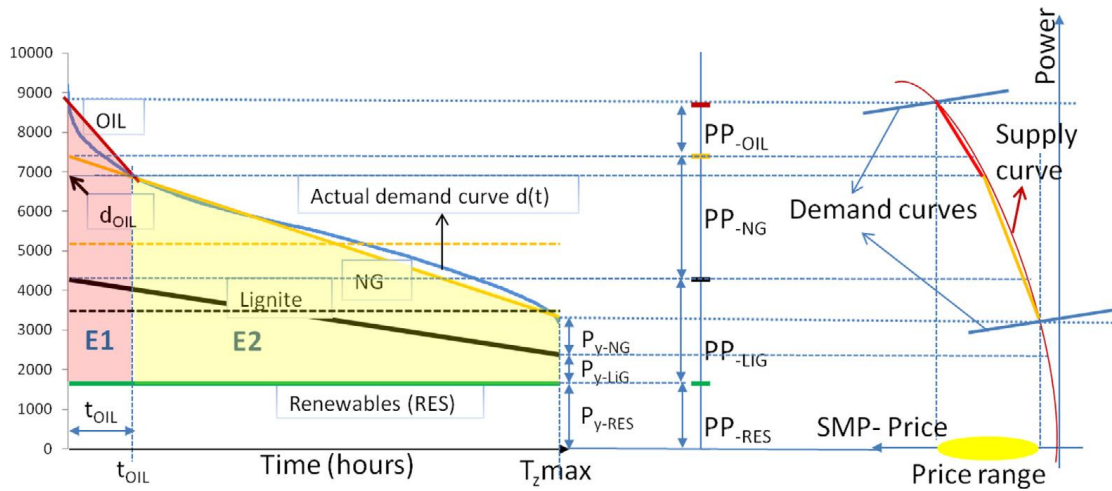


	τεχνολογίας ( $i$ ) την χρονική περίοδο ( $v$ ) [€/MWh]
$I_{Dz,i}$	Κόστος ετήσιας απόσβεσης επένδυσης της παραγγελίας παραγωγικής ικανότητας της τεχνολογίας ( $i$ ), πληρωτέα την περίοδο ( $z$ ) [€/MWh]
$K_{PHS}$	Συντελεστής ελευθερίας συστήματος PHS ως προς την ικανοποίηση του φορτίου. [%]
$L_{i,z}$	Εγκατεστημένη παραγωγική ικανότητα της τεχνολογίας ( $i$ ) το έτος ( $z$ ) [MWh]
$m_r$	Περιθώριο ασφαλείας της δυναμικότητας για τις ώρες αιχμής [%]
$n_i$	Συντελεστής απόδοσης της μονάδας ( $i$ ) [%]
$n_{PHSh}$	Συντελεστής ετήσιας ωριαίας λειτουργίας PHS. [%]
$NPV$	Καθαρή παρούσα αξία [€]
$p_{CO_2z}$	Τιμή δικαιωμάτων εκπομπής $CO_2$ το έτος ( $z$ ) [€/tons $CO_2$ ]
$pre_z$	Ορισμένη τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος για τις τεχνολογίες ΑΠΕ το έτος ( $z$ ) [€/MWh]
$PP_i, Py_i$	Μέγιστο και ελάχιστο ετήσιο παραγωγικό επίπεδο της τεχνολογίας ( $i$ ) [MWh]
$PHSw_{z,h}$	Μέγιστος χρόνος λειτουργίας PHS ανα έτος ( $z$ ) και ώρα ( $h$ ).[ώρες]
$Pc_z$	Μέγιστη ζήτηση ενέργειας το έτος ( $z$ ) [MW]

$P_{i,z}$	Συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το έτος (z) της τεχνολογίας (i) [MWhe]
$Pst_{i,z}$	Στοχαστική συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το έτος (z) της τεχνολογίας (i) [MWhe]
$Po_{z(t)}$	Καταμετρημένη ηλεκτρική κατανάλωση την ώρα (t) του έτους (z) [MWhe]
$RE$	Αριθμός τεχνολογιών βασισμένες σε ΑΠΕ
$r_{in,t}$	Πληθωρισμός στο έτος (t) [%]
$r_t$	Επιτόκιο στο έτος (t) [%]
$Supply_z$	Διαθεσιμότητα – Περίσσεια ενέργεια την χρονιά (z). [MWhe]
$t_{i,z}$	Χρόνος απασχόλησης (i) τεχνολογίας. [ώρες]
$TI_i$	Χρόνος παράδοσης, κατασκευής σταθμού της τεχνολογίας (i) εφόσον έχει γίνει επένδυση [έτη]
$To_i$	Χρόνος ζωής μιας μονάδας της τεχνολογίας (i) [έτη]
$T_z max$	Συνολικός αριθμός ωρών ενός έτους [ώρες]
$v$	Έτος που γίνεται η επένδυση ή η παραγγελία[έτος]
$X_{i,v}$	Άγνωστη παραγγελία παραγωγικής ικανότητας της τεχνολογίας (i) την χρονική περίοδο (v) [MWhe]
$Y$	Χρονικός ορίζοντας του συστήματος [έτη]

$z$	Μετρητής έτους [έτη]
$\alpha dis_{WS,z,h}$	Κανονική κατανομή για τις τεχνολογίες με βάση την αιολική και ηλιακή ενέργεια την χρονιά (z) την ώρα (h).
$\beta dis_{DEM,z,h}$	Κανονική κατανομή για την συνολική ζήτηση την χρονιά (z) την ώρα (h).
$\theta_{i,z}$	Άγνωστος συντελεστής απασχόλησης, δηλαδή το ποσοστό των ωρών που λειτουργεί μια μονάδα επί των συνολικών ωρών του έτος (z) [%]

#### 4.2.1. Υπολογισμός φορτίου παραγωγής.



Σχήμα 4.2.1-1. Filled Load – Duration Curve [60].

Μαθηματική αναπαράσταση εύρεσης ποσότητας παραγωγής ενέργειας από την κάθε τεχνολογία.

- Εγκατεστημένη παραγωγική ικανότητα:

$$L_{i,z} \forall i \quad (4.2.1-1)$$

Η ποσότητα αυτή αντιστοιχεί στη εγκατεστημένη ισχύ της κάθε τεχνολογίας  $i$  την χρονιά  $z$ .

- Συνολική ενέργεια που παράγεται από τη κάθε τεχνολογία:

$$P_{i,z} = L_{i,z} \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760 \forall i, z \quad (4.2.1-2)$$

Όπου  $P_{i,z}$  [MWhel] αποτελεί την συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την κάθε τεχνολογία  $i$  την κάθε χρονιά  $z$ .

- Άνω και κάτω όριο παραγωγικής ικανότητας ΑΠΕ:

$$PRES = PPRES \cdot Tzmax \quad (4.2.1-3)$$

$$PyRES = PPRES \cdot Tzmax \quad (4.2.1-4)$$

Η εξισώσεις αυτές εκφράζουν την ισότητα μέγιστης παραγωγικής ισχύος των ΑΠΕ (4.2-3) με την ελάχιστη (4.2-4). Αυτό οφείλεται στις ταρίφες που προαναφέρθηκαν και έχουν ως αποτέλεσμα την πλήρη ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής, όταν αυτές είναι διαθέσιμες.

- Άνω όριο παραγωγικής ικανότητας τεχνολογιών με βάση των άνθρακα:

$$PPLIG = L_{Lig}/(1 + m_r) \quad (4.2.1-5)$$

$$PPNG = L_{NG}/(1 + m_r) \quad (4.2.1-6)$$

$$PPOIL = L_{Oil}/(1 + m_r) \quad (4.2.1-7)$$

Η μέγιστη παραγωγή ενέργειας των τεχνολογιών με βάση τον άνθρακα προσεγγίζεται μέσω της εγκατεστημένης παραγωγικής τους ικανότητας και ένα περιθώριο  $m_r$  για την ευστάθεια του δικτύου.

- Παραγόμενη ενέργεια συμβατικών τεχνολογιών.

Η παραγόμενη ισχύς μπορεί να υπολογιστεί, πάντα κατά προσέγγιση, με τον υπολογισμό του εμβαδού που περικλείεται μεταξύ της άνω και κάτω γραμμής ισχύος της συγκεκριμένης τεχνολογίας, π.χ. στο σχήμα 4.2.1-1. Η άνω γραμμή ισχύος, του Lig, ορίζεται ως η μαύρη ( $PPLIG - PyLIG$ ) ενώ η κάτω γραμμή ισχύος ορίζεται ως η πράσινη ( $PPRES - PyRES$ ). Η άνω γραμμή ισχύος της κάθε τεχνολογίας συμπίπτει με την κάτω γραμμή ισχύος της αμέσως ακριβότερης. Αυτό παρουσιάζεται, καθώς η μέγιστη αποδεκτή προσφορά που μπορεί να καταβάλει μια τεχνολογία, δεν είναι εφικτό να υπερβεί την ελάχιστη καταβαλλόμενη (μέσο μεταβλητό κόστος) από την αμέσως ακριβότερη.

Ο τρόπος υπολογισμού του εμβαδού εξαρτάται από το προφίλ που διαμορφώνεται για την κάθε τεχνολογία. Παρατηρούμε ότι υπάρχουν δυο ειδών προφίλ, το τριγωνικό και το τραπεζοειδές. Το τραπεζοειδές προφίλ σχηματίζεται στην περίπτωση που η τεχνολογία έχει την δυνατότητα και επιλέγεται, από τον διαχειριστή του συστήματος να δουλέψει καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου, ενώ το τριγωνικό προφίλ διακρίνεται σε περιπτώσεις όπου η τεχνολογία, αφενός δεν έχει την δυνατότητα να παράγει για όλη την διάρκεια του χρόνου και αφετέρου δεν επιλέχθηκε από τον διαχειριστή να συμμετάσχει στο ενεργειακό μείγμα παραγωγής. Για παράδειγμα στο σχήμα 4.2.1-1 παρατηρούμε ότι η τεχνολογία που έχει ως καύσιμο πετρέλαιο (Oil), παρουσιάζει τριγωνικό προφίλ καθώς ο χρόνος παραγωγής της περιορίζεται στην τιμή  $toil$  και όχι στην  $Tzmax$ .

Επομένως, για τον υπολογισμό του εμβαδού χρειάζεται να γίνει καθορισμός του προφίλ, τριγωνικού ή τραπεζοειδές. Η εξέταση γίνεται με την ανάλυση της εξίσωσης:

$$Py_i = L_i \cdot \left( 2 \cdot a_{a,i} \cdot a_{c,i} \cdot \theta_i - \frac{1}{1+m_r} \right) \quad (4.2.1-8)$$

Η ποσότητα  $Py_i$  αντιπροσωπεύει το σημείο ελάχιστης απασχόλησης της κάθε τεχνολογίας. Καθώς το σημείο ελάχιστης απασχόλησης μπορεί να πάρει ως ελάχιστη τιμή το μηδέν και η εγκατεστημένη ισχύς  $L_i$  είναι πάντα θετική τότε, η ποσότητα  $\left( 2 \cdot a_{a,i} \cdot a_{c,i} \cdot \theta_i - \frac{1}{1+m_r} \right)$  δεν μπορεί να πάρει αρνητική τιμή. Εάν η ποσότητα είναι θετική τότε η τεχνολογία απασχολείται σε χρόνο  $t_i = T_zmax = 8760h$  και το προφίλ είναι τραπεζοειδές. Εάν η ποσότητα είναι αρνητική τότε ο χρόνος απασχόλησης είναι  $t_i < T_zmax$  και το προφίλ είναι τριγωνικό.

Στην περίπτωση  $t_i < T_zmax$  η τιμή  $t_i$  υπολογίζεται από την σχέση:

$$t_i = 2 \cdot (1 + m_r) \cdot a_{a,i} \cdot a_{c,i} \cdot \theta_i \cdot T_zmax \quad (4.2.1-9)$$

Καθώς το τριγωνικό προφίλ αντιστοιχεί στην περίπτωση όπου η τεχνολογία δεν μπορεί να λειτουργήσει για 8760h, τότε θα πρέπει για την κάθε τεχνολογία με τριγωνικό προφίλ να υπολογιστεί το σημείο τερματισμού λειτουργίας.

- Σημείο τερματισμού  $d_i$  για τεχνολογίες που σχηματίζουν τριγωνικά προφίλ. (Γραμμική παρεμβολή)

$$d_{i+1,z} = (d_{i,z} - PP_{i,z}) * \frac{t_{i+1,z}}{t_{i,z}} + PP_{i,z}, \quad \forall i, z \quad (4.2.1-10)$$

Με δεδομένη την κάθε τιμή  $t_i$  από την εξίσωση 4.2.1-9 και με χρήση του σημείου τερματισμού ( $d_i$ ) σχηματίζονται τα όρια υπολογισμού του κάθε εμβαδού.

#### 4.2.2. Υπολογισμός οριακής τιμής συστήματος – SMP.

Η καμπύλη προσφοράς περιλαμβάνει τα οριακά κόστη του συστήματος που αντιστοιχούν στις προσφορές των διαφόρων τεχνολογιών που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια. Σχηματίζεται συναρτήσει της διαθέσιμης δυναμικότητας και προσεγγίζεται μέσω διαδοχικών γραμμικών τμημάτων. Με την αποδοχή μιας προσφοράς η τελική τιμή ρυθμίζεται περεταίρω βάσει των καμπύλων προσφοράς και ζήτησης. Σε ένα σύστημα με ομοιόμορφη τιμολογιακή πολιτική, η τιμή είναι τουλάχιστον ίση με την τιμή αγοράς ισχύος από την πιο ακριβή τεχνολογία που συμβάλλει στο σύστημα, ώστε το κόστος παραγωγής των παραγωγών αυτής να καλύπτεται. Για τους παραγωγούς των άλλων τεχνολογιών που προσφέρουν στο σύστημα, η τιμή αυτή θα καθορίζει και το κέρδος τους το οποίο πηγάζει από την διαφορά στο κόστος παραγωγής από τεχνολογία σε τεχνολογία.

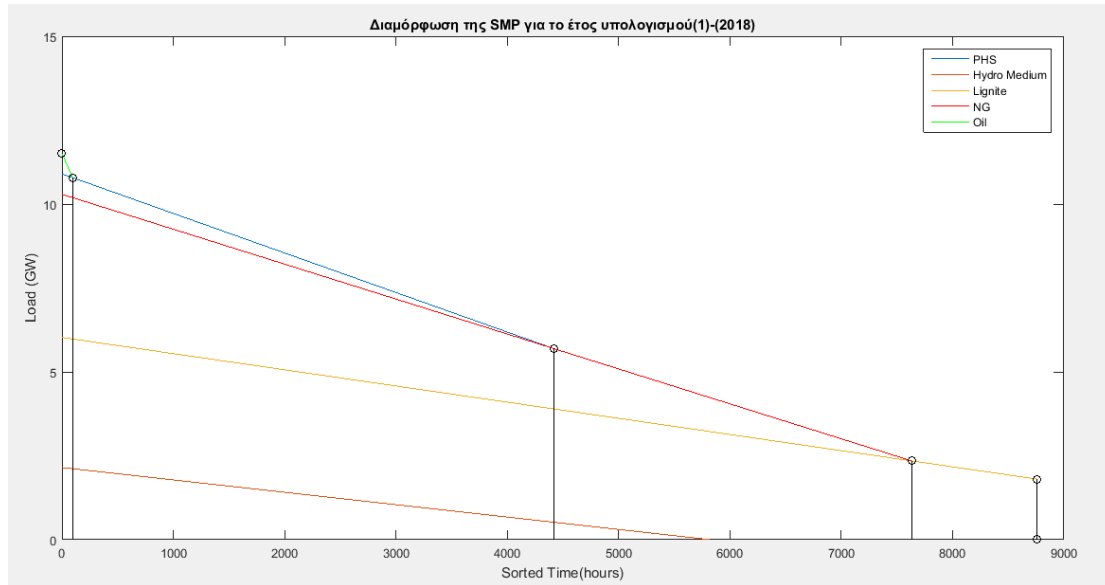
Στο συγκεκριμένο μοντέλο η διαμόρφωση της SMP εξαρτάται από 5 τεχνολογίες:

- Oil.
- PHS.
- NG.
- Lig.
- M.Hydro.

Οι τεχνολογίες αυτές επιλέχθηκαν καθώς εφαρμόζονται στην Ελλάδα και δεν υποβοηθούνται από την ΕΕ, όπως οι ΑΠΕ. Οι μονάδες Oil δραστηριοποιούνται κυρίως για να καλύψουν την ζήτηση στα νησιά, ενώ οι μονάδες Lig και NG αποτελούν το μεγαλύτερο ποσοστό του μείγματος. Η τεχνολογία M.Hydro λαμβάνεται υπόψη στην SMP καθώς δεν επωφελείται ειδικής τιμολόγησης όπως οι άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ [57] και τα συστήματα PHS συμμετέχουν για την εξαγωγή συμπερασμάτων, όσο αφορά το επενδυτικό πλαίσιο.

Για διάφορες χρονικές περιόδους εντός ενός έτους η συμβαλλόμενη τεχνολογία με την ακριβότερη τιμή παραγωγής, άρα και αγοράς, μπορεί να αλλάξει, από Oil, PHS, NG ή Lig με αποτέλεσμα αλλαγής και της τιμής αγοράς πάλι στην ακριβότερα αγορασμένη, όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 4.2.2-1.





Σχήμα 4.2.2-1.Models example of Load – Duration Curve.

- Παραγωγή ενέργειας σε κάθε διάστημα:

$$E_{i,z} = \int_{t=t_i}^{t=t_{i+1}} d(t)dt \cong \frac{t_i}{2} \left( \sum_{i=1}^{1-RE} \frac{Li}{1+mr} + d_i - PP_{RES} \right) , \quad i = 1,2,3,4 \quad (4.2.2-1)$$

Παρατηρούμε ότι στο σχήμα 4.2.2-1 σχηματίζονται 4 περιοχές, 1<sup>η</sup> η περιοχή με ακριβότερη τεχνολογία το Oil, 2<sup>η</sup> η PHS, 3<sup>η</sup> η τεχνολογία NG και τέλος ο Lig. Για την κάθε περιοχή η κάθε τεχνολογία που δραστηριοποιείται θα πληρώνεται στην τιμή όπου ισούται τουλάχιστον με τα ελάχιστα κόστη της πιο ακριβής τεχνολογίας ( $\overline{SMP}_{l,z}$ ). Εφόσον αποτελείται από 4 τμήματα θα έχουμε 4 διαφορετικές τιμολογήσεις, με βάση το καύσιμο,  $CO_2$  και τις σταθερές τιμές:

- Τιμή ( $\overline{SMP}_{l,z}$ ) για την κάθε περιοχή:
  - Περιοχή του oil, ως ακριβότερη τεχνολογία:

$$\overline{SMP}_{1,z} = Cf_{oil,z} + \frac{f_{CO_2 oil}}{n_{oil}} p_{CO_2} + \frac{Cv_{oil,z}}{a_{a oil} a_{c oil} \theta_{oil,z} T_{z max}} \quad (4.2.2-2)$$

- Περιοχή του NG, ως ακριβότερη τεχνολογία:

$$\overline{SMP}_{2,z} = Cf_{NG,z} + \frac{f_{CO_2 NG}}{n_{NG}} p_{NG} + \frac{Cv_{NG,z}}{a_{a NG} a_{c NG} \theta_{NG,z} T_{z max}} \quad (4.2.2-3)$$

Αντίστοιχα σχηματίζονται και οι 5 SMPs. Η τελική μέση ετήσια  $\overline{SMP}_z$  σχηματίζεται από τον μέσο όρο των συνολικών  $\overline{SMP}_{l,z}$  πολλαπλασιασμένες με ένα συντελεστή δραστηριοποίησης. Ο συντελεστής αυτός αποτελεί το αντίκτυπο βαρύτητας, της κάθε  $\overline{SMP}_{l,z}$  ανάλογα με τον χρόνο λειτουργίας της κάθε τεχνολογίας. Καθώς η εργασία χρησιμοποιεί την μεγιστοποίηση του μεγέθους NPV ως αντικειμενική συνάρτηση τότε ο υπολογισμός των εσόδων από την κάθε τεχνολογία είναι θέμα μείζονος σημασίας.

$$\overline{SMP}_z = \frac{\int_0^{t=toil} SMP(t)dt + \int_{t=toil}^{t=tPHS} SMP(t)dt + \int_{t=tPHS}^{t=tNG} SMP(t)dt + \int_{t=tNG}^{t=tLIG} SMP(t)dt + \int_{t=tLIG}^{t=tHydro} SMP(t)dt}{T_{z max}} \quad (4.2.2-4)$$

### 4.2.3. Περίσσεια και υπολειπόμενη ενέργεια στο σύστημα – Ανάθεση φορτίου PHS.

Στο παρόν μοντέλο, τα PHS θεωρούνται ότι αναλαμβάνουν όσο φορτίο χρειάζεται το σύστημα για την εξισορρόπηση της αβεβαιότητας στην ποσότητα παραγόμενης ενέργειας από τα ΑΠΕ και τυχόν αποκλίσεις στην συνολική ζήτηση.

Η ανάθεση του υποχρεωτικού φορτίου, των PHS στο μοντέλο, πραγματοποιείται ως αντιστάθμιση του υψηλού μεταβλητού και σταθερού κόστους. Τα κόστη αποτρέπουν την τεχνολογία να ανταγωνιστεί στην παραγωγή ενέργειας, καθώς επιλέγονται άλλες τεχνολογίες φθηνότερες για την συμπλήρωση της ζήτησης. Επομένως η αναγκαστική ανάθεση φορτίου έχει ως σκοπό την ένταξη της τεχνολογίας στην διαμόρφωση SMP, για την μελέτη επίδρασης στην αγορά.

Η ανάθεση φορτίου εκφράζεται στο μοντέλο με την δημιουργία ενός άνω και κάτω φράγματος στην παραγωγή του PHS, όπου επιτρέπεται στον αλγόριθμο να κινηθεί. Η δημιουργία των φραγμάτων παρουσιάζεται παρακάτω:

- Εισαγωγή στοχαστικότητας για προσομοίωση αβεβαιότητας παραγωγής ενέργειας από 4 τεχνολογίες ΑΠΕ:
  - 1 – Θαλάσσια αιολικά πάρκα (Wind off shore).
  - 2 – Αιολικά πάρκα ξηράς (Wind on Shore).
  - 3 – Φωτοβολταϊκά (Solar PV).
  - 4 – Συγκεντρωμένη ηλιακή ενέργεια (CSP).

Οι τεχνολογίες που εκμεταλλεύονται αιολική και ηλιακή ενέργεια αναγκαστικά μεταφέρουν ένα σφάλμα στην προσπάθεια πρόβλεψης του αποδιδόμενου φορτίου, λόγω της αβεβαιότητας των καιρικών συνθηκών. Η ποσοτικοποίηση της αβεβαιότητας υπολογίζεται με τη χρήση της σχέσης κανονικής κατανομής, που παρουσιάζεται στην παρακάτω εξίσωση.

$$f(x|\mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.2.3-1)$$

- $\mu$  – μέση τιμή δείγματος.
- $\sigma$  – τυπική απόκλιση δείγματος.
- $f(x|\mu, \sigma)$  – πιθανότητα ενός μεγέθους να πάρει την τιμή  $x$ .

Με χρήση εντολής στην MATLAB παράγεται ένας αριθμός τιμών ( $x$ ), για κάθε ώρα του χρόνου υπολογισμού του μοντέλου, που υπάγονται στην κανονική κατανομή  $adis_{WS,i,z}$ , με μέση τιμή  $\mu = 1$  και τυπική απόκλιση  $\sigma = 0.1$ .

$$adis_{WS,i,z,h}(1,0.1), \quad i = 1,2,3,4 \quad \forall z, h \quad (4.2.3-2)$$

Δηλαδή μπορούν να παραχθούν τιμές από 0,95 μέχρι 1,05 και πολλαπλασιάζεται με το ήδη υπάρχον φορτίο που προβλέπεται να αποδώσουν οι τεχνολογίες εκμετάλλευσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Ως αποτέλεσμα οι μεταβλητές από ντετερμινιστικές γίνονται στοχαστικές, ενσωματώνοντας έτσι την αβεβαιότητα στην τιμή τους.

- Εισαγωγή στοχαστικότητας για προσομοίωση αβεβαιότητας στην ζήτηση συνολικής ενέργειας.

$$\beta dis_{DEM,z,h}(\mu_\lambda, \sigma_\lambda), \quad \forall z, h, \lambda \quad (4.2.3-3)$$

Χρησιμοποιείται ξανά σχέση της κανονική κατανομής (4.2.3-1), για τον σχηματισμό της εξής αβεβαιότητας (4.2.3-3). Η παρούσα μέση τιμή  $\mu$  και τυπική απόκλιση  $\sigma$  της κανονικής κατανομή  $\beta dis_{DEM,z,h}$  υπολογίζεται με βάση την τιμή της ζήτησης τα προηγούμενα έτη. Τα δεδομένα ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας πάρθηκαν από την ΔΕΗ για τις χρονιές 2002-2014 ( $\lambda$ ). Για την κάθε

ώρα της ημέρας υπολογίζεται το ποσοστό σχέσης της ετήσιας παραγωγή με την ωριαία. Έπειτα, υπολογίζεται ο μέσος όρος ανάμεσα στα 12 χρόνια και η τυπική απόκλιση. Ο πίνακας που σχηματίζεται ανοιγμένος στα χρόνια υπολογισμού του μοντέλου, αποτελεί την στοχαστική έκφραση της ωριαίας ζήτησης.

- Περίσσεια και υπολειπόμενη ενέργεια στο σύστημα.

Το μοντέλο που δημιουργείται λαμβάνει, σαν δεδομένο, την πρόβλεψη της συνολικής ζήτησης για κάθε ώρα ( $F_{z,h}$ ). Στα αρχικά στάδια του μοντέλου υπολογίζει μια αρχική παραγωγή από την κάθε τεχνολογία ( $P_{i,z}$ ) προς συμπλήρωση της ζήτησης ( $F_{z,h}$ ).

Έπειτα οι αρχικές τιμές υπολογισμού παραγωγής των 4 τεχνολογιών ΑΠΕ που αναφέρθηκαν παραπάνω ( $P_{WS,z,h}$ ) πολλαπλασιάζονται με την κανονική κατανομή  $adis_{WS,i,z,h}$  (4.2.3-2), δίδοντας την στοχαστική έκφραση του φορτίου  $Pst_{WS,z,h}$ , για κάθε ώρα.

$$Pst_{WS,z,h} = P_{WS,z,h} \cdot adis_{WS,z,h}, \quad \forall z, h \quad (4.2.3-4)$$

Ακολούθως η αρχική τιμή της συνολικής ζήτησης ( $F_{z,h}$ ) πολλαπλασιάζεται, επίσης με την αντίστοιχη κανονική κατανομή  $\beta dis_{DEM,z}$  (4.2.3-3), δίδοντας την στοχαστική έκφραση της ζήτησης  $Fst_{z,h}$ .

$$Fst_{z,h} = F_{z,h} \cdot \beta dis_{DEM,z,h}, \quad \forall z, h \quad (4.2.3-5)$$

Επομένως, θα μπορούσαμε να ονομάσουμε τις τιμές χωρίς στοχαστικότητα ως αναμενόμενες και τις στοχαστικές ως προσκόπτουσες.

$$Diff_{z,h} = \sum_{i=1}^4 Pst_{WS,i,z,h} - \sum_{i=1}^4 P_{WS,i,z,h} + F_{st,z,h} - F_{z,h}, \quad \forall z, h \quad (4.2.3-6)$$

Η προσθαφαίρεση των δύο μεγεθών αποτελεί ένδειξη της περίσσειας και υπολειπόμενης ενέργειας του συστήματος. Η διαφορά ( $Diff_{z,h}$ ) αποτελείται από αρνητικές και θετικές τιμές. Οποιαδήποτε αρνητική τιμή προκύψει από την προσθαφαίρεση ισούται με υπολειπόμενη ενέργεια, ενώ αντίθετα η οποιαδήποτε θετική τιμή αντιστοιχεί σε περίσσεια ενέργεια.

- Κατάργηση αναμενόμενων τιμών και χρήση προσκοπτουσών.

Έπειτα από την χρήση των ντετερμινιστικών μεγεθών (αναμενόμενων), ως προς την ζήτηση και την παραγωγή ΑΠΕ, για τον υπολογισμό της περίσσειας και υπολειπόμενης ενέργειας, οι τιμές αυτές καταργούνται και αντικαθίστανται από τις στοχαστικές (προσκόπτουσες), ώστε να γίνει πλήρωση της συνολικής ‘πραγματικής’ ζήτησης με χρήση της ‘πραγματικής’ παραγωγής από τα ΑΠΕ.

- Ανάθεση φορτίου PHS.

Τέλος, αφού οι διακυμάνσεις εκφράζονται στην περίσσεια και υπολειπόμενη ενέργεια όπου και υπολογίστηκε, μπορούμε να δηλώσουμε την υπολειπόμενη ενέργεια σαν το ελάχιστο φορτίο που πρέπει να ικανοποιηθεί από τα PHS (*Demand*) και την περίσσεια σαν το μέγιστο φορτίο που μπορεί να εκμεταλλευθεί (*Supply*).

Στο μοντέλο η ανάθεση του φορτίου γίνεται με την εισαγωγή των εξής περιορισμών:

$$P_{PHS,z} \geq eff_{PHS} * K_{PHS} * Demand_z, \forall z \quad (4.2.3-7)$$

$$P_{PHS,z} \leq eff_{PHS} * Supply_z, \forall z \quad (4.2.3-8)$$

Ο συντελεστής  $eff_{PHS}$  εκφράζει τον συντελεστή απωλειών των συστημάτων PHS και στο συγκεκριμένο μοντέλο ισούται με 0.7. Ο συντελεστής  $K_{PHS}$  εκφράζεται ως η ελευθερία που θέτουμε στο μοντέλο, στην ικανοποίηση του φορτίου:

- Αν συντελεστής αυτός είναι πολύ μικρός τότε η παραγωγή του PHS θα είναι πολύ μικρή, αποτρέποντας το σύστημα να εκμεταλλευτεί την διαθέσιμη ικανότητα των PHS.

Επίσης, καθώς οι ωριαίες τιμές της περίσσειας και υπολειπόμενης ενέργειας σχηματίζονται με τις κανονικές κατανομές (4.2.3-2,3), η ωριαία ζήτηση (Demand:  $Diff_{z,h} < 0$ ), δεν συμπίπτει με την διαθεσιμότητα (Supply:  $Diff_{z,h} > 0$ ). Όμως η αναγωγή των μεγεθών σε ετήσια παράγει για το κάθε έτος τιμές Ζήτησης – Διαθεσιμότητας (Supply – Demand) πολύ κοντινές.

- Ως αποτέλεσμα αν αυτός ο συντελεστής είναι πολύ μεγάλος ελλοχεύει ο κίνδυνος, το κάτω φράγμα (4.2.4-7), να υπερκαλύπτει το άνω (4.2.4-8) σε κάποια χρονιά, οδηγώντας σε άτοπο.

Ο συντελεστής μπορεί να τροποποιηθεί ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος. Στο τρέχον μοντέλο:

$$K_{PHS} = 0.95 \quad (4.2.3-9)$$

#### 4.2.4. Τεχνικά μεγέθη PHS.

- Μέγιστη χρονικά λειτουργική περίοδος παραγωγής Pumped hydro Storage (PHS):

$$\max t_{PHS} = T_z \max \cdot \eta_{PHSh} \quad (4.2.4-1)$$

Τα συστήματα PHS έχουν την ιδιαιτερότητα ότι η μέγιστη παραγωγική τους ικανότητα περιορίζεται από την λειτουργία άντλησης. Καθώς το μοντέλο χρησιμοποιεί ετήσια μεγέθη, έτσι γίνεται η παραδοχή ότι η μέγιστη χρονική περίοδος παραγωγής ενέργειας  $t_{PHS}$  δεν μπορεί να ξεπεράσει το μισό της ολικής  $T_z \max$ . Επομένως ο συντελεστής στο συγκεκριμένο μοντέλο παίρνει την τιμή  $\eta_{PHSh} = 0,5$ .

- Πραγματικός χρόνος λειτουργίας του PHS.

$$PHSwh_{z,h} = \text{sum}(Diff_{z,h} > 0; 1) \quad (4.2.4-2)$$

Έχουμε ορίσει το φορτίο προς εκμετάλλευση των PHS στην εξίσωση 4.2.3-8 ως το μέγεθος  $Supply_z$  και η οποιαδήποτε προσπάθεια ικανοποίησης φορτίου που υπερβαίνει την τιμή του φορτίου προς εκμετάλλευση οδηγεί σε παραβίαση του περιορισμού. Καθώς οι τιμές του μεγέθους αυτού εκφράζονται ωριαία, τότε μπορούμε να υπολογίσουμε για πόσες ώρες υπάρχει απόθεμα, από την περίσσεια ενέργεια, συνολικά για να λειτουργήσει η τεχνολογία PHS. Συνεπώς ο πραγματικός χρόνος λειτουργίας θα υπολογίζεται από την συνθήκη:

$$t_{PHS} = \min(PHS_{wh}, \max t_{PHS}) \quad (4.2.4-3)$$



- Συνολικό κόστος καυσίμου PHS.

$$Cvar_{PHS,z} = \frac{1}{eff_{PHS}} \cdot P_{PHS,z} \cdot Cf_{PHS,z} + \frac{1}{eff_{PHS}} \cdot P_{PHS,z} \cdot pre_z \quad (4.2.4-4)$$

Ο πρώτος όρος εκφράζει τα μεταβλητά κόστη που σχηματίζονται από την ποσότητα παραγωγής πολλαπλασιασμένη με το μοναδιαίο μεταβλητό κόστος καυσίμου της τεχνολογίας PHS. Ο δεύτερος όρος αντιπροσωπεύει το κόστος προμήθειας της ενέργειας από τις ‘πράσινες’ τεχνολογίες.

#### 4.2.5. Μεταβλητές απόφασης.

Οι άγνωστες μεταβλητές  $X_{i,z}$  προσδιορίζουν τις παραγγελίες εγκατάστασης ισχύος σε κάθε τεχνολογία για κάθε χρόνο. Στο μοντέλο οι μεταβλητές απόφασης ανέρχονται στις 450, καθώς ο ορίζοντας επίλυσης του προβλήματος ορίζεται στα 30 έτη και για κάθε έτος πρέπει να υπολογιστούν οι 15 τιμές  $X_{i,z}$  που μεγιστοποιούν την συνάρτηση, όπου οι 12 αφορούν τις παραγγελίες εγκατεστημένης ισχύος και οι 3 το ποσοστό χρόνου επιτρεπόμενης λειτουργίας από τον διαχειριστή (συντελεστές απασχόλησης).

Η δυναμικότητα των εγκαταστάσεων είναι συνδεδεμένη με τη συνολική εγκατεστημένη παραγωγική ικανότητα της τεχνολογίας μέσω της σχέσης:

$$L_{i,z} = \sum_{v=1}^{z-TI_i} X_{i,v} + \sum_{v=-40}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \bar{X}_{i,v} - \sum_{v=-40}^0 \bar{C}_{i,v}$$

$$\forall i \ 0 \leq z \leq Y$$

και ισχύει:

$$X_{i,v} > 0, \forall i, v \quad (4.2.5-1)$$

#### 4.2.6. Αντικειμενική συνάρτηση.

$$\begin{aligned}
 NPV(X_{i=1,v} \dots, X_{i=I,v} \dots, \theta_{i=1,v} \dots, \theta_{i=I,v}) \\
 = \max \left( \sum_{z=1}^Y [\overline{SMP}_{z_{1-0}} * E1_z + \overline{SMP}_{z_{2-1}} * E2_z + \overline{SMP}_{z_{3-2}} \right. \\
 * E3_z + \overline{SMP}_{z_{4-3}} * E4_z] * D_z + \sum_{i=1}^{RE} \sum_{z=1}^Y prez \cdot Pi,z \cdot D_z \\
 + \sum_{z=1}^Y \overline{SMP}_z * (dz, f - \sum_{i=1}^{RE} Pi,z - \sum_{i=1}^{I-RE} Ei_z) - \sum_{v=0}^Y \sum_{i=1}^I I_{i,v} * X_{i,v} \\
 - \sum_{i=1}^{I-RE} \sum_{z=1}^Y Pi,z \frac{f_{co2i}}{n_i} p_{co2z} * D_z \\
 + \sum_{i=1}^{RE} \sum_{z=1}^Y Pi,z \frac{\sum_{i=1}^{I-RE} E_{co2i}}{\sum_{i=1}^{I-RE} Pi,z} p_{co2z} * D_z - \sum_{i=1}^E \sum_{z=1}^Y Cfi,z \cdot Pi,z \cdot D_z \\
 \left. - \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^Y Cvi,z \cdot Li,z \cdot D_z - \sum_{z=1}^Y Cvar_{PHS,z} \cdot P_{PHS,z} \cdot D_z \right)
 \end{aligned}
 \tag{4.2.6-1}$$

Η αντικειμενική συνάρτηση χωρίζεται σε 9 όρους.

- Ο πρώτος όρος αντιπροσωπεύει τα κέρδη των τεχνολογιών που λαμβάνουν μέρος στον πλειστηριασμό, εμφανίζοντας 4 επιμέρους όρους όσοι και τα εμβαδά που σχηματίζονται στο σχήμα 22.
- Ακολουθεί ο υπολογισμός των εσόδων από τις τεχνολογίες ΑΠΕ στην προκαθορισμένη τιμή (FIT).
- Ο τρίτος όρος προκύπτει αφού η προσέγγιση της ετήσιας ζήτησης μπορεί να μην συμπίπτει ακριβώς με την προβλεπόμενη ζήτηση σε κάποια επανάληψη οπότε τα έσοδα αυτά υπολογίζονται βάσει μιας μέσης τιμής της SMP κάθε έτους.

- Ο τέταρτος και πέμπτος όρος αντιπροσωπεύουν τα κόστη επενδύσεων κάθε παραγγελίας και τα κόστη αγοράς μονάδων  $CO_2$  για την παραγωγή με συμβατικά μέσα, αντίστοιχα.
- Ο επόμενος όρος αφορά τα έσοδα από τη συναλλαγή των μονάδων  $CO_2$ , που προκύπτουν από την παραγωγή ενέργειας μέσω ΑΠΕ, που σε αντίθετη περίπτωση θα δεσμεύονταν για την παραγωγή ενέργειας με συμβατικά μέσα.
- Ο έβδομος και ο όγδοος αφαιρούν τα κόστη καυσίμων και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης των εγκατεστημένων μονάδων αντίστοιχα.
- Τέλος ο ένατος όρος αφαιρεί τα συνολικά διαφοροποιημένα κόστη καυσίμου της τεχνολογίας PHS.

Παρατηρώντας την αντικειμενική συνάρτηση αντιλαμβάνεται κανείς ότι πρόκειται για μη γραμμικό πρόβλημα υπό περιορισμούς. Η μη γραμμικότητα της συνάρτησης έγκειται στον 4ο και 6ο όρο της.

#### 4.2.7. PHS Feed In Tariff – FIT.

Η επίλυση του προβλήματος GEP με τον προσδιορισμό της περίσσειας – υπολειπόμενης ενέργειας και την απόδοση φορτίου στην τεχνολογία PHS, μας επιτρέπει να εξαγάγουμε, από την διαδικασία πλειστηριασμού τις προσφορές που υλοποιήθηκαν από την τεχνολογία για τα 30 έτη υπολογισμού. Καθώς η τεχνολογία PHS συναγωνίζεται πλέον με τα δικά της έξοδα στην διαμόρφωση της SMP, μπορούμε να συγκρίνουμε τις προσφορές που κατατέθηκαν με την προτεινόμενη θεωρητική τιμή της FIT που αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 2.2.5.

Στόχος είναι η οικονομική ενίσχυση της τεχνολογίας, όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 3.6, ώστε να επιτύχει τους στόχους του πλαισίου. Επομένως, καθώς η εισαγωγή της τεχνολογίας PHS στην SMP χωρίς υποβοήθηση, θα είχε ως αποτέλεσμα την αύξηση της τιμής της SMP. Καθώς με τα μεταβλητά της κόστη θα αποτελούσε μια από τις πιο ακριβές τεχνολογίες. Επομένως, υπάρχει η ανάγκη εξέτασης της ταρίφας FIT, σαν το εργαλείο υποβοήθησης στο

επενδυτικό πλαίσιο, ώστε να εγγυείται τουλάχιστον την επιστροφή των εξόδων της τεχνολογίας και την περαιτέρω κερδοφορία της και να εισάγεται στην διαδικασία πλειστηριασμού με μηδενική προσφορά.

Θεωρητική τιμή FIT [56]:

$$FIT_{PHS,z} = \frac{TIC_{PHS,z} \cdot R + OMC_{PHS,z}}{E_{PHS,z}} + \frac{EPC_z}{n_{PHS}}, \forall z \quad (4.2.7-1)$$

- $TIC_{PHS,z}$  - συνολική επένδυση.
- $OMC_{PHS,z}$  - ετήσια λειτουργικά κόστη και κόστη συντήρησης .
- $EPC_z$  – τιμή αγοράς ενέργειας.
- $E_{PHS,z}$  – συνολική παραγωγή PHS.
- $R$  – Επιτόκιο αναγωγής.

Τιμολόγηση προσφορών προς κατάθεση στο μοντέλο:

$$Bid_{PHS,z} = \frac{Cb_{PHS,z}}{P_{PHS,z}}, \forall z \quad (4.2.7-2)$$

Όπου:

- $Bid_{PHS}$  – Η ελάχιστη προσφορά του PHS για παραγωγή ενέργειας και εισαγωγή στον πλειστηριασμό. (*Euro / MWh*)
- $Cb_{PHS}$  – Μεταβλητά κόστη και κόστη εκπομπής  $CO_2$
- $P_{PHS}$  – Η συνολική παραγωγή της τεχνολογίας PHS.

#### 4.2.8. Περιορισμοί μοντέλου.

- Περιορισμοί μεταβλητών σχεδιασμού/απόφασης.

$$0 \leq X_{i,v} \leq \overline{X}_{i,v} \quad (4.2.8-1)$$

$$\underline{\theta}_{i,z} \leq \theta_{i,z} \leq \overline{\theta}_{i,z} \quad (4.2.8-2)$$

Οι μεταβλητές απόφασης όπως αναφέρθηκε πιο πάνω αντιπροσωπεύουν τις παραγγελίες εγκατάστασης, επομένως δεν μπορούν να πάρουν αρνητικές τιμές. Για σκοπούς επίτευξης οικονομικής κλίμακας και ρεαλισμού η κάθε τεχνολογία δέχεται το δικό της άνω επιτρεπτό όριο παραγγελίας. Για παράδειγμα η τεχνολογία PHS έχει μέγιστη εγκατάσταση 750MW, που αντιστοιχεί στο μεγαλύτερο έργο προς υλοποίηση στην Ελλάδα [65].

Επίσης αντιπροσωπεύουν και τους συντελεστές απασχόλησης, οι οποίοι φράσσονται και αυτοί. Χωρίς τον περιορισμό τους προκαλείται εκτεταμένη χρήση των συγκεκριμένων τεχνολογιών με αποτέλεσμα την αύξηση της SMP σε μη επιτρεπτά κοινωνικά επίπεδα.

Το άνω όριο των  $\theta_{i,z}$  ισοδύναμα μπορεί να τεθεί ως:

$$t_{z \text{ marginal}} < t_{z \text{ peak}}, \forall z \quad (4.2.8-3)$$

- Περιορισμός Διαθεσιμότητας πόρων.

$$Li_z \leq En_i \forall i, z \quad (4.2.8-4)$$

Η διαθεσιμότητα των πόρων τις κάθε τεχνολογίας περιορίζεται με βάση τα στατιστικά δεδομένα του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού (ΕΕΣ) [66], όπου αναπτύσσεται στο κεφάλαιο 5.2.1.

- Περιορισμός ζήτησης.

$$(1 + e) \cdot d_{z,f} \geq \sum_{i=1}^I P_{i,z} \geq d_{z,f} \Rightarrow$$

$$(1 + e) \cdot d_{z,f} \geq \sum_{i=1}^I \left( \sum_{v=1}^{z-TI_i} X_{i,v} + \sum_{v=-40}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \overline{X}_{i,v} - \sum_{v=-40}^0 \overline{C}_{i,v} \right)$$

$$\times \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760 \geq dz, f, \forall z, e \ll 1 \quad (4.2.8-5)$$

Το μέγεθος της ζήτησης για τον χρονικό ορίζοντα του GEP, περιορίζει την παραγωγή με ισότητα ελάχιστης ποσότητας παραγωγής. Επίσης, στο μοντέλο χρησιμοποιείται και άνω φράγμα μέγιστης ποσότητας παραγωγής. Ο λόγος που χρησιμοποιούνται δύο περιορισμοί φραγής της παραγωγής αντί απλά ο περιορισμός ισότητας, οφείλεται στην συμπεριφορά του αλγόριθμου, ο οποίος τείνει να παράγει περισσότερη ενέργεια από την προβλεπόμενη καθώς εντοπίζει ότι με αυτό τον τρόπο μπορεί να δημιουργήσει περισσότερα έσοδα, με αποτέλεσμα την αύξηση της τιμής του NPV. Επομένως, επιλέγεται ένας συντελεστής ελαστικότητας  $e$  για την δημιουργία ενός άνω επιτρεπόμενου φράγματος.

- Περιορισμός Peak Power Demand.

$$L_{i,z} \geq P_{c_z} \cdot (1 + mr) \quad (4.2.8-6)$$

Ο περιορισμός Peak Power Demand εξυπηρετεί την ανάγκη του συστήματος να μπορεί να ανταπεξέλθει σε ώρες αιχμής.

- Περιορισμοί ΑΠΕ.

$$\sum_{i=1}^{RE} P_{i,z} \geq 0.40 \cdot \sum_{i=1}^{I-RE} P_{i,z}, \quad \forall z \geq 2020 \quad (4.2.8-7)$$

$$\sum_{i=1}^{RE} P_{i,z} \geq 0.85 \cdot \sum_{i=1}^{I-RE} P_{i,z}, \quad \forall z \geq 2049 \quad (4.2.8-8)$$

Στους περιορισμούς λαμβάνεται υπόψη το σχέδιο NREAP [67], που και αναπτύσσεται στο κεφάλαιο 5.2.1. Θέτονται οι στόχοι σαν περιορισμοί προς ικανοποίηση. Συγκεκριμένα, το ποσοστό συμβολής των ΑΠΕ στο μείγμα των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής πρέπει να ανέρχεται τουλάχιστον στο 40% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής το έτος 2020. Αντίστοιχα για το έτος 2050, το ΕΕΣ αναφέρει ότι το ποσοστό αυτό πρέπει να κυμαίνεται στο εύρος 85% - 100%. [57].

- Περιορισμοί παραγόμενης ισχύος από την τεχνολογία PHS.

$$P_{PHS,z} \geq eff_{PHS} * K_{PHS} * Demand_z, \quad \forall z \quad (4.2.8-9)$$

$$P_{PHS,z} \leq eff_{PHS} * Supply_z, \quad \forall z \quad (4.2.8-10)$$

Όπως προαναφέρθηκε στην παράγραφο 4.2.3., οι δύο περιορισμοί του PHS τίθενται για την επιτυχή ανάθεση φορτίου.

- Περιορισμός ευελιξίας του συστήματος.

$$flex_{pos} > flex_{neg} \Rightarrow$$

$$a_{te} \cdot \sum_{i=1}^{I_{pos}} L_{i,z} > a_{te} \cdot \sum_{i=1}^{I_{neg}} L_{i,z} + a_{load} \cdot \sum_{i=1}^I L_{i,z}, \forall z \quad (4.2.8-11)$$

Οι τεχνολογίες που απαρτίζουν το ενεργειακό μείγμα βαθμολογούνται με ένα συντελεστή ευελιξίας. Όσο πιο ευέλικτη η τεχνολογία τόσο μεγαλύτερος ο δείκτης. Ο περιορισμός στοχεύει την εξασφάλιση των επαρκών λειτουργικών αποθεμάτων και την ευέλικτη παραγωγή για την αντιμετώπιση της ισορροπίας του συστήματος. Ισορροπία του συστήματος ορίζεται ως η ικανότητα του συστήματος να αντεπεξέρχεται σε απαιτήσεις όπως η εκκίνηση και το κλείσιμο συστημάτων, συντήρησης, σφάλματος αλλά και η διαχείριση της επερχόμενης τάσης από τεχνολογίες με υψηλή αβεβαιότητα όπως οι ΑΠΕ που προαναφέρθηκαν.

Επομένως, η εξίσωση 4.2.8-11 καθορίζει ότι το άθροισμα των θετικά συμβαλλόμενων τεχνολογιών, ως προς την ευελιξία, θα πρέπει να είναι μεγαλύτερο από το άθροισμα των αρνητικά συμβαλλόμενων και του συνολικού φορτίου πολλαπλασιασμένου με τον αντίστοιχο δείκτη. Οι δείκτες για το κάθε μέγεθος παρουσιάζονται στον πίνακα 10-2 του παραρτήματος [62].



### 4.3. Αναφορά στους αλγορίθμους επίλυσης ISRES – IPA.

Ο αλγόριθμος που προτείνεται για τη βελτιστοποίηση του μοντέλου GEP συνδυάζει την μέθοδο Improved Stochastic Ranking Evolutionary Strategy (ISRES), ένα εξελικτικό αλγόριθμο ικανό να λύσει μη – γραμμικά, φραγμένα, προβλήματα ολικού βέλτιστου. Επίσης συμπεριλαμβάνει, μια γενική μέθοδο Interior Point Algorithm (IPA), για μη γραμμική μεγάλης κλίμακας περιορισμένη βελτιστοποίηση.

Η μέθοδος ISRES αποτελείται από ένα πλήθος γονείς/απογόνους ( $\mu$ ,  $\lambda$ ) - EA, με βάση τις εξελικτικές στρατηγικές ES και την στοχαστική ταξινόμηση (SR). Η στοχαστική κατάταξη είναι μια διαδικασία η οποία εξισορροπεί την αντικειμενική συνάρτηση επίλυσης και την συνάρτηση περιορισμού. Η στοχαστικότητα εισάγεται για να μειώσει την δυσκολία καθορισμού του παράγοντα ποινής, όπου επηρεάζει άλλες τεχνικές χειρισμού περιορισμών. Ως εκ τούτου, η μέθοδος SR ελαχιστοποιεί τον αριθμό τοπικών βέλτιστων που μπορεί να προκύψουν μέσω ακατάλληλων μεθόδων ποινής.

Ο IPA που χρησιμοποιείται προτείνεται από τους Waltz et al. [68], συνδυάζει 2 βήματα για να υπολογίσει τη λύση. Πρώτον, χρησιμοποιείται μια μέθοδος αναζήτησης γραμμής για τον υπολογισμό των βημάτων, παράγοντας στις πρωταρχικές δυαδικές εξισώσεις. Αν αυτά τα βήματα αποδειχθούν αναποτελεσματικά, τότε χρησιμοποιείται μια μέθοδος συζευγμένης κλίσης ελαχιστοποιώντας την τετραγωνική προσέγγιση της εξίσωσης περιορισμού, σε μια περιοχή εμπιστοσύνης. Αυτός ο μηχανισμός επιτρέπει στη μέθοδο IPA να χρησιμοποιεί την υπολογιστικά ακριβή επανάληψη της συζυγούς κλίσης μόνο εάν δεν είναι εγγυημένη η ποιότητα των βημάτων που υπολογίζονται από τη γραμμική άλγεβρα.

Λόγω του μεγέθους των μεταβλητών απόφασης, τα μακροπρόθεσμα μοντέλα GEP μπορούν να ταξινομηθούν ως βελτιστοποίηση μεγάλης κλίμακας. Για το λόγο αυτό ο ISRES αφήνεται να επιτύχει μια αρχικοποίηση και έπειτα ο IPA μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μια τοπική σύγκλιση [69, 38].

## 5. Υπολογιστικό Μοντέλο.

### 5.1. Εισαγωγή

Για τον υπολογισμό του στόχου της μελέτης χρειάστηκε ο συνδυασμός του μαθηματικού μοντέλου που αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 4.2 και της μεθόδου βελτιστοποίησης στο κεφάλαιο 4.3. Για την διεκπεραίωση των απαραίτητων μαθηματικών υπολογισμών υλοποιήθηκε πρόγραμμα στα πλαίσια της υπολογιστικής πλατφόρμας MATLAB. Το πρόγραμμα που δημιουργήθηκε αποτελείται από έναν αριθμό υποπρογραμμάτων – υπορουτίνες οι οποίες αντιπροσωπεύουν τις διάφορες εξισώσεις και τους απαραίτητους υπολογισμούς.

### 5.2. Case Study.

Η μελέτη εφαρμόζεται στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας. Η αγορά περιγράφεται ως ‘ημι – απελευθερωμένη’ και εισάγεται στο μοντέλο GEP που αναπτύχθηκε. Θα υλοποιηθούν δύο συγκριτικά σενάρια για την βελτιστοποίηση του ενεργειακού μείγματος και την εισαγωγή των PHS. Τα απαραίτητα δεδομένα χρήσης πάρθηκαν από τον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας.

### 5.2.1. Υφιστάμενη κατάσταση στην Ελλάδα.

Με αφορμή την έρευνα της υφιστάμενης κατάστασης και την μελέτη των συστημάτων PHS, αποταθήκαμε στην Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), όπου ένας Βοηθός Διευθυντής, υπεύθυνος για την εκμετάλλευση των Υδροηλεκτρικών Σταθμών της ΔΕΗ [70] μας αποτύπωσε την παρούσα κατάσταση στην Ελλάδα.

Δίδοντας έμφαση στην εισαγωγή των τεχνολογιών ΑΠΕ και την λειτουργία των συστημάτων ESS στο μείγμα, έγινε ο διαχωρισμός του χρόνου σε δύο περιόδους:

- Πριν την εισαγωγή ΑΠΕ.
- Μετά την εισαγωγή ΑΠΕ.

Κατά την περίοδο πριν την είσοδο ΑΠΕ, τις βραδινές ώρες υπήρχε περίσσεια ενέργεια από τους λιγνιτικούς σταθμούς. Ο λόγος οφείλεται στο τεχνικό ελάχιστο σημείο παραγωγής. Στην Ελλάδα οι πλείστοι λιγνιτικοί σταθμοί έχουν εγκατεστημένη ισχύ τάξεων ~300MW, με τεχνικό ελάχιστο ~140MW. Καθώς το κόστος απενεργοποίησης και ενεργοποίησης ενός σταθμού ανέρχεται στις ~150 000 ευρώ, τότε η λειτουργία τους αποφέρει μεγαλύτερο κέρδος όταν παρέμεναν ενεργοί στο σύστημα και λειτουργούσαν στο τεχνικό ελάχιστο σημείο τους. Όμως με τους σταθμούς στο ελάχιστο σημείο παραγωγής και την χαμηλή ζήτηση, κατά τις βραδινές ώρες παρουσιαζόταν περίσσεια ενέργεια στο σύστημα. Ως αποτέλεσμα, η τιμή πώλησης του ρεύματος μειωνόταν και τα συστήματα PHS είχαν την ευκαιρία να γεμίσουν τις δεξαμενές τους. Την ακόλουθη μέρα απελευθέρωναν την ενέργεια στο σύστημα στις ώρες αιχμής, γύρω στο μεσημέρι κατά τις 15:00 και το βράδυ κατά τις 20:00.

Η εξής λειτουργία των PHS άλλαξε άρδην με την εισαγωγή των ΑΠΕ. Πλέον λόγω της μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος τεχνολογιών εκμετάλλευσης αιολικών και ηλιακών πόρων, έχουν μειωθεί δραματικά οι ώρες αιχμής στο σύστημα. Επίσης, ο διαχειριστής του συστήματος εισήγαγε καινούργιες

διαδικασίες, προς εύρεση της τιμής SMP (2 day ahead) με αποτέλεσμα η SMP να μην παρουσιάζει πολλές διακυμάνσεις.

Οι δυο αυτοί παράγοντες επηρέασαν αρνητικά την παραγωγή PHS κυρίως λόγω του γενικού βαθμού απόδοσης των συστημάτων. Με τον βαθμό απόδοσης να ανέρχεται στο 70% και την ανάγκη αγοράς της ενέργειας παραγωγής, σημαίνει ότι τα PHS θα πρέπει να πουλούν την αγοραζόμενη ενέργεια στο 140% της τιμής αγοράς.

Σήμερα η τεχνολογία PHS, στην Ελλάδα, χρησιμοποιείται μόνο για σκοπούς συντήρησης. Ο διαχειριστής του συστήματος δίνει εντολή για την πλήρωση των δεξαμενών και την απελευθέρωση της ενέργειας πίσω στο σύστημα, όταν χρειάζεται να αφαιρέσει τεχνικές μονάδες από το σύστημα. Οι διακυμάνσεις του συστήματος εμφανίζονται κυρίως τα πρωινά και το βράδυ και ικανοποιούνται από τα M.Hydro αντί του PHS.

Τέλος αν και υπάρχει η δυνατότητα, η τεχνολογία PHS, να διαχειριστεί τις διακυμάνσεις που προκαλούνται από τις τεχνολογίες ΑΠΕ και τη ζήτηση, η πολυπλοκότητα του συστήματος αποφάσεων και τα υψηλά κόστη που την διέπουν δρουν ως αποτρεπτικοί παράγοντες για την λειτουργία τους.

Σήμερα, στην Ελλάδα υπάρχουν 699 MW – PHS (Πίνακας 5.2.1-1) [38] εγκατεστημένης ισχύ, ιδιοκτησίας του κρατικού φορέα ΔΕΗ. Εφόσον οι εγκαταστάσεις υπάρχουν και όπως περιγράφεται παραπάνω δραστηριοποιούνται ελάχιστα, κρίνεται θέμα μείζονος σημασίας η εύρεση ενώ επενδυτικού πλαισίου για την πλήρης αξιοποίησή τους και την περαιτέρω ανάπτυξη της τεχνολογίας, αλλά και για την εκμετάλλευση των διαφόρων πλεονεκτημάτων που αναπτύχθηκαν στο κεφάλαιο 2.2.1.

Generating technology	Installed capacity, $MW_{el}$	Share of PPC, %
Natural gas-fired plants	4906	47.6
Lignite-fired plants	4456	100
Oil fired plants	698	100
Small hydro ( $\leq 25 MW_{el}$ )	220	100
Medium hydro ( $> 25 MW_{el}$ )	2473	100
Hydro pumped and storage	699	100
Biomass-fired plants	48	0
Photovoltaic	2436	0
Concentrated solar power	0	0
Onshore wind turbines	1662	0
Offshore wind turbines	0	0
Geothermal power plants	0	0
Total	17 598	61.8

Πίνακας 5.2.1-1: Εγκατεστημένη ισχύς στην Ελλάδα και η μετοχή του κρατικού φορέα Δ.Ε.Η [38].

Ο ηλεκτρικός τομέας της Ελλάδος υπάγεται στους κανονισμούς της Ε.Ε. Η κυριότεροι κανονισμοί αφορούν την παραγωγή ενέργειας από τις τεχνολογίες ΑΠΕ και παρουσιάζονται στην μελέτη επάρκειας για τον ορίζοντα του 2020.

Κάθε κράτος μέλος της Ε.Ε. βάσει της οδηγίας 09/28/ΕΚ και στο πλαίσιο της εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής κλήθηκε να εκπονήσει ένα Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ (NREAP-National Renewable Energy Action Plan) [67]. Το πλάνο αυτό, γνωστό και ως 20-20-20, απαρτίζεται από τρεις κύριους πυλώνες.

- Την διείσδυση των ΑΠΕ στον Ενεργειακό τομέα, συγκεκριμένα με στόχο το 2020 το 20% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας να παράγεται από ΑΠΕ (2009/28/ΕΚ).
- Τον περιορισμό των αέριων ρύπων του θερμοκηπίου. Ειδικότερα, 20% μείωση αυτών μέχρι το 2020 σε σχέση με τα επίπεδα του έτους 1990 (20/29/ΕΚ).
- Την εξοικονόμηση 20% πρωτογενούς ενέργειας.

Αναλυτικότερα, για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές GHG είναι η 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 με το Νόμο 3851/2010 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ, στην τελική κατανάλωση ενέργειας, στο 20%. Το ποσοστό αυτό όμως διαχωρίζεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές. Ο στόχος του 40% συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή απαιτεί επενδύσεις που θα αλλάξουν την Ελληνική ενεργειακή αγορά, αξιοποιώντας το φυσικό δυναμικό που προσφέρεται με επενδύσεις στα Μ.Hydro, PV Solar, CSP, σε ανεμογεννήτριες On – shore και Off – shore, στην Βιομάζα (Biomass) αλλά και στους γεωθερμικούς σταθμούς (Geothermy). Αναφέρεται πως η επίτευξη των στόχων θα συνεισφέρει στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, στη βελτίωση της αξιοποίηση των φυσικών πόρων και στην ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας σε βασικούς κλάδους της Ελληνικής οικονομίας. Οι εθνικοί στόχοι για το 2020, σύμφωνα και με τα αποτελέσματα των ενεργειακών μοντέλων, αναμένεται να ικανοποιηθούν για την ηλεκτροπαραγωγή με την ανάπτυξη περίπου 13300MW από ΑΠΕ.

Το σχέδιο ΕΕΣ [66] υλοποιήθηκε το 2012 βάσει του NREAP αλλά και των κατευθυντήριων γραμμών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την περίοδο 2020-2050. Λήφθηκαν υπόψιν μια σειρά από οικονομικούς παράγοντες όπως η οικονομική δραστηριότητα ανά κλάδο, οι διεθνείς τιμές καυσίμων και το επίπεδο χρήσης του Lig.

Ουσιαστικά εξετάστηκαν τρία σενάρια:

- Σενάριο Υφιστάμενων πολιτικών (ΥΦ)
- Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης των ΑΠΕ (ΜΕΑΠ)
- Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους (ΠΕΚ)

Το ΥΦ υποθέτει 40% περιορισμού των εκπομπών  $CO_2$  μέχρι το 2050 σε σχέση με το 2005 που αποτελεί μέτριο επίπεδο μείωσης, την μέτρια διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα και την εξοικονόμηση ενέργειας. Το ΜΕΑΠ υποθέτει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, όπου το επίπεδο συμβολής στην ηλεκτροπαραγωγή ανέρχεται στο 100%, την μείωση των εκπομπών  $CO_2$  κατά 60-70% και την μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας. Αντίστοιχα το ΠΕΚ έχει τις ίδιες παραδοχές με το ΜΕΑΠ αλλά επιδιώκεται η εξασφάλιση του χαμηλότερου επενδυτικού κόστους μέσω της ρύθμισης του ποσοστού των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Το σενάριο των ΥΦ παρατηρήθηκε να οδηγεί σε περιορισμένη μείωση εκπομπών  $CO_2$  μέχρι το 2050 και η εξέλιξη του ενεργειακού τομέα δεν προκύπτει ως η οικονομικότερη δυνατή. Τα άλλα δυο σενάρια επιτυγχάνουν υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, μεγάλη μείωση των εκπομπών  $CO_2$  της τάξης του 60%-70% αλλά και μείωση της εισαγόμενης ενέργειας και της εξάρτησης της χώρας από εισαγωγές ορυκτών καυσίμων. Παρ' όλα αυτά σε κανένα από τα σενάρια δεν παρατηρείται μεγάλη μείωση στο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι στόχοι τελικά που τίθενται από το σχέδιο είναι η κατά 60% -70% μείωση στα επίπεδα GHG σε σχέση με τα επίπεδα του 2005 και η διείσδυση της τάξης του 85%-100% των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Στόχοι που αναφέρονται στην εγκατεστημένη ισχύ των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φαίνονται στο πιο κάτω πίνακα.



### 5.2.2. Αποτύπωση στο μοντέλο.

Στην μοντελοποίηση του GEP που αναπτύχθηκε, διακρίνεται η προσπάθεια εισαγωγής της αβεβαιότητας για την προσομοίωση των διακυμάνσεων, που αναφέρονται στην παράγραφο 5.2.1. Παρακάτω παρατίθεται η ταύτιση βασικών στοιχείων του μοντέλου, ως προς την Ελληνική αγορά:

- Οι τεχνολογίες ΑΠΕ αποτελούν εξαίρεση από την διαμόρφωση της SMP και αποτελούν αναγκαστικά την παραγωγή βάσης στο μοντέλο και εισάγονται με την τιμή ταρίφας [71].
- Η εισαγωγή της κανονικής κατανομής  $\alpha dis_{RES,i,z,h}$  (εξίσωση 4.2.3-2) στις τεχνολογίες ΑΠΕ για την μοντελοποίηση των διακυμάνσεων, ταυτίζεται με το φορτίο όπου λαμβάνουν τα M.Hydro στην πραγματικότητα. Στο μοντέλο οι διακυμάνσεις αυτές απορροφάτε από την τεχνολογία PHS, με την ανάθεση φορτίου (κεφάλαιο 4.2.3).
- Επίσης, η κανονική κατανομή  $\beta dis_{DEM,z,h}$  (εξίσωση 4.2.3-3) που εφαρμόζεται στην ζήτηση αντιπροσωπεύει τις τυχόν διακυμάνσεις της ζήτησης και απορροφούνται επίσης από την τεχνολογία PHS με την ανάθεση φορτίου (κεφάλαιο 4.2.3).
- Η αδυναμία των συστημάτων PHS να προσδιορίσουν το φορτίο απόδοσης τους, λόγω της 2 days ahead SMP, αποτυπώνεται στον περιορισμό παραγόμενης ισχύος από την τεχνολογία PHS στο κεφάλαιο 4.2.8. με τους περιορισμούς 4.2.8-9 και 4.2.8-10, για την αναγκαστική ανάθεση φορτίου.

- Το υψηλό κόστος της τεχνολογίας PHS που παρουσιάζεται λόγω των βαθμών απόδοσης και της ανάγκης αγοράς της ενέργειας παρουσιάζεται στο κεφάλαιο 4.2.4, με την εξίσωση 4.2.4-4.
- Οι στόχοι του σχεδίου ΕΕΣ και τις ΕΕ αποτυπώνονται στους περιορισμούς του συστήματος τόσο για το 2020 αλλά και για το 2050 (περιορισμοί 4.2.8-[4,7,8]).
- Η ικανοποίηση της ζήτησης ηλεκτρικού ρεύματος της Ελλάδας αποτυπώνεται στους περιορισμούς 4.2.8-[5,6].

### 5.2.3. Σενάριο 1<sup>ο</sup> : Πλήρως ανεπτυγμένη αγορά.

Στο εξής σενάριο η κάθε τεχνολογία που καταθέτει προσφορά για την διαμόρφωση της SMP ανταγωνίζεται με τα δικά της γραμμικοποιημένα έξοδα. Αυτό αναπαριστά την περίπτωση που η τεχνολογία PHS προσπαθούσε να συναγωνιστεί στην Ελληνική αγορά χωρίς εγγυημένα έσοδα (FIT). Από το πρώτο σενάριο, βάση των κατατιθέμενων προσφορών των συστημάτων PHS και της θεωρητικής τιμής που αναγράφεται στο κεφάλαιο 4.2.7. θα καθοριστεί η τιμή FIT.

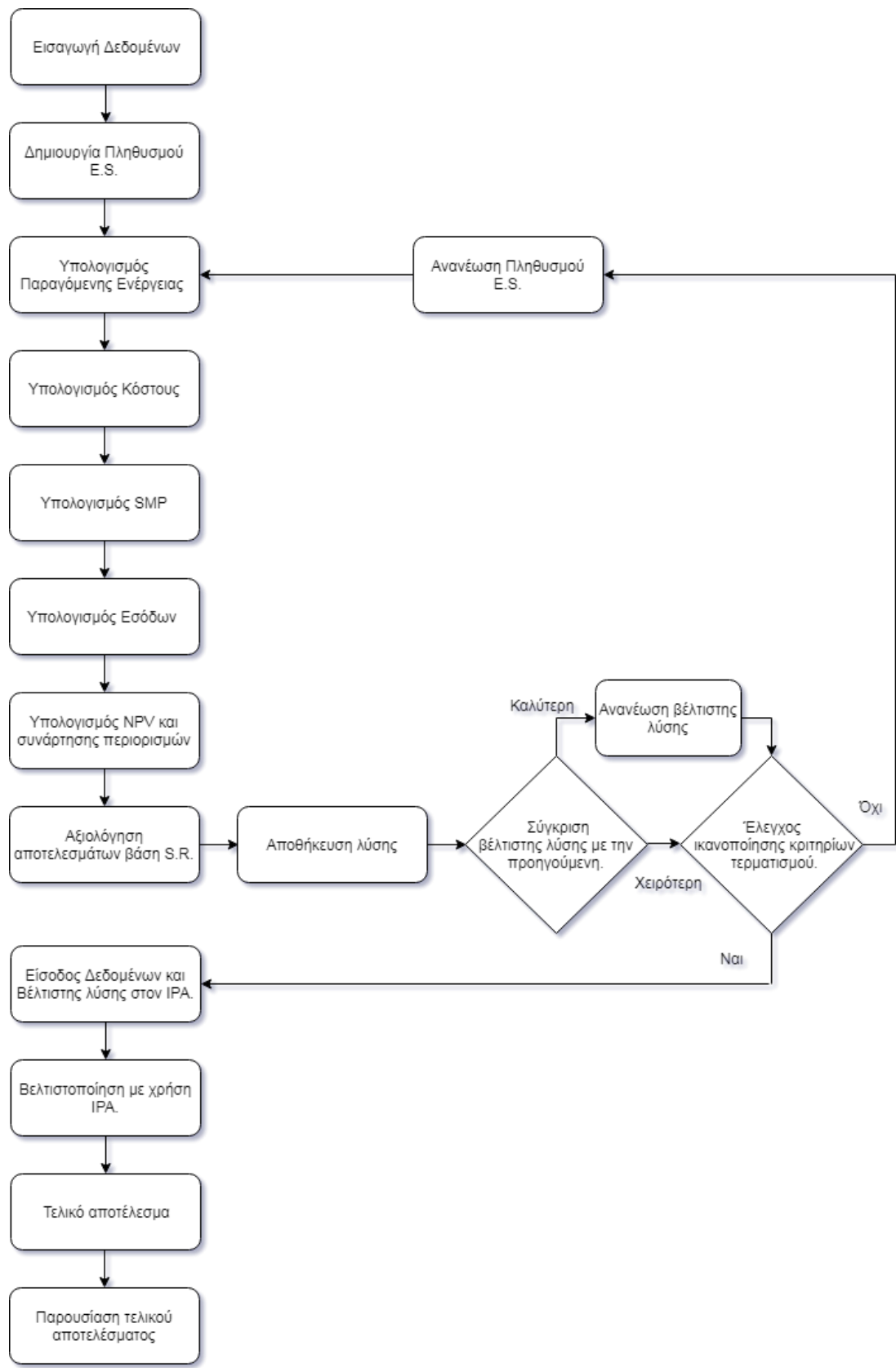
### 5.2.4. Σενάριο 2<sup>ο</sup> : Εισαγωγή PHS με επενδυτικό πλαίσιο.

Στο δεύτερο σενάριο η τεχνολογία PHS δεν ανταγωνίζεται με δικά της γραμμικοποιημένα έξοδα στην διαμόρφωση της SMP, αλλά εισάγεται με μηδενικό κόστος, σύμφωνα με την τιμή FIT που υπολογίστηκε στο πρώτο σενάριο. Τα συνολικά κόστη της τεχνολογίας δεν παραλείπονται και λαμβάνονται υπόψη στην συνολική κερδοφορία του συστήματος.

### 5.2.5. Σύγκριση σεναρίων.

Και στα δύο σενάρια πραγματοποιείται βελτιστοποίηση του μείγματος και παρατίθενται αποτελέσματα. Βασική εξέταση ανάμεσα στα δύο σενάρια αποτελεί η τιμή της SMP και η διείσδυση των τεχνολογιών ΑΠΕ στο μείγμα, καθώς θέλουμε να εξετάσουμε την επίδραση της μηδενικής προσφοράς από την πλευρά της τεχνολογίας PHS με την χρήση του επενδυτικού πλαισίου. Για την δυνατότητα σύγκρισης, γίνεται η εισαγωγή των ιδίων δεδομένων χρήσης / εκκίνησης στην αρχή του κάθε σεναρίου.

### 5.3. Μεθοδολογία – Ροή επίλυσης



Διάγραμμα 5.3-1: Διακριτά βήματα του μοντέλου.

### 5.3.1. Εισαγωγή δεδομένων και προσαρμογή στο μοντέλο.

Για την υλοποίηση μιας ρεαλιστικής αναφοράς στην αγορά ηλεκτρικού ρεύματος της Ελλάδας απαιτείτο να παρθούν πραγματικά δεδομένα. Παρακάτω παρουσιάζονται τα δεδομένα χρήσης [2, 38, 60]:

- 1- Πίνακας με τα τεχνοοικονομικά δεδομένα κάθε τεχνολογίας (Παράρτημα – Πίνακας 10-1).
- 2 - Η ημερήσια ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια.
- 3 - Η ημερήσια ζήτηση σε ισχύ στις ώρες αιχμής.
- 4 - Οι ημερήσιες τιμές συναλλαγής μονάδων  $CO_2$  .
- 5 - Οι ημερήσιες τιμές των καυσίμων.
- 6 - Η μηνιαία τιμή του επιτοκίου και του πληθωρισμού στην Ελλάδα.

Ο Πίνακας 10-1 (Παράρτημα) παρουσιάζει τα τεχνολογικά δεδομένα που αντιπροσωπεύουν την ελληνική ενεργειακή αγορά, όσον αφορά τις διαθέσιμες τεχνολογίες προς αξιοποίηση όπως αυτές αναφέρονται στα ΕΕΣ [66] και NREAP [67]. Ουσιαστικά φαίνονται τα κόστη αρχικής επένδυσης, τα σταθερά κόστη και οι διάφοροι συντελεστές κάθε μιας από τις επιλεγμένες και υλοποιήσιμες τεχνολογίες στην Ελλάδα. Κάθε ένα από τα πιο πάνω συμβάλλει στον καθορισμό του μείγματος παραγωγής καθώς αλλοιώνει τα κόστη αλλά και την τελική SMP.

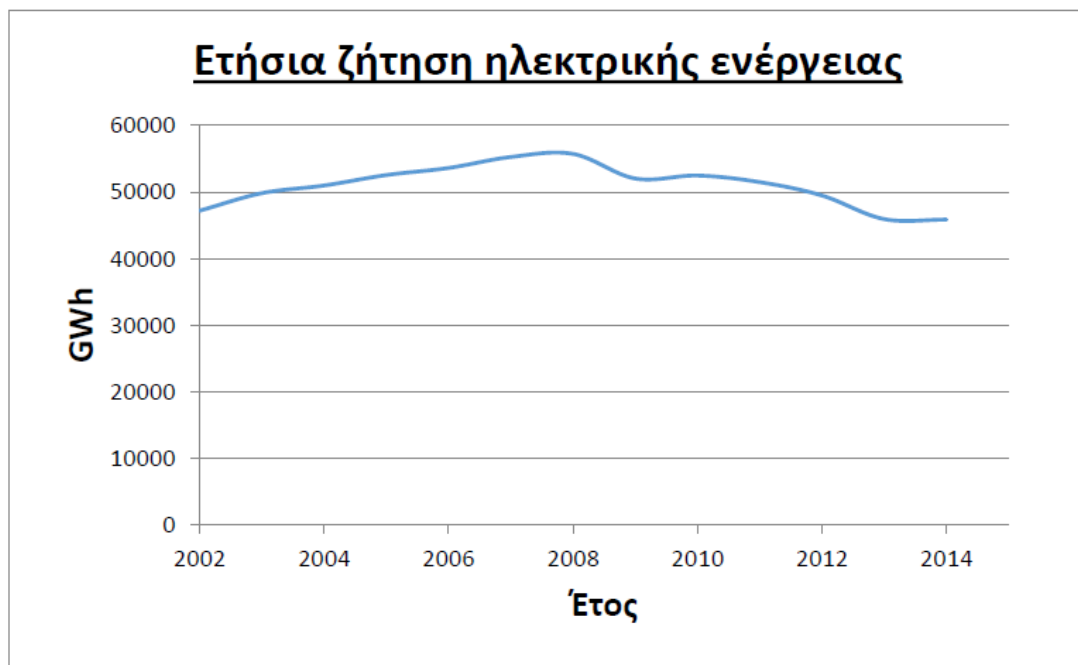
Επίσης:

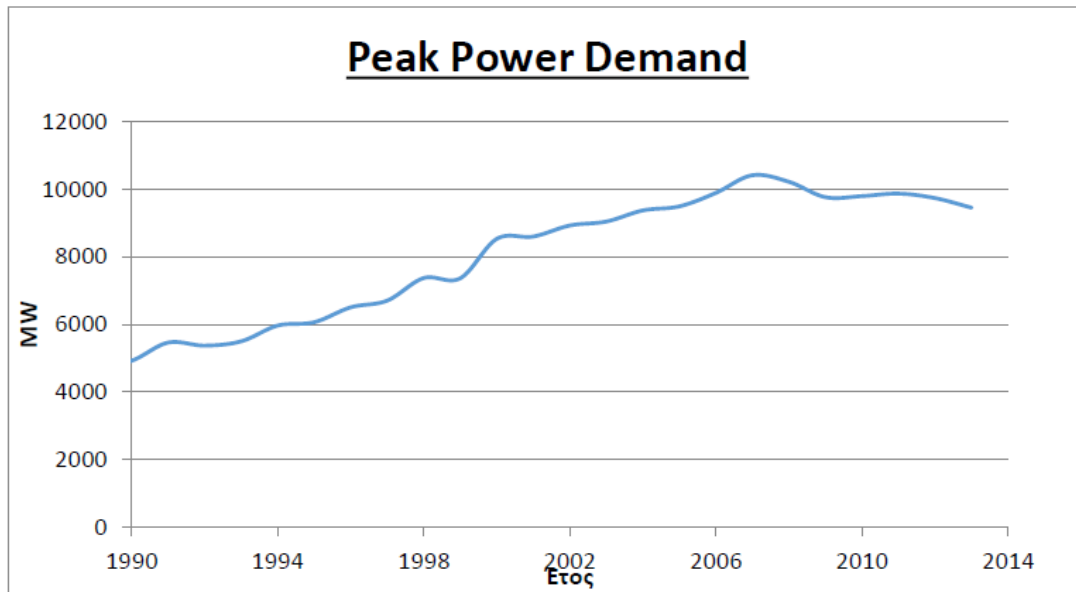
- Η ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και η απαίτηση ισχύος στις ώρες αιχμής για τα έτη 2002-2014 που παραχωρήθηκαν από τον Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΙΕ).
- Οι τιμές συναλλαγής εκπομπών  $CO_2$  αντλήθηκαν από τα στοιχεία των EUA (European Unit Allowances) του EU ETS (European emissions

trading system). Οι τιμές του επιτοκίου και του πληθωρισμού που λήφθηκαν από την Τράπεζα της Ελλάδος.

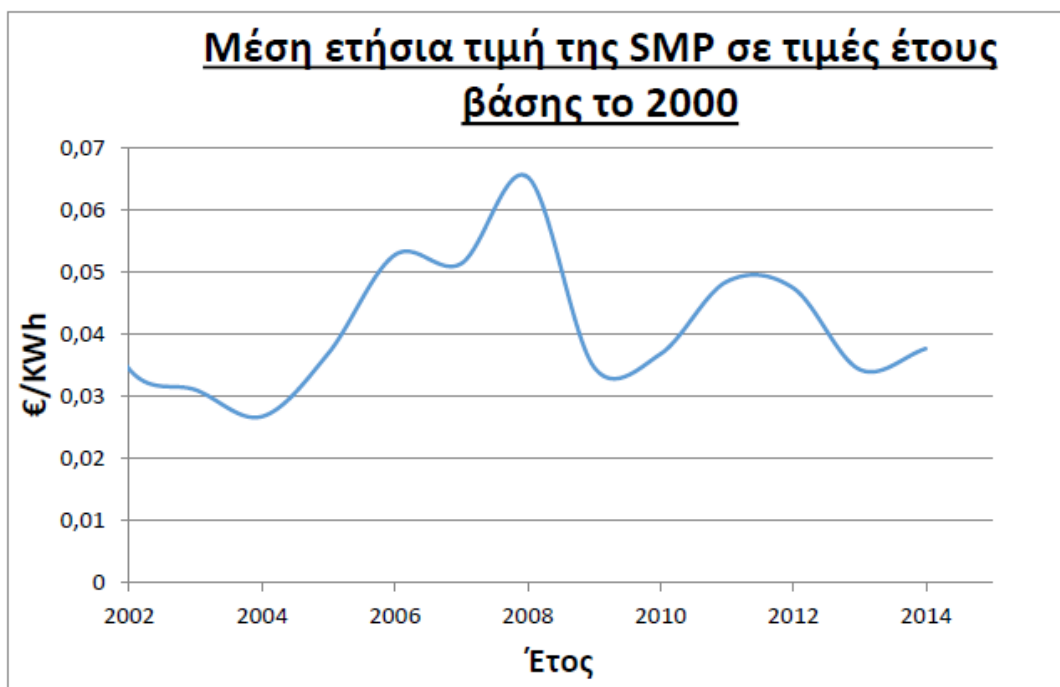
- Τα στοιχεία για την συναλλαγματική αξία δολαρίου – ευρώ πάρθηκαν από την Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα (ΕΚΤ)
- Οι τιμές του επιτοκίου και του πληθωρισμού που λήφθηκαν από την Τράπεζα της Ελλάδος.
- Πηγές για τις τιμές καυσίμων αποτέλεσαν η Ελληνική Στατιστική Αρχή (ΕΛΣΤΑΤ) και International Energy Agency (IEA).

Οι διακυμάνσεις των τιμών την περίοδο 2000-2014 φαίνονται στα πιο κάτω σχήματα:

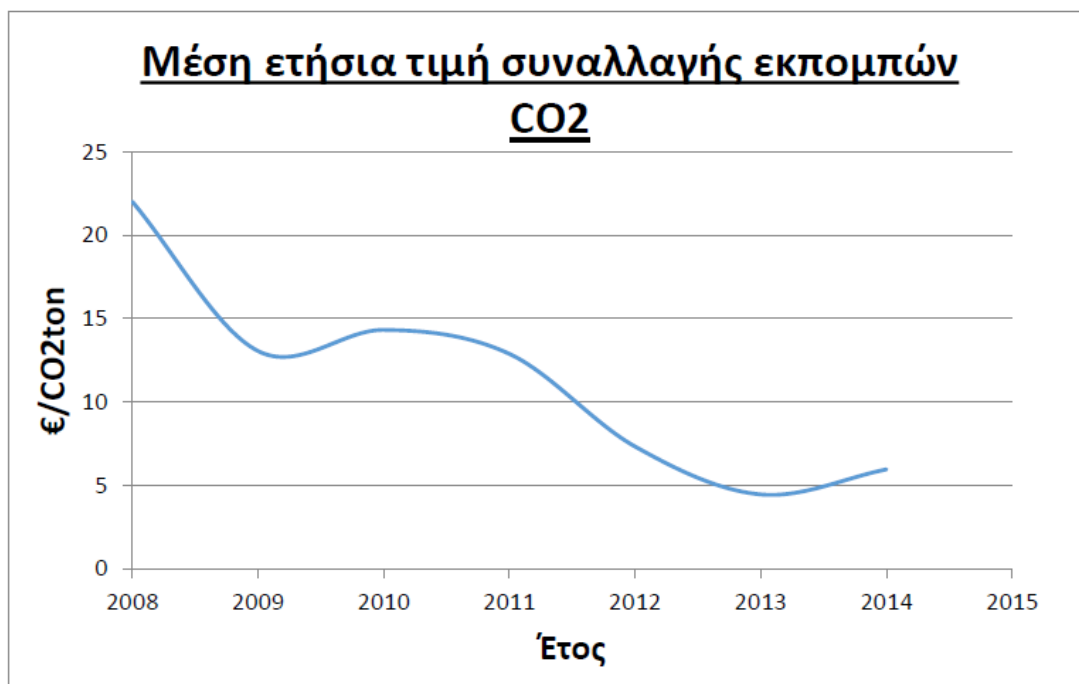




Όπως προαναφέρθηκε, η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που σημειώθηκε από τα τέλη της δεκαετίας του 70' σταμάτησε κατά τα πρώτα χρόνια της οικονομικής κρίσης. Η αύξηση της τιμή της SMP αλλά και της μείωσης της αγοραστικής ισχύος των καταναλωτών συνέβαλαν στην πτώση αυτή. Αντίστοιχη πορεία ακολουθεί και η μέγιστη ζήτηση ισχύος.

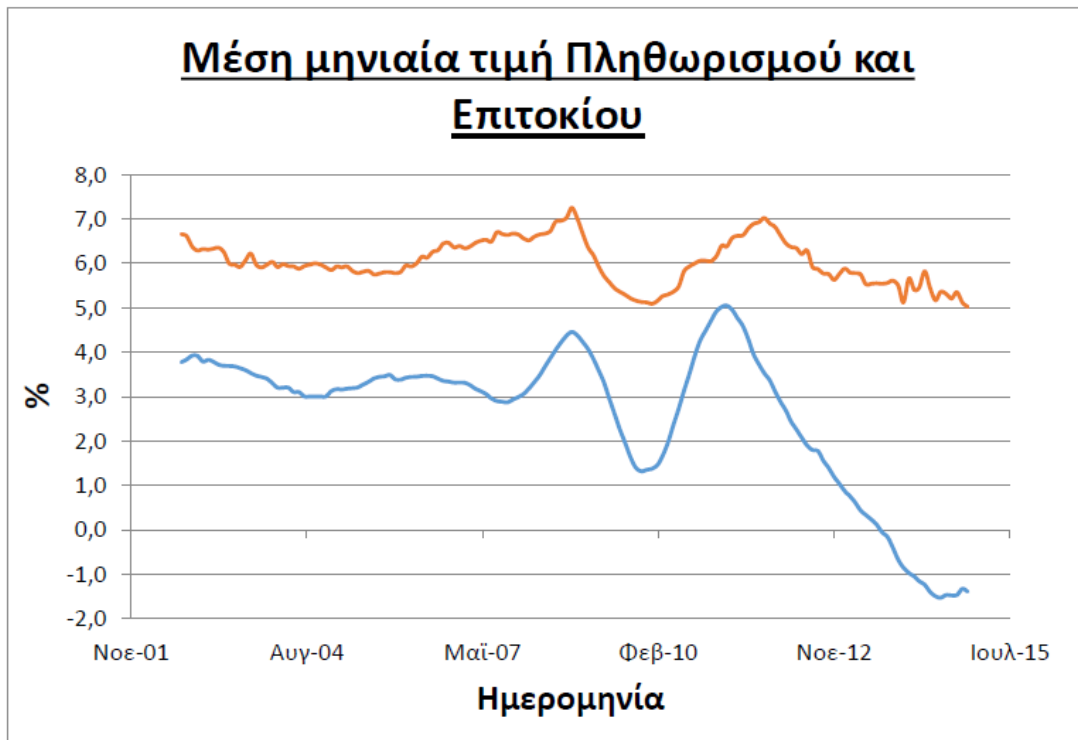


Οι επιπτώσεις από τις διακυμάνσεις της τιμής της SMP μπορούν να παρατηρηθούν και στο διάγραμμα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν από την ελαστικότητα της ηλεκτρικής ζήτησης. Παρ' ολ' αυτά στα έτη 2008-2009 παρατηρείται μεγάλη πτώση στην τιμή της SMP αλλά και στην ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που αποδεικνύει την επίδραση που είχαν εξωτερικοί παράγοντες σε αυτήν, και κυρίως η οικονομική ύφεση.

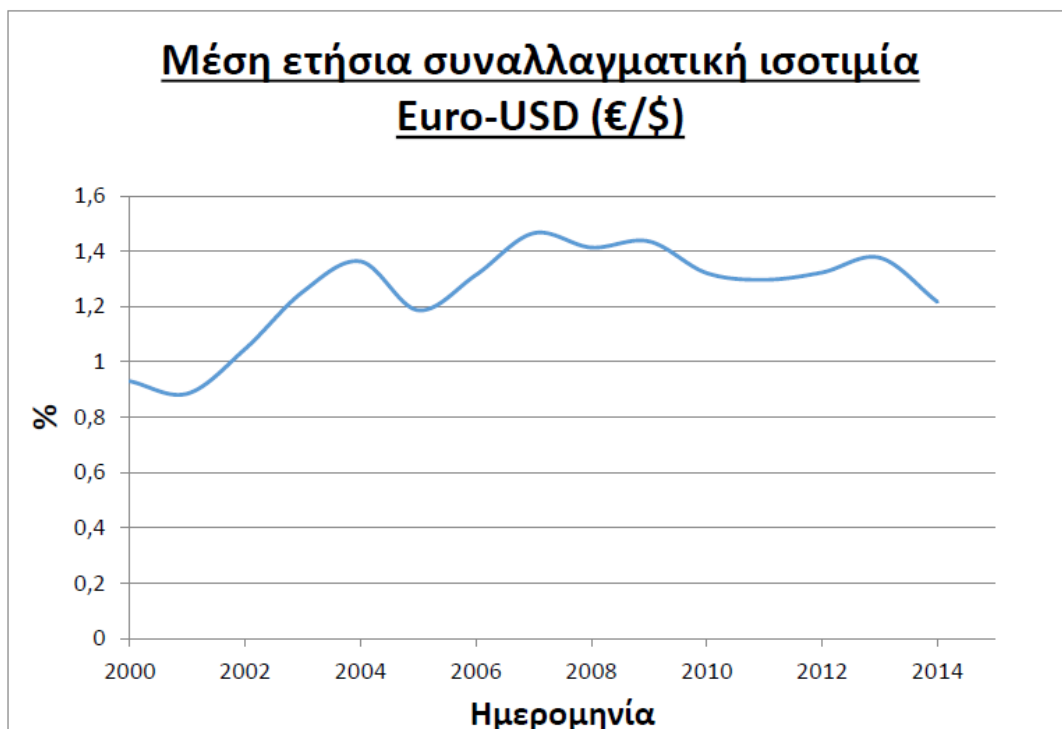


Οι τιμές CO<sub>2</sub> σημειώνουν μεγάλη πτώση τα τελευταία έτη που πιθανόν να οφείλεται στην διείσδυση των ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Αγορά.





Τα στατιστικά δεδομένα για το επιτόκιο (πορτοκαλί) και των πληθωρισμό και η μεγάλη επίδραση που είχε σε αυτά η οικονομική κρίση στην Ελλάδα γίνονται εμφανή στο πιο πάνω γράφημα.



Η μέση ετήσια συναλλαγματική ισοτιμία μεταξύ Ευρώ και Δολαρίου ήταν απαραίτητη για την μετατροπή του μεταβλητού κόστους των τεχνολογιών που χρησιμοποιήθηκαν και συγκεκριμένα των τεχνολογιών που χρησιμοποιούν εισαγόμενα καύσιμα.

Στο μοντέλο εισάγονται επίσης ιστορικά δεδομένα της Ελληνικής αγοράς:

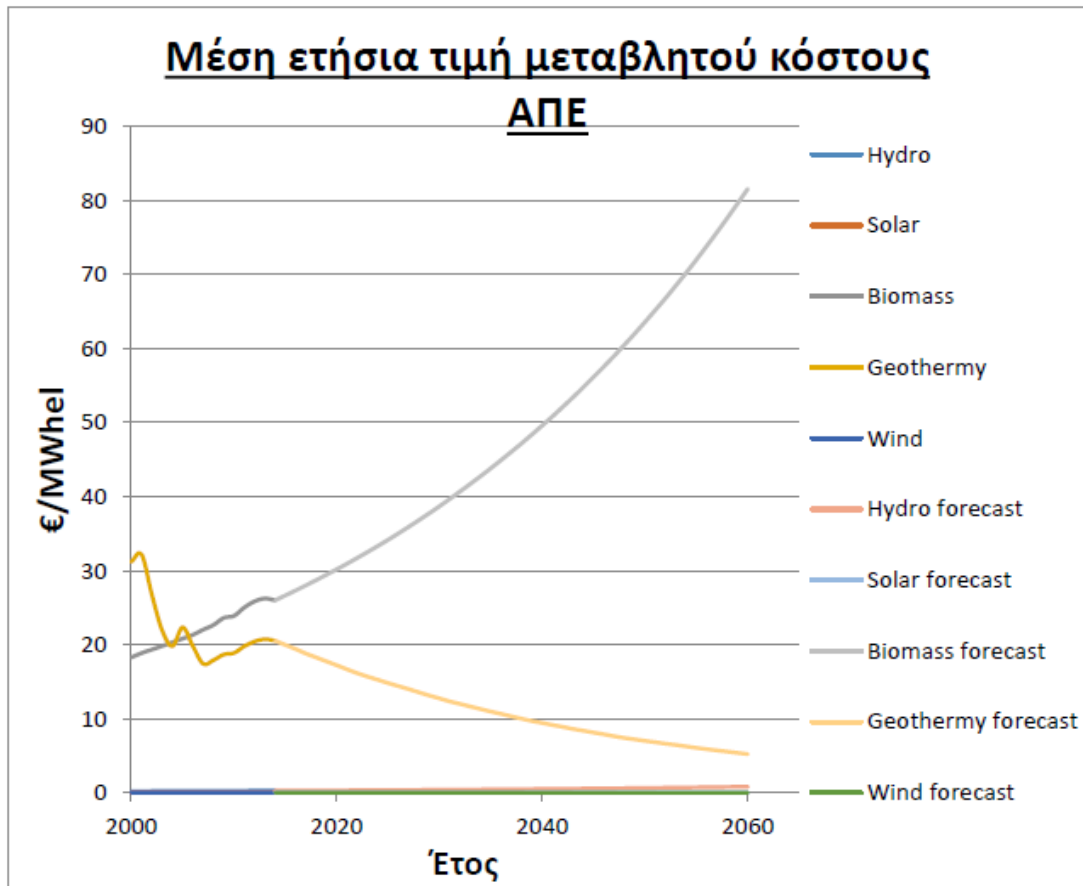
- Ιστορικά αρχεία για το έτος κατασκευής και την ισχύ κάθε εργοστασίου, της κάθε τεχνολογίας, τα τελευταία 50 χρόνια.
- Εγκατεστημένη ισχύς για το έτος έναρξης του μοντέλου.

Τα ιστορικά αρχεία χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της χρονιάς απόσυρσης των ήδη εγκατεστημένων εργοστασίων παραγωγής ενέργειας της κάθε τεχνολογίας και ταυτόχρονα την ανάγκη σχηματισμού νέων επενδύσεων.

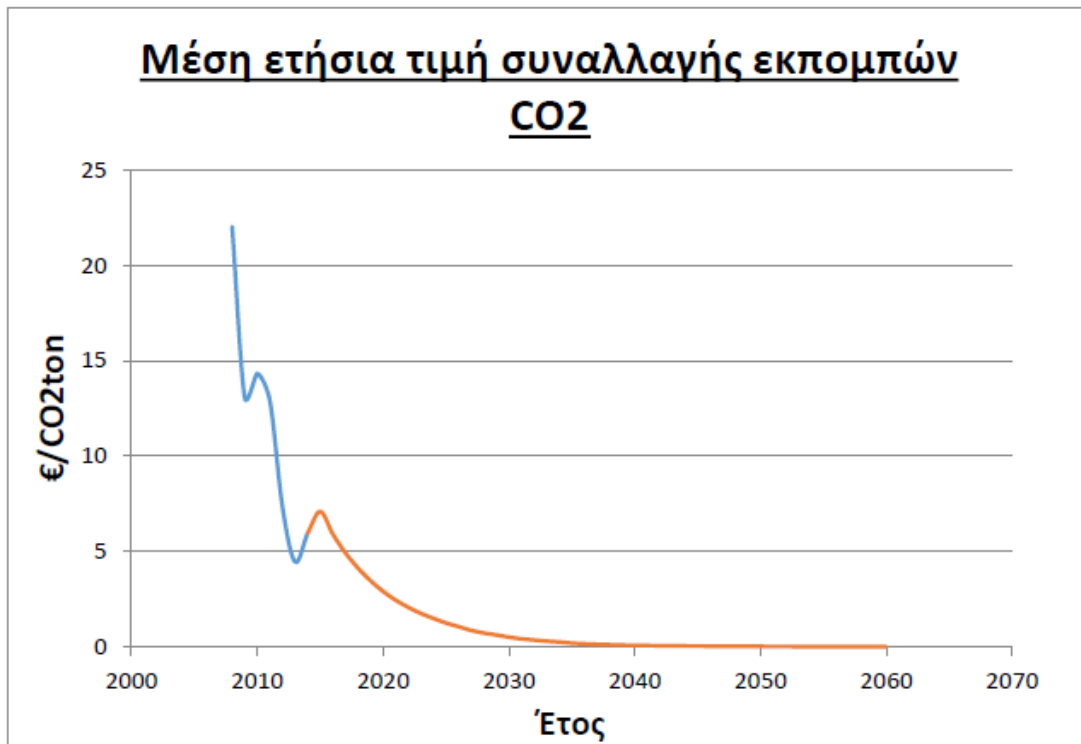
Τα δεδομένα που πάρθηκαν [2 – 6], χρησιμοποιήθηκαν για την εξαγωγή νέων δεδομένων/σεναρίων που είναι προσαρμοσμένα στον χρονικό ορίζοντα που εξετάζουμε. Τα σενάρια υλοποιήθηκαν με διάφορα εργαλεία ανάλογα με τις απαιτήσεις σε ακρίβεια αλλά και από τη φύση των δεδομένων. Η ζήτηση ισχύος στις ώρες αιχμής προσεγγίστηκε με γραμμική παρεμβολή και δημιουργήθηκε η πρόβλεψη για το χρονικό ορίζοντα.

Αντίθετα για το σενάριο ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και των τιμών συναλλαγής εκπομπών  $CO_2$  χρησιμοποιήθηκε η στοχαστική μέθοδος GBM όπου έγινε η παραδοχή ότι ακολουθούν Brownian κίνηση. Στην περίπτωση του μοναδιαίου μεταβλητού κόστους κάθε τεχνολογίας έγινε χρήση της μεθόδου GBM με χρήση συσχέτισης (correlation).

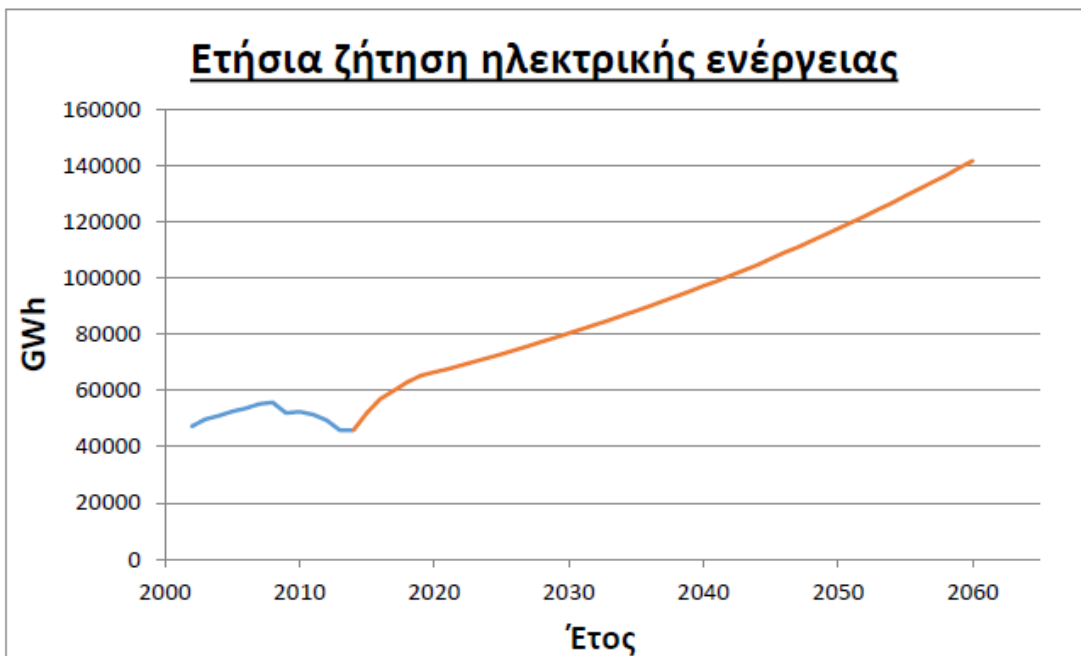
Στα σενάρια αυτά χρησιμοποιήθηκε μια επαναληπτική διαδικασία. Οι τελικές τιμές ήταν ο μέσος όρος των αποτελεσμάτων πέντε χιλιάδων ανεξάρτητων τρεξιμάτων για κάθε μιας από τις πιο πάνω διαδικασίες. Αυτό οδηγεί σε χρήση πιο αξιόπιστων τιμών καθώς οι τιμές αυτές είναι στοχαστικές και εμπεριέχουν αβεβαιότητα.



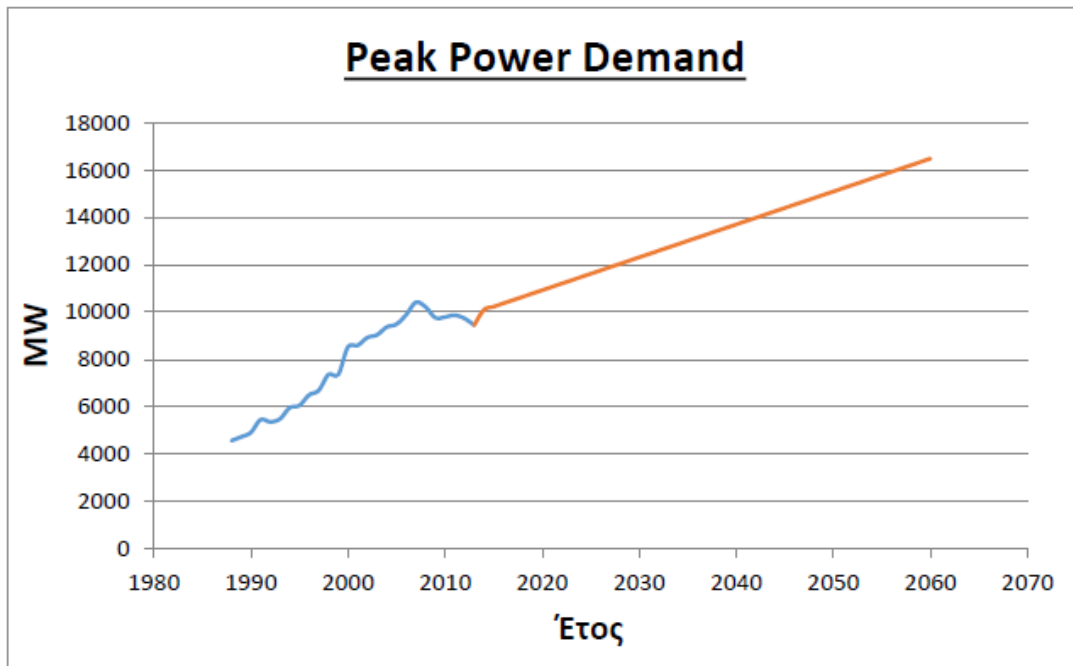
Τα μοναδιαία μεταβλητά κόστη για παραγωγή με συμβατικά μέσα πηγάζουν κυρίως από τις τιμές εφοδιασμού των καυσίμων.



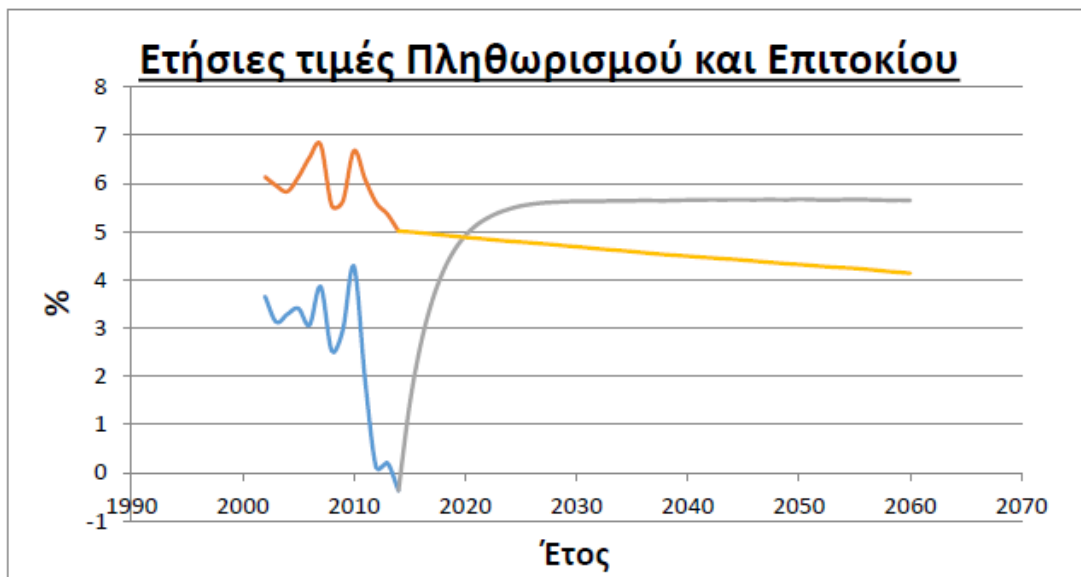
Η τιμή συναλλαγής μονάδων CO<sub>2</sub> βάσει των δεδομένων φαίνεται να μειώνεται. Αυτό οφείλεται στην φθίνουσα πορεία που ακολούθησαν τα τελευταία χρόνια.



Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας πάρα την πτώση που παρουσίασε πρόσφατα, στο σενάριο αυτό αναμένεται να αυξηθεί τα επόμενα χρόνια.



Η μέγιστη ζήτηση ισχύος, που αποτελεί την ζήτηση ισχύος στις ώρες αιχμής, συνεχίζει την ανοδική της πορεία.



Οι τιμές που λήφθηκαν με χρήση του μοντέλου CIR οδηγούν σε δημιουργία σεναρίου στο οποίο παρουσιάζεται αύξηση του πληθωρισμού και σταδιακή μείωση των επιτοκίων σε σχέση με τα σημερινά στοιχεία.

Αξιίζει να αναφερθεί ότι αν αναζητείται πλάνο για μια χρονική περίοδο ο χρονικός ορίζοντας της μελέτης θα πρέπει να είναι μεγαλύτερος από αυτή, καθώς ο προγραμματισμός για τα τελευταία έτη επηρεάζεται από το τέλος του χρονικού ορίζοντα.

Για παράδειγμα μπορεί το μοντέλο να αποφεύγει να κάνει επενδύσεις σε τεχνολογίες με μεγάλο χρόνο κατασκευής αφού ακόμη και αν προλάβουν να κατασκευαστούν δεν θα παραλάβει τα έσοδα από αυτές. Το φαινόμενο αυτό ονομάζεται lead time – effect. Ως αποτέλεσμα στην παρουσίαση των αποτελεσμάτων παρουσιάζονται τα ωφέλιμα έτη (20) από τα συνολικά 30 του μοντέλου.

### 5.3.2. Δημιουργία πληθυσμού ES / Παραμετροποίηση.

Η παραμετροποίηση του ISRES καθορίστηκε ως εξής:

- Σαν κριτήριο τερματισμού επιλέχθηκε η διεξαγωγή 10000 επαναλήψεων.
- Η σταθερά  $\varphi^*$  ορίστηκε να έχει τιμή ίση με 1.
- Οι αριθμοί γονέων και απογόνων τέθηκαν ίσοι με  $\mu = 5$  και  $\lambda = 35$  τηρώντας έτσι την προτεινόμενη αναλογία  $\frac{\mu}{\lambda} \approx \frac{1}{7}$ .
- Ορισμός της πιθανότητα  $Pf$  της SR ίσης με 0.45.
- Εισαγωγή πίνακα με τα άνω και κάτω όρια των μεταβλητών απόφασης.
- Αρχικοποίηση του πίνακα των μεταβλητών σχεδιασμού.
- Αρχικοποίηση του πίνακα τυπικών αποκλίσεων και ορισμός του ανώτατου ορίου.
- Ορισμός της τιμής  $\alpha=0.2$  και της στοχαστικής παραμέτρου  $\gamma=0.85$
- Υπολογισμός των συντελεστών μετάλλαξης  $\tau'$  και  $\tau$ .
- Ορισμός του μεγίστου αριθμού αποτυχημένων δοκιμών επανάληψης της μετάλλαξης για να επιτευχθεί λύση εντός ορίων όπως προτείνεται, ίση με δέκα.
- Εισαγωγή σεναρίου εξέτασης.

### 5.3.3. Υπολογισμός ποσότητας παραγωγής ενέργειας.

Έπειτα από τον καθορισμό των μεταβλητών απόφασης σαν παραγγελίες ισχύος, υπολογίζεται η παραγωγή κάθε τεχνολογίας. Ο υπολογισμός ακολουθεί τα εξής βήματα, για κάθε χρονιά:

- Υπολογισμός της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς, με βάση την ιστορικά εγκατεστημένη ισχύ έναρξης, την χρονιά απόσυρσης παλαιών εγκαταστάσεων και των νέων παραγγελιών (MW).
- Πολλαπλασιασμός της εγκατεστημένης ισχύος με τους αντίστοιχους τεχνικούς βαθμούς απόδοσης, βαθμούς απασχόλησης και τον χρόνο για την εύρεση της ωφέλιμης παραγωγής ενέργειας από την κάθε τεχνολογία. (MWh).
- Σύγκριση στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ και στοχαστικής ζήτησης με την ήδη υπολογισμένη παραγωγή.
- Υπολογισμός περίσσιας και υπολειπόμενης ενέργειας του συστήματος.
- Εκ νέου δήλωση της παραγωγής των ΑΠΕ και της στοχαστικής ζήτησης σαν 'πραγματικής'.

### 5.3.4. Υπολογισμός κόστους παραγωγής ενέργειας.

Με γνωστή πλέον την παραγωγή από την κάθε τεχνολογία μπορεί να υπολογιστεί το κόστος παραγωγής της από την κάθε μια ως εξής:

- Με χρήση του πίνακα τεχνοοικονομικών μεγεθών (Πίνακας 10-1 Παράρτημα) υπολογίζεται το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.
- Έπειτα, κοστολογούνται τα μεταβλητά κόστη της κάθε τεχνολογίας ξανά με την χρήση του πίνακα τεχνοοικονομικών. Με εξαίρεση την τεχνολογία PHS όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 4.2.4.
- Με βάση την συνολική εγκατεστημένη ισχύ υπολογίζεται το κόστος επένδυσης και το κόστος συντήρησης. Στην διαδικασία αυτή γίνεται χρήση των τιμών του πληθωρισμού για να αναχθούν οι τιμές του

σταθερού κόστους και του κόστους αρχικής επένδυσης κάθε τεχνολογίας ( $i$ ) από το έτος μηδέν σε κάθε έτος ( $z$ ).

$$C_{i,z} = \left[ \prod_{t=1}^z (1 + r_{n,t}) \right] \cdot C_{i,0}, \quad \forall i$$

$$I_{i,v} = I_{i,v} \cdot \left[ \frac{\sum_{k=1}^v X_{i,k} + \sum_{v=-40}^0 C_{i,v}}{\sum_{v=-40}^0 C_{i,v}} \right]^{\log_2(1-b_i)} \quad \forall i$$

Στην περίπτωση του κόστους αρχικής επένδυσης λαμβάνεται υπόψη ο συντελεστής τεχνολογικής βελτίωσης (ωρίμανσης της τεχνολογίας)  $b_i$  καθώς θεωρείται ότι μέσα από τα χρόνια αποκτάται γνώση στην αγορά ως προς την εγκατάσταση μονάδων. Η συνάρτηση αυτή είναι μη γραμμική και έχει υπολογιστικό κόστος αλλά αναπαριστά με ικανοποιητική ακρίβεια την εξέλιξη του κόστους επένδυσης.

- Τέλος, τα συνολικά έξοδα προστίθενται για να σχηματιστεί η μήτρα κόστους για την κάθε τεχνολογία.

### 5.3.5. Υπολογισμός SMP.

Ακολουθεί η ταξινόμηση των τεχνολογιών βάσει του γραμμικοποιημένου κόστους παραγωγής. Έπειτα υπολογίζεται ο διαθέσιμος χρόνος λειτουργίας μέσω λογικών τελεστών για τις συμβατικές τεχνολογίες και ο υπολογισμός της δυναμικότητας της εγκατεστημένης ισχύς. Δημιουργούνται οι γραμμές ισχύος για κάθε τεχνολογία βάσει της ταξινόμησης.

Γίνεται ο ενδογενής υπολογισμός της SMP για κάθε έτος. Η κατάταξη των συμβατικών τεχνολογιών καθώς και η ζήτηση σε ισχύ οδηγούν στην επιλογή των τεχνολογιών που θα λειτουργούν. Η διαδικασία υλοποιείται με βάση το κεφάλαιο 4.2.2.



### 5.3.6. Υπολογισμός εσόδων και τελικός υπολογισμός αντικειμενικής συνάρτησης.

Με δεδομένη την τιμή της SMP και την παραγωγή από κάθε τεχνολογία, για κάθε έτος, μπορούν να υπολογιστούν τα έσοδα της κάθε τεχνολογίας. Η αφαίρεση του κόστους από τα έσοδα, δίνει τα κέρδη της κάθε τεχνολογίας για το κάθε έτος και επιτρέπει τον υπολογισμό της τιμής NPV.

### 5.3.7. Αξιολόγηση αποτελεσμάτων βάση S.R και βελτιστοποίηση με την χρήση IPA.

Η προαναφερθείσα διαδικασία ακολουθείται από το κάθε μέλος του πληθυσμού που δόθηκε από τον ES. Έτσι με τον υπολογισμό της αντικειμενικής συνάρτησης και της συνάρτησης περιορισμού γίνεται αξιολόγηση των λύσεων, με την χρήση SR.

Έπειτα με γνωστή την καταλληλότητα των μελών του πληθυσμού, γίνονται οι διαδικασίες της διαφορικής μεταβολής και μετάλλαξης των μεταβλητών απόφασης, της μετάλλαξης των στρατηγικών παραμέτρων και η διαδικασία της εκθετικής εξομάλυνσης από όπου προκύπτει κι η νέα γενιά.

Τέλος εάν τα κριτήρια τερματισμού ικανοποιηθούν τότε η βέλτιστη λύση εισάγεται στον IPA για τοπική αναζήτηση.

## 6. Αναφορά σε μαθηματικά εργαλεία και βοηθητικές υπορουτίνες.

### 6.1. Γεωμετρική κίνηση Brown.

Η γεωμετρική κίνηση Brown (Geometric Brownian Motion -GBM) βρίσκει μεγάλη εφαρμογή στη δημιουργία στατιστικών μοντέλων για τη χρηματοοικονομική αγορά. Χρησιμοποιείται κυρίως για την πρόβλεψη της πορείας τιμών λαμβάνοντας υπόψιν στατιστικά δεδομένα και εισάγοντας στοχαστικότητα. Μια διαδικασία ακολουθεί GBM όταν ικανοποιεί την παρακάτω στοχαστική διαφορική εξίσωση:

$$dA_t = \mu(t) \cdot A_t dt + D(t, A_t) \cdot V(t) dW_t$$

Όπου  $W_t$  είναι η μεταβλητή Wiener  $N(0,1)$ ,  $\mu(t)$  είναι η ποσοστιαία μετατόπιση (percentage drift) της μέσης τιμής της στοχαστικής διαδικασίας Wiener,  $D$  το διάνυσμα διάχυσης της στοχαστικής διαδικασίας Wiener και  $V$  η ποσοστιαία μεταβλητότητα (percentage volatility) της στοχαστικής διαδικασίας Wiener. Οπότε, ο πρώτος όρος της σχέσης ελέγχει την τάση της πορείας ενώ ο δεύτερος τον τυχαίο θόρυβο (random noise) της πορείας.

### 6.2. Cox-Ingersoll-Ross (CIR)

Το μοντέλο Cox-Ingersoll-Ross (CIR) είναι μια μαθηματική φόρμουλα που χρησιμοποιείται για να κάνει προβλέψεις για την κίνηση των επιτοκίων και του πληθωρισμού. Θεωρείται καλό μοντέλο για βραχυπρόθεσμες προβλέψεις καθώς εξασφαλίζει και τη δημιουργία μη αρνητικών τιμών. Η συνήθης διαφορική εξίσωση που χρησιμοποιείται:

$$dr_t = u(t) \cdot [L(t) - r_t] dt + D(t, r_t) \cdot V(t) dW_t$$

Η εισαγωγή της τιμής του  $r_t$ , και γενικότερα το CIR, εξασφαλίζει την εξέλιξη των επιτοκίων και του πληθωρισμού στο χρόνο χωρίς να εντάσσει αυθαίρετη αβεβαιότητα και κίνδυνο.

### 6.3. Υπορουτίνες.

Λόγω της εισαγωγής στοχαστικότητας στο μοντέλο κρίθηκε απαραίτητη η δημιουργία ενός σταθερού σεναρίου εξέτασης, που να εισάγεται στην αρχή του αλγορίθμου και να εμπερικλείει όλες τις στοχαστικές τιμές του μοντέλου. Το σενάριο αυτό παράγεται μέσω ενός εξωτερικού αλγόριθμου, υπεύθυνου για τον υπολογισμό όλων των στοχαστικών μεγεθών.

Σταθερά μεγέθη υπορουτίνας:

- Τιμές κανονικής κατανομής  $adis_{ws,i,z,h}$ .
- Τιμές προσπίπτουσας ζήτησης (στοχαστική ζήτηση με αβεβαιότητες).
- Τιμές περίσσειας – υπολειπόμενης ενέργειας συστήματος.

Ο υπολογισμός των μεγεθών αυτών, παίρνει μέρος εκτός του κύριου αλγόριθμου καθώς ο επανυπολογισμός τους κατά την διάρκεια των επαναλήψεων θα δημιουργούσε ασυνέπεια στην προσπάθεια υπολογισμού περαιτέρω πράξεων και θα κόστιζε υπολογιστική δύναμη.

Επίσης, για τις ανάγκες της παρουσίασης των αποτελεσμάτων δημιουργήθηκε μια υπορουτίνα, η οποία δέχεται σαν είσοδο τα αποτελέσματα του ISRES – IPA, δηλαδή τις βελτιστοποιημένες μεταβλητές απόφασης και υπολογίζει ξανά τα μεγέθη, για την εξαγωγή γραφημάτων.

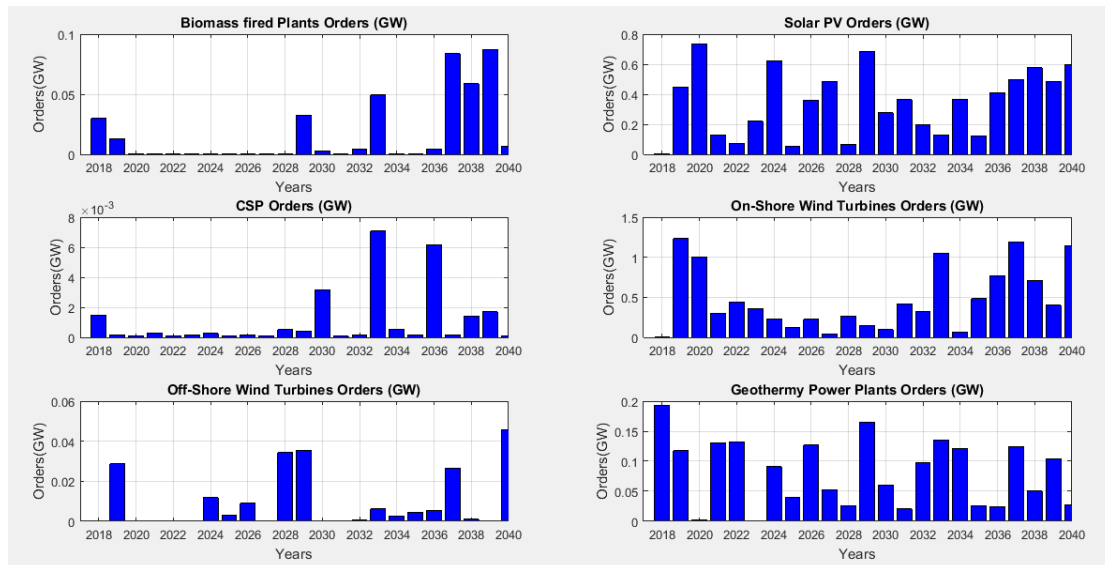
## 7. Αποτελέσματα.

Στο εδάφιο αυτό παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του πρώτου (κεφάλαιο 7.1) και του δευτέρου σεναρίου (κεφάλαιο 7.2). Η παρουσίαση του δευτέρου σεναρίου γίνεται συγκριτικά με το πρώτο. Επιπρόσθετα, στο δεύτερο παρατίθενται μόνο τα αποτελέσματα που διαφοροποιούνται καθώς πληροί όλους τους περιορισμούς που θα παρουσιαστούν στο πρώτο σενάριο.

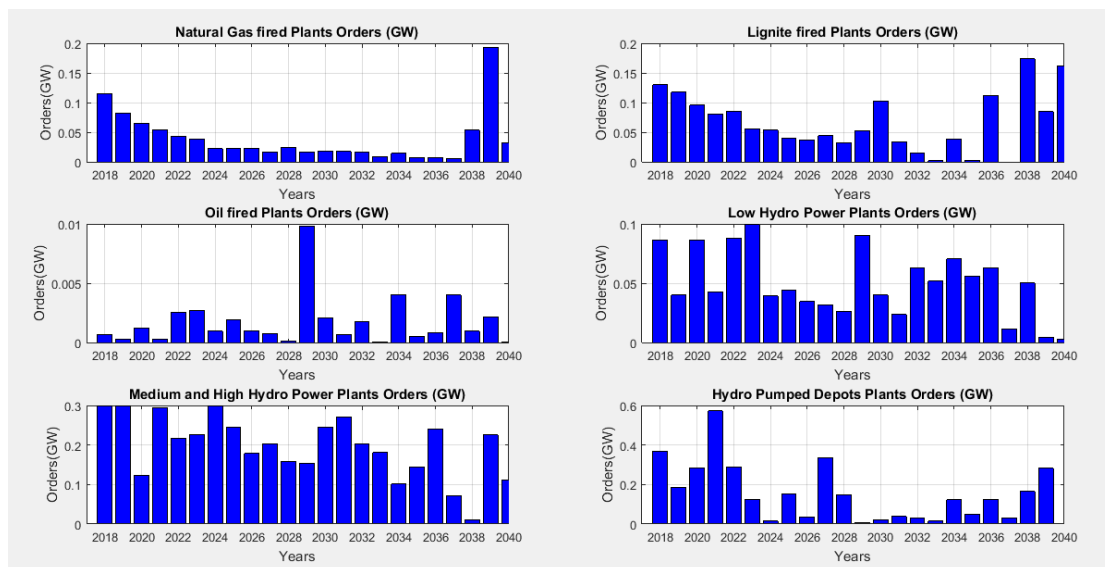
Σημειώνεται ότι το πρώτο σενάριο αντιπροσωπεύει μια πλήρη ανεπτυγμένη αγορά, ενώ το δεύτερο έχει σκοπό την παρουσίαση της αγοράς όπου τα συστήματα PHS επωφελούνται βοήθειας στην μορφή FIT, σύμφωνα με τα κεφάλαια 5.2.3 και 5.2.4 αντίστοιχα.

## 7.1. Σενάριο 1<sup>ο</sup>

- Υπολογισμός ποσότητας παραγωγής ενέργειας.



Διάγραμμα 7.1-1. Παραγγελίες προς εγκατάσταση.



Διάγραμμα 7.1-2. Παραγγελίες προς εγκατάσταση.

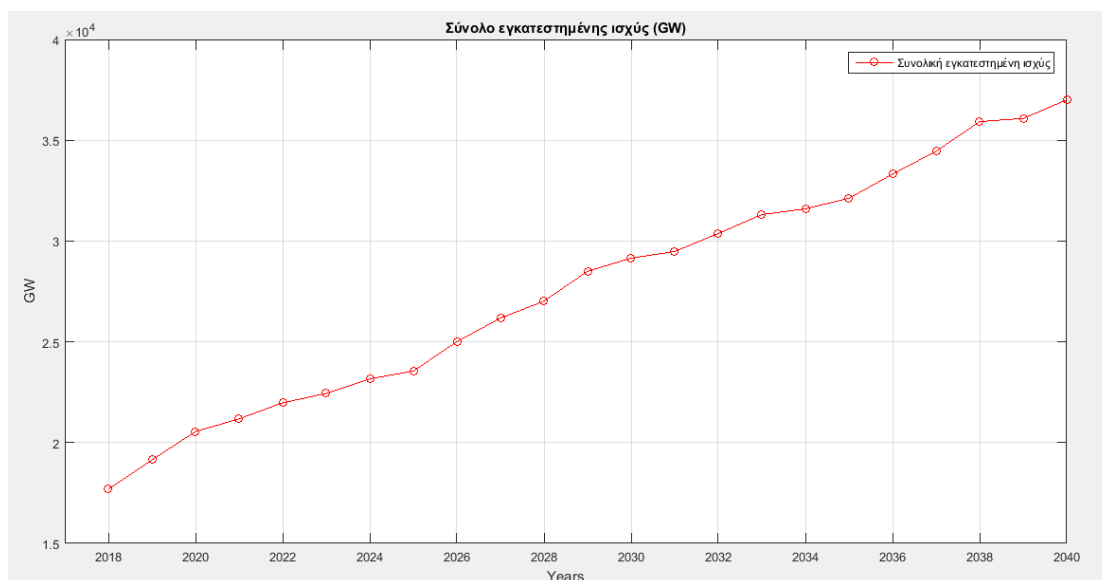
Στα παραπάνω διαγράμματα [7.1-1, 7.1-2] παρουσιάζονται οι παραγγελίες προς εγκατάσταση. Παρατηρείται ότι στις τεχνολογίες Oil, CSP, Off shore Wind και Biomass καταβάλλονται παραγγελίες πολύ μικρού μεγέθους, σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες. Αυτό οφείλεται στο κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας που αφενός η τεχνολογία Oil αποτελεί την ακριβότερη επιλογή όσο αφορά τις

συμβατικές και αφετέρου οι CSP, Off shore Wind και Biomass αντίστοιχα για της ΑΠΕ. Επίσης, λόγω του περιορισμού από την NREAP για το 2020 και ο στόχος του ΕΕΣ για το 2050 περί της μείωσης παραγωγής ενέργειας από τις συμβατικές τεχνολογίες, μέχρι και το 20%, παρατηρείται μείωση στις παραγγελίες των συμβατικών τεχνολογιών.

Οι τυχόν ασυνέχειες σε κάθε τεχνολογία, που παρουσιάζονται στην μορφή μεγάλων παραγγελιών, οφείλονται στην απόσυρση παλαιών εγκαταστάσεων και στην επένδυση καινούριων προς συμπλήρωση.

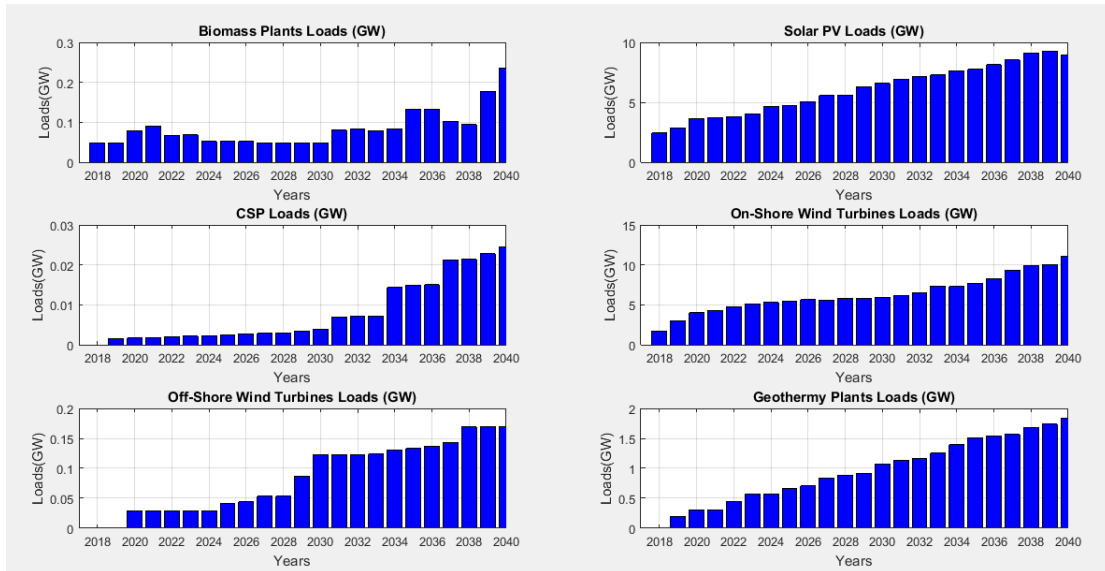
Τέλος οι τεχνολογίες ΑΠΕ παρουσιάζουν μιας μορφής ισορροπία των παραγγελιών τους. Αυτό οφείλεται κυρίως στους περιορισμούς που προαναφέρθηκαν (NREAP και ΕΣΣ).

Εξαιρέση αποτελεί η τεχνολογία PHS καθώς υπάγεται στους περιορισμούς παραγωγής περίσσειας – υπολειπόμενης ενέργειας. Ως αποτέλεσμα το σύστημα αναγκάζεται να τοποθετήσει παραγγελίες στην αρχή της χρονικής περιόδου για την ικανοποίηση της επιβαλλόμενης ενέργειας.

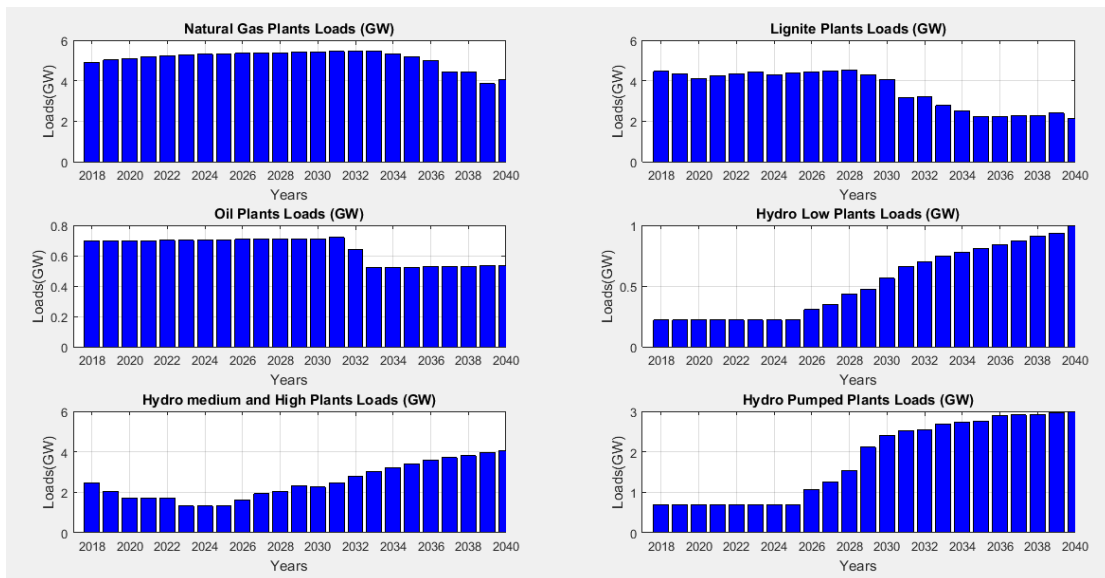


Διάγραμμα 7.1-3. Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος.

Στο διάγραμμα 7.1-3 παρατηρείται η ποσότητα της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς. Στο γράφημα συμβάλουν όλες οι τεχνολογίες του μείγματος.



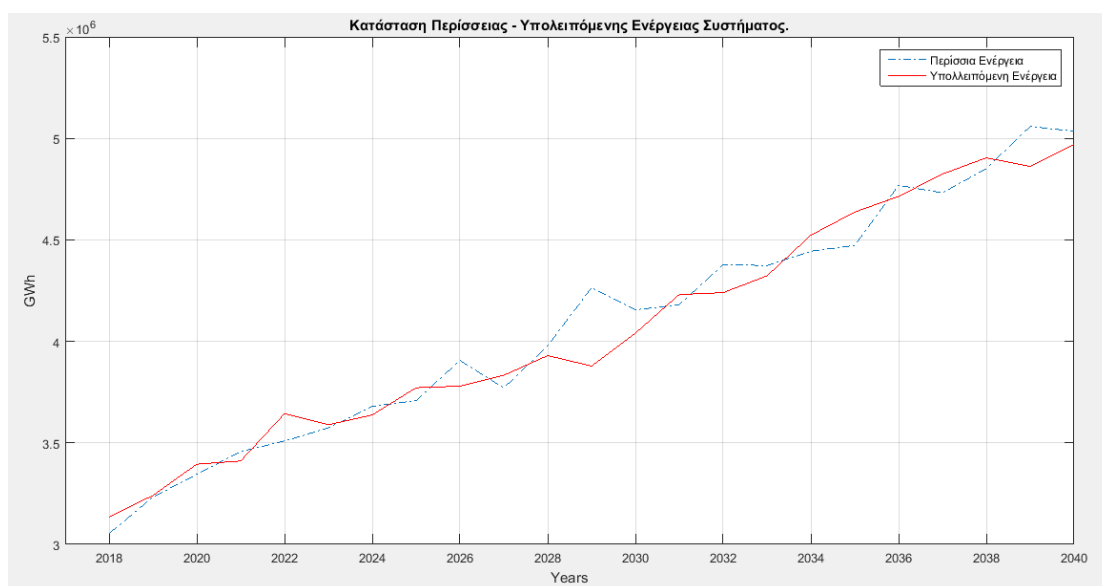
Διάγραμμα 7.1-4. Εγκατεστημένη ισχύς.



Διάγραμμα 7.1-5. Εγκατεστημένη ισχύς.

Με την υλοποίηση των παραγγελιών διαμορφώνεται η ισχύς για κάθε μια από τις χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες. Όπως αναφέρθηκε και πριν οι ΑΠΕ τείνουν να εκμεταλλευτούν το μεγαλύτερο μέρος της διαθέσιμης δυναμικότητας τους και ταυτόχρονα οι συμβατικές τεχνολογίες, με την απόσυρση των εγκατεστημένων σταθμών, μειώνουν την συμβολή τους στην ηλεκτροπαραγωγή μέχρι το έτος 2040.

Η απότομη αύξηση που παρουσιάζει η τεχνολογία PHS και η τεχνολογία μικρών υδροηλεκτρικών (Hydro Low) οφείλεται στην μικρή εγκατεστημένη ισχύ στο έτος έναρξης του μοντέλου, όπου εκφράζεται σαν αδυναμία απόδοσης φορτίου (ευθύγραμμο τμήμα) και τον μεγάλο χρόνο κατασκευής των εγκαταστάσεων (απότομη αύξηση).

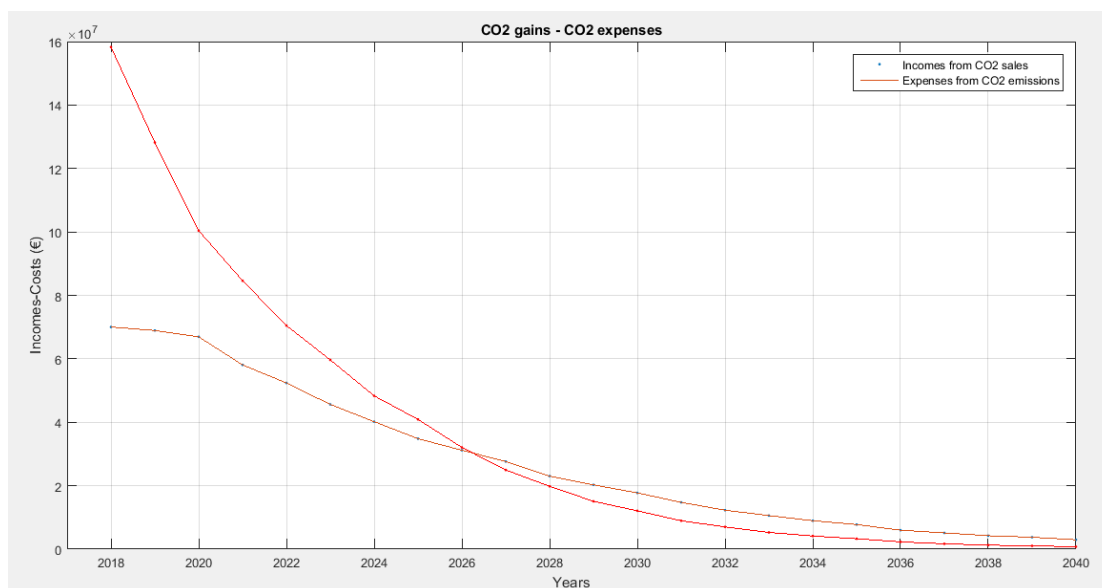


Διάγραμμα 7.1-6. Περίσσεια – Υπολειπόμενη Ενέργεια συστήματος.

Η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ στοχαστικών και ντετερμινιστικών μεγεθών, εκφράζεται ως περίσσεια και υπολειπόμενη ενέργεια τους συστήματος και παρουσιάζεται στο διάγραμμα 7.1-6. Παρατηρείται ότι κατά την διάρκεια του χρόνου οι τιμές αυξάνονται λόγω της περαιτέρω διεύδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ και της αύξησης της ζήτησης.

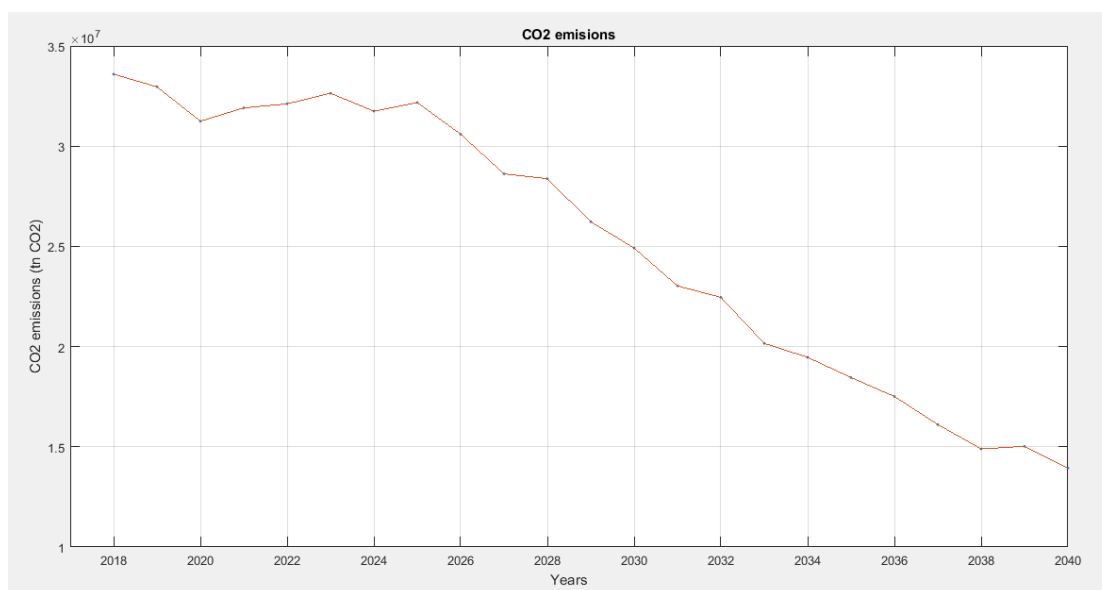


- Υπολογισμός κόστους παραγωγής ενέργειας.



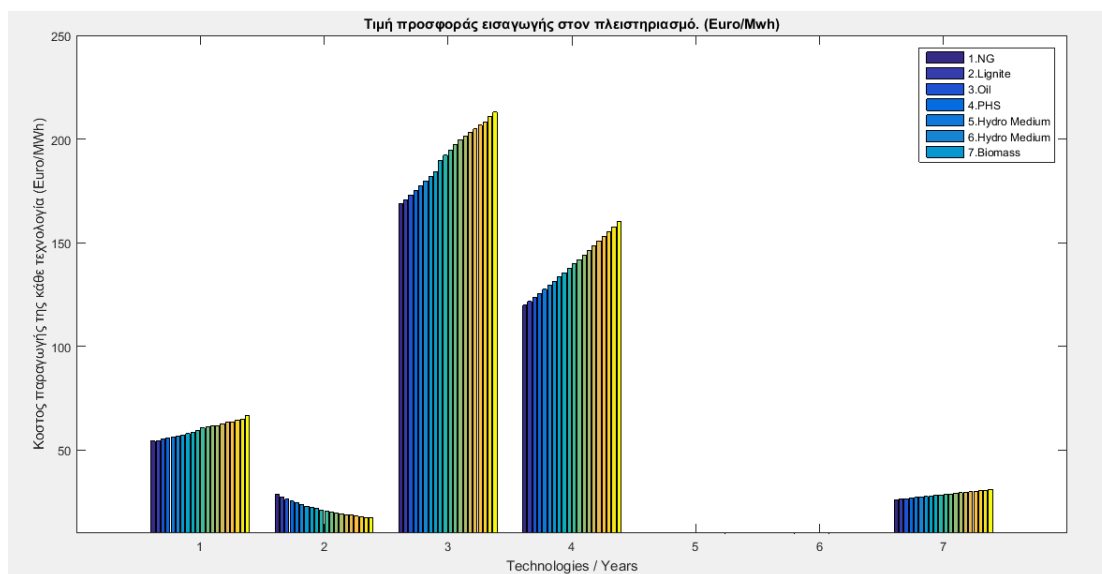
Διάγραμμα 7.1-7. Ισοζύγιο εσόδων – εξόδων εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Στο διάγραμμα 7.1-7 παρατηρείται η πτώση τόσο των εσόδων αλλά και του κόστους συναλλαγής μονάδων CO<sub>2</sub>. Αυτό οφείλεται κυρίως στην πτώση της μοναδιαίας αξίας συναλλαγής γύρω στο 2030. Όμως λόγω του υψηλού ποσοστού διείσδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ διακρίνεται, το έτος 2026, η θετική τιμή του ισοζυγίου.



Διάγραμμα 7.1-8. Συνολικές εκπομπές CO<sub>2</sub>.

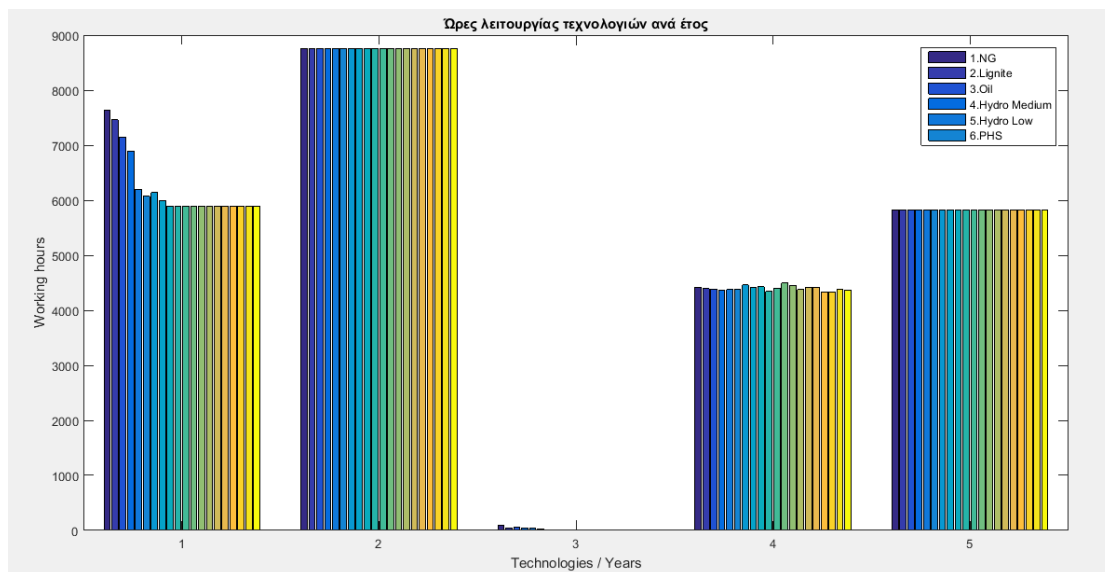
Οι συνολικές εκπομπές μειώνονται, ως αποτέλεσμα τις μείωσης της εγκατεστημένης ισχύς των συμβατικών τεχνολογιών και τις αύξησης των ΑΠΕ. Συγκεκριμένα η μείωση αρχίζει το έτος 2025, όπου ταυτίζεται με το έτος που η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ παρουσιάζει σημαντική άνοδο στα διαγράμματα 7.1-[4,5].



Διάγραμμα 7.1-9. Τιμή προσφοράς κάθε τεχνολογίας στον πλειστηριασμό.

Το μοναδιαίο κόστος παραγωγής ενέργειας της κάθε τεχνολογίας καθορίζει την προσφορά που υποβάλουν στον πλειστηριασμό, για κάθε χρόνο και παρατίθεται στο διάγραμμα 7.1-9. Με αυτή την τιμή θα λάβουν μέρος στον πλειστηριασμό και την ταξινόμηση, ούτως ώστε να σχηματιστεί η τιμή της SMP.

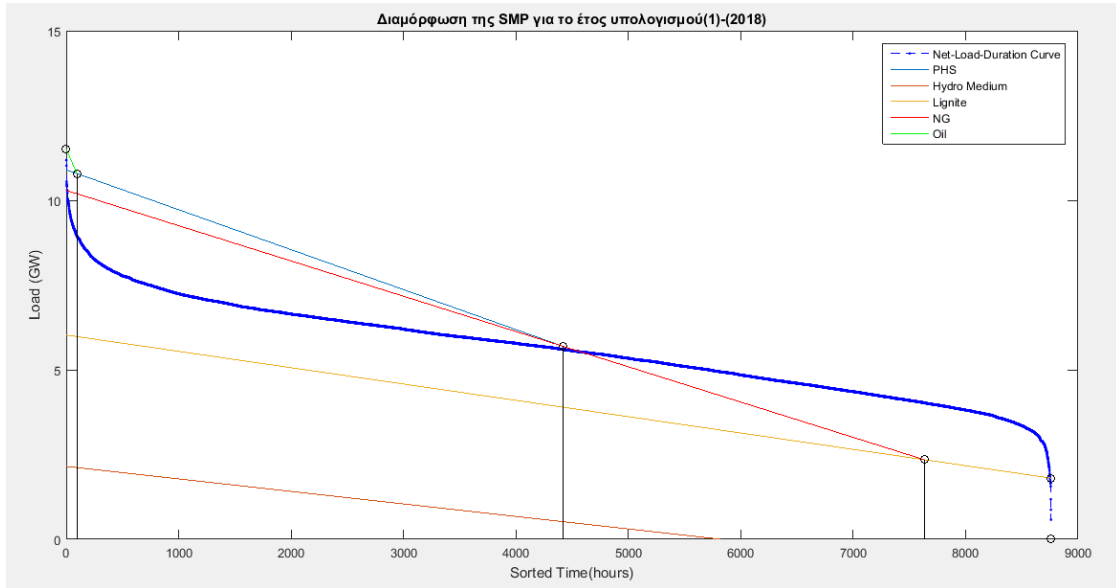
- Υπολογισμός SMP.



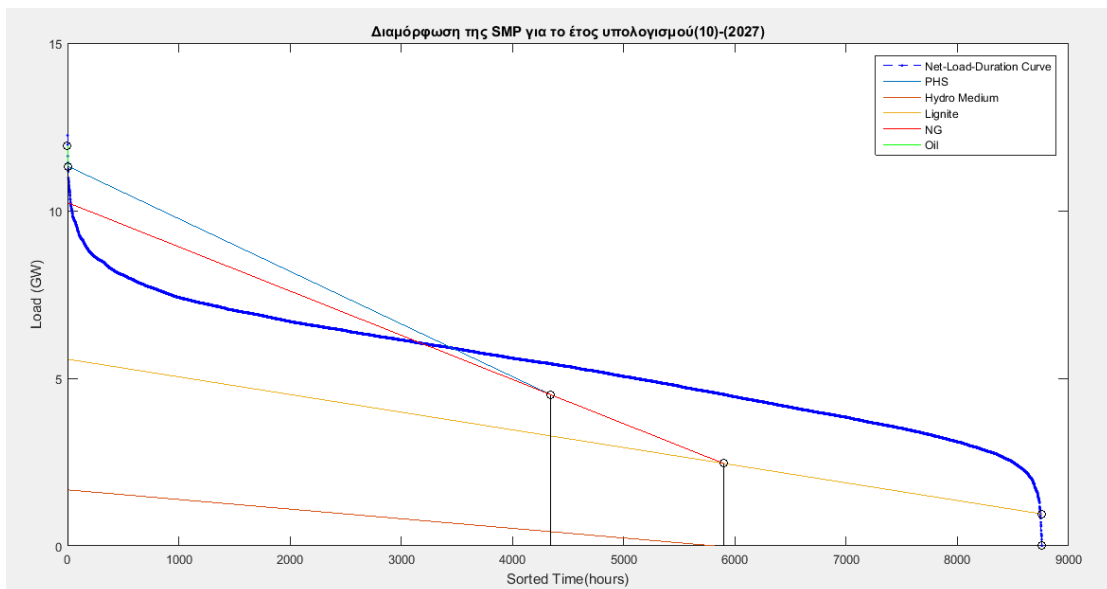
Διάγραμμα 7.1-10. Ώρες λειτουργίας κάθε τεχνολογίας.

Για τον υπολογισμό της SMP χρειάζεται ο υπολογισμός του χρόνου λειτουργίας της κάθε τεχνολογίας. Στο διάγραμμα 7.1-10 φαίνεται αναλυτικά για την κάθε χρονιά, ο χρόνος λειτουργίας των τεχνολογιών που λαμβάνουν μέρος. Η κάθε τεχνολογία σχηματίζει το δικό της μοναδικό προφίλ. Λόγω του συντελεστή απασχόλησης που βελτιστοποιείται από τον αλγόριθμο  $\theta_{i,z}$ , οι τεχνολογίες NG, Lig και Oil μπορεί να δουλέψουν σε ένα εύρος ωρών. Για αυτό τον λόγο παρατηρούμε την τεχνολογία NG, στην πρώτη θέση στην αρχή του χρονικού ορίζοντα να λειτουργεί κοντά στις 7000h ενώ έπειτα να ελαχιστοποιείται ο δείκτης  $\theta_{i,z}$ , λειτουργώντας πάντα στις 6000h. Έπεται η τεχνολογία Lig στην οποία ο συντελεστής απασχόλησης έχει τέτοια τιμή που επιτρέπει την πλήρης απασχόληση για την διάρκεια των 20 ετών. Διακρίνεται χαρακτηριστικά ο χρόνος λειτουργίας της τεχνολογίας Oil καθώς αποτελεί συμπληρωματική τεχνολογία και περιορίζεται από ένα μικρό συντελεστή απασχόλησης. Ακολουθεί η τεχνολογία PHS με την διαφορά ότι το φορτίο που αναλαμβάνει είναι προκαθορισμένο και το ακανόνιστο προφίλ προκύπτει από την στοχαστικότητα του μεγέθους περίσσειας και υπολειπόμενης ενέργειας. Όπως ειπώθηκε στο κεφάλαιο 4.2.4. ο χρόνος λειτουργίας της τεχνολογίας PHS δεν δικαιούται να ξεπεράσει το μισό του έτους. Τέλος η τεχνολογία M.Hydro,

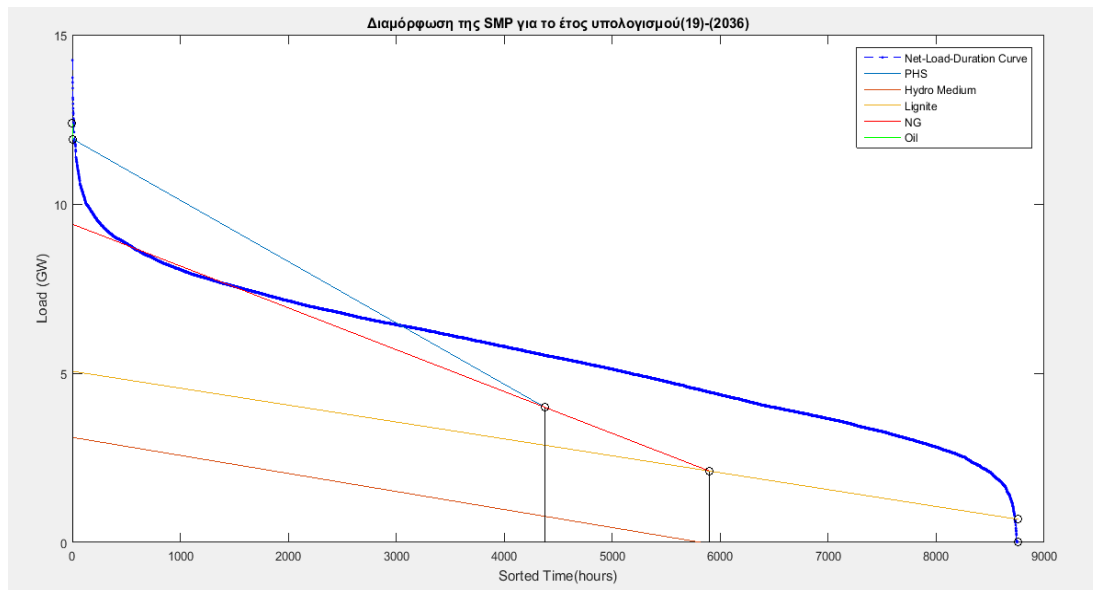
διατηρεί το σταθερό προφίλ καθώς ο συντελεστής απασχόλησης της δεν βελτιστοποιείται και έχει σταθερή τιμή ίση με 1. Δεν μπορεί όμως να εκμεταλλευθεί, από τον διαχειριστή του συστήματος, σε μεγαλύτερη χρονική περίοδο λόγω μικρών συντελεστών απόδοσης και διαθεσιμότητας.



Διάγραμμα 7.1-11. Στιγμιότυπο SMP έτος 2018.



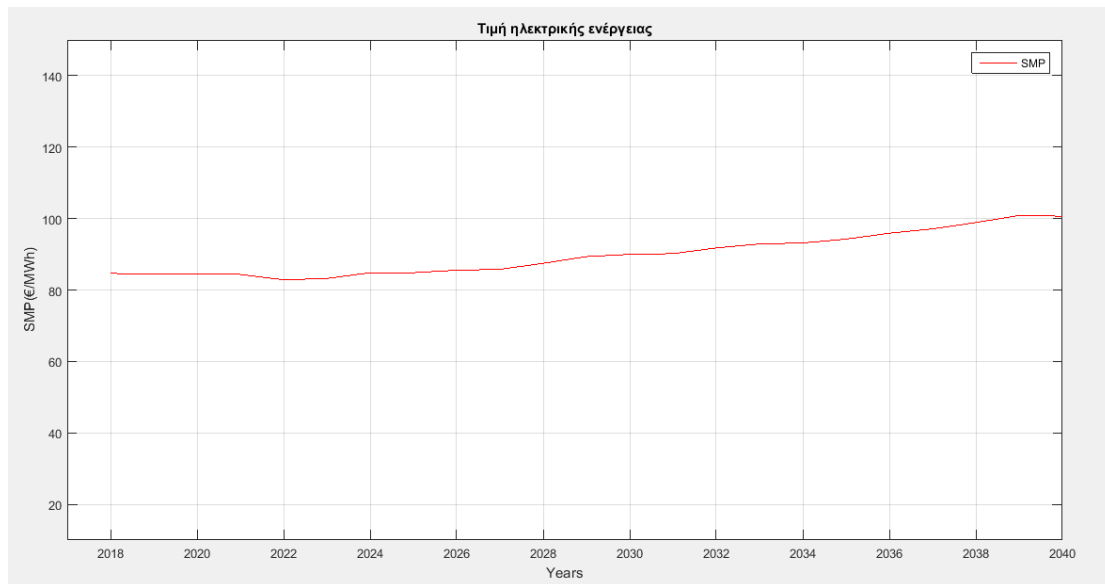
Διάγραμμα 7.1-12. Στιγμιότυπο SMP έτος 2027.



Διάγραμμα 7.1-13. Στιγμιότυπο SMP έτος 2036.

Στα διαγράμματα 7.1-[11-13] μπορούμε να διακρίνουμε στιγμιότυπα από την ταξινόμηση των τεχνολογιών για την διαμόρφωση της SMP, ενώ στα διαγράμματα παρουσιάζεται και η ταξινομημένη καμπύλη ζήτησης (Net Load – Duration Curve). Μπορούμε να διακρίνουμε σε εφαρμογή τους χρόνους λειτουργίας που αναφέρθηκαν στο διάγραμμα 7.1-10.

Επίσης μπορούμε να εντοπίσουμε τα εμβαδά υπολογισμού του κέρδους για την κάθε τεχνολογία. Εφόσον η ταξινόμηση υλοποιείται με βάση το κόστος της κάθε τεχνολογίας, τότε αρχίζοντας από την κορυφή έχουμε την τεχνολογία Oil, έπειτα η τεχνολογία PHS, ακολουθεί το NG, ο Lig και τέλος η τεχνολογία M.Hydro.

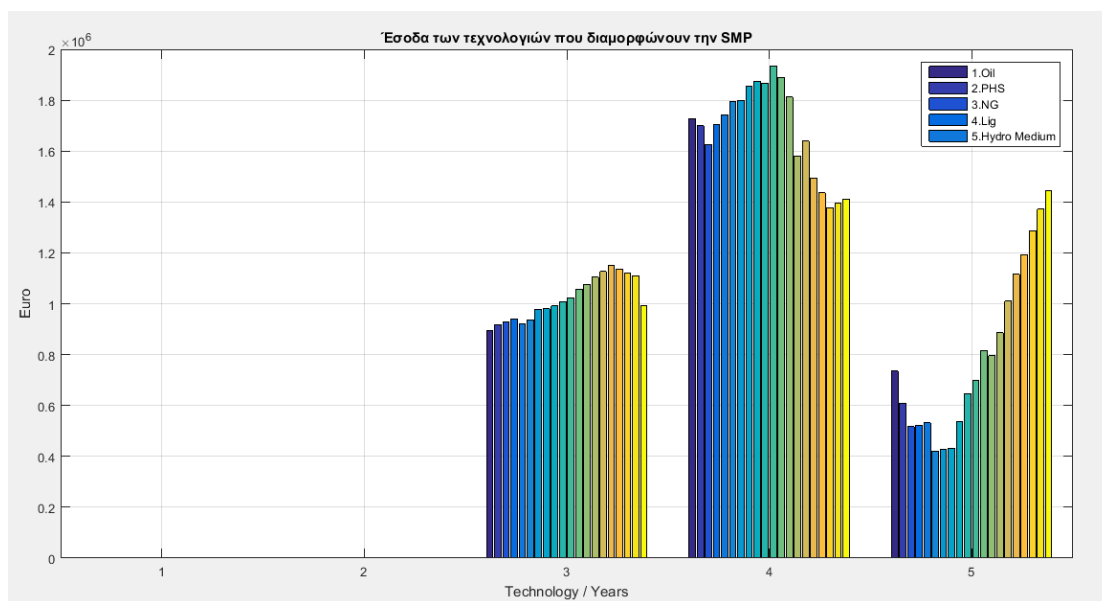


Διάγραμμα 7.1-14. Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας.

Γενικά μια αλλαγή στην τιμή της SMP μπορεί να οφείλεται στην μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής, του κόστους λειτουργίας και συντήρησης, στην μεταβολή των τιμών καυσίμου, στην διείσδυση των ΑΠΕ, στην τεχνολογική εξέλιξη αλλά και στην απελευθέρωση της αγοράς.

Στα αποτελέσματα του συγκεκριμένου μοντέλου η SMP παρουσιάζει μια σταθερότητα με ελαφρά αύξηση στα επόμενα έτη. Αυτό είναι αναμενόμενο με την εισαγωγή της τεχνολογίας PHS, καθώς λειτουργεί όλα τα έτη με πολύ υψηλά κόστη παραγωγής, υποχρεώνοντας έτσι την τιμή της SMP να κυμαίνεται σε τιμές ~90 ευρώ / MWh. Επίσης το σύστημα αναγνωρίζει την ευκαιρία για περεταίρω συνολική κερδοφορία με τυχόν αύξηση της SMP.

- Υπολογισμός Εσόδων.

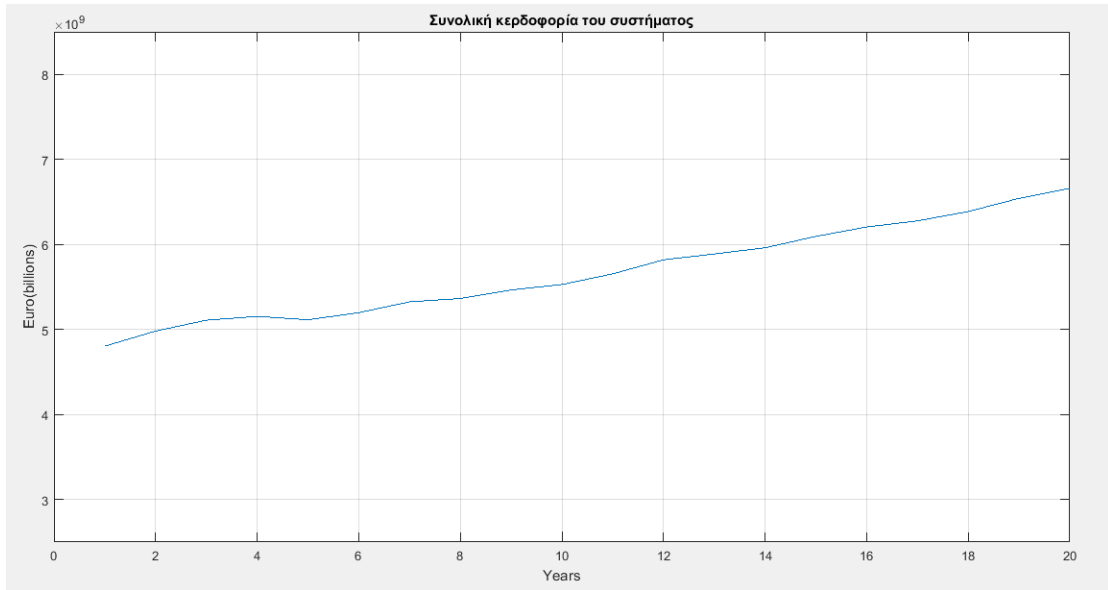


Διάγραμμα 7.1-15. Έσοδα τεχνολογιών.

Ο υπολογισμός των επιμέρους εμβαδών για την κάθε τεχνολογία αποδίδει τα έσοδα και έξοδα αντίστοιχα. Στο διάγραμμα 7.1-15 παρουσιάζονται τα έσοδα τις κάθε τεχνολογίας που λαμβάνει μέρος στην διαμόρφωση της SMP για κάθε χρόνο, ταξινομημένες με την ακριβότερη στα αριστερά. Όπως αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 4.2.2. το κέρδος της κάθε τεχνολογίας καθορίζεται από την SMP της τρέχουσας ακριβότερης τεχνολογίας.

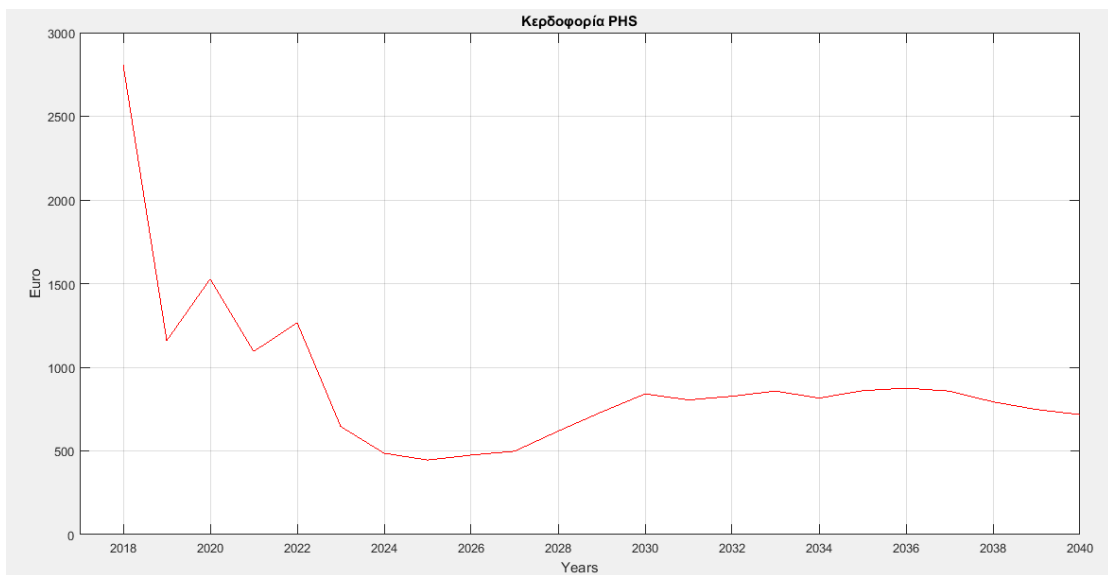
Εφόσον η τεχνολογία Oil έχει το υψηλότερο κόστος παραγωγής για όλα τα έτη υπολογισμού, τότε τα κέρδη είναι μηδενικά. Ακολουθεί η τεχνολογία PHS που αποδίδει έσοδα μόνο όταν η τεχνολογία Oil είναι ενεργή, επομένως αφού ο χρόνος λειτουργίας των πετρελαϊκών σταθμών είναι ελάχιστος, τότε τα έσοδα είναι μηδαμινά αλλά όχι μηδενικά και παρουσιάζονται στο διάγραμμα 7.1-17 αναλυτικά (μικρότερη τάξη μεγέθους).

Έπεται η τεχνολογία NG και Lig. Τέλος ακολουθεί η τεχνολογία M.Hydro όπου λόγω τις περιορισμένης ισχύος, αν και η φθηνότερη τεχνολογία, οι αποδόσεις της σε έσοδα δεν ξεπερνούν την τεχνολογία Lig.



Διάγραμμα 7.1-16. Συνολική κερδοφορία συστήματος.

Παρουσιάζεται η συνολική κερδοφορία του συστήματος για κάθε έτος, με θετική κλίση καθώς συνδέεται άμεσα με τον δείκτη της αντικειμενικής μας συνάρτησης NPV.

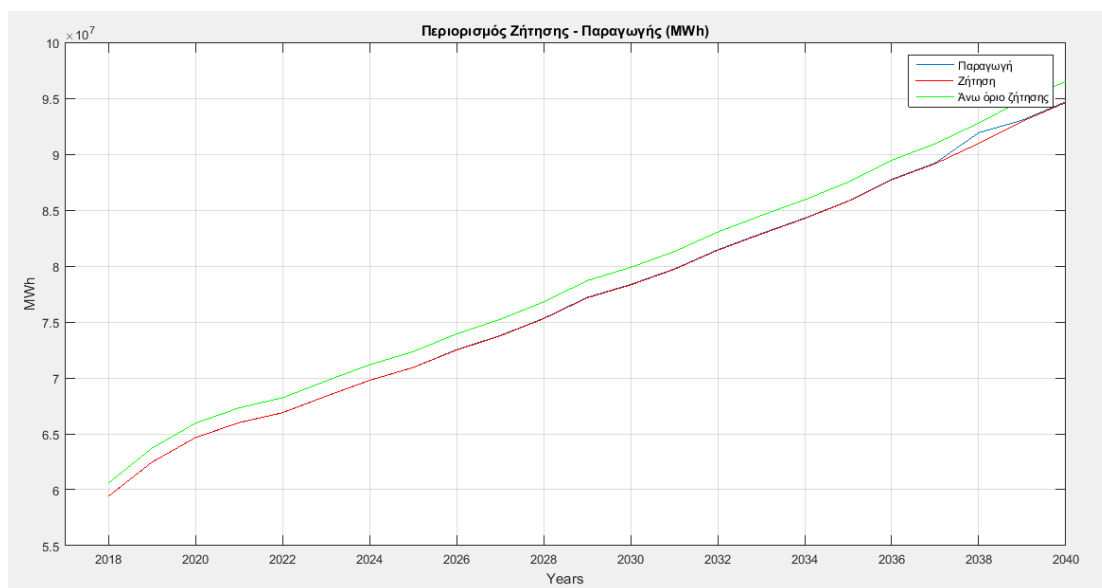


Διάγραμμα 7.1-17.Κέρδοφορία τεχνολογίας PHS.



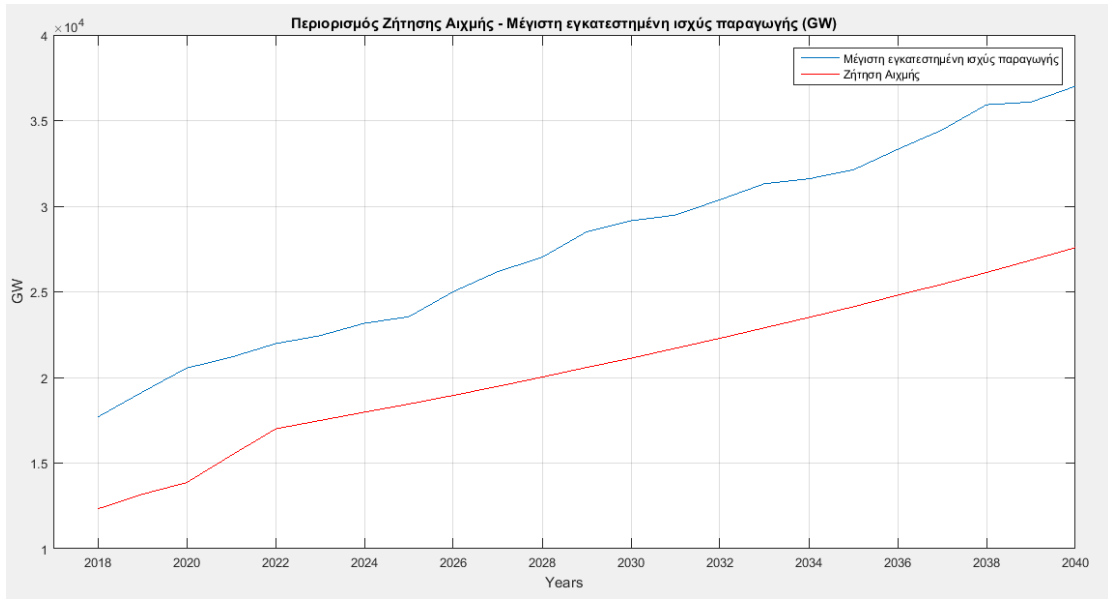
Όπως αναφέρθηκε στο διάγραμμα 7.1-15 τα έξοδα της τεχνολογίας PHS σχεδόν ισούνται με τα έσοδα, καθώς αποτελεί την πρώτη τεχνολογία, καθορισμού της SMP για το μεγαλύτερο χρονικό διάστημα της λειτουργίας της. Τα ελάχιστα κέρδη παρουσιάζονται στο διάγραμμα 7.1-17.

- Περιορισμοί.



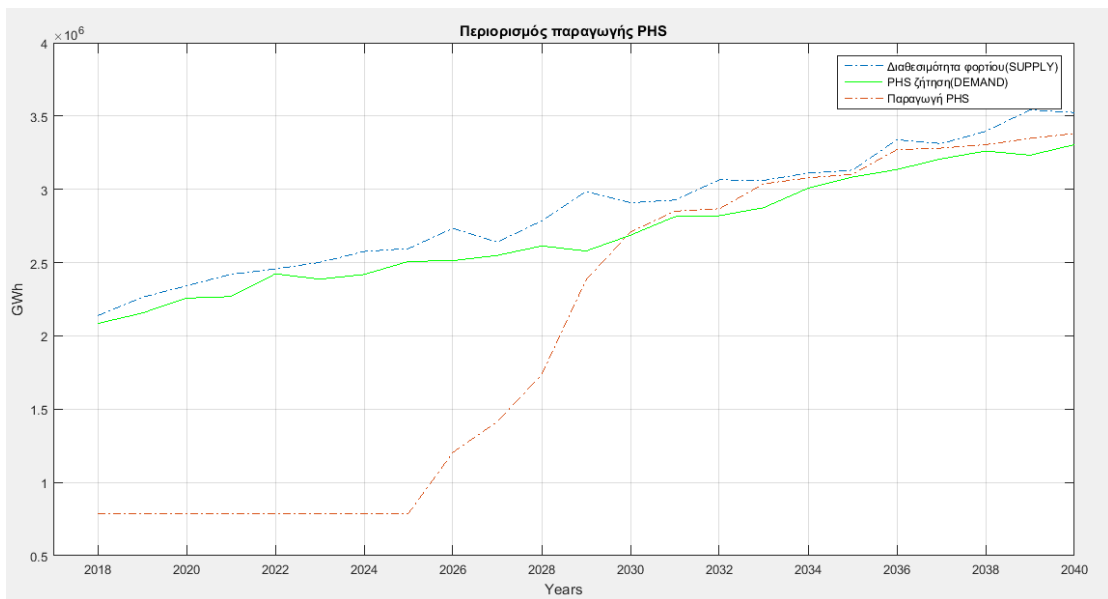
Διάγραμμα 7.1-18. Περιορισμός ζήτησης.

Η εξασφάλιση του περιορισμού ζήτησης, για κάθε χρόνο, παρατίθεται στο διάγραμμα 7.1-18, με την παρουσίαση του άνω και κάτω φράγματος.



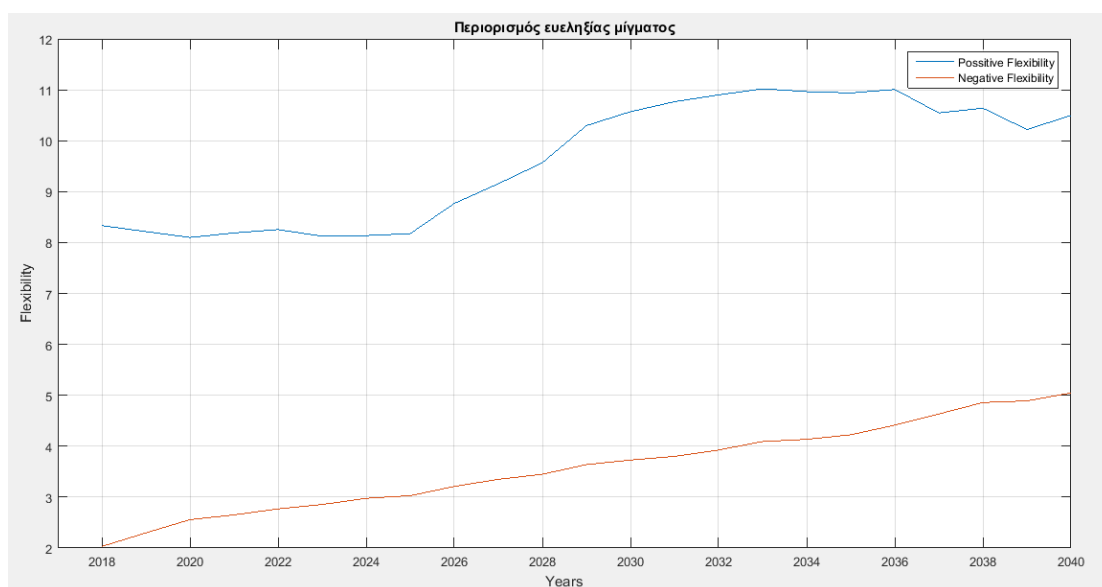
Διάγραμμα 7.1-19. Περιορισμός ζήτησης αιχμής.

Η ικανοποίηση του περιορισμού ζήτησης αιχμής εξασφαλίζει στο σύστημα την δυνατότητα ικανοποίησης του μέγιστου ονομαστικού φορτίου σε κάθε έτος.



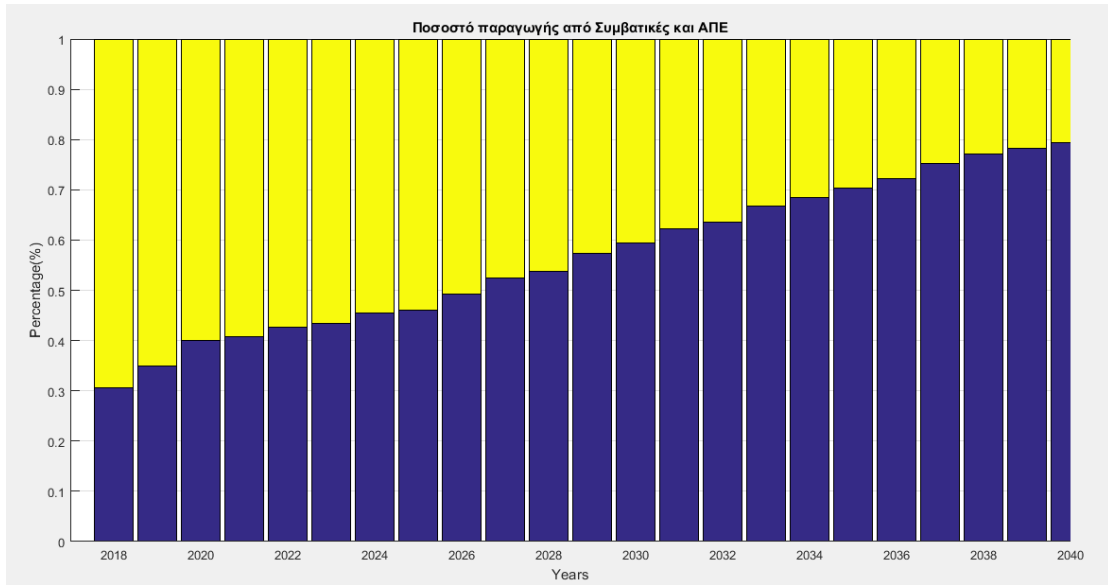
Διάγραμμα 7.1-20. Περιορισμός ανάθεσης φορτίου PHS.

Η ανάθεση και πλήρωση του φορτίου από την τεχνολογία PHS παρουσιάζεται στο διάγραμμα 7.1-20. Ο περιορισμός εξασφαλίζει την αναγκαία παραγωγή ενέργειας από το έτος 2030 μέχρι το έτος 2040. Αυτό οφείλεται στο ότι η εγκατάσταση εργοστασίων στην τεχνολογία PHS χρειάζεται τουλάχιστον 9 χρόνια κατασκευής, άρα η αναγκαία εγκατεστημένη ισχύς εμφανίζεται μετά το έτος 2030.



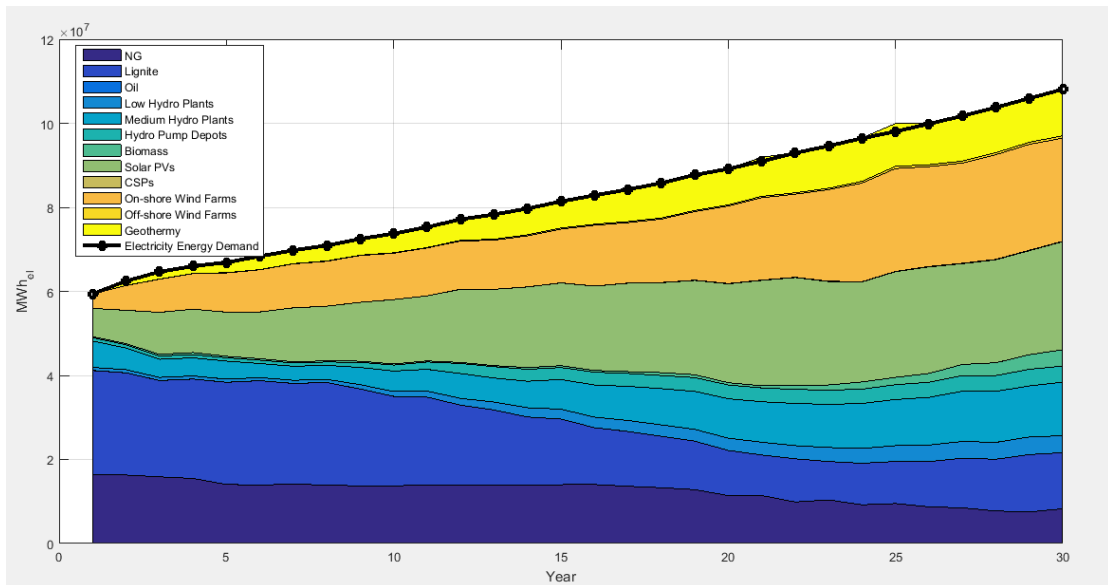
Διάγραμμα 7.1-21. Περιορισμός ευελιξίας.

Ικανοποιώντας τον περιορισμό ευελιξίας εξασφαλίζει την δυνατότητα στο σύστημα να μπορεί να ανταπεξέλθει σε τυχόν αστοχίες. Για την ικανοποίηση του περιορισμού το σύστημα οδηγείται σε εγκαταστάσεις τεχνολογιών με θετικούς δείκτες ευελιξίας.



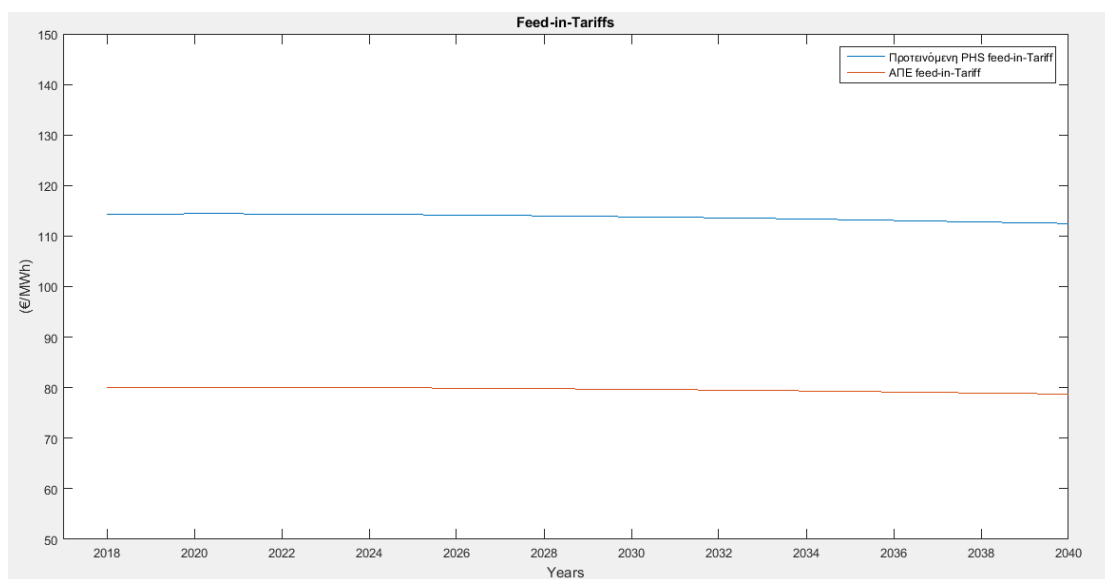
Διάγραμμα 7.1-22. Ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ – συμβατικών τεχνολογιών.

Στον περιορισμό ποσοστού παραγωγής μεταξύ συμβατικών τεχνολογιών και ΑΠΕ παρατηρείται η ομαλή μετάβαση από τον περιορισμό του 2020 μέχρι τον ωφέλιμο ορίζοντα του 2040. Αυτό οφείλεται στην άνω φραγή των μεταβλητών απόφασης / παραγγελιών που δεν μπορούν να πάρουν τιμές που δεν αντιπροσωπεύουν ρεαλιστικές εγκαταστάσεις ισχύος.



Διάγραμμα 7.1-23. Βελτιστοποιημένο μείγμα παραγωγής.

Στο παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζεται το τελικό βελτιστοποιημένο μείγμα παραγωγής ενέργειας, από την κάθε τεχνολογία και η συνολική ζήτηση, για τα πλήρη χρόνια υπολογισμού (30). Παρατηρούμε ότι με την συμβολή της κάθε τεχνολογίας συμπληρώνεται η ζήτηση, που παρουσιάζεται με την μαύρη γραμμή. Επίσης στις χρονιές 2044 παρατηρείται η υπέρβαση στην ζήτηση, αυτό οφείλεται στο άνω όριο του περιορισμού ζήτησης και την ελευθερία που προσφέρεται στο σύστημα.



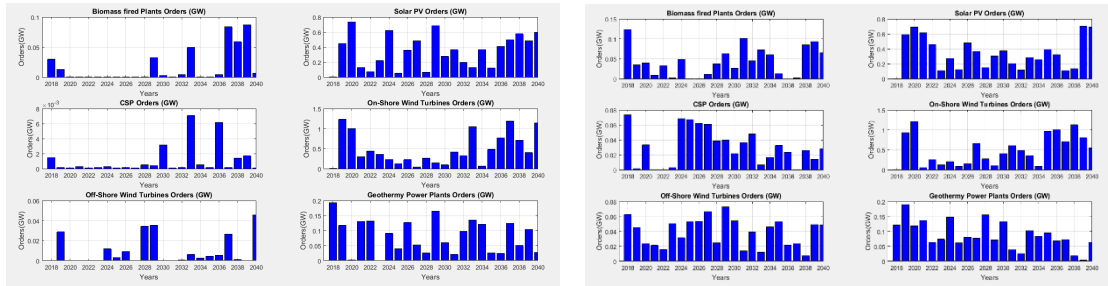
Διάγραμμα 7.1-24. Προτεινόμενη τιμή FIT για τεχνολογία PHS.

Τέλος, στο διάγραμμα 7.1-24 παρουσιάζεται το ποσό FIT που προτείνεται να δοθεί από τον διαχειριστή του συστήματος, στα συστήματα PHS για την συμμετοχή τους στην διαδικασία πλειστηριασμού, σε σχέση με την τιμή FIT που λαμβάνουν οι ΑΠΕ.

## 7.2. Σύγκριση αποτελεσμάτων μεταξύ 1<sup>ου</sup> - 2<sup>ου</sup> σεναρίου.

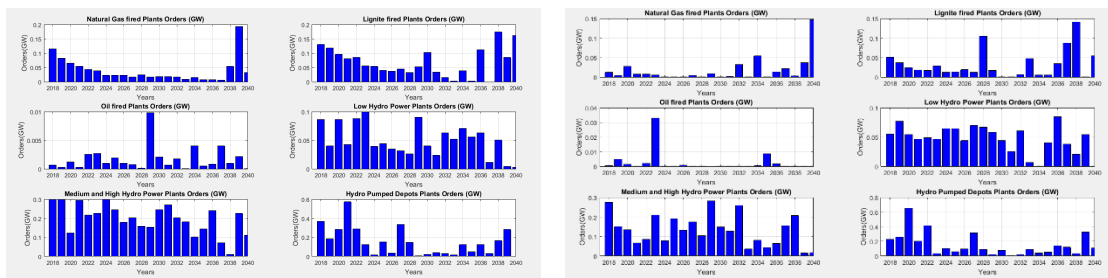
Παρακάτω παρατίθενται τα αποτελέσματα του πρώτου σεναρίου αριστερά, του δεύτερου σεναρίου στα δεξιά και οι συγκριτικοί σχολιασμοί.

- Παραγγελίες προς εγκατάσταση.



Διάγραμμα 7.1-1. Σενάριο 1<sup>ο</sup>.

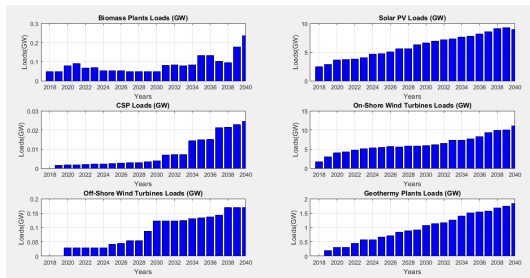
Διάγραμμα 7.2-1. Σενάριο 2<sup>ο</sup>.



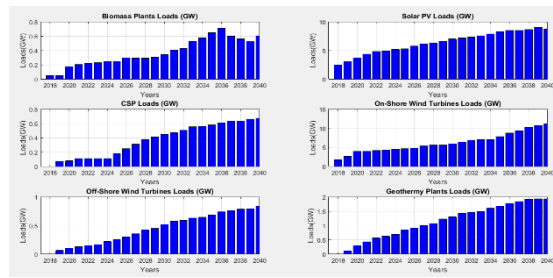
Διάγραμμα 7.1-2. Σενάριο 1<sup>ο</sup>

Διάγραμμα 7.2-2. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

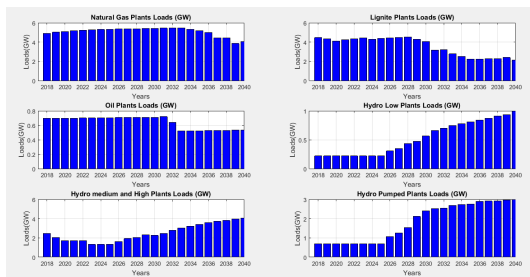
- Εγκατεστημένη ισχύς.



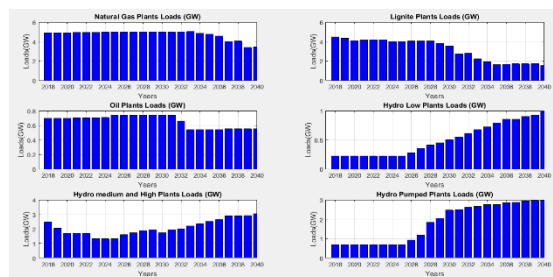
Διάγραμμα 7.1-4. Σενάριο 1<sup>ο</sup>



Διάγραμμα 7.2-3. Σενάριο 2<sup>ο</sup>



Διάγραμμα 7.1-5. Σενάριο 1<sup>ο</sup>



Διάγραμμα 7.2-4. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

Στο 2<sup>ο</sup> σενάριο διακρίνεται μια σημαντική αύξηση στις παραγγελίες των τεχνολογιών ΑΠΕ και μείωση στις παραγγελίες των συμβατικών τεχνολογιών. Επίσης αύξηση διακρίνεται στις τεχνολογίες ΑΠΕ, στην εγκατεστημένη ισχύ και μείωση στις συμβατικές αντίστοιχα. Αυτό οφείλεται στην είσοδο τις τεχνολογίας PHS στην SMP με μηδενική προσφορά, λόγω της FIT.

Με αφαίρεση της τεχνολογίας PHS ως ακριβότερης και εισαγωγή της με μηδενική προσφορά, η κερδοφορία των υπολοίπων συμβατικών τεχνολογιών μειώνεται. Επομένως μειώνονται και οι επενδύσεις σε συμβατικές τεχνολογίες, εκτός της τεχνολογίας Oil.

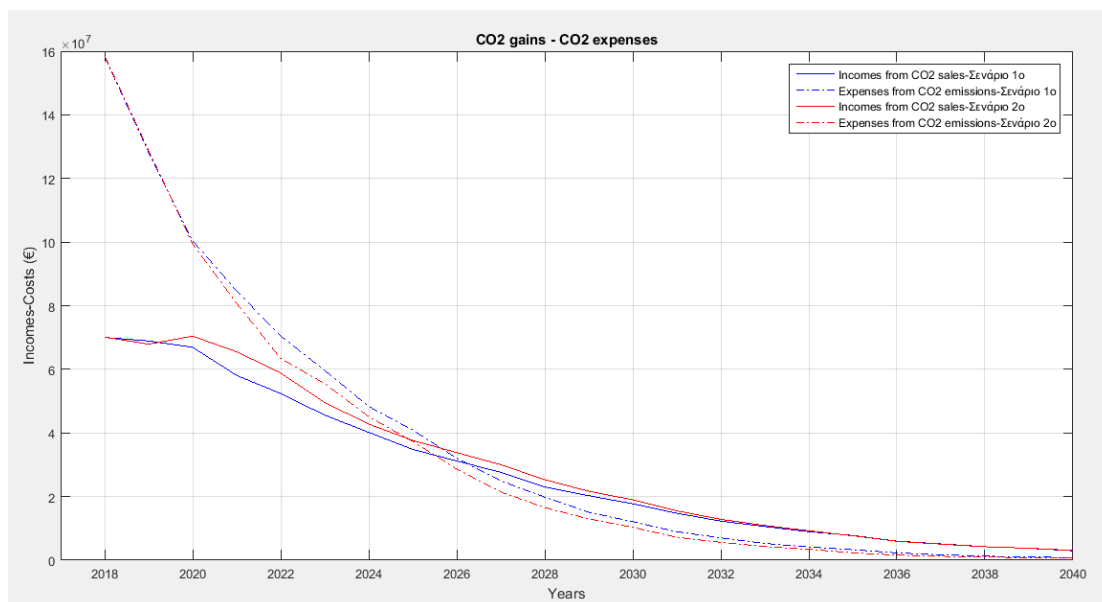


- Συνολικές εκπομπές CO<sub>2</sub>.



Διάγραμμα 7.2-5. Σενάριο 1<sup>ο</sup> και 2<sup>ο</sup>

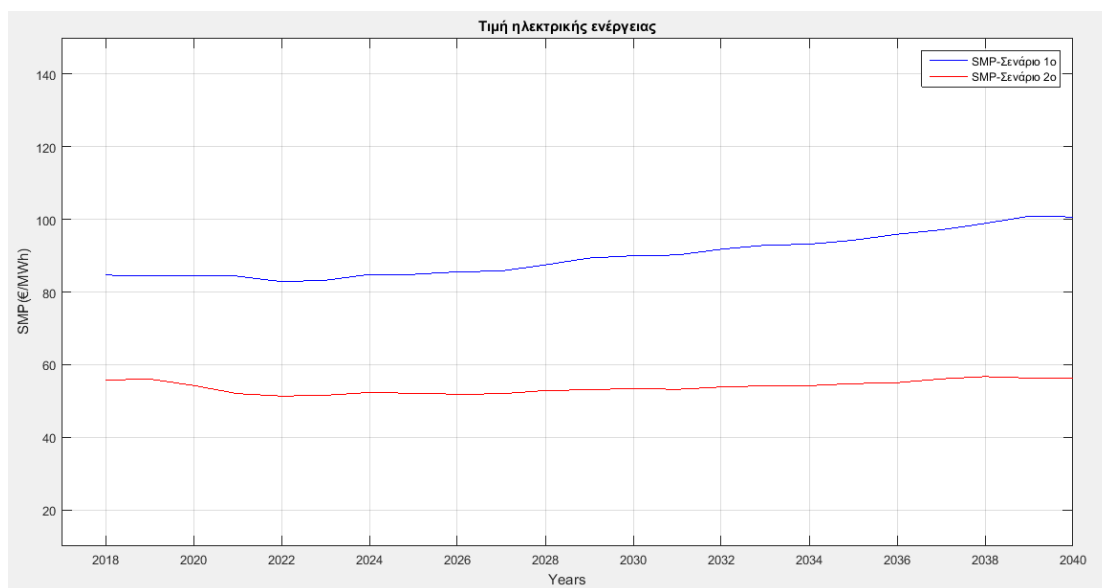
- Ισοζύγιο εσόδων – εξόδων εκπομπών CO<sub>2</sub>.



Διάγραμμα 7.2-6. Σενάριο 1<sup>ο</sup> και 2<sup>ο</sup>

Ως αποτέλεσμα της αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, ενάντια στις συμβατικές τεχνολογίες, φαίνεται η μείωση ποσότητας εκπομπής CO<sub>2</sub>. (διάγραμμα 7.2-5). Μάλιστα το ισοζύγιο εσόδων / εξόδων (7.2-6), παρουσιάζει θετική τιμή για το σενάριο 2<sup>ο</sup> δύο χρόνια νωρίτερα (2025) από ότι το σενάριο 1<sup>ο</sup> (2027).

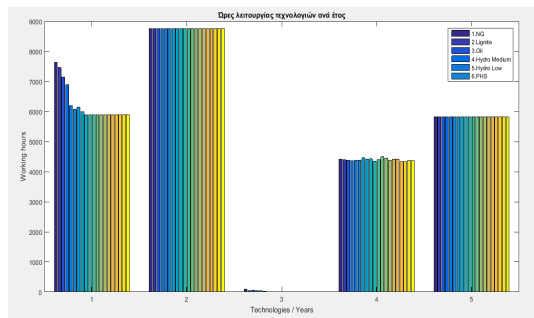
- Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας - SMP.



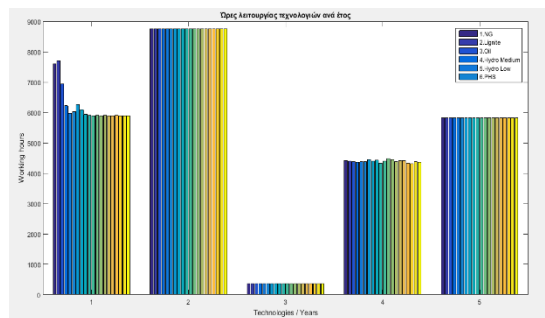
Διάγραμμα 7.2-7. Σενάριο 1<sup>ο</sup> και 2<sup>ο</sup>

Όπως παρατηρείται η τιμή της SMP διαφοροποιείται αρκετά από το πρώτο ~60 ευρώ / MWh και στο δεύτερο σενάριο ~90 ευρώ / MWh (διάγραμμα 7.2-7). Αυτό οφείλεται στις καταβαλλόμενες προσφορές των συστημάτων PHS, στην διαμόρφωση της SMP. Λόγο του υψηλού γραμμικοποιημένου κόστους της τεχνολογίας στο πρώτο σενάριο και την χρονική λειτουργία της σαν ακριβότερη τεχνολογία καθορισμού της SMP, η μέση SMP έχει υψηλότερα επίπεδα. Αντιθέτως, με την εισαγωγή της τιμής FIT και την εκμηδένιση του γραμμικοποιημένου κόστους των PHS, η τεχνολογία παίρνει την τελευταία θέση σαν ακριβότερη τεχνολογία καθορισμού της SMP. Ως αποτέλεσμα παρατηρείται η μείωση της μέσης SMP.

- Ώρες λειτουργίας.



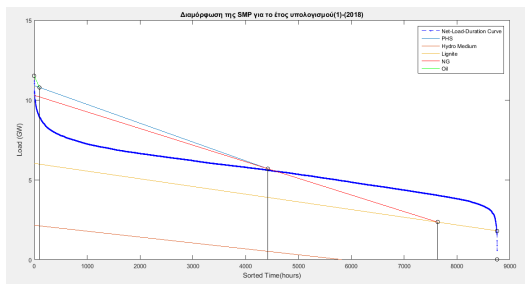
Διάγραμμα 7.1-10. Σενάριο 1<sup>ο</sup>



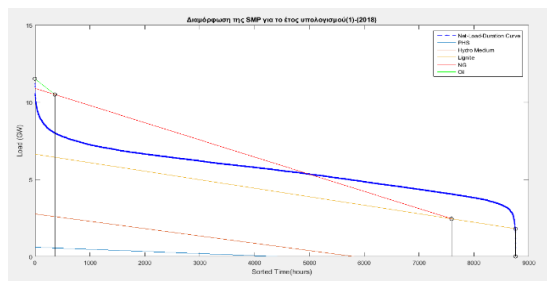
Διάγραμμα 7.2-8. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

Στα διαγράμματα 7.1-10, 7.2-8 παρουσιάζεται αύξηση των ώρας λειτουργίας των τεχνολογιών Oil. Αυτό οφείλεται, όπως αναπτύχθηκε παραπάνω, στην προσπάθεια του συστήματος να αυξήσει την τιμή SMP και ως αποτέλεσμα την συνολική κερδοφορία, εφόσον η τεχνολογία PHS έχει μηδενική προσφορά.

- Στιγμιότυπα SMP έτος 2018.

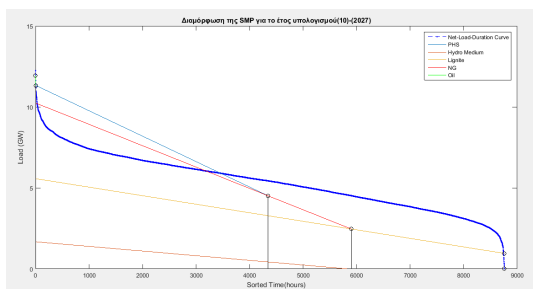


Διάγραμμα 7.1-11. Σενάριο 1<sup>ο</sup>

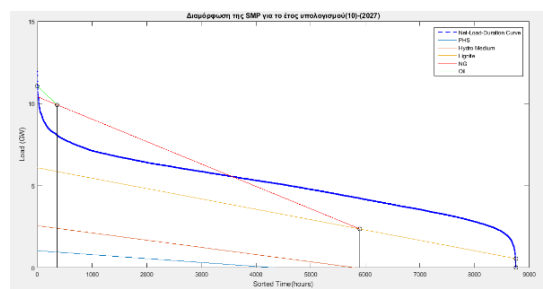


Διάγραμμα 7.2-9. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

- Στιγμιότυπα SMP έτος 2027.

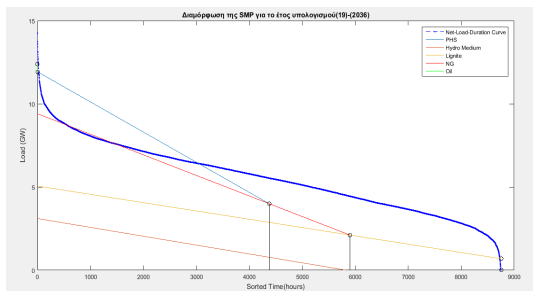


Διάγραμμα 7.1-12. Σενάριο 1<sup>ο</sup>

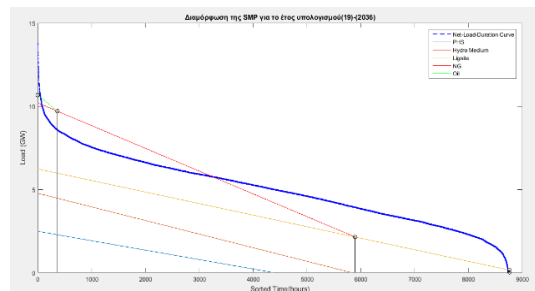


Διάγραμμα 7.2-10. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

- Στιγμιότυπα SMP έτος 2019.



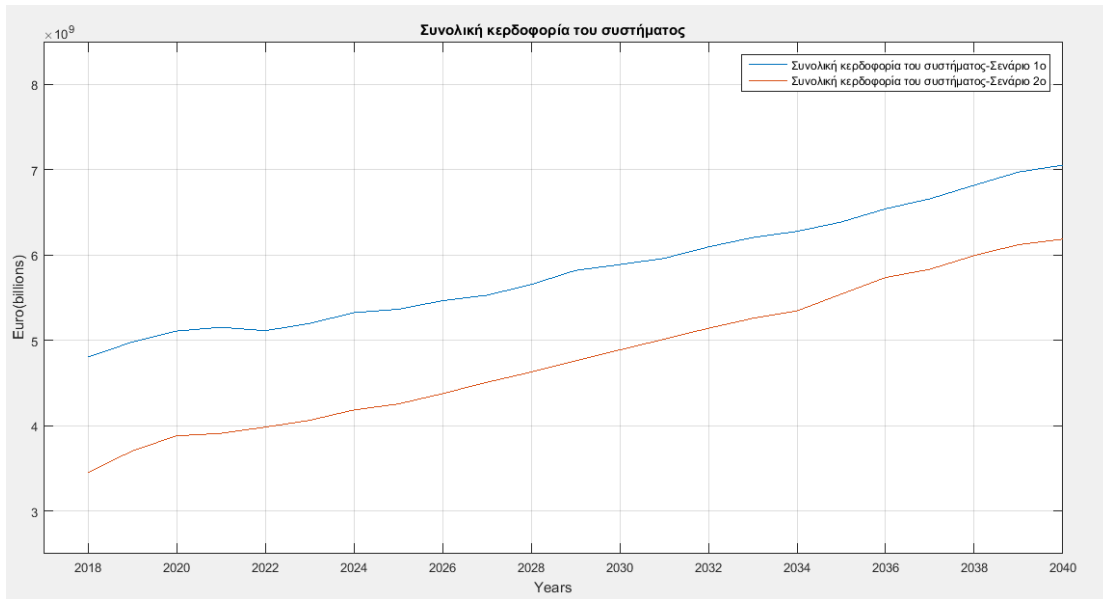
Διάγραμμα 7.1-13. Σενάριο 1<sup>ο</sup>



Διάγραμμα 7.2-11. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

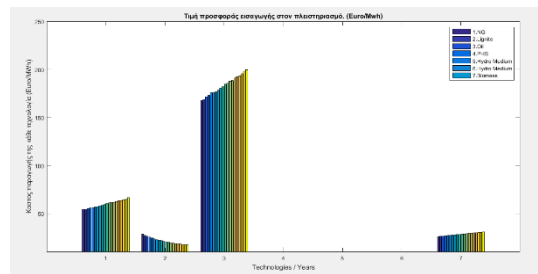
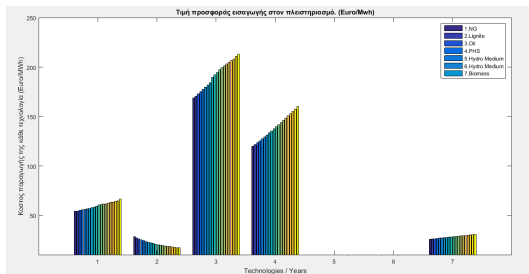
Τα στιγμιότυπα της SMP (διαγράμματα 7.1-[11-13], 7.2-[9-11]) προσφέρουν μια γραφική αναπαράσταση της διαφορετικής διαμόρφωσης της SMP ανάμεσα στα δύο σενάρια, με ξεκάθαρη την εναλλαγή στην ταξινόμηση της τεχνολογίας PHS.

- Συνολική κερδοφορία συστήματος.



Διάγραμμα 7.2-12. Σενάριο 1<sup>ο</sup> και 2<sup>ο</sup>

- Τιμή εισαγωγής στον πλειστηριασμό.

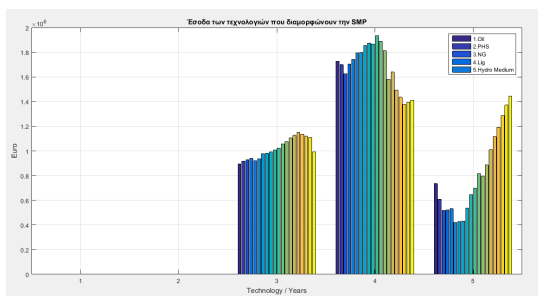


Διάγραμμα 7.1-13. Σενάριο 1<sup>ο</sup>

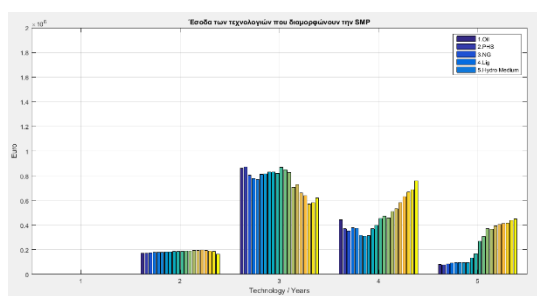
Διάγραμμα 7.2-13. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

Η μεγαλύτερη διαφοροποίηση παρουσιάζεται στην κερδοφορία του συστήματος καθώς συνδέεται άμεσα με την μεταβολή στην τιμή της SMP. Στα διαγράμματα 7.1-13 και 7.2-13 φαίνεται η τιμή προσφοράς της τεχνολογίας PHS για εισαγωγή στην SMP. Παρατηρούμε ότι στο δεύτερο σενάριο η τιμή προσφοράς PHS εκμηδενίζεται. Αυτό διότι τίθεται σε εφαρμογή η ποσότητα FIT (διάγραμμα 7.1-24). Ως αποτέλεσμα, στο διάγραμμα 7.2-12 παρουσίας συνολικών εσόδων του συστήματος, διακρίνεται μια μείωση στο δεύτερο σενάριο ανάλογη με την μείωση της SMP.

- Έσοδα τεχνολογιών.

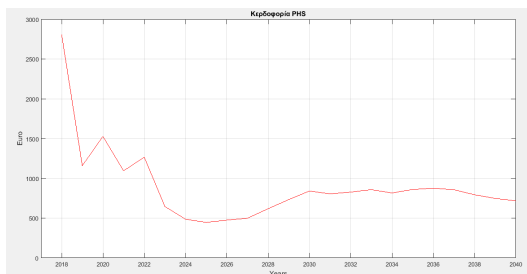


Διάγραμμα 7.1-15. Σενάριο 1<sup>ο</sup>

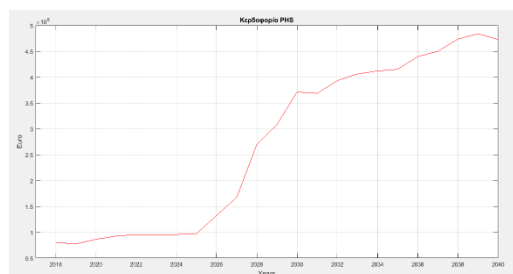


Διάγραμμα 7.2-14. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

- Κερδοφορία τεχνολογίας PHS.



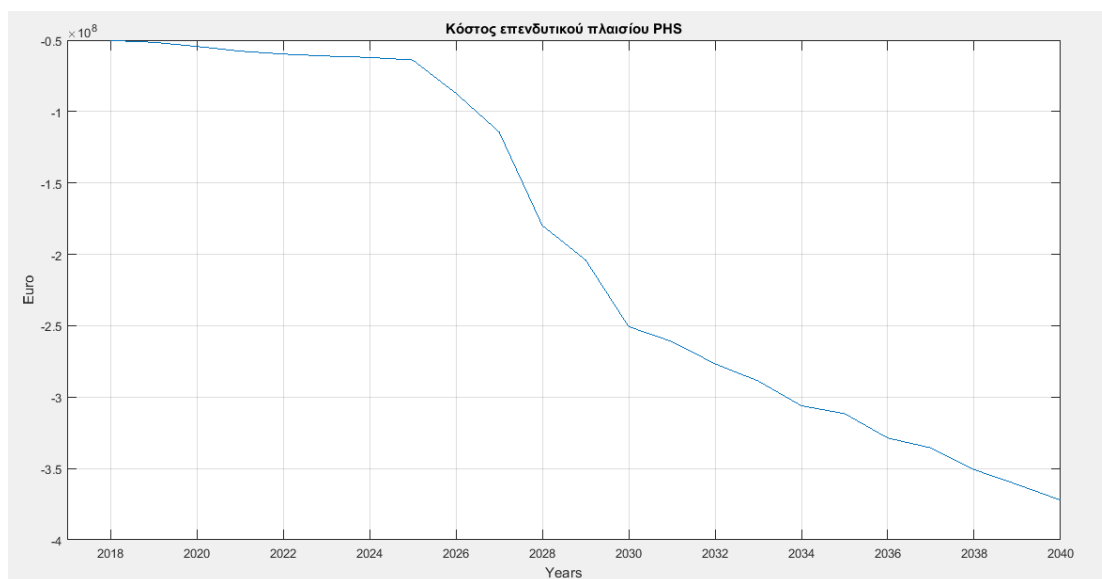
Διάγραμμα 7.1-17. Σενάριο 1<sup>ο</sup>



Διάγραμμα 7.2-15. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

Η κερδοφορία των συστημάτων PHS αυξάνεται όπως διακρίνεται στα διαγράμματα (7.1-15, 7.2-14) και αναλυτικότερα στα διαγράμματα (7.1-17, 7.2-15 – Διαφορά κλίμακας). Η εισαγωγή της τεχνολογίας PHS με μηδενική προσφορά στο σενάριο 2, λόγω των ελαχίστων εγγυημένων εσόδων στη μορφή FIT, ταξινομεί την τεχνολογία τελευταία παρέχοντας έτσι ευκαιρία παραγωγής περαιτέρω εσόδων, πέραν των εγγυημένων, κατά την λειτουργία τους.

- Κόστος επενδυτικού πλαισίου PHS.



Διάγραμμα 7.2-16. Σενάριο 2<sup>ο</sup>

Η χρήση FIT για εισαγωγή των PHS στον πλειστηριασμό, παράγει έξοδα τα οποία πρέπει να καταβληθούν από το κράτος. Στο διάγραμμα 7.2-16 παρουσιάζονται τα συνολικά έξοδα επένδυσης / προώθησης ανά έτος. Οι τιμές του γραφήματος παράγονται από την αφαίρεση, του συνολικού φορτίου των PHS με τιμολόγηση στην μέση SMP (έσοδα) και του συνολικού φορτίου PHS με τιμολόγηση στην τιμή της FIT (έξοδα). Αξίζει να σημειωθεί ότι στο γράφημα, δεν υπολογίζεται η οικονομική προσφορά των συστημάτων PHS στο δίκτυο, όσον αφορά έμμεσους δείκτες, όπως την μείωση εγκατάστασης συμβατικών τεχνολογιών ή την μείωση ρύπων GHG. Ο λόγος οφείλεται στην δύσκολη αποτίμηση των μεγεθών και για αυτό το διάγραμμα 7.2-16 είναι απλά ενδεικτικό.

## 8. Συμπέρασμα.

Στην συγκεκριμένη εργασία παρουσιάστηκε ένα μαθηματικό μοντέλο GEP για την μελέτη ενός επενδυτικού πλαισίου ενσωμάτωσης των συστημάτων PHS στο ενεργειακό μείγμα, με παράλληλη βελτιστοποίηση του ενεργειακού τομέα ηλεκτρισμού. Με την χρήση εξελικτικών αλγορίθμων και του μαθηματικού πακέτου MATLAB δημιουργήθηκαν δύο αντιπροσωπευτικά σενάρια για την εφαρμογή του μαθηματικού μοντέλου στην αγορά της Ελλάδας.

Τα σενάρια 1 και 2 παρόλο ότι δημιουργήθηκαν, με δεδομένα που λήφθηκαν από μια ενεργειακή αγορά εντός οικονομικής κρίσης και εμπεριείχαν μεγάλες διακυμάνσεις, το μοντέλο έδειξε να παράγει λύσεις οι οποίες πετυχαίνουν τους στόχους που έχουν τεθεί και είναι κερδοφόρες.

- Αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής και χρήση τεχνολογιών ΑΠΕ.

Όπως παρατηρείται και στα δύο σενάρια η πλήρωση της ζήτησης, με εγκατάσταση τεχνολογιών γίνεται με πανομοιότυπο τρόπο. Η αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής οδηγεί στην εκμετάλλευση της πλειοψηφίας του διαθέσιμου φυσικού δυναμικού της Ελλάδας. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, και στα δύο σενάρια, αναμένεται ότι οι τεχνολογίες εκμετάλλευσης αιολικού και ηλιακού δυναμικού θα διαδραματίσουν καθοριστικό ρόλο αποτελώντας την βάση του ενεργειακού μείγματος. Κυρίως, στο δεύτερο σενάριο το συνολικό εγκατεστημένο μείγμα παρουσιάζει αυξητικές τάσεις προς την εγκατεστημένη ισχύ όλων των τεχνολογικών ΑΠΕ και μείωση των συμβατικών.

Οι επενδύσεις σε Off – Shore Wind, Biomass και CSP αποδεικνύονται λιγότερο συμφέρουσες, γεγονός που οφείλεται στα αυξημένα σταθερά κόστη και κόστη επένδυσης και στα δύο σενάρια. Επίσης, η τεχνολογία M.Hydro αναμένεται να καταλαμβάνει σταθερά αυξανόμενο ποσοστό στην ηλεκτροπαραγωγή.



- Ηλεκτροπαραγωγή με τη χρήση συμβατικών καυσίμων.

Τα σχέδια ΕΣΣ και NREAP στοχεύουν στην μείωση της συμβολής των τεχνολογιών που κάνουν χρήση συμβατικών καυσίμων. Οι στόχοι που έχουν τεθεί οδηγούν στην επίτευξη της μείωσης αυτής, συγκεκριμένα για το έτος 2020 η συμβολή περιορίζεται στο 60% ενώ για έτος 2040 στο 20%. Επίσης εμφανίζεται μείωση εγκατεστημένης ισχύς μονάδων Lig 60%, καθώς αποτελούν ακριβή επένδυση όσο αφορά τα κόστη συντήρησης, κόστη επένδυσης και ρύπους GHG.

Η τεχνολογία NG δέχεται μείωση κατά 15% της σημερινή του εγκατεστημένης ισχύς, υλοποιώντας έτσι ακόμη ένα στρατηγικό στόχο όσο αφορά την ανεξάρτηση από εισαγόμενα καύσιμα.

- Τιμή της SMP.

Στο δεύτερο σενάριο η απελευθέρωση της αγοράς σε συνδυασμό με την μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ και στήριξη (FIT) προς την τεχνολογία PHS, διαμορφώνουν την τιμή της SMP στα ~60 Ευρώ / MWh. Όμως στο πρώτο σενάριο η εισαγωγή της τεχνολογίας PHS χωρίς υποβοήθηση ανεβάζει την τιμή της SMP ~90 Ευρώ / MWh. Αυτό οφείλεται στην αναγκαιότητα της εξασφάλισης κερδοφορίας των PHS.

- Τεχνολογία PHS – Επενδυτικό πλαίσιο.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι παραγγελίες της τεχνολογίας PHS, που λόγω της επιβολής φορτίου, εντοπίζονται στην αρχή της χρονικής περιόδου. Η αναγκαστική επιβολή επιτρέπει στην τεχνολογία να εισαχθεί στον πλειστηριασμό για την διαμόρφωση της SMP, ανεξαρτήτως κόστους παραγωγής και στα δύο σενάρια. Με την εισαγωγή της τεχνολογίας PHS στην SMP, αφενός με ανεπτυγμένα κόστη παραγωγής στο πρώτο σενάριο και αφετέρου με μηδενικά κόστη στο δεύτερο, γίνεται η εξαγωγή αποτελεσμάτων όσο αφορά την βοήθεια σε μορφή ταρίφας που χρειάζονται, αλλά και ο αντίκτυπος στην τιμή της SMP. Παρατηρείται ότι η τιμή της SMP αυξάνεται ραγδαία χωρίς την επιβολή FIT, στο σενάριο πρώτο.

Με βάση τα παραπάνω, όπως παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 7, εξάγουμε το συμπέρασμα ότι η προϋπόθεση λειτουργίας των τεχνολογιών PHS για ικανοποίηση των παρακάτω:

- Εξομάλυνση διακυμάνσεων που προκαλείται από την λειτουργία των ΑΠΕ.
- Εξομάλυνση διακυμάνσεων από προσκόπτουσα ζήτηση.

Και την εξασφάλιση, κατά την λειτουργία:

- Διατήρηση της SMP σε κοινωνικά αποδεκτά επίπεδα.
- Κερδοφορία / Βιωσιμότητα των PHS.
- Αξιοποίηση των ήδη εγκατεστημένων 699MW PHS στην Ελλάδα.

Απαιτείται η επιβολή FIT όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα 7.1-24, από τον διαχειριστή του συστήματος για την εξασφάλιση των ελάχιστων εγγυημένων εσόδων, με αποτέλεσμα την εισαγωγή τους στον πλειστηριασμό με μηδενική προσφορά, όπως παρουσιάστηκε στο σενάριο δύο. Τέλος στο δεύτερο σενάριο, όπου εξετάστηκε το επενδυτικό πλαίσιο, παρατηρείται ενδεικτικά το αυξανόμενο συνολικό κόστος επένδυσης / προώθησης αναλογικά με την αυξανόμενες διακυμάνσεις του συστήματος (7.1-16), λόγω της αύξησης της ζήτησης και της εγκατεστημένης ισχύ των τεχνολογιών ΑΠΕ.

## 9. Βιβλιογραφία.

- [1] A. J. P. a και J. T. Saraiva, «Generation expansion planning (GEP) - A long-term approach using system,» *ENERGY*, pp. 5180-5199, 2011.
- [2] Β. Γ. Κωνσταντίνος, Βελτιστοποίηση του εθνικού ενεργειακού μείγματος παραγωγής με την χρήση Εξελικτικών Στρατηγικών και στοχαστικής ταξινόμησης., Athens: NTUA, 2015.
- [3] H. Sadeghia, M. Rashidinejada και A. Abdollah, «A comprehensive sequential review study through the generation expansion,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67, p. 1369–1394, 2017.
- [4] I. E. Agency, «www.iea.org,» 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.iea.org/newsroom/news/2015/october/renewables-to-lead-world-power-market-growth-to-2020.html>.
- [5] R. Banos, M.-A. F., F. Montoya, C. Gil, A. Alcayde και J. Gómez, «Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, p. 1753–1766, 2011.
- [6] A. Strupczewskim, «Accident risks in nuclear-power plants.,» *Applied Energy*, p. 79–86, 2003.
- [7] S. A, L. M, R. A, L. M και W. R, «The physics of power, energy and economics of renewable electric energy sources.,» *Renewable Energy*, τόμ. II, p. 1735–1740, 2010.
- [8] K. Mitchell, M. Nagrial και J. Rizk, «Optimisation of Renewable Energy Systems,» *RE & PQJ*, τόμ. 1, pp. 356 - 360, 2006.
- [9] R. Alvarez-Valdes, E. Crespo, J. Tamarit και F. Villa, «GRASP and path relinking for project scheduling under partially renewable resources,» *European Journal of Operational Research*, τόμ. 189, p. 1153–1170, 2008.
- [10] M. Khalid, A. Ahmadi, A. V. Savkin και V. G. Agelidis, «Minimizing the energy cost for microgrids integrated with renewable energy resources and conventional generation using controlled battery energy storage,» *Renewable Energy*, τόμ. 97, pp. 646-655, 2016.
- [11] T. Luz, P. Moura και A. d. Almeida, «Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, p. 2637–2643, 2018.

- [12] S. A, E. M και Z. H., «A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and non-renewable distributed energy resources.,» *Renewable Energy*, τόμ. I, p. 179–88, 2011.
- [13] M. Deshmukh και S. Deshmukh, «Modeling of hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 12, p. 235–249, 2008.
- [14] G. W. E. Council, «Global Wind Report 2016,» Council, Global Wind Energy, 2016.
- [15] G. Masson και M. Brunisholz, «SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS,» International Energy Agency (IEA), 2016.
- [16] K. Li, R. Wang, H. Lei, T. Zhang, Y. Liu και X. Zheng, «Interval prediction of solar power using an Improved Bootstrap method,» *Solar Energy*, τόμ. 159, p. 97–112, 2018.
- [17] L. D. Monache και S. Alessandrini, «Probabilistic Wind and Solar Power Predictions,» *Renewable Energy Integration*, τόμ. 12, pp. 149-157, 2014.
- [18] X. Qing και Y. Niu, «Hourly day-ahead solar irradiance prediction using weather forecasts by LSTM,» *Energy*, 2017.
- [19] V. Prema και K. U. Rao, «Development of statistical time series models for solar power,» *Renewable Energy*, τόμ. 83, pp. 100-109, 2015.
- [20] H. Long, Z. Zhang και Y. Su, «Analysis of daily solar power prediction with data-driven approaches,» *Applied Energy*, τόμ. 126, p. 29–37, 2014.
- [21] Adam, E. A. Ahmed και M. El-Nouby, «Estimate of Global Solar Radiation by Using Artificial Neural Network in Qena, Upper Egypt,» *Journal of Clean Energy Technologies*, τόμ. I, αρ. 2, 2013.
- [22] T. Ouyang, X. Zha και L. Qin, «A combined multivariate model for wind power prediction,» *Energy Conversion and Management*, τόμ. 144, p. 361–373, 2017.
- [23] J. Naik, P. Satapathy και P. Dash, «Short-term wind speed and wind power prediction using hybrid empirical mode decomposition and kernel ridge regression,» *Applied Soft Computing*, p. PRESS, 2017.
- [24] J. Heinermann και O. Kramer, «Machine learning ensembles for wind power prediction,» *Renewable Energy*, τόμ. 89, pp. 671-679, 2016.

- [25] S. Tasnim, A. Rahman, A. M. T. Oo και M. E. Haque, «Wind power prediction in new stations based on knowledge of existing Stations: A cluster based multi source domain adaptation approach,» *Knowledge-Based Systems*, τόμ. 0, p. 1–10, 2018.
- [26] L. Ye, Y. Zhao, C. Zeng και C. Zhang, «Short-term wind power prediction based on spatial model,» *Renewable Energy*, τόμ. 101, pp. 1067-1074, 2017.
- [27] G. Li και J. Shi, «Application of Bayesian model averaging in modeling long-term wind speed distributions,» *Renewable Energy* 35, p. 1192–1202, 2010.
- [28] A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri και R. Moreno, «A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration,» *Electric Power Systems Research*, τόμ. 136, p. 232–241, 2016.
- [29] K. Rajesh, K.Karthikeyan, S.Kannan και C.Thangaraj, «Generation expansion planning based on solar plants with storage,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 57, p. 953–964, 2016.
- [30] C. Bueno και J. Carta, «Technical–economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part I: model development,» *Solar Energy*, τόμ. 78, p. 382–395, 2005.
- [31] R. Hemmati, H. Saboori και M. A. Jirdehi, «Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution,» *Renewable Energy*, τόμ. 97, pp. 636-645, 2016.
- [32] H. Saboori, R. Hemmati και V. Abbasi, «Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems,» *Energy Conversion and Management*, τόμ. 105, p. 938–945, 2015.
- [33] E. Danila και D. D. Lucache, «History of the first energy storage,» *IEEEI electrical*, 2010.
- [34] Whittingham και Stanley, «History, Evolution, and Future Status of Energy Storage,» *IEEE*, τόμ. 100, pp. 1518 - 1534, 2012.
- [35] A.B.Gallo, J.R.Simões-Moreira, H.K.M.Costa, M.M.Santos και E. d. Santos, «Energy storage in the energy transition context: A technology review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 65, p. 800–822, 2016.

- [36] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan και Y. Li, «Progress in electrical energy storage system: A critical review,» *Progress in Natural Science*, τόμ. 19, p. 291–312, 2009.
- [37] K. Kinstellar, «Electricity Storage Insight,» KPMG - Kinstellar, 2016.
- [38] V. A. Tsalavoutis, C. G. Vrionis και A. I. Tolis, «Relaxation of quantitative energy objectives on generation expansion planning: A computational and policy study,» *WILEY - Int Trans Electr Energ Syst.*, p. 2427, 2017.
- [39] R. S. Go, F. D. Munoz και J.-P. Watson, «Assessing the economic value of co-optimized grid-scale energy storage investments in supporting high renewable portfolio standards,» *Applied Energy*, τόμ. 183, p. 902–913, 2016.
- [40] P. Du και N. Lu, «Energy Storage for Smart Grids - Planning and Optimization for Renewable and Variable Energy Recourses (VERs),» *Elsevier Inc.*, τόμ. I, 2015.
- [41] M. Aneke και M. Wang, «Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,» *Applied Energy*, τόμ. 179, p. 350–377, 2016.
- [42] K. K. Zame, C. A. Brehm, A. T. Nitica, C. L. Richard και Gordon, «Smart grid and energy storage: Policy recommendations,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. III, 2017.
- [43] I. E. Agency και N. E. Agency, «Projected Costs of Generating Electricity,» IEA - NEA, France, 2015.
- [44] V. Jülch, T. Telsnig, M. Schulz, N. Hartmann, J. Thomsen, L. Eltropb και T. Schlegl, «A holistic comparative analysis of different storage systems using levelized cost of storage and life cycle indicators,» *Energy Procedia*, τόμ. 73, p. 18 – 28, 2015.
- [45] Jülch και Verena, «Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method,» *Applied Energy*, τόμ. 183, p. 1594–1606, 2016.
- [46] LAZARD, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis,» Lazard, 2015.
- [47] SerhatKucukali, «Finding the most suitable existing hydropower reservoirs for the development of pumped-storage schemes: An integrated approach,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 37, p. 502–508, 2014.

- [48] A.L.Diniz, P.P.I.Esteves και C.A.Sagastiza´bal, «A Mathematical model for the efficiency curves of hydroelectric units,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [49] J. B. Gu, Z. Zhou, D. Osborn και R. B. T. Guo, «A novel market simulation methodology on hydro storage.,» *IEEE Trans. Smart Grid*, 2013.
- [50] C. Buena και J. Carta, «Wind powered pumped hydro storage systems a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 10, p. 2006 312–340, 2006.
- [51] J. Anagnostopoulos και D. Papantonis, «Simulation and size optimization of a pumped–storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy,» *Renewable Energy*, τόμ. 33, p. 1685–1694, 2008.
- [52] E. D. Castronuova και J. A. P. Lopes, «Optimal operation and hydro storage sizing of a wind–hydro power plant,» *Electrical Power and Energy Systems*, τόμ. 26, p. 771–778, 2004.
- [53] L. Y.F., L. Y.P., Huang, G.H. και C. X., «Energy and environmental systems planning under uncertainty—An inexact fuzzy-stochastic programming approach,» *Applied Energy*, τόμ. 87, p. 3189–3211, 2010.
- [54] H. Ding, Z. Hu και Y. Song, «Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant pumped-hydro-storage plant.,» *Renewable Energy* 48, pp. 571-578, 2012.
- [55] J. García-González, R. M. R. d. l. Muela, L. M. Santos και A. M. González, «Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, τόμ. 23, αρ. 2, 2008.
- [56] G. Krajac´ic´, NevenDuic´, AntonisTsikalakis, ManosZoulias, GeorgeCaralis, E. Panteri και M. d. Carvalho, «Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies,» *Energy Policy*, τόμ. 39, p. 1410–1425, 2011.
- [57] E.U., «Directive 2009/28/EC - promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC,» European Union Law, 2009.
- [58] Y. Kong, Z. Kong, Z. Liu, C. Wei, J. Zhang και G. An, «Pumped storage power stations in China: The past, the present, and the future,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 71, p. 720–731, 2017.

- [59] Κ. Βρυώνης και Α. Τόλης, Εισαγωγή στους Εξελικτικούς Αλγορίθμους, Αθήνα: NTUA, 2016.
- [60] Α. Tolis, «The effect of long-term expansion on the evolution of electricity price: numerical analysis of a theoretically optimized electricity market,» *European Journal of Operational Research*, p. 939–954, 2015.
- [61] S. W. Wallace και S.-E. Fleten, «Stochastic Programming Models in Energy,» *Elsevier Science B.V.*, τόμ. 10, pp. 637-377, 2003.
- [62] F. Ueckerdt, R. Brecha, G. Luderer, P. Sullivan, E. Schmid, N. Bauer, D. Böttger και R. Pietzcker, «Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load-duration curves,» *Energy*, τόμ. 90, pp. 1799-1814, 2015.
- [63] Α. Ι. Tolis, Α. Α. Rentizelas και Ι. Ρ. Tatsiopoulos, «Optimisation of electricity energy markets and assessment of CO<sub>2</sub> trading on their structure: A stochastic analysis of the Greek Power Sector,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 14, p. 2529–2546, 2010.
- [64] Α. Ι. Tolis και Α. Α. Rentizelas, «An impact assessment of electricity and emission allowances pricing in optimised expansion planning of power sector portfolios,» *Applied Energy*, τόμ. 88, p. 3791–3806, 2011.
- [65] Tsiknakou και Yioula, «Hydropumped Storage System In Amfilochia,» TERNA ENERGY, Athens, 2016.
- [66] Ε. κ. Κ. Α. Υπουργείο Περιβάλλοντος, «Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός: Οδηγός χάρτης για το 2050.,» Αθήνα, 2012.
- [67] e. & c. c. Ministry of environment, «National Renewable Energy Action Plan in the scope of Directive 2009/28/EC,» 2010.
- [68] W. RA, M. JL, N. J και O. D, «An interior algorithm for nonlinear optimization that combines line search and trust region steps,» *Math Program*, τόμ. 107, pp. 391-408, 2006.
- [69] B. PT και T. JW., «Sequential quadratic programming for large-scale nonlinear optimization.,» *J Comput Appl Math.*, pp. 123-137, 2000.
- [70] Υ. γ. τ. ε. τ. Υ. Σ. Ιωάννης Μαύρος Βοηθός Διευθυντής στη ΔΕΗ, Interviewee, *Υφιστάμενη κατάσταση αντλιοτικών σταθμών στην Ελλάδα..* [Συνέντευξη]. May 2017.



- [71] European Commission, «RES Legal,» LEGAL SOURCES ON RENEWABLE ENERGY, 21 11 2017. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/greece/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-i/lastp/139>. [Πρόσβαση 2017].
- [72] H.-G. BEYER και H.-P. SCHWEFEL, «Evolution strategies,» *Natural Computing*, τόμ. I, p. 3–52, 2002.

## 10. Παράρτημα.

Πίνακας τεχνοοικονομικών στοιχείων	Natural Gas	Lignite	Oil	Low Head Hydro	Medium & High Head Hydro	Hydro Pumped-Storage	Biomass	Solar PV	CSP	Onshore Wind Turbine	Offshore wind turbine	Geothermy
Κόστος Επένδυσης με έτος βάσης το 2014(€/kW <sub>el</sub> )	690	2100	1100	2500	2000	3400	3700	2700	4760	1300	2800	2200
Σταθερό Κόστος με έτος βάσης το 2014(€/kW <sub>el</sub> )	14	39	38	30	25	50	19	15	45	23	35	32
Συντελεστής Διαθεσιμότητας	0.75	0.85	0.75	0.8	0.85	0.92	0.75	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7
Συντελεστής Διαθεσιμότητας Φορτίου	0.65	0.75	0.8	0.45	0.34	0.4	0.8	0.35	0.35	0.25	0.25	0.9
Συντελεστής τεχνολογικής βελτίωσης	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0.15	0.15	0.15	0.1	0.08	0
Χρόνος κατασκευής	2	4	3	9	9	9	3	1	2	1	2	2
Τύπος καυσίμων	1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	10	12
Συντελεστής απόδοσης	0.57	0.37	0.31	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Συντελεστής εκπομπής CO <sub>2</sub> της τεχνολογίας (i) (ισοδύναμους τόνους CO <sub>2</sub> /MWh <sub>fuel</sub> )	0.21	0.41	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Χρόνος ζωής εγκατάστασης (έτη)	35	45	45	45	45	45	20	25	25	25	25	25

Πίνακας 10-1: Τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά.

Flexibility coefficient  $\alpha$  per technology.

Technology	Flexibility coefficient
Natural gas CC	0.5
Natural gas turbine	1
Diesel turbine	1
Lignite plant	0.15
Coal plant	0.15
Biogas CHP	0.3
Biogas (Manure) CHP	0.3
Biogas IGCC	0.3
Nuclear	0
Geothermal	0
Hydro	0.5
Solar PV	-0.05
Wind	-0.08
Wind offshore	-0.08
Load	-0.1

Πίνακας 10-2: Χαρακτηριστικά ευελιξίας.