

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών

Τομέας Βιομηχανικής Διοίκησης και Επιχειρησιακής Έρευνας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΙΤΛΟΣ

*Εξέλιξη της τιμής του ηλεκτρισμού στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής κατά
τη βέλτιστη επέκταση μονάδων ισχύος*

Μανουήλ Αλέξιος Χ. Καλογήρου

Επιβλέπων: Ηλίας Τατσιόπουλος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2012

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών

Τομέας Βιομηχανικής Διοίκησης και Επιχειρησιακής Έρευνας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΙΤΛΟΣ

*Εξέλιξη της τιμής του ηλεκτρισμού στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής κατά
τη βέλτιστη επέκταση μονάδων ισχύος*

Μανουήλ Αλέξιος Χ. Καλογήρου

Επιβλέπων: Ηλίας Τατσιόπουλος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή.

.....

Η. Τατσιόπουλος

Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....

Ν. Παναγιώτου

Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Α. Στέγγου-Σαγιά

Καθηγήτρια Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2012

.....
Μανουήλ Αλέξιος Χ. Καλογήρου

Διπλωματούχος Μηχανολόγος Μηχανικός Ε.Μ.Π

Copyright © Καλογήρου Μ. 2012

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ' ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η εργασία αυτή αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών του ΕΜΠ υπό την επίβλεψη του καθηγητή του τομέα Βιομηχανικής Διοίκησης και Επιχειρησιακής Έρευνας κ. Ηλία Τατσιόπουλου. Με την ευκαιρία αυτή θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κύριο Αθανάσιο Τόλη, για τη βοήθεια, τις πολύτιμες συμβουλές, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας. Τέλος, θα ηθέλα να ευχαριστήσω τους φίλους μου και τους γονείς μου, που με στήριζαν και με συμβούλευαν σε κάθε βήμα της φοιτητικής μου ζωής.

Αθήνα, Οκτώβριος 2012

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1	Έποψη.....	11
2	Εισαγωγή.....	13
2.1	Γενικά στοιχεία ηλεκτρικής ενέργειας.....	16
2.2	Ιστορική αναδρομή.....	17
2.3	Παράγοντες-Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	20
2.3.1	Κοινοτική Οδηγία 96/92/ΕΚ.....	20
2.3.2	Νόμος 2773/99.....	22
2.4	Παράγοντες της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	22
2.5	Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	29
2.6	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός	30
2.6.1	Βραχυχρόνια κατανομή πόρων.....	30
2.6.2	Μακροχρόνια κατανομή πόρων.....	31
2.7	Μέθοδος υπολογισμού της Οριακής Τιμής Συστήματος.....	32
3	Βιβλιογραφική επισκόπηση.....	35
3.1	Ανάλυση μέσης διακύμανσης φακέλου (portfolio).....	35
3.2	Στοχαστικό μοντέλο.....	36
3.3	Χρηματιστήριο ρύπων και επενδυτικές αποφάσεις.....	39
4	Μαθηματικό μοντέλο.....	41
4.1	Χρονικά εξαρτημένες επενδύσεις υπό αβεβαιότητα.....	41
4.2	Ενεργειακοί φάκελοι (portfolios), αντίκτυπος ενεργειακής τιμολόγησης και ανάλυση κινδύνου.....	44
4.3	Αβεβαιότητες στη μοντελοποίηση και παραδοχές.....	49
4.4	Δυναμική της εξέλιξης των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας.....	51
4.5	Επισκόπηση της εξεταζόμενης περίπτωσης.....	53

4.6	Μαθηματική διατύπωση.....	54
4.7	Μαθηματική μοντελοποίηση.....	56
4.7.1	Εξισώσεις υπολογισμού μεγεθών της μελέτης μας.....	56
4.7.2	Εξισώσεις ενδογενούς αλγορίθμου εξάρτησης της pe_z από τη τιμή καυσίμων και τη παραγόμενη ενέργεια για τα έτη 2007-2050.....	62
4.8	Περιορισμοί.....	64
4.9	Στοχαστικές μεταβλητές.....	68
5	Υπολογιστικό μοντέλο.....	71
5.1	Υπολογιστικές παράμετροι.....	71
5.2	Διαγράμματα ροής.....	74
5.2.1	Ενδιάμεσα δεδομένα προκύπτοντα από τους αλγορίθμους στοχαστικής εξέλιξης.....	78
6	Αποτελέσματα-Ανάλυση.....	89
6.1	Επεξεργασία δεδομένων ενεργειακού μίγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και Ο.Τ.Σ για τη πενταετία 2007-2011.....	89
6.2	Αποτελέσματα του αλγορίθμου βελτισοποίησης.....	100
6.2.1	Τιμή πώλησης ηλεκτρισμού και παραγγελίες βέλτιστου ενεργειακού μίγματος.....	100
6.2.2	Ενεργειακή, περιβαλλοντική και οικονομική απόδοση μονάδων παραγωγής ισχύος.....	125
7	Συμπεράσματα.....	135
8	Βιβλιογραφία.....	141
8.1	Επιστημονικά περιοδικά.....	141
8.2	Βιβλία.....	143
8.3	Δικτυακοί τόποι.....	143
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α	Υπολογιστικός Κώδικας.....	145

1. Έποψη

Ο κυριότερος στόχος της παρούσας μελέτης, είναι ο καθορισμός του βέλτιστου ενεργειακού μίγματος, το οποίο απαιτείται σε ετήσια βάση, με χρήση ενδογενούς αλγόριθμου βελτιστοποίησης, με απώτερο σκοπό να καθοριστεί η ενεργειακή πολιτική και η πολιτική αδειοδοτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα επόμενα 38 χρόνια (μέχρι το έτος 2050). Επίσης, να μελετηθεί το μέγεθος της επιρροής της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, στη δομή του Ελληνικού τομέα ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, να πραγματοποιηθεί σύγκριση των οικονομικών αποτελεσμάτων μεταξύ της χρήσης της μεθόδου εξέλιξης της Οριακής Τιμής Συστήματος (Ο.Τ.Σ) μέσω της Μπραουνιανής Γεωμετρικής Κίνησης (Geometric Brownian Motion - GBM) και της μεθόδου, που έχει ως επιπλέον χαρακτηριστικό την είσοδο στον υπολογιστικό κώδικα ενός ενδογενούς αλγόριθμου εξάρτησης για τον υπολογισμό/πρόβλεψη της Ο.Τ.Σ.

Ένας αλγόριθμος στοχαστικού προγραμματισμού χωρίς αναδρομή, αποτελεί τη βάση της προσέγγισης μας για τη μοντελοποίηση και χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης επέκτασης των μονάδων ισχύος με βάση την εξέλιξη της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος, υπό ένα μεγάλο πλήθος αβεβαιοτήτων των οικονομικών του ενεργειακού τομέα. Η χρονικά εξαρτώμενη αντικειμενική συνάρτηση Net Present Value (NPV-Καθαρή Παρούσα Αξία), υποβάλλεται σε ποικίλους κοινωνικούς περιορισμούς και περιορισμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μελέτη μας αναπαριστά μία συγκεκριμένη ενεργειακή πολιτική για τη τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, πρόκειται για ημι-απελευθερωμένη ενεργειακή αγορά, με την έννοια του ότι οι τιμές για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συμβατικών τεχνολογιών (Φυσικό Αέριο, Λιγνίτης, Πετρέλαιο) είναι απελευθερωμένες και εξελίσσονται είτε στοχαστικά σύμφωνα με ιστορικά στοιχεία (GBM) είτε εξαρτάται ενδογενώς από τη τιμή των καυσίμων και την εκάστοτε ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η εξέλιξη των τιμών για τη παραγωγή ενέργειας μέσω ΑΠΕ, είναι σταθερές και εξελίσσονται σύμφωνα με τη στοχαστική εξέλιξη του πληθωρισμού. Επιπροσθέτως, όσον αφορά στην αβεβαιότητα που εισάγεται από την εξέλιξη του χρηματιστηρίου ρύπων για τις τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, θεωρούμε ότι αυτές κυμαίνονται γύρω από τα

τωρινά τους επίπεδα ακολουθώντας μία διαδικασία τυχαίας προσπέλασης ανάλογη με την εξέλιξη του πληθωρισμού.

Μέσα από την παρακάτω μελέτη προκύπτουν ορισμένα συμπεράσματα. Αρχικά, συμπεραίνουμε ότι το ύψος της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος (δεδομένου ότι μέσω του αλγόριθμου ενδογενούς εξάρτησης έχουμε πιο υψηλές τιμές ηλεκτρικού ρεύματος) επηρεάζει σημαντικά την οικονομική απόδοση από τη πώληση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και το πρόγραμμα παραγγελιοληψίας. Συγκεκριμένα από τα αποτελέσματα της μελέτης φαίνεται να ενθαρύνονται σημαντικά οι παραγγελίες μονάδων από ΑΠΕ ώστε στο μέλλον να βελτιώνεται η οικονομικότητα του συστήματος παραγωγής δίνοντας έτσι καλύτερες συνολικά αποδόσεις όπως αυτές εκφράζονται από το μέγεθος της αναμενόμενης καθαρής παρούσας αξίας. Επισημαίνεται ότι τα προηγούμενα παρατηρούνται ανεξάρτητα από το ύψος των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών του CO₂, οι οποίες έχουν, και αυτές, μερίδιο στην οικονομική απόδοση του συστήματος. Εν συνεχεία, από τα αποτελέσματα παρατηρείται ότι, ακολουθώντας το προτεινόμενο σχεδιασμό αδειοδότησης, θα μπορούσε να είναι δυνατή η μεσοπρόθεσμη μείωση των εκπομπών CO₂ ανά MWh κατά 40%. Τέλος, σημειώνεται ότι, αν αυξηθούν τα επιτρεπόμενα δικαιώματα εκπομπών CO₂ για κάθε επιχείρηση στον τομέα της ενέργειας και επιχορηγηθούν περαιτέρω οι τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος από κρατικούς φορείς, είναι δυνατό να δημιουργηθούν συνθήκες ικανές να ελκύσουν επενδυτές.

Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι η παρούσα μελέτη αφορά κυρίως ερευνητές οι οποίοι θέλουν να αποκτήσουν μια γενικότερη ιδέα, για το ποιά είναι η συμφέρουσα κατεύθυνση για την ανάπτυξη του ενεργειακού μίγματος στην Ελλάδα (σε επίπεδο αδειοδοτήσεων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και επένδυσης στον ενεργειακό τομέα).

2. Εισαγωγή

Η παρούσα μελέτη σχετίζεται με την περίπτωση του Ελληνικού Ενεργειακού Τομέα και το ζήτημα της βελτιστοποίησης σε επίπεδο σχεδιασμού. Τα δεδομένα τα οποία οδηγούν στην ανάγκη μελέτης, αφορούν αφενός στις προσθήκες φορτίου (capacity additions) που εγκαταστάθηκαν πρόσφατα και συνδέθηκαν με το εθνικό δίκτυο: ζητούμενο είναι να προσδιοριστούν οι περιβαλλοντικές τους επιπτώσεις σε συνάρτηση με την οικονομική τους επίδοση ειδικά αφού συμπεριλαμβάνονται στο συστήματα ανταλλαγής ρύπων στην ΕΕ (EU-ETS), το οποίο έθεσε τους κανόνες της αγοράς στην ανταλλαγή ρύπων. Αφετέρου, στο γεγονός ότι η ενεργειακή ζήτηση εξυπηρετείται οριακά σε περιόδους αιχμής ασκώντας έτσι πιέσεις στη σταθερότητα και την αξιοπιστία του δικτύου. Παράλληλα, το γεγονός ότι ο Ελληνικός ενεργειακός τομέας δέχτηκε κριτική, επειδή δεν συμμορφώθηκε στους περιορισμούς εκπομπών σύμφωνα με τη κοινοτική οδηγία 96/92/ΕΚ (λήξη προθεσμίας 2010), που τέθηκαν για το ενεργειακό παραγόμενο μίγμα, κάνουν επείγουσα την ανάγκη μια πλήρους ανάλυσης του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος (portfolio).

Στη βάση όμως της λογικής ενός σχεδιασμού βελτιστοποίησης, η ανάλυση αυτή δεν μπορεί παρά, λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω δεδομένα, να έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους της συνολικής παραγωγής, παράλληλα δε να διατηρεί σε ένα ελάχιστο επίπεδο (εώς μηδενικό) την πιθανότητα κατάρρευσης του συστήματος, ενώ, συγχρόνως θα υπόκειται στους Ευρωπαϊκούς περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Είναι προφανές ότι ένας τέτοιος τύπος ανάλυσης, προσφέρει εξίσου στον τομέα της ανάπτυξης των οικονομικών δεδομένων, μέσα από την αναγνώριση των επενδυτικών ευκαιριών, που θα είναι βασισμένες στις αναδυόμενες τεχνολογίες. Το άμεσο ζητούμενο από όλα αυτά είναι να διαμορφωθούν ελκυστικά σχέδια, τα οποία θα είναι πραγματοποιήσιμα (δεδομένου επιπλέον ότι μια αποδεκτή τιμολόγηση των εκπομπών CO₂ και ηλεκτρισμού μας είναι διαθέσιμη).

Οι παραπάνω στόχοι της παρούσας μελέτης, εντάσσονται ακριβώς στη λογική της βελτιστοποίησης, όσον αφορά σε πρωτοβουλίες επέκτασης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (όπως για παράδειγμα, είναι οι πρωτοβουλίες που σχετίζονται με απελευθερωμένες πολιτικές τιμών ή με τον προσδιορισμό των μεριδίων παραγωγής ενέργειας από κάθε ανταγωνιστική τεχνολογία). Η λογική αυτή απασχολεί ήδη σε σημαντικό βαθμό διαφορετικές ομάδες ενδιαφερομένων, από τους

σχεδιαστές δικτύου μέχρι τους οικονομικούς αναλυτές. Πρόκειται, δηλαδή, για ζήτημα, το οποίο έχει ιδιαίτερο αντίκτυπο στη διαμόρφωση των οικονομικών στοιχείων που συνδέονται με τον ενεργειακό τομέα (δεδομένου ότι ο σχεδιασμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συσχετίζεται με ειδικές μελέτες, όσον αφορά στις πολιτικές αδειοδότησης, στις φορολογικές συνθήκες και στην αστάθεια των τιμών, ενώ η αξιολόγηση των εν χρήσει πολιτικών για την υποβοήθηση των σχεδιαστών έργων συνήθως απαιτεί την πρόβλεψη των μελλοντικών εσόδων και εξόδων), ιδιαίτερα σε σχέση με την κίνηση την οποία παρουσιάζουν τα κόστη τόσο στο επίπεδο της πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας όσο και στο επίπεδο της ενεργειακής αλλά και πετρελαϊκής παραγωγής.

Μας ενδιαφέρει, επομένως, να σταθμίσουμε με ποιους τρόπους επηρεάζονται τα συγκεντρωτικά κόστη ενεργειακής παραγωγής. Από αυτήν την άποψη, αναγκαίος είναι ο συνυπολογισμός της δυναμικής της αγοράς, όπως για παράδειγμα, στη διαμόρφωση της Οριακής Τιμής Συστήματος (System Marginal Prices /SMP) σε σχέση με την αντιστάθμιση των παραγωγών ηλεκτρισμού, ενώ στον υπολογισμό που σχετίζεται με τα κόστη της ενεργειακής παραγωγής, εξίσου σημαντικό είναι να ληφθεί υπόψη η αξιοποίηση οικολογικά φιλικών τεχνολογιών, στο πλαίσιο της εξυπηρέτησης των σύγχρονων περιβαλλοντικών πολιτικών, οι οποίες και επιτάσσουν τη μέγιστη δυνατή προσοχή στην προστασία του περιβάλλοντος. Στην κατανόηση όλων αυτών, θα πρέπει να προστεθεί η γνώση, ότι οι σύγχρονοι επιχειρηματικοί σχεδιασμοί εστίασαν σε διαφορετικές κατά καιρούς μεθόδους: έτσι, αποφάσεις επενδύσεων αρχικά μη αντιστρεπτές, προοδευτικά τείνουν να υποκαθίστανται από εύκαμπτους σχεδιασμούς, ακριβώς στη λογική της βελτιστοποίησης την οποία επιτρέπουν και επιταχύνουν. Με αυτόν τον τρόπο, η συγκεκριμένη λογική είναι δυνατό να συγκροτείται από τη συνάρτηση ανάμεσα στην ελαχιστοποίηση στα κόστη παραγωγής και τον προσδιορισμό του βέλτιστου παραγόμενου μίγματος και τον μονάδων ισχύος που πρέπει να εισαχθούν σ' αυτό, συνάρτηση που έχει περιθώρια έρευνας. Ως προς την πρόβλεψη ακριβώς των εσόδων και εξόδων αλλά και για την διαμόρφωση του οικονομικού πλαισίου, αλλά και σε συνάρτηση με το κύριο ερευνητικό πρόβλημα της μελέτης μας, κρίσιμος αναδεικνύεται ο συνυπολογισμός του τρέχοντος παραγόμενου μίγματος (περίοδος 2007-2011). Κατά το παρελθόν, σε μελέτες ενεργειακών επενδύσεων είχε χρησιμοποιηθεί ευρέως η μέθοδος της αναγωγής σε παρούσα αξία των χρηματοοικονομικών ροών (Discounted Cash Flow-

DCF). Οι μελέτες αυτές ενσωμάτωναν αυθαίρετες αξίες κινδύνου στις τιμές πληθωρισμού, οι οποίες συνάγονταν ότι παρέμεναν σταθερές καθόλη τη διάρκεια λειτουργικής ζωής των έργων. Στην πράξη ωστόσο, χρησιμοποιήθηκαν υψηλές αξίες στις τιμές πληθωρισμού και, ακόμα περισσότερο, λήφθηκαν υπόψη οι άμεσες επενδύσεις.

Δεδομένου μάλιστα ότι τα πεδία της ενεργειακής επένδυσης, του σχεδιασμού επέκτασης και των συσχετιζόμενων αναλογικά στρατηγικών διαφορετικών εκπομπών CO₂ είναι πεδία ανάπτυξης πολλαπλών αβεβαιοτήτων, μπορούν να συμβάλουν ιδιαίτερα, ως προς τη δυνατότητα αναπαράστασής αυτών των τελευταίων, οι αναλύσεις περιπτώσεων (portfolios) του ενεργειακού τομέα (καθώς εστιάζουν σε μη πιθανολογικά ή πιθανολογικά μοντέλα). Εάν, επομένως, το ζήτημα της βελτιστοποίησης σε επίπεδο σχεδιασμού δεν μπορεί παρά να συνδέεται με την ανάλυση των ενεργειακών επενδύσεων, αναγκαία γίνεται η χρήση νέων ισχυρών λογιστικών εργαλείων, που θα είναι δυνατό να εφαρμοστούν σε πολλές μελέτες περίπτωσης (όπως η περίπτωση του Ελληνικού Ενεργειακού Τομέα), κάτι το οποίο και προκύπτει ακριβώς από την παρούσα ανάλυση.

Ο κυριότερος στόχος της παρούσας μελέτης, είναι ο καθορισμός του βέλτιστου ενεργειακού μίγματος, το οποίο απαιτείται σε ετήσια βάση με χρήση του ενδογενούς αλγόριθμου βελτιστοποίησης, με στόχο να καθοριστεί η ενεργειακή πολιτική και η πολιτική αδειοδοτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα επόμενα 38 χρόνια (μέχρι το έτος 2050). Επίσης, να μελετηθεί το μέγεθος της επιρροής της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, στη δομή του Ελληνικού τομέα ενέργειας. Τέλος, να πραγματοποιηθεί σύγκριση των οικονομικών αποτελεσμάτων μεταξύ της χρήσης της μεθόδου της εξέλιξης των οικονομικών δεδομένων για την Ο.Τ.Σ μέσω της Μπραουνιανής Γεωμετρικής Κίνησης (GBM) και της μεθόδου που έχει ως επιπλέον χαρακτηριστικό την είσοδο στον υπολογιστικό κώδικα του ενδογενούς αλγόριθμου εξάρτησης.

2.1. Γενικά στοιχεία ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια, από την στιγμή εισαγωγής της στην καθημερινή ζωή των ανθρώπων, διαδραματίζει πρωτεύοντα ρόλο, κυρίως λόγω της συμβολής της στην ικανοποίηση των βιοτικών τους αναγκών και στη διευκόλυνση της καθημερινότητάς τους. Γι' αυτό τον λόγο, είναι φανερό ότι, από τη πρώτη στιγμή ύπαρξης της ενεργειακής βιομηχανίας, η παραγωγή και διάδοση της ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί σημαντικό παράγοντα που διασφαλίζει την κοινωνική ομαλότητα και ισορροπία.

Ο ηλεκτρισμός έχει, έχει ορισμένα συγκεκριμένα χαρακτηριστικά σύμφωνα με τον Λεκατσά (2003), τα οποία είναι ιδιαίτερος σημαντικά και λαμβάνονται υπόψη σε οποιαδήποτε μελέτη των σύγχρονων απαλευθερωμένων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτά τα χαρακτηριστικά είναι τα παρακάτω:

- Για τις περισσότερες εφαρμογές του ηλεκτρισμού ως αγαθού δεν υπάρχει υποκατάστατο, το δε κόστος των διακοπών ηλεκτρικού ρεύματος για την οικονομία, την δημόσια υγεία και την εθνική ασφάλεια είναι πολύ μεγάλο. Το γεγονός αυτό, σύμφωνα με τον ήδη υπάρχοντα τεχνολογικό εξοπλισμό, καθιστά την βραχυχρονίως προσδιοριζόμενη ζήτηση του αγαθού ηλεκτρισμός εντόνως ανελαστική.
- Ο ηλεκτρισμός, ως αγαθό, είναι ομογενές προϊόν. Αυτό σημαίνει ότι, όταν παρέχεται, μέσω ενός δικτύου, έχει τα ίδια ποιοτικά χαρακτηριστικά (π.χ. τάσεως και συχνότητας, χαρακτηριστικά σταθερά για όλη την Ευρώπη) για όλους τους καταναλωτές, ανεξάρτητα από ποιον παραγωγό προέρχεται η ενέργεια. Έτσι, ο ανταγωνισμός μεταξύ των παραγωγών περιορίζεται μόνο στο επίπεδο της τιμής του προϊόντος, χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας.
- Το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την εγκατάσταση νέου ηλεκτροπαραγωγικού δυναμικού είναι πολύ μεγάλο και τα τελευταία χρόνια έχει αυξηθεί ακόμα περισσότερο λόγω των συχνά υπερβολικών περιβαλλοντικών ελέγχων και περιορισμών που έχουν επιβληθεί. Στην καλύτερη περίπτωση, η εγκατάσταση μίας νέας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τουλάχιστον τρία έτη.

- Δεδομένου ότι δεν υπάρχει οικονομικά βιώσιμη λύση στο θέμα της αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρισμού, απαιτείται η τήρηση σημαντικών περιθωρίων εφεδρείας ισχύος, προκειμένου να υπάρχει πάντοτε δυνατότητα κάλυψης του κυμαινόμενου φορτίου. Αυτό δηλαδή, έχει ως αποτέλεσμα την αναγκαστική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τη στιγμή που απαιτείται για την κατανάλωση.

2.2 Ιστορική αναδρομή

Η «γέννηση» της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας, προσδιορίζεται στα τέλη του 19^{ου} αιώνα. Πιο συγκεκριμένα, το 1881 άρχισε να λειτουργεί η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο Godalming της Αγγλίας, μεταξύ Λονδίνου και Πόρτσμουθ, με ισχύ 746 kW. Η πόλη αυτή απέκτησε και τον πρώτο δημόσιο ηλεκτρικό φωτισμό, αρχικά με 3 λάμπες βολταϊκού τόξου και 7 λάμπες πυρακτώσεως και, αργότερα, με 4 και 27 λάμπες αντίστοιχα. Η γεννήτρια ήταν μονοφασική, της εταιρίας Siemens, και παρείχε 250V/12A με 1.200 στροφές ανά λεπτό. Η κίνηση της γεννήτριας προερχόταν από δύο υδρόμυλους και λειτουργούσε μόνο σε εποχή κανονικών βροχοπτώσεων, διότι δεν ήταν δυνατόν να ελεγχθεί επαρκώς η ροή νερού στο ποτάμι που διέτρεχε την πόλη, σύμφωνα με στοιχεία του κ. Αραμπατζή (1999).

Αυτή αποτέλεσε και την αρχή της ενεργειακής αυτονομίας των μεγάλων αστικών κέντρων. Από το σημείο αυτό και μετά, ο κλάδος της ηλεκτρικής ενέργειας γνώρισε μία ταχύτατη ανάπτυξη, που υποβοηθήθηκε σαφώς και από τη παράλληλα ραγδαία ανάπτυξη της τεχνολογίας. Το έτος 1885 ο William Stanley (1858-1916) υπάλληλος της εταιρίας Westinghouse, κατασκεύασε τον πρώτο μετασχηματιστή ισχύος, με τον οποίο μετέβαλε κατ' επιθυμία την εναλλασσόμενη τάση. Με την αξιοποίηση του μετασχηματιστή, ήταν προφανές ότι θα επικρατούσε οριστικά το εναλλασσόμενο ρεύμα (EP) έναντι του συνεχούς (ΣP), κάτι το οποίο και συνέβη τα αμέσως επόμενα χρόνια, στοιχεία τα οποία παρέθεσε ο Cardwell (2004).

Τις επόμενες δεκαετίες και πιο συγκεκριμένα στα μέσα του 1920, εμφανίστηκαν τα πρώτα Εθνικά Διασυνδεδεμένα Δίκτυα Υψηλής Τάσης, όπως αναφέρει ο κ. Λαμπρίδης (2006). Τα δίκτυα αυτά συνέδεαν μεταξύ τους όλες τις ανεξάρτητες τοπικές εταιρείες παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το τέλος του Β΄ παγκοσμίου πολέμου, σηματοδότησε και την αρχή μαζικής εθνικοποίησης των διασυνδεδεμένων δικτύων, με αποτέλεσμα να δημιουργηθούν τα πρώτα κρατικά μονοπώλια. Τα κρατικά αυτά μονοπώλια, απαρτίζονταν από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού, στις οποίες εκχωρούνταν τα αποκλειστικά δικαιώματα εκμετάλλευσης και δεδομένου ότι η βιομηχανία ηλεκτρισμού έχει ως βασικό παραγωγικό συντελεστή το κεφάλαιο (π.χ. μηχανήματα, εργαλεία, κτίρια) αποτελεί κλάδο εντάσεως κεφαλαίου, οδηγώντας έτσι μαθηματικά στη σταδιακή αυτή εκχώρηση.

Η μονοπωλιακή αυτή αγορά, στηρίχθηκε κυρίως στην άποψη που επικρατούσε τον 20^ο αιώνα, ότι, δηλαδή, ο ηλεκτρισμός είναι κοινωνικό αγαθό, αναπόσπαστο της κοινωνικής ευημερίας και η εξασφάλιση της παροχής του σε όλους σε λογικές τιμές, είναι ευθύνη και υποχρέωση της πολιτείας. Βέβαια, δεν γίνεται να μη ληφθούν υπόψη τα θετικά αποτελέσματα που προέκυψαν από τη κρατική διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας. Κάτω από τον έλεγχο του κράτους, δρομολογήθηκαν και κατασκευάστηκαν έργα τεραστίων διαστάσεων, που απαιτούσαν μεγάλο κεφάλαιο για την υλοποίησή τους, κεφάλαιο το οποίο ακριβώς, μία ιδιωτική επιχείρηση πιθανότατα να μην είχε τη δυνατότητα να συγκεντρώσει. Επιπροσθέτως, ηλεκτροδοτήθηκαν περιοχές άκρως απομονωμένες, με λιγοστούς κατοίκους, κάτι που σε άλλη περίπτωση δεν θα πραγματοποιούνταν, διότι θα κρίνονταν οικονομικά ασύμφορο. Σε γενικές γραμμές, το κρατικό μονοπώλιο της παραγωγής και παροχής ηλεκτρικής ενέργειας υπήρξε αρωγός και διαδραμάτισε σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη πολλών περιοχών κάθε χώρας, χρησιμοποιώντας, ανάλογα με την περιοχή, διαφορετικές τιμολογιακές πολιτικές.

Τις τελευταίες δεκαετίες όμως, παρατηρείται έντονα η μετάβαση των κλασικών κρατικών μονοπωλίων από την ασφάλεια της κρατικής οικονομικής κάλυψης, στο χώρο της ελεύθερης αγοράς, που διέπεται από διαφορετικούς νόμους. Αυτή η μετάβαση οφείλεται κυρίως στις αλλαγές στις κοινωνικές και οικονομικές δομές που παρατηρήθηκαν σε παγκόσμια κλίμακα. Η ηλεκτρική βιομηχανία ενέργειας, ως ένα από τα βασικά και πιο ισχυρά μονοπώλια, άρχισε να δέχεται αλλαγές στις αρχές της δεκαετίας του 1970 στις ΗΠΑ. Οι αλλαγές αυτές στόχευαν στην αναθεώρηση μιας σειράς ρυθμιστικών κανόνων λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, στα πρότυπα της συνθήκης της Ρώμης του 1957, στην οποία στηρίζεται και η Ευρωπαϊκή κοινότητα και κατά τη περίοδο 1986-1988, η Επιτροπή (Commission) άρχισε να εξετάζει και να προτείνει μεταρρυθμίσεις στο τρόπο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού, με στόχο τη δημιουργία μιας Ενιαίας Ευρωπαϊκής Αγοράς Ηλεκτρισμού, που θα αντικατοπτρίζονταν και στην εσωτερική αγορά ηλεκτρισμού κάθε χώρας-μέλους. Η συνθήκη της Ρώμης προσδιόριζε το πλαίσιο της μετάβασης της ενιαίας αγοράς, από μονοπωλιακή αγορά σε ανταγωνιστική (και μερικώς ιδιωτικοποιημένη). Οι μελέτες και οι προσπάθειες για πραγματική μεταρρύθμιση, οδήγησαν τελικά στην Οδηγία 96/92/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 19^{ης} Δεκεμβρίου 1996 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία άρχισε σταδιακά να εφαρμόζεται από τις 19-2-1997.

Οι πιέσεις που οδήγησαν παγκοσμίως στη μετάβαση αυτή, είχαν ως βάση το επιχείρημα, ότι η ανάπτυξη και η αποδοτικότητα του ενεργειακού τομέα, μπορεί να επέλθει μόνο από την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας. Η απελευθέρωση αυτή στη πράξη θα έδινε τη δυνατότητα σε παραγωγούς (κρατικούς και μη) να εισέλθουν στην αγορά και να συμμετάσχουν ενεργά στη παραγωγή και προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας, διαμορφώνοντας την αγορά εκ νέου και τοποθετώντας τα θεμέλια για μία ανταγωνιστική αγορά που θα ωφελούσε όλους τους συμμετεχόντες.

Η μετάβαση προς αυτή τη κατεύθυνση ευνοήθηκε κυρίως από τη πτωτική πορεία της τιμής του φυσικού αερίου, την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη δημιουργία πρόσφορου οικονομικού εδάφους για επενδύσεις σε τέτοιου τύπου πηγές. Ο πιο σημαντικός παράγοντας όμως, είναι η ραγδαία πρόοδος της τεχνολογίας, η οποία έδωσε τη ρεαλιστική δυνατότητα στους ιδιώτες παραγωγούς (μικρούς ή μεγάλους) να κατασκευάσουν αποδοτικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δίνοντας τους την ευκαιρία να πραγματοποιήσουν επενδύσεις και να εισέλθουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

2.3 Παράγοντες- Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

2.3.1 Κοινοτική Οδηγία 96/92/EK

Η κοινοτική οδηγία 96/92/EK εκδόθηκε την 19η Δεκεμβρίου του 1996 και αναρτήθηκε στην επίσημη εφημερίδα του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου την 30η Ιανουαρίου 1997.

Η οδηγία 96/92/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 19ης Δεκεμβρίου 1996, σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, σηματοδοτεί το δεύτερο στάδιο ελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Κοινότητα. Με τη σταδιακή εισαγωγή του ανταγωνισμού στα κράτη μέλη και το άνοιγμα των εθνικών αγορών σκοπεύεται η δημιουργία εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Πιο συγκεκριμένα, με αυτή την οδηγία, δίνεται η δυνατότητα στα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σε περιπτώσεις κατά τις οποίες ο ελεύθερος ανταγωνισμός δεν μπορεί να εξασφαλίσει την ασφάλεια του εφοδιασμού, την προστασία των καταναλωτών και τη προστασία του περιβάλλοντος, να επιβάλλουν στις εταιρείες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών κοινής ωφέλειας. Σύμφωνα με τα παραπάνω, οι υποχρεώσεις αυτές περιλαμβάνουν κυρίως τη σε τακτά χρονικά διαστήματα και αδιάκοπη παροχή ηλεκτρικού ρεύματος, την ασφάλεια, συμπεριλαμβανομένης της ασφάλειας εφοδιασμού, καθώς επίσης και την ποιότητα της προσφερόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Ιδιαίτερη μνεία στην οδηγία, γίνεται στην προστασία του περιβάλλοντος.

Με τη συγκεκριμένη οδηγία, όπου γίνεται σαφές το πλαίσιο αδειοδότησης των ιδιωτών για τη κατασκευή νέων εγκαταστάσεων παραγωγής, τα κράτη μέλη μπορούν να επιλέγουν μεταξύ διαδικασίας χορήγησης αδείας ή/και συστήματος πρόσκλησης υποβολής προσφορών. Οι άδειες χορηγούνται και οι προσκλήσεις υποβολής προσφορών πραγματοποιούνται σύμφωνα με αντικειμενικά διαφανή και αμερόληπτα κριτήρια.

Επιπλέον, τα κράτη μέλη ορίζουν ή ζητούν από τις επιχειρήσεις που είναι ιδιοκτήτριες των δικτύων διανομής ή υπεύθυνες για αυτά, να ορίσουν διαχειριστή υπεύθυνο για την εκμετάλλευση, την εξασφάλιση της συντήρησης και, εάν χρειάζεται, την ανάπτυξη του δικτύου διανομής σε μια δεδομένη ζώνη, καθώς και

των διασυνδέσεων του με άλλα δίκτυα. Ο διαχειριστής του δικτύου διανομής φροντίζει να διασφαλίζει την ασφάλεια, αξιοπιστία και αποδοτικότητα του δικτύου στη ζώνη που καλύπτει, σεβόμενος δεόντως το περιβάλλον. Ο διαχειριστής οφείλει να απέχει από κάθε διάκριση μεταξύ των χρηστών ή των κατηγοριών χρηστών του δικτύου, και ιδίως από διακρίσεις υπέρ των θυγατρικών επιχειρήσεων ή των μετόχων του. Κατά την κατανομή των φορτίων στις εγκαταστάσεις παραγωγής, το κράτος μέλος δικαιούται να επιβάλει στο διαχειριστή του δικτύου διανομής την απόδοση προτεραιότητας στις εγκαταστάσεις παραγωγής που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή απορρίματα ή που παράγουν συνδυασμένα ενέργεια και θερμότητα.

Οι εταιρείες παραγωγής ηλεκτρισμού οφείλουν να καταρτίζουν, να δημοσιεύουν και να υποβάλουν σε έλεγχο τους ετήσιους λογαριασμούς τους. Η κοινοτική οδηγία εξασφαλίζει το δικαίωμα πρόσβασης, που έχουν τα κράτη-μέλη καθώς και οι αρμόδιες για την επίλυση διαφορών αρχές, στους λογαριασμούς των επιχειρήσεων παραγωγής, μεταφοράς ή διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, τους οποίους και συμβουλεύονται κατά τη διάρκεια των ελέγχων τους. Τέλος, οι εταιρείες παραγωγής υποχρεούνται να έχουν ξεχωριστούς λογαριασμούς για τις δραστηριότητες της παραγωγής, της μεταφοράς και της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να αποφεύγονται διακρίσεις, διασταυρούμενες επιχορηγήσεις και στρεβλώσεις του ανταγωνισμού.

Τέλος, γίνεται διάκριση των πελατών σε επιλέγοντες και μη επιλέγοντες. Επιλέγοντες, είναι οι πελάτες στους οποίους δίνεται το δικαίωμα να επιλέγουν την προμήθεια ηλεκτρικού ρεύματος από προμηθευτή δικής τους επιλογής και πρόκειται για καταναλωτές ρεύματος υψηλής και μέσης τάσης. Μη επιλέγοντες είναι οι πελάτες, οι οποίοι καθώς δεν έχουν δικαίωμα επιλογής του προμηθευτή ηλεκτρικού ρεύματος για την ικανοποίηση των αναγκών τους, το προμηθεύονται υποχρεωτικά από κρατικές εταιρείες και πρόκειται για καταναλωτές ρεύματος μέσης τάσης. Στην Ελλάδα συγκεκριμένα, τους μη επιλέγοντες πελάτες, τους προμηθεύει η Δ.Ε.Η. Προφανώς, με την εφαρμογή της Κοινοτικής οδηγίας, απελευθερώνεται η αγορά ενέργειας και πραγματοποιείται προσπάθεια να μεταβούν όλοι οι πελάτες στην πρώτη κατηγορία.

2.3.2 Νόμος 2773/99

Ο νόμος αυτός καθορίζει το βασικό πλαίσιο ρύθμισης της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τέθηκε σε εφαρμογή από τον Φεβρουάριο του 2001, σύμφωνα με την Οδηγία 96/92 της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Ο συγκεκριμένος νόμος προβλέπει ειδικότερα:

- Την σύσταση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) ως ανεξάρτητης και αυτοτελούς διοικητικής αρχής που εποπτεύεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης.
- Την σύσταση του Διαχειριστή του Ηλεκτρικού Συστήματος που θα εποπτεύεται από την ΡΑΕ.
- Την απελευθέρωση της παραγωγής και εκμετάλλευσης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τεχνολογίες με βάση τις ΑΠΕ, τη Συμπαρογωγή αλλά και από την ηλεκτροπαραγωγή μέσω συμβατικών τεχνολογιών.
- Την μετατροπή της ΔΕΗ σε Ανώνυμη Εταιρεία.

2.4 Παράγοντες της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Οι παράγοντες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι ακόλουθοι:

1. Οι παραγωγοί
2. Οι προμηθευτές
3. Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.)
4. Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.)
5. Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.)

1) Παραγωγοί

Ως παραγωγοί χαρακτηρίζονται όλοι όσοι κατέχουν άδεια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και όχι εκείνοι οι οποίοι απλά διαθέτουν τις απαραίτητες εγκαταστάσεις. Η άδεια για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τους χορηγείται από

τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, σύμφωνα πάντα με τους ισχύοντες νόμους σχετικά με την αδειοδότηση ιδιωτών.

2) Προμηθευτές

Στους προμηθευτές ανήκουν οι έμποροι, οι ιδιώτες και η Δ.Ε.Η., οι οποίοι προμηθεύουν με ενέργεια τους επιλέγοντες πελάτες του Συστήματος, έπειτα από σύναψη εμπορικών συμβολαίων. Στην περίπτωση των μη επιλεγόντων πελατών, το ρόλο του προμηθευτή τον αναλαμβάνει αποκλειστικά η Δ.Ε.Η [36].

3) Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η οποία συγκροτήθηκε τον Ιούλιο του 2000, αποτελεί ανεξάρτητη διοικητική αρχή, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, όπως αυτή αναπτύσσεται – τόσο μονοσήμαντα στην Ελληνική αγορά - όσο και όπως αυτή λειτουργεί και αναπτύσσεται σε σχέση με τις ξένες αγορές ενέργειας, και ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται.

Η ΡΑΕ συστήθηκε με το νόμο 2773/22-12-99, ο οποίος τροποποιήθηκε με το άρθρο 5 του νόμου 2837/2000, είναι ανεξάρτητη διοικητική αρχή και έχει κυρίως γνωμοδοτικές και εισηγητικές αρμοδιότητες στον τομέα της ενέργειας. Δημιουργήθηκε στο πλαίσιο της εναρμόνισης της ελληνικής νομοθεσίας με την Κοινοτική Οδηγία 96/92 και συνδυάζεται με την πολιτική του εκσυγχρονισμού των ενεργειακών αγορών στην Ελλάδα.

Ο ρόλος της ΡΑΕ είναι κυρίως γνωμοδοτικός. Στόχος της ΡΑΕ, είναι να διευκολύνει τον ελεύθερο και υγιή ανταγωνισμό στην ενεργειακή αγορά, με σκοπό τη βέλτιστη και οικονομικότερη εξυπηρέτηση του καταναλωτή (ιδιώτη και επιχείρησης) αλλά και την επιβίωση της μικρομεσαίας επιχείρησης ως φορέα ανάπτυξης και απασχόλησης, μέσα από την εξεύρεση νέων ευκαιριών. Παρακολουθεί και εισηγείται για τις τιμές, τη λειτουργία της αγοράς και τις αδειοδοτήσεις. Πληροφορεί και βοηθά τους επενδυτές και τους καταναλωτές, σε περίπτωση που αυτό είναι αναγκαίο.

Σκοπός της ΡΑΕ επίσης, είναι να εξασφαλίσει με θεσμικό τρόπο, συμβατό με τους μηχανισμούς της απελευθερωμένης αγοράς, τους μακροχρόνιους στρατηγικούς στόχους της ενεργειακής πολιτικής και την εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος. Τέτοιοι στόχοι είναι η επαρκής, αξιόπιστη και ισότιμη τροφοδοσία όλων των

καταναλωτών, η ασφάλεια τροφοδοσίας της χώρας, το περιβάλλον, η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι νέες τεχνολογίες, η αποτελεσματική χρήση και προμήθεια ενέργειας και η εξασφάλιση επαρκούς υποδομής για την ενέργεια.

Ως ανεξάρτητη αρχή, η ΡΑΕ αναλαμβάνει πολλαπλούς ρόλους:

- γνωμοδοτεί, εισηγείται μέτρα,
- ελέγχει την αγορά, τον ανταγωνισμό και τις τιμές
- προσέχει για τον καταναλωτή, το περιβάλλον και το δημόσιο συμφέρον
- επιβλέπει τη λειτουργία των συστημάτων προμήθειας ενέργειας
- πληροφορεί, αναλύει την πολιτική και στρατηγική στην ενέργεια, αναπτύσσει διάλογο
- εισηγείται και παρακολουθεί τις κανονιστικές διατάξεις και αδειοδοτήσεις
- καλλιεργεί διεθνείς σχέσεις και συνεργασίες.

Τέλος, η ΡΑΕ αναλαμβάνει διεθνείς συνεργασίες, τόσο με τις χώρες των Βαλκανίων και της Ευρασίας, όσο και στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η ΡΑΕ φιλοδοξεί να αναπτύξει τους ίδιους μηχανισμούς και στο πλαίσιο της Βαλκανικής Αγοράς Ενέργειας, στην οποία η Ελλάδα δίνει μεγάλη προτεραιότητα, καθώς θεωρείται μία από τις αγορές που έχουν τη δυνατότητα να αναπτυχθούν και να προσφέρουν αφενός μεν μεγάλα κέρδη στους παραγωγούς, αφετέρου δε μεγάλα οφέλη στους καταναλωτές. (www.rae.gr)

4) Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.)

Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι Ανώνυμη Εταιρεία, της οποίας η ύπαρξη υποδείχθηκε επίσης με τον νόμο Ν.2773/22-12-99 και συστήθηκε με το ΠΔ328/2000.

Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. έχει δύο βασικούς ρόλους:

Ο πρώτος είναι να φροντίζει, ώστε να διατηρείται σταθερή η ισορροπία παραγωγής - κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, με τρόπο όσο το δυνατόν οικονομικά αποδοτικότερο, αξιόπιστο, ασφαλή και ποιοτικά αποδεκτό.

Ο δεύτερος είναι να λειτουργεί ως ένα είδος χρηματιστηρίου που υπολογίζει κάθε μέρα, σε επίπεδο διμερών συναλλακτικών σχέσεων (παραγωγός/προμηθευτής - πελάτης), ποιος οφείλει σε ποιον. Ανήκει κατά 51% στο Ελληνικό Δημόσιο και κατά 49% στις Ελληνικές εταιρείες παραγωγής ενέργειας.

Οι κάτοχοι άδειας θα αποκτούν μετοχές κατ'αναλογία της παραγωγικής τους δυναμικότητας και σε συνάρτηση με τη συνολική παραγωγική δυναμικότητα, που είναι συνδεδεμένη εκείνη τη χρονική στιγμή στο Δίκτυο. Ο Διαχειριστής υποχρεούται να πληρώνει οικονομικό αντάλλαγμα για τη χρήση του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρική Ενέργειας, αποκλειστικός ιδιοκτήτης του οποίου παραμένει η Δ.Ε.Η., η οποία και θα πρέπει να αποζημιωθεί για τις υπηρεσίες της.

Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε έχει την ευθύνη μιάς σειράς διαδικασιών:

- Το μετρητικό σύστημα, που, επίσημα πιστοποιημένο, αποτελεί διαδικασία της ευθύνης του Διαχειριστή του Συστήματος. Η ενέργεια που παράγεται, διακινείται και καταναλώνεται, πρέπει να μετράται κατά τρόπο αξιόπιστο, ακριβή και μη αμφισβητούμενο από τους παράγοντες της αγοράς.
- Την ορθή Κατανομή Φορτίου, διαδικασία ιδιαίτερα σημαντική. Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα ιδιότυπο εμπορικό αγαθό και, σύμφωνα με τον ήδη υπάρχοντα τεχνολογικό εξοπλισμό, δεν αποθηκεύεται και, επομένως, θα πρέπει ανά πάσα στιγμή να παράγεται ακριβώς όση καταναλώνεται. Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε είναι αυτός που υπαγορεύει το ποιός σταθμός θα παράγει και πόσο. Η Κατανομή Φορτίου στους σταθμούς γίνεται έτσι ώστε να διατηρούνται τα ποιοτικά χαρακτηριστικά, να υπάρχει ελάχιστο κόστος λειτουργίας και να υπάρχει σεβασμός των διμερών εμπορικών σχέσεων πελάτη-προμηθευτή.
- Για τη διατήρηση της αξιοπιστίας του Συστήματος και των ποιοτικών χαρακτηριστικών της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στον καταναλωτή, απαιτούνται επικουρικές υπηρεσίες, αγοράζει με διαφανείς διαδικασίες από τους παραγωγούς της αγοράς.
- Την εκκαθάριση, διαδικασία απολύτως συναρτημένη με την απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, που αφορά στον προσδιορισμό του ποιος οφείλει σε ποιόν. Για την Ελληνική αγορά, έχει επιλεγεί ένα σύστημα διμερών κατά βάση εμπορικών σχέσεων, μεταξύ, δηλαδή, καταναλωτή και προμηθευτή-

παραγωγού. Ο Διαχειριστής του Συστήματος δεν παρεμβαίνει στα διμερή αυτά συμβόλαια. Όμως, για μια πλειάδα λόγων, ορισμένες φορές είτε κάποιοι παραγωγοί αδυνατούν να εισάγουν στο σύστημα το ποσοστό ενέργειας που τους αναλογεί είτε η ζήτηση είναι μικρότερη της παραγωγής τους. Αυτή η απόκλιση μετράται και τιμολογείται από το Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος υπαγορεύει σε κάθε ελλειμματικό παραγωγό το τί θα πληρώσει σε κάποιον πλεονασματικό παραγωγό. Αυτή ακριβώς η διαδικασία ονομάζεται εκκαθάριση της αγοράς και οργανώνεται με τρόπο ώστε να ενθαρρύνεται η οικονομική λειτουργία του Συστήματος.

- Τη συντήρηση του συστήματος και την περαιτέρω ανάπτυξή του, ώστε να υποδεχθεί νέους παραγωγούς και νέους πελάτες, που αποτελεί μία πολύ βασική λειτουργία του Διαχειριστή του Συστήματος. Η συντήρηση αυτή επιβαρύνει την ΔΕΗ, ενώ οι επεκτάσεις χρεώνονται με βάση πολύ συγκεκριμένους κανόνες που περιλαμβάνονται στους κώδικες.
- Τέλος, τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Συστήματος αφορούν στην υποστήριξη και περαιτέρω ανάπτυξη της αγοράς και στην ενημέρωση των ενδιαφερομένων. Ο Διαχειριστής του Συστήματος κάνει προβλέψεις για τις ανάγκες του συστήματος, σε βραχυπρόθεσμη, μεσοπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη βάση, δημοσιεύει εκτιμήσεις, εισηγείται βελτιώσεις στους κανόνες της αγοράς και διαχείρισης του Συστήματος και εξασφαλίζει μια υψηλού βαθμού διαφάνεια στη λειτουργία της αγοράς, στη διαχείριση του Συστήματος και στην ίδια τη λειτουργία της εταιρίας. Ουσιαστικά, κάθε ενέργεια του Διαχειριστή του Συστήματος δρομολογείται μέσω του διαδικτύου στο οποίο και εμφανίζεται.

5) Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.)

Η Δ.Ε.Η. (από τη 1.1.2001) λειτουργεί πλέον ως ανώνυμη εταιρεία, ενώ από το τέλος του 2001 (12.12.2001) έχει εισαχθεί στα χρηματιστήρια Αξιών Αθηνών και Λονδίνου. Στο σύγχρονο περιβάλλον της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού είναι μία πλήρως καθετοποιημένη επιχείρηση με διάφορους τομείς δραστηριότητας (Ορυχείων, Παραγωγής, Μεταφοράς, Εμπορίας και Διανομής). Δηλαδή, η Δ.Ε.Η. ελέγχει την παραγωγή της

ηλεκτρικής ενέργειας, από τη συλλογή του λιγνίτη μέχρι την τελική μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας στον καταναλωτή.

Η Δ.Ε.Η ελέγχει τη συντριπτική πλειοψηφία της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος στην Ελλάδα. Η ισχύς αυτή προέρχεται από μονάδες:

1. Λιγνιτικές
2. Πετρελαϊκές
3. Υδροηλεκτρικές
4. Φυσικού αερίου
5. Αιολικές
6. Φωτοβολταϊκές
7. Καύσης βιομάζας

Επιπροσθέτως, η Δ.Ε.Η., όπως προαναφέρθηκε, αποτελεί τον αποκλειστικό κάτοχο και ιδιοκτήτη του Δικτύου Διανομής και του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Βάσει καταστατικού, σκοπός της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού είναι:

α) Η άσκηση εμπορικής και βιομηχανικής δραστηριότητας στον τομέα της ενέργειας, στην Ελλάδα και στο εξωτερικό. Στη δραστηριότητα αυτή περιλαμβάνονται:

- (1) Η μελέτη, η επίβλεψη, η κατασκευή, η εκμετάλλευση, η συντήρηση και η λειτουργία εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως και δικτύων μεταφοράς και διανομής,
- (2) η προμήθεια καθώς και η πώληση ηλεκτρικής ενέργειας,
- (3) η εξόρυξη, η παραγωγή και η προμήθεια ενεργειακών πρώτων υλών,
- (4) η ανάθεση με σύμβαση κάθε τέτοιου έργου σε τρίτους.

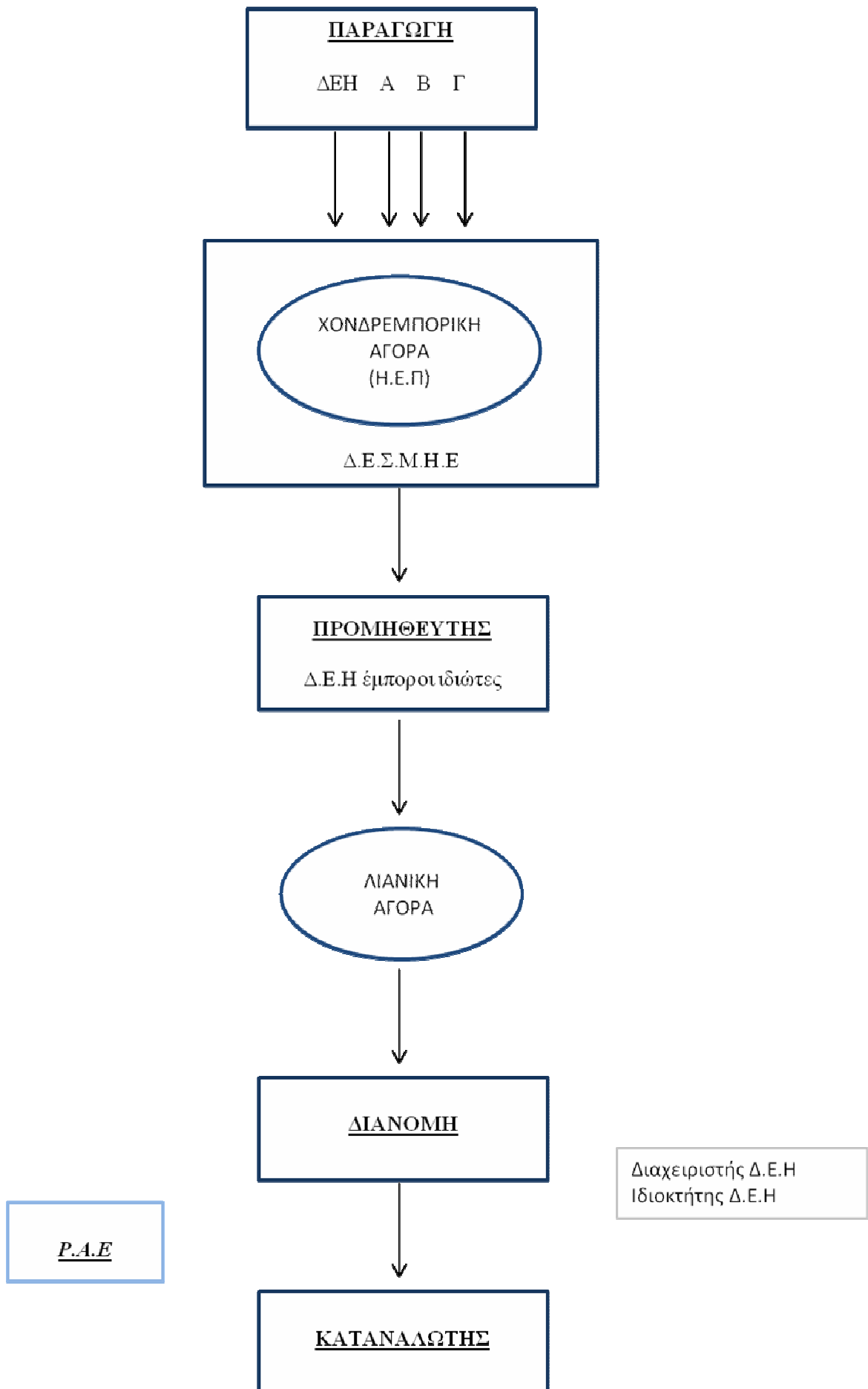
β) Η άσκηση εμπορικής και βιομηχανικής δραστηριότητας στον τομέα των τηλεπικοινωνιών, η παροχή υπηρεσιών προς τρίτους σε θέματα μελέτης, διαχείρισης

και επίβλεψης Έργων, η παροχή υπηρεσιών οργάνωσης και πληροφορικής προς τρίτες επιχειρήσεις, καθώς και η εκμετάλλευση κάθε είδους περιουσιακών στοιχείων της εταιρείας.

γ) Η ίδρυση εταιρειών, η συμμετοχή σε κοινοπραξίες καθώς και η απόκτηση μετοχών άλλων εταιρειών, ελληνικών ή ξένων και εν γένει η συμμετοχή σε επιχειρήσεις, που έχουν σκοπό παρεμφερή με αυτούς οι οποίοι περιγράφονται στα στοιχεία α και β της παρούσας παραγράφου, ή των οποίων η δραστηριότητα συνδέεται άμεσα ή έμμεσα με τους σκοπούς της εταιρείας ή οι οποίοι έχουν ως σκοπό την αξιοποίηση της περιουσίας, κινητής ή ακίνητης, της εταιρείας και την εκμετάλλευση των πόρων της.

Τέλος, η Δ.Ε.Η. είναι ο Διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς και διανομής στα μικρά μη διασυνδεδεμένα νησιά. Είναι υποχρεωμένη, βάσει νόμου, να απορροφά την ενέργεια, η οποία παράγεται από ανανεώσιμες πηγές καθώς επίσης και το πλεόνασμα της ενέργειας, που παράγουν οι μικροί αυτοπαραγωγοί, στην περίπτωση όπου το πλεόνασμα αυτό προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ή από συμπαραγωγή.

2.5 Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας



2.6 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

2.6.1 Βραχυχρόνια κατανομή πόρων

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός συνιστά τη χονδρεμπορική αγορά ενέργειας. Στόχος του Η.Ε.Π είναι ο βέλτιστος προγραμματισμός της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων του Ελληνικού Συστήματος, των μονάδων παραγωγής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και της διαθέσιμης ενέργειας που αποκτάται από τις εισαγωγές, έτσι ώστε να καλύπτεται η ενεργειακή ζήτηση της χώρας (συμπεριλαμβανομένων και των προσυμφωνηθέντων εξαγωγών). Αρμόδιος για την κατάστρωση του Η.Ε.Π. είναι ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.).

Μέσω του Η.Ε.Π, επιδιώκεται να επιτευχθεί η αποδοτικότερη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της χώρας, σε συνδυασμό με το μικρότερο δυνατό κόστος, συμβάλλοντας κατ'αυτό τον τρόπο στη μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου, καθώς και των επικουρικών υπηρεσιών την επόμενη ημέρα ενώ παράλληλα τηρούνται οι περιορισμοί του Συστήματος μεταφοράς.

Συγκεντρωτικά:

- Με την επίλυση του Η.Ε.Π, προσδιορίζεται ο τρόπος λειτουργίας κάθε μονάδας την επόμενη ημέρα.
- Η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του Η.Ε.Π, ονομάζεται Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ).
- Η ΟΤΣ είναι η ενιαία τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τους προμηθευτές και η τιμή με την οποία αμείβονται οι παραγωγοί

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι εξής επιμέρους αγορές-μηχανισμοί:

1. Αγορά ενέργειας:

- Καλύπτονται οι ποσοτικές ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε χρονική στιγμή της επόμενης ημέρας.
- Εκτιμάται η ζήτηση με χρήση στατιστικών στοιχείων, μετεωρολογικών κλπ

- Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών και υδροηλεκτρικών και ΑΠΕ) και οι εισαγωγείς.
 - Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί)
2. Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών:
- Καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και της αξιοπιστίας τροφοδότησης τους.
 - Κάλυπτει τη διαφορά μεταξύ προβλεπόμενης ζήτησης (προηγούμενης ημέρας) και πραγματικής
 - Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών και υδροηλεκτρικών και ΑΠΕ) και οι εισαγωγείς.
 - Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί)
3. Μηχανισμός αγοράς για τη χωροθέτηση της παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης.

Με το μηχανισμό αυτό παρέχονται κίνητρα ώστε οι νέες μονάδες παραγωγής να βρίσκονται όσο το δυνατόν εγγύτερα στα κέντρα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, σε περιπτώσεις όπου αυτό κρίνεται αναγκαίο. Μ' αυτόν τον τρόπο, προβλέπεται αυξημένη συμμετοχή στην ετήσια χρέωση χρήσεως συστήματος των παραγωγών του βορρά, καθώς και αυξημένη αμοιβή παραγωγών στο νότο, κατά τις λίγες ώρες που παρατηρείται συνωστισμός στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από το βορρά στο νότο.

2.6.2 Μακροχρόνια κατανομή πόρων

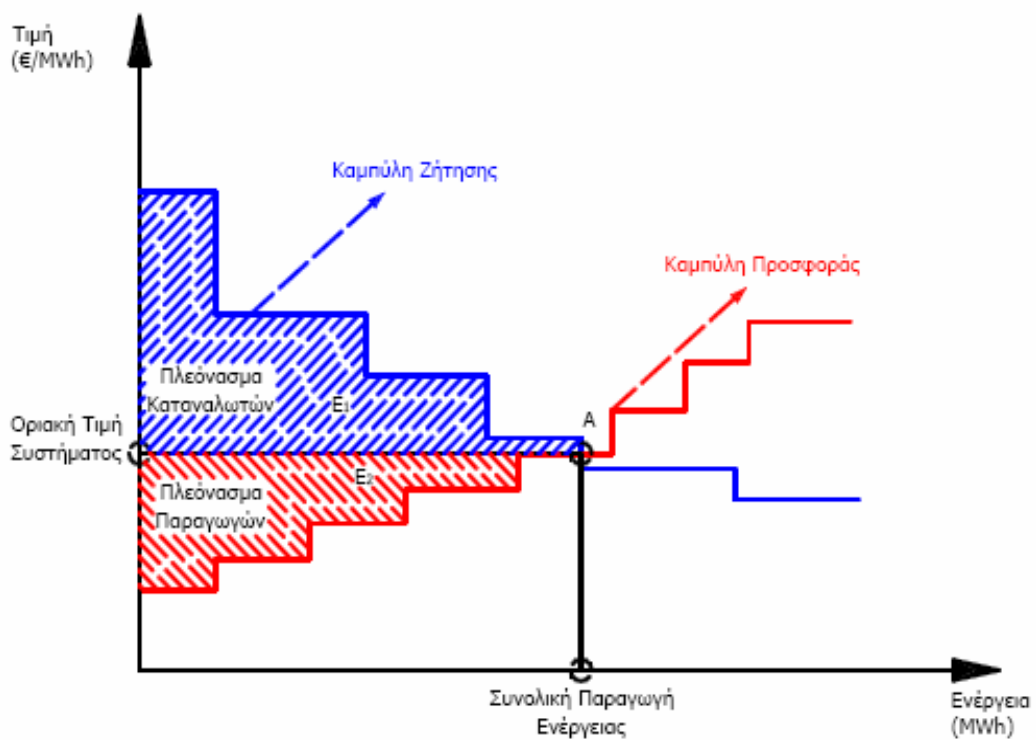
Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος: δημιουργήθηκε για να εξασφαλίζει την επάρκεια και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροχρόνια βάση αμείβοντας την αξιοπιστία κάθε Μονάδας.

Ο κύριος στόχος του μηχανισμού Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος είναι η μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου του παραγωγού αλλά και του προμηθευτή. Έτσι, ο παραγωγός λαμβάνει αμοιβή έναντι του κόστους κεφαλαίου επένδυσης και ο προμηθευτής, μέσω της μείωσης του ρίσκου του παραγωγού,

εξασφαλίζει την αποφυγή υπερβολικά υψηλών τιμών στην καθημερινή Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών.

2.7 Μέθοδος υπολογισμού της Οριακής Τιμής Συστήματος

Η ΟΤΣ προκύπτει από τη δημιουργία των καμπυλών προσφοράς (από τους παραγωγούς) και ζήτησης (από τους προμηθευτές) ενέργειας και σύμφωνα με τον Ρεντιζέλα (2007) έχουμε:



Η καμπύλη προσφοράς προκύπτει ως εξής:

Οι παραγωγοί κατέχουν μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συγκεκριμένης ισχύος. Ανάλογα με την ισχύ που παράγει κάθε μονάδα (MW), οι παραγωγοί τιμολογούν (€/MWh). Οι μονάδες που χρησιμοποιούν ΑΠΕ έχουν προκαθορισμένη τιμή και έχουν πάντα προτεραιότητα. Στη συνέχεια, δημιουργείται ένας πίνακας, που περιέχει όλες τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τοποθετημένες κατά αύξουσα σειρά ανάλογα με τη τιμή προσφοράς της ενέργειας από τους παραγωγούς.

ΠΙΝΑΚΑΣ (ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ)

Σταθμός παραγωγής	Ισχύς (MW)	Τιμή προσφοράς (€/MWh)
X	50	0 (ΑΠΕ)
Ψ	150	30
Z	350	50

ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΟΣ ΠΙΝΑΚΑΣ

Σταθμός παραγωγής	Ισχύς (MW)	Τιμή προσφοράς (€/MWh)
X	50	0 (ΑΠΕ)
Ψ	200	30
Z	550	50

Η καμπύλη ζήτησης προκύπτει ως εξής:

Διατυπώνεται η ζητούμενη ενέργεια και η τιμή που είναι διατεθειμένοι να πληρώσουν οι προμηθευτές. Έπειτα, διαμορφώνεται ένας πίνακας που περιέχει όλες τις επιθυμητές ποσότητες ενέργειας με τις αντίστοιχες τιμές τους κατά φθίνουσα σειρά, ανάλογα με τη τιμή προσφοράς από τους προμηθευτές.

ΠΙΝΑΚΑΣ (ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ)

MW	€/MWh
100	100
200	70
300	55

ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΟΣ ΠΙΝΑΚΑΣ

Ισχύς (MW)	Τιμή (€/MWh)
100	100
300	70
600	55

Από τους δύο παραπάνω πίνακες, δημιουργούμε τις αντίστοιχες καμπύλες, στο σημείο όπου τέμνονται, βρίσκεται η ΟΤΣ.

3.Βιβλιογραφική επισκόπηση

3.1 Ανάλυση μέσης διακύμανσης φακέλου (portfolio).

Η ανάλυση μέσης διακύμανσης (mean variance portfolio analysis), ως οικονομική θεωρία, αναπτύχθηκε από το κάτοχο Νόμπελ στα οικονομικά Harry Markowitz (1952, 1959). Αποτελεί τον βασικό γνώμονα ανάπτυξης και σχεδιασμού της μελέτης μας, όπως στη μελέτη που πραγματοποιήθηκε αρχικά από τους Bar-Lev and Katz (1976) και Gotham and Suriya (2010)

Στη μελέτη των Bar-Lev and Katz (1976), ερευνάται η βιομηχανία των ΗΠΑ και, πιο συγκεκριμένα, κατά πόσο αποτελεσματικά εκμεταλλεύεται τους πόρους εν ανεπαρκεία, ενώ χρησιμοποιείται η προσέγγιση μέσω της ανάλυσης μέσης διακύμανσης στο πρόβλημα προμήθειας ορυκτών καυσίμων. Μακροπρόθεσμες συμβάσεις με ρήτρες αναπροσαρμογής τιμών σε βάθος 10 με 20 χρόνων, υπογράφονταν από τις βιομηχανίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με στόχο τη κάλυψη του 70%-80% των αναγκών τους σε ορυκτά καύσιμα και οι υπολειπόμενες ανάγκες τους καλύπτονταν με επί τόπου παραγγελίες. Η πληθώρα ενεργειακών μιγμάτων, που προέκυψαν από τη μελέτη, ελαχιστοποιούσε την αναμενόμενη αύξηση του κόστους των καυσίμων, συνυπολογίζοντας συγκεκριμένο ύψος κινδύνου (πληθωρισμός, επιτόκια κλπ). Η θεώρηση ότι η μεταβολή και η διακύμανση συντελεστών και παραγόντων αποτελεί κίνδυνο, συγκροτεί τη βάση της μεθόδου ανάλυσης μέσης διακύμανσης. Τα αποτελέσματα της παραπάνω έρευνας, χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση κερδών αλλά και μεγάλο ρίσκο, αν και τα ενεργειακά μίγματα των βιομηχανιών που προέκυψαν είναι σε μεγάλο βαθμό διαφοροποιημένα.

Στη μελέτη των Gotham and Suriya (2010), η ανάλυση της μέσης διακύμανσης ξεκινά με το προσδιορισμό των μέσων τιμών, των διακυμάνσεων και των συνδιακυμάνσεων του κόστους ανά μονάδα παραγωγής ενέργειας και προκύπτει μέσω πλήθους συνδιασμών τεχνολογίας-καυσίμου. Στη συγκεκριμένη μελέτη, ο συντελεστής φορτίου σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, υπολογίστηκε μέσω της ανάλυσης μέσης διακύμανσης για τη διαφοροποίηση των καυσίμων (συμμετοχή διαφορετικών τύπων καυσίμου στο ενεργειακό μίγμα). Τα κόστη καυσίμων και το κόστος λειτουργίας των μονάδων παραγωγής ενέργειας, που δεν είναι

ντετερμινιστικά (δηλαδή δεν είναι σταθερά με το πέρασμα των ετών) επηρεάζουν τις μέσες δαπάνες καθώς και τις διακυμάνσεις αυτών. Τα σταθερά κόστη και το κόστος επένδυσης για τη δημιουργία μίας μονάδας παραγωγής ενέργειας συμβάλλουν στο αναμενόμενο κόστος. Εν συνεχεία, στη μελέτη εισήχθη από τους συντάκτες ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, που επιζητά, δηλαδή, το βέλτιστο συνδυασμό τεχνολογίας/καυσίμου, ώστε να ελαχιστοποιηθεί η διακύμανση του αναμενόμενου κόστους. Από τη βελτιστοποίηση, προκύπτει ως λύση ένα διάγραμμα μέσου κόστους-διακυμάνσεων το οποίο αποτελείται από τα σημεία των δύο καμπυλών που συμπίπτουν, για μία πληθώρα τιμών ανεμενόμενου κόστους. Μία λογική επιλογή του μίγματος καυσίμων, αποτελεί οποιαδήποτε λύση επαληθεύει τα παραπάνω σημεία του διαγράμματος. Η ακριβής λύση του προβλήματος, επιλέγεται αναλόγως το ρίσκο που είναι διατεθειμένος να αναλάβει αυτός που λαμβάνει την απόφαση και σχεδιάζει την ενεργειακή πολιτική της βιομηχανίας, εταιρείας, χώρας κλπ.

3.2 Στοχαστικό μοντέλο

Στην περίπτωση μας, μία μη γραμμική ρουτίνα SQP, είναι ενσωματωμένη σε ένα στοχαστικό αλγόριθμο προγραμματισμού. Αυτή η μέθοδος οδηγεί σε μια και μόνο στρατηγική για όλο το χρονικό ορίζοντα της μελέτης μας και λειτουργεί με το μέσο όρο όλων των στοχαστικών εισόδων των μελλοντικών καταστάσεων.

Η προσέγγιση ενός ενεργειακού προβλήματος μέσω του στοχαστικού προγραμματισμού έχει χρησιμοποιηθεί επιτυχώς και σε παρελθοντικές έρευνες για τη προγραμματισμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υπό αβεβαιότητα. Οι μελέτες οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν ως παράδειγμα, και στι οποίες στηρίχθηκε και η δική μας έρευνα είναι των Heinrich et al (2007), Kumbaroglu et al (2008) και των Tolis and Rentizelas (2010).

Στη μελέτη των Heinrich et al (2007), αναπαριστάται η βιομηχανία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Νοτίου Αφρικής, με τη χρήση μερικής ισοροπίας στη προσέγγιση E3 μοντελοποίησης και επέκταση της προσέγγισης, με σκοπό να συμπεριληφθούν οι πολλαπλοί στόχοι υπό το φως επιλεγμένων και συγκεκριμένων αβεβαιοτήτων. Η ενεργειακή-περιβαλλοντική-οικονομική μοντελοποίηση (E3-energy–environment–economic), παρέχει σημαντικές πληροφορίες για τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής για τις εταιρείες παροχής

ηλεκτρικής ενέργειας, που με τη καθοδήγηση μέσα από το συγκεκριμένο μοντέλο επιλέγουν ένα βιώσιμο μονοπάτι ανάπτυξης. Η εμπλοκή με τις αξίες και τις προτιμήσεις των ενδιαφερομένων και τη διερεύνηση των συμβιβασμών μεταξύ ανταγωνιστικών στόχων, για την αντιμετώπιση της υποκείμενης αβεβαιότητας, αποτελούν τις μεγάλες προκλήσεις που αντιμετωπίζει η μοντελοποίηση Ε3. Η επέκταση της Ε3 μοντελοποίησης, με σκοπό να συμπεριληφθούν οι πολλαπλοί στόχοι κάτω από επιλεγμένες και συγκεκριμένες αβεβαιότητες, επιτυγχάνεται με την επιβολή οικονομικών κυρώσεων σε μη κοστοβόρα χαρακτηριστικά, ώστε να αναγκαστεί η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου να ελαχιστοποιηθεί, προκειμένου να ικανοποιήσει και τα μη κοστοβόρα κριτήρια. Σημαντικό πλεονέκτημα της συγκεκριμένης μελέτης, είναι το γεγονός ότι παρουσιάζει ευελιξία στην αβεβαιότητα της ανάπτυξης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα οποιαδήποτε μελλοντική αλλαγή να μπορεί να εισαχθεί με στοχαστικό προγραμματισμό, ανατρέχοντας στο αρχικό μοντέλο. Με την εισαγωγή ενός κόμβου απόφασης κατά μήκος του χρονικού ορίζοντα της μελέτης, με στόχο η πραγματική εξέλιξη των γεγονότων και των επιλογών να μπορεί να ενσωματωθεί στο μοντέλο και στη διαδικασία σχεδιασμού, η εξέλιξη της τεχνολογίας περιλαμβάνεται ως πτυχή στο μοντέλο. Υπολογίζοντας δεόντως την αβεβαιότητα της ζήτησης και μέσα από την ανάλυση των ιστορικών δεδομένων για τα κόστη που παρουσιάζονται και την ορθή και λογική ερμηνεία της αγοράς, μπορεί ο στοχαστικός προγραμματισμός να αποτελέσει σημαντικό εργαλείο ώστε να επιτευχθεί ο στόχος της εκάστοτε πολιτικής.

Στη μελέτη των Kumbargolu et al (2008), η εμπειρική ανάλυση, βασίζεται σε στοιχεία για τη Τουρκική βιομηχανία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Το παρόν μοντέλο, αξιολογεί αναδρομικά μια σειρά από εναλλακτικές επενδύσεις, χρόνο με το χρόνο. Πιο συγκεκριμένα, στα πλαίσια μίας δυναμικής διαμόρφωσης προγραμματισμού, παρουσιάζεται ένα μοντέλο σχεδιασμού επενδύσεων, στο οποίο ενσωματώνονται πληροφορίες από τη καμπύλη μάθησης για τις ανανεώσιμες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, παρέχοντας τη δυνατότητα ανάλυσης πραγματικών επιλογών. Παρόλα αυτά, η προοπτική διάδοσης των ανανεώσιμων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ευαίσθητη στη καθυστέρηση μιας μη αναστρέψιμης επενδυτικής δαπάνης, λαμβάνοντας υπόψη την ευελιξία που παρέχεται από το υπολογιστικό μοντέλο. Η τιμή της ζήτησης για το φορτίο αιχμής, όσο προοδεύει η απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρείται ότι

είναι όλο και περισσότερο ελαστική και γραμμικά εξαρτώμενη από το εύρος του «ανοίγματος» της αγοράς. Η αστάθεια των τιμών, για το μέσο όρο της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και για τις τιμές των καυσίμων εισόδου, εισάγεται μέσω στοχαστικών διαδικασιών. Η μελέτη, εκτός από τις γενικές επιπτώσεις που έχει η επιλογή μίας συγκεκριμένης ενεργειακής πολιτικής, παρέχει μερικές ενδιαφέρουσες ιδέες σχετικά με τις επιπτώσεις της αβεβαιότητας, όσον αφορά στη διάδοση των διαφόρων αναδυόμενων τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η μελέτη των Tolis and Rentizelas (2010), αναπαριστά διαφορετικές ενεργειακές πολιτικές. Πιο συγκεκριμένα, η ανάλυση εφαρμόζεται για διαφορετικές τιμές για την ηλεκτρική ενέργεια και των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, από τη κλειστή αγορά ενέργειας μέχρι την πλήρως απελευθερωμένη αγορά. Η συγκεκριμένη μελέτη, ασχολείται εκτενώς με τη συστηματική έρευνα φακέλων (portfolios) του τομέα της ενέργειας, αναπτύσσοντας έναν αριθμό διακριτών σεναρίων, που αφορούν στην ηλεκτρική ενέργεια και στα επιτρεπτά όρια τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Η ανάλυση παρουσιάζει τις βέλτιστες προσθήκες φορτίου, οι οποίες θα πρέπει να παραγγελθούν ετησίως από κάθε ανταγωνιστική τεχνολογία, για να βελτιωθεί σημαντικά η οικονομία και η βιωσιμότητα του συστήματος. Ένας αλγόριθμος στοχαστικού προγραμματισμού χωρίς αναδρομή, αποτελεί τη βάση της προσέγγισης για τη μοντελοποίηση, ο οποίος χρησιμοποιείται για τη βελτιστοποίηση, υπό το φως ενός μεγάλου πλήθους αβεβαιοτήτων των οικονομικών του ενεργειακού τομέα. Η χρονικά εξαρτώμενη αντικειμενική συνάρτηση, υποβάλλεται σε ποικίλους κοινωνικούς περιορισμούς και περιορισμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι πρέπει να αντιμετωπιστούν επιτυχώς στους τομείς της ενέργειας και γι' αυτό ακριβώς το σκοπό, χρησιμοποιούμε μια ρουτίνα ακολουθιακού τετραγωνικού προγραμματισμού, που εφαρμόζεται για όλη τη περίοδο μελέτης. Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν, ότι οι υψηλότερες τιμές ηλεκτρικού ρεύματος, οδηγούν σε υψηλότερες οικονομικές αποδόσεις από τη παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος, ανεξάρτητα από το ύψος των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, οι οποίες, και αυτές με τη σειρά τους, επηρεάζουν τις οικονομικές αποδόσεις. Επιπλέον, προκύπτει ότι ακολουθώντας το προτεινόμενο σχεδιασμό αδειοδότησης, θα μπορούσε να είναι δυνατή η μεσοπρόθεσμη μείωση των εκπομπών CO₂ ανά MWh κατά 30%. Στη παρούσα μελέτη, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι ευνοϊκές συνθήκες που μπορεί να δημιουργηθούν για επενδυτές, οι οποίοι επιθυμούν να εισέλθουν στις

αγορές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, από την επιχορήγηση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με τα υψηλά επιτρεπόμενα όρια τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂.

3.3 Χρηματιστήριο ρύπων και επενδυτικές αποφάσεις.

Το χρηματιστήριο ρύπων και πιο συγκεκριμένα οι τιμές για τις εκπομπές ρύπων, επηρεάζουν τις επενδυτικές αποφάσεις και έχουν αντίκτυπο στο χρόνο, το μέγεθος και τις χρηματοροές των επενδυτικών αποφάσεων.

Η συγκεκριμένη επιρροή των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, έχουν μελετηθεί εκτενώς σε παρελθοντικές μελέτες. Οι μελέτες οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν ως βάση στη μελέτη μας και για την συναγωγή συμπερασμάτων είναι των Laurikka and Koljonen (2004)

Η συγκεκριμένη μελέτη αναπτύσσεται γύρω από τις επιπτώσεις του χρηματιστηρίου ρύπων στην απόφαση για επενδύσεις στη Φιλανδία. Πιο συγκεκριμένα, αφορά σε επιχειρήσεις, οι οποίες επεξεργάζονται το εάν θα επενδύσουν ή μη στην έκδοση αδειών και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στον τομέα παραγωγής ενέργειας εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης και οι οποίες επηρεάζονται άμεσα από τις επιπτώσεις του χρηματιστηρίου ρύπων (European Union Emission allowance Trading Scheme- EU ETS). Αρχικά, εξετάζεται το κατά πόσο ο χρόνος, το μέγεθος και οι χρηματοροές των επενδυτικών αποφάσεων επηρεάζονται από το χρηματιστήριο ρύπων, ενώ εξετάζεται επίσης και μέσω ποιου μηχανισμού παρουσιάζεται αυτή η επιρροή στις επενδυτικές αποφάσεις. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται ανάλυση των προβλεπόμενων αλλαγών για το επενδυτικό περιβάλλον των Φινλανδών παραγωγών ενέργειας και εξετάζονται οι οικονομικές επιπτώσεις του EU ETS, σε μία υποθετική περίπτωση επένδυσης ενός σταθμού παραγωγής ενέργειας (250MWe). Η ανάλυση, λαμβάνοντας υπόψη την μελλοντική αξία του χρήματος, έχει επεκταθεί, έτσι ώστε να συμπεριληφθεί η αξία δύο επιλογών που παρουσιάζονται στη πραγματική αγορά: η επιλογή ή του να αναβληθεί η επένδυση για αργότερα ή του να χωριστεί σε τμήματα. Οι επιπτώσεις της εμπορίας ρύπων σε μια ποσοτική αξιολόγηση των επενδύσεων αποτελεί συνδυασμό του αναμενόμενου επιπέδου των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών, με τη μεταβλητότητα των τιμών αυτών και τη συσχέτιση τους με την ηλεκτρική ενέργεια και τις τιμές των

καυσίμων εκπομπών. Τα αποτελέσματα της μελέτης δείχνουν ότι η αβεβαιότητα σχετικά με την κατανομή των δικαιωμάτων εκπομπής είναι κρίσιμη στο επίπεδο μιας ποσοτικής αξιολόγησης των επενδύσεων για μονάδες παραγωγής ισχύος που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα.

4. Μαθηματικό μοντέλο

4.1 Χρονικά εξαρτημένες επενδύσεις υπό αβεβαιότητα

Μεγάλος αριθμός υπολογιστικών αλγορίθμων έχουν εφαρμοστεί τα τελευταία χρόνια με στόχο την αναπαράσταση μίας στοχαστικά μεταβαλλόμενης μεταβλητής. Η εξέλιξη των διάφορων στοχαστικών μεταβλητών που συμμετέχουν στην ανάλυση και καθορίζουν την πληρότητα, την ακρίβεια και την αποτελεσματικότητα των ευκαιριών των ενεργειακών επενδύσεων, αποτελούν παράγοντα εξάρτησης της ανάλυσης περιπτώσεων του ενεργειακού τομέα υπό την επίδραση πολλών αβεβαιοτήτων.

Για τη προσομοίωση στάσιμων και μη-στάσιμων χρονικών ακολουθιών, στον αλγόριθμο της μελέτης μας, χρησιμοποιούνται μοντέλα αυτοπαλινδρόμησης (autoregressive models-AR) όπως παρουσιάστηκαν από τους Box et al (1994) ενώ, ο χειρισμός διακριτών σημείων του χρόνου, γίνεται από αλγόριθμους τυχαίας προσπέλασης όπως αναλύθηκαν Øksendal (2000), που μπορούν να θεωρηθούν ως αυτόνομες οντότητες αυτοπαλίνδρομων μοντέλων.

Ένα μοντέλο AR, είναι ένας τύπος τυχαίας διαδικασίας (μία συλλογή στοχαστικών μεταβλητών για την αναπράσασταση της εξέλιξης μίας στοχαστικής ποσότητας ή συστήματος στο πέρασμα του χρόνου) που χρησιμοποιείται συχνά για να μοντελοποιήσει και να προβλέψει ένα μεγάλο εύρος τύπων φυσικών φαινομένων. Τα AR μοντέλα, είναι μία ομάδα γραμμικών προβλέψεων που προσπαθούν να προβλέψουν και να υπολογίσουν την έξοδο ενός συστήματος με βάση προηγούμενα αποτελέσματα. Ο ορισμός του μοντέλου AR είναι:

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-i} + \varepsilon_t \quad (1)$$

όπου $\varphi_1, \dots, \varphi_p$ είναι οι παράμετροι του μοντέλου, c είναι μία σταθερά (συχνά χρησιμοποιείται για απλοποίηση του μοντέλου) και ε_t είναι το σφάλμα.

Στην υπολογιστική πράξη του αλγορίθμου, τα παραπάνω εφαρμόζονται μέσω της Γεωμετρικής Κίνησης Μπράουν (Geometric Brownian Motion-GBM) και των μοντέλων Μέσης Αντιστροφής (Mean reversion-MR). Τα μοντέλα μέσης αντιστροφής παραγώγων, όπως παρουσιάστηκαν από τους Vasicek (1977) και Cox et

al (1985)-(CIR model), χρησιμοποιούνται κυρίως για τη πρόβλεψη των ποσοστών των επιτοκίων και του πληθωρισμού. Η ακρίβεια και το υπολογιστικό κόστος των ανωτέρω αλγορίθμων τυχαίας προσπέλασης, μπορεί να εξαρτάται από τους επιλυτές που χρησιμοποιούνται, και που αποτελούνται κυρίως από ρουτίνες Euler–Maruyama όπως αναλύθηκαν από τον Kloeden (1999). Επιπλέον, η ακρίβεια και το υπολογιστικό κόστος των ανωτέρω αλγορίθμων μπορεί να εξαρτάται από αριθμό των δοκιμών επίλυσης του προβλήματος με επιλυτές Monte-Carlo, όπως αυτοί διατυπώθηκαν από τον Glasserman (2004), που χρησιμοποιούνται για να υπολογίζουν το μέσο των λογαριθμικών λύσεων, ο οποίος αναφέρθηκε από τους Tolis and Rentizelas (2011).

Η Γεωμετρική Κίνηση Μπράουν (Geometric Brownian Motion-GBM) είναι μία συνεχής στο χρόνο στοχαστική διαδικασία, στην οποία ο λογάριθμος της τυχαίως μεταβαλλόμενης ποσότητας ακολουθεί τη Μπραουνιανή κίνηση με συγκεκριμένο ρυθμό. Η Μπραουνιανή κίνηση, είναι η κατά προσέγγιση τυχαία κίνηση των σωματιδίων παρασυρόμενων σε ένα υγρό ή αέριο ή το μαθηματικό μοντέλο που χρησιμοποιείται για να περιγραφεί η τυχαία κίνηση σε ένα σύστημα (συμπεριλαμβανομένων και των τυχαίων κινήσεων-μεταβολών των οικονομικών μεγεθών).

Η Μέση Αντιστροφή (Mean reversion-MR) είναι μία έννοια που χρησιμοποιείται μερικές φορές για μελέτη αποθεμάτων αλλά και για άλλους τομείς. Σε γενικούς όρους, η ουσία της συγκεκριμένης έννοιας είναι η υπόθεση που πραγματοποιείται ότι και οι ελάχιστες και οι μέγιστες τιμές του αποθέματος είναι προσωρινές και ότι η τιμή του αποθέματος τείνει να εναρμονιστεί ή να ταυτιστεί με τη μέση τιμή στη πάροδο του χρόνου.

Η μέθοδος Monte-Carlo είναι ένας τύπος υπολογιστικών αλγορίθμων, που βασίζονται στην επαναλαμβανόμενη τυχαία δειγματοληψία για την παρουσίαση αποτελεσμάτων. Οι μέθοδοι Monte-Carlo χρησιμοποιούνται για την υπολογιστική αναπράσταση φυσικών και μαθηματικών συστημάτων. Αυτές οι μέθοδοι είναι περισσότερο κατάλληλες για υπολογισμούς μέσω υπολογιστή, όταν είναι αδύνατος ο υπολογισμός αποτελεσμάτων μέσω ενός ντετερμινιστικού αλγορίθμου.

Η μέθοδος Euler–Maruyama, στα μαθηματικά, είναι μία μέθοδος για την αριθμητική προσέγγιση λύσης μίας στοχαστικής διαφορικής εξίσωσης. Πρόκειται για

μία γενίκευση της μεθόδου του Euler για τις συνήθεις διαφορικές εξισώσεις, στις στοχαστικές διαφορικές εξισώσεις. Η παραπάνω μέθοδος περιγράφεται ως εξής:

Εξετάζουμε τη διαφορική εξίσωση με μορφή:

$$dX_t = a(X_t)dt + b(X_t)dW_t \quad (2)$$

Με αρχική κατάσταση $X_0 = x_0$, όπου W_t είναι το διαφορικό και υποθέτουμε ότι επιθυμούμε να λύσουμε αυτή τη στοχαστική διαφορική εξίσωση στο διάστημα $[0, T]$. Τότε, η προσέγγιση Euler–Maruyama στη πραγματική λύση X είναι η αλυσίδα Markov Y ορισμένη ως ακολούθως:

- Σπάμε το διάστημα $[0, T]$ σε N ίσα υποδιαστήματα μεγέθους $\delta > 0$:

$$0 = \tau_0 < \tau_1 < \dots < \tau_N = T \text{ και } \delta = T/N$$

- Θέτουμε $Y_0 = x_0$
- Ορίζουμε αναδρομικά Y_n for $1 \leq n \leq N$ από

$$Y_{n+1} = Y_n + a(Y_n)\delta + b(Y_n)\Delta W_n$$

Όπου

$$\Delta W_n = W_{\tau_{n+1}} - W_{\tau_n}$$

Οι πιο σημαντικές διεργασίες που επηρεάζουν την Οριακή Τιμή Συστήματος (Ο.Τ.Σ), αντικατοπτρίζονται στις στοχαστικές μεταβλητές που θα χρησιμοποιηθούν στην ανάλυση των ενεργειακών επενδύσεων, των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας και των καυσίμων, της κοστολόγησης των εκπομπών CO₂, όπως επίσης και της ενεργειακής ζήτησης, όπως αυτές διατυπώθηκαν και αναλύθηκαν από τους . Li et al (2011), Fuss et al (2009) και Laurikka and Koljonen (2006). Στη συγκεκριμένη μελέτη, εισάγονται επίσης ο παράγοντας της προεξόφλησης των παραγωγών και των επιτοκίων που εισάγουν νέες αβεβαιότητες στο μοντέλο. Οι Ingersoll, Ross και Tolis [33] δείχνουν ότι η μεταβλητότητα των επιτοκίων μπορεί να αποτελεί ένα σημαντικό παράγοντα για την λήψη επενδυτικών αποφάσεων. Η εναλλαγή μεταξύ της απόφασης επένδυσης ή μη επένδυσης αναλύεται λαμβάνοντας υπόψη διαφορετικές μεθόδους στοχαστικά εξελισσόμενων επιτοκίων μέσω των μοντέλων όπως παρουσιάστηκαν από τους Vasicek (1977) και Cox et al (1985)-(CIR model).

Τα μοντέλα GBM και MR εφαρμόστηκαν πρόσφατα για την αναπαράσταση της εξέλιξης των στοχαστικών τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας από τους Laurikka and Koljonen (2006) και τους Kumbarglu et al (2008).

Στα οικονομικά μαθηματικά, το μοντέλο του Vasicek περιγράφει την εξέλιξη των επιτοκίων. Είναι ένας τύπος μοντέλου ενός παράγοντα, αφού περιγράφει την εξέλιξη των επιτοκίων οδηγούμενων από μόνο έναν παράγοντα, αυτόν του κινδύνου της αγοράς (market risk). Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιείται επίσης, για τον υπολογισμό των παραγώγων των επιτοκίων και έχει υιοθετηθεί από τις πιστωτικές αγορές, παρόλο ότι η εφαρμογή του μοντέλου αυτή είναι κατ'ορισμό λάθος, διότι εισάγει αρνητικές πιθανότητες.

Το μοντέλο του Vasicek προσδιορίζει το στιγμιαίο επιτόκιο, που ακολουθεί τη παρακάτω στοχαστική διαφορική εξίσωση:

$$dr_t = a(b - r_t)dt + \sigma dW_t \quad (3)$$

Το μοντέλο CIR, εισήχθη το 1985 από τους John C. Cox, Jonathan E. Ingersoll και Stephen A. Ross, ως επέκταση του μοντέλου του Vasicek.

Σε πιο πρόσφατες μελέτες, υποστηρίχθηκε ότι η μοντελοποίηση των επιτοκίων μπορεί να συμβάλει στην εξάλειψη των κινδύνων τους οποίους προκαλούν οι παραδοχές, έτσι ώστε να μειωθεί η αβεβαιότητα του μοντέλου. Το κόστος κεφαλαίου για μία επένδυση, μπορεί να μειωθεί με την πάροδο των ετών, λόγω του ότι η παγκόσμια εμπειρία σε παρόμοια έργα έχει ως άμεσο αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους υλοποίησης λόγω πρότερης εμπειρίας. Αυτό, στη πράξη, στον αλγόριθμο μας γίνεται εισάγοντας περισσότερα χρονικά εξαρτημένα χαρακτηριστικά στην ανάλυση των ενεργειακών επενδύσεων.

4.2 Ενεργειακοί φάκελοι (portfolios), αντίκτυπος ενεργειακής τιμολόγησης και ανάλυση κινδύνου.

Η ανάλυση της μέσης διακύμανσης επεκτάθηκε σε ένα ευρύ φάσμα ενεργειακών μειγμάτων σύμφωνα με πρόσφατες μελέτες. Οι Bar-Lev and Katz (1976), ήταν αυτοί οι οποίοι εισήγαγαν τη μεθοδολογία της μέσης διακύμανσης στην ανάλυση φακέλου (portfolio) για το ορυκτά καύσιμα στο τομέα ενέργειας. Έχει πραγματοποιηθεί εκτενής μελέτη σε περιπτώσεις (portfolios) μέσης διακύμανσης, με

στόχο τον έλεγχο διαφορετικών μέτρων κινδύνου σε διάφορες εφαρμογές, όπως στη μελέτη των Roques et al (2008). Για τον έλεγχο και τον σχεδιασμό των ενεργειακών χαρτοφυλακίων και τη βέλτιστη κατανομή των θέσεων (δηλαδή ως προς το ποιά τεχνολογία θα χρησιμοποιείται για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας), σε ώρες αιχμής και σε ώρες μη αιχμής ανάλογα με τα συμβόλαια που καθορίζουν τις τιμές (με τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας), έχουν προταθεί πλαίσια μέσης διακύμανσης όπως αναλύθηκαν από τους Gotham et al (2002), που μπορούν να εξυπηρετήσουν ορθά τη παραπάνω διαδικασία όπως διατυπώθηκε από τους Huisman et al (2009). Οι βασικές διαφορές αναφορικά με τον επαύριο (day-ahead) κίνδυνο-ρίσκο που προσδιορίζεται, ανά μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ως μέτρο υπολογισμού του σχετικού κόστους για την αντιστάθμιση και αντιμετώπιση του κινδύνου για τις επαύριον (day-ahead) αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, έχει αποδειχθεί ότι αποτελούν τη βάση των βέλτιστων κατανομών του ενεργειακού μίγματος. Η επιρροή της διαχείρισης κινδύνου (risk management) έχει επίσης αναλυθεί περαιτέρω στις μελέτες των Svensson et al (2009) και Vahidinasab and Jadid (2009), οι οποίες αφορούν αποκλειστικά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή σε λειτουργίες πολλαπλών στόχων που αποτελούνται από τη συνδυασμένη παραγωγή θερμότητας και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, υπό την αβεβαιότητα (μη καθορισμένης και σταθερής) ζήτησης. Η απόδοση κυρώσεων κόστους σε μη-κοστοβόρα χαρακτηριστικά, με στόχο να αναγκάσει τη βελτιστοποίηση να ικανοποιήσει κριτήρια που δεν προσθέτουν επιπλέον κόστος (εικονικά κόστη για να προσαρμοστούν οι παράγοντες, εκεί όπου είναι κάθε φορά επιθυμητό), είχε ως άμεσο ζητούμενο την επίτευξη της ορθής λειτουργίας συστημάτων που είχαν πολλαπλούς στόχους. Η μεταβλητότητα των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τους Krey et al (2007), εκτός από καθορισμένους παράγοντες (π.χ. τιμή καυσίμων κλπ), ευθύνονται τόσο οι υπεύθυνοι για τη παροχή της, όσο και η αλληλεπίδραση της με τους παράγοντες και τα εκάστοτε δεδομένα της. Η λήψη της απόφασης για τη λύση ενός προβλήματος στον ενεργειακό τομέα, υποβοηθείται από εργαλεία τα οποία αναλύθηκαν από τον Turton (2008) και έχουν αναπτυχθεί, αναζητώντας βέλτιστες λύσεις καθολικά εφαρμόσιμες και λαμβάνοντας υπόψη τις οικονομικές και χρηματοπιστωτικές συνθήκες και τους περιορισμούς που επιβάλλονται σε παγκόσμιο επίπεδο.

Η βελτιστοποίηση του γενικού ενεργειακού προγραμματισμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως αναπτύχθηκε από τους Madlener et al (2005) και Kumbarglu et al (2008) αποτελεί από μόνη της διακριτή κατηγορία έρευνας.

Η παρούσα διπλωματική εργασία, μπορεί να τοποθετηθεί σε αυτή τη κατηγορία έρευνας, στην οποία διερευνάται η βέλτιστη δομή της ηλεκτροπαραγωγής, μέσα από το πρίσμα των επενδυτικών ευκαιριών. Η εύρεση της βέλτιστης χρονικής στιγμής για μία επένδυση και η αξιοποίηση της από τους εκάστοτε επενδυτές, μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα το να οδηγήσει σε βέλτιστο σύστημα, δηλαδή σε μεγιστοποίηση της NPV (Καθαρής Παρούσας Αξίας), δίνοντας κατ' αυτόν τον τρόπο, τη σημαντική δυνατότητα σημαντικών πιθανοτήτων κέρδους για τους ενδιαφερόμενους (συμμετέχοντες στο «παιχνίδι» παραγωγής-ζήτησης και επενδυτές). Αντίθετα, η χρήση μη- βέλτιστων ενεργειακών μίγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει ως αποτέλεσμα τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής να λειτουργούν υπό μη κερδοφόρες και αποδοτικές οικονομικές συνθήκες.

Η βελτιστοποίηση του τομέα (portfolio) της ενέργειας βασίζεται άρρηκτα στη βελτιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης του συστήματος, που αντιπροσωπεύεται από τη NPV του συστήματος (ενεργειακός τομέας). Η αντικειμενική αυτή συνάρτηση πρέπει να βελτιστοποιηθεί ικανοποιώντας παράλληλα ένα πλήθος περιορισμών που επιβάλλεται να ληφθούν υπόψη. Το αποτέλεσμα της παραπάνω βελτιστοποίησης, καθορίζει το ενεργειακό μίγμα για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, για το οποίο η NPV του συστήματος μεγιστοποιείται, σημειώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο, ποια είναι η βέλτιστη χρονική στιγμή κατά την οποία πρέπει να πραγματοποιηθούν οι επενδύσεις, καθώς και τα μέγιστα φορτία για κάθε τεχνολογία, που επιτρέπεται να παραγγελθούν σε ένα συγκεκριμένο χρονικό σημείο.

Ο αλγόριθμος που αναπτύσσεται στη συγκεκριμένη διπλωματική εργασία (και ο οποίος θα παρουσιαστεί εκτενώς στα επόμενα κεφάλαια), βελτιστοποιεί το ενεργειακό μίγμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και περιλαμβάνει λειτουργίες για το χειρισμό των λειτουργικών μη-γραμμικών σχέσεων, των συνόλων που περιλαμβάνουν μεγάλο αλληλοσυνδεδεμένο πλήθος μεταβλητών και των περιορισμών που εμπεριέχονται στη συγκεκριμένη μελέτη περίπτωσης. Πλήθος από αβεβαιότητες εισάγονται στον αλγόριθμο, ενώ παράλληλα, οι Λανγκρανιανές λειτουργίες (Langrangian functions), σε πολλές περιπτώσεις γίνονται ασυνεχείς,

εξαιτίας διάφορων αλγοριθμικών καταστάσεων, εμποδίζοντας έτσι το να προκύψουν ομαλά, γενικά και καθολικά στην εφαρμογή αποτελέσματα: δηλαδή, εξαιτίας των αβεβαιοτήτων και των παραδοχών που λαμβάνονται στη μελέτη μας, είναι φυσικό τα αποτελέσματα μας να μην είναι ντετερμινιστικά.

Αλγόριθμοι που χρησιμοποιούνται ευρέως σε επιχειρησιακές εφαρμογές της έρευνας, έχουν παρουσιασθεί πρόσφατα από τους Nocedal and Wright (1999) με αξιόπιστο εύρος εισροών αβεβαιοτήτων, που δίνουν ακριβή (όσο αυτό είναι δυνατό λόγω των αβεβαιοτήτων) αποτελέσματα μέσα σε αποδεκτό υπολογιστικό χρόνο. Τέτοιοι αλγόριθμοι είναι αξιόπιστοι, όμως οι ακολουθιακοί τετραγωνικοί (Sequential Quadratic Programming-SQP) επιλυτές, είναι ανώτεροι και σε ακρίβεια και σε αξιοπιστία.

Οι ρουτίνες SQP είναι βασισμένες στις εξισώσεις Karush–Kuhn–Tucker (KKT) όπως αναλύθηκαν από τον Schittkowski (1985), οι οποίες αποτελούνται από έναν συνδυασμό της Λανγκρανιανή διατύπωσης της αντικειμενικής συνάρτησης και του συνόλου των περιορισμών που επιβάλλονται στη κάθε μελέτη περίπτωσης (business case). Οι επιλυτές SQP, χρησιμοποιούνται για την προσέγγιση των εξισώσεων KKT με κυρτή τετραγωνική διαμόρφωση, εξασφαλίζοντας έτσι τη συνέχεια των εξισώσεων. Επιπλέον, η κυρτότητα αποτελεί αναγκαία και επαρκή προϋπόθεση για τις προς επίλυση KKT εξισώσεις όπως αναφέρθηκε από τον Fletcher (1987), οδηγώντας σε μία καθολική βελτιστοποίηση της τετραγωνικής προσέγγισης,

Ο ακολουθιακός τετραγωνικός προγραμματισμός (SQP) είναι μια επαναληπτική μέθοδος για μη γραμμική βελτιστοποίηση. Η SQP, χρησιμοποιείται για προβλήματα για τα οποία η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί είναι δύο φορές συνεχώς διαφορίσιμοι.

Οι μέθοδοι SQP χρησιμοποιούνται για την επίλυση μιας ακολουθίας υπο-προβλημάτων βελτιστοποίησης, κάθε μία από τις οποίες έχει ως στόχο τη βελτιστοποίηση ενός τετραγωνικού μοντέλου του αντικειμενικού στόχου (τελικό μοντέλο βελτιστοποίησης) που υπόκειται σε γραμμικοποίηση των περιορισμών του. Αν το πρόβλημα δεν έχει περιορισμούς (κάτι που δεν ισχύει στη περίπτωση μας), τότε η μέθοδος ουσιαστικά προσαρμόζεται στα πρότυπα της Νευτώνιας μεθόδου για τον υπολογισμό ενός σημείου, όπου η κλίση του στόχου εξαφανίζεται. Αν το πρόβλημα έχει μόνο περιορισμούς ισότητας, τότε, η μέθοδος SQP είναι ισοδύναμη

με τη μέθοδο εφαρμογής του Νεύτωνα για τους πρώτους όρους βελτιστοποίησης ή με τις Karush-Kuhn-Tucker συνθήκες του προβλήματος. Οι SQP μέθοδοι έχουν τη δυνατότητα να εφαρμοστούν σε πλήθος υπολογιστικών προγραμμάτων, συμπεριλαμβανομένων NPSOL, NLPQL, OPSYC, OPTIMA, MATLAB, και SQP. Στη περίπτωση μας, χρησιμοποιήθηκε το MATLAB.

Η βασική δομή ενός αλγορίθμου επίλυσης SQL είναι:

Ένα πρόβλημα μη-γραμμικού προγραμματισμού της μορφής:

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ b(x) \geq 0 \\ c(x) = 0 \end{aligned}$$

Η Λαγκρανιανή μορφή για το πρόβλημα αυτό είναι:

$$L(x, \lambda, \sigma) = f(x) - \lambda^T b(x) - \sigma^T c(x) \quad (4)$$

Όπου, λ και σ είναι οι Λαγκρανιανοί πολλαπλασιαστές. Σε μία επανάληψη x_k , ο βασικός τετραγωνικός προγραμματιστικός αλγόριθμος ορίζει την κατάλληλη κατεύθυνση έρευνας d_k για το τετραγωνικό υποπρόβλημα προγραμματισμού.

$$\begin{aligned} \min L(x_k, \lambda_k, \sigma_k) + \nabla L(x_k, \lambda_k, \sigma_k)^T d + \frac{1}{2} d^T \nabla^2_{xx} L(x_k, \lambda_k, \sigma_k) d \\ b(x_k) + \nabla b(x_k)^T d \geq 0 \\ c(x_k) + \nabla c(x_k)^T d = 0 \end{aligned}$$

Εισάγεται η έννοια του στοχαστικού προγραμματισμού (stochastic programming), που είναι μια μέθοδος μοντελοποίησης για προβλήματα βελτιστοποίησης που εμπεριέχουν μεταβλητές και περιορισμούς με έντονο το στοιχείο της αβεβαιότητας (προβλήματα τα οποία προσπαθούν σε μεγάλο βαθμό να αντικατοπτρίσουν την αβεβαιότητα που συναντάμε στη καθημερινότητα μας). Η αβεβαιότητα αυτή προκύπτει από την έλλειψη αξιόπιστων δεδομένων (π.χ. τη μη εύρεση κατάλληλων πηγών και προσπάθεια προσαρμογής των δεδομένων σε αυτά που εμείς θέλουμε), από λάθη μετρήσεων (ανθρώπινο λάθος ή λάθος μετρητικών οργάνων) ή από παραμέτρους που περιέχουν μελλοντικές πληροφορίες και δεν είναι

δυνατόν να τις προβλέψουμε με απόλυτη ακρίβεια. Επομένως, ο στοχαστικός προγραμματισμός αποτελεί όχι μόνο μία κατηγορία επίλυσης προβλημάτων αλλά και κατηγορία προβλημάτων. Πολλά από τα μοντέλα που ανήκουν σε αυτήν την κατηγορία, μπορούν να λυθούν είτε με εργαλεία του μαθηματικού προγραμματισμού είτε με χρήση Στοχαστικού Δυναμικού Προγραμματισμού (Stochastic Dynamic Programming-SDP)

Στη μελέτη μας, στο στοχαστικό αλγόριθμο προγραμματισμού χωρίς αναδρομή, ενσωματώνεται μία μη γραμμική ρουτίνα SQP. Η προσέγγιση της έρευνας με στοχαστικό προγραμματισμό, έχει χρησιμοποιηθεί αποτελεσματικά και σε παλαιότερες και σε νέες μελέτες όπως των Tanabe et al (1993) και Kumbarglu et al (2008), που αφορούσαν στο σχεδιασμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υπό αβεβαιότητα. Αυτή η μέθοδος λειτουργεί με το μέσο όρο όλων των στοχαστικών εισόδων των μελλοντικών καταστάσεων, οδηγώντας έτσι σε μια και μόνο στρατηγική για όλο το χρονικό ορίζοντα της μελέτης μας. Παρόλα αυτά, γραμμικοί επιλυτές χρησιμοποιήθηκαν κυρίως στις παραπάνω περιπτώσεις, αντί για μη-γραμμικό επιλυτή SQL, που χρησιμοποιήθηκε στη μελέτη μας. Επιπροσθέτως, στην παρούσα μελέτη, λαμβάνονται υπόψη στον ίδιο βαθμό και τίθενται σε εφαρμογή τόσο λειτουργίες (ρουτίνες) με διαφορετικό στόχο η κάθε μία, όσο και περιορισμοί που προσεγγίζουν τους περιβαλλοντικούς περιορισμούς, το σύστημα ανταλλαγής εκπομπής ρύπων (χρημαστιστήριο ρύπων), όπως επίσης και τη σταθερότητα και αξιοπιστία του δικτύου μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.

4.3 Αβεβαιότητες στη μοντελοποίηση και παραδοχές

Μεθοδολογία μοντελοποίησης

Η εξέλιξη των στοχαστικών μεταβλητών βασίζεται στην αριθμητική επίλυση των αντίστοιχων Στοχαστικών Διαφορικών Εξισώσεων (ΣΔΕ).

Τα μοντέλα GBM χρησιμοποιούνται, όταν τα παρελθοντικά δεδομένα αποτυγχάνουν να συγκλίνουν σε μία μέση τιμή μακροπρόθεσμα.

Τα μοντέλα MR χρησιμοποιούνται, όταν τα παρελθοντικά δεδομένα τείνουν μελλοντικά στη σύγκλιση με μία μέση τιμή.

Η εξέλιξη των επιτοκίων αναπαρίσταται από ένα μοντέλο CIR, το οποίο είναι παράγωγο του μοντέλου MR, κατάλληλο για την αναπαραγωγή μη αρνητικών προβλέψεων, όπως ακριβώς απαιτείται για τα πραγματικά επιτόκια.

Η προσέγγιση των σχετικών αβεβαιοτήτων μέσω της μεθόδου Monte-Carlo, αποτελείται από τα δύο παρακάτω βήματα:

- I. Την παραγωγή πολλαπλών λύσεων ΣΔΕ με την χρήση επιλυτή Euler-Marujama.
- II. Την εξεύρεση της μέσης τιμής κάθε μεταβλητής μέσω των πολλαπλών λύσεων. Η κάθε μέση τιμή των μεταβλητών εισάγεται περαιτέρω ως είσοδος στον αλγόριθμο βελτιστοποίησης.

Πιο συγκεκριμένα, κάθε επίλυση της стоχαστικής διαφορικής εξίσωσης των εισαγόμενων αβεβαιοτήτων δεν παρουσιάζει σταθερή διακύμανση από την προηγούμενη λύση αλλά η οποιαδήποτε διαφορά που παρουσιάζεται είναι τυχαία. Με τη μέθοδο Monte-Carlo, αυτό που ουσιαστικά πράττουμε είναι να επιλύουμε τη στοχαστική διαφορική εξίσωση πολλές φορές (οι λύσεις ακολουθούν την κανονική κατανομή) και έπειτα να βρίσκουμε τη μέση τιμή των λύσεων. Όπως προαναφέρθηκε αυτή η μέση τιμή των λύσεων είναι και αυτή που εισάγεται στον αλγόριθμο βελτιστοποίησης.

Οι παραπάνω διαδικασίες προηγούνται του αλγόριθμου βελτιστοποίησης, επιτρέποντας έτσι την μείωση πράξεων κινητής υποδιαστολής κατά τη διάρκεια της αριθμητικής επαναληπτικής διαδικασίας. Ο λόγος που οδήγησε στην τελική απόφαση για χρήση των προαναφερθέντων βημάτων και των συγκεκριμένων μοντέλων πριν από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης, δηλαδή σε μία απλοποιημένη προσέγγιση του θέματος, με τη μέθοδο του στοχαστικού προγραμματισμού χωρίς αναδρομή, είναι κυρίως το μεγάλο πλήθος των μεταβλητών που εμπλέκονται στη μελέτη και ο μακροπρόθεσμος επενδυτικός ορίζοντας (38 έτη, 2012-2050).

Αν δεν είχε ακολουθηθεί η μέθοδος του στοχαστικού προγραμματισμού χωρίς αναδρομή, θα έπρεπε να «τρέξει» ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης για κάθε έναν από τους πολλαπλούς πιθανούς συνδυασμούς λύσεων των ΣΔΕ, κάτι που απαιτεί έναν υπερβολικά μεγάλο αριθμό ολοκληρωμένων κύκλων βελτιστοποίησης, δηλαδή η επίλυση του προβλήματος θα απαιτούσε μεγάλο χρονικό διάστημα και υπολογιστή υψηλών υπολογιστικών δυνατοτήτων.

4.4 Δυναμική της εξέλιξης των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην παρούσα μελέτη, για τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο προς κατανάλωση, έχουν θεωρηθεί προθεσμιακά συμβόλαια με τους παραγωγούς. Πληροφορίες για τις βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις των στιγμιαίων τιμών, μπορεί να μην περιέχονται στις προθεσμιακές τιμές, λόγω του ότι κατά μέσο όρο οι διακυμάνσεις αυτές έπονται των διακριτών χρονικών διαστημάτων προς μελέτη. Όπως παρατηρήθηκε από τα δεδομένα που εξετάστηκαν από τον ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), οι προθεσμιακές και στιγμιαίες τιμές ακολουθούν τη κανονική κατανομή όπως αναφέρθηκε από την HTSO S.A (2009).

Οι στοχαστικές διαδικασίες GBM και MR απαιτούν κανονικά κατανομημένες διαφορικές μεταβλητές. Βασιζόμενοι λοιπόν σε αυτό το δεδομένο, προχωρήσαμε στις παρακάτω παραδοχές:

A) Η εξέλιξη των τιμών αναπαριστάται μέσω μίας διαδικασίας τυχαίας προσπέλασης (GBM/MR)

Σε πολλές μελέτες στο παρελθόν, με χαρακτηριστικό το παράδειγμα των Kerro and Lu (2003) και Barlow (2002) έχει γίνει χρήση των μοντέλων GBM και MR, ως εργαλείων για την αναπαράσταση της εξέλιξης των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας. Με τη χρήση των συγκεκριμένων στοχαστικών διαδικασιών, λαμβάνονται υπόψη η αναγκαία απορρόφηση των αλμάτων (που πραγματοποιούνται σε έναν προγραμματιστικό κώδικα) και ο χρόνος που μεσολαβεί ανάμεσα στην είσοδο και έξοδο μίας ρουτίνας.

Σε πρόσφατες μελέτες, έχει επισημανθεί ένα μεγάλο εύρος διαδικασιών και δυνατοτήτων που προκύπτουν από τη χρήση ενδογενούς όπως αναλύθηκε από τους Laurikka and Koljonen (2006) ή εξωγενούς μοντελοποίησης όπως παρουσιάστηκε από τους Kumbaroglu et al (2008) μέσω GBM ή MR μοντέλων για την εξέλιξη των στιγμιαίων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.

Υπό την προϋπόθεση όμως ότι ισχύουν οι επόμενες δύο αποδοχές:

B) Λαμβάνεται υπόψη η ισοροπία της αγοράς (δηλαδή δεν μεταβάλλονται οι ισοροπίες σ' αυτήν).

Γ) Το κέρδος των επενδυτών είναι άμεση συνάρτηση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας.

Έχει διατυπωθεί η άποψη από τους Dixit and Pindyck (1994) ότι, όταν στο επενδυτικό παιχνίδι συμμετέχει ένα μεγάλο πλήθος επενδυτών, ο αντίκτυπος των ενεργειών μίας μερίδας επενδυτών στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, ελαχιστοποιείται.

Στη μελέτη μας, η δυναμική της εξέλιξης των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, εξαρτάται και από την εξέλιξη των υπόλοιπων στοχαστικών παραγόντων, για τους οποίους η αβεβαιότητα μπορεί να εισαχθεί και να συνυπολογισθεί και είναι οι παρακάτω:

1. Τιμές καυσίμων
2. Κόστος εκπομπών CO₂ και επίπεδα ορίων τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂
3. Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας
4. Επιτόκια
5. Πληθωρισμός

Λαμβάνοντας υπόψη τις παραπάνω παραδοχές (Α,Β,Γ), η επίδραση των ενεργειών των πολλαπλών επενδυτών στην εξέλιξη των προθεσμιακών τιμών (σε συνδυασμό με τους παραπάνω παράγοντες), έχει ρυθμιστεί να είναι η ελάχιστη. Για τον προσδιορισμό λοιπόν της αλληλεπίδρασης των παραπάνω, ώστε να υπολογισθεί η δυναμική της εξέλιξης των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, έχει πραγματοποιηθεί συσχέτιση όλων των συμμετεχόντων διαφορικών Μπράουν, επιτρέποντας έτσι κάποια μορφή ενδογενούς μοντελοποίησης της αβεβαιότητας.

Οι απαιτούμενες στατιστικές παράμετροι, οι οποίες είναι απαραίτητες για τη συσχέτιση δεδομένων, έχουν εξαχθεί από την επεξεργασία ιστορικών δεδομένων για τις στοχαστικές μεταβλητές, ενώ για τη μέση κλίση και την αστάθεια έχει ακολουθηθεί παρόμοια διαδικασία, όπως αυτή των Clewlow and Strickland (2000).

4.5 Επισκόπηση της εξεταζόμενης περίπτωσης

Ο ενεργειακός τομέας της Ελλάδας είναι ο τομέας υπο αβεβαιότητα, που θα μελετηθεί σε όρους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και πηγών καυσίμων. Ένα πλήθος τεχνολογιών εξετάζονται, ώστε να συνθέσουμε τη βέλτιστη περίπτωση (business case). Τεχνολογίες βασικού φορτίου που ήδη υφίστανται (κυρίως ορυκτών καυσίμων) και τεχνολογίες ανερχόμενες και ταχύτατα αναπτυσσόμενες (κυρίως βασιζόμενες σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας), θεωρούνται ως πιθανοί παράγοντες, οι οποίοι συμμετέχουν στην διαμόρφωση του ενεργειακού μίγματος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η αντικειμενική συνάρτηση συντίθεται από το συνολικό όφελος, που αποκομίζεται από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, υποβαλλόμενο σε περιβαλλοντικούς περιορισμούς και κανονισμούς του κράτους. Η σταθερότητα του δικτύου, η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η διαθεσιμότητα των ενεργειακών πηγών και οι περιορισμοί παραγωγής είναι επιπρόσθετοι στόχοι, που πρέπει να ικανοποιούνται.

Η μελέτη μας αναπαριστά μία συγκεκριμένη ενεργειακή πολιτική για τη τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, πρόκειται για ημι-απελευθερωμένη ενεργειακή αγορά, με την έννοια ότι οι τιμές για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συμβατικών τεχνολογιών (Φυσικό Αέριο, Λιγνίτης, Πετρέλαιο) είναι απελευθερωμένες και εξελίσσονται είτε στοχαστικά, σύμφωνα με ιστορικά στοιχεία χρησιμοποιώντας τη μέθοδο GBM, είτε με ενδογενή εξάρτηση από τη τιμή καυσίμων και την παραγόμενη ενέργεια ετησίως, ενώ η εξέλιξη των τιμών για τη παραγωγή ενέργειας μέσω ΑΠΕ, είναι σταθερές και εξελίσσονται σύμφωνα με τη στοχαστική εξέλιξη του πληθωρισμού. Επιπροσθέτως, όσον αφορά στην αβεβαιότητα που εισάγεται από την εξέλιξη του χρηματιστηρίου ρύπων, για τις τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, θεωρούμε, ότι κυμαίνονται γύρω από τα τωρινά τους επίπεδα ακολουθώντας μία διαδικασία τυχαίας προσπέλασης ανάλογης με την εξέλιξη του πληθωρισμού.

4.6 Μαθηματική διατύπωση

A_t	Γενικός όρος για τις εμπλεκόμενες στοχαστικές μεταβλητές, σύμφωνα με το GBM μοντέλο
$a_{a,i}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας για τον σταθμό παραγωγής (i) %
$a_{c,i}$	Συντελεστής φορτίου για το σταθμό (i) %
$b_{(i)}$	Συντελεστής εκμάθησης για τη κατασκευή του σταθμού (i)
$Cf_{i,z}$	Κόστος καυσίμου κατά τη διάρκεια του έτους (z) για το σταθμό (i) (€/MW hel).
$C_{i,u}$	Εγκατεστημένη δυνατότητα παραγωγής ενέργειας τον περασμένο χρόνο (χρόνος v, πριν από την εισαγωγή της προς έλεγχο χρονική περίοδο) για τους σταθμούς παραγωγής (i), των οποίων ο χρόνος λειτουργίας έχει λήξει (σε MW)
$C_{i,v}$	Εγκατεστημένη δυνατότητα παραγωγής ενέργειας τον περασμένο χρόνο (χρόνος v, πριν από την εισαγωγή της προς έλεγχο χρονικής περιόδου) για τους σταθμούς παραγωγής (i)
$Cv_{i,z}$	Σταθερό κόστος (λειτουργίας και συντήρησης) της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το σταθμό παραγωγής (i) στο χρόνο (z) (€/MW)
D	Διανυσματική διάχυση (-)
dWt	Διαφορικό διάνυσμα Wiener (Μπραουνιανή κίνηση) με εύρος περίπου $\epsilon N(0,1)$
D_z	Συντελεστής προεξόφλησης του χρόνου (z)
$d_{z,a}$	Συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τον χρόνο (z) (πραγματικά δεδομένα σε MWhel)
$d_{z,f}$	Συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τον χρόνο (z) (προβολή προσομοίωσης σε MWhel)
E_{CO_2i}	Εκπομπές CO ₂ που προέρχονται από τη χρήση της τεχνολογίας (i) (ισοδυναμία CO ₂ σε τόνους)
En_i	Η ετήσια μέγιστη δυναμικότητα των φυσικών πόρων για την τεχνολογία (i) (MW)
f_{CO_2i}	Ο ρυθμός εκπομπής αερίων του καυσίμου (i) (ισοδυναμία σε tons/MWh)
I	Αριθμός τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
$I_{i,v}$	Κόστος επένδυσης για παραγγελίες σταθμών παραγωγής ενέργειας τύπου (i) που έγιναν το χρόνο (v) (€/MW)
$L_{i,z}$	Εγκατεστημένο φορτίο (εγκατεστημένη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας) κατά το χρόνο (z) για σταθμό παραγωγής τύπου (i) (MW)
m_r	Περιθώριο εφεδρικής ισχύος
η_i	Αποδοτικότητα παραγωγής ενέργειας για το σταθμό παραγωγής (i) (%)

NPV	Καθαρή Παρούσα Αξία ενός σχεδίου (σε €)
P_{Cz}	Το μέγιστο σημείο της καμπύλης της ενεργειακής ζήτησης
P_{CO2z}	Τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂ για το χρόνο (z) (€/tons CO ₂)
pe_z	Τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος (z) (πωλείται στο δίκτυο €/MWh)
$P_{i,z}$	Συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια κατά το χρόνο (z) για τους σταθμούς παραγωγής τεχνολογίας (i) (MW hel)
RE	Αριθμός τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος βασιζόμενες σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.
r_{in}	Πληθωρισμός (%)
r_t	Επιτόκια (%)
T_i	Χρόνος ανάθεσης, κατασκευής και εγκατάστασης του σταθμού παραγωγής τύπου (i) (έτη)
TO_i	Έτη λειτουργίας κάθε τύπου σταθμού παραγωγής (i) (χρόνια)
V	Διανυσματική αστάθεια (-)
v	Μετρητής των χρόνων που απαιτούνται για τις επενδυτικές αποφάσεις (παραγγελίες φορτίου)
$X_{i,v}$	Παραγγελίες που έγιναν κατά τον χρόνο (v) για το σταθμό παραγωγής (i) (MW).
$X_{i,u}$	Παραγγελίες φορτίου κατά το χρόνο (v) για το σταθμό παραγωγής (i), του οποίου ο χρόνος λειτουργίας έχει λήξει.
Yr	Ολόκληρος ο χρονικός ορίζοντας της μελέτης (χρόνια)
z	Μετρητής των χρόνων λειτουργίας των σταθμών παραγωγής
$\theta_{i,z}$	Συντελεστής έντασης του σταθμού παραγωγής (ένταση λειτουργίας) κατά το χρόνο (z) για το σταθμό παραγωγής (i) (%)
μ	Μέση λειτουργία μετατόπισης (-)
$sintx_{i,z}$	Συντελεστής τιμής Ο.Τ.Σ για κάθε τεχνολογία, μεταβαλλόμενος χρονικά
$WinD$	Αιολικό δυναμικό Ελλαδικού χώρου
$conPe$	Περιορισμός του ύψους της ΟΤΣ ετησίως

4.7 Μαθηματική μοντελοποίηση

4.7.1 Εξισώσεις υπολογισμού μεγεθών της μελέτης μας

Το πλαίσιο της μελέτης μας είναι ο υπάρχων Ελληνικός ενεργειακός τομέας, στον οποίο η εξέλιξη των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, των καυσίμων, των ορίων των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών του CO₂, όπως επίσης και οι τιμές του πληθωρισμού, πραγματοποιείται μέσω διαδικασιών τυχαίας προσπέλασης (GBM) που ακολουθούν την παρακάτω εξίσωση :

$$dA_t = \mu(t) \cdot A_t dt + D(t, A_t) \cdot V(t) dW_t \quad (5)$$

Όπου A_t , οι στοχαστικές μεταβλητές, οι οποίες, κατ'αυτόν τον τρόπο παίρνουν έναν γενικό συμβολισμό.

Η χρήση στοχαστικών επιτοκίων, συμβάλλει στην ενδογενή μοντελοποίηση του προβλήματος, το οποίο εμπεριέχει πολλές μεταβλητές, αποφεύγοντας αυθαίρετες και λανθασμένες υποθέσεις, που μπορεί να έχουν άμεσες επιπτώσεις στο οικονομικό αποτέλεσμα. Η εξέλιξη των εν απουσία κινδύνου επιτοκίων, αναπαρίσταται μέσω του μοντέλου (CIR), δίνοντας ως αποτελέσματα (εξόδους) μη αρνητικές προβλέψεις. Η εν λόγω εξέλιξη περιγράφεται στη παρακάτω εξίσωση. Διατύπωση μοντέλου CIR:

$$dr_t = \mu(t) \cdot [L(t) - r_t] dt + D(t, r_t^{1/2}) \cdot V(t) dW_t \quad (6)$$

Η μη αρνητικότητα των προβλέψεων εξασφαλίζεται από την είσοδο του παράγοντα $r_t^{1/2}$, που περιλαμβάνεται στη συνάρτηση του διανύσματος διάχυσης (D).

Η επένδυση στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να περιέχει ρίσκο λόγω του μεγάλου πλήθους αβεβαιοτήτων που υπάρχουν στην εξέλιξη και διαμόρφωση της. Μία προσέγγιση του κινδύνου της υπάρχουσας αβεβαιότητας στην εξέλιξη των μεταβλητών μας, μπορεί να φανεί από την συνδυασμένη προσομοίωση των δημοσιονομικών αβεβαιοτήτων (δηλαδή η εξέλιξη μιας αβεβαιότητας έχει υπολογισθεί λαμβάνοντας υπόψη την εξέλιξη μίας άλλης), γεγονός που αντικατοπτρίζει τη διαφορά μεταξύ του στοχαστικού υπολογισμού της NPV (με την είσοδο στον αλγόριθμο των βελτιστοποιημένων κάθε φορά επενδύσεων) και των παραδοσιακών Ανηγμένων σε Παρούσα αξία Ταμειακών Ροών (Discounted Cash Flow-DCF).

Στη συγκεκριμένη μελέτη, η αναγωγή D_z , υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τα πιο πάνω αναφερόμενα, μη σταθερά, ελεύθερα κινδύνου επιτόκια (εξίσωση 6) και τον διακριτό τύπο αναγωγής σε παρούσα αξία:

$$D_z = \prod_{t=1}^z (1 + r_t)^{-1} \quad (7)$$

Οι ανεξάρτητες μεταβλητές του προβλήματος βελτιστοποίησης αποτελούνται από:

1. Τα φορτία που παραγγέλλονται (δηλαδή την ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται ώστε να καλυφθεί η προβλεπόμενη ζήτηση) στον χρόνο v ($X_{i,v}$ σε MW) και
2. τον συντελεστή έντασης $\theta_{i,z}$ των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που λειτουργούν κατά τη διάρκεια του χρόνου z ($z \neq v$), για σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής τεχνολογίας τύπου i . Η παράμετρος $\theta_{i,z}$ είναι αδιάστατη και αντιπροσωπεύει την ένταση χρήσης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή, τον πραγματικό χρόνο λειτουργίας των σταθμών παραγωγής σε ετήσια βάση.

Στη μελέτη μας, συμπεριλήφθηκε μία λεπτομερής μοντελοποίηση των δυνατοτήτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εγκαθίσταται-εισάγεται στο δίκτυο σε διαφορετικά χρονικά σημεία. Κατ' αυτό το τρόπο, οι προσθήκες δυνατότητας παραγωγής (είτε έχουν παραγγελθεί στο παρελθόν είτε έχουν δρομολογηθεί για το μέλλον), μπορούν να συνδεθούν με την ήδη εγκατεστημένη δυνατότητα μέσω του παρακάτω τύπου:

$$L_{i,z} = \sum_{v=1}^{z-Tl_i} X_{i,v} + \sum_{v=-38}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \overline{X_{i,v}} - \sum_{v=-38}^0 \overline{C_{i,v}} \quad \forall i \leq z \leq Yr \quad (8)$$

Όπου,

$$\overline{X_{i,v}} = 0 \quad v+Tl_i \leq z \leq v+Tl_i+To_i$$

$$\overline{X_{i,v}} = X_{i,v} \quad v+Tl_i+To_i \leq z$$

$$\overline{C_{i,v}} = 0 \quad v+Tl_i \leq z \leq v+Tl_i+To_i$$

$$\overline{C_{i,v}} = C_{i,v} \quad v+Tl_i+To_i \leq z$$

Τα σύμβολα με τη γραμμή από πάνω, υποδηλώνουν τις προσθήκες δυνατοτήτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες έχουν ήδη ξεπεράσει τον δυνατό χρόνο λειτουργίας τους. Με τη παραπάνω σχέση, διασφαλίζεται ότι οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν ξεπεράσει τον επιτρεπτό χρόνο λειτουργίας τους, δεν συμμετέχουν πλέον στη διαδικασία παραγωγής ενέργειας.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας $P_{i,z}$ ($P_{i,z}$ σε MWh_{el}), αντιπροσωπεύει τη συνολική ενέργεια που παράγεται από τους εν ενεργεία σταθμούς παραγωγής (παλαιούς εν ενεργεία ή νεοεισαχθέντες) τεχνολογίας τύπου (i), κατά τη διάρκεια του χρόνου z:

$$P_{i,z} = L_{i,z} \cdot \theta_{i,z} \cdot a_{a,i} \cdot a_{c,i} \cdot 8760 \quad \forall i,z$$

ή

$$P_{i,z} = L_{i,z} \cdot \theta_{i,z} \cdot a_{a,i} \cdot a_{c,i} \cdot 8784 \quad \forall i,z \quad (9)$$

αν το έτος είναι δίσεκτο.

Η παραπάνω σχέση χρησιμοποιείται και στη διακριτή βελτιστοποίηση, ως ένας παράγοντας των εσόδων και συντελεστής των εξόδων. Δηλαδή, συμπεριλαμβάνεται ως όρος στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος, που είναι η NPV.

Η αντικειμενική συνάρτηση αναπαριστά την NPV του συστήματος και περιλαμβάνει :

1. Τα συνολικά έσοδα, που συνίστανται από τα έσοδα από τη πώληση ηλεκτρικού ρεύματος και από τα έσοδα μέσω του χρηματιστηρίου ρύπων.
2. Τα έξοδα, που συνίστανται από τα πάγια έξοδα, τα μεταβλητά κόστη, τα κόστη εκπομπής ρύπων και κόστη επενδύσεων, σε παρούσες αξίες.

Η μαθηματική μοντελοποίηση του παραπάνω μπορεί να αναπαρασταθεί με τη παρακάτω εξίσωση (επόμενη σελίδα):

$$NPV(X_{i=1,v}, \dots, X_{i=l,v}, \theta_{i=1,z}, \dots, \theta_{i=l,z}, conPe) = \max \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^{Yr} pe_z D_z P_{i,z} - \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^{Yr} Cf_{i,z} D_z P_{i,z} \\ & - \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^{Yr} Cv_{i,z} D_z L_{i,z} - \sum_{v=0}^{Yr} \sum_{i=1}^I I_{i,v} X_{i,v} \\ & - \sum_{i=1}^{I-RE} \sum_{z=1}^{Yr} P_{i,z} \cdot \frac{f_{CO_2i}}{n_i} \cdot D_z \cdot P_{CO_2z} \\ & + \sum_{i=1}^{RE} \sum_{z=1}^{Yr} P_{i,z} \cdot \frac{\sum_{t=1}^{I-RE} E_{CO_2i}}{\sum_{t=1}^{I-RE} P_{i,z}} \cdot D_z \cdot P_{CO_2z} \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Όπου ο συντελεστής D_z υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τη σχέση (7).

Μία πιο λεπτομερής έκφρασης της σχέσης (10) παρουσιάζεται παρακάτω:

$$NPV(X_{i=1,v}, \dots, X_{i=l,v}, \theta_{i=1,z}, \dots, \theta_{i=l,z}) = \max \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^{Yr} pe_z D_z \left(\sum_{v=1}^{z-I_i} X_{i,v} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \bar{X}_{i,v} - \sum_{v=-47}^0 \bar{C}_{i,v} \right) \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760 - \\ & - \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^{Yr} Cf_{i,z} D_z \left(\sum_{v=1}^{z-\Pi_i} X_{i,v} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \bar{X}_{i,v} - \sum_{v=-47}^0 \bar{C}_{i,v} \right) \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760 - \\ & - \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^{Yr} Cv_{i,z} D_z \left(\sum_{v=1}^{z-\Pi_i} X_{i,v} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \bar{X}_{i,v} - \sum_{v=-47}^0 \bar{C}_{i,v} \right) - \\ & - \sum_{v=0}^{Yr} \sum_{i=1}^I I_{i,v} X_{i,v} - \\ & - \sum_{i=1}^{I-RE} \sum_{z=1}^{Yr} \left(\sum_{v=1}^{z-\Pi_i} X_{i,v} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \bar{X}_{i,v} - \sum_{v=-47}^0 \bar{C}_{i,v} \right) \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760 \cdot \frac{f_{CO_2i}}{n_i} \cdot D_z \cdot P_{CO_2z} + \\ & + \sum_{i=1}^{RE} \sum_{z=1}^{Yr} \left(\sum_{v=1}^{z-\Pi_i} X_{i,v} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \bar{X}_{i,v} - \sum_{v=-47}^0 \bar{C}_{i,v} \right) \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760 \cdot \\ & \cdot \frac{\sum_{t=1}^{I-RE} E_{CO_2i}}{\sum_{t=1}^{I-RE} \left(\sum_{v=1}^{z-\Pi_i} X_{i,v} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \bar{X}_{i,v} - \sum_{v=-47}^0 \bar{C}_{i,v} \right) \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760} \cdot D_z \cdot P_{CO_2z} \end{aligned} \right\}$$

Όλες οι συμβαλλόμενες μεταβλητές στη συνάρτηση NPV εκφράζονται σε σχέση με τις επιζητούμενες παραγγελίες φορτίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, διότι είναι αυτές οι οποίες επηρεάζουν και καθορίζουν εξ' ολοκλήρου τα έσοδα και τα έξοδα του συστήματος.

Απαιτείται η μεγιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης του συστήματος, δηλαδή της NPV, και αυτό συμβαίνει λόγω του ότι με τη μεγιστοποίηση της μπορεί να γίνει πρόβλεψη για τα κέρδη ή τις ζημιές που θα προκύψουν. Δεν ορίσαμε ως απαίτηση την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής ενέργειας, διότι

έτσι δεν θα είχαμε εικόνα για τα έσοδα συστήματος, παρά μόνο για τα έξοδα και δεν θα είχαμε το αποτέλεσμα που επιθυμούμε σχετικά με τη βελτιστοποίηση του συστήματος.

Όσον αφορά στην ενέργεια που παράγεται πέραν της ζήτησης (δηλαδή επιπλέον της ζήτησης), σημειώνεται ότι η κατάσταση αυτή μπορεί περιστασιακά να παρουσιαστεί κατά τη διάρκεια των αριθμητικών επαναλήψεων του αλγόριθμου βελτιστοποίησης, μέχρι αυτός να συγκλίνει στη βέλτιστη λύση. Στη παρούσα μελέτη, η επιπλέον ενέργεια που παράγεται υποθέτουμε ότι έχει μηδενική αξία (για τα έσοδα), αφού το σύστημα δεν μπορεί να την εκμεταλλευτεί. Από την άλλη πλευρά, το κόστος παραγωγής τη μη διοχετευμένης στο δίκτυο ενέργειας συνυπολογίζεται (ως μέρος των εξόδων) στην αντικειμενική συνάρτηση της NPV και γι' αυτό το λόγο υπολογίζεται πάντα (εξίσωση 10). Γι' αυτό ακριβώς τον λόγο, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης τείνει να εξαλείψει κάθε περιττή παραγωγή ενέργειας, προσπαθώντας επαναληπτικά να μειώσει το συνολικό κόστος του συστήματος.

Οι δύο τελευταίοι όροι στην εξίσωση 10, αναπαριστούν επακριβώς τα κόστη και τα έσοδα από το εμπόριο εκπομπών ρύπων. Πιο συγκεκριμένα, τα απαιτούμενα έξοδα για το κόστος της φορολογίας των ρύπων για τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αναπαριστώνται από τον αριστερό όρο με το αρνητικό (-) πρόσημο. Τα έσοδα αναπαριστώνται από τον δεξιό όρο με τη θετική προσήμανση (+) και αντιπροσωπεύουν τα έσοδα που αποκομίζονται από το εμπόριο ανταλλαγής ρύπων χρησιμοποιώντας ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Τα έσοδα αυτά απορρέουν από τον πολλαπλασιασμό της παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, με τον παράγοντα εκπομπής ρύπων και φορολόγησης να είναι ίδιος με το τρέχον συμβατικό ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο παράγοντας εκπομπής CO₂,

δηλώνεται από το κλασματικό όρο $\frac{\sum_{i=1}^{I-RE} E_{CO_2i}}{\sum_{i=1}^{I-RE} P_{i,z}}$ και εμπεριέχει την υπόθεση που

εισήχθη από τους Tolis and Rentizelas (2011), ότι η ανανεώσιμη ενέργεια που παράγεται, αντικαθιστά την ενέργεια, η οποία, διαφορετικά, θα παράγονταν από το συμβατικό ενεργειακό μίγμα τεχνολογιών της χώρας.

Τα σταθερά κόστη προσεγγίζονται συνδυάζοντας τις μελλοντικές παρούσες αξίες τους, χρησιμοποιώντας την στοχαστική (GBM) εξέλιξη του πληθωρισμού:

$$Cv_{i,z} = \left[\prod_{t=1}^z (1 + r_{in,t}) \right] \cdot Cv_{i,0} \quad \forall i \quad (11)$$

Τα λογιστικά κόστη καυσίμων, για όσα καύσιμα δεν υπάρχουν ιστορικά στοιχεία, προσεγγίζονται συνδυάζοντας τις μελλοντικές παρούσες αξίες τους, χρησιμοποιώντας την στοχαστική (GBM) εξέλιξη του πληθωρισμού (8):

$$Cf_{i,z} = \left[\prod_{t=1}^z (1 + r_{in,t}) \right] \cdot Cf_{i,0} \quad \forall i \quad (12)$$

Τα μοναδιαία κόστη επένδυσης $I_{i,v}$ ενός σταθμού παραγωγής ενέργειας τεχνολογίας τύπου (i), που παραγγέλθηκε κατά τον χρόνο (v), εξαρτάται από την τεχνολογική πρόοδο, που έχει προκύψει μέσω των μεγάλων περιόδων συσσωρευμένης εμπειρίας πάνω στην κατασκευή του συγκεκριμένου τύπου σταθμών παραγωγής ενέργειας στην εγχώρια αγορά. Αυτό μαθηματικά μοντελοποιείται ως ακολούθως :

$$I_{i,v} = I_{i,0} \cdot \left[\frac{\sum_{k=1}^v X_{i,k} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v}}{\sum_{v=-47}^0 C_{i,v}} \right]^{\log_2(1-b_{(i)})} \quad (13)$$

Τα κεφαλαιουχικά κόστη για το έτος 2012, χρησιμοποιούνται ως τιμή αναφοράς ($I_{i,0}$) για κάθε τεχνολογία (i).

Στη παρούσα μελέτη, επειδή δεν βρέθηκαν αξιόπιστα στοιχεία σε μεγαλύτερο βάθος χρόνου, έχουν ληφθεί υπόψη οι παρελθοντικές προσθήκες φορτίου για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των τελευταίων 47 ετών (1965-2011).

4.7.2 Εξισώσεις ενδογενούς αλγορίθμου εξάρτησης της pe_z από τη τιμή καυσίμων και τη παραγόμενη ενέργεια για τα έτη 2007-2050.

-) Υπολογίζουμε το άθροισμα όλων των MWh (παραγόμενης ενέργειας) για κάθε τεχνολογία και κάθε έτος, για τα έτη 2007-2011 :

$$P_{i,z} = \int_{t=0}^{T_{ολ}} P(t) dt = \sum_0^{T_{ολ}} P(t) \quad (14)$$

Για τα έτη 2012-2050 η $P_{i,z}$ υπολογίζεται από τη σχέση (9)

-) Αθροίζουμε τα P για κάθε τεχνολογία (δηλαδή, την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από κάθε τεχνολογία) για κάθε έτος ξεχωριστά για τα έτη 2007-2050:

$$P_{ολ_z} = \int_{t=0}^z P(t) dt = \sum_0^z P(t) \quad (15)$$

-) Υπολογίζουμε τη μέση παραγόμενη ενέργεια κατά τεχνολογία και κατ' έτος, για όλα τα έτη (2007-2050) :

$$\overline{P}_{i,z} = \frac{P_{i,z}}{P_{ολ_z}} \quad (16)$$

-) Βρίσκουμε το άθροισμα των συντελεστών τιμής καυσίμων κάθε τεχνολογίας για κάθε έτος ξεχωριστά, για όλα τα έτη (2007-2050) :

$$Cf_{ολ_z} = \sum Cf_{i,z} \quad (17)$$

Για τα έτη 2007-2011 η $Cf_{i,z}$ είναι δεδομένη μέσω ιστορικών στοιχείων.

Για τα έτη 2012-2050 η $Cf_{i,z}$ υπολογίζεται μέσω της σχέσης (12).

-) Υπολογίζουμε τους μέσους συντελεστές καυσίμων για κάθε τεχνολογία και έτος ξεχωριστά, για όλα τα έτη (2007-2050):

$$\overline{Cf}_{i,z} = \frac{Cf_{i,z}}{Cf_{ολ_z}} \quad (18)$$

-) Υπολογίζουμε τις μέσες ετήσιες Ο.Τ.Σ. Αθροίζουμε όλες τις Ο.Τ.Σ (€/MWh) και τις διαιρούμε με Τολ (8760 για κανονικό έτος, 8784 για δίσεκτο έτος) για τα έτη 2007-2011:

$$\overline{Pe_z} = \int_0^{T_{ολ}} \frac{pe(t)}{T_{ολ}} dt \quad (19)$$

Εν συνεχεία, παρουσιάζεται το σύστημα εξισώσεων, που θα χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό του “sintx” που παρουσιάζεται με την μορφή πινάκων:

$$\sum_i \overline{(\mathbf{P}_{i,z} \otimes \mathbf{Cf}_{i,z} \cdot \mathbf{sintx}_z)} = \overline{\mathbf{pe}_z} \quad \forall z \quad (20)$$

Δηλαδή, ένα σύστημα με άγνωστο τον συντελεστή “sintx”, τον οποίο και αναζητούμε. Να σημειωθεί ότι το σύμβολο \otimes του πολλαπλασιασμού στην παραπάνω αλγεβρική εξίσωση πινάκων, αναφέρεται σε πολλαπλασιασμό στοιχείου με στοιχείο και όχι στον κλασσικό πολλαπλασιασμό πινάκων.

Το σύστημα θα είναι μεγέθους 5 x 5, διότι έχουμε 5 χρόνια και 5 τεχνολογίες. Οι πέντε τεχνολογίες που αποτελούν τον έναν πίνακα, είναι οι τεχνολογίες οι οποίες επηρεάζουν τον υπολογισμό της Ο.Τ.Σ στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ). Οι τεχνολογίες αυτές που χρησιμοποιούνται από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και επηρεάζουν την Ο.Τ.Σ, είναι οι:

- Φυσικό Αέριο
- Λιγνίτης
- Πετρέλαιο
- Υδροηλεκτρικά
- Υδροηλεκτρικά με άντληση

4.8 Περιορισμοί

Η αντικειμενική συνάρτηση NPV του συστήματος (εξίσωση 10), υπόκειται στους εξής περιορισμούς:

1. Διαθεσιμότητα φυσικών πόρων

Οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας κάθε τεχνολογίας, δεν μπορούν να παράγουν περισσότερη αθροιστική ισχύ από το μέγιστο ενεργειακό δυναμικό των αντίστοιχων φυσικών πόρων, που είναι διαθέσιμοι στην εγχώρια αγορά, δηλαδή δεν μπορούν να παράγουν περισσότερη ενέργεια από αυτή που ενός είναι διαθέσιμη από τη ποσότητα καυσίμων την οποία μπορούν να προμηθευτούν :

$$L_{i,z} \leq En_i \quad \forall i, z \quad (21)$$

Όπου η συνολική εγκατεστημένη δυνατότητα παραγωγής ενέργειας κάθε τεχνολογίας (i) $L_{i,z}$ υπολογίζεται από την εξίσωση (10).

Εισάγουμε έναν περιορισμό για το αιολικό δυναμικό όσον αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες:

$$P_{i=8,z} \leq WinD, \quad \forall z \quad (22)$$

2. Περιορισμοί μη-αρνητικότητας

Ο παράγοντας $\theta_{i,z}$ μπορεί να λάβει τιμές στο πεδίο $0 \leq \theta_{i,z} \leq 1$.

- $\theta_{i,z}=0$, δηλώνει ένα σταθμό παραγωγής ενέργειας που βρίσκεται εκτός λειτουργίας,
- ενώ $\theta_{i,z}=1$ υποδηλώνει το μέγιστο ετήσιο χρόνο λειτουργίας ενός σταθμού παραγωγής ενέργειας.

Οι ετήσιες παραγγελίες φορτίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που αφορούν σε νέους σταθμούς παραγωγής ενέργειας $X_{i,v}$, πρέπει να είναι θετικοί αριθμοί:

$$X_{i,v} > 0, \quad \forall i,v \quad (23)$$

3. Σταθερότητα δικτύου διανομής

Κάποιες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες εξαρτώνται έντονα από τις καιρικές συνθήκες (δηλαδή τα φωτοβολταϊκά και/ή τα αιολικά πάρκα), θα μπορούσαν να αποτελέσουν μακροπρόθεσμα μία λύση βασικού φορτίου. Ωστόσο, παρόλα τα αδιαμφισβήτητα πλεονεκτήματά τους (μικρές περίοδοι εγκατάστασης, μηδενικές εκπομπές ρύπων, μηδενικές απαιτήσεις σε καύσιμα), συχνά βάλονται από την έλλειψη διαθεσιμότητας σε φυσικούς πόρους (πχ ήλιος, αέρας). Αυτές οι περιστασιακά-μη προβλεπόμενες συνθήκες μπορεί να έχουν αντίκτυπο στη σταθερότητα του εθνικού δικτύου διανομής ενέργειας και στην αξιοπιστία του για την προμήθεια ενέργειας, όποτε και όταν αυτό είναι αναγκαίο. Επιπροσθέτως, παρά το γεγονός ότι δεν υπάρχει ομοφωνία σχετικά με το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την εξασφάλιση της σταθερότητας του δικτύου παροχής, οι επιστήμονες συμφωνούν, ότι υπάρχει άνω όριο στην έγχυση ενέργειας στο δίκτυο από ανανεώσιμες πηγές. Γι' αυτό το λόγο, εισάγεται ένας περιορισμός, που διασφαλίζει, ότι η παραγόμενη ενέργεια από αυτό τον τύπο των τεχνολογιών δεν μπορεί να ξεπεράσει το 50% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης. Αυτός ο περιορισμός είναι η παρακάτω σχέση :

$$\sum_{i=1}^{RE} P_{i,z} \leq 0.5 \cdot d_{z,f} \quad \forall z \quad (24)$$

4. Περιορισμοί ζήτησης

Η λογική γι' αυτόν τον περιορισμό, τέθηκε στη βάση της παραδοχής, ότι η πιθανή συστημική αποτυχία για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ «πέσιμο» συστήματος-black out) θα είχε ως αποτέλεσμα ένα γενικευμένο και μεγάλο κοινωνικό και οικονομικό κόστος, ανεξάρτητα από τους λόγους για τους οποίους θα προέκυπτε. Σε εθνικό επίπεδο, η επίτευξη ικανοποίησης της ζήτησης, δηλαδή της απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας για την ικανοποίηση των αναγκών των καταναλωτών, αποτελεί βασικό και κύριο κριτήριο κοινωνικής αποδοχής για τη παραγωγή ενέργειας σε τόσο μεγάλο βαθμό.

Η περίπτωση αυτή της συστημικής αποτυχίας για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, μπορεί να αποφευχθεί, με επέκταση των παραγγελιών φορτίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έχοντας ως αποτέλεσμα τη μείωση (αν και μη επιθυμητή) της NPV του συστήματος. Γι' αυτό το λόγο, η μέση ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να είναι τουλάχιστον όση η αναμενόμενη ετήσια

ζήτηση (που έχει προκύψει από προσομοιώσεις και συνυπολογισμό μελλοντικών παραγόντων). Αυτός ο περιορισμός εκφράζεται μαθηματικά ως ακολούθως :

$$\sum_{i=1}^I P_{i,z} \geq d_{z,f} \stackrel{(8),(9)}{\Rightarrow} \sum_{i=1}^I \left(\sum_{v=1}^{z-T_i} X_{i,v} + \sum_{v=-47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \overline{X}_{i,v} - \sum_{v=-47}^0 \overline{C}_{i,v} \right) \times \theta_{i,z} a_{a,i} a_{c,i} \cdot 8760 \geq d_{z,f} \quad \forall z \quad (25a)$$

Κάθε χρονική στιγμή το σύστημα πρέπει να είναι έτοιμο, μέσω της εγκατεστημένης δυναμικότητας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την οποία περιλαμβάνει, να καλύψει τη μέγιστη ζήτηση (peak τιμή της ζήτησης) που μπορεί να προκύψει. Όταν προκύψει μία τέτοια ακραία κατάσταση για το σύστημα, δεχόμαστε ότι οι συντελεστές διαθεσιμότητας και έντασης, έχει θεωρηθεί ότι θα είναι ίσοι με 1, που σημαίνει λειτουργία υπό συνθήκες μέγιστου φορτίου, με εξασφαλισμένη τη διαθεσιμότητα των καυσίμων που απαιτούνται, ώστε οι σταθμοί παραγωγής να διοχετεύουν στο σύστημα τη μέγιστη ισχύ την οποία είναι κατασκευασμένοι να παράγουν χωρίς να διακινδυνεύουν να παρουσιάσουν βλάβες.

Στη περίπτωση όμως των ανεμογεννητριών και των φωτοβολταϊκών (PV) σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι προφανές, ότι ο συντελεστής διαθεσιμότητας δε μπορεί να είναι ίσος με 1, διότι οι συγκεκριμένες τεχνολογίες εξαρτώνται άμεσα από τις μετεωρολογικές συνθήκες, οι οποίες είναι δύσκολο να προβλεφθούν, έστω και μεσοπρόθεσμα.

Έχουμε δημιουργήσει γραμμικά μία προβολή της ζήτησης, η οποία έχει επεκταθεί, ώστε να βρεθεί η μέγιστη ζήτηση και για τα επόμενα χρόνια της μελέτης μας. Η προβολή αυτή έγινε, έχοντας ως βάση παρελθοντικά δεδομένα για τα μέγιστα σημεία ζήτησης ενέργειας. Από αυτά τα δεδομένα, παρατηρήθηκε ότι τα μέγιστα σημεία της ζήτησης ακολουθούν μία γραμμική τάση και γι' αυτό το λόγο, η προβολή τους κατασκευάστηκε επίσης γραμμικά.

Για να καλυφθούν οι περιπτώσεις κατά τις οποίες ορισμένοι σταθμοί παραγωγής παρουσιάζουν βλάβη και δεν μπορούν να συμβάλουν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή δεν υπάρχει διαθεσιμότητα καυσίμων για οποιονδήποτε λόγο, έχουμε εισάγει ένα συντελεστή ασφαλείας στα προβληθέντα στο μέλλον μέγιστα της ζήτησης παραγωγής ενέργειας.

Η μαθηματική μοντελοποίηση των παραπάνω στη μελέτη μας, αναπαριστάται στην παρακάτω σχέση:

$$\sum_{i=1}^I a_{a,i} \cdot L_{i,z} \geq Pc_z \cdot (1+m_r) \quad \forall z, \alpha_{a,i} = 1, \quad \forall i \quad (25\beta)$$

Έκτος των αιολικών πάρκων και των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων για τις οποίες $a_{a,i} \leq 1$, όπου χρησιμοποιώντας την σχέση (8), έχουμε:

$$\sum_{i=1}^I a_{a,i} \cdot \left(\sum_{v=1}^{z-\pi_i} X_{i,v} + \sum_{v=47}^0 C_{i,v} - \sum_{v=1}^z \overline{X}_{i,v} - \sum_{v=47}^0 \overline{C}_{i,v} \right) \geq Pc_z \cdot (1+m_r) \quad (25\gamma)$$

Οι παραπάνω δύο σχέσεις περιορισμών ζήτησης (24α) και (24β), πιθανότατα είναι ικανές να μοντελοποιήσουν οποιαδήποτε πιθανή περίπτωση των ορίων αξιοπιστίας του συστήματος (είτε για συνολική ζητούμενη ενέργεια είτε για τα μέγιστα της ζήτησης), ανάλογα με το πόσο αυστηρά απαιτείται να τηρηθούν οι περιορισμοί της ζήτησης

5. Περιβαλλοντικοί περιορισμοί

Πρόκειται για υποχρεωτικό περιορισμό και εφαρμόζεται σε κάθε χώρα που έχει υπογράψει το πρωτόκολλο του Κιότο. Η Ελλάδα, απαιτείται να επιτύχει τον παρακάτω στόχο, που επιβάλλεται από την οδηγία της Ευρωπαϊκής Ένωσης 2001/77/EC:

Οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας πρέπει να παράγουν μερίδιο της τάξης του 30% της εγχώριας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2020.

Αυτό μεταφράζεται μαθηματικά στη μελέτη μας σύμφωνα με τη παρακάτω σχέση :

$$\sum_{i=1}^{RE} P_{i,z} > (0.3) \cdot \sum_{i=1}^I P_{i,z} \quad \forall z \geq 2020 \quad (26)$$

6. Περιορισμός στα ελάχιστα MW για την εισόδο μονάδων ισχύος φυσικού αερίου και λιγνίτη στο σύστημα.

$$\begin{aligned} X_{i=1,z} &\geq 350 \quad \forall z \\ X_{i=2,z} &\geq 350 \quad \forall z \end{aligned} \quad (27)$$

7. Περιορισμοί στον συντελεστή έντασης

Ο συντελεστής έντασης κάθε τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής κυμαίνεται μεταξύ συγκεκριμένων τιμών ή του έχει αποδοθεί σταθερή τιμή. Πιο συγκεκριμένα:

$$\begin{aligned} 0,7 \leq \theta_1, \theta_2 \leq 1 \\ \theta_3 = \theta_4 = \theta_5 = \theta_6 = \theta_7 = \theta_8 = 1 \end{aligned} \quad (28)$$

8. Περιορισμός του ύψους της ΟΤΣ ετησίως (conPe)

Εισάγουμε έναν περιορισμό, υπό τη μορφή συντελεστή ο οποίος έχει ως στόχο να διορθώνει την ΟΤΣ σε κάθε επανάληψη ώστε να μην παίρνει τιμές υπερβολικά υψηλές που θα έχουν ως αποτέλεσμα να απειρίζονται τα κέρδη, κάτι το οποίο θα ήταν παράλογο. Πιο συγκεκριμένα, στον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης, υπολογίζουμε την εξάρτηση της τιμής της ΟΤΣ ($pe_{i,z}$) από τη τιμή καυσίμων και από τη παραγόμενη ενέργεια σε κάθε επανάληψη πριν από την βελτιστοποίηση, ενώ με την εισαγωγή του συγκεκριμένου συντελεστή υπολογίζουμε το άνω όριο της εξάρτησης της ΟΤΣ (το οποίο είναι το μέγιστο των προσφορών για κάθε έτος) από τη τιμή καυσίμων κατά τη διάρκεια της βελτιστοποίησης σε κάθε επανάληψη, προσομοιώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο τη διαδικασία υποβολής προσφορών για τις τιμές της ΟΤΣ.

$$conPe \leq \max(Cf_{i,z}) / pe_z \quad \forall z \quad (29)$$

Να σημειωθεί ότι η διαίρεση πινάκων της σχέσης 29 είναι διαίρεση πινάκων στοιχείο με στοιχείο και όχι η κλασσική διαίρεση.

4.9 Στοχαστικές μεταβλητές

Η εξέλιξη των στοχαστικών μεταβλητών και οι τιμές τους αποτελούν τα δεδομένα εισόδου στον αλγόριθμο βελτιστοποίησής μας. Οι στοχαστικές μεταβλητές υπό αβεβαιότητα της μελέτης μας είναι οι εξής:

1. Προθεσμιακές τιμές πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος.
2. Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.
3. Τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂.
4. Τιμές καυσίμων

Τα ιστορικά δεδομένα που συλλέχθηκαν για τις παραπάνω στοχαστικές μεταβλητές, αφορούσαν σε κατακερματισμένες και μη συνεχείς χρονικές περιόδους και γι' αυτό το λόγο για την οργάνωση τους και την επεξεργασία τους (επειδή υπάρχει αλληλεπίδραση μεταξύ τους), επιλέχθηκαν χρονικές περίοδοι που συνέπιπταν μεταξύ τους σε μεγαλύτερο βαθμό. Οι χρονικές αυτές περίοδοι ήταν σε κλίμακα μεγέθους μήνα και, γι' αυτό το λόγο, υπολογίστηκαν μέσες τιμές, ώστε να δημιουργηθούν τα ετήσια δεδομένα που επιθυμούσαμε.

Διαδικασία υπολογισμού της τιμής πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος

Θεωρώντας ένα προθεσμιακό συμβόλαιο με χρόνο ωρίμανσης T_1 και μηνιαία περίοδο παράδοσης $[T_1, T_2]$, μία προσέγγιση των μηνιαίων προθεσμιακών μέσων τιμών $F(T)$ και ημερήσιων τιμών $f(t)$, είναι η παρακάτω:

$$F(T) = \frac{1}{T_2 - T_1} \cdot \int_{T_1}^{T_2} f(t) dt \quad T \in [T_1, T_2] \quad (30)$$

Διαδικασία υπολογισμού της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Μία προσέγγιση της μηνιαίας ζήτησης $D(T)$ μέσω των ημερήσιων τιμών $d(t)$, είναι η παρακάτω ($D(T)$ σε MWhel):

$$D(T) = \int_{T_1}^{T_2} d(t) dt \quad T \in [T_1, T_2] \quad (31)$$

Αφού επιλέχθηκε η κοινή χρονική περίοδος, από την οποία αντλούμε τα ιστορικά δεδομένα που επιθυμούμε, οι παραπάνω στοχαστικές μεταβλητές συσχετίστηκαν μαθηματικά με συγκριτικούς παράγοντες, όπως πραγματοποιήθηκε στη μελέτη των Clewlow and Strickland (2000)

Ομαδοποιήσεις μαθηματικών συσχετισμών:

1. Τα Μπραουνιανά διαφορικά των τιμών καυσίμων, των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας και της ζήτησης, συσχετίστηκαν αμοιβαία και ταυτόχρονα με τα αντίστοιχα διαφορικά των επιτοκίων και του πληθωρισμού.
2. Οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ συσχετίστηκαν με τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας.

5. Υπολογιστικό μοντέλο

5.1 Υπολογιστικές παράμετροι

Σε αυτό το τμήμα της διπλωματικής εργασίας, εφαρμόζουμε τον υπολογιστικό κώδικα, τον οποίο προγραμματίσαμε στο υπολογιστικό περιβάλλον *MATLAB*. Ο συγκεκριμένος κώδικας, συμπεριλαμβάνοντας δεδομένα και στοιχεία που αφορούν στη λειτουργία της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, μας δίνει μία σαφή εικόνα της λειτουργίας της και συμπεράσματα για τον τρόπο υπολογισμού του ενεργειακού μίγματος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και του υπολογισμού της Οριακής Τιμής Συστήματος.

Στη μελέτη που διεξάγουμε, χρησιμοποιούμε εργοστάσια (τα οποία είναι ήδη εφκατεστημένα ή θα εγκατασταθούν στον Ελλαδικό χώρο), τα οποία εκμεταλλεύονται τα εξής καύσιμα ως μέσο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας:

1. Φυσικό Αέριο
2. Λιγνίτης
3. Πετρέλαιο

Επίπροσθέτως, χρησιμοποιούμε σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ανανεώσιμων πηγών ενέργειας:

4. Υδροηλεκτρικούς σταθμούς
5. Υδροηλεκτρικούς σταθμούς με άντληση και αποταμίευση
6. Βιομάζας και Βιοαερίου
7. Μέσω φωτοβολταϊκών πάνελ
8. Μέσω ανεμογεννητριών (αιολικών πάρκων)

Μέσω του παραπάνω ενεργειακού μίγματος και χρησιμοποιώντας πληθώρα συντελεστών και παραμέτρων, οι οποίεςθα αναφερθούν εκτενώς στη συνέχεια, υπολογίζουμε τη βέλτιστη-αναμενόμενη Οριακή Τιμή Συστήματος για κάθε έτος σε βάθος 38 χρόνων (2012-2050) αλλά και την Καθαρή Παρούσα Αξία των επενδύσεων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στο τέλος του 2050.

Στον παρακάτω πίνακα που χωρίζεται σε δύο μέρη για λόγους αναγνωσιμότητας (πίνακες 1, 2), παρουσιάζονται οι παράμετροι των εργοστασίων αναλογικά με την τεχνολογία που χρησιμοποιούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ	Φυσικό Αέριο	Λιγνίτης	Πετρέλαιο	Υδροηλεκτρικά
Κόστος επένδυσης (€/kW _{el})	500	1900	1100	1600
Σταθερά Κόστη (Λειτουργίας, Συντήρησης-ασφάλισης κλπ.) (σε €/kW _{el})	14	39	38	25
Συντελεστής Διαθεσιμότητας	0,8	0,75	0,75	0,85
Συντελεστής φορτίου	0,7	0,75	0,8	0,34
Ρυθμός εκμάθησης	0	0	0	0
Χρόνος παράδοσης (Yr)	3	3	2	9
Τύπος καυσίμου	1	2	3	4
Συντελεστής απόδοσης	0,57	0,3	0,29	1
Εκπομπές CO ₂ (tnCO ₂ /MWh)	0,21	0,44	0,4	0
Χρόνος ζωής (χρόνια)	46	46	46	46

Πίνακας 1. Δεδομένα των τεχνολογιών προς έρευνα

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ	Αντληση	Βιομάζα/Βιοαέριο	Φωτοβολταϊκά πάνελ	Ανεμογεννήτριες
Κόστος επένδυσης (€/kW _{el})	2100	1500	1800	1100
Σταθερά Κόστη (Λειτουργίας, Συντήρησης-ασφάλισης κλπ.) (σε €/kW _{el})	40	19	12	23
Συντελεστής Διαθεσιμότητας	0,92	0,75	0,9	0,9
Συντελεστής φορτίου	0,4	0,8	0,15	0,25
Ρυθμός εκμάθησης	0,01	0,15	0,2	0,1
Χρόνος παράδοσης (Yr)	9	3	1	1
Τύπος καυσίμου	5	6	7	8
Συντελεστής απόδοσης	1	0,35	1	1
Εκπομπές CO ₂ (tnCO ₂ /MWh)	0	0	0	0
Χρόνος ζωής (χρόνια)	46	25	20	25

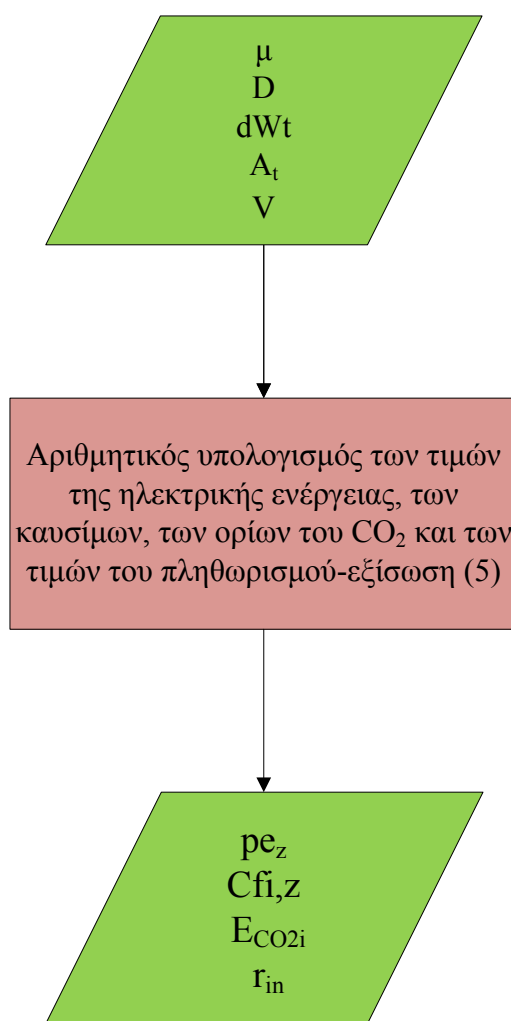
Πίνακας 2. Δεδομένα των τεχνολογιών προς έρευνα

Για τους παλαιούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ο χρόνος ζωής πρέπει να είναι μεγαλύτερος από 46 χρόνια, με στόχο να κλείσει ο παλαιότερος του έτους 1965.

Στη συνέχεια, ακολουθεί ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης που προγραμματίσαμε, υπό μορφή διαγραμμάτων ροής:

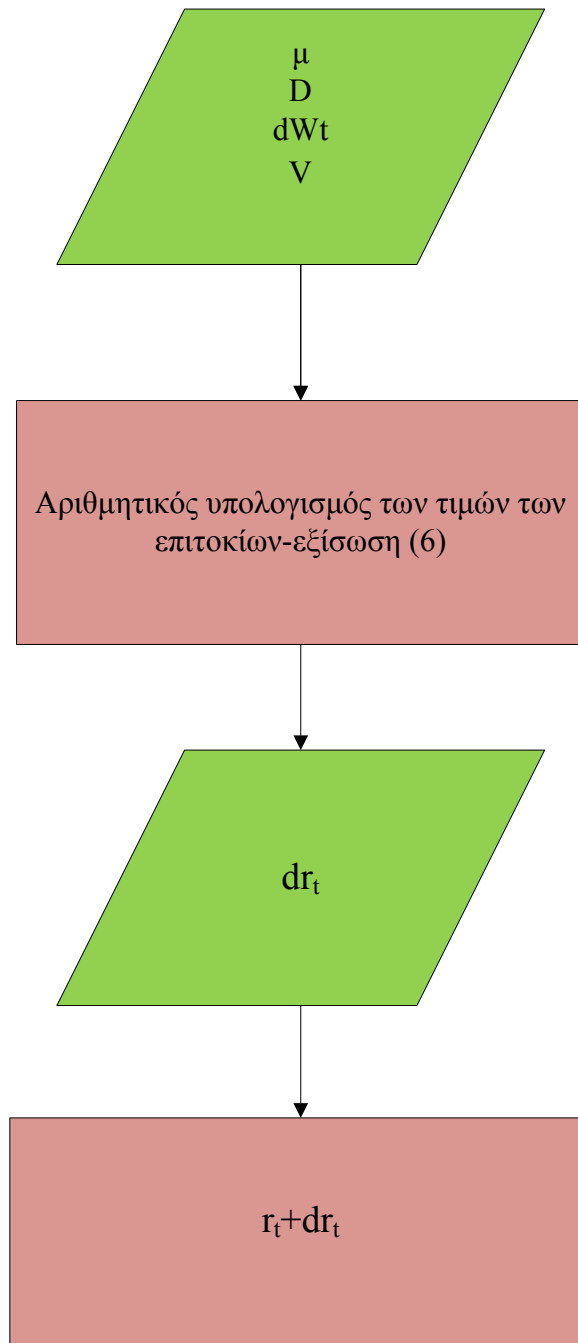
5.2 Διαγράμματα ροής

Αρχικά κατασκευάζουμε τον αλγόριθμο που υπολογίζει τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, των καυσίμων, των εκπομπών CO₂ όπως επίσης και τις τιμές του πληθωρισμού για κάθε έτος της μελέτης μας [pe_z , $Cf_{i,z}$, E_{CO2i} , r_{in}] μέσω διαδικασιών τυχαίας προσπέλασης Geometric Brownian Motion:



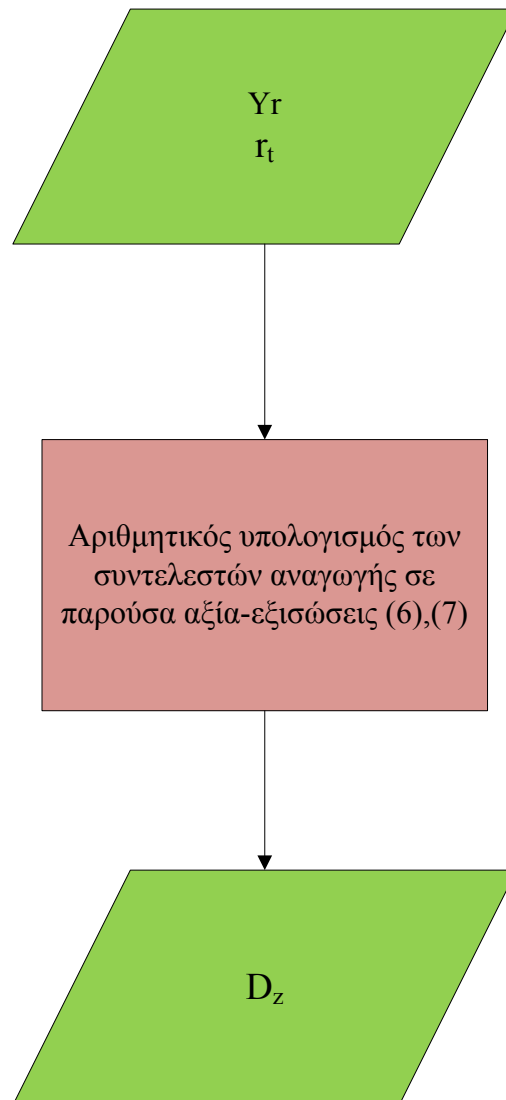
Σχήμα 1. Διάγραμμα ροής υπολογισμού της ηλεκτρικής ενέργειας, των καυσίμων, των τιμών των δικαιωμάτων του CO₂ και του πληθωρισμού κάθε έτους μέσω διαδικασιών τυχαίας προσπέλασης (GBM).

Στη συνέχεια, υπολογίζουμε την εξέλιξη των επιτοκίων $[r_t]$ στο βάθος των 38 ετών με το μοντέλο Cox–Ingersoll–Ross:



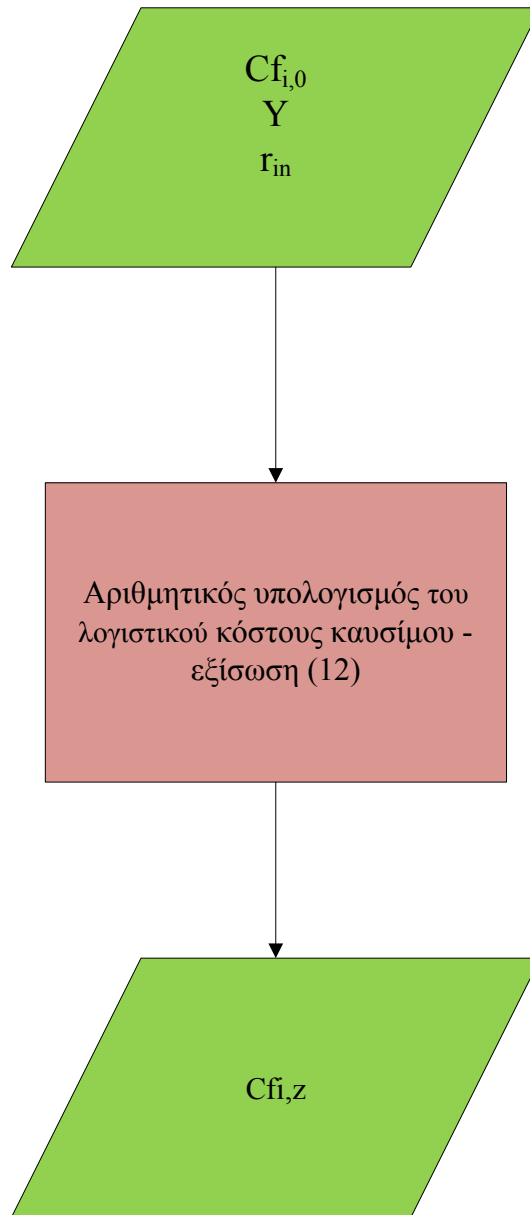
Σχήμα 2. Διάγραμμα ροής υπολογισμού της εξέλιξης των επιτοκίων σε κάθε έτος (z).

Στη συνέχεια, κατασκευάζουμε τον αλγόριθμο υπολογισμού του συντελεστή προεξόφλησης [D_z]:



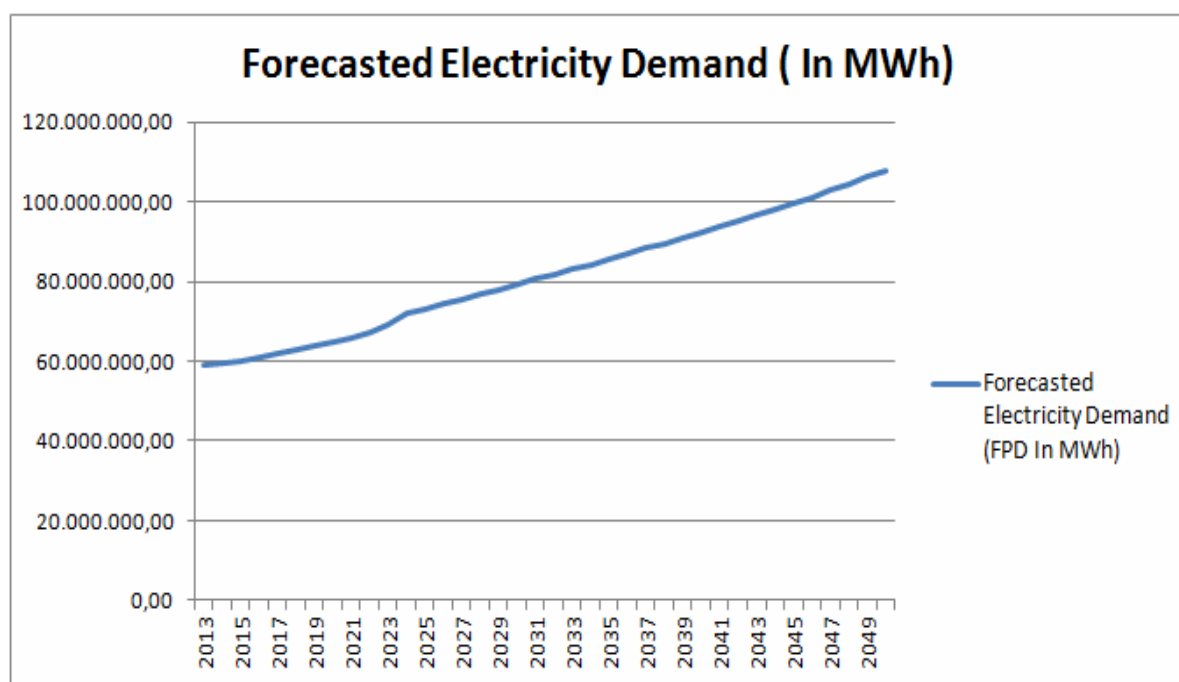
Σχήμα 3. Διάγραμμα ροής υπολογισμού του συντελεστή αναγωγής σε παρούσα αξία σε κάθε έτος(z).

Στη συνέχεια, κατασκευάζουμε το διάγραμμα ροής υπολογισμού του κόστους καυσίμου $[Cf_{i,z}]$:



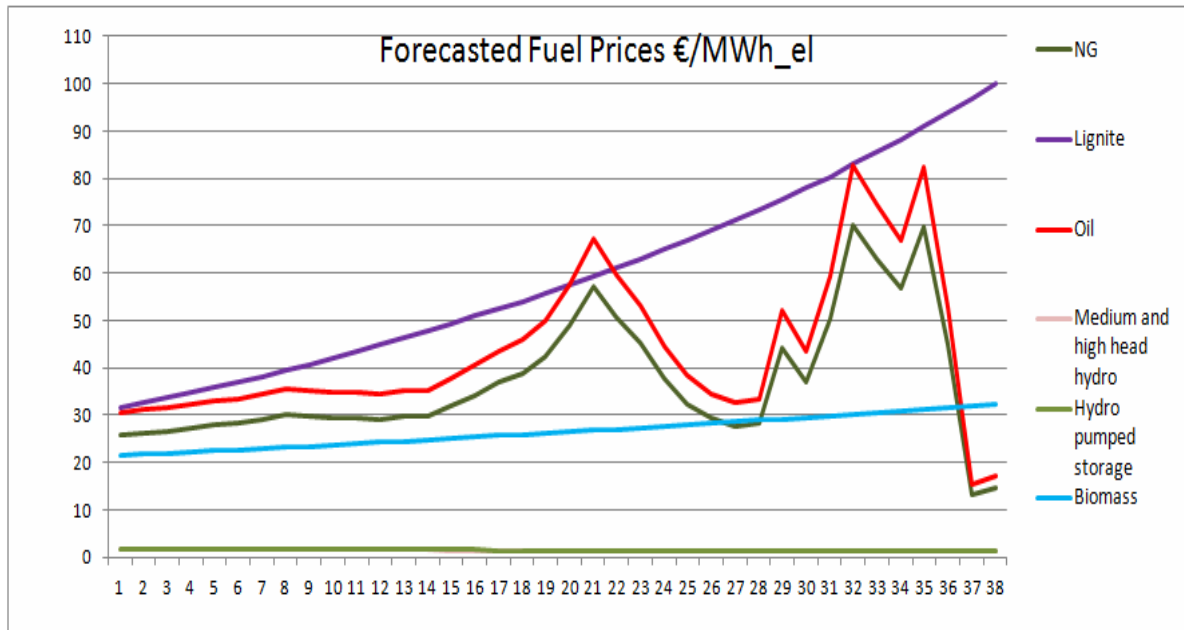
Σχήμα 4. Διάγραμμα ροής υπολογισμού του κόστους καυσίμου για τη τεχνολογία τύπου (i) το έτος (z) χρησιμοποιώντας την στοχαστική (GBM) του πληθωρισμού.

5.2.1 Ενδιάμεσα δεδομένα προκύπτοντα από τους αλγορίθμους στοχαστικής εξέλιξης.



Διάγραμμα 1. Χρονική εξέλιξη της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια με χρήση GBM.

Στο άνω διάγραμμα η καμπύλη κατασκευάζεται με τη μεθοδολογία της Γεωμετρικής Κίνησης Μπράουν (Geometric Brownian Motion-GBM) και σημειώνει τη χρονική εξέλιξη της ζήτησης. Παρατηρούμε, ότι με τη πάροδο των ετών ακολουθεί ανοδική πορεία και αυτό συμβαίνει λόγω της θεωρούμενης αύξησης του πληθυσμού και της ολοένα αυξανόμενης ανάγκης για ηλεκτρική ενέργεια, που είναι αποτέλεσμα της αύξησης του πληθυσμού αλλά και της ταυτόχρονης αύξησης του βιοτικού επιπέδου των κατοίκων της Ελλάδας. Αύξηση του βιοτικού επιπέδου των κατοίκων μίας χώρας συνεπάγεται μεγαλύτερη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια, λόγω των μεγαλύτερων (ίσως μερικές φορές περιττών) αναγκών που παρουσιάζονται.

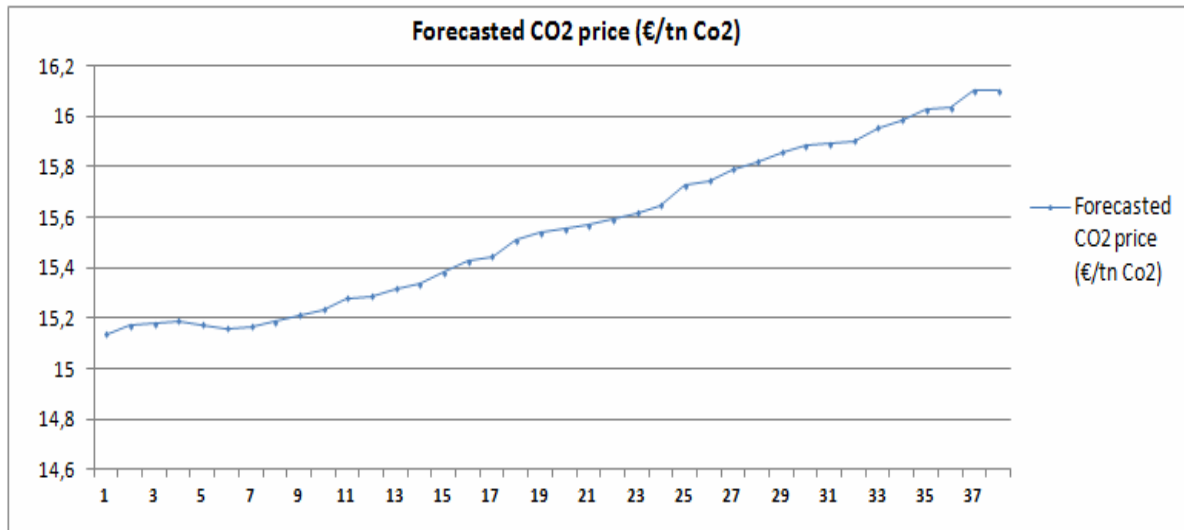


Διάγραμμα 2. Χρονική εξέλιξη των τιμών των καυσίμων με χρήση GBM.

Η εξέλιξη των τιμών των καυσίμων (βλ. παραπάνω διάγραμμα) για τα μελλοντικά χρόνια είναι στοχαστική και προκύπτει από Μπραουνιανές διαφορικές (Brownian differentials). Όπως φαίνεται και από το παραπάνω διάγραμμα, η εξέλιξη των τιμών δεν ακολουθεί σταθερή πορεία. Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι, οι τιμές των καυσίμων είναι άμεσα συνδεδεμένες με τις τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος και της ζήτησης για ηλεκτρικής ενέργεια, μέσω των Μπραουνιανών διαφορικών εξισώσεων,

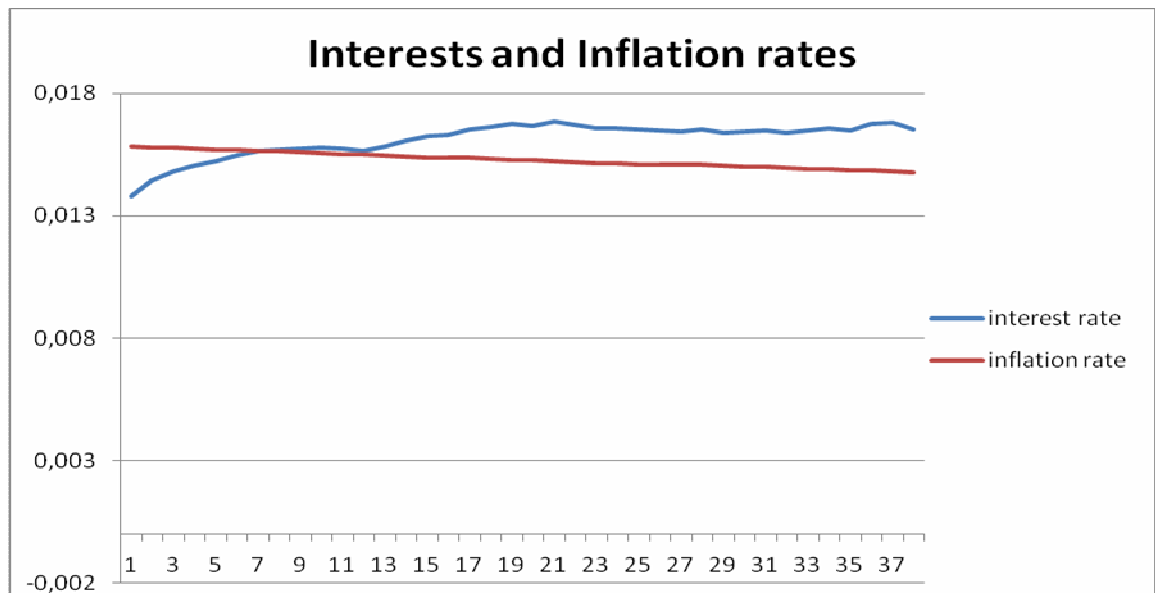
Μέσω της πρόβλεψης της εξέλιξης της τιμής των καυσίμων εισάγεται ακόμα μία αβεβαιότητα στη μελέτη μας.

Στο παραπάνω διάγραμμα, παρουσιάζεται η πρόβλεψη της εξέλιξης των τιμών των καυσίμων στο βάθος της περιόδου της μελέτης μας των έξι από τις οκτώ τεχνολογίες που αποτελούν το ενεργειακό μας μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Από τις έξι τεχνολογίες, μόνο οι πέντε διαμορφώνουν την Ο.Τ.Σ και παίρνουν μέρος στη διαδικασία των προσφορών (η βιομάζα δε συμμετέχει). Για τις τεχνολογίες που αφορούν τσα φωτοβολταϊκά πάνελ και τις ανεμογεννήτριες δεν υπάρχει κόστος καυσίμου, για ευνόητους λόγους.



Διάγραμμα 3. Χρονική εξέλιξη των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ με χρήση GBM.

Αν και η διαμόρφωση των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, δεν εξαρτάται μόνο από τη δυναμική του χρηματιστηρίου των ρύπων, αλλά είναι αποτέλεσμα παρεμβάσεων στις περιβαλλοντικές πολιτικές μέσω της νομοθεσίας, παραπάνω παρουσιάζεται μία πρόβλεψη της εξέλιξης της τιμής των εκπομπών CO₂ στην ατμόσφαιρα (στο χρηματιστήριο ρύπων), μέσω των διαφορικών της Γεωμετρικής Μπραουνιανής Κίνησης (GBM).

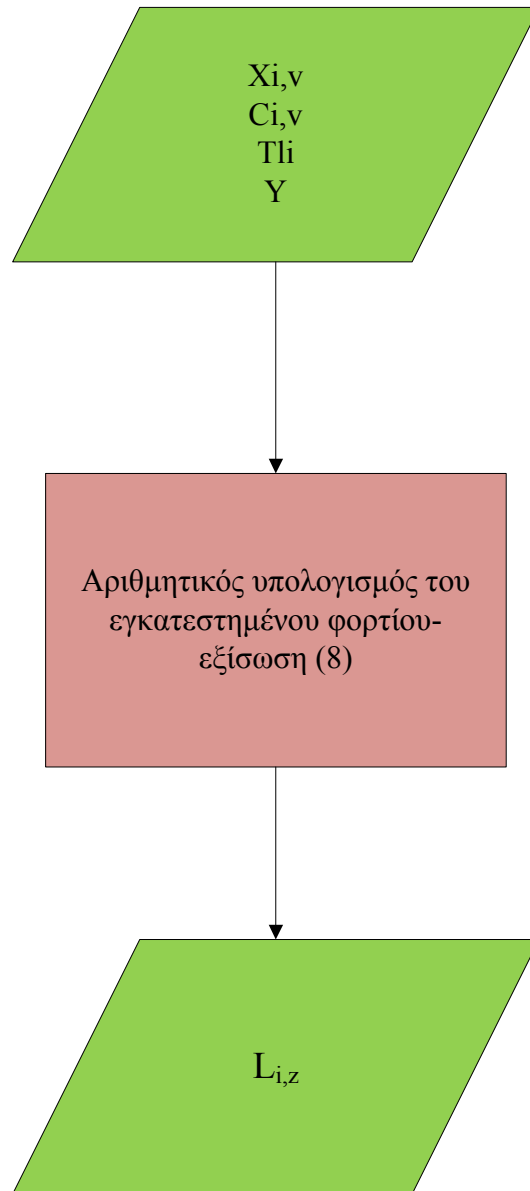


Διάγραμμα 4. Εξέλιξη τιμών επιτοκίων και τιμών πληθωρισμού .

Στο παραπάνω διάγραμμα (διάγραμμα 4), η μπλε καμπύλη περιγράφει την εξέλιξη των επιτοκίων. Η εξέλιξη των εν απουσία κινδύνου επιτοκίων, αναπαριστάται μέσω του μοντέλου Cox–Ingersoll–Ross (CIR), δίνοντας ως αποτελέσματα (εξόδους) μη αρνητικές προβλέψεις. Η καμπύλη σχηματίζεται από τα αποτελέσματα της εξίσωσης 6 ετησίως.

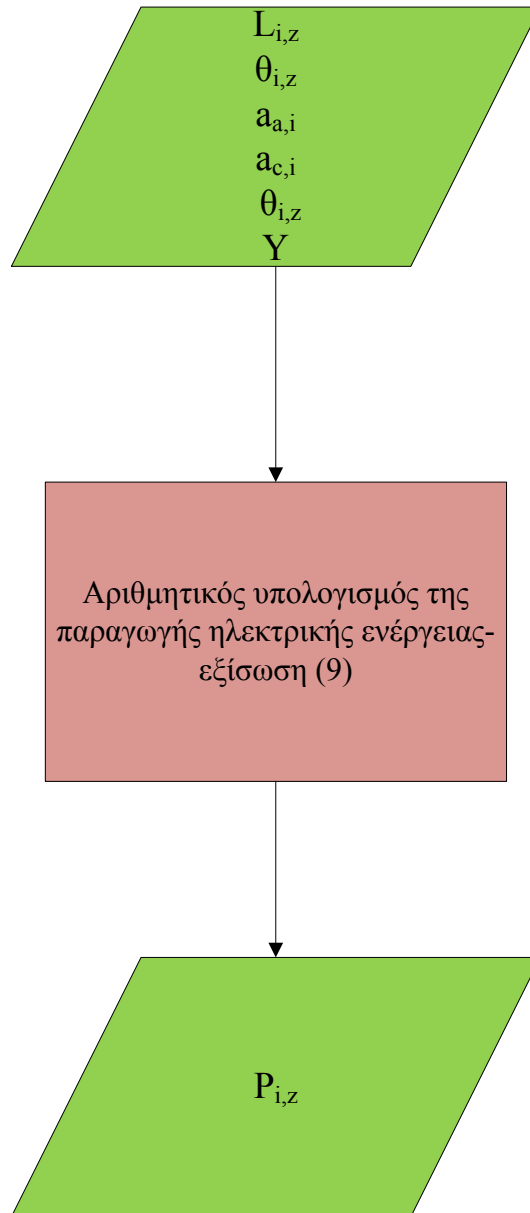
Η κόκκινη καμπύλη, αναπαριστά την εξέλιξη των τιμών του πληθωρισμού μέσω διαδικασιών τυχαίας προσπέλασης (GBM) που ακολουθούν την εξίσωση 5.

Στη συνέχεια, κατασκευάζουμε το διάγραμμα ροής για τον υπολογισμό του ήδη εγκατεστημένου φορτίου $[L_{i,z}]$:



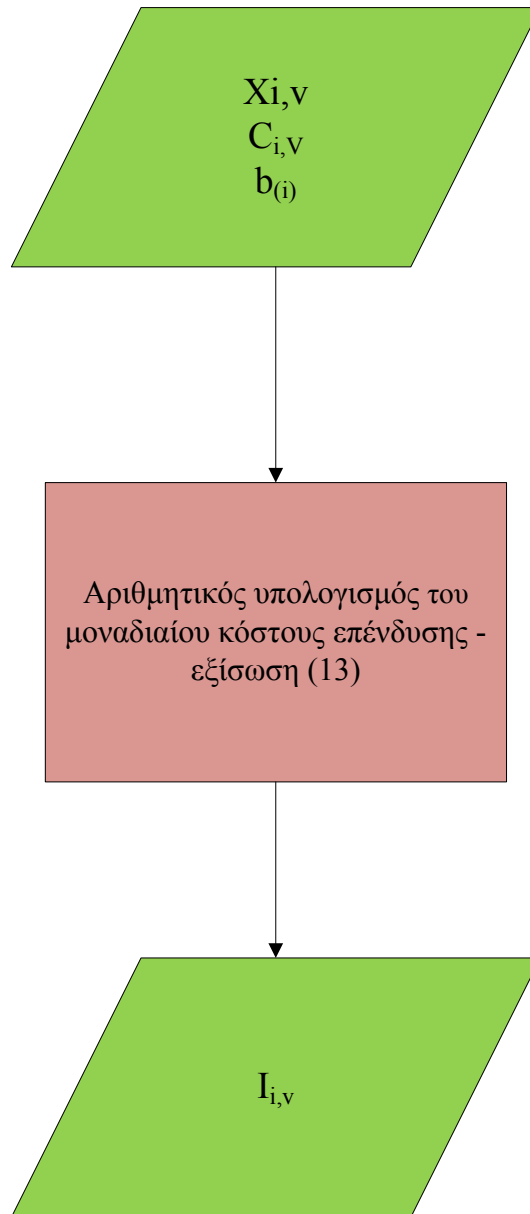
Σχήμα 5. Διάγραμμα ροής υπολογισμού του εγκατεστημένου φορτίου για κάθε έτος(z).

Παρακάτω, κατασκευάζουμε το διάγραμμα ροής υπολογισμού της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [$P_{i,z}$]:



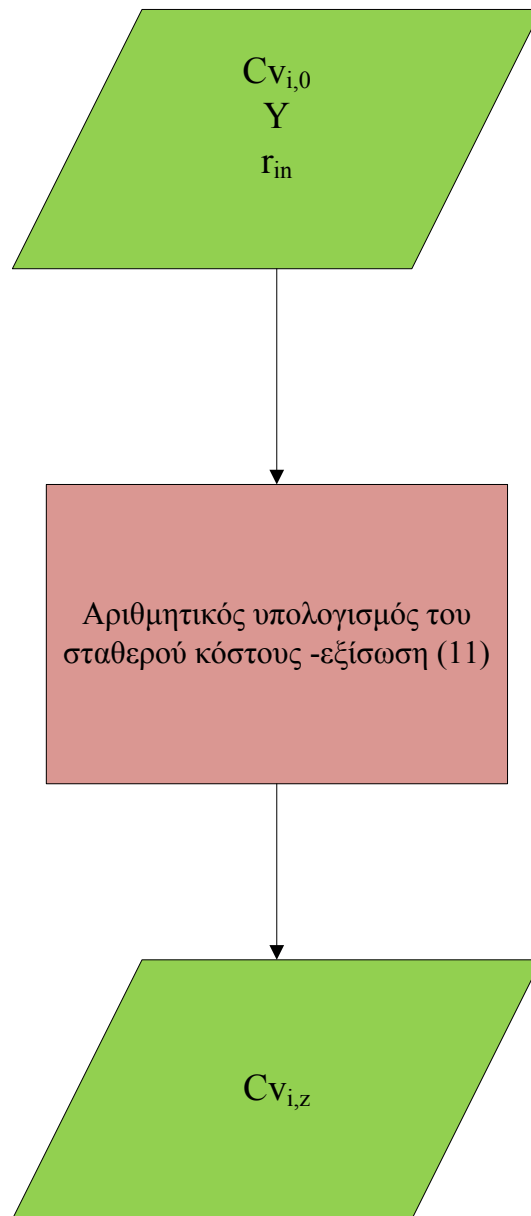
Σχήμα 6. Διάγραμμα ροής υπολογισμού της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε έτος από τους εν ενεργεία σταθμούς παραγωγής τεχνολογίας τύπου (i).

Στη συνέχεια, δημιουργούμε το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου για τον υπολογισμό του μοναδιαίου κόστους επένδυσης $[I_{i,v}]$:



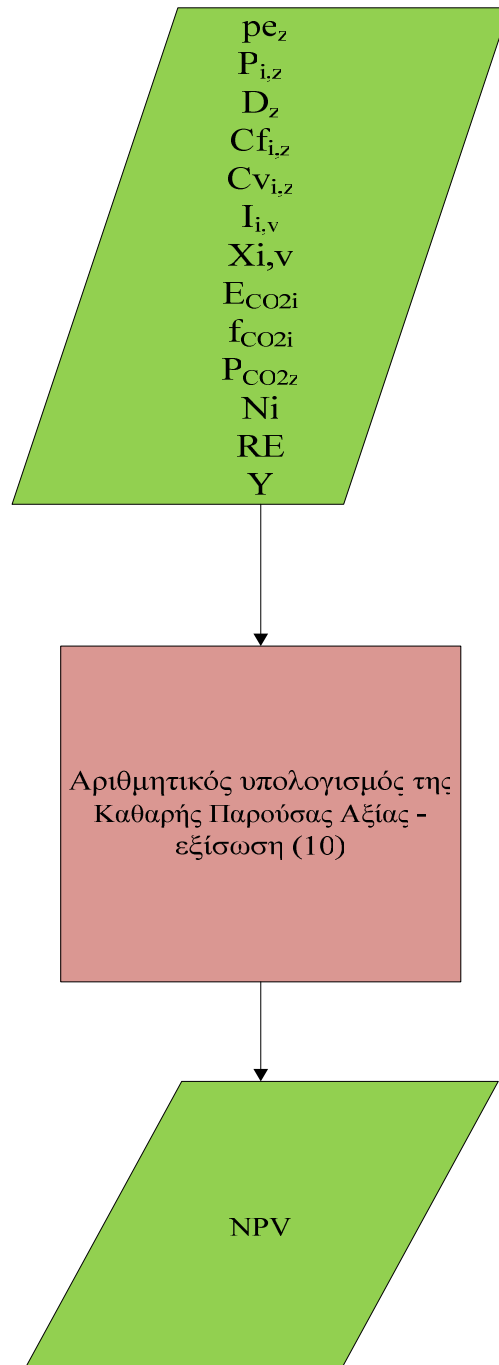
Σχήμα 7. Διάγραμμα ροής υπολογισμού του μοναδιαίου κόστους επένδυσης ενός σταθμού παραγωγής τεχνολογίας τύπου (i).

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου υπολογισμού του σταθερού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [$C_{v,i,z}$]:



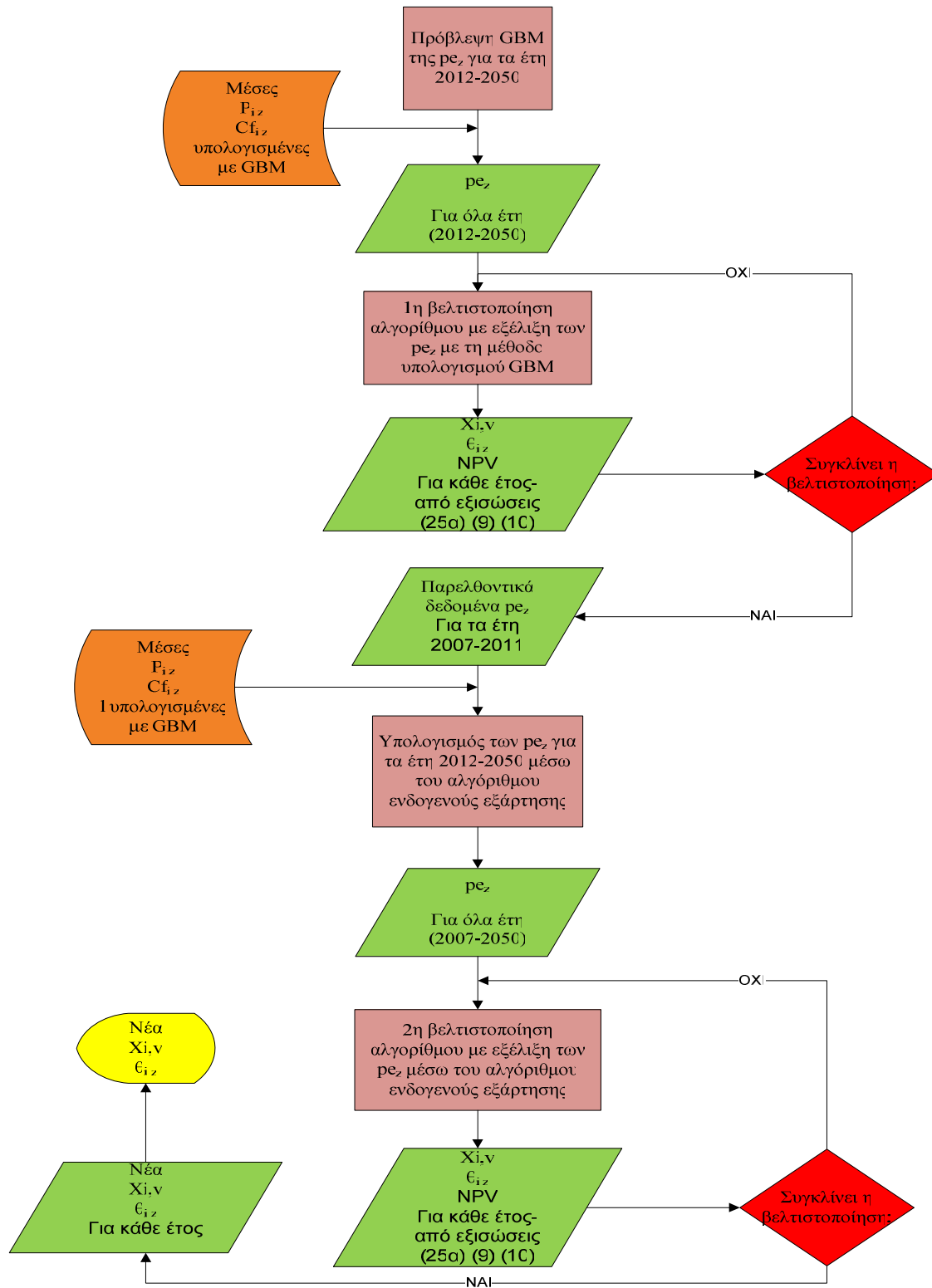
Σχήμα 8. Διάγραμμα ροής υπολογισμού του σταθερού κόστους για τη τεχνολογία τύπου (i) το έτος (z) χρησιμοποιώντας την στοχαστική (GBM) του πληθωρισμού.

Στη συνέχεια, δημιουργούμε το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου για τον υπολογισμό της αντικειμενικής συνάρτησης, που αναπαριστά την Καθαρή Παρούσα Αξία [NPV]:



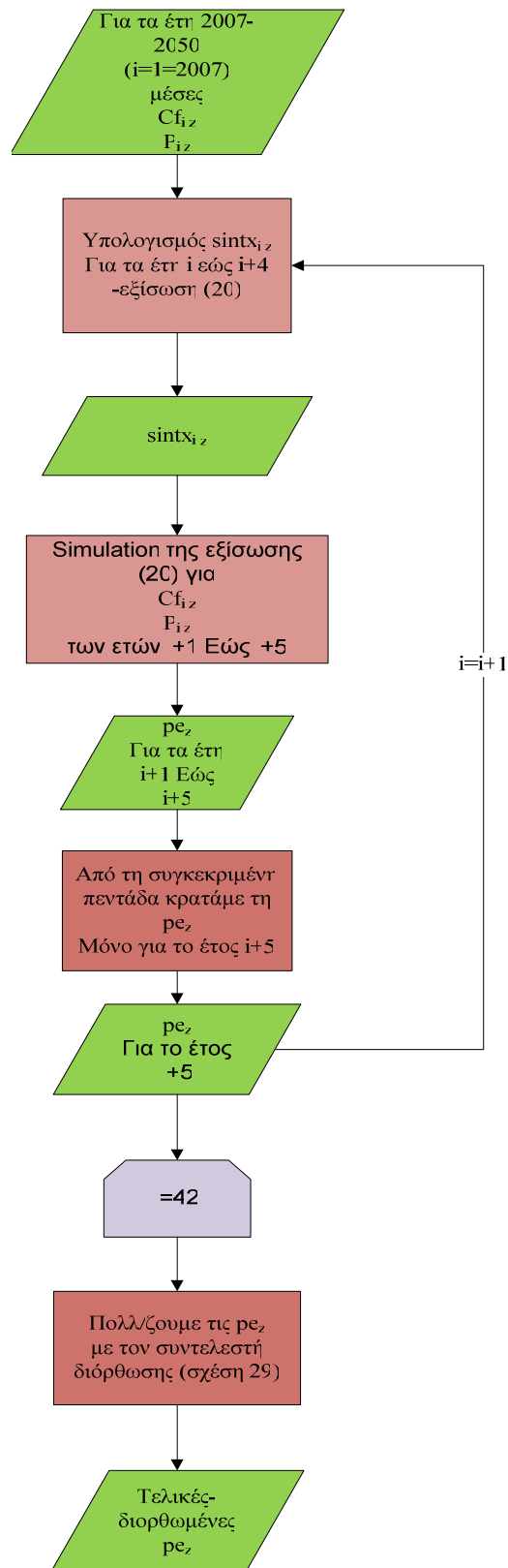
Σχήμα 9. Διάγραμμα ροής υπολογισμού της Καθαρής Παρούσας Αξίας στο τέλος του 38^{ου} έτους της μελέτης.

Στη συνέχεια, παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής της βελτιστοποίησης της NPV, με ενδογενή εξάρτηση της re_z από τις τιμές καυσίμων και το ενεργειακό μίγμα:



Σχήμα 10. Διάγραμμα ροής της βελτιστοποίησης της NPV, με ενδογενή εξάρτηση της re_z .

Στη συνέχεια, δημιουργούμε το διάγραμμα ροής του ενδογενούς αλγορίθμου για τον υπολογισμό της οριακής τιμής ηλεκτρικής ενέργειας (Ο.Τ.Σ.) pe_z :



Σχήμα 11. Διάγραμμα ροής υπολογισμού των pe_z για τα έτη 2012-2050.

6. Αποτελέσματα – Ανάλυση

6.1 Επεξεργασία δεδομένων ενεργειακού μίγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και Ο.Τ.Σ για τη πενταετία 2007-2011.

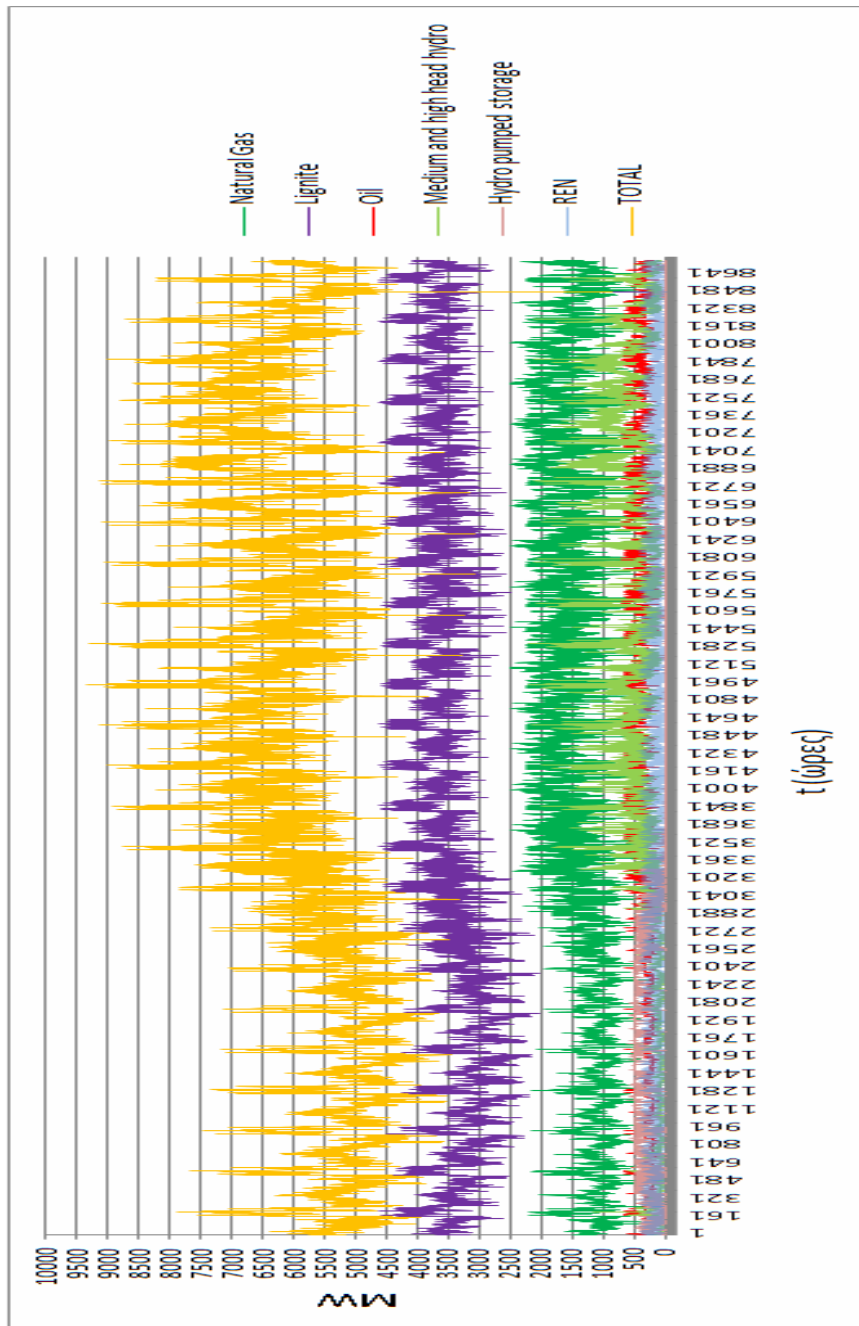
Αρχικά, αφού συγκεντρώθηκαν δεδομένα που αφορούν τσο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ενέργειας και της Ο.Τ.Σ για κάθε ώρα, από τα αρχεία του ΔΕΣΜΗΕ, πραγματοποιήθηκε επεξεργασία τους, με στόχο τη δημιουργία δύο ειδών διαγραμμάτων.

Τα διαγράμματα αυτά δημιουργήθηκαν με στόχο, την κατανόηση του τρόπου σύστασης του ενεργειακού μίγματος ετησίως με κλίμακα μελέτης την ώρα και το ποσοστό συμμετοχής της κάθε τεχνολογίας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κατά πόσο αυτό επηρεάζει την Ο.Τ.Σ.

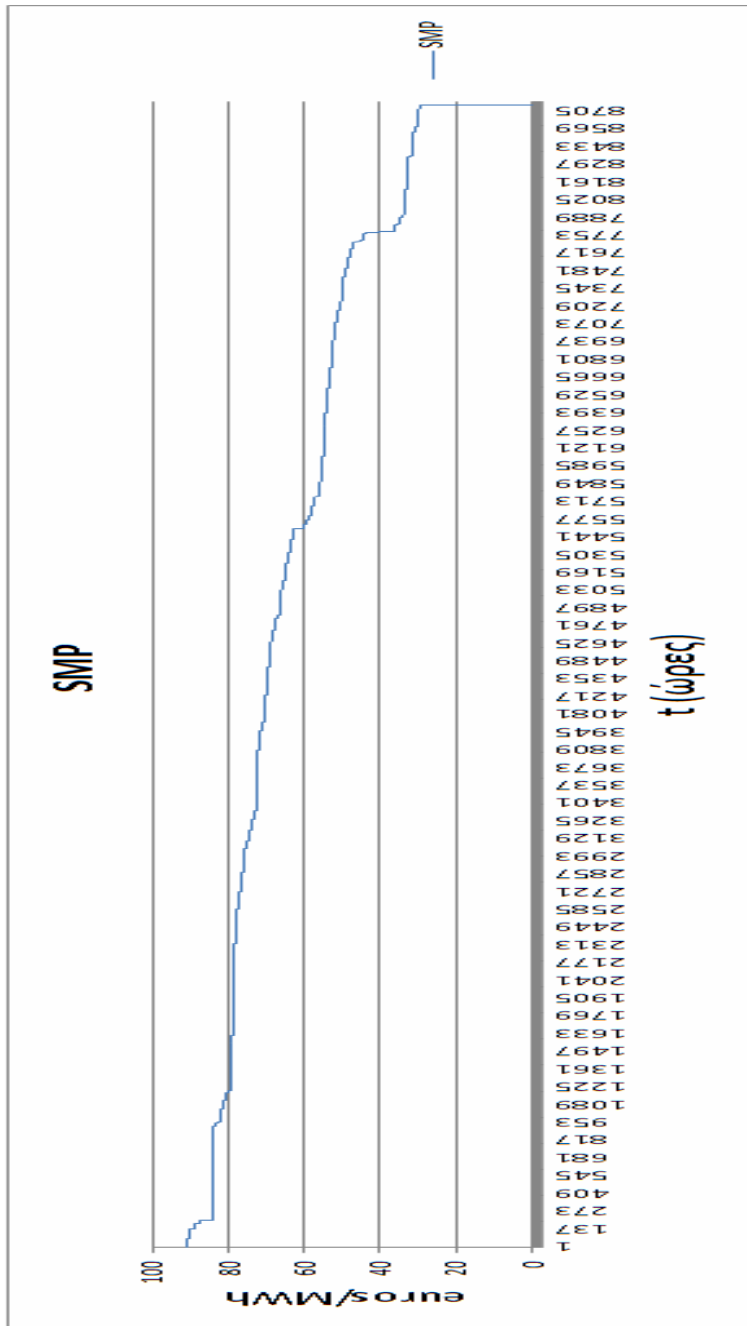
Τα διαγράμματα που κατασκευάστηκαν είναι δύο ειδών:

1. Τα MW ισχύος, που εισήγαγαν στο δίκτυο οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τεχνολογίας τύπου (i) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Την Ο.Τ.Σ (euro/MWh), που προκύπτει για κάθε ώρα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φθίνουσα πορεία.

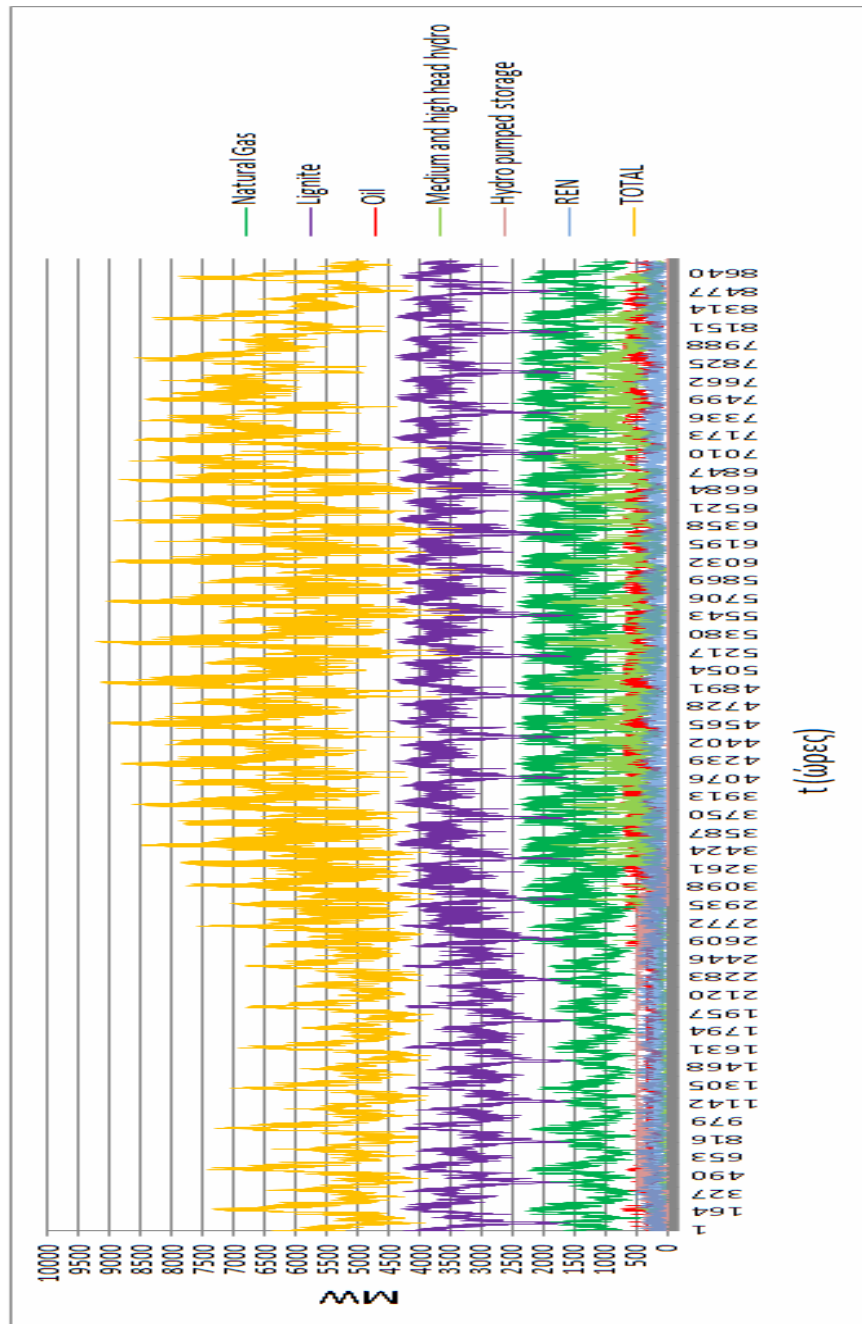
Στις επόμενες σελίδες, παρατίθενται τα διαγράμματα που περιγράφησαν παραπάνω για κάθε ένα από τα έτη 2007-2011:



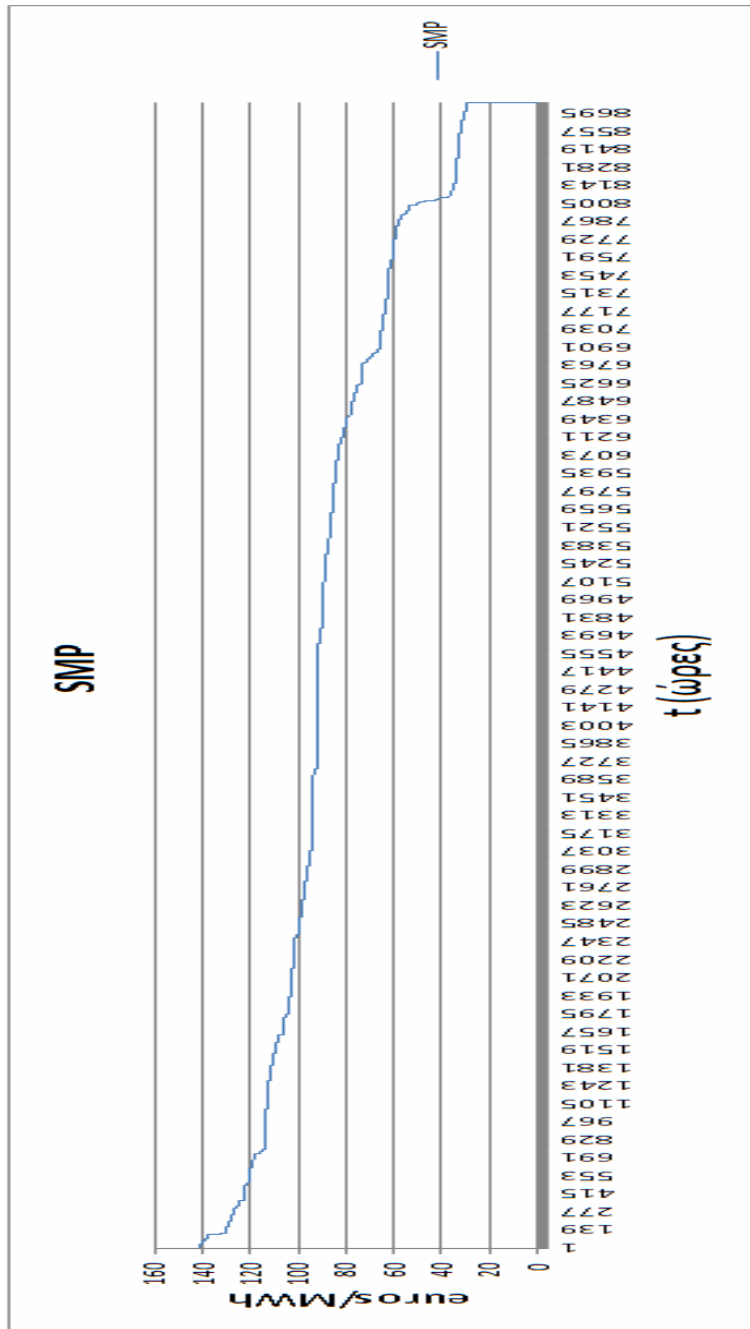
Διάγραμμα 5. Τα MW ισχύος που εισήγαγαν στο δίκτυο οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τεχνολογίας τύπου (i) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



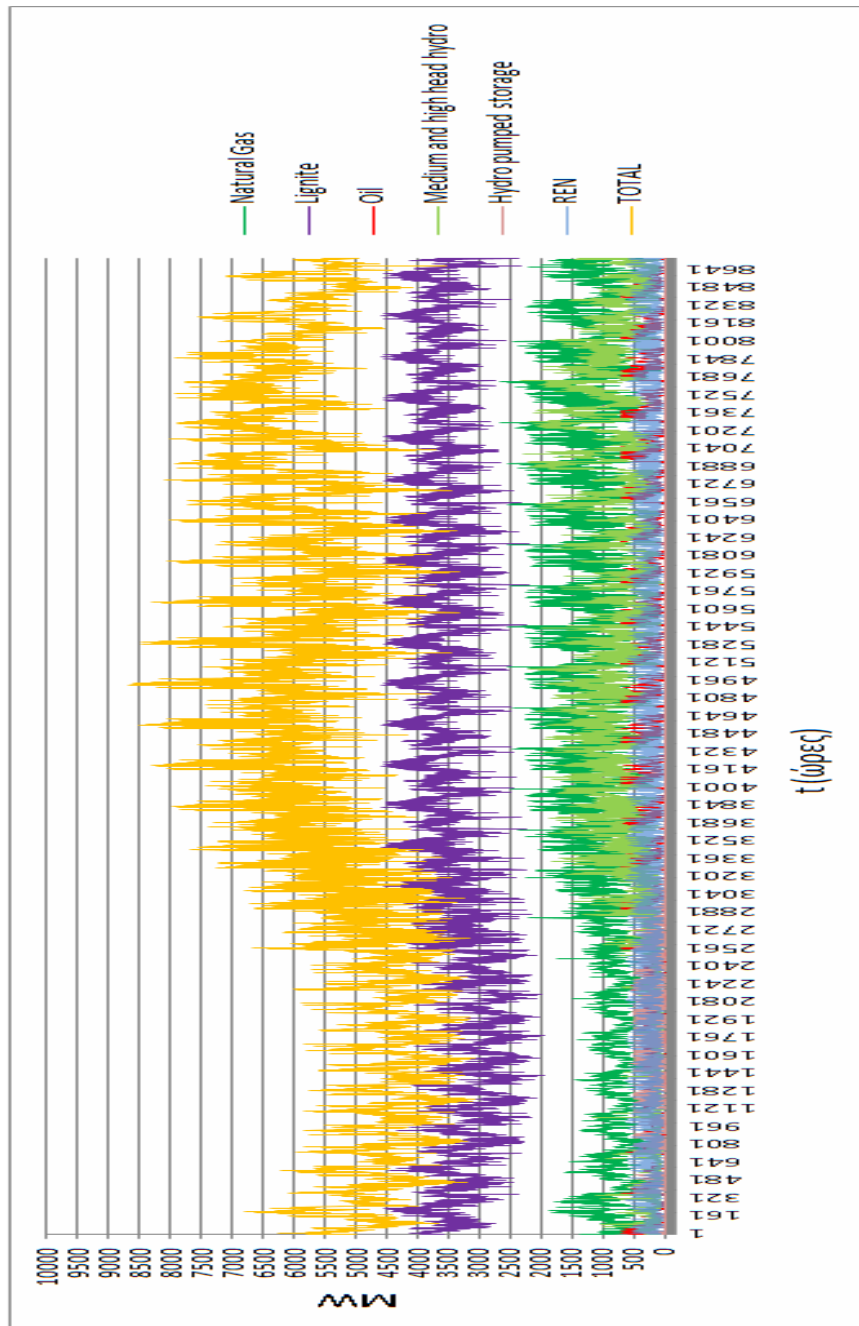
Διάγραμμα 6. Ο.Τ.Σ (euro/MWh) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φθίνουσα διάταξη.



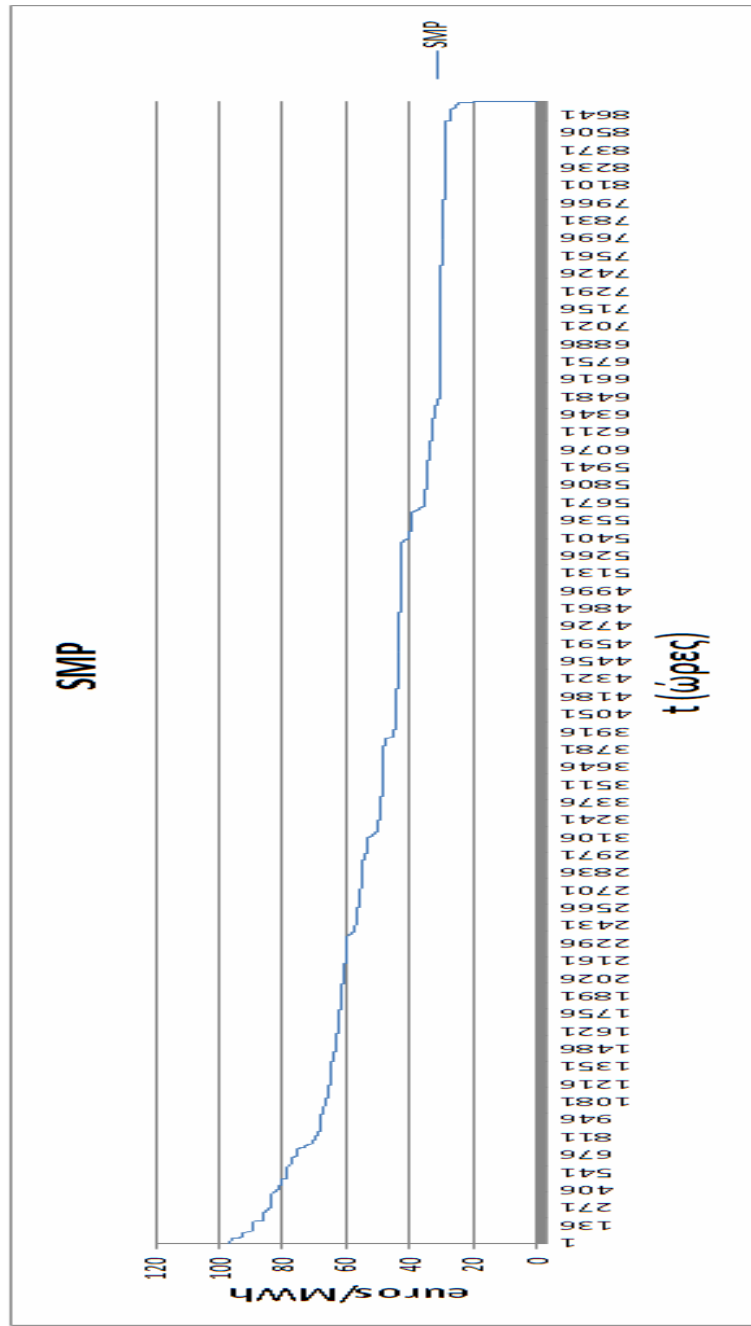
Διάγραμμα 7. Τα MW ισχύος που εισήγαγαν στο δίκτυο οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τεχνολογίας τύπου (i) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



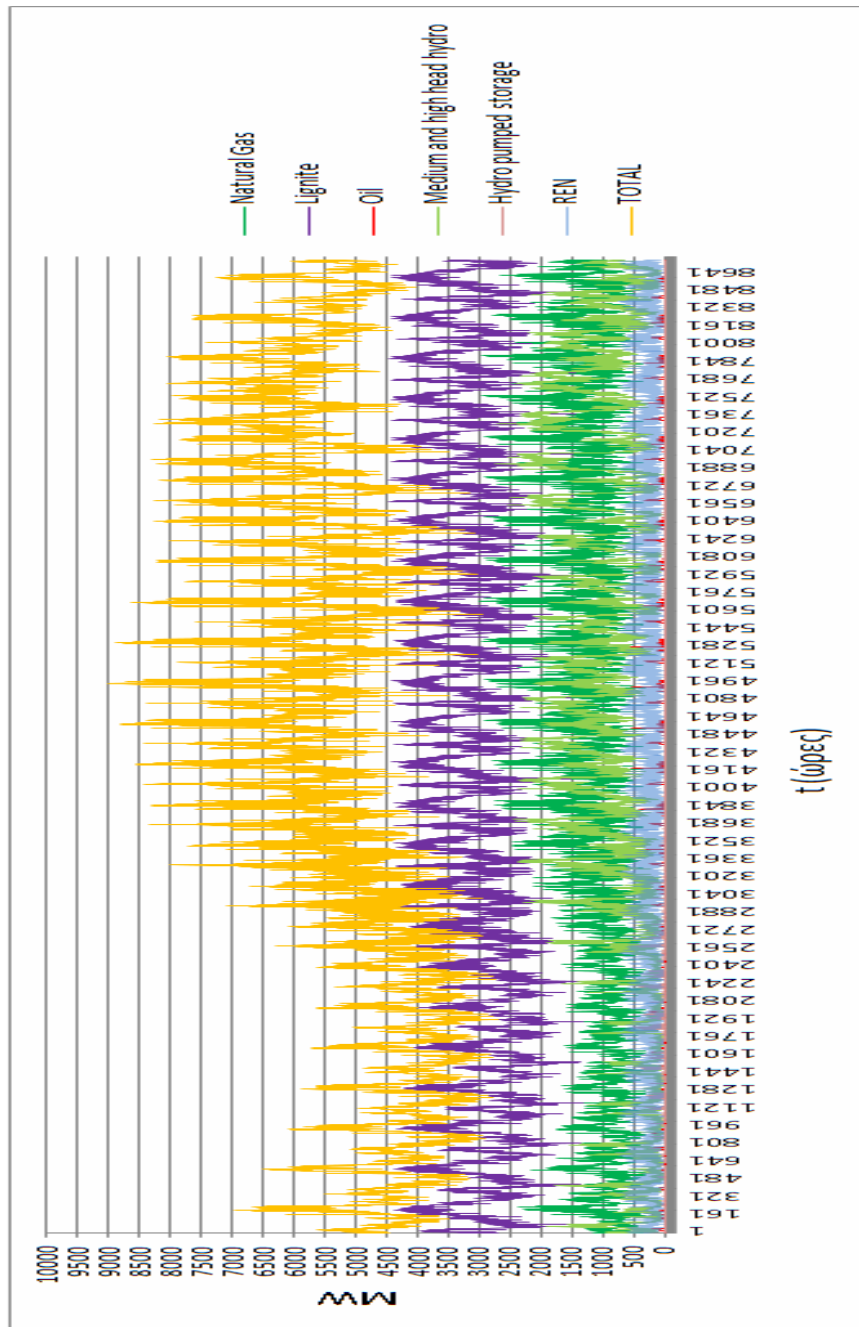
Διάγραμμα 8. Ο.Τ.Σ (euro/MWh) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φθίνουσα διάταξη.



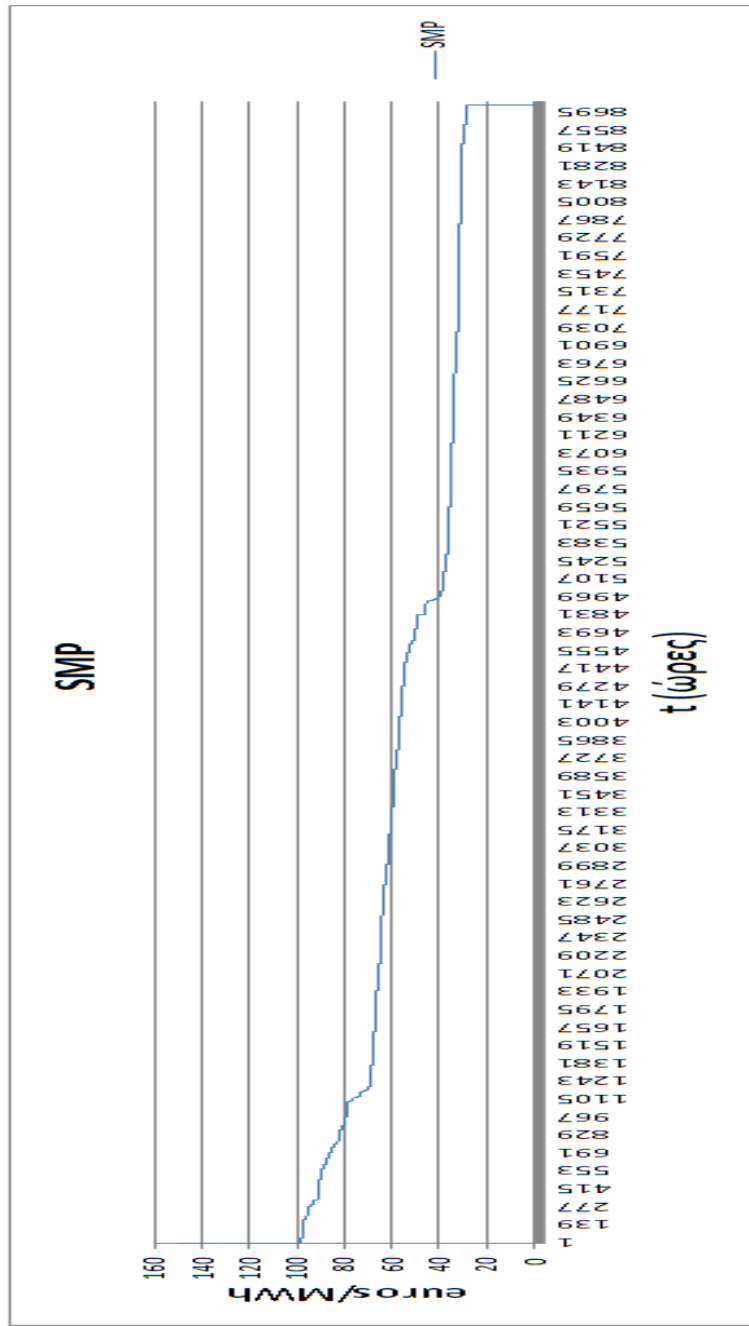
Διάγραμμα 9. Τα MW ισχύος που εισήγαγαν στο δίκτυο οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τεχνολογίας τύπου (i) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



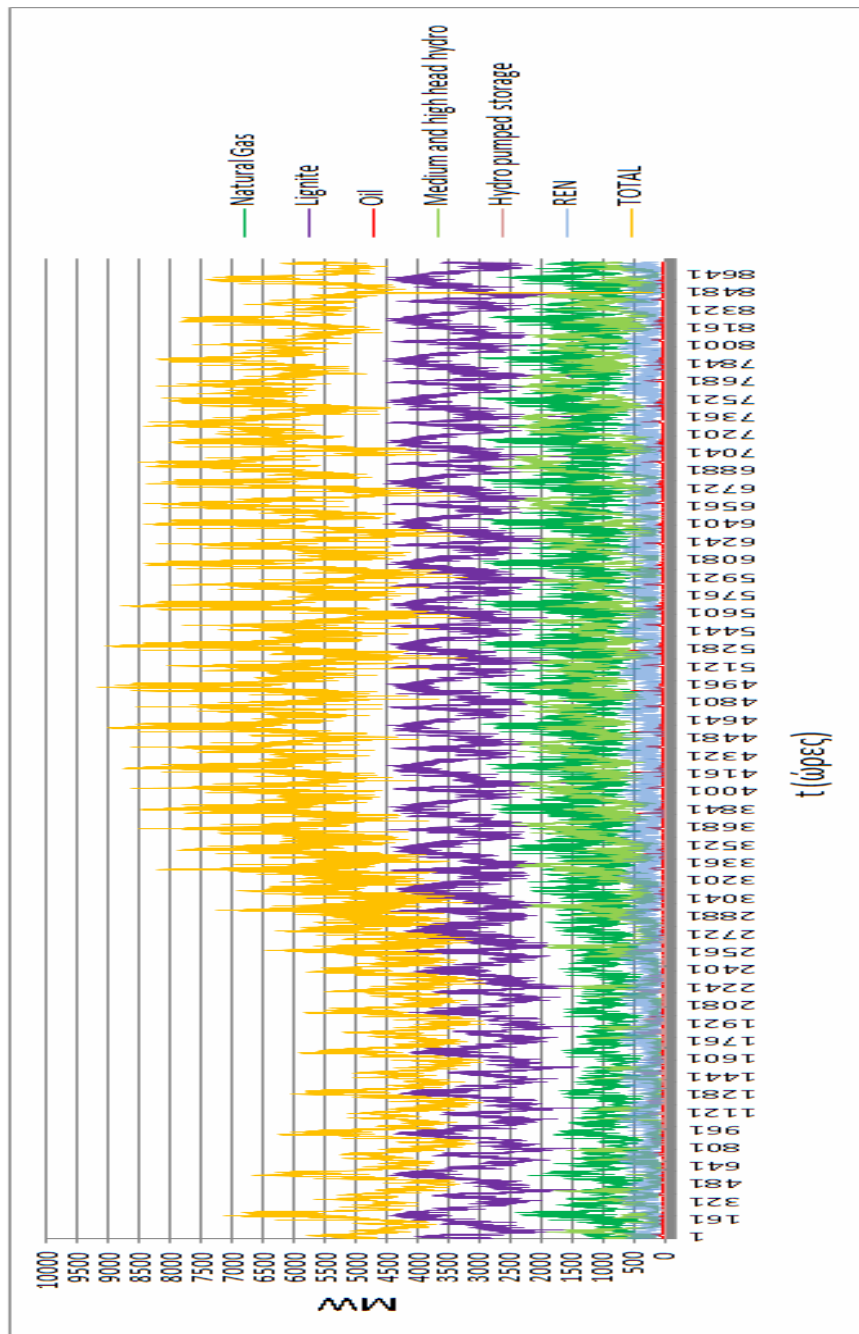
Διάγραμμα 10. Ο.Τ.Σ (euro/MWh) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φθίνουσα διάταξη.



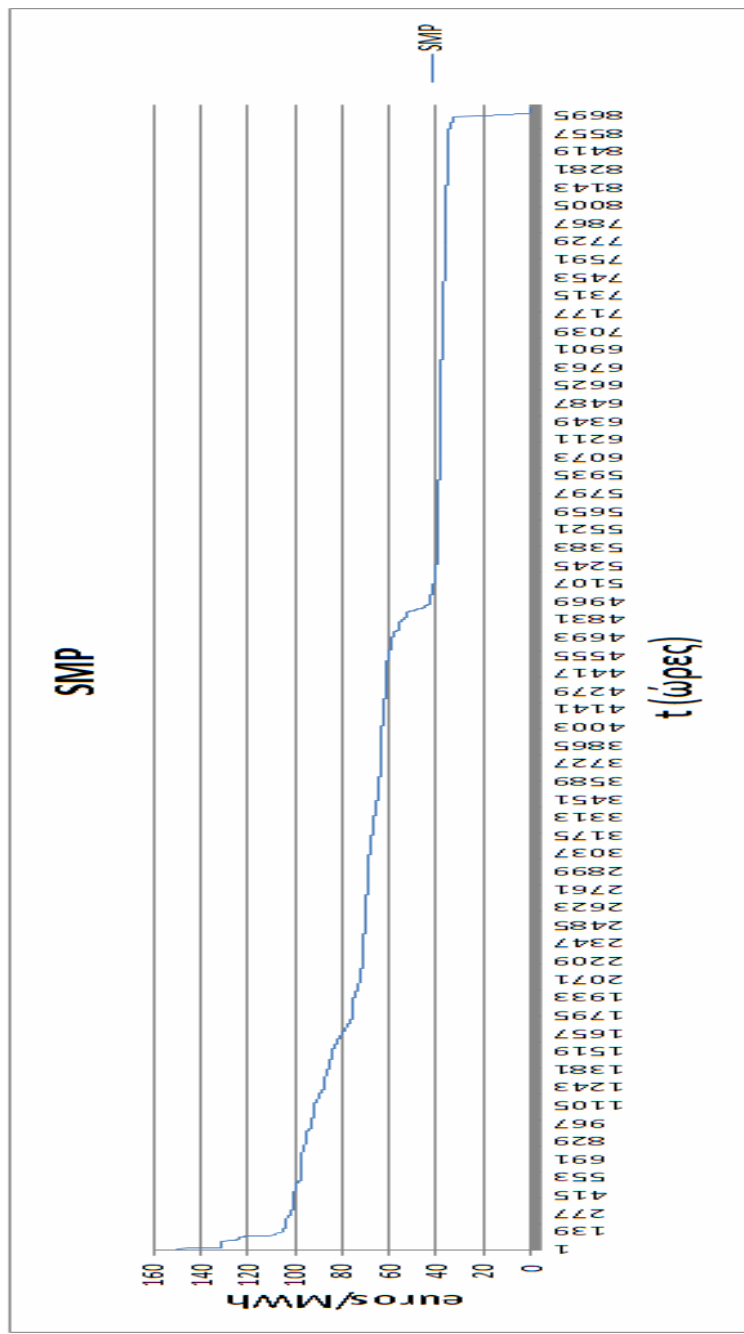
Διάγραμμα 11. Τα MW ισχύος που εισήγαγαν στο δίκτυο οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τεχνολογίας τύπου (i) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 12. Ο.Τ.Σ (euro/MWh) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φθίνουσα διάταξη.



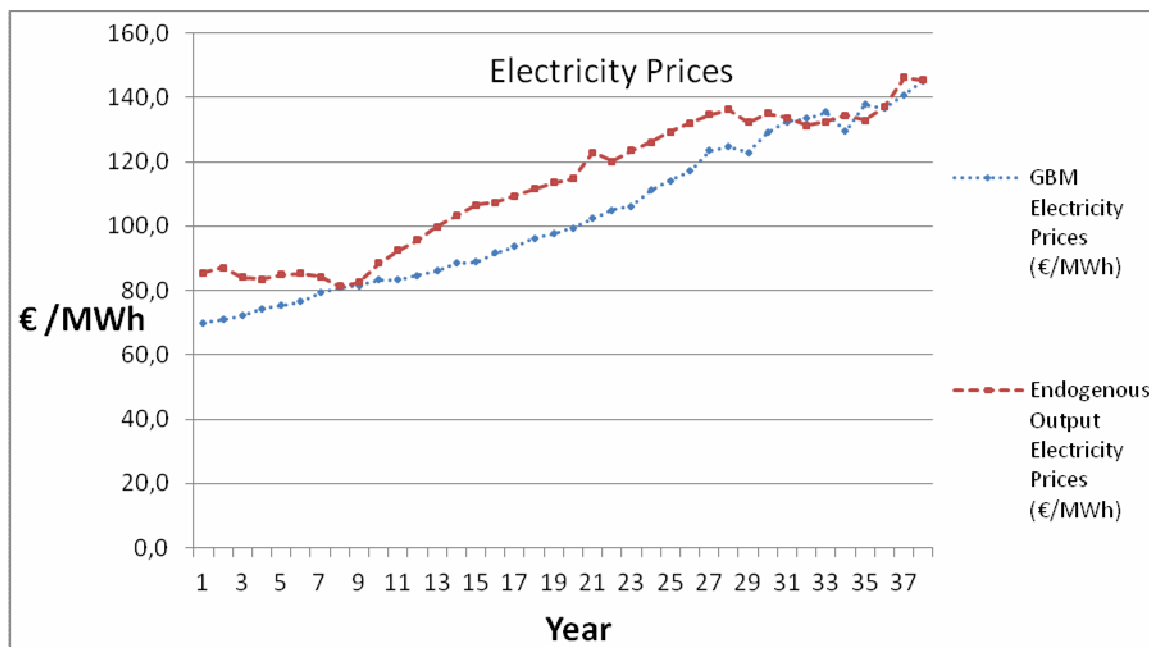
Διάγραμμα 13. Τα MW ισχύος που εισήγαγαν στο δίκτυο οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τεχνολογίας τύπου (i) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 14. Ο.Τ.Σ (euro/MWh) ανά ώρα (t) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φθίνουσα διάταξη.

6.2 Αποτελέσματα του αλγορίθμου βελτιστοποίησης

6.2.1 Τιμή πώλησης ηλεκτρισμού και παραγγελίες βέλτιστου ενεργειακού μίγματος

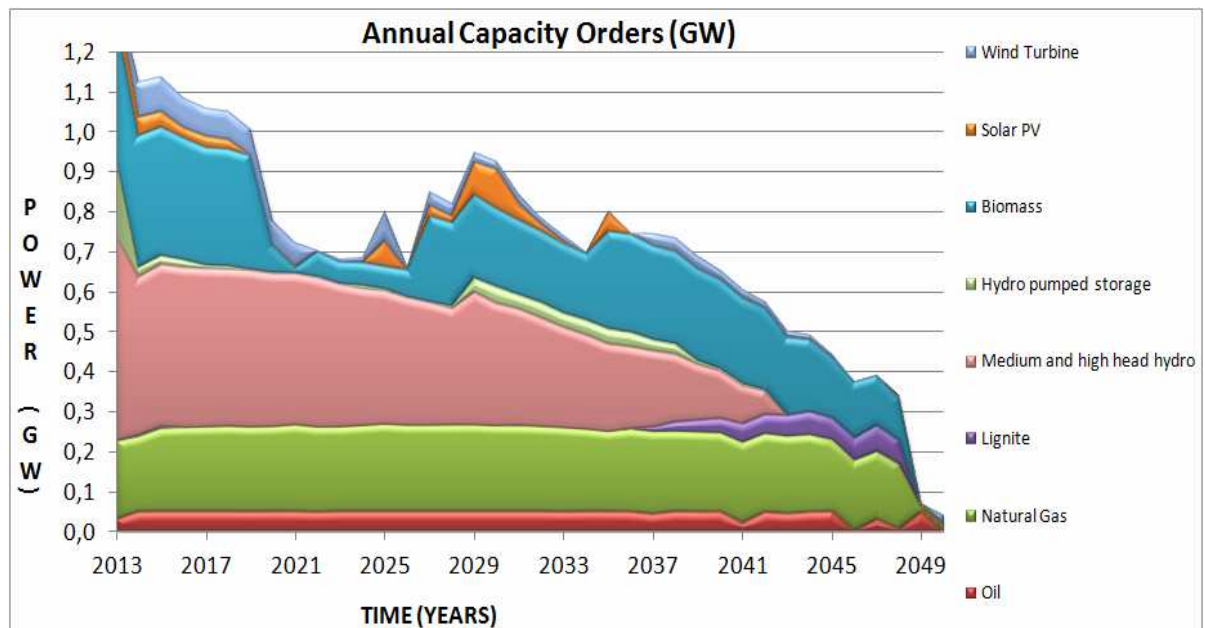


Διάγραμμα 15. Χρονική εξέλιξη της Ο.Τ.Σ με χρήση δύο μεθόδων.

Στο παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζεται η εξέλιξη της Ο.Τ.Σ με δύο διαφορετικές μεθόδους, σε βάθος 38ετίας,.

Η γαλάζια καμπύλη κατασκευάζεται με τη μεθοδολογία της Γεωμετρικής Κίνησης Μπράουν (Geometric Brownian Motion-GBM) και σημειώνει τη χρονική εξέλιξη της Ο.Τ.Σ. Παρατηρούμε ότι, με τη πάροδο των ετών, ακολουθεί ανοδική πορεία και αυτό συμβαίνει λόγω της αύξησης του πληθωρισμού, των επιτοκίων και της ζήτησης, που ως επακόλουθο έχει μεγαλύτερα κόστη (σταθερά και μεταβλητά).

Η κόκκινη καμπύλη αναπαριστά τα αποτελέσματα του αλγορίθμου ενδογενούς εξάρτησης και σημειώνει τη χρονική εξέλιξη της Ο.Τ.Σ (σχήμα 11). Η μορφή αυτή της καμπύλης οφείλεται στην εξάρτηση της ηλεκτρικής ενέργειας από την εξέλιξη της τιμής των καυσίμων και της εξέλιξης της ετήσιας παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας.



Διάγραμμα 16. Ετήσιες παραγγελίες φορτίων για εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας τύπου (i) .

Το διάγραμμα 16 παρουσιάζει τη διακύμανση των παραγγελιών ηλεκτρικής ενέργειας σε βάθος χρόνου, αναδεικνύοντας τη προβλεπόμενη συμμετοχή κάθε τεχνολογίας. Πιο συγκεκριμένα, πρόκειται για παραγγελίες επιπλέον φορτίου, δηλαδή ηλεκτρικής ενέργειας που υπολείπεται, ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση το επόμενο έτος και η οποία καλύπτεται με τη δημιουργία νέων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

Παρουσιάζονται οι παραγγελίες προς κάθε τεχνολογία αλλά όχι η καθαρή τελική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η συμμετοχή κάθε τεχνολογίας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, εξαρτάται από το κόστος επένδυσης (€/kW_{el}), το χρόνο που απαιτείται για τη κατασκευή ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής τεχνολογίας τύπου (i), το χρόνο ζωής του συγκεκριμένου σταθμού, τα σταθερά και μεταβλητά κόστη, το κόστος καυσίμου, τις εκπομπές ρύπων ($\text{tnCO}_2/\text{MWh fuel}$) και από παράγοντες, όπως ο συντελεστής απόδοσης καύσης του καυσίμου. Επιπροσθέτως, εξαρτάται από τους περιορισμούς που έχουν εισαχθεί στον υπολογιστικό κώδικα σχετικά με το ενεργειακό μίγμα.

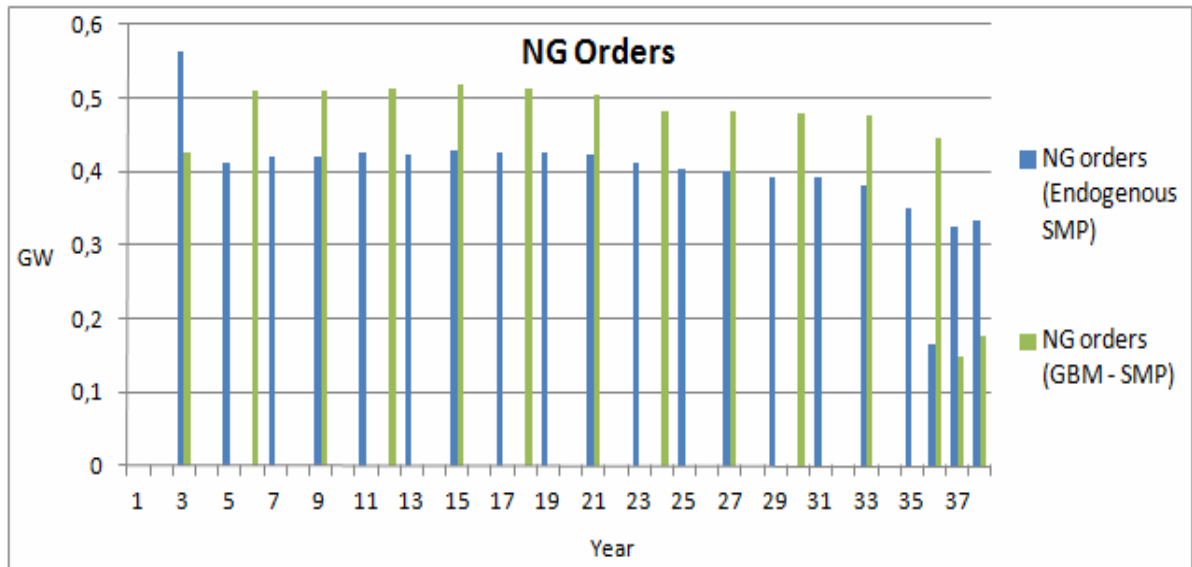
Παρατηρούμε, ότι λόγω των παραπάνω, η οικονομικά πιο συμφέρουσα σύσταση του ενεργειακού μίγματος παραγγελιών (δηλαδή παραγγελιών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής) για τη κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια κάθε έτος

(με επακόλουθο την μεγιστοποίηση της Κ.Π.Α σε βάθος 38ετίας) παρουσιάζει τα παρακάτω χαρακτηριστικά:

- Οι παραγγελίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω σταθμών που έχουν ως καύσιμο το πετρέλαιο, αγγίζουν το ανώτατο όριο των 50 MW_{el}, λόγω του σχετικά χαμηλού κόστους επένδυσης (1100 €/kW_{el}), που έχει ως άμεσο αποτέλεσμα, το περιθώριο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω πετρελαϊκών μονάδων να εξαντλείται σχεδόν στο έπακρον.
- Από τις συμβατικές τεχνολογίες, οι παραγγελίες μέσω σταθμών παραγωγής ενέργειας με καύσιμο το φυσικό αέριο πρωτοστατούν, λόγω του μικρού κόστους επένδυσης (500 €/kW_{el}), τη διάρκεια ζωής (46 χρόνια) και του υψηλού συντελεστή απόδοσης και των χαμηλών εκπομπών ρύπων (tnCO₂/MWh fuel), ενώ ακολουθούν οι σταθμοί παραγωγής με καύσιμο το πετρέλαιο λόγω των παραπάνω.
- Οι μικρές, συγκριτικά με τις υπόλοιπες παραγγελίες φορτίου παραγόμενο από ανεμογεννήτριες, παρά το μικρό κόστος επένδυσης που παρουσιάζουν (1100€/kW_{el}) και το πολύ μικρό διάστημα κατασκευής (1 έτος) οφείλονται στον περιορισμό για το αιολικό δυναμικό (σχέση 22) και στο συνδυασμό του με τα μέσου ύψους στάνταρ ετήσια κόστη (23 €/kW_{el}) και με το σχετικά μικρό χρόνο ζωής (25 χρόνια).
- Επιπροσθέτως, παρατηρείται η μικρή συμμετοχή των φωτοβολταϊκών πάνελ στο μίγμα των παραγγελιών. Αυτό οφείλεται στο υψηλό κόστος επένδυσης (1800€/kW_{el}) συγκριτικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας και στη μικρή διάρκεια ζωής. Η μικρή διάρκεια ζωής (20), έχει ως αποτέλεσμα την ανάγκη δημιουργίας νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, συνεπώς και επιπλέον εξόδων για επενδύσεις.
- Τέλος, λόγω της ύπαρξης περιορισμού που δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό το μέγεθος της παραγγελίας (ή και του φορτίου) λόγω της υψηλής τιμής του (σχέση 21), που μπορούν να επωμιστούν οι σταθμοί φωτοβολταϊκών πάνελ, βιομάζας/βιοαρίου και υδροηλεκτρικών σταθμών, από την μορφή του διαγράμματος φαίνεται ότι οι μεγαλύτερες παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας αφορούν τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς και τους σταθμούς με καύσιμο τη βιομάζα/βιοαέριο. Αυτό συμβαίνει, λόγω του μικρότερου κόστους επένδυσης

των ανά kW_{el} των υδροηλεκτρικών (1600 €/kW_{el}) και των σταθμών με καύσιμο τη βιομάζα/βιοαέριο (1500 €/kW_{el}) έναντι των φωτοβολταϊκών πάνελ (1800€/kW_{el}) και των υδροηλεκτρικών με άντληση (2100 €/kW_{el}). Η μεγάλη συμμετοχή των υδροηλεκτρικών σταθμών στις παραγγελίες, οφείλεται στο ότι ο αλγόριθμος τείνει να μεγιστοποιήσει την αντικειμενική συνάρτηση (NPV) και συνυπολογίζει παράγοντες όπως τον χρόνο ζωής ενός σταθμού παραγωγής ενέργειας, με στόχο να «αποφύγει» τα νέα κόστη επένδυσης που απαιτούνται για ένα νέο σταθμό

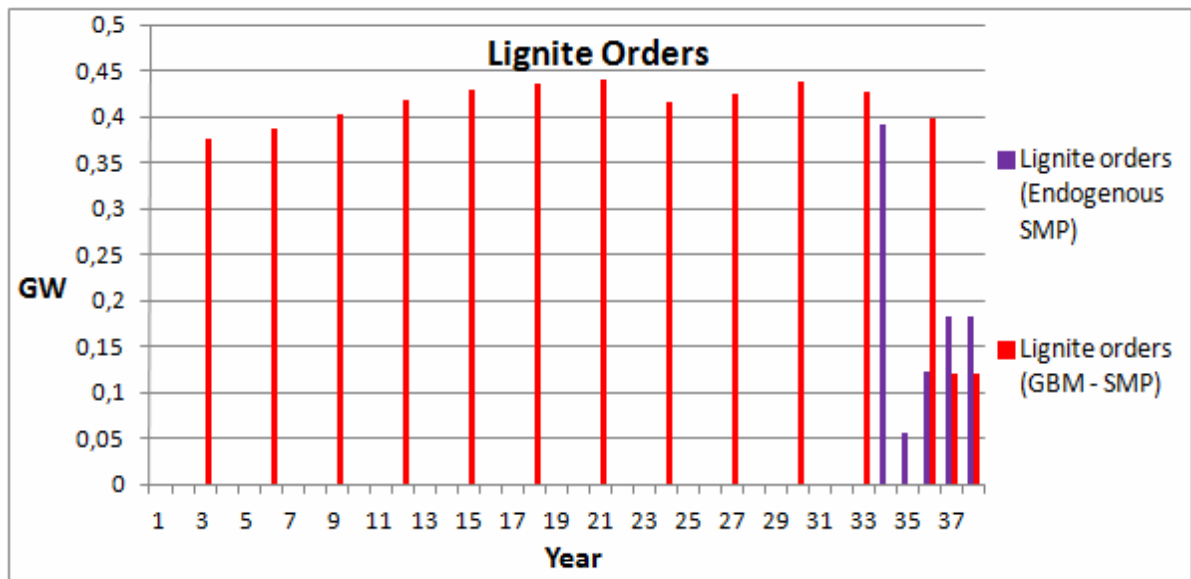
Πιο συγκεκριμένα, στα διαγράμματα των επόμενων σελίδων παρουσιάζονται οι ετήσιες παραγγελίες φορτίων προς τα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας τύπου (i), με χρήση της μεθοδολογίας της Γεωμετρικής Κίνησης Μπράουν (Geometric Brownian Motion-GBM) και του αλγόριθμου ενδογενούς εξάρτησης, ώστε να πραγματοποιηθεί σύγκριση:



Διάγραμμα 17. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

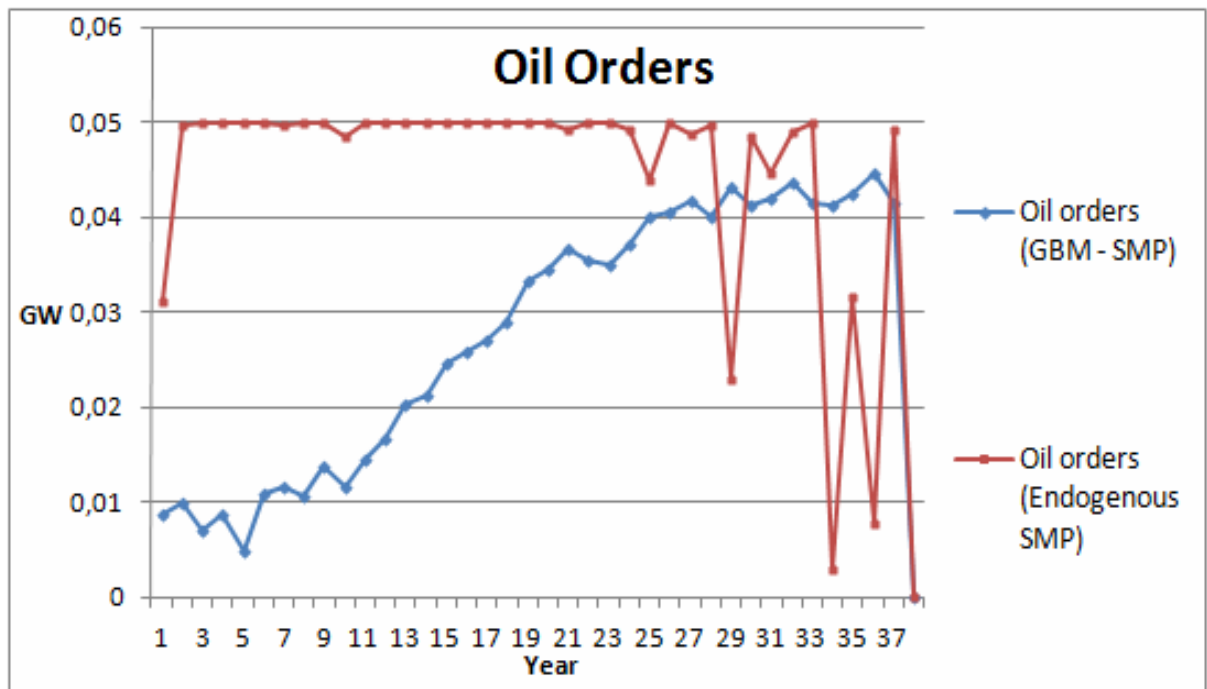
Από το εν λόγω διάγραμμα (διάγραμμα 17), παρατηρούμε ότι οι παραγγελίες φυσικού αερίου που προκύπτουν από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι μικρότερες συγκριτικά με αυτές οι οποίες προκύπτουν από τον αλγόριθμο που θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM. Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι, μέσω των υπολογιστικών διαδικασιών του αλγορίθμου υπολογισμού των ετήσιων ΟΤΣ με ενδογενή εξάρτηση, προκύπτει ότι είναι οικονομικά συμφερότερο (NPV από την εξίσωση 10), να γίνουν μειωμένες παραγγελίες φυσικού αερίου (λόγω κόστους καυσίμου, συντελεστή απόδοσης καύσης κλπ) και αυξημένες παραγγελίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ (βλέπε διάγραμμα 16) ,με την προϋπόθεση να ικανοποιούνται οι περιορισμοί που έχουν επιβληθεί (κυρίως σχέση 26 μέχρι το έτος 2020).

Πιο συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι κατά το έτος 2017 και τα έτη 2021-2045 αναμένουμε οι παραγγελίες φυσικού αερίου μέσω του κώδικα ενδογενούς εξάρτησης να είναι μικρότερες από τις αντίστοιχες του GBM κώδικα, ενώ συμβαίνει το αντίθετο για τα έτη 2015, 2017, 2045, 2049, 2050



Διάγραμμα 18. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το λιγνίτη, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

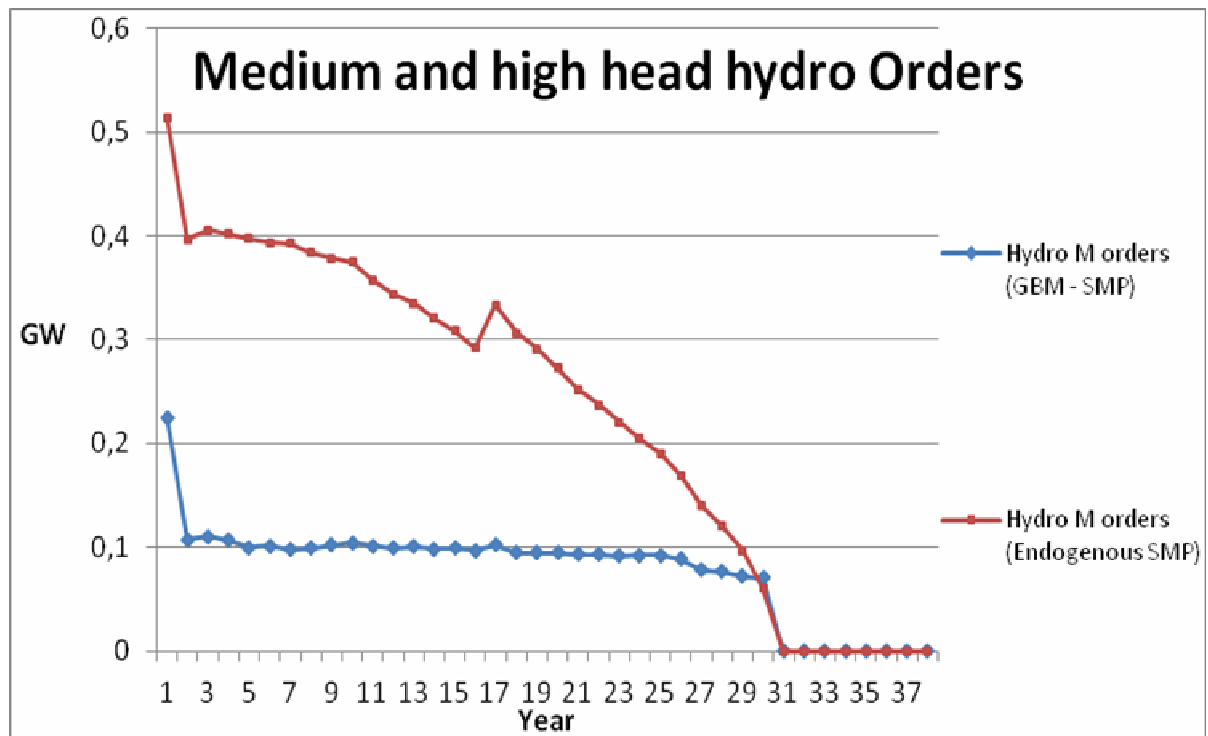
Από το παραπάνω διάγραμμα (διάγραμμα 18), παρατηρούμε ότι οι παραγγελίες για λιγνιτικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που προκύπτουν από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι έντονα μικρότερες συγκριτικά με αυτές που προκύπτουν από τον αλγόριθμο, ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM. Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι, μέσω των υπολογιστικών διαδικασιών του αλγορίθμου υπολογισμού των ετήσιων ΟΤΣ με ενδογενή εξάρτηση, προκύπτει ότι είναι οικονομικά συμφερότερο (NPV από την εξίσωση 10), να μη γίνουν παραγγελίες λιγνιτικών σταθμών μέχρι το έτος 2036 (λόγω κόστος καυσίμου, συντελεστή απόδοσης καύσης, κόστος επένδυσης κλπ). Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, όσον αφορά στους λιγνιτικούς σταθμούς, θα ικανοποιείται με τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις, χωρίς την απαίτηση δημιουργίας νέων. Έτσι, η ανικανοποίητη ζήτηση, καλύπτεται από αυξημένες παραγγελίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ (βλέπε διάγραμμα 16) και από τις υπόλοιπες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής σε μικρό ή μεγαλύτερο βαθμό.



Διάγραμμα 19. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το πετρέλαιο, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

Από το διάγραμμα 19, παρατηρούμε ότι οι παραγγελίες για τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το πετρέλαιο που προκύπτουν από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι στη πλειοψηφία τους (ετησίως) μεγαλύτερες συγκριτικά με αυτές που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.

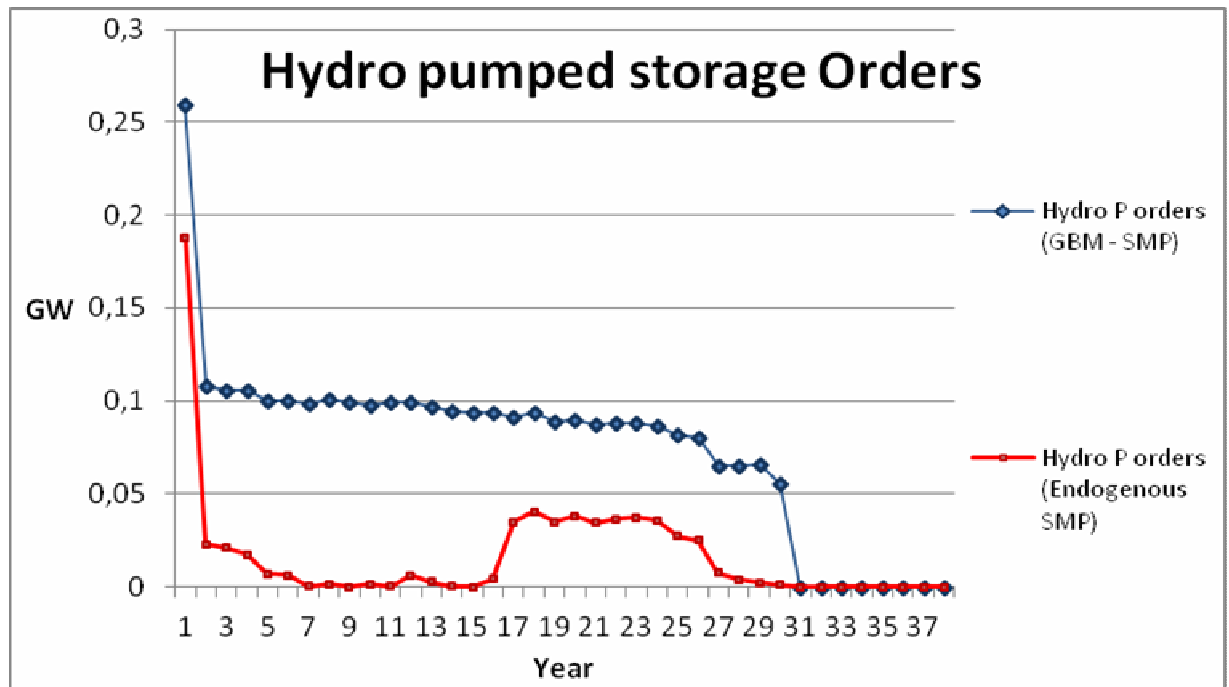
Από το παραπάνω διάγραμμα και από το διάγραμμα 2 (εξέλιξη κόστους καυσίμων), για τις παραγγελίες που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης, παρατηρούμε ένα επαναλαμβανόμενο μοτίβο: δηλαδή, ότι το ύψος των παραγγελιών είναι αντιστρόφως ανάλογο με το κόστος καυσίμου για το πετρέλαιο. Πιο συγκεκριμένα, όταν υπάρχει μία απότομη μεταβολή του κόστους του πετρελαίου, παρατηρείται ότι το ύψος της παραγγελίας μεταβάλλεται αντιστρόφως (αύξηση κόστους-μείωση παραγγελίας, μείωση κόστους-αύξηση παραγγελίας).



Διάγραμμα 20. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

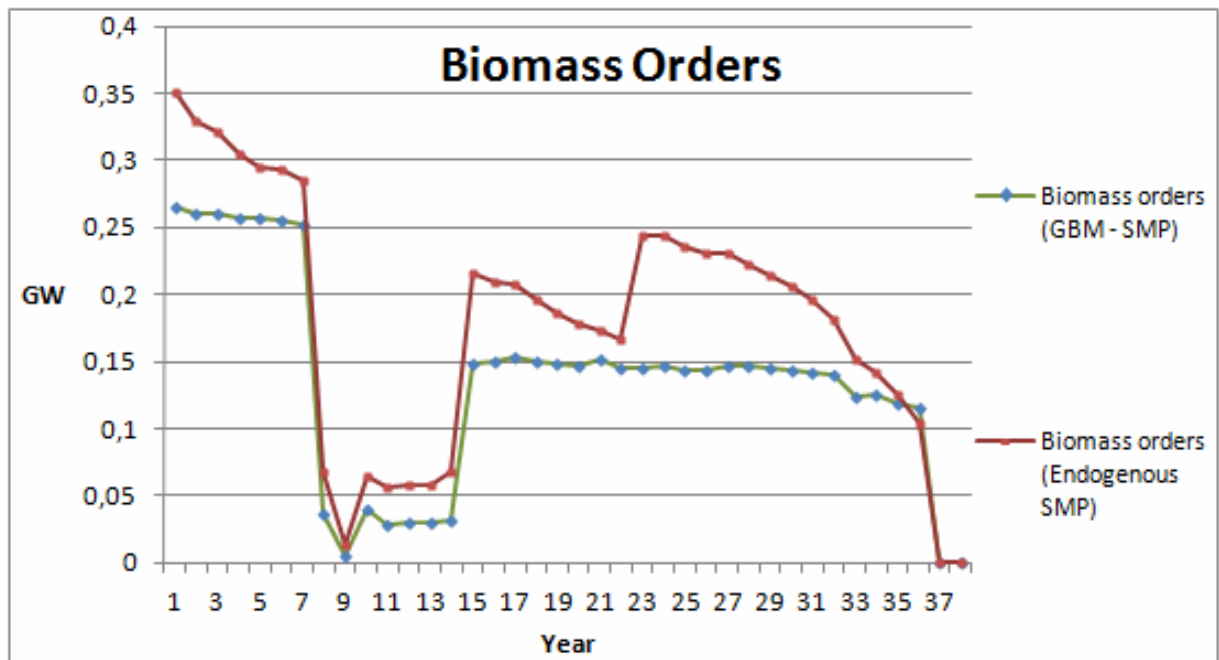
Από το παραπάνω διάγραμμα, παρατηρούμε ότι οι παραγγελίες για τους μεσαίους και μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που προκύπτουν από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι πάντα μεγαλύτερες συγκριτικά με αυτές που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM, εκτός από τα τελευταία χρόνια της μελέτης μας (2043-2050), όπου οι παραγγελίες συμπίπτουν.

Και από τις δύο καμπύλες, διαπιστώνουμε ότι τα πρώτα 2 χρόνια γίνονται μεγάλες παραγγελίες για ηλεκτρική ενέργεια μέσω υδροηλεκτρικών σταθμων, δηλαδή ξεκινάει η κατασκευή των εν λόγω εγκαταστάσεων με σκοπό την ικανοποίηση της μελλοντικής ζήτησης. Παρατηρούμε μία πτωτική τάση και, τελικά, μηδενισμό των παραγγελιών και στις δύο μεθοδολογίες και αυτό συμβαίνει λόγω του ότι, από τον υπολογιστικό αλγόριθμο, κρίνεται οικονομικά συμφέρον να κατασκευαστεί ένα σεβαστό σε αριθμό σύνολο υδροηλεκτρικών σταθμών για την ικανοποίηση ενός μεγάλου μέρους της ζήτησης μεσοπρόθεσμα και, αρχικά, έπειτα από 9 χρόνια και εν συνεχεία (μετά το έτος 2043), να επιλεγούν άλλου είδους τεχνολογίες (με μικρότερο χρόνο κατασκευής) και να γίνει εκμεταλλεύσιμη η παραγωγική ικανότητα των ήδη εγκατεστημένων υδροηλεκτρικών σταθμων.



Διάγραμμα 21. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς άντλησης, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

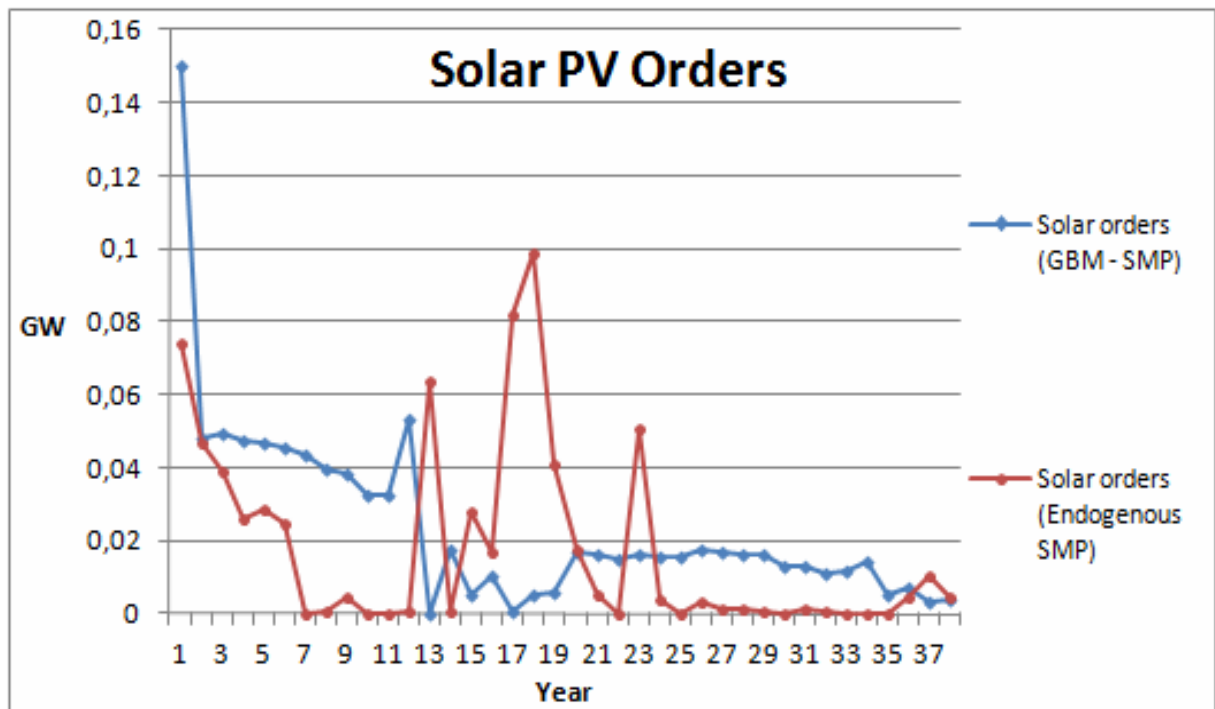
Από το παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε, ότι οι παραγγελίες για τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με άντληση, που προκύπτουν από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι πάντα μικρότερες συγκριτικά με αυτές που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM, εκτός από τα τελευταία χρόνια της μελέτης μας (2043-2050), όπου οι παραγγελίες συμπίπτουν.



Διάγραμμα 22. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο τη βιομάζα/βιοαέριο, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

Από το παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε, ότι οι παραγγελίες για τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο τη βιομάζα/βιοαέριο που προκύπτουν από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι στη πλειοψηφία τους (ετησίως) μεγαλύτερες συγκριτικά με αυτές που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.

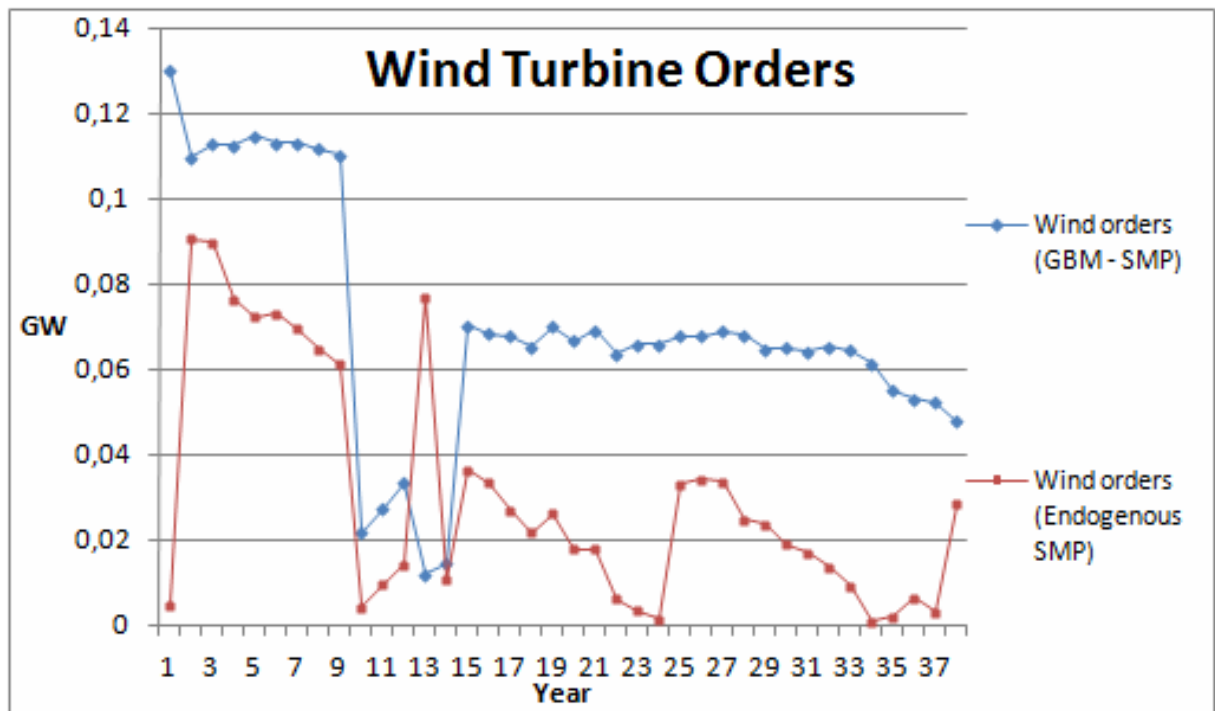
Και από τις δύο καμπύλες, διαπιστώνουμε ότι τα πρώτα 7 χρόνια γίνονται μεγάλες παραγγελίες για ηλεκτρική ενέργεια μέσω σταθμών βιομάζας/βιοαερίου, δηλαδή, ξεκινά η κατασκευή των εν λόγω εγκαταστάσεων με σκοπό την ικανοποίηση της μελλοντικής ζήτησης. Παρατηρούμε έπειτα, μία πτωτική τάση για 2 χρόνια και εν συνεχεία μία αύξηση του ύψους των παραγγελιών με διαβαθμίσεις και στις δύο μεθοδολογίες. Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι από τον υπολογιστικό αλγόριθμο, κρίνεται οικονομικά συμφέρον να κατασκευαστεί ένα αριθμός σταθμών βιομάζας/βιοαερίου για την ικανοποίηση ενός μεγάλου μέρους της ζήτησης μεσοπρόθεσμα.



Διάγραμμα 23. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά πάνελ, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

Παρατηρούμε από το παραπάνω διάγραμμα, ότι οι παραγγελίες που περιμένουμε για φωτοβολταϊκά πάνελ, από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ προκύπτουν στο άθροισμα τους να είναι μικρότερες συγκριτικά με αυτές που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.

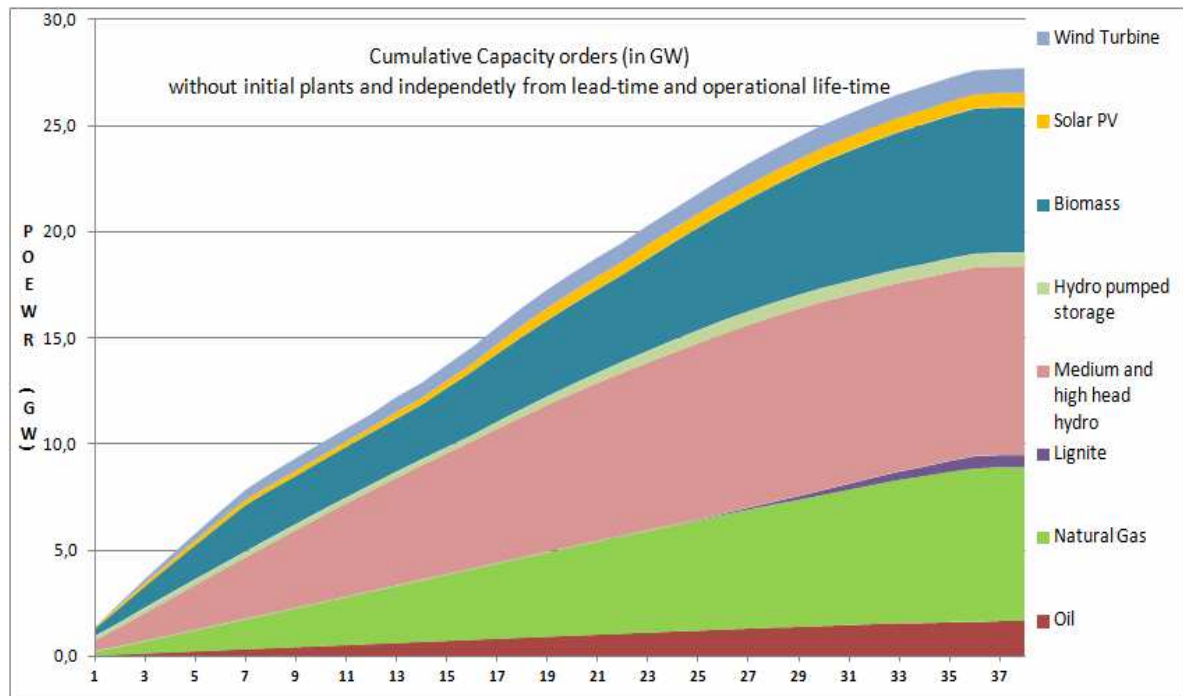
Πιο συγκεκριμένα, κατά τα έτη 2013-2025, το έτος 2027 και τα έτη 2036-2048 οι αναμενόμενες παραγγελίες φωτοβολταϊκών πάνελ που προέκυψαν μέσω του κώδικα GBM, είναι καθαρά μεγαλύτερες από τις αντίστοιχες που προέκυψαν από τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης, ενώ το αντίθετο συμβαίνει για τα επόμενα χρόνια.



Διάγραμμα 24. Παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ανεμογεννητριών, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού

Παρατηρούμε από το παραπάνω διάγραμμα, ότι οι παραγγελίες που αναμένουμε για ανεμογεννήτριες, από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ προκύπτουν φανερά χαμηλότερες συγκριτικά με αυτές που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.

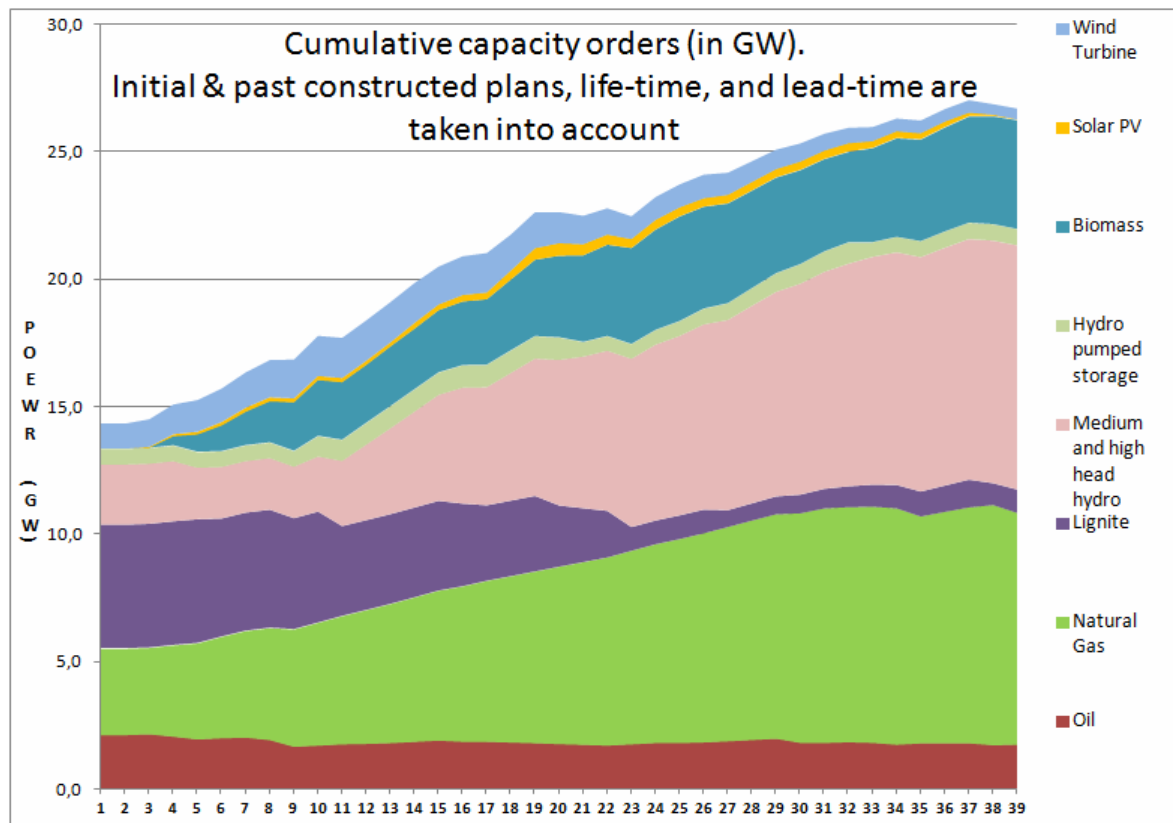
Πιο συγκεκριμένα, κατά τα έτη 2013-2026 και 2028-2050 οι αναμενόμενες παραγγελίες για αιολικά πάρκα που προέκυψαν μέσω του κώδικα GBM, είναι καθαρά μεγαλύτερες από τις αντίστοιχες που προέκυψαν από τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης, ενώ το αντίθετο συμβαίνει για το έτος 2027.



Διάγραμμα 25. Συγκεντρωτικές παραγγελίες φορτίων (σε GW), χωρίς τη συμμετοχή των νεοεισαχθέντων στο δίκτυο σταθμών (ετησίως) και ανεξάρτητα του χρόνου καθυστέρησης από την παραλαβή της παραγγελίας μέχρι την παραγωγή της ενέργειας και του χρόνου «ζωής» κάθε μονάδας παραγωγής ενέργειας.

Στο παραπάνω διάγραμμα, παρουσιάζεται για κάθε είδος τεχνολογίας, το μέγεθος των παραγγελιών που έχουν ληφθεί μέχρι το τέλος κάθε χρόνου. Πρόκειται καθαρά για αριθμητική πρόσθεση των παραγγελιών φορτίου (βλέπε διάγραμμα 16) το οποίο επιβάλλεται να παραχθεί, ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση (σχέσεις 24α, 24β) τεχνολογίας τύπου (i), προκειμένου να καλυφθεί η επιπλέον ζήτηση που προκύπτει για το επόμενο έτος.

Από το παραπάνω διάγραμμα, συνάγονται συμπεράσματα για το μέγεθος του φορτίου που θεωρητικά θα κληθούν να παράγουν τα εργοστάσια των τεχνολογιών τα οποία συμπεριλαμβάνουμε στη παρούσα μελέτη. Επιπροσθέτως, αποτυπώνεται σαφώς ποιες είναι μεσοπρόθεσμα οι ενεργειακές ανάγκες της χώρας και επιμερίζεται το φορτίο κάλυψής τους σε σταθμούς τεχνολογίας τύπου (i), με στόχο την ορθότερη εκμετάλλευση των υπάρχουσων τεχνολογιών και την αύξηση των εσόδων (μεγιστοποίηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας στο τέλος του χρονικού ορίζοντα της 38ετίας).



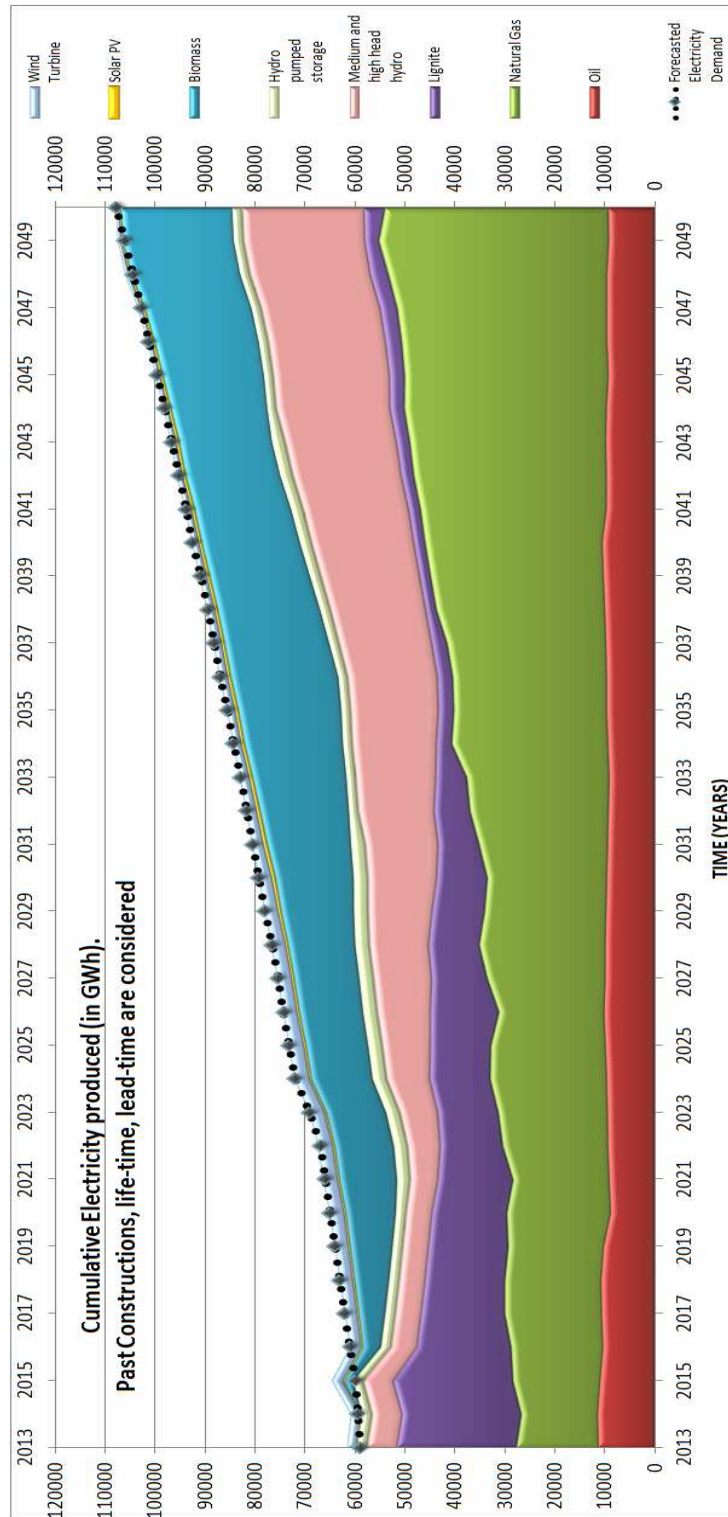
Διάγραμμα 26. Συγκεντρωτικές παραγγελίες φορτίων (σε GW), λαμβάνοντας υπόψη: τους νέους σταθμούς που εισήχθησαν στο δίκτυο, τους παλιούς και ήδη ενταγμένους στο δίκτυο, τη διάρκεια ζωής του κάθε σταθμού και το χρόνο που μεσολαβεί από τη στιγμή που το σύνολο των σταθμών τεχνολογίας τύπου (i) δέχονται τη παραγγελία φορτίου μέχρι την υλοποίηση της παραγγελίας αυτής.

Στο διάγραμμα 26, για κάθε είδος τεχνολογίας, παρουσιάζεται το μέγεθος των παραγγελιών φορτίου που πρέπει να ικανοποιήσει το σύστημα εθνικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να καλυφθεί η ζήτηση του επόμενου έτους. Πρόκειται καθαρά για μία αναπαράσταση, η οποία παρουσιάζει ανά έτος τις απαιτήσεις σε GW (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι συντελεστές φορτίου και διαθεσιμότητας κάθε μονάδας, ανάλογα με την τεχνολογία του καυσίμου που χρησιμοποιούν για την παραγωγή ενέργειας), ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση του συγκεκριμένου έτους. Στο συγκεκριμένο διάγραμμα δεν παρουσιάζονται μόνο οι παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας για να καλυφθεί η επιπλέον αύξηση της ζήτησης αλλά και οι παραγγελίες ώστε να καλυφθεί η ζήτηση στο σύνολο της.

Στο παραπάνω διάγραμμα (διάγραμμα 26), παρουσιάζονται οι ιδανικές παραγγελίες φορτίου που θα βελτιστοποιούσαν και θα μεγιστοποιούσαν την NPV στο τέλος του χρονικού ορίζοντα της μελέτης μας και πιο συγκεκριμένα, οι πραγματικές

συνολικές παραγγελίες, οι οποίες έχουν συντεθεί στη βάση των παλαιών σταθμών που ήδη είναι συνδεδεμένοι στο δίκτυο και νέων σταθμών που εισάγονται στο δίκτυο σταδιακά κάθε έτος. Επιπροσθέτως, στους παράγοντες για τη δημιουργία του διαγράμματος, συμπεριλήφθηκε και το χρονικό διάστημα κατά το οποίο ήδη λειτουργεί κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας τύπου (i) (ώστε να υπολογιστεί μακροπρόθεσμα πόσα χρόνια λειτουργίας απομένουν) και ο χρόνος ο οποίος μεσολαβεί από τη στιγμή όπου το σύνολο των σταθμών τεχνολογίας τύπου (i) δέχεται τη παραγγελία φορτίου μέχρι την ικανοποίηση της παραγγελίας αυτής.

Να σημειωθεί ότι στο συγκεκριμένο διάγραμμα δεν παρουσιάζονται οι επιμέρους παραγγελίες που θα πρέπει να ικανοποιηθούν ανά έτος αλλά οι αθροιστικές παραγγελίες από το σύνολο των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής κάθε τύπου (νεοεισαχθέντων ή παλαιών) που μας δίνουν την τελική δυναμικότητα εγκατεστημένης ισχύος από όλες τις μονάδες. Ουσιαστικά, παρουσιάζεται το ύψος του φορτίου το οποίο επωμίζεται κάθε τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



Διαγραμμα 27. Συγκεντρωτική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (σε GWh) από κάθε τεχνολογία τύπου (i), όπου λαμβάνονται υπόψη οι παλαιοί σταθμοί ενταγμένοι στο δίκτυο, η διάρκεια ζωής του κάθε σταθμού και ο χρόνος που μεσολαβεί από τη στιγμή όπου το σύνολο των σταθμών τεχνολογίας τύπου (i) δέχονται τη παραγγελία φορτίου μέχρι την υλοποίηση της παραγγελίας αυτής.

Η τελικώς παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τους σταθμούς παραγωγής τεχνολογίας τύπου (i), $P_{i,z}$ (σε GWh_{el}), προέκυψε από την εφαρμογή της εξίσωσης (5) (ανάλογα από το αν πρόκειται για δίσεκτο ή μη έτος).

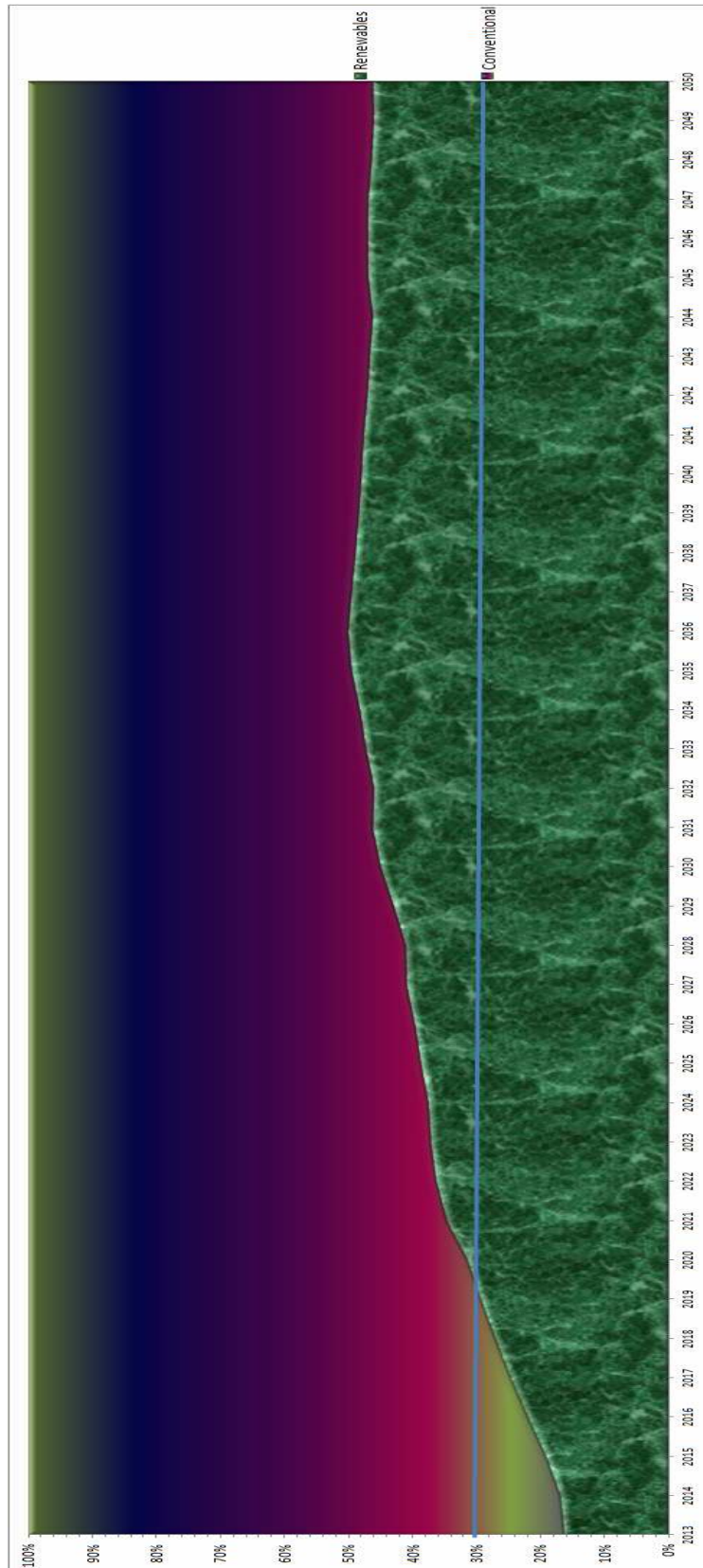
Στο παραπάνω διάγραμμα, παρουσιάζεται η ενέργεια που παράγεται από τους σταθμούς κάθε τεχνολογίας τύπου (i).

Όσον αφορά στην ενέργεια που παράγεται πέραν της ζήτησης (δηλαδή επιπλέον της ζήτησης), σημειώνεται ότι η κατάσταση αυτή μπορεί περιστασιακά να παρουσιαστεί κατά τη διάρκεια των αριθμητικών επαναλήψεων του αλγόριθμου βελτιστοποίησης, μέχρι αυτός να συγκλίνει στη βέλτιστη λύση. Στη παρούσα μελέτη, η επιπλέον ενέργεια η οποία παράγεται, υποθέτουμε ότι έχει μηδενική αξία (για τα έσοδα), αφού το σύστημα δεν μπορεί να την εκμεταλλευτεί. Από την άλλη πλευρά, το κόστος παραγωγής τη μη διοχετευμένης στο δίκτυο ενέργειας συνυπολογίζεται (ως μέρος των εξόδων) στην αντικειμενική συνάρτηση της NPV και γι' αυτό το λόγο πάντα υπολογίζεται (εξίσωση 10). Γι' αυτό ακριβώς τον λόγο, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης τείνει να εξαλείψει κάθε περιττή παραγωγή ενέργειας, προσπαθώντας επαναληπτικά να μειώσει το συνολικό κόστος του συστήματος.

Από το παραπάνω διάγραμμα, διαπιστώνεται ότι, δεδομένου των σημαντικών πλεονεκτημάτων της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ, επιτυγχάνεται διεύρυνση του συγκεκριμένου τύπου ηλεκτροπαραγωγής από τις εν λόγω τεχνολογίες. Πιο συγκεκριμένα, κυρίαρχη τεχνολογία ΑΠΕ είναι η βιομάζα/βιοαέριο και, με μικρή διαφορά, ακολουθούν οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί (χωρίς άντληση).

Λόγοι που συντρέχουν στο να παρουσιαστεί το συγκεκριμένο αποτέλεσμα, όσον αφορά στη βιομάζα/βιοαέριο, είναι οι σχεδόν μηδενικές εκπομπές CO_2 και ο σχετικά υψηλός βαθμός απόδοσης από τη καύση της βιομάζας, σε συνδυασμό με τη περίοδο κατασκευής (3 χρόνια), η οποία κατά κύριο λόγο ισοδυναμεί με αυτή των συμβατικών τεχνολογιών. Οι χαμηλές εκπομπές ρύπων και οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που επιβάλλουν τη μείωση του ποσοστού εκπομπής CO_2 ανά MWh_{el} και το χαμηλό κόστος επένδυσης (1500 €/kWh_{el}) σε σχέση με τις υπόλοιπες ΑΠΕ, σε παραλληλία με τα παραπάνω οδηγούν στο μεγάλο ποσοστό συμμετοχής της βιομάζας/βιοαερίου στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μεγάλη συμμετοχή των υδροηλεκτρικών σταθμών (χωρίς άντληση) στις παραγγελίες, οφείλεται στο ότι ο αλγόριθμος τείνει να μεγιστοποιήσει την αντικειμενική συνάρτηση (NPV) και συνυπολογίζει παράγοντες, όπως τον χρόνο ζωής ενός σταθμού παραγωγής ενέργειας, με στόχο να «αποφύγει» τα νέα κόστη επένδυσης που απαιτούνται για ένα νέο σταθμό. Επιπροσθέτως, οι μηδενικές εκπομπές CO₂ και ο υψηλός βαθμός απόδοσης από τη χρήση των υδάτων, καθιστά τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς την ευρύτερα χρησιμοποιούμενη τεχνολογία ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



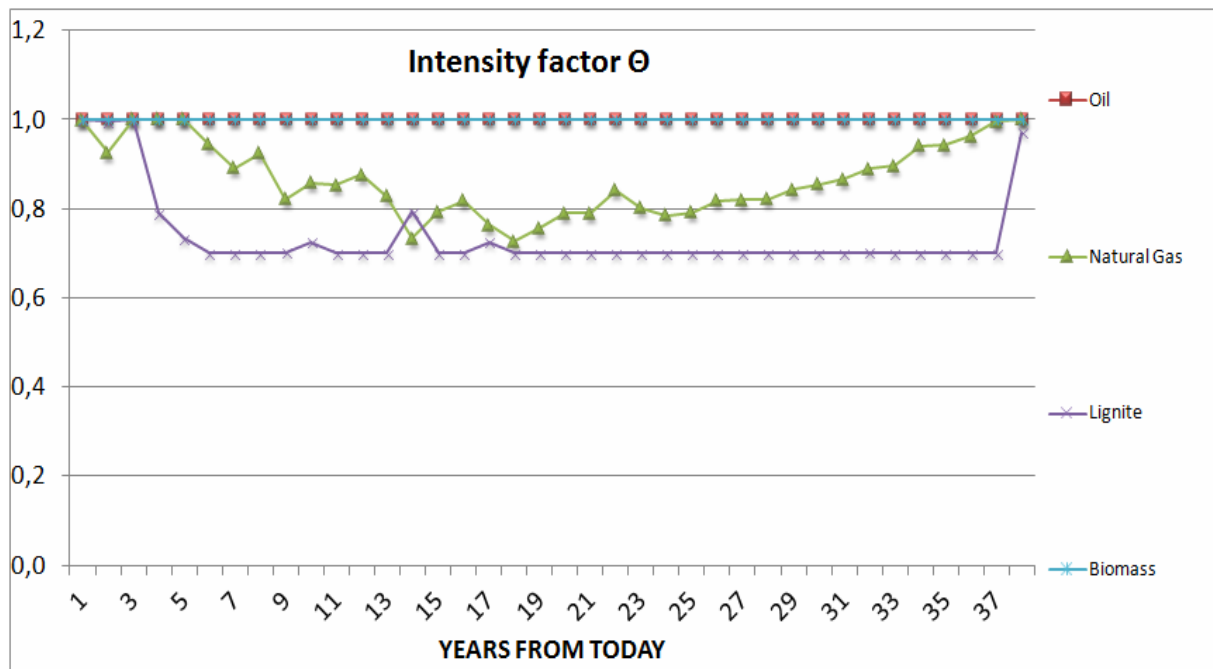
Διάγραμμα 28. Διακύμανση συμμετοχής στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών τεχνολογιών και των τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Στο διάγραμμα 28 της προηγούμενης σελίδας, σημειώνεται η διακύμανση συμμετοχής στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών τεχνολογιών και των τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, στο προς μελέτη χρονικό διάστημα.

Είναι σαφές ότι με το πέρασμα των ετών, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ΑΠΕ αυξάνεται σημαντικά, με αποτέλεσμα τα έσοδα μέσω του χρηματιστηρίου ρύπων να αυξάνονται και τα έξοδα που απαιτούνται για την κάλυψη της φορολογίας των ρύπων να μειώνονται σημαντικά.

Επιπροσθέτως, από το διάγραμμα προκύπτει, ότι ικανοποιούνται οι περιορισμοί που έχουν τεθεί για το ύψος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, δηλαδή ότι η παραγόμενη ενέργεια από αυτό τον τύπο των τεχνολογιών δεν μπορεί να ξεπεράσει το 50% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης (για λόγους σταθερότητας του δικτύου) και ότι οι τεχνολογίες ΑΠΕ πρέπει να παράγουν μερίδιο της τάξης του 30% της εγχώριας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2020 (περιορισμοί 23 και 25).

Οι παραπάνω περιορισμοί έχουν τεθεί με στόχο την εξασφάλιση της σταθερότητας του δικτύου παροχής (23) και σεβασμό των περιβαλλοντικών στόχων που έχουν τεθεί παγκοσμίως για τις επόμενες δεκαετίες (οδηγία της Ευρωπαϊκής Ένωσης 2001/77/EC).



Διάγραμμα 29. Συντελεστής έντασης χρήσης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας τύπου (i).

Στο εν λόγω διάγραμμα (διάγραμμα 29) παρουσιάζεται η εξέλιξη του συντελεστή έντασης χρήσης $\theta_{i,z}$ των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας τύπου (i). Η παράμετρος $\theta_{i,z}$ είναι αδιάστατη και αντιπροσωπεύει την ένταση χρήσης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή τον πραγματικό χρόνο λειτουργίας των σταθμών παραγωγής σε ετήσια βάση.

Οι εγκαταστάσεις φυσικού αερίου, αποδεικνύεται ότι λειτουργούν με τη μεγαλύτερη ένταση βάσει των παραγωγικών ωρών τους, αφού ο συντελεστής θ που προκύπτει από την βελτιστοποίηση, είναι ο υψηλότερος ανάμεσα στις ανταγωνιστικές τεχνολογίες. Αποδείχθηκε ότι λειτουργούν για περισσότερο από το 80% των διαθέσιμων ωρών λειτουργίας τους.

Για λόγους σύγκρισης, οι συντελεστές $\theta_{i,z}$ των τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας τέθηκαν ίσοι με 1, αυτό λόγω της επιχειρησιακής ετοιμότητας των συγκεκριμένων μονάδων, ανάλογα με τις καιρικές συνθήκες (δηλαδή, όταν οι καιρικές συνθήκες είναι ευνοϊκές, οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ΑΠΕ είναι πάντα έτοιμοι να παράγουν ενέργεια).

Ο συντελεστής έντασης $\theta_{i,z}$, τέθηκε ίσος με τη μονάδα και για τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τη βιομάζα/βιοαέριο, με τη λογική ότι

θεωρούμε πως όποτε χρειαστούμε τη συμβολή τους στην ηλεκτροπαραγωγή, είναι έτοιμοι να προσφέρουν το ποσοστό της ενέργειας που τους αναλογεί.

Οι υψηλοί συντελεστές διαθεσιμότητας και οι σχετικά μέτριες τιμές καυσίμων, είναι οι κύριοι λόγοι για του οποίους οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο, αποτελούν τη βάση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συμβατικών τεχνολογιών.

Ωστόσο, δεδομένου ότι οι δαπάνες για τον λιγνίτη αυξάνονται με τα χρόνια (διάγραμμα 2), οι λιγνιτικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μειώνουν τη παραγωγικότητα τους (συντελεστής $\theta_{2,z}$) στα επίπεδα του 70% (λειτουργούν με το κατώτατο όριο, σχέση 28) σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα. Τα υψηλά ποσοστά εκπομπών CO₂ και η σχετικά χαμηλή ενεργειακή απόδοση από τη καύση του λιγνίτη δικαιολογούν την προοδευτική μείωση στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικούς σταθμούς, όπως αναπαριστάται στο παραπάνω διάγραμμα από τη μείωση του συντελεστή έντασης των συγκεκριμένων σταθμών.

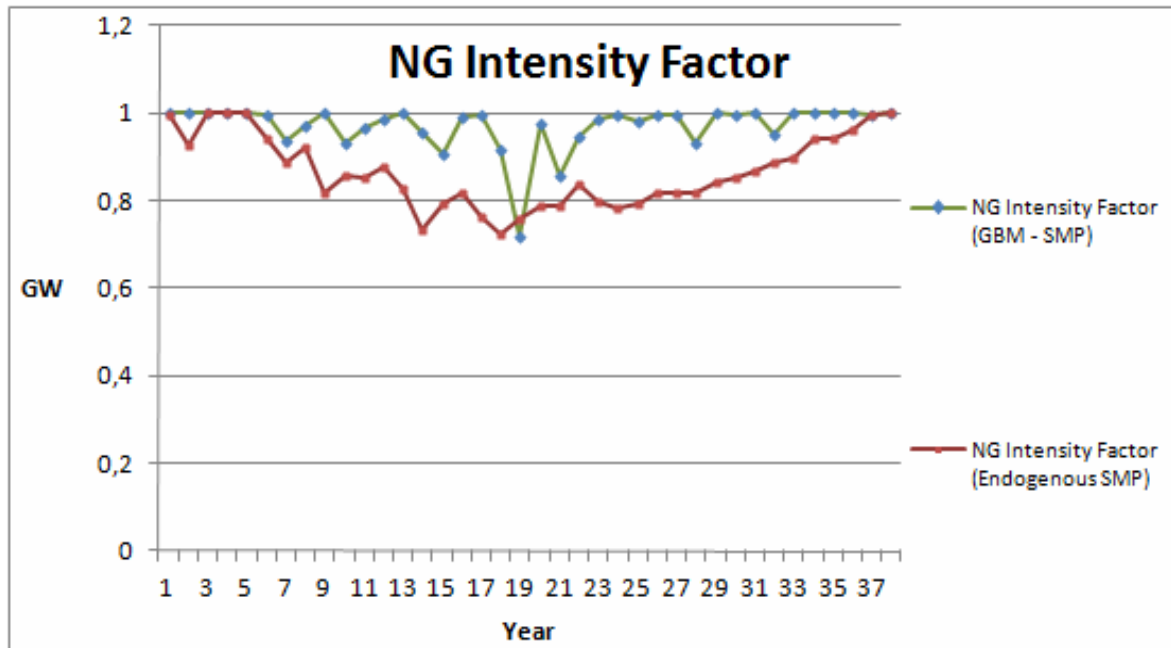
Η αύξηση του συντελεστή έντασης των λιγνιτικών σταθμών, όπως αναπαριστάται στο παραπάνω διάγραμμα και από την αύξηση των παραγγελιών λιγνιτικών σταθμών (διάγραμμα 2) από το έτος 2048 και μετά, οφείλεται στην αύξηση της ζήτησης που έχει ως αποτέλεσμα την περαιτέρω ανάγκη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης κρίνεται ότι οικονομικά συμφέρουσα είναι η δημιουργία νέων (σχετικά μικρών) λιγνιτικών μονάδων, διότι οι παλαιοί λιγνιτικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής έχουν στη πλειοψηφία τους σταματήσει τη λειτουργία τους το αργότερο το 2034 (με εξαίρεση τον λιγνιτικό σταθμό που εγκαταστάθηκε το 2002 και συνεπώς θα σταματήσει τη λειτουργία του το 2048), επομένως λόγω του μεγέθους των νέων μονάδων, απαιτούνται περισσότερες ώρες εργασίας από τα προηγούμενα χρόνια της μελέτης μας (άρα και υψηλότερος συντελεστής έντασης).

Η τιμή της παραμέτρου $\theta_{i,z}$ των σταθμών με καύσιμο το πετρέλαιο, ισούται με 1, λόγω του ότι, επειδή στον Ελλαδικό χώρο δεν υπάρχουν μεγάλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με βάση το πετρέλαιο αλλά μικρές και μεσαίου μεγέθους ντιζελομηχανές (συνεπώς με μικρό χρόνο εκκίνησης) εγκατεστημένες κυρίως στα νησιά. Συνεπώς, όποτε είναι αναγκαία η συμβολή τους στην παραγωγή ενέργειας, οι μηχανές αυτές ενεργοποιούνται αμέσως. Δηλαδή, όποτε η χρήση τους

θεωρείται αναγκαία είναι διαθέσιμες να λειτουργήσουν το μέγιστο των δυνατοτήτων τους.

Όπως παρουσιάζεται παραπάνω (διάγραμμα 29), τον συντελεστή $\theta_{i,z}$, για τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν ως καύσιμο πετρέλαιο ή βιομάζα/βιοαέριο, τον θέτουμε ίσο με τη μονάδα. Συνεπώς, δεν υπάρχει κάποια μεταβολή του στο χρονικό εύρος της μελέτης μας. Όμως, ο συντελεστής $\theta_{i,z}$, μεταβάλλεται ελεύθερα ανάμεσα στα όρια που του έχουμε ορίσει για τους σταθμούς οι οποίοι χρησιμοποιούν ως καύσιμο το λιγνίτη και το φυσικό αέριο, ενώ παρουσιάζονται διαφοροποιήσεις στη τιμή του σε κάθε έτος ανάμεσα στις μεθόδους υπολογισμού της αντικειμενικής συνάρτησης της μελέτης (NPV).

Οι μεταβολές αυτές παρουσιάζονται μέσω του συντελεστή απασχόλησης στα παρακάτω διαγράμματα, για τους σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο και το λιγνίτη:

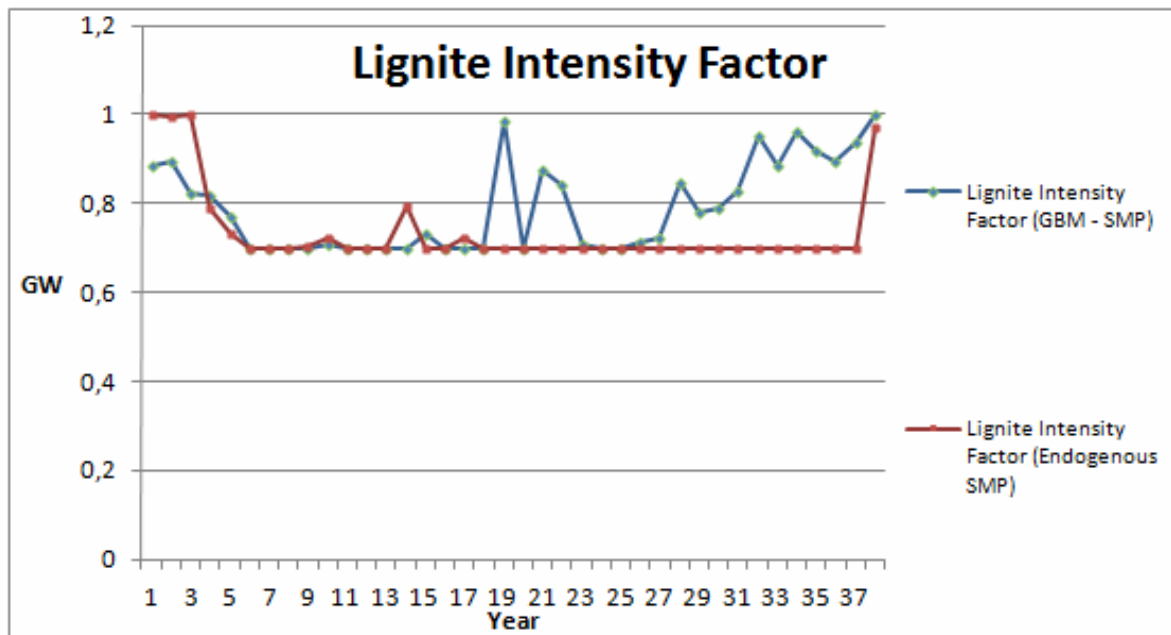


Διάγραμμα 30. Συντελεστής έντασης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας τύπου φυσικού αερίου, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού

Από το παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε, ότι ο συντελεστής έντασης για τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το φυσικό αέριο που προκύπτει από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι κατά κύριο λόγο ελάχιστα μικρότερος (10%) συγκριτικά με αυτόν που προκύπτει από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.

Το αποτέλεσμα αυτό είναι λογικό, δεδομένου ότι ο αλγόριθμος ενδογενούς εξάρτησης της ΟΤΣ παρουσιάζει αποτελέσματα σχετικά με τις παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας μέσω σταθμών φυσικού αερίου μικρότερες (άρα και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, βλ διάγραμμα 27) από αυτές που προκύπτουν μέσω του αλγορίθμου με GBM μεταβολή της ΟΤΣ (βλ. διάγραμμα 17).

Συνεπώς, από τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης της ΟΤΣ προκύπτει ότι οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, πρέπει να λειτουργούν λιγότερες από τις διαθέσιμες ώρες λειτουργίας τους σε σχέση με τις ώρες λειτουργίας των σταθμών φυσικού αερίου, που προκύπτουν από τον αλγόριθμο πρόβλεψης της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.



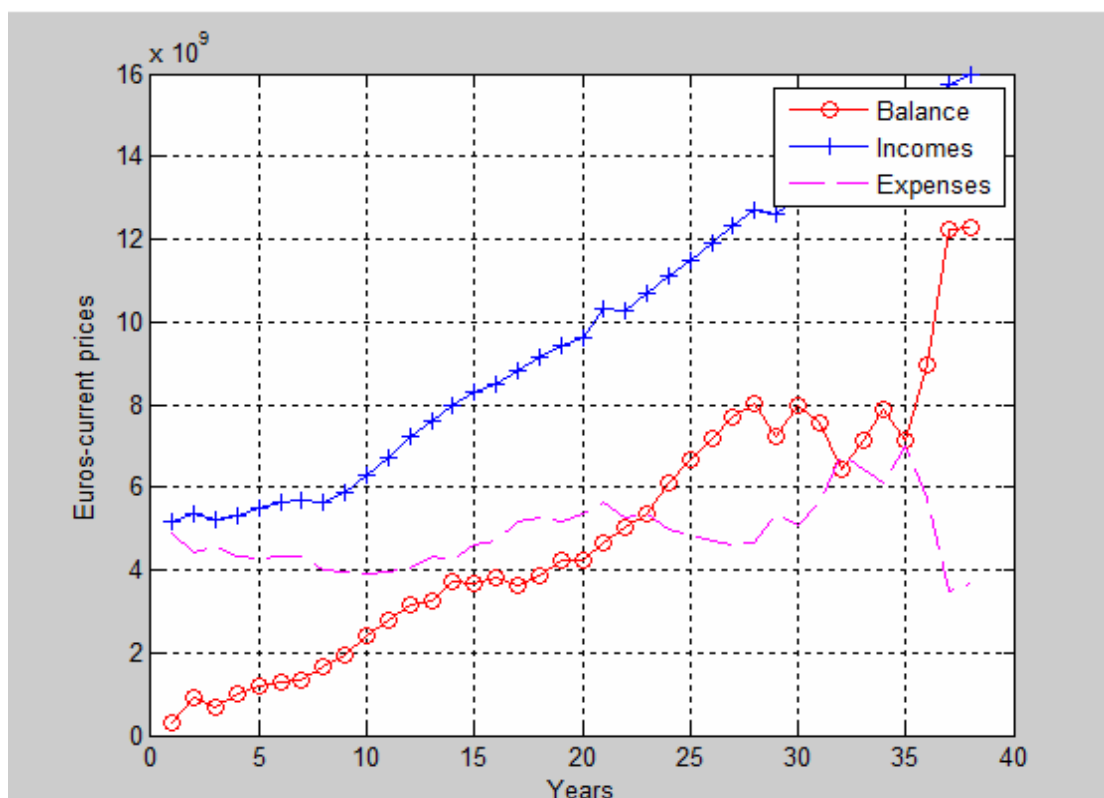
Διάγραμμα 31. Συντελεστής έντασης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεχνολογίας τύπου λιγνίτη, με τη χρήση των δύο χρησιμοποιούμενων μεθόδων υπολογισμού.

Με βάση το παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε, ότι ο συντελεστής έντασης για τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το φυσικό αέριο που προκύπτει από τον αλγόριθμο με ενδογενή εξάρτηση της ΟΤΣ, είναι κατά κύριο λόγο ελάχιστα μικρότερος συγκριτικά με αυτόν που προκύπτει από τον αλγόριθμο ο οποίος θεωρεί την εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.

Το αποτέλεσμα αυτό είναι λογικό, δεδομένου ότι ο αλγόριθμος ενδογενούς εξάρτησης της ΟΤΣ παρουσιάζει αποτελέσματα σχετικά με τις παραγγελίες ηλεκτρικής ενέργειας μέσω λιγνιτικών σταθμών μικρού μεγέθους (άρα και ο συντελεστής έντασης έχει τη μικρότερη τιμή του βλ. σχέση 28), ενώ οι παραγγελίες που προκύπτουν μέσω του αλγορίθμου με GBM μεταβολή της ΟΤΣ είναι ξεκάθαρα μεγάλες (βλ. διάγραμμα 18), άρα και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω λιγνιτικών σταθμων θα είναι σημαντικά μεγαλύτερη.

Συνεπώς, από τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης της ΟΤΣ, προκύπτει ότι οι λιγνιτικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής λειτουργούν λιγότερες από τις διαθέσιμες ώρες λειτουργίας τους σε σχέση με τις ώρες λειτουργίας των λιγνιτικών σταθμών που προκύπτουν από τον αλγόριθμο πρόβλεψης της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM.

6.2.2 Ενεργειακή, περιβαλλοντική και οικονομική απόδοση μονάδων παραγωγής ισχύος



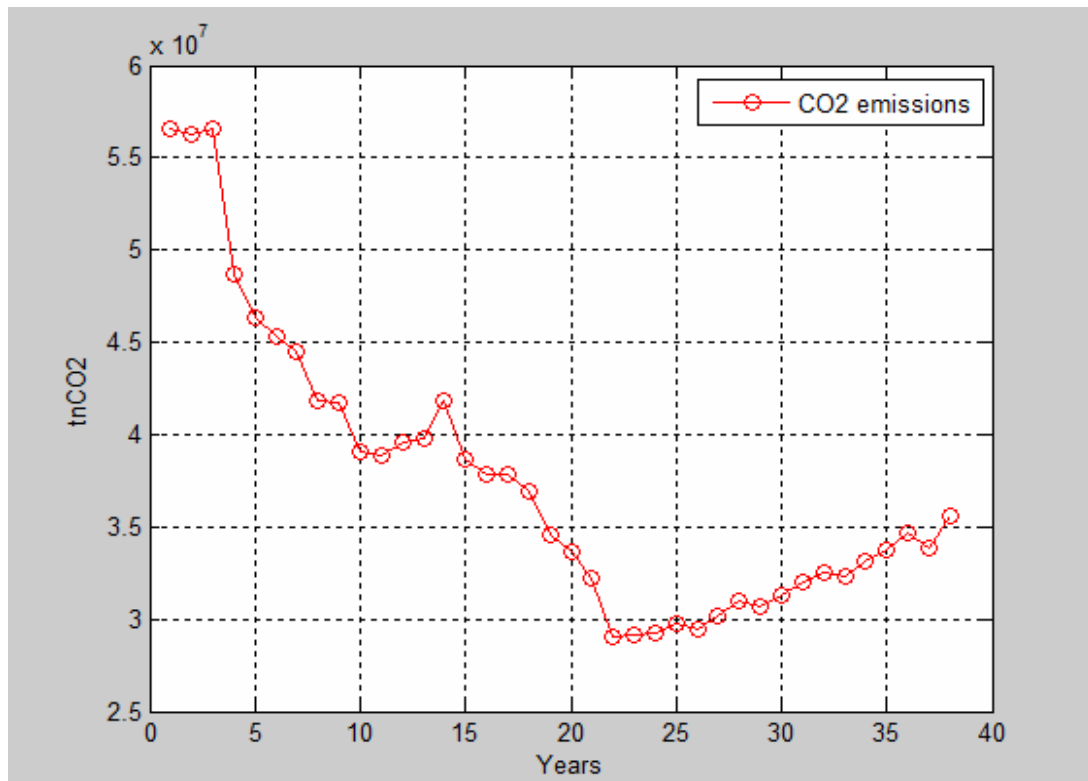
Διάγραμμα 32. Μεταβολή Εσόδων, Εξόδων και Συνολικών αποτελεσμάτων.

Στο ανωτέρω διάγραμμα η μπλέ καμπύλη αναπαριστά τα έσοδα (euros) από την πώληση ηλεκτρικού ρεύματος και από το χρηματιστήριο ρύπων.

Η ροζ καμπύλη αναπαριστά τα έξοδα (euros) που προκύπτουν από τη παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος, σταθερά κόστη, μεταβλητά κόστη, κόστη εκπομπής ρύπων, κόστη επενδύσεων κλπ.

Η κόκκινη καμπύλη αναπαριστά το αποτέλεσμα της αφαίρεσης των εισόδων με τα έξοδα (euros). Είναι προφανές, ότι έχουμε θετικό αποτέλεσμα, συνεπώς η λειτουργία της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάσαμε στη μελέτη, μας δίνει προσοδοφόρα αποτελέσματα.

Η μορφή των καμπύλων γραμμών που παρουσιάζονται στο διάγραμμα οφείλονται στο συνδυασμό της εξέλιξης της ζήτησης σε συνάρτηση με το ενεργειακό μίγμα και τις τιμές καυσίμων. Οι χαμηλές τιμές που παρουσιάζονται στο τελευταίο τμήμα της καμπύλης, οφείλονται στη μορφή του ενδογενούς αλγορίθμου, που τείνει να κλείσει το σύνολο των επαναλήψεων βελτιστοποιώντας την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος (NPV).

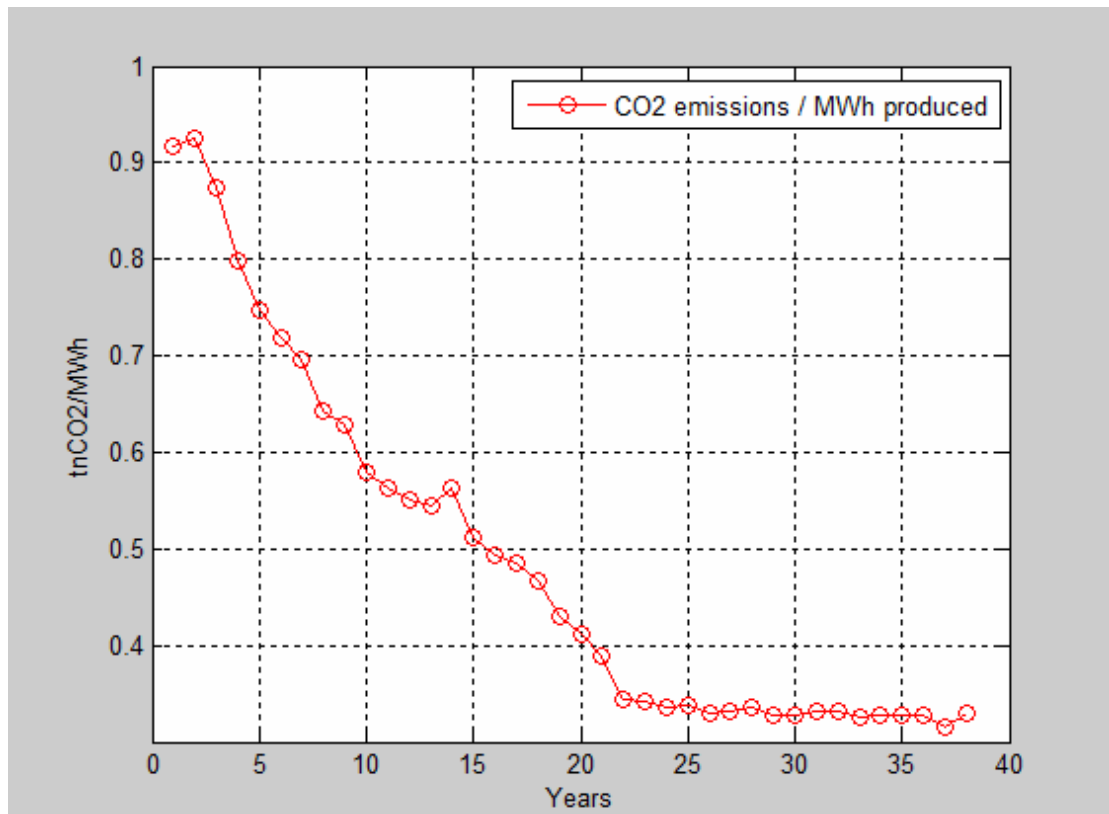


Διάγραμμα 33. Εκπομπές CO₂ από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη χρονική περίοδο της μελέτης μας.

Στο παραπάνω διάγραμμα η κόκκινη καμπύλη αναπαριστά την διακύμανση των τιμών εκπομπής CO₂ (σε τόνους-tn) στην ατμόσφαιρα σε βάθος 38 ετίας. Η μορφή της καμπύλης, σημειώνει τη σημαντική επίδραση που έχει η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στην εκπομπή ρύπων. Η συγκεκριμένη καμπύλη μπορεί να συσχετιστεί με το διάγραμμα 28, όπου φαίνεται η συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Πιο συγκεκριμένα, όταν οι ΑΠΕ εισάγονται δυναμικά στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρείται μία σημαντική μείωση στην εκπομπή ρύπων (έτη 2013-2034).

Η ανοδική πορεία στην εκπομπή CO₂ μετά το έτος 2034, δεν οφείλεται στη μείωση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά στη μεγάλη αύξηση της ζήτησης και συνεπώς της παραγωγής ενέργειας σε συνδυασμό με τον περιορισμό συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα, αυτό συνεπάγεται ότι η παραγόμενη ενέργεια από αυτό τον τύπο των τεχνολογιών δε μπορεί να ξεπεράσει το 50% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης (σχέση 24).



Διάγραμμα 34. Εκπομπες CO₂ ανά παραγόμενες MWh ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο διάγραμμα 34 παρουσιάζονται τα εξής:

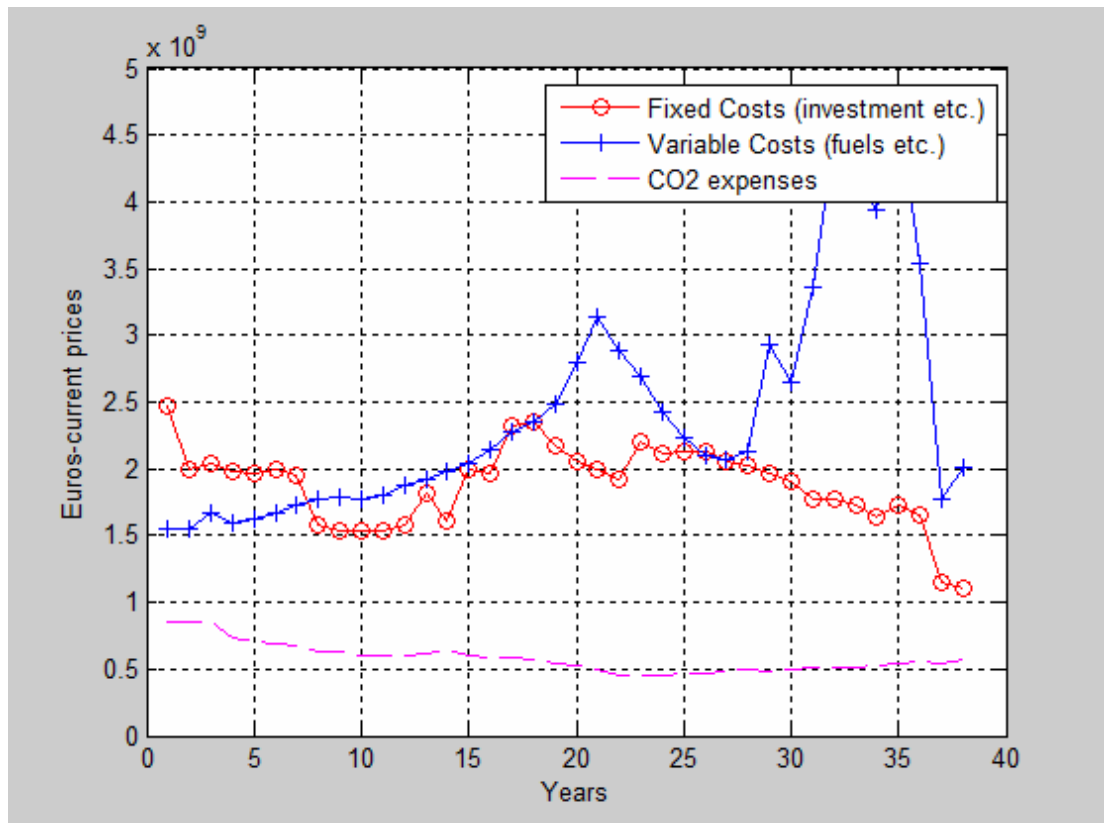
Η κόκκινη καμπύλη παρουσιάζει τις εκπομπες CO₂ (tn) ανά παραγόμενες MWh ηλεκτρικής ενέργειας.

Η παραπάνω καμπύλη ακολουθεί τη μορφή της καμπύλης του διαγράμματος 33. Πιο συγκεκριμένα, η μορφή του γίνεται κατανοητή συνδυάζοντας την συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μείωση των εκπομπών CO₂/MWh) στο πέρασμα των ετών, με τον περιορισμό (23) και με την αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Το παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζει σαφέστατα τη καταλυτική επίδραση των ΑΠΕ στην εκπομπή ρύπων από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι αυξημένες τιμές του κόστους εκπομπής CO₂, συμβάλλουν στη μείωση της NPV του συστήματος, γεγονός που οδηγεί τον αλγόριθμο να επιλέξει επενδυτικές κινήσεις που οδηγούν σε χαμηλότερες εκπομπές CO₂ ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας σε βάθος χρόνου, όπως φαίνεται στο παραπάνω διάγραμμα.

Ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης, επιτυγχάνει να μειώσει τις εκπομπές CO₂ της Ελληνικής βιομηχανίας ενέργειας, από τα τωρινά επίπεδα (0.9 tn CO₂ eq./MW hel) σε 0,56 tn CO₂ eq./MW hel στο τέλος της προς ερεύνηση περιόδου (βλ. διάγραμμα 34).

Οι ΑΠΕ δεν είναι αρωγοί μόνο στο προφανές, που είναι η προστασία του περιβάλλοντος με την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, αλλά στην προκειμένη περίπτωση μελέτης και με την ισχύουσα νομοθεσία, συμβάλλουν σημαντικά στην αύξηση των εσόδων μέσω του χρημαστηρίου ρύπων.

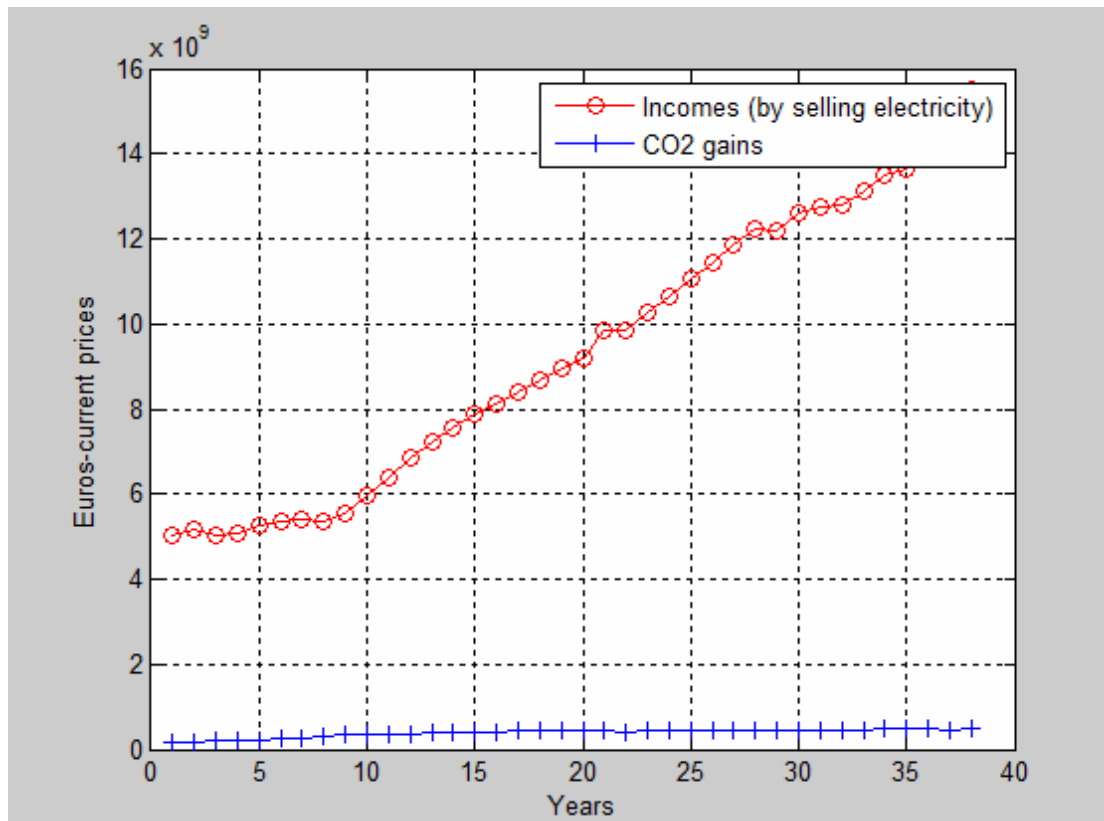


Διάγραμμα 35. Διακύμανση πάγιων εξόδων, μεταβλητού κόστους και κόστους εκπομπής CO₂ σε βάθος 38ετίας.

Στο διάγραμμα 35, η κόκκινη καμπύλη αναπαριστά τη μεταβολή των πάγιων εξόδων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, που συμπεριλαμβάνουν το κόστος επένδυσης δημιουργίας ενός νέου σταθμού παραγωγής ενέργειας, λειτουργίας, συντήρησης και ασφάλισης των ήδη υπαρκτών σταθμών.

Η μπλε καμπύλη αναπαριστά τη μεταβολή των μεταβλητών εξόδων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, που συμπεριλαμβάνουν τα κόστη καυσίμων των σταθμών παραγωγής ενέργειας για τις μονάδες όπου το κόστος καυσίμων μπορεί να υπολογισθεί (Φυσικό αέριο, Λιγνίτης, Πετρέλαιο, Υδροηλεκτρικά, Βιομάζα/Βιοαέριο)

Η ροζ διακεκομμένη καμπύλη αναπαριστά το κόστος εκπομπής CO₂ (euros/tn CO₂).

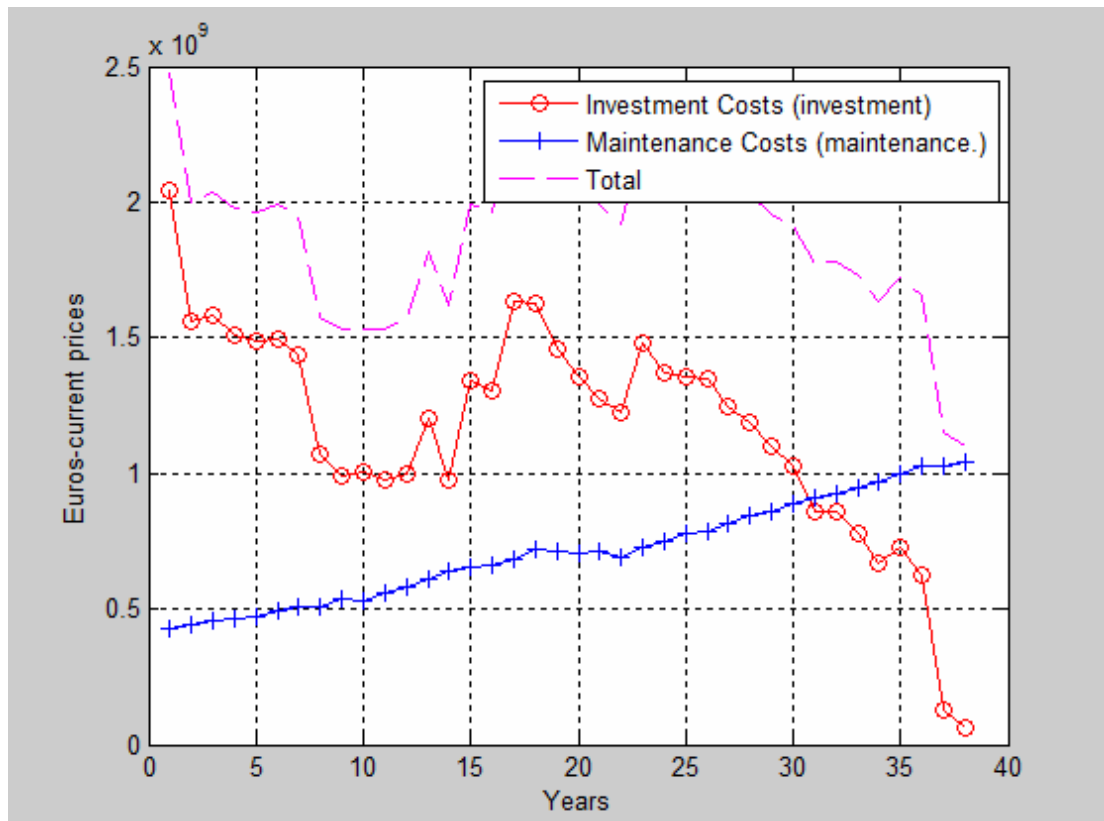


Διάγραμμα 36. Μεταβολή εσόδων από τη πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και κέρδων από τη πώληση ρύπων.

Στο παραπάνω διάγραμμα, η κόκκινη καμπύλη αναπαριστά τα έσοδα μόνο από τη πώληση ηλεκτρικού ρεύματος στους καταναλωτές.

Η μπλε καμπύλη αναπαριστά τα έσοδα από το χρηματιστήριο ρύπων. Η θετική κλίση της καμπύλης, είναι αποτέλεσμα της αύξησης της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂/tn (βλ. διάγραμμα 3) και της αύξησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (σε συνδυασμό με αύξηση της ζήτησης), συνεπώς πώληση μεγαλύτερου αριθμού δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ που περισσεύουν ετησίως.

Στόχος του διαγράμματος είναι να αποτυπωθεί το ύψος συμμετοχής στα συνολικά έσοδα των δύο διαδικασιών εσόδων σε βάθος χρόνου της κάθε προσοδοφόρας διαδικασίας.



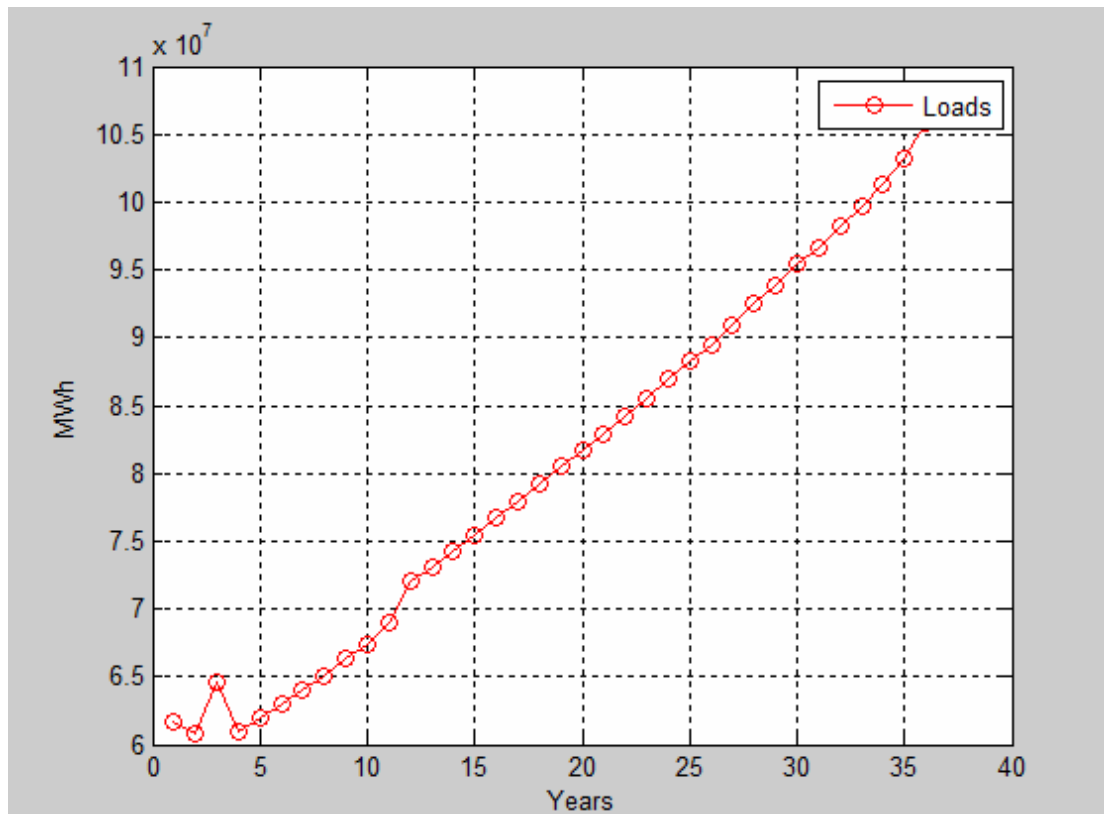
Διάγραμμα 37. Κόστη επένδυσης, κόστη συντήρησης και συνολικό κόστος.

Το διάγραμμα 37 παρουσιάζει τα εξής:

Η κόκκινη καμπύλη αναπαριστά τα κόστη επένδυσης. Η μορφή της είναι μερικώς επηρεασμένη από την επίδραση του συντελεστή εκμάθησης $b_{(i)}$. Αυτό σημαίνει, ότι με την κατασκευή ενός νέου σταθμού παραγωγής ενέργειας, αποκτάται εμπειρία που στο μέλλον θα έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους, του χρόνου κατασκευής και την αποφυγή λαθών, συνεπώς και τη μείωση του κόστους επένδυσης. Όμως, ο κυριότερος παράγοντας που επηρεάζει τη μορφή της, είναι η ανάγκη κατασκευής νέων σταθμών παραγωγής ενέργειας, όταν το απαιτεί η ζήτηση, για τη κάλυψη των αναγκών και των «κενών» που δημιουργούνται στην παραγωγή λόγω της παύσεως λειτουργίας παλαιών εγκαταστάσεων ή απρόσμενων βλαβών. Παρατηρούμε, ότι η καμπύλη ακολουθεί μία φθίνουσα πορεία και αυτό οφείλεται από τη μία στο ότι λόγω του χρόνου ζωής των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής που κατασκευάζονται σε ένα δεδομένο χρονικό σημείο έχει ως αποτέλεσμα να μειώνεται μεσοπρόθεσμα η ανάγκη δημιουργίας νέων και από την άλλη είναι θέμα αλγορίθμου, ο οποίος τείνει να τερματίσει τη βελτιστοποίηση και έχει ως αποτέλεσμα σταδιακά να θέλει να μηδενίσει διάφορες τιμές.

Η μπλε γραμμή (διάγραμμα 37) αναπαριστά το κόστος συντήρησης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η καμπύλη αυτή έχει ανοδική κλίση, κυρίως λόγω της αύξησης της ζήτησης δημιουργούνται νέοι σταθμοί παραγωγής ενέργειας και συνεπώς επιπλέον κόστη συντήρησης και επιπροσθέτως λόγω του ότι με το πέρασμα των ετών, η συντήρηση ενός σταθμού είναι σημαντικά πιο ζημιογόνα και δαπανηρή. Μικρή επίδραση στη μορφή της καμπύλης έχει το αυξανόμενο κόστος του χρήματος λόγω του πληθωρισμού.

Η ροζ διακεκομμένη καμπύλη (διάγραμμα 37) αναπαριστά το άθροισμα των δύο παραπάνω εξόδων.



Διάγραμμα 38. Εγκατεστημένη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε έτος.

Στο διάγραμμα 38 καμπύλη αναπαριστά τη μεταβολή του συνολικού εγκατεστημένου φορτίου $\Sigma L_{i,z}$ (MWh) με τη πάροδο των ετών, εξίσωση (8). Η καμπύλη ακολουθεί ανοδική πορεία λόγω της αύξησης της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια και, συνεπώς, της αύξησης των σταθμών παραγωγής ενέργειας προκειμένου να ικανοποιηθεί η εν λόγω ζήτηση.

7. Συμπεράσματα

Η παρούσα μελέτη, έχει ως στόχο τη βελτιστοποίηση του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, μέσω της μεγιστοποίησης της NPV του συστήματος. Η μεγιστοποίηση της NPV του συστήματος, είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την εξέλιξη της ΟΤΣ (σε ετήσια βάση). Για την εν λόγω εξέλιξη, εισήχθη στον κώδικα βελτιστοποίησης, ένας αλγόριθμος ενδογενούς εξάρτησης της εξέλιξης της τιμής της ΟΤΣ. Πιο συγκεκριμένα, η εξέλιξη της τιμής της ΟΤΣ εξαρτάται από την εξέλιξη της τιμής των καυσίμων των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και από το ύψος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως.

Επίσης, πραγματοποιείται σύγκριση των αποτελεσμάτων που εξάγει ο κώδικας υπό την επίδραση του αλγόριθμου ενδογενούς εξάρτησης σε σχέση με τα αποτελέσματα που προκύπτουν με την εξέλιξη της ΟΤΣ να προβλέπεται στοχαστικά μέσω των διαφορικών Μπράουν (GBM). Με αυτό τον τρόπο έχουμε επιτυγχάνουμε τη δυνατότητα απόκτησης μίας σφαιρικής εικόνας του κατά πόσο επηρεάζει η εξέλιξη της ΟΤΣ τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Επιπροσθέτως, ερευνάται μέσω του σεναρίου που αναπτύχθηκε, η επίδραση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας και των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, στον Ελληνικό τομέα ενέργειας, με την εισαγωγή ενός πλήθους ρεαλιστικών αβεβαιοτήτων. Το υπολογιστικό πρόβλημα που δημιουργήσαμε, είχε ως στόχο την οικονομική και ενεργειακή βελτιστοποίηση του τομέα της ενέργειας μεσοπρόθεσμα κατά τη βέλτιστη επέκταση μονάδων ισχύος.

Θεωρήσαμε ότι η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας, οι τιμές των καυσίμων, οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, όπως επίσης και οι τιμές του πληθωρισμού και των επιτοκίων εξελίσσονται μέσω στοχαστικών διαδικασιών, ώστε να μειωθεί ο κίνδυνος που μπορεί να δημιουργηθεί λόγω αυθαίρετων υποθέσεων για τις εν λόγω τιμές. Η εξέλιξη των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή της ΟΤΣ αναπαριστάται μέσω δύο μεθοδολογιών, αρχικά μέσω στοχαστικής εξέλιξης GBM και, εν συνεχεία, μέσω ενδογενούς αλγόριθμου βελτιστοποίησης, που υπολογίζει την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε έτος συναρτήσει της τιμής καυσίμων και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία απαιτείται για την κάλυψη της ζήτησης. Τα αποτελέσματα κάθε επανάληψης του αλγορίθμου βελτιστοποίησης, χρησιμοποιούν

ως είσοδο για την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, αυτήν την τιμή που προκύπτει από τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης αυτής.

Ο υπολογιστικός μας αλγόριθμος, είναι βασισμένος στο στοχαστικό προγραμματισμό χωρίς αναδρομή και συμπεριλαμβάνει έναν SQP επιλύτη (SOLVER). Ο εν λόγω αλγόριθμος, τείνει να μεγιστοποιήσει επαναληπτικά την NPV (Καθαρή Παρούσα Αξία) του συστήματος, ενώ, παράλληλα, προσπαθεί να τηρήσει στο σύνολο τους, τους περιορισμούς που έχουν τεθεί. Οι περιορισμοί συμπεριλαμβάνουν περιορισμούς παραγωγής, ζήτησης, επάρκειας φυσικών πόρων που χρησιμοποιούνται ως καύσιμα, περιορισμούς οι οποίοι εξασφαλίζουν τη σταθερότητα του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Επιπροσθέτως, επιβάλλονται μαθηματικοί περιορισμοί, που εξασφαλίζουν τη μη-αρνητικότητα όλων των δεδομένων τα οποία επιθυμούμε να είναι μεγαλύτερα του μηδενός.

Ο υπολογιστικός μας κώδικας, τείνει επαναληπτικά να μεγιστοποιήσει την NPV του συστήματος, ενώ, ταυτόχρονα, να μειώσει το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το κόστος που προέρχεται από τις εκπομπές ρύπων, δηλαδή να ελαχιστοποιήσει τις αναμενόμενες εκπομπές CO₂ που προέρχονται από την ηλεκτροπαραγωγή.

Τα αποτελέσματα της παραπάνω βελτιστοποίησης, επικεντρώνονται κυρίως στις ετήσιες προσθήκες φορτίου (δηλαδή στην εισαγωγή νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας), τα φορτία που καλούνται να παράγουν οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας και η αντίστοιχη παραγωγή ενέργειας που πρέπει να παραχθεί από το κάθε είδος τεχνολογίας καυσίμου.

Από τα διαγράμματα 16-23 διαπιστώνουμε μεγάλες διαφορές, σε ότι αφορά στις παραγγελίες φορτίου τόσο στο επίπεδο των συμβατικών τεχνολογιών όσο και στο επίπεδο των τεχνολογιών που βασίζονται σε ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, ως προς τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης, παρατηρούμε μία μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συμβατικών τεχνολογιών (αν και ακόμα αποτελούν μεγαλύτερο ποσοστό της παραγωγής ενέργειας) και μία σημαντική αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής μέσω ΑΠΕ. Αντίθετα, στον κώδικα που έγινε χρήση στοχαστικής εξέλιξης της ΟΤΣ με GBM, βάση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν οι συμβατικές τεχνολογίες, ενώ οι τεχνολογίες ΑΠΕ αντιμετωπίζουν ένα

αρκετά σημαντικό πρόβλημα διείσδυσης στην αγορά της ηλεκτροπαραγωγής. Από την παραπάνω ανάλυση και από τα αποτελέσματα του υπολογιστικού μας κώδικα, διαπιστώνουμε σαφώς ότι μεγαλύτερες τιμές ηλεκτρισμού υπολογίζονται αν θεωρήσουμε την εξέλιξη αυτών μέσω του αλγόριθμου ενδογενούς εξάρτησης. Αυτό διαπιστώνεται άμεσα από τη διαφορά που προκύπτει στα αποτελέσματα σχετικά με την αντικειμενική συνάρτηση της μελέτης μας την NPV, η οποία με τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης είναι ίση με 123.8103 (billion euros), ενώ με τη στοχαστική εξέλιξη της ΟΤΣ μέσω της μεθόδου GBM είναι 86.9047 (billion euros). Σημειώνεται λοιπόν ότι, αυτή η διαφορά, πιθανότατα, έγκειται στη λογική της βελτιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης της μελέτης μας, της NPV. Δηλαδή, επειδή λόγω των υψηλότερων τιμών της ΟΤΣ που προκύπτουν από τον αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης, έχουμε υψηλότερο περιθώριο κέρδους ετησίως και λόγω του ότι μακροπρόθεσμα ο στόχος μας είναι να μεγιστοποιήσουμε την NPV, ο αλγόριθμος εκμεταλλεύεται τα κέρδη που προκύπτουν από τη πώληση ηλεκτρικής ενέργειας σε υψηλότερες τιμές και χρησιμοποιεί αυτά τα κέρδη για να επενδύσει σε τεχνολογίες ανανεώσιμων ενεργειακών πηγών (κυρίως βιομάζα/βιοαέριο και υδροηλεκτρικά). Μακροπρόθεσμα, οι τεχνολογίες αυτές θα αποδώσουν μεγαλύτερα κέρδη (σε συγκερασμό με τα περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα που έχουν), απ' ότι θα απέδιδαν συμβατικές τεχνολογίες, όπως ο λιγνίτης, το πετρέλαιο ή το φυσικό αέριο (το οποίο άλλωστε συμμετέχει ήδη σ' ένα μεγάλο βαθμό). Ενώ, στον αντίποδα, μέσω της στοχαστικής εξέλιξης της ΟΤΣ μέσω της GBM, τα περιθώρια κέρδους στενεύουν, με αποτέλεσμα, να πραγματοποιούνται διαφορετικές επενδυτικές αποφάσεις, που μεγιστοποιούν μεν την NPV με την υπάρχουσα επενδυτική δυναμική (βασισόμενη σε συμβατικές πηγές ενέργειας) αλλά όχι τόσο όσο με την πρώτη μέθοδο. Επομένως, παρατηρούμε ότι, όχι απλώς η οικονομική και ενεργειακή βιωσιμότητα του συστήματος ικανοποιείται με ασφάλεια, αλλά επιτυγχάνεται και ένα μεγάλο οικονομικό κέρδος, σε συνδυασμό με την τήρηση των περιβαλλοντικών κανονισμών.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον, παρουσιάζει το ποσοστό συμμετοχής της βιομάζας/βιοαερίου (βλ. διάγραμμα 27), όπως προκύπτει από τον υπολογιστικό αλγόριθμο στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η μελέτη μας ως στόχο έχει την οικονομικά και περιβαλλοντικά (σε συνδυασμό πάντα με τα οικονομικά οφέλη και περιορισμούς) εύρεση του βέλτιστου ενεργειακού μίγματος, μέσω της εισόδου νέων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Συνεπώς, μελλοντικά, θα

μπορούσε να αποτελέσει επιλογή, η εκμετάλλευση πρώτων υλών βιομάζας, οι οποίες είναι φθηνές και βρίσκονται εύκολα στην εγχώρια αγορά. Γεωργικές καλλιέργειες όπως το βαμβάκι, το καλαμπόκι, το σιτάρι κλπ, οι οποίες αναπτύσσονται στις αγροτικές περιοχές της Ελλάδας (κυρίως στο Θεσσαλικό κάμπο), μπορούν να αποτελέσουν την εναλλακτική επιλογή παραγωγής ενέργειας έναντι των συμβατικών τεχνολογιών. Αρχικά όμως, πρέπει να λυθούν προβλήματα, όπως πολύπλοκες αλυσίδες προμήθειας, ο κύκλος ζωής κάθε καλλιέργειας, προβλήματα μεταφορών (logistics) και προβλήματα οργάνωσης της συγκεκριμένης παραγωγής. Οι μηδενικές εκπομπές σε CO₂ (διότι όσο CO₂ απορροφά η βιομάζα από την ατμόσφαιρα τόσο ακριβώς «βγάζει» κατά τη καύση της) από τη καύση του συγκεκριμένου καυσίμου και οι σχετικά υψηλοί συντελεστές φορτίου, καθιστούν τη συγκεκριμένη τεχνολογία σημαντικό υποψήφιο προς μελέτη την επόμενη δεκαετία. Ένας υποψήφιος προς έρευνα τύπος τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής, που όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα του υπολογιστικού κώδικα και του ενδογενούς αλγορίθμου βελτιστοποίησης, αποφέρει σημαντικά οικονομικά οφέλη.

Από τα διαγράμματα 26 και 27, προκύπτει το συμπέρασμα, ότι η διεύρυνση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, αποτελεί ένα αρκετά φιλόδοξο και με υψηλές πιθανότητες επιτυχίας εγχείρημα. Εξάλλου, μέσω της μελέτης μας παρουσιάζεται η πιθανότητα το εγχείρημα αυτό να κατορθώσει να κερδίσει μεγαλύτερο μερίδιο αγοράς. Οι λόγοι που συντρέχουν στο παραπάνω συμπέρασμα, είναι η εμπειρία που θα αποκτηθεί στο απώτερο μέλλον και θα οδηγήσει στη σημαντική μείωση του κόστους επένδυσης για τις συγκεκριμένες τεχνολογίες. Οι τωρινές τιμές για τα δικαιώματα εκπομπής CO₂, μπορεί να αποτελέσουν τροχοπέδη στην προώθηση και την ανάπτυξη των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ΑΠΕ, λόγω της μικρής συνεισφοράς τους στα έσοδα (βλ διάγραμμα 36), παρά τα εμφανή περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα, που παρουσιάζουν οι εν λόγω τεχνολογίες.

Σε αντίθεση με το κόστος επενδύσεων, του οποίου η μείωση, λόγω της απόκτησης εμπειρίας από μελλοντικές κατασκευές (ανάλογα με το ύψος του συντελεστή εκμάθησης) και λόγω του ανταγωνισμού μεταξύ των κατασκευαστριών εταιρειών, είναι θέμα χρόνου, η διαμόρφωση των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, δεν εξαρτάται μόνο από τη δυναμική του χρηματιστηρίου των ρύπων, αλλά είναι αποτέλεσμα παρεμβάσεων στις περιβαλλοντικές πολιτικές. Συνεπώς, προς το

παρόν, ο μοχλός ανάπτυξης τεχνολογιών ΑΠΕ εντοπίζεται, κατά κύριο λόγο, στο χαμηλό ή μηδενικό κόστος καυσίμων, κάτι που μέχρι τώρα (και πιθανότατα για το άμεσο μέλλον) αποτελεί και τον βασικότερο παράγοντα που είναι επιβοηθητικός στη προώθηση τους.

Από το ενεργειακό μίγμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, που προέκυψε από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης, σημειώνεται μία πτώση στην εκπομπή ρύπων της τάξης του 40% σε βάθος 38ετίας (βλέπε διάγραμμα 34). Επιπροσθέτως, από την ανάλυση μας, προέκυψε η σύνδεση μεταξύ των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂ και των αναμενόμενων εκπομπών CO₂, με την επιλογή της πραγματοποίησης παραγγελιών φορτίου από μία συμβατική τεχνολογία για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, όσο πιο υψηλές είναι οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων, τόσο πιο υψηλό είναι το κόστος παραγωγής ενέργειας μέσω συμβατικών τεχνολογιών, ενώ συνυπολογιζόμενου και του ύψους της ζήτησης, δημιουργείται ένας ανασταλτικός παράγοντας στην επιλογή παραγγελιών φορτίου από συμβατικές τεχνολογίες.

Τέλος, είναι αναγκαίο να σημειωθεί ότι η παρούσα μελέτη αφορά κυρίως ερευνητές οι οποίοι θέλουν να αποκτήσουν μια γενικότερη ιδέα, για το ποιά είναι η συμφέρουσα κατεύθυνση για την ανάπτυξη του ενεργειακού μίγματος στην Ελλάδα. Πιο αναλυτικά., όπως έχει παρουσιασθεί παραπάνω, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης μας παρουσιάζει τη μέγιστη συνολική NPV του συστήματος (δηλαδή τα συνολικά έσοδα όλων των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας) και όχι το μεμονωμένο κέρδος του κάθε παραγωγού, έτσι ώστε να διαπιστώσουμε αν όντως είναι εφικτές οι επενδύσεις που τελικά παρουσιάζονται (οι οποίες προκύπτουν με βάση το συνολικό κέρδος του συστήματος όπως προαναφέρθηκε).

Συμπεραίνουμε λοιπόν, ότι η συγκεκριμένη μελέτη θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί από τους διαχειριστές του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας παρέχοντας τους την δυνατότητα να πραγματοποιήσουν μία ενεργειακή πολιτική (σε επίπεδο αδειοδότησης νέων μονάδων και επιχορηγήσεων), επιτρέποντας σε τεχνολογίες με σαφή λειτουργικά και οικονομικά πλεονεκτήματα (όπως αυτά προκύπτουν από τη μελέτη μας) να προωθηθούν και να διεισδύσουν σταδιακά στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με όλα τα επιμέρους πλεονεκτήματα που αυτό συνεπάγεται. Επιπροσθέτως, θα μπορούσε να αποτελέσει σημαντική βοήθεια για μηχανικούς οι οποίοι είναι υπεύθυνοι για τη χάραξη

στρατηγικών σε εταιρείες οι οποίες έχουν την οικονομική επιφάνεια να στηρίξουν επενδύσεις τέτοιου μεγέθους. Δηλαδή, νέοι αλλά και παλαιοί «παίχτες» μπορούν να επωφεληθούν από τη συγκεκριμένη μελέτη ώστε να αποκτήσουν μία ιδέα του τι συμφέρει μεσοπρόθεσμα να πράξουν (σε συνδυασμό πάντα με τις πολιτικές αποφάσεις της κάθε χρονικής στιγμής και άλλων εξωτερικών παραγόντων) και να αποκτήσουν μία ιδέα σχετικά με το ποια θα ήταν η βέλτιστη τη διαμόρφωση του ενεργειακού τομέα στην Ελλάδα τις επόμενες δεκαετίες.

8. Βιβλιογραφία

8.1 Επιστημονικά περιοδικά

1. Bar-Lev D, Katz S. A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *J Finance* 1976;31:933–47.
2. Roques FA, Newberry DM, Nuttall WJ. Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean–variance portfolio theory approach. *Energy Econ* 2008;30:1831–49.
3. Huisman R, Mahieu R, Schlichter F. Electricity portfolio management: optimal peak/off-peak allocations. *Energy Econ* 2009;31(1):169–74.
4. Svensson E, Berntsson T, Strømberg AB, Patriksson M. An optimization methodology for identifying robust process integration investments under uncertainty. *Energy Policy* 2009;37(2):680–5.
5. Vahidinasab V, Jadid S. Multi-objective environmental/techno-economic approach for strategic bidding in energy markets. *Appl Energy* 2009;86(4):496–504
6. Krey V, Martinsen D, Wagner HJ. Effects of stochastic energy prices on longterm energy-economic scenarios. *Energy* 2007;32(12):2340–9.
7. Turton H. ECLIPSE: an integrated energy-economy model for climate policy and scenario analysis. *Energy* 2008;33(12):1754–69.
8. Keppo J, Lu H. Real options and a large producer: the case of electricity markets. *Energy Econ* 2003;25:459–72.
9. Laurikka H, Koljonen T. Emissions trading and investment decisions in the power sector – a case study of Finland. *Energy Policy* 2006;34:1063–74.
10. Madlener R, Kumbaroglu G, Ediger V. Modelling technology adoption as an irreversible investment under uncertainty: the case of the Turkish electricity supply industry. *Energy Econ* 2005;27:39–163.
11. Kumbaroglu G, Madlener R, Demirel M. A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. *Energy Econ* 2008;30:1882–908.
12. Schittkowski K. NLQPL: a FORTRAN-subroutine solving constrained nonlinear programming problems. *Ann Oper Res* 1985;5:485–500.

13. Vasicek O. An equilibrium characterisation of the term structure. *J Financ Econ* 1977;5:177–88.
14. Cox JC, Ingersoll JE, Ross SA. A theory of the term structure of interest rates. *Econometrica* 1985;3(2):385–407.
15. Glasserman G. Monte-Carlo methods in financial engineering. Springer-Verlag; 2004.
16. Fuss S, Johansson D, Szolgayova J, Obersteiner M. Impact of climate policy uncertainty on the adoption of electricity generating technologies. *Energy Policy* 2009;37(2):733–43.
17. Li YP, Huang GH, Chen X. Planning regional energy system in association with greenhouse gas mitigation under uncertainty. *Appl Energy* 2011;88(3):599–611.
18. Yang M, Blyth W, Bradley R, Bunn D, Clarke C, Wilson T. Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy. *Energy Econ* 2008;30:1933–50.
19. Barlow MT. A diffusion model for electricity prices. *Math Finance* 2002;12(4):287–98.
20. Douglas Gotham, Kumar Muthuraman, Ronald Rardin, Suriya Ruangpattana. A load factor based mean-variance analysis for fuel diversification. School of Industrial Engineering, Purdue University, West Lafayette. 2002
21. Tanabe R, Yasuda K, Yokoyama R, Sasaki H. Flexible generation mix under multiple objectives and uncertainties. *IEEE Trans Power Syst* 1993;8(2):581–7.
22. Athanasios I. Tolis, Athanasios A. Rentizelas. An impact assessment of electricity and emission allowances pricing in optimised expansion planning of power sector portfolios. Elsevier 2011.
23. HTSO S.A. Hellenic transmission system operator. statistics for the years 2001–2009. HTSO; 2009. <www.desmie.gr> [13.11.09].
24. Ευάγγελος Λεκατσάς. Προϋποθέσεις για τη θέσπιση κανόνων αποτελεσματικής λειτουργίας μίας αγοράς ηλεκτρισμού. www.desmie.gr 2003.
25. Αθανάσιος Ρεντιζέλας. Η απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. ΕΜΠ 2007.

8.2 Βιβλία

1. Fletcher R. Practical methods of optimization. John Wiley and Sons; 1987.
2. Box G, Jenkins J, Reinsel G. Time series analysis: forecasting and control. 3rd ed. Upper Saddle River (NJ): Prentice Hall; 1994.
3. Øksendal B. Stochastic differential equations. Springer-Verlag; 2000.
4. Dixit A, Pindyck R. Investment under uncertainty. Princeton: Princeton University Press; 1994.
5. Clewlow L, Strickland C. Energy derivatives: pricing and risk management. London: Lacima Publications; 2000
6. Αραμπατζής Θ., Γαβρόγλου Κ. Ιστορία των Επιστημών και της Τεχνολογίας. ΟΕΔΒ. Αθήνα 1999.
7. Cardwell D. Ιστορία της Τεχνολογίας. εκδ. «Μεταίχμιο». 2004.
8. Δημήτρης Λαμπρίδης, Πέτρος Ντοκόπουλος, Γρηγόρης Παπαγιάννης. Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Τόμος Α. Εκδόσεις ΖΗΤΗ. 2006

8.3 Δικτυακοί τόποι

1. www.energy.gr
2. www.rae.gr
3. www.desmie.gr
4. www.lib.ntua.gr
5. www.wikipedia.org
6. www.sciencedirect.com
7. www.research.lancs.ac.uk
8. www.energy.gov.lk
9. www.dei.gr
10. www.cres.gr

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α. Υπολογιστικός Κώδικας

Αρχικά τροποποιήσαμε έναν υπάρχοντα κώδικα *script* (mincon.m) του εργαστηρίου, που περιέχει όλα τα απαραίτητα δεδομένα που χρειαζόμαστε για τους μετέπειτα υπολογισμούς.

➤ mincon.m

% Επίλυση της FMINCON προς βελτιστοποίηση του προβλήματος!

matlabpool open 'local'. % η εντολή matlabpool αξιοποιεί όλους τους πυρήνες του υπολογιστή για ταχύτερα αποτελέσματα

flagsmoth = 2;

scenario = 3;

inir = 1;

LAW = 2;

auksisi = 1;

A=xlsread('IO.xls','Kwd11','A54:E58');

B=xlsread('IO.xls','Kwd11','A61:A65');

E4to11=xlsread('IO.xls','Kwd11','A20:E24');

f4to11=xlsread('IO.xls','Kwd11','A43:E47');

Ef4to11=E4to11.*f4to11;

Yr = 38;

etosvasis = 2012;

rm=0.15;

% *****

% Αρχικοποίηση μεταβλητών χρόνου και τεχνολογιών

TCHLAP=5; % Υδροηλεκτρικά – Υδροηλεκτρικά με άντληση – Βιομάζα/Βιοαέριο
– Φωτοβολταϊκα - Ανεμογεννήτριες

```

Yrinit=4;

Yrinitplus=5;

% *****

if inir ==1

% ***** Διάβασμα επιτοκίων και πληθωρισμού

RiP=0.00;

INTRINFL=xlsread('IO.xls','inirforecast');

pli8wrismos=1.+INTRINFL(:,3);

interest=1.+RiP+INTRINFL(:,2);

% *****

rr(1)=1+INTRINFL(1,3);

rate(1)=(1+RiP+INTRINFL(1,2))^-1;

for i=2:Yr

    rr(i)=pli8wrismos(i)*rr(i-1);

    rate(i)=rate(i-1)/interest(i);

end

end

% *****

CO2pr = xlsread('IO.xls','CO2_Price_forecasting'); % Euro/tnCO2

CO2pr=CO2pr(1:Yr,2);

initial = xlsread('IO.xls','Initial'); %MW

dynamikotitesbasis(1,:) = initial(end,2:end);

dynamikotitesbasis(2,:) = xlsread('IO.xls','Init_Occ_fact');

pastinstal=initial(1:end-1,2:end)';

timimetavlitou = xlsread('IO.xls','Fuels'); %Euro/MWh_el

```

```

timimetavlitou = timimetavlitou';

timimetavlitou = timimetavlitou(2:9,1:Yr);% Διαβάζει όσα δεδομένα όσα τα χρόνια
Yr

sumtimisfuel=sum(timimetavlitou);

tech = xlsread('IO.xls','Technologies');

% ***** Ζήτηση

ppd12=xlsread('IO.xls','peakpowerdemand'); % σε MW

ppd=polyfit(ppd12(:,1),ppd12(:,2),1);

for i=1:Yr+11,

    peakpowerdemand1(i)=ppd(1)*i+ppd(2);

end

peakpowerdemand(1:Yr)=peakpowerdemand1(8:Yr+7);

if scenario ==3

zitisi = xlsread('IO.xls','ElecDemandfpd'); % σε MWh_el

end

zitisi = zitisi(1:Yr,2); % Διαβάζει όσα δεδομένα όσα τα χρόνια Yr

% ***** ΟΤΣ για τις τεχνολογίες που επηρεάζουν τον ΗΕΠ και για τις
ΑΠΕ

timi = xlsread('IO.xls','ElecPrice'); % σε €/MWh_el

timi = timi(1:Yr,2); % Διαβάζει την ΟΤΣ σε ετήσια βάση που έχει
προκύψει με τη μέθοδο GBM όσα τα χρόνια Yr

if LAW==2,

for i=2:Yr

drifftimis(i)=(timi(i)-timi(i-1))/timi(i-1);

end

PrEltoday=73*(1+0.03)^2; % Δύο χρόνια από τότε που ψηφίστηκε ο νόμος

timiR(1)=PrEltoday;

```

```

for i=2:Yr,
    if auksisi==1
        timiR(i)=PrEltoday*rr(i); % in €/MWh_el
    end
end
end
end

% *****

[xdata,ydata]=size(dynamikotitesbasis);

TCHL = ydata;

% Τεχνολογίες που επηρεάζουν την ΟΤΣ (οι 5 πρώτες: Φυσικό
Αέριο,Λιγνίτης,Πετρέλαιο, Υδροηλεκτρικά, Υδροηλεκτρικά με άντληση)

TCHLAPE_ektoshydro=TCHL-TCHLAPE;

TCHLSMP=TCHL-TCHLAPE_ektoshydro; % TCHLSMP=5

%+++++

% 1η ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΟΠΟΥ ΠΑΡΟΥΣΙΑΖΟΝΤΑΙ ΤΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ
ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΟΤΣ ΠΟΥ ΠΡΟΕΚΥΨΑΝ ΑΠΟ ΤΗΝ ΠΡΟΒΛΕΨΗ GBM

%+++++

%% % Άνω και κάτω όρια (POWER IN MW_el)

ub(1:2,1:Yr)= 6000;

ub(3,1:Yr) = 50;

ub(4:TCHL,1:Yr)= 6000; % Μέγιστες παραγγελίες που επιτρέπονται από τη
διαδικασία αδειοδότησης (ΡΑΕ) (σε MW)

lb(1:TCHL,1:Yr) = 0.00001; % Κατώτατο όριο για το φορτίο

lb(TCHL+1:TCHL*2-TCHLAPE-1,1:Yr) = 0.7; % Κατώτατο όριο για συντελεστές
απασχόλησης

```

```

ub(TCHL+1:TCHL*2-TCHLAPE-1,1:Yr) = 1; % Ανώτατο όριο για συντελεστές
απασχόλησης

% *****

initload = dynamikotitesbasis';

X0 = initload.*0.01 ; % σε MW

for i=2:Yr

    X0(:,i) = X0(:,i-1).*1.01; %Κάθε χρόνο αυξάνεται 1% για κάθε τεχνολογία

End

X0 (TCHL+1:TCHL*2-TCHLAPE-1,:) = 0.8*ones;

loads=initload;

orders=X0;

options = optimset('Display','iter','DiffMinChange',10^-
8,'DiffMaxChange',0.001,'MaxFunEvals',5000000,...
'MaxIter',5000,'TolFun',10^-4,'TolCon',10^-4,'TolX',10^-
4,'Diagnostics','on','FunValCheck','on',...
'LargeScale','off','MeritFunction','singleobj','UseParallel','always');

optimset

X =
fmincon(@(X)main(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,CO2pr,TCHLAPE,TCHLSM
P,timimetavlitou,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,timi,timiR,rr,rate,LAW)...

,X0,[],[],[],[],lb,ub,@(X)constrains(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,etosvasis,TCH
LAPE,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,peakpowerdemand,rm),options);

% ++++++

% 2η Βελτιστοποίηση

% ++++++

```

```

%% % Άνω και κάτω όρια (ενέργεια σε MW_el)

ub(1:2,1:Yr)= 6000;

ub(3,1:Yr) = 50;

ub(4:TCHL,1:Yr)= 6000; % Μέγιστες παραγγελίες που επιτρέπονται από τη
διαδικασία αδειοδότησης (PAE) (σε MW)

lb(1:TCHL,1:Yr) = 0.00001; % Κατώτατο όριο για το φορτίο

lb(TCHL+1:TCHL*2-TCHLAPE-1,1:Yr) = 0.7; % Κατώτατο όριο για συντελεστές
απασχόλησης

lb(TCHL*2-TCHLAPE,1:Yr) = 0.01; % lb for PPcoef

ub(TCHL+1:TCHL*2-TCHLAPE-1,1:Yr) = 1; % Ανώτατο όριο για συντελεστές
απασχόλησης

ub(TCHL*2-TCHLAPE,1:Yr) = 1.1; % ub for PPcoef

% *****

X0(1:TCHL*2-TCHLAPE-1,:) = X(1:TCHL*2-TCHLAPE-1,:); % X0 για
παραγγελίες και συντελεστές απασχόλησης

X0(TCHL*2-TCHLAPE,:) = ones; % X0 για συντελεστής διόρθωσης της PP

X =
fmincon(@(X)mainendog(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,CO2pr,TCHLAPE,TCH
LSMP,timimetavlitou,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,timi,timiR,rr,rate,LAW,Ef4to11,
B)...
,X0,[],[],[],[],lb,ub,@(X)constrainsendog(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,etosvasis
,TCHLAPE,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,peakpowerdemand,rm,timimetavlitou,Ef4to
11,B,CO2pr,rate,rr,LAW,TCHLSMP,timiR),options);

matlabpool close

%% % ***ΤΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΣΤΟ EXCEL

seeoutput

```

Εν συνεχεία, προχωράμε στη πρώτη βελτιστοποίηση της μελέτης μας και υπολογίζουμε την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος NPV, χρησιμοποιώντας τις ΟΤΣ που προέκυψαν από τη μέθοδο GBM.

➤ main.m

function

```
[NPV]=main(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,CO2pr,TCHLAPE,TCHLSMP,timi  
metavlitou,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,timi,timiR,rr,rate,LAW)
```

```
% _____
```

```
% Ορισμός των αγνώστων μεγεθών και άμεση συνάρτησή τους στον πίνακα X
```

```
% _____
```

```
% Δημιουργία πίνακα με το μίγμα της δυναμικότητας των σταθμών παραγωγής  
ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία παραγωγής ενέργειας [στήλες] και την  
χρονολογία [γραμμές] (σε MW)
```

```
ekth=zeros(TCHL,1);
```

```
orders = zeros(TCHL,Yr); %Εισαγωγή αρχικών τιμών
```

```
orders(1:TCHL,1:Yr)=X(1:TCHL,1:Yr);
```

```
% Δημιουργία πίνακα με τους συντελεστές απασχόλησης της δυναμικότητας των  
σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία παραγωγής  
ενέργειας [στήλες] και την χρονολογία [γραμμές] (χωρίς μονάδες)
```

```
occupation = ones(TCHL,Yr); %Αρχικοποίηση – συντελεστής έντασης διάφορος του  
1 μόνο για Φυσικό αέριο και Λιγνίτη (oses exoun fuel cost & big setup period)
```

```
occupation(1:TCHL-TCHLAPE-1,:)=X(TCHL+1:2*TCHL-TCHLAPE-1,:);
```

```
%%%%%%%%%
```

```
% Υπολογισμός αρχικών φορτίων
```

```
loads(1:TCHL,1) = dynamikotitesbasis(1,1:TCHL)'; % MW
```

```
loadsconstr(1:TCHL,1)=loads(1:TCHL,1); % MW
```

```
% Προσθέτω τις παραγγελίες για τις τεχνολογίες 1 έως TCHL έχοντας ως δεδομένο  
χρόνο κατασκευής τα tech(6,j) έτη ανάλογα με το είδος της τεχνολογίας
```

```
for j = 1:TCHL,
```

```
    for i=2:Yr,
```

```
        LifeTi1=i-tech(6,j);
```

```

LifeTi2=i-tech(10,j);
LifeTi3=i+(initial(end,1)-initial(1,1))-tech(10,j); % Για να δούμε εάν ο χρόνος
λειτουργίας είναι μεγαλύτερος από τη παλαιότερη εγκατάσταση

    if LifeTi1>=0,
        LT1=1; iii=LifeTi1+1;
    else
        LT1=0;
        iii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
    end

    if LifeTi2>=0,
        LT2=1; iiiii=LifeTi2+1;
    else
        LT2=0;
        iiiii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
    end

    if (LifeTi3<=0) || (LifeTi2>=0),
        LT3=0;
        iiiiii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
    else
        LT3=1; iiiiii=LifeTi3+1;
    end

loads(j,i) = loads(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1-orders(j,iiiii)*LT2-pastinstal(j,iiiiii)*LT3;
loadsconstr(j,i)=loadsconstr(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1

end

end

```


% Παίρνω την δυναμικότητα απο τον load λαμβάνοντας υπ'όψιν τον συντελεστή διαθεσιμότητας τον συντελεστή φορτίου και τον συντελεστή απασχόλησης αφήνοντας μόνο την καθαρή παραγωγή

for j=1:TCHL

realload(j,1:Yr) = loads(j,1:Yr).* tech(3,j) .* tech(4,j) .* occupation(j,1:Yr) * 8760;

end

% _____

% Υπολογισμός εσόδων-εξόδων απο CO₂

% _____

CO2factor = repmat(tech(9,:)',1,Yr);

Efffactor = repmat(tech(8,:)',1,Yr);

CO2prMat = repmat(CO2pr,TCHL,1);

CO2prMatAPE = repmat(CO2pr,TCHLAPE,1);

CO2emmis = realload.*CO2factor./Efffactor; % Εκπομπές CO₂ (tons)

CurrMixEmmis = (sum(CO2emmis))./(sum(realload(1:TCHL-TCHLAPE,:))); %
tnCO₂/MWhel Ετήσια εκπομπή CO₂ από συμβατική παραγωγή ενέργειας

CurrMixMat = repmat(CurrMixEmmis,TCHLAPE,1); % Replicated Matrix

RateMat = repmat(rate,TCHL,1);

RateMatAPE = repmat(rate,TCHLAPE,1);

CO2exp = CO2emmis.*CO2prMat.*RateMat; % κόστος CO₂ απο συμβατική
παραγωγή ενέργειας

CO2gains = zeros (TCHL,Yr);

CO2gains(TCHL-TCHLAPE+1:TCHL,:) = realload(TCHL-

TCHLAPE+1:TCHL,:).*CurrMixMat.*CO2prMatAPE.*RateMatAPE; % κέρδος CO₂
απο ΑΠΕ

% _____

% Υπολογισμός profit απο realload , datademand , datarealprice

```

% _____
% Αρχικοποίηση τιμών
PRODSMP = zeros(1,Yr);
PRODAPE_ektoshydro = zeros(1,Yr);
incomes=zeros(1,Yr);
if LAW==2,
for i=1:Yr
PRODSMP(i)=sum(loads(1:TCHLSMP,i).*occupation(1:TCHLSMP,i).*(tech(3,1:TCHLSMP)').*(tech(4,1:TCHLSMP')))*8760 % Παραγωγή ενέργειας από τις
τεχνολογίες που επηρεάζουν την ΟΤΣ κάθε έτους MWh
PRODAPE_ektoshydro(i)=
sum(loads(TCHLSMP+1:TCHL,i).*occupation(TCHLSMP+1:TCHL,i).*(tech(3,TCHLSMP+1:TCHL)').*(tech(4,TCHLSMP+1:TCHL')))*8760;
% Παραγωγή ενέργειας ΑΠΕ κάθε έτους MWh
incomes(1,i) = timiR(1,i)*PRODAPE_ektoshydro(i)*rate(i) + timi(1,i)*(zitisi(1,i)-
PRODAPE_ektoshydro(i))*rate(i);
end
else
incomes(1,1:Yr) = timi(1,1:Yr) .* zitisi(1,1:Yr) .* rate(1:Yr);
end
% _____
% Υπολογισμός costvar (μεταβλητό κόστος) απο realload , datacvarprices ,
datatech2000
% _____

% Το μεταβλητό κόστος θα είναι ίσο με το γινόμενο της πραγματικής παραγωγής (σε
kWh) και του κόστους (Ευρώ/kWh)

```

```

costvar(1:TCHL,1:Yr) = realload(1:TCHL,1:Yr) .*
timimetavlitou(tech(7,1:TCHL),1:Yr) .* RateMat; % Euro

% _____

% Υπολογισμός costfixprices (σταθερά κόστη) απο datatech2000 , φορτίο
% _____

% Βρίσκουμε τις τιμές για τα σταθερά κόστη επένδυσης και συντήρησης
costmaintenance = zeros(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση
costinvestunit=zeros(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση
for i=1:TCHL,
    ekth(i)=(log(1-tech(5,i))/log(2));
    for j=1:Yr,
        if loads(i,j)<=0.000000001 && j<Yr,
            costinvestunit(i,j)=1000*tech(1,i); jo=j;
        elseif loads(i,j)<=0.000000001 && j==Yr,
            costinvestunit(i,j)=1000*tech(1,i); jo=j-1;
        else
            costinvestunit(i,j)=(1000*tech(1,i)*(loadsconstr(i,j)/loads(i,j))^ekth(i)); %σε
Euros. Πολλ/σμος με 1000, διότι tech (1,i) ήταν σε Euro/KW_el
        end
        costmaintenance(i,j) = tech(2,i).*1000 * loads(i,j) * rr(j)*rate(j); %σε Euros.
Πολλ/σμος με 1000, διότι tech (2,i) ήταν σε Euro/KW_el
    end
end

% _____

% Υπολογισμός costfix απο costfixprices , datatech2000 , παραγγελίες

```

%

% Στον πίνακα costfix προστίθενται τα κόστη επενδύσεων και συντήρησης

costinvest = orders.*costinvestunit;

costfix = costinvest + costmaintenance;

% Υπολογισμός cost απο costfix , costvar. Στον πίνακα costtech αθροίζεται το σταθερό και μεταβλητό κόστος Και το κόστος δικαιωμάτων CO₂ για συμβατικές

costtech = costfix + costvar + CO2exp; % in Euros

% Στον πίνακα cost αθροίζονται τα κόστη των τεχνολογιών σε επίπεδο ετήσιων εξόδων

cost = sum(costtech);

% Υπολογισμός NPV από cost , incomes

%

% Στον πίνακα balance αφαιρούνται τα έξοδα απο τα έσοδα

balance = incomes + sum(CO2gains) - cost;

% Βρίσκω τον δείκτη NPV αθροίζοντας τα στοιχεία του balance

NPV = -sum(balance)/1000000000; % Ελαχιστοποίηση της -NPV (σε δισεκατομμύρια Euros)

Παράλληλα με το main.m, «τρέχει» και το script που έχουμε δημιουργήσει με όνομα constrains.m, το οποίο περιλαμβάνει το σύνολο των περιορισμών που επιβάλλονται στο main.m.

➤ constrains.m

```
function[c,ceq]=constrains(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,etosvasis,TCHLAPE,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,peakpowerdemand,rm)

occupation = ones(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση – Συντελεστής έντασης διάφορος του 1 μόνο για Φυσικό Αέριο και Λιγνίτη(όσες έχουν fuel cost & big setup period)
occupation(1:TCHL-TCHLAPE-1,:)=X(TCHL+1:2*TCHL-TCHLAPE-1,:);

DY20 = 2021 - etosvasis;

DY10 = etosvasis;

%%-----

% Περιορισμός για το αιολικό δυναμικό (6,45e6 MWh)
c(1) = - 6450000/(0.225*8760) + (271 + sum(X(8,1:Yr)));

[xaxa,jj] = size (c);

%-----

loads(1:TCHL,1) = dynamikotitesbasis(1,1:TCHL)'; % MW
orders(1:TCHL,1:Yr)=X(1:TCHL,1:Yr); % MW

% Προσθέτω τις παραγγελίες για τις τεχνολογίες 1 έως TCHL έχοντας ως δεδομένο
(a) τον χρόνο κατασκευής == tech(6,j) έτη ανάλογα με το είδος της
τεχνολογίας και
(b) τον χρόνο ζωής κάθε τεχνολογίας = tech(10,j)
for j = 1:TCHL,
    for i=2:Yr,
        LifeTi1=i-tech(6,j); LifeTi2=i-tech(10,j)
        LifeTi3=i+(initial(end,1)-initial(1,1))-tech(10,j); % Για να δούμε εάν ο χρόνος
        λειτουργίας είναι μεγαλύτερος από τη παλαιότερη εγκατάσταση
        if LifeTi1>=0,
            LT1=1; iii=LifeTi1+1;
        else
```

```

    LT1=0;

    iii=1; % Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό

end

if LifeTi2>=0,

    LT2=1; iiii=LifeTi2+1;

else

    LT2=0;

    iiii=1; Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό

end

if (LifeTi3<=0) || (LifeTi2>=0),

    LT3=0;

    iiii=1; Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό

else

    LT3=1;

    iiii=LifeTi3+1;

end

loads(j,i) = loads(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1-orders(j,iiii)*LT2-
pastinstal(j,iiii)*LT3;

end

end

% Αρχικοποίηση τιμών

PRODCONV = zeros(1,Yr);

PRODAPE = zeros(1,Yr);

instpower=zeros(1,Yr);

for i=1:Yr

```

```

PRODCONV(i)= sum(loads(1:TCHL-TCHLAPE,i).*occupation(1:TCHL-
TCHLAPE,i).*(tech(3,1:TCHL-TCHLAPE)').*(tech(4,1:TCHL-TCHLAPE')))*8760;
% Παραγωγή συμβατικής ενέργειας κάθε έτους MWh

```

```

PRODAPE(i)= sum(loads(TCHL-TCHLAPE+1:TCHL,i).*occupation(TCHL-
TCHLAPE+1:TCHL,i).*(tech(3,TCHL-TCHLAPE+1:TCHL)').*(tech(4,TCHL-
TCHLAPE+1:TCHL')))*8760 % Παραγωγή ενέργειας ΑΠΕ κάθε έτους MWh

```

```

instpower(i)=sum(loads(1:TCHL,i));

```

```

end

```

```

% Περιορισμός παραγωγή >= Ζήτησης ενέργειας για όλα τα έτη

```

```

c(jj+1:Yr+jj) = zitisi(1:Yr) - PRODCONV(1:Yr) - PRODAPE(1:Yr) ; % Σε MWh

```

```

[xaxa,jj] = size (c);

```

```

%%-----

```

```

% Περιορισμός εγκατεστημένη ισχύ >= Peak ζήτηση ισχύος για όλα τα έτη

```

```

c(jj+1:Yr+jj) = peakpowerdemand(1:Yr)*(1+rm) - instpower(1:Yr) ; % Σε MW

```

```

[xaxa,jj] = size (c);

```

```

%-----

```

```

% Περιορισμός παραγωγή ΑΠΕ < 50% Ζήτησης ενέργειας για όλα τα έτη

```

```

c(jj+1:jj+Yr) = -0.5*zitisi + PRODAPE; % Σε MWh

```

```

[xaxa,jj] = size (c);

```

```

%-----

```

```

% Περιορισμός για το 30% της παραγωγής απο ανανεώσιμες το 2020

```

```

for i=DY20:Yr,

```

```

    jj = jj + 1;

```

```

    c(jj) = 0.3*PRODCONV(i) - 0.7*PRODAPE(i);

```

```

end

```

```
[xaxa,jj] = size (c);
```

```
ceq = [];
```

Εν συνεχεία, αφού τελειώσει η πρώτη βελτιστοποίηση, προχωράμε στη 2^η βελτιστοποίηση της μελέτης μας (όπως φαίνεται παραπάνω στο αρχείο mincon.m), στην οποία, έχουμε δημιουργήσει το αρχείο mainendog.m, το οποίο περιλαμβάνει τον υπολογισμό της ΟΤΣ μέσω του ενδογενούς αλγόριθμου που δημιουργήσαμε.

➤ mainendog.m

function

```
[NPV]=mainendog(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,CO2pr,TCHLAPE,TCHLSMP,  
,timimetavlitou,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,timi,timiR,rr,rate,LAW,Ef4to11,B)
```

% Ορισμός των αγνώστων μεγεθών και άμεση συνάρτησή τους στον πίνακα X

% _____

% Δημιουργία πίνακα με το μίγμα της δυναμικότητας των σταθμών παραγωγής ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία παραγωγής ενέργειας [στήλες] και την χρονολογία [γραμμές] (σε MW)

% Αρχικοποίηση τιμών

```
ekth=zeros(TCHL,1);
```

```
orders = zeros(TCHL,Yr);
```

```
orders(1:TCHL,1:Yr)=X(1:TCHL,1:Yr);
```

```
PPecoeff(1,1:Yr)=ones(1,Yr);
```

% -----

% Δημιουργία πίνακα με τους συντελεστές απασχόλησης της δυναμικότητας των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία παραγωγής ενέργειας [στήλες] και την χρονολογία [γραμμές] (χωρίς μονάδες)


```

occupation = ones(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση - συντελεστής έντασης διάφορος του
1 μόνο για Φυσικό αέριο και Λιγνίτη (oses exoun fuel cost & big setup period)

occupation(1:TCHL-TCHLAPE-1,:)=X(TCHL+1:2*TCHL-TCHLAPE-1,:);

PPcoef(1,:)=X(2*TCHL-TCHLAPE,:);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Υπολογισμός αρχικών φορτίων

loads(1:TCHL,1) = dynamikotitesbasis(1,1:TCHL)'; % MW

loadsconstr(1:TCHL,1)=loads(1:TCHL,1); % MW

% Προσθέτω τις παραγγελίες για τις τεχνολογίες 1 έως TCHL έχοντας ως δεδομένο
χρόνο κατασκευής τα tech(6,j) έτη ανάλογα με το είδος της τεχνολογίας

for j = 1:TCHL,
    for i=2:Yr,
        LifeTi1=i-tech(6,j);
        LifeTi2=i-tech(10,j);
        LifeTi3=i+(initial(end,1)-initial(1,1))-tech(10,j); % Για να δούμε εάν ο χρόνος
        λειτουργίας είναι μεγαλύτερος από τη παλαιότερη εγκατάσταση

        if LifeTi1>=0,
            LT1=1; iii=LifeTi1+1;
        else
            LT1=0;
            iii=1; % Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
        end

        if LifeTi2>=0,
            LT2=1; iiiii=LifeTi2+1;
        else
            LT2=0;

```

```

    iii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
end

if (LifeTi3<=0) || (LifeTi2>=0),

    LT3=0;

    iiiii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
else

    LT3=1; i

    iii=LifeTi3+1;

end

loads(j,i) = loads(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1-orders(j,iiii)*LT2-
pastinstal(j,iiii)*LT3;

loadsconstr(j,i)=loadsconstr(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1;

end

end

% Παίρνω την δυναμικότητα απο το φορτίο λαμβάνοντας υπόψην τον συντελεστή
διαθεσιμότητας τον συντελεστή φορτίου και τον συντελεστή απασχόλησης και
έχουμε ως αποτέλεσμα μόνο την καθαρή παραγωγή

for j=1:TCHL

realload(j,1:Yr) = loads(j,1:Yr).* tech(3,j) .* tech(4,j) .* occupation(j,1:Yr) * 8760;

end

%Ακολουθεί ο αλγόριθμος ενδογενούς εξάρτησης στην επόμενη σελίδα!!!!

% ***** ENΔΟΓΕΝΗΣ ΕΞΑΡΤΗΣΗ*****

% Αρχικοποίηση (initialisation και preallocation) πινάκων. Αθροίζω τιμές και φορτία
και βρίσκω μέσους όρους συντελεστών διαιρώντας με άθροισμα φορτίων ή/και τιμών
καυσίμων.

```

```

sumload = sum(realload);
repmatsumload=repmat(sumload,5,1);
sumtimisfuel=sum(timimetavlitou);
repmatsumtimisfuel=repmat(sumtimisfuel,5,1);
EF(1:5,1:Yr)=realload(1:5,1:Yr)./repmatsumload.*timimetavlitou(1:5,1:Yr)./repmatsumtimisfuel;

% *****

NuYrT=5; % ο αριθμός των ετών για το διάστημα 2007-2011

% Προκειμένου να υπολογίσω τις αρχικές τιμές χρησιμοποιώ τα αρχικά Pe του
πίνακα B από το Prwtoskwdikas.m

PPeold=B;

EFold(1:5,1:NuYrT)=Ef4to11(1:5,1:NuYrT);

% Προκειμένου να υπολογίσω τις Pe των ετών 2012-2016, πρέπει να ακολουθήσω
την παρακάτω επαναληπτική διαδικασία διότι μπλέκονται και δεδομένα που αφορούν
τα έτη 2007-2011, με αποτέλεσμα να πρέπει να εφαρμοστεί η παρακάτω
προγραμματιστική λύση

for z=2:NuYrT,
sintxold(z-1:z+3)=EFold\PPeold;
EFold(1:5,1:6-z)=Ef4to11(1:5,z:5);
EFold(1:5,7-z:5)=EF(1:5,1:z-1);
PPPeold=EFold'*sintxold(z-1:z+3)';

PPeold(1:6-z)=B(z:5);

    if z==2,
        else
            PPeold(7-z:4)=PPeold(8-z:5);

```

```

end

PPeold(end)=PPPeold(end);

end

sintxold(5:9)=EFold\PPeold;
EFold(1:5,1:5)=EF(1:5,1:5);
PPPeold=EFold'*sintxold(5:9)';
PPeold(1:4)=PPeold(2:5);
PPeold(end)=PPPeold(end);
PPe=PPeold';

% Για τις επόμενες τιμές ως το τέλος του χρονικού ενδιαφέροντος, εφαρμόζω τον
% επαναληπτικό αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης Pe από φορτία και τιμές καυσίμων:
for z=1:Yr-NuYrT,

sintx(z:z+4)=EF(1:5,z:z+4)\PPe(z:z+4)'; % Παρατηρούμε ότι το sintx αλλάζει στο 8ο
δεκαδικό ψηφίο και αυτό είναι λογικό διότι οι 4 από τις 5 γραμμές του είναι ίδιες

dummyPe(z:z+4)=EF(1:5,z+1:z+5)*sintx(z:4+z)';
PPe(z+5)=dummyPe(z+4);

End

PPe=PPe.*PPcoef; % Τιμή υπολογισμένη με τον συντελεστή διόρθωσης

```

% Υπολογισμός cost & profit απο CO₂

```
CO2factor = repmat(tech(9,:),1,Yr);
```

```

Efffactor = repmat(tech(8,:),1,Yr);
CO2prMat = repmat(CO2pr,TCHL,1);
CO2prMatAPE = repmat(CO2pr,TCHLAPE,1);
CO2emmis = reaload.*CO2factor./Efffactor; % Εκπομπές CO2 (tons)
CurrMixEmmis = (sum(CO2emmis))./(sum(reaload(1:TCHL-TCHLAPE,:))); %
tnCO2/MWhel Ετήσια εκπομπή CO2 από συμβατική παραγωγή ενέργειας
CurrMixMat = repmat(CurrMixEmmis,TCHLAPE,1); % Replicated Matrix
RateMat = repmat(rate,TCHL,1);
RateMatAPE = repmat(rate,TCHLAPE,1);
CO2exp = CO2emmis.*CO2prMat.*RateMat; % κόστος CO2 απο συμβατική
παραγωγή ενέργειας
CO2gains = zeros (TCHL,Yr);
CO2gains(TCHL-TCHLAPE+1:TCHL,:) = reaload(TCHL-
TCHLAPE+1:TCHL,:).*CurrMixMat.*CO2prMatAPE.*RateMatAPE; % κέρδος CO2
απο ΑΠΕ

```

```

% Υπολογισμός κέρδους απο reaload , datademand , datarealprice

```

```

% Αρχικοποίηση τιμών
PRODSMP = zeros(1,Yr);
PRODAPE_ektoshydro = zeros(1,Yr);
incomes=zeros(1,Yr);

if LAW==2,
for i=1:Yr
PRODSMP(i)=
sum(loads(1:TCHLSMP,i).*occupation(1:TCHLSMP,i).*(tech(3,1:TCHLSMP)').*(te

```

```
ch(4,1:TCHLSMP'))*8760; % Παραγωγή ενέργειας κάθε έτους από τις τεχνολογίες που επηρεάζουν την ΟΤΣ σε MWh
```

```
PRODAPE_ektoshydro(i)=sum(loads(TCHLSMP+1:TCHL,i).*occupation(TCHLSMP+1:TCHL,i).*(tech(3,TCHLSMP+1:TCHL)').*(tech(4,TCHLSMP+1:TCHL')))*8760; % Παραγωγή ενέργειας ΑΠΕ κάθε έτους σε MWh
```

```
incomes(1,i) = timiR(1,i)*PRODAPE_ektoshydro(i)*rate(i) + PPe(1,i)*(zitisi(1,i)-PRODAPE_ektoshydro(i))*rate(i);
```

```
end
```

```
else
```

```
incomes(1,i) = PPe(1,i) * zitisi(1,i) * rate(i);
```

```
end
```

```
% Υπολογισμός costvar (μεταβλητού κόστους) απο realload , datacvarprices , datatech2000
```

```
% Το μεταβλητό κόστος θα είναι ίσο με το γινόμενο της πραγματικής παραγωγής (σε kWh) και του κόστους καυσίμων (Ευρώ/kWh)
```

```
costvar(1:TCHL,1:Yr) = realload(1:TCHL,1:Yr) .* timimetavlitou(tech(7,1:TCHL),1:Yr) .* RateMat; % Euro
```

```
% Υπολογισμός costfixprices (σταθερές τιμές κόστους) απο datatech2000 , load
```

```
% Βρίσκει τις τιμές για τα σταθερά κόστη επένδυσης και συντήρησης
```

```
costmaintenance = zeros(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση
```

```
costinvestunit=zeros(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση
```

```
for i=1:TCHL,
```

```
ekth(i)=(log(1-tech(5,i))/log(2));
```

```
for j=1:Yr,
```

```

if loads(i,j)<=0.000000001 && j<Yr,
costinvestunit(i,j)=1000*tech(1,i);  jo=j;
elseif loads(i,j)<=0.000000001 && j==Yr,
costinvestunit(i,j)=1000*tech(1,i);  jo=j-1;
else
costinvestunit(i,j)=(1000*tech(1,i)*(loadsconstr(i,j)/loads(i,j))^ekth(i)); %σε
Ευρώ. Πολλ/σμός με 1000, διότι tech (1,i) ήταν σε Euro/KW_el
end
costmaintenance(i,j) = tech(2,i).*1000 * loads(i,j) * rr(j)*rate(j); % σε Ευρώ.
Πολλ/σμός με 1000, διότι tech tech (2,i) ήταν σε Euro/KW_el
end
end

```

Υπολογισμός costfix (σταθερά κόστη) απο costfixprices , datatech2000 , orders

```

% Στον πίνακα costfix προστίθενται τα κόστη επενδύσεων και συντήρησης
costinvest = orders.*costinvestunit;
costfix = costinvest + costmaintenance;
% Υπολογισμός cost απο costfix , costvar
% Στον πίνακα costtech αθροίζεται το σταθερό και μεταβλητό κόστος Και το κόστος
δικαιωμάτων CO2 για συμβατικές
costtech = costfix + costvar + CO2exp; % σε Ευρώ
% Στον πίνακα cost αθροίζονται τα κόστη των τεχνολογιών σε επίπεδο ετήσιων
εξόδων
cost = sum(costtech);

```

% Υπολογισμός NPV απο cost , incomes

% Στον πίνακα balance αφαιρούνται τα έξοδα απο τα έσοδα

balance = incomes + sum(CO2gains) - cost;

% Βρίσκω τον δείκτη NPV αθροίζοντας τα στοιχεία του balance

NPV = -sum(balance)/1000000000; % Ελαχιστοποίηση της -NPV (σε
δισεκατομμύρια Ευρώ)

Παράλληλα με το mainendog.m, «τρέχει» και το script που έχουμε δημιουργήσει με όνομα constrainsendog.m, το οποίο περιλαμβάνει το σύνολο των περιορισμών που επιβάλλονται στο mainendog.m.

➤ constrainsendog.m

```
function[c,ceq]=constrainsendog(X,loads,pastinstal,initial,Yr,TCHL,etosvasis,TCHL  
APE,dynamikotitesbasis,tech,zitisi,peakpowerdemand,rm,timimetavlitou,Ef4to11,B,C  
O2pr,rate,rr,LAW,TCHLSMP,timiR)
```

```
occupation = ones(TCHL,Yr); %Αρχικοποίηση – συντελεστής έντασης διάφορος του  
1 μόνο για Φυσικό αέριο και Λιγνίτη (oses exoun fuel cost & big setup period)
```

```
occupation(1:TCHL-TCHLAPE-1,:)=X(TCHL+1:2*TCHL-TCHLAPE-1,:);
```

```
PPcoef(1,:)=X(2*TCHL-TCHLAPE,:);
```

```
DY20 = 2021 - etosvasis;
```

```
DY10 = etosvasis;
```

```
%-----
```

```
% Περιορισμός για το αιολικό δυναμικό (6,45e6 MWh)
```

```
c(1) = - 6450000/(0.225*8760) + (271 + sum(X(8,1:Yr)));
```

```
[xaxa,jj] = size (c);
```



```

%-----
loads(1:TCHL,1) = dynamikotitesbasis(1,1:TCHL)'; % MW
orders(1:TCHL,1:Yr)=X(1:TCHL,1:Yr); % MW
loadsconstr(1:TCHL,1)=loads(1:TCHL,1);

% Προσθέτω τις παραγγελίες για τις τεχνολογίες 1 έως TCHL έχοντας ως δεδομένο
(a) τον χρόνο κατασκευής == tech(6,j) έτη ανάλογα με το είδος της
τεχνολογίας και
(b) τον λειτουργικό χρόνο ζωής σταθμού ηλεκτροπαραγωγής κάθε τεχνολογίας =
tech(10,j)
for j = 1:TCHL,
    for i=2:Yr,
        LifeTi1=i-tech(6,j); LifeTi2=i-tech(10,j);
        LifeTi3=i+(initial(end,1)-initial(1,1))-tech(10,j); % Για να δούμε εάν ο χρόνος
λειτουργίας είναι μεγαλύτερος από τη παλαιότερη εγκατάσταση
        if LifeTi1>=0,
            LT1=1; iii=LifeTi1+1;
        else
            LT1=0;
            iii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
        end
        if LifeTi2>=0,
            LT2=1;
            iii=LifeTi2+1;
        else
            LT2=0;
            iii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
        end
    end
end

```

```

if (LifeTi3<=0) || (LifeTi2>=0),
    LT3=0;
    iiiii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
else
    LT3=1;
    iiiii=LifeTi3+1;
end

loads(j,i) = loads(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1-orders(j,iiiii)*LT2-pastinstal(j,iiiii)*LT3;
loadsconstr(j,i)=loadsconstr(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1;

end

end

%Αρχικοποίηση τιμών
PRODCONV = zeros(1,Yr);
PRODAPE = zeros(1,Yr);
instpower=zeros(1,Yr);
for i=1:Yr
    PRODCONV(i)= sum(loads(1:TCHL-TCHLAPE,i).*occupation(1:TCHL-
TCHLAPE,i).*(tech(3,1:TCHL-TCHLAPE)').*(tech(4,1:TCHL-
TCHLAPE))) *8760;% Παραγωγή συμβατικής ενέργειας κάθε έτους MWh
    PRODAPE(i)= sum(loads(TCHL-TCHLAPE+1:TCHL,i).*occupation(TCHL-
TCHLAPE+1:TCHL,i).*(tech(3,TCHL-TCHLAPE+1:TCHL)').*(tech(4,TCHL-
TCHLAPE+1:TCHL))) *8760; % Παραγωγή ενέργειας ΑΠΕ κάθε έτους MWh

    instpower(i)=sum(loads(1:TCHL,i));
end

```

```

% Παίρνω την δυναμικότητα απο τον load λαμβάνοντας υπόψη τον συντελεστή
διαθεσιμότητας, τον συντελεστή φορτίου και τον συντελεστή απασχόλησης,
παίρνοντας ως αποτέλεσμα μόνο την καθαρή παραγωγή

for j=1:TCHL

realload(j,1:Yr) = loads(j,1:Yr).* tech(3,j) .* tech(4,j) .* occupation(j,1:Yr) * 8760;

end

με τον συντελεστή διόρθωσης

% ***** ENΔΟΓΕΝΗΣ ΕΞΑΡΤΗΣΗ *****

% Αρχικοποίηση (initialisation και preallocation) πινάκων. Αθροίζω τιμές και φορτία
και βρίσκω μέσους όρους συντελεστών διαιρώντας με άθροισμα φορτίων ή/και τιμών
καυσίμων.

sumload = sum(realload);

repmatsumload=repmat(sumload,5,1);

sumtimisfuel=sum(timimetavlitou);

repmatsumtimisfuel=repmat(sumtimisfuel,5,1);

EF(1:5,1:Yr)=realload(1:5,1:Yr)./repmatsumload.*timimetavlitou(1:5,1:Yr)./repmatsumtimisfuel;

%*****

NuYrT=5; % ο αριθμός των ετών για το διάστημα 2007-2011

% Προκειμένου να υπολογίσω τις αρχικές τιμές χρησιμοποιώ τα αρχικά Pe του
πίνακα B από το Prwtoskwdikas.m

PPeold=B;

EFold(1:5,1:NuYrT)=Ef4to11(1:5,1:NuYrT);

% Προκειμένου να υπολογίσω τις Pe των ετών 2012-2016, πρέπει να ακολουθήσω
την παρακάτω επαναληπτική διαδικασία διότι μπλέκονται και δεδομένα που αφορούν

```

τα έτη 2007-2011, με αποτέλεσμα να πρέπει να εφαρμοστεί η παρακάτω προγραμματιστική λύση

```
for z=2:NuYrT,  
  
sintxold(z-1:z+3)=EFold\PPeold;  
EFold(1:5,1:6-z)=Ef4to11(1:5,z:5);  
EFold(1:5,7-z:5)=EF(1:5,1:z-1);  
PPPeold=EFold'*sintxold(z-1:z+3)';  
PPeold(1:6-z)=B(z:5);  
  
    if z==2,  
  
        else  
  
            PPeold(7-z:4)=PPeold(8-z:5);  
  
        end  
  
        PPeold(end)=PPPeold(end);  
  
    end  
  
sintxold(5:9)=EFold\PPeold;  
EFold(1:5,1:5)=EF(1:5,1:5);  
PPPeold=EFold'*sintxold(5:9)';  
PPeold(1:4)=PPeold(2:5);  
PPeold(end)=PPPeold(end);  
PPe=PPeold';
```

% Για τις επόμενες τιμές ως το τέλος του χρονικού ενδιαφέροντος, εφαρμόζω τον επαναληπτικό αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης Pe από φορτία και τιμές καυσίμων:

```
for z=1:Yr-NuYrT,  
  
intx(z:z+4)=EF(1:5,z:z+4)\PPe(z:z+4)'; % Παρατηρούμε ότι το sintx αλλάζει στο 8ο  
δεκαδικό ψηφίο και αυτό είναι λογικό διότι οι 4 από τις 5 γραμμές του είναι ίδιες  
  
dummyPe(z:z+4)=EF(1:5,z+1:z+5)*sintx(z:4+z)';
```

```

PPe(z+5)=dummyPe(z+4);

end

PPe=PPe.*PPecoeff; % Τιμή υπολογισμένη με τον συντελεστή διόρθωσης
dumPIN=max(timimetavlitou)./PPe(1:Yr);

c(jj+1:Yr+jj) = PPecoeff(1:Yr)*1000-1000*dumPIN; % Σε %Euro/Mwh_el

Το 1000 το βάλουμε ώστε να προσθέσει μεγαλύτερη ακρίβεια στα αποτελέσματα στη
προσπάθεια να επιβάλλει τους περιορισμούς

[xaxa,jj] = size (c);

% -----
% Περιορισμός παραγωγή >= Ζήτησης ενέργειας για όλα τα έτη

c(jj+1:Yr+jj) = zitisi(1:Yr) - PRODCONV(1:Yr) - PRODAPE(1:Yr) ; % Σε MWh

[xaxa,jj] = size (c);

%-----
% Περιορισμός εγκατεστημένη ισχύ >= Peak ζήτηση ισχύος για όλα τα έτη

c(jj+1:Yr+jj) = peakpowerdemand(1:Yr)*(1+rm) - instpower(1:Yr) ; % Σε MW

[xaxa,jj] = size (c);

%-----
% Περιορισμός παραγωγή ΑΠΕ < 50% Ζήτησης ενέργειας για όλα τα έτη

c(jj+1:jj+Yr) = -0.5*zitisi + PRODAPE; % Σε MWh

[xaxa,jj] = size (c);

%-----
% Περιορισμός για το 30% της παραγωγής απο ανανεώσιμες το 2020

for i=DY20:Yr,

    jj = jj + 1;

    c(jj) = 0.3*PRODCONV(i) - 0.7*PRODAPE(i);

```

end

```
[xaxa,jj] = size (c);
```

```
%-----
```

```
ceq = [];
```

Τέλος, δημιουργήσαμε ένα script (seeoutput.m), με στόχο να παρουσιάσουμε τα αποτελέσματα των παραπάνω σε στο Microsoft Office Excel

➤ seeoutput.m

% Αρχικά όλα τα δεδομένα μας φεύγουν από το Matlab ως MW. Εμείς όμως τα X και loads (φορτία), τα θέλουμε σε GW

```
disp('run Seeoutput [1] (for repeating results viewing after 1st time) or [2] (end of code run)?');
```

```
YN=input('answer');
```

```
if YN==1,
```

```
loads=loads*1000; % ώστε να ξαναφέρει προσωρινά τα loads σε MW
```

```
X(1:TCHL,:)= X(1:TCHL,:)*1000; % ώστε να ξαναφέρει προσωρινά τα X σε MW
```

```
X0(1:TCHL,:)= X0(1:TCHL,:)*1000; % ώστε να ξαναφέρει προσωρινά τα X0 σε MW
```

```
Else
```

```
end
```

```
% Ορισμός των αγνώστων μεγεθών και άμεση συνάρτησή τους στον πίνακα X
```

```
%-----
```

```
% Δημιουργία πίνακα με το μίγμα της δυναμικότητας των σταθμών παραγωγής ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία παραγωγής ενέργειας [στήλες] και την χρονολογία [γραμμές] (σε MW)
```

```

ekth=zeros(TCHL,1);
orders = zeros(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση
orders(1:TCHL,1:Yr)=X(1:TCHL,1:Yr);
% Δημιουργία πίνακα με τους συντελεστές απασχόλησης της δυναμικότητας των
σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία
παραγωγής ενέργειας [στήλες] και την χρονολογία [γραμμές] (χωρίς μονάδες)
occupation = ones(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση – συντελεστής έντασης διάφορος του
1 μόνο για Φυσικό αέριο και Λιγνίτη (oses exoun fuel cost & big setup period)
occupation(1:TCHL-TCHLAPE-1,:)=X(TCHL+1:2*TCHL-TCHLAPE-1,:);
PPecoeff(1,:)=X(2*TCHL-TCHLAPE,:);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Υπολογισμός αρχικών loads (φορτίων)
loads(1:TCHL,1) = dynamikotitesbasis(1,1:TCHL); % MW
loadsconstr(1:TCHL,1)=loads(1:TCHL,1);% MW
% Προσθέτω τις παραγγελίες για τις τεχνολογίες 1 έως TCHL έχοντας ως δεδομένο
χρόνο κατασκευής τα tech(6,j) έτη ανάλογα με το είδος της τεχνολογίας
for j = 1:TCHL,
    for i=2:Yr,
        LifeTi1=i-tech(6,j); LifeTi2=i-tech(10,j);
        LifeTi3=i+(initial(end,1)-initial(1,1))-tech(10,j); % Για να δούμε εάν ο χρόνος
λειτουργίας είναι μεγαλύτερος από τη παλαιότερη εγκατάσταση
        if LifeTi1>=0,
            LT1=1; iii=LifeTi1+1;
        Else
            LT1=0;
            iii=1;% Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
        end
    end
end

```

```

if LifeTi2>=0,
    LT2=1;
    iii=LifeTi2+1;
else
    LT2=0;
    iii=1;%Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
end

if (LifeTi3<=0) || (LifeTi2>=0),
    LT3=0;
    iiiii=1; %Απλά για να θέσουμε έναν θετικό πραγματικό αριθμό
else
    LT3=1;
    iiiii=LifeTi3+1;
end

loads(j,i) = loads(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1-orders(j,iiiii)*LT2-pastinstal(j,iiiii)*LT3;
loadsconstr(j,i)=loadsconstr(j,i-1)+orders(j,iii)*LT1;

end

end

%Παίρνω την δυναμικότητα απο τον load λαμβάνοντας υπόψη τον συντελεστή
διαθεσιμότητας, τον συντελεστή φορτίου και τον συντελεστή απασχόλησης
αφήνοντας μόνο την καθαρή παραγωγή

for j=1:TCHL
    realload(j,1:Yr) = loads(j,1:Yr).* tech(3,j) .* tech(4,j) .* occupation(j,1:Yr) * 8760;
end

% ***** ΕΝΔΟΓΕΝΗΣ ΕΞΑΡΤΗΣΗ*****

```


% Αρχικοποίηση (initialisation και preallocation) πινάκων. Αθροίζω τιμές και φορτία και βρίσκω μέσους όρους συντελεστών διαιρώντας με άθροισμα φορτίων ή/και τιμών καυσίμων.

```
sumload = sum(realload);
```

```
repmatsumload=repmat(sumload,5,1);
```

```
sumtimisfuel=sum(timimetavlitou);
```

```
repmatsumtimisfuel=repmat(sumtimisfuel,5,1);
```

```
EF(1:5,1:Yr)=realload(1:5,1:Yr)./repmatsumload.*timimetavlitou(1:5,1:Yr)./repmatsumtimisfuel;
```

```
% *****
```

```
NuYrT=5; % ο αριθμός των ετών για το διάστημα 2007-2011
```

```
% Προκειμένου να υπολογίσω τις αρχικές τιμές χρησιμοποιώ τα αρχικά Pe του πίνακα B από το Prwtoskwdikas.m
```

```
PPeold=B;
```

```
EFold(1:5,1:NuYrT)=Ef4to11(1:5,1:NuYrT);
```

```
% Προκειμένου να υπολογίσω τις Pe των ετών 2012-2016, πρέπει να ακολουθήσω την παρακάτω επαναληπτική διαδικασία διότι μπλέκονται και δεδομένα που αφορούν τα έτη 2007-2011, με αποτέλεσμα να πρέπει να εφαρμοστεί η παρακάτω προγραμματιστική λύση
```

```
for z=2:NuYrT,
```

```
  sintxold(z-1:z+3)=EFold\PPeold;
```

```
  EFold(1:5,1:6-z)=Ef4to11(1:5,z:5);
```

```
  EFold(1:5,7-z:5)=EF(1:5,1:z-1);
```

```
  PPPeold=EFold'*sintxold(z-1:z+3)';
```

```
  PPeold(1:6-z)=B(z:5);
```

```
    if z==2,
```

```
      else
```

```
        PPeold(7-z:4)=PPeold(8-z:5);
```

```

end

PPeold(end)=PPPeold(end);

end

sintxold(5:9)=EFold\PPeold;
EFold(1:5,1:5)=EF(1:5,1:5);
PPPeold=EFold'*sintxold(5:9)';
PPeold(1:4)=PPeold(2:5);
PPeold(end)=PPPeold(end);
PPe=PPeold';

% Για τις επόμενες τιμές ως το τέλος του χρονικού ενδιαφέροντος, εφαρμόζω τον
% επαναληπτικό αλγόριθμο ενδογενούς εξάρτησης Pe από φορτία και τιμές καυσίμων:
for z=1:Yr-NuYrT,

sintx(z:z+4)=EF(1:5,z:z+4)\PPe(z:z+4)'; % Παρατηρούμε ότι το sintx αλλάζει στο 8ο
δεκαδικό ψηφίο και αυτό είναι λογικό διότι οι 4 από τις 5 γραμμές του είναι ίδιες
dummyPe(z:z+4)=EF(1:5,z+1:z+5)*sintx(z:4+z)';
PPe(z+5)=dummyPe(z+4);

end

PPe=PPe.*PPcoef; % Τιμή υπολογισμένη με τον συντελεστή διόρθωσης



---


% Υπολογισμός cost & profit απο CO2



---



CO2factor = repmat(tech(9,:)',1,Yr);
Efffactor = repmat(tech(8,:)',1,Yr);
CO2prMat = repmat(CO2pr,TCHL,1);
CO2prMatAPE = repmat(CO2pr,TCHLAPE,1);
CO2emmis = realloc.*CO2factor./Efffactor; % Εκπομπές CO2 (tons)

```

```

CurrMixEmmis = (sum(CO2emmis))./(sum(realload(1:TCHL-TCHLAPE,:))); %
tnCO2/MWhel Ετήσια εκπομπή CO2 από συμβατική παραγωγή ενέργειας

CurrMixMat = repmat(CurrMixEmmis,TCHLAPE,1); % Replicated Matrix

RateMat = repmat(rate,TCHL,1);

RateMatAPE = repmat(rate,TCHLAPE,1);

CO2exp = CO2emmis.*CO2prMat.*RateMat; % κόστος CO2 απο συμβατική
παραγωγή ενέργειας

CO2gains = zeros (TCHL,Yr);

CO2gains(TCHL-TCHLAPE+1:TCHL,:) = realload(TCHL-
TCHLAPE+1:TCHL,:).*CurrMixMat.*CO2prMatAPE.*RateMatAPE; % κέρδος CO2
απο ΑΠΕ

```

```

% Υπολογισμός κέρδους απο realload , datademand , datarealprice

```

```

% Αρχικοποίηση τιμών

```

```

PRODSMP = zeros(1,Yr);

```

```

PRODAPE_ektoshydro = zeros(1,Yr);

```

```

incomes=zeros(1,Yr);

```

```

if LAW==2,

```

```

for i=1:Yr

```

```

PRODSMP(i)=

```

```

sum(loads(1:TCHLSMP,i).*occupation(1:TCHLSMP,i).*(tech(3,1:TCHLSMP)').*(te-
ch(4,1:TCHLSMP')))*8760; % Παραγωγή ενέργειας κάθε έτους από τις τεχνολογίες
που επηρεάζουν την ΟΤΣ σε MWh

```

```
PRODAPE_ektoshydro(i)=sum(loads(TCHLSMP+1:TCHL,i).*occupation(TCHLSM  
P+1:TCHL,i).*(tech(3,TCHLSMP+1:TCHL)').*(tech(4,TCHLSMP+1:TCHL')))*876  
0; % Παραγωγή ενέργειας ΑΠΕ κάθε έτους σε MWh
```

```
incomes(1,i) = timiR(1,i)*PRODAPE_ektoshydro(i)*rate(i) + PPe(1,i)*(zitisi(1,i)-  
PRODAPE_ektoshydro(i))*rate(i);
```

```
end
```

```
else
```

```
incomes(1,i) = PPe(1,i) * zitisi(1,i) * rate(i);
```

```
end
```

```
% Υπολογισμός costvar (μεταβλητού κόστους) απο realload , datacvarprices ,  
datatech2000
```

```
% _____
```

```
% Το μεταβλητό κόστος θα είναι ίσο με το γινόμενο της πραγματικής παραγωγής (σε  
kWh) και του κόστους καυσίμων (Ευρώ/kWh)
```

```
costvar(1:TCHL,1:Yr) = realload(1:TCHL,1:Yr) .*  
timimetavlitou(tech(7,1:TCHL),1:Yr) .* RateMat; % Euro
```

```
% Υπολογισμός costfixprices (σταθερές τιμές κόστους) απο datatech2000 , load
```

```
% Βρίσκει τις τιμές για τα σταθερά κόστη επένδυσης και συντήρησης
```

```
costmaintenance = zeros(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση
```

```
costinvestunit=zeros(TCHL,Yr); % Αρχικοποίηση
```

```
for i=1:TCHL,
```

```
ekth(i)=(log(1-tech(5,i))/log(2));
```

```
for j=1:Yr,
```

```
if loads(i,j)<=0.000000001 && j<Yr,
```

```

costinvestunit(i,j)=1000*tech(1,i);  jo=j;

elseif loads(i,j)<=0.000000001 && j==Yr,

costinvestunit(i,j)=1000*tech(1,i);  jo=j-1;

else

costinvestunit(i,j)=(1000*tech(1,i)*(loadsconstr(i,j)/loads(i,j))^ekth(i)); %σε
Ευρώ. Πολλ/σμός με 1000, διότι tech (1,i) ήταν σε Euro/KW_el

end

costmaintenance(i,j) = tech(2,i).*1000 * loads(i,j) * rr(j)*rate(j);      % σε
Ευρώ. Πολλ/σμός με 1000, διότι tech tech (2,i) ήταν σε Euro/KW_el

end

end

_____

% Υπολογισμός costfix (σταθερά κόστη) απο costfixprices , datatech2000 , orders
% _____

% Στον πίνακα costfix προστίθενται τα κόστη επενδύσεων και συντήρησης

costinvest = orders.*costinvestunit;

costfix  = costinvest + costmaintenance;

% Υπολογισμός cost απο costfix , costvar

% Στον πίνακα costtech αθροίζεται το σταθερό και μεταβλητό κόστος Και το κόστος
δικαιωμάτων CO2 για συμβατικές

costtech = costfix + costvar + CO2exp; % σε Ευρώ

% Στον πίνακα cost αθροίζονται τα κόστη των τεχνολογιών σε επίπεδο ετήσιων
εξόδων

cost = sum(costtech);

_____

% Υπολογισμός NPV απο cost , incomes

```

```

% _____

% Στον πίνακα balance αφαιρούνται τα έξοδα απο τα έσοδα

balance = incomes + sum(CO2gains) - cost;

% Βρίσκω τον δείκτη NPV αθροίζοντας τα στοιχεία του balance

NPV = -sum(balance)/1000000000; % Ελαχιστοποίηση της -NPV (σε
δισεκατομμύρια Ευρώ)

% Δημιουργία διαγραμμάτων στο MATLAB

figure;plot (1:Yr, sum(CO2emmis),'ro-');      grid on;  legend ('CO2 emissions');
xlabel('Years');  ylabel('tnCO2')

figure;plot (1:Yr, sumload,'ro-');          grid on;  legend ('Loads');
xlabel('Years');  ylabel('MWh')

figure;plot (1:Yr, (sum(CO2emmis)./sumload),'ro-'); grid on;  legend ('CO2
emissions / MWh produced'); xlabel('Years');  ylabel('tnCO2/MWh')

figure;plot (1:Yr, (incomes./rate),'ro-', 1:Yr, ((sum(CO2gains))./rate),'b+-');
grid on; legend ('Incomes (by selling electricity)', 'CO2 gains');
xlabel('Years'); ylabel('Euros-current prices')

figure;plot (1:Yr, (sum(costfix)./rate),'ro-', 1:Yr, ((sum(costvar))./rate),'b+-', 1:Yr,
(sum(CO2exp)./rate),'m--'); grid on; legend ('Fixed Costs (investment etc.)', 'Variable
Costs (fuels etc.)', 'CO2 expenses');      xlabel('Years'); ylabel('Euros-current prices')

figure;plot (1:Yr, (sum(costinvest)./rate),'ro-', 1:Yr, (sum(costmaintenance)./rate),'b+-
', 1:Yr, (sum(costfix)./rate),'m--'); grid on; legend ('Investment Costs
(investment)', 'Maintenance Costs (maintenance.)', 'Total'); xlabel('Years');
ylabel('Euros-current prices')

figure;plot (1:Yr, (balance./rate),'ro-', 1:Yr, ((incomes+sum(CO2gains))./rate),'b+-
', 1:Yr, (cost./rate),'m--');  grid on; legend ('Balance', 'Incomes', 'Expenses');
xlabel('Years'); ylabel('Euros-current prices')

loads=loads/1000; % wste na ta parousiazei ola san GW sto excel

X(1:TCHL,:)= X(1:TCHL,:)/1000;      % wste na ta parousiazei ola san GW sto excel

XX=X(1:2*TCHL-TCHLAPE-1,:);

```

```

SMP=PPe;

X0(1:TCHL,:)= X0(1:TCHL,:)/1000;

% Εγγραφές δεδομένων στο Excel με στόχο τη δημιουργία των διαγραμμάτων που
% παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο «Αποτελέσματα-Ανάλυση»

SUCCESS1 =xlswrite('IO.xls',loads,'testwrite','C57:AN64');

SUCCESS2 =xlswrite('IO.xls',XX,'testwrite','AT3:CE12');

SUCCESS3 =xlswrite('IO.xls',occupation(TCHL-
TCHLAPE:TCHL,:), 'testwrite','AT13:CE18');

SUCCESS4 =xlswrite('IO.xls',SMP,'ElecPrice','F3:F40');

XXX(1)=XX(1,1);      YYY(1)=XX(2,1);

XXX(2)=XX(1,2)+XX(1,1);      YYY(2)=XX(2,2)+XX(2,1);

jj=1;      jjj=1;

for kk=2:Yr-1

    if XXX(kk-1)==0,

        XXX(kk+1)=XXX(kk-1)+XX(1,kk);

    else

        XXX(kk+1)=XXX(kk)+XX(1,kk);

    end

    if YYY(kk-1)==0,

        YYY(kk+1)=YYY(kk-1)+XX(2,kk);

    else

        YYY(kk+1)=YYY(kk)+XX(2,kk);

    end

    if XXX(kk+1)>0.35,

        XXX(kk+1)=XXX(kk+1);      XXX(jj:kk)=0;      jj=kk+2;

    else

        jj=jj;

```

```

end
if YYY(kk+1)>0.35,
    YYY(kk+1)=YYY(kk+1);    YYY(jjj:kk)=0;    jjj=kk+2;
else
    jjj=jjj;
end
end
XXXX(1)=X0(1,1);
YYYY(1)=X0(2,1);
XXXX(2)=X0(1,2)+X0(1,1);
YYYY(2)=X0(2,2)+X0(2,1);
jj=1;
jjj=1;
for kk=2:Yr-1
    if XXXX(kk-1)==0,
        XXXX(kk+1)=XXXX(kk-1)+X0(1,kk);
    else
        XXXX(kk+1)=XXXX(kk)+X0(1,kk);
    end
    if YYYY(kk-1)==0,
        YYYY(kk+1)=YYYY(kk-1)+X0(2,kk);
    else
        YYYY(kk+1)=YYYY(kk)+X0(2,kk);
    end
    if XXXX(kk+1)>0.35,
        XXXX(kk+1)=XXXX(kk+1);    XXXX(jj:kk)=0;    jj=kk+2;

```



```

else
    jj=jj;
end
if YYYYY(kk+1)>0.35,
    YYYYY(kk+1)=YYYYY(kk+1);    YYYYY(jjjj:kk)=0;    jjj=kk+2;
else
    jjj=jjj;
end
end
end

```

```

SUCCESS5 =xlswrite('IO.xls',XXX,'testwrite','C100:AN100');
SUCCESS6 =xlswrite('IO.xls',YYY,'testwrite','C101:AN101');
SUCCESS7 =xlswrite('IO.xls',XXXX,'testwrite','C102:AN102');
SUCCESS8 =xlswrite('IO.xls',YYYYY,'testwrite','C103:AN103');
SUCCESS9 =xlswrite('IO.xls',X0(3,:), 'testwrite','C104:AN104');
SUCCESS10 =xlswrite('IO.xls',X(3,:), 'testwrite','C105:AN105');
SUCCESS11 =xlswrite('IO.xls',X0(4,:), 'testwrite','C106:AN106');
SUCCESS12 =xlswrite('IO.xls',X(4,:), 'testwrite','C107:AN107');
SUCCESS13 =xlswrite('IO.xls',X0(5,:), 'testwrite','C108:AN108');
SUCCESS14 =xlswrite('IO.xls',X(5,:), 'testwrite','C109:AN109');
SUCCESS15 =xlswrite('IO.xls',X0(6,:), 'testwrite','C110:AN110');
SUCCESS16 =xlswrite('IO.xls',X(6,:), 'testwrite','C111:AN111');
SUCCESS17 =xlswrite('IO.xls',X0(7,:), 'testwrite','C112:AN112');
SUCCESS18 =xlswrite('IO.xls',X(7,:), 'testwrite','C113:AN113');
SUCCESS19 =xlswrite('IO.xls',X0(8,:), 'testwrite','C114:AN114');
SUCCESS20 =xlswrite('IO.xls',X(8,:), 'testwrite','C115:AN115');

```

```
SUCCESS21 =xlswrite('IO.xls',X0(9,:), 'testwrite', 'C150:AN150');  
SUCCESS22 =xlswrite('IO.xls',X(9,:), 'testwrite', 'C151:AN151');  
SUCCESS23 =xlswrite('IO.xls',X0(10,:), 'testwrite', 'C152:AN152');  
SUCCESS24 =xlswrite('IO.xls',X(10,:), 'testwrite', 'C153:AN153') ;
```