



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Μελέτη ένταξης σταθμών συμπαραγωγής ηλεκτρισμού θερμότητας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υπό τεχνοοικονομικούς και περιβαλλοντικούς περιορισμούς

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ Ε. ΠΑΠΑΣΤΕΦΑΝΑΚΗΣ

Επιβλέπων : Χατζηαργυρίου Νικόλαος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης

Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2009



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Μελέτη ένταξης σταθμών συμπαραγωγής ηλεκτρισμού θερμότητας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υπό τεχνοοικονομικούς και περιβαλλοντικούς περιορισμούς

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ Ε. ΠΑΠΑΣΤΕΦΑΝΑΚΗΣ

Επιβλέπων : Χατζηαργυρίου Νικόλαος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 21^η Ιουλίου 2009

.....
Ν.Δ. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ε. Διαλυνάς

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σ.Α. Παπαθανασίου

Επικ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2009

.....
ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ Ε. ΠΑΠΑΣΤΕΦΑΝΑΚΗΣ

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright ©Αλέξανδρος Ε. Παπαστεφανάκης 2009

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 το συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Πρόλογος

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στον τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ.

Αντικείμενο της εργασίας είναι η μελέτη του προβλήματος ένταξης σταθμών συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας στο δίκτυο παραγωγής. Πιο αναλυτικά, αρχικά μελετάται η οικονομική κατανομή φορτίου υπό περιβαλλοντικούς περιορισμούς (φορολόγηση άνθρακα, επιβολή ορίων ρύπων) με τη βοήθεια της μεθόδου Lagrange και του μετευριστικού αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης, ενώ στη συνέχεια οι μονάδες παραγωγής τοποθετούνται στο σύστημα των 30 ζυγών της ΙΕΕΕ ώστε να μελετηθεί η βέλτιστη ροή φορτίου με χρήση της μεθόδου Lagrange.

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2008 - 2009 υπό την επίβλεψη του κ. Νικόλαου Δ. Χατζηαργυρίου, καθηγητή του Ε.Μ.Π. της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της.

Με την ευκαιρία αυτή θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Ανέστη Αναστασιάδη, για τη βοήθεια, τις πολύτιμες συμβουλές, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας.

Αθήνα, Ιούλιος 2009

Αλέξανδρος Ε. Παπαστεφανάκης

Εισαγωγή

Μετά το πέρας της πετρελαϊκής κρίσης η αποδοτικότερη χρησιμοποίηση των φυσικών καυσίμων (άνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) αποτελεί επιτακτική ανάγκη. Τη στιγμή που η απόδοση και των πιο μοντέρνων των συμβατικών ηλεκτροπαραγωγικών σταθμών συνδυασμένου κύκλου δεν ξεπερνά το 50-60%, τη λύση στη βέλτιστη αξιοποίηση των καυσίμων δίνουν οι σταθμοί συμπαραγωγής που αγγίζουν αποδόσεις της τάξης του 90%, αφού αποδίδουν τόσο ηλεκτρική ενέργεια όσο και θερμότητα από την ίδια πηγή καυσίμου ταυτόχρονα.

Επιπλέον, σε ένα σύστημα με πολλές διαφορετικές μονάδες παραγωγής σε λειτουργία, είναι σημαντικό όχι μόνο να καλύπτεται η ζήτηση του φορτίου αλλά και να μειώνεται το κόστος παραγωγής στο ελάχιστο δυνατό. Το πρόβλημα αυτό ονομάζεται οικονομική κατανομή φορτίου και στόχο έχει την εύρεση της διεισδυσής του κάθε σταθμού παραγωγής για την κάλυψη του φορτίου. Το πρόβλημα γίνεται περισσότερο πολύπλοκο όταν σε αυτό προστεθούν σταθμοί συμπαραγωγής, διότι μαζί την κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης θα πρέπει να καλυφθεί και η ζήτηση θερμότητας.

Λαμβάνοντας υπ' όψη την κινητοποίηση της παγκόσμιας κοινότητας για τη μείωση των εκπομπών αερίων, που είναι κυρίως υπεύθυνα για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Παρόλο που οι σταθμοί συμπαραγωγής συνεισφέρουν στη μείωση των ρύπων, αφού γίνεται βέλτιστη χρήση του χρησιμοποιούμενου καυσίμου, οφείλουμε να συμπεριλάβουμε στη μελέτη περιβαλλοντικές πολιτικές, όπως τη φορολόγηση άνθρακα και την επιβολή άνω ορίων στους ρύπους που εκλύονται, που αποσκοπούν στην περαιτέρω μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων

Για την επίλυση των προβλημάτων βελτιστοποίησης δοκιμάζεται μία νέα μετεωριστική μέθοδος αναζήτησης, ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης. Η αποτελεσματικότητα του αλγορίθμου σε ακρίβεια και χρονική καθυστέρηση συγκρίνεται με την ευρέως διαδεδομένη μέθοδο Lagrange που παρέχεται μέσω της συνάρτησης `fmincon` της Matlab.

Η διπλωματική εργασία είναι οργανωμένη με τον ακόλουθο τρόπο. Στο κεφάλαιο 1 αναφέρονται γενικές πληροφορίες σχετικά με τις τεχνολογίες συμπαραγωγής. Στο κεφάλαιο 2 περιγράφεται το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου και λύνονται διάφορα συστήματα μελέτης με τη βοήθεια του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης, ενώ στο κεφάλαιο 3 προστίθενται οι περιβαλλοντικές πολιτικές, φορολόγηση άνθρακα και όρια εκπομπών. Στο κεφάλαιο 4 μελετάται η βέλτιστη ροή φορτίου σε ένα σύστημα 30 ζυγών με δύο συμβατικούς σταθμούς παραγωγής και τέσσερεις σταθμούς συμπαραγωγής. Τέλος, στο κεφάλαιο 5 γίνεται μία αναφορά στη στοχαστική ανάλυση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου.

Λέξεις κλειδιά: οικονομική κατανομή φορτίου, εκπομπές ρύπων, φορολόγηση άνθρακα, αρμονικός αλγόριθμος αναζήτησης.

Abstract

After the oil crisis it has become an undoubted need to use the natural fuels (carbon, oil, natural gas) in the most efficient way possible. Conventional electricity units lose more than 50% of their fuel energy as waste heat. Solution to the optimal use of fuel is provided by the use of Combined Heat and Power units (chp) which achieve fuel conversion efficiencies of the order of 90%, as they supply both thermal and electrical energy simultaneously from a common energy source.

Moreover, in a system where many different generation units are in service, it is vital to meet the total load and have the minimum fuel cost at the same time. This is the problem of Economic Dispatch which needs to determine the outputs of each generating unit in service. The problem can be more complicated if we add to the system chp units, because along with the power demand we need to cover the heat demand as well.

Furthermore, keeping pace with the latest environmental issues, it is of utmost importance to minimize the atmospheric emissions that damage the environment and are responsible for the greenhouse effect. Although chp units contribute to the decrease of air pollution through the efficient use of fuel, they are not excluded from any environmental policy that has been proposed to protect the environment. In this thesis we will study two popular environmental policies: imposition of carbon tax and imposition of emission constraints.

In order to solve the economic dispatch problem under environmental policies we will use a new metaheuristic method, the Harmony Search (HS) algorithm and we will compare the effectiveness of the algorithm in terms of accuracy and time delay with the Lagrangian relaxation method as provided by the `fmincon` function of Matlab.

The thesis is organized in the following way. In chapter 1, we provide general information regarding the chp technologies. In chapter 2, we describe the chp economic dispatch problem formulation and solve several case studies using the HS algorithm while in chapter 3 we apply the two environmental policies, carbon tax and emission constraints. In chapter 4, we solve the optimal power flow solution in a 30 bus system with 2 conventional power units and four chp units. Lastly, in chapter 5 we mention the stochastic analysis of the economic dispatch problem.

Key words: chp, cogeneration, economic dispatch, emission dispatch, carbon tax, emission constraints, harmony search algorithm, optimal power flow, stochastic analysis.

Περιεχόμενα

Πρόλογος.....	5
Εισαγωγή.....	7
Abstract.....	8
Περιεχόμενα.....	9
Ευρετήριο Σχημάτων.....	12
Ευρετήριο Πινάκων.....	14
Κεφάλαιο 1.....	17
Συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.....	17
1.1 Εισαγωγή.....	17
1.1.1 Ορισμός.....	17
1.1.2 Ιστορική αναδρομή.....	18
1.1.3 Πλεονεκτήματα.....	18
1.1.4 Τομείς εφαρμογής της συμπαραγωγής και ηλεκτρισμού θερμότητας.....	19
1.2 Μελέτη σταθμών συμπαραγωγής.....	21
1.2.1 Διαχωρισμός συστημάτων συμπαραγωγής.....	21
1.2.2 Μέτρα επιδόσεων.....	21
1.2.3 Τεχνολογία σταθμών συμπαραγωγής.....	22
1.2.3.1 Συμπαραγωγή σε ατμοστροβιλικούς σταθμούς.....	22
1.2.3.2 Συμπαραγωγή σε αεριοστροβιλικούς σταθμούς.....	26
1.2.3.3 Συστήματα συνδυασμένου κύκλου.....	27
1.2.3.4 Συστήματα με παλινδρομική μηχανή.....	29
1.2.3.5 Συστήματα οργανικού κύκλου Rankine (organic Rankine cycle - ORC).....	30
1.2.4 Επιδόσεις σταθμών συνδυασμένης παραγωγής.....	31
1.3 Η συμπαραγωγή στην Ελλάδα.....	32
Κεφάλαιο 2.....	35
Οικονομική κατανομή φορτίου (Economic Dispatch).....	35
2.1 Εισαγωγή.....	35
2.1.1 Πορεία προς τα ευφυή δίκτυα διανομής και τη διεσπαρμένη παραγωγή.....	35
2.2 Περιγραφή του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου.....	37

2.3 Επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου	40
2.3.1 Ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης-Harmony Algorithm Search	40
2.3.2 Εφαρμογές οικονομικής κατανομής φορτίου	45
Case study 1	46
Case study 2	47
Case study 3	49
2.4 Οικονομική κατανομή φορτίου στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας	54
2.4.1 Δυνατότητα αγοραπωλησίας ενέργεια από το δίκτυο	54
2.4.2 Εφαρμογή με δυνατότητα αγοραπωλησίας.....	56
Case study 4	56
2.4.3 Δυνατότητα αποθήκευσης	58
2.4.4 Εφαρμογή με δυνατότητα αποθήκευσης.....	61
Case study 5	61
Κεφάλαιο 3	67
Βέλτιστη κατανομή ρύπων (Emission Dispatch)	67
3.1 Εισαγωγή.....	67
3.1.1 Μείωση εκπεμπόμενων ρύπων στο σημείο παραγωγής τους.....	68
3.1.2 Δέσμευση και Αποθήκευση του CO ₂ (Carbon dioxide Capture and Storage (CCS)).....	69
3.1.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργεια χρησιμοποιώντας τεχνολογίες παραγωγής με χαμηλότερα επίπεδα εκπομπής ρύπων	71
3.1.4 Μέλλον της χρήσης άνθρακα- Φορολόγηση άνθρακα	72
3.2 Περιγραφή του προβλήματος βέλτιστης κατανομής ρύπων	76
3.3 Επίλυση του προβλήματος.....	83
3.3.1 Ένταξη ορίων εκπομπής ρύπων- Multi objective προσέγγιση	83
3.3.1 Εφαρμογή με όρια εκπομπής ρύπων.....	85
Case study 2	85
Case study 6	88
3.3.3 Ένταξη φορολόγησης άνθρακα- Single objective προσέγγιση	92
3.3.4 Εφαρμογή με φορολόγηση άνθρακα.....	93
Case study 2	93
Case study 6	93
Κεφάλαιο 4	96

Οικονομική κατανομή φορτίου με βέλτιστη ροή φορτίου.....	96
4.1 Εισαγωγή.....	96
4.2 Περιγραφή προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου	96
4.2.1 Εξισώσεις ρών φορτίου	96
4.2.2 Απώλειες δικτύου	99
4.3 Επίλυση προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου.....	99
4.3.1 Ανάλυση προγράμματος υλοποίησης.....	99
4.3.2 Εφαρμογή βέλτιστης ροής φορτίου.....	105
Case study 6 στο δίκτυο 30 ζυγών	105
Κεφάλαιο 5	117
Στοχαστική ανάλυση οικονομικής κατανομής φορτίου.....	117
5.1 Εισαγωγή.....	117
5.2 Περιγραφή του προβλήματος της στοχαστικής ανάλυσης.....	117
5.2.1 Εύρεση εκτιμώμενης συνάρτησης κόστους ενός σταθμού ηλεκτρισμού	117
5.2.2 Εύρεση εκτιμώμενης συνάρτησης κόστους ενός σταθμού συμπαραγωγής	119
5.2.3 Εκτίμηση των θερμικών απωλειών του συστήματος.....	120
5.2.4 Κάλυψη της ζήτησης, όρια λειτουργίας και υπολογισμός ρύπων στο στοχαστικό μοντέλο	120
5.2.5 Η έννοια του ρίσκου.....	121
5.3 Επίλυση του προβλήματος.....	121
Case study 2	121
Case study 6	122
Επίλογος	125
Παράρτημα Α	126
Ανάλυση θερμοδυναμικών κύκλων	126
A.1 Κύκλος Rankine	126
A.2 Κύκλος Brayton.....	131
Ελαχιστοποίηση με Εξισωτικούς και Ανισωτικούς Περιορισμούς.....	135
Βιβλιογραφία.....	136

Ευρετήριο Σχημάτων

Σχήμα 1.1 - Τυπικό συμβατικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	17
Σχήμα 1.2 -Τυπικό σύστημα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.....	17
Σχήμα 1.3 - Σύστημα με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης.....	23
Σχήμα 1.4 - Σύστημα με ατμοστρόβιλο απομάστευσης.....	24
Σχήμα 1.5 - Σύστημα ατμοστρόβιλου με βαλβίδες ελάττωσης.....	25
Σχήμα 1.6 - Σύστημα αεριοστρόβιλου με λέβητα ανάκτηση θερμότητας.....	26
Σχήμα 1.7 - Σύστημα συνδυασμένου κύκλου.....	28
Σχήμα 1.8 - Σύστημα συμπαραγωγής παλινδρομικής μηχανής.....	29
Σχήμα 1.9 - Σύστημα οργανικού κύκλου Rankine.....	30
Σχήμα 1.10 - Ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής που προέρχεται από μονάδες συμπαραγωγής για το έτος 2006 και 2010.....	33
Σχήμα 2.1 - Αναπαράσταση της αποδοτικότητας της πρωτογενούς ενέργειας στα παραδοσιακά ηλεκτρικά δίκτυα.....	36
Σχήμα 2.2 - Αναπαράσταση της αποδοτικότητας της πρωτογενούς ενέργειας όπως αναμένεται στα μελλοντικά ηλεκτρικά δίκτυα.....	37
Σχήμα 2.3 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp με ατμοστρόβιλο απομάστευσης.....	38
Σχήμα 2.4 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης.....	39
Σχήμα 2.5 – Διαγραμματική απεικόνιση των βημάτων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης.....	41
Σχήμα 2.6 - Αναλυτική απεικόνιση των βημάτων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης.....	44
Σχήμα 2.7 - Αριθμός επαναλήψεων αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για την προσέγγιση της βέλτιστης λύση.....	45
Σχήμα 2.8- Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp1 Σχήμα 2.9- Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp2....	46
Σχήμα 2.10-Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp1 Σχήμα 2.11-Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp2.	47
Σχήμα 2.12 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp3.....	48
Σχήμα 2.13 – Απλουστευμένο διάγραμμα ροής ενέργειας.....	55
Σχήμα 2.14 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp.....	56
Σχήμα 2.15 - Μέγεθος, εφαρμογές και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων πηγών αποθήκευσης.....	58

Σχήμα 2.16 – Σύνθετο διάγραμμα ροής ενέργειας.....	59
Σχήμα 3.1 – Γραφική αναπαράσταση των μεθόδων CCS.....	69
Σχήμα 3.2 - Διαχωρισμός διεσπαρμένης παραγωγής ενέργειας ανάλογα με την πηγή ενέργειας.....	71
Σχήμα 3.3 - Σενάρια φορολόγησης των εκπομπών CO ₂	72
Σχήμα 3.4 - Εκπομπές CO ₂ για περιορισμένη διείσδυση πυρηνικής ενέργειας και τιμολόγηση ΕΡΡΑ φυσικού αερίου.....	73
Σχήμα 3.5 – Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση καυσίμου στον τομέα της ενέργειας.....	75
Σχήμα 3.6 – Εκπομπές ρύπων CO ₂ στον τομέα της ενέργειας.....	75
Σχήμα 3.7– Σύστημα συμπαραγωγής	77
Σχήμα 3.8 – Διείσδυση μονάδων για την κάλυψη ηλεκτρικής ζήτησης για διάφορα σενάρια φόρου	94
Σχήμα 3.9 – Διείσδυση μονάδων για την κάλυψη θερμικής ζήτησης για διάφορα σενάρια φόρου ...	94
Σχήμα 3.10 – Μείωση συνολικών εκπομπών CO ₂ για διάφορα σενάρια φόρου άνθρακα	95
Σχήμα 3.11 – Επιβάρυνση του καταναλωτή για τη παραγωγή ενέργειας	95
Σχήμα 4.1 - Γενικευμένος ζυγός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας	96
Σχήμα 4.2 - Γραφική απεικόνιση προγράμματος επίλυσης βέλτιστης ροής φορτίου.....	100
Σχήμα 4.3- Όρια λειτουργίας σταθμού CHP που καλύπτει τοπικά δεδομένη θερμική ζήτηση	104
Σχήμα 4.4 – Γραφική απεικόνιση του συστήματος των 30 ζυγών.....	105
Σχήμα Α.1 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Rankine	126
Σχήμα Α.2 - Διάγραμμα Mollier τροποποιημένων κύκλων Rankine.....	128
Σχήμα Α.3 – Σύστημα ατμοστροβίλου με αναθέρμανση	128
Σχήμα Α.4 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Rankine με αναθέρμανση.....	129
Σχήμα Α.5 – Σύστημα ατμοστροβίλου με αναγέννηση	130
Σχήμα Α.6 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Rankine με αναγέννηση	130
Σχήμα Α.7 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Brayton.....	131
Σχήμα Α.8 – Σύστημα αεριοστροβίλου με αναθέρμανση.....	132
Σχήμα Α.9 – Σύστημα αεριοστροβίλου με αναγέννηση	133
Σχήμα Α.10 – Σύστημα αεριοστροβίλου με ενδιάμεση ψύξη.....	133

Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1.1 -Επιδόσεις συστημάτων συμπαραγωγής	31
Πίνακας 1.2-Συγκριτικός πίνακας μεταξύ ατμοστροβιλικών και αεριοστροβιλικών συστημάτων συμπαραγωγής	31
Πίνακας 1.3 – Νομοθεσία που επηρεάζει επενδύσεις συμπαραγωγής	33
Πίνακας 2.1 - Αποτελέσματα case study 1 για ζήτηση $PD = 200 MWe$ $HD=115 MWth$	47
Πίνακας 2.2 - Αποτελέσματα case study 2 για ζήτηση $PD = 300 MWe$ $HD=150 MWth$	48
Πίνακας 2.3 - Αποτελέσματα case study 2 για ζήτηση $PD = 250 MWe$ $HD=175 MWth$	48
Πίνακας 2.4 - Κόστος και όρια συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	49
Πίνακας 2.5 - Κόστος και όρια συμβατικών σταθμών παραγωγής θερμικής ενέργειας	49
Πίνακας 2.6 - Κόστος σταθμών παραγωγής συμπαραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας ...	49
Πίνακας 2.7 - Συντεταγμένες που ορίζουν τη περιοχή λειτουργίας των σταθμών chp	49
Πίνακας 2.8 - Αποτελέσματα case study 3 για ζήτηση $PD = 1200 MWe$ $HD=1000 MWth$	50
Πίνακας 2.9 – Ceteris paribus ανάλυση για $HMCR$	51
Πίνακας 2.10 – Ceteris paribus ανάλυση για PAR	51
Πίνακας 2.11 – Ceteris paribus ανάλυση για PAR σε ακραίο σενάριο	52
Πίνακας 2.12 – Ceteris paribus ανάλυση για HMS	52
Πίνακας 2.13 – Ceteris paribus ανάλυση για HMS σε ακραίο σενάριο	53
Πίνακας 2.14 – Αποτελέσματα case study 3 για διαφορετικά σενάρια ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης	53
Πίνακας 2.15 - Αποτελέσματα περίπτωσης χαρτοβιομηχανίας για διαφορετικούς συνδυασμούς ζήτησης	57
Πίνακας 2.16 – Μορφή μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας για τις διάφορες ομάδες αποθηκευτικών διατάξεων	58
Πίνακας 2.17 - Προσφορές δικτύου για την αγοραπωλησία της ηλεκτρικής ενέργειας	62
Πίνακας 2.18 - Ζήτηση ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου	62
Πίνακας 2.19 – Κατανομή ηλεκτρικής ενέργειας	64
Πίνακας 2.20 – Κατανομή θερμικής ενέργειας.....	64

Πίνακας 2.21 – Αναλυτική ροή ενέργειας	64
Πίνακας 2.22 – Κόστος παραγωγής	65
Πίνακας 2.23 – Κατανομή ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς θερμικές απώλειες	66
Πίνακας 2.24 – Κατανομή θερμικής ενέργειας χωρίς θερμικές απώλειες.....	66
Πίνακας 2.25 – Κόστος παραγωγής χωρίς θερμικές απώλειες	66
Πίνακας 3.1 – Τεχνολογική ωριμότητα μεθόδων CCS	70
Πίνακας 3.2 - Κατανάλωση άνθρακα σε EJ	74
Πίνακας 3.3 – Παραδείγματα συντελεστών εκπομπών ρύπων σε kg/MWh	80
Πίνακας 3.4 - Εκπομπές CO ₂ σε t/TJ ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται σε διάφορες χώρες της Ε.Ε.....	81
Πίνακας 3.5 - Εκπομπές CO ₂ σε t/TJ ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται σε διάφορες χώρες της Ε.Ε.....	81
Πίνακας 3.6 – Διάφορες στρατηγικές multiobjective προσέγγισης	84
Πίνακας 3.7 Αποτελέσματα case study 2	86
Πίνακας 3.8 Αποτελέσματα case study 2 επιβάλλοντας περιορισμό του κάθε ρύπου κατά 20% ceteris paribus.....	86
Πίνακας 3.9 Αποτελέσματα case study 2 με δυνατότητα αγοραπωλησίας.....	87
Πίνακας 3.10 - Αποτελέσματα case study 6 με στόχο μόνο την ελαχιστοποίηση του κόστους και μόνο την ελαχιστοποίηση των ρύπων CO ₂	91
Πίνακας 3.11 - Αποτελέσματα case study 6 με επιβολή περιορισμό ρύπων	91
Πίνακας 3.12 - Αποτελέσματα case study 6 με επιβολή ακραίου περιορισμού ρύπων	92
Πίνακας 3.13 - Αποτελέσματα case study 2 με επιβολή φορολόγησης άνθρακα	93
Πίνακας 4.1 – Χαρακτηριστικά κάθε ζυγού του δικτύου των 30 ζυγών.....	105
Πίνακας 4.2- Χαρακτηριστικά των γραμμών του δικτύου των 30 ζυγών.....	106
Πίνακας 4.3 – Αποτελέσματα ροής φορτίου συστήματος 30 ζυγών με σταθμούς chp και μηδενική φορολόγηση άνθρακα	109
Πίνακας 4.4 – Σύγκριση αποτελεσμάτων μεταξύ ροής φορτίου και οικονομικής κατανομής φορτίου	110
Πίνακας 4.5 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής χωρίς φορολόγηση και χωρίς περιβαλλοντικούς περιορισμούς.....	110
Πίνακας 4.6 – Παραγωγή και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής για χαμηλή θερμική ζήτηση .	111

Πίνακας 4.7 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής με επιβολή φορολόγησης άνθρακα και αύξηση του κάτω ορίου λειτουργίας του λιγνιτικού σταθμού.....	112
Πίνακας 4.8 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής με επιβολή φορολόγησης άνθρακα και αύξηση του κάτω ορίου λειτουργίας του πετρελαϊκού σταθμού	113
Πίνακας 4.9 – Ποσοστιαία μείωση των ρύπων με φορολόγηση άνθρακα.....	114
Πίνακας 4.10 – Επιβάρυνση της φορολόγησης άνθρακα στον καταναλωτή με αποκλεισμό των ρύπων θερμότητας του chp	114
Πίνακας 4.11 – Επιβάρυνση της φορολόγησης άνθρακα στον καταναλωτή χωρίς αποκλεισμό των ρύπων θερμότητας του chp	114
Πίνακας 4.12 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής με περιβαλλοντικούς περιορισμούς	116
Πίνακας 5.1 – Σύγκριση αποτελεσμάτων case study 2 για το ντετερμινιστικό και το στοχαστικό μοντέλο	122
Πίνακας 5.2 – Αποτελέσματα case study 2 για ελαχιστοποίηση το ρίσκου.....	122
Πίνακας 5.3 – Σύγκριση αποτελεσμάτων case study 2 για το ντετερμινιστικό και το στοχαστικό μοντέλο για επιβολή μείωση CO ₂ κατά 18%	122
Πίνακας 5.4 – Αποτελέσματα στοχαστικού μοντέλου συστήματος 30 ζυγών	123
Πίνακας 5.5– Αποτελέσματα ντετερμινιστικού συστήματος 30 ζυγών.....	124

Κεφάλαιο 1

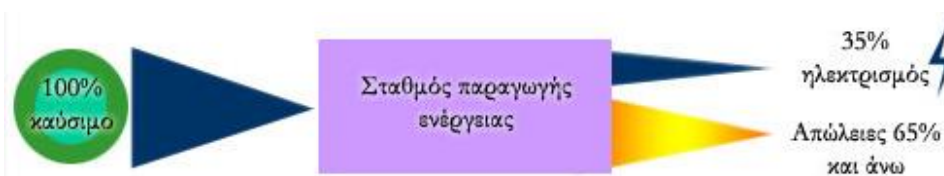
Συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας

1.1 Εισαγωγή^[1]

1.1.1 Ορισμός

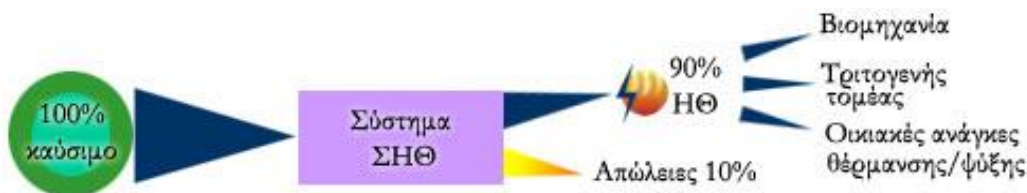
Υπό τον όρο συμπαραγωγή εννοούμε τη συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας.

Οι συμβατικές πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούν ως πηγή ενέργειας τη χημική ενέργεια των υδρογονανθράκων ή την ενέργεια σχάσης κάποιου πυρηνικού καυσίμου εμφανίζουν σημαντικές απώλειες δεδομένου ότι περίπου τα 2/3 της ενέργειας του χρησιμοποιούμενου καυσίμου χάνονται υπό τη μορφή χλιαρού ύδατος σε πύργους ψύξης, ποταμούς ή θάλασσες. Συνεπώς, μόνο το 1/3 της ενέργειας του καυσίμου μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια .



Σχήμα 1.1 - Τυπικό συμβατικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Η συμπαραγωγή προσφέρει εξοικονόμηση ενέργειας που κυμαίνεται μεταξύ 15% και 40% σε σύγκριση με τη διάθεση ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από συμβατικούς ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς και λέβητες αντίστοιχα, εφόσον η απόδοση μιας εγκατάστασης τέτοιου τύπου μπορεί να φτάσει ή και να ξεπεράσει το 90%. Επομένως, η μετατροπή του σχεδιασμού και της λειτουργίας ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής σε σταθμό συμπαραγωγής βελτιώνει τη χρήση της εκλυόμενης ενέργειας του καυσίμου.



Σχήμα 1.2 -Τυπικό σύστημα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας

1.1.2 Ιστορική αναδρομή

Η Συμπαγωγή πρωτοεμφανίστηκε στην Ευρώπη και στις Η.Π.Α. γύρω στα 1890. Κατά τις πρώτες δεκαετίες του 20ού αιώνα, οι περισσότερες βιομηχανίες είχαν δικές τους μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με ατμολέβητα-στρόβιλο, που λειτουργούσαν με άνθρακα. Πολλές από τις μονάδες αυτές ήταν μονάδες συμπαγωγής. Αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι περίπου το 58% του ηλεκτρισμού, που παραγόταν σε βιομηχανίες των Η.Π.Α. στις αρχές του αιώνα, προερχόταν από μονάδες συμπαγωγής. Κατόπιν ακολούθησε κάμψη κυρίως για δύο λόγους:

- την ανάπτυξη των δικτύων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού, που προσέφεραν σχετικά φθηνή και αξιόπιστη ηλεκτρική ενέργεια
- τη διαθεσιμότητα υγρών καυσίμων και φυσικού αερίου σε χαμηλές τιμές, που έκανε τη λειτουργία λεβήτων οικονομικά συμφέρουσα.

Έτσι, η βιομηχανική συμπαγωγή μειώθηκε στο 15% του όλου δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 1950 και έπεσε στο 5% μέχρι το 1974.

Η πορεία αυτή έχει πλέον αντιστραφεί όχι μόνον στις Η.Π.Α. αλλά και σε χώρες της Ευρώπης και στην Ιαπωνία, γεγονός το οποίο οφείλεται κυρίως στην απότομη αύξηση των τιμών των καυσίμων από το 1973, όταν ξεκίνησε η πετρελαϊκή κρίση. Η ανοδική πορεία στη διάδοση της συμπαγωγής συνοδεύτηκε και από αξιοσημείωτη πρόοδο της σχετικής τεχνολογίας. Οι βελτιώσεις και εξελίξεις συνεχίζονται και νέες τεχνικές αναπτύσσονται και δοκιμάζονται, αλλά ήδη η συμπαγωγή έχει φθάσει σε επίπεδο ωριμότητας με αποδεδειγμένη αποδοτικότητα και αξιοπιστία. Μια μεγάλη ποικιλία συστημάτων, από πλευράς είδους, μεγέθους και λειτουργικών χαρακτηριστικών είναι πλέον διαθέσιμη.

1.1.3 Πλεονεκτήματα

Προκειμένου να αντιμετωπισθεί η μελλοντική αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, απαιτείται η κατασκευή νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Η ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην κάλυψη της ζήτησης θα είναι εφικτή μέχρι ένα περιορισμένο ποσοστό. Στατιστικές μελέτες προβλέπουν ότι οι θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα εξακολουθούν να κατέχουν πρωταγωνιστικό ρόλο στις επόμενες δεκαετίες. Η διάδοση της συμπαγωγής έναντι των συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας έχει τα εξής σημαντικά πλεονεκτήματα:

➤ *Οφέλη στην κατανάλωση καυσίμων*

Τα συστήματα συμπαγωγής εξοικονομούν καύσιμο διότι όπως αναφέρθηκε ενώ κατά τη λειτουργία οποιασδήποτε θερμικής μηχανής μεγάλο μέρος της ενέργειας του καυσίμου απορρίπτεται προς το περιβάλλον, τα συστήματα συμπαγωγής μετατρέπουν σημαντικό ποσοστό σε χρήσιμη θερμική ενέργεια. Με αυτόν τον τρόπο έχουν βαθμό εκμετάλλευσης σημαντικά υψηλότερο από το βαθμό απόδοσης της χωριστής παραγωγής των αντίστοιχων ποσών ηλεκτρισμού και θερμότητας.

➤ **Επιδράσεις στο σύστημα ηλεκτρισμού και την οικονομία της χώρας**

Η συμπαραγωγή αποτελεί σημαντική ευκαιρία ώστε να προωθηθούν αποκεντρωμένες λύσεις ηλεκτροπαραγωγής, όπου οι σταθμοί συμπαραγωγής σχεδιάζονται για να ανταποκρίνονται στις ανάγκες των τοπικών καταναλωτών, παρέχοντας υψηλή απόδοση, μειώνοντας τις απώλειες μεταφοράς και αυξάνοντας την ευελιξία στη χρήση του συστήματος. Το γεγονός μάλιστα της απελευθέρωσης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας μπορεί να επιδράσει θετικά στην οικονομία τόσο της χώρας, όσο και των εταιρειών. Αρκετές μεγάλες επιχειρήσεις, εάν παράγουν μόνες τους την απαιτούμενη ηλεκτρική ισχύ είναι εφικτό ταυτόχρονα να εκμεταλλεύονται και την εκλυόμενη θερμότητα. Έτσι η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται πιο ανταγωνιστική προς όφελος του καταναλωτή. Τέλος, η μειωμένη ανάγκη καυσίμων που παρέχει η συμπαραγωγή, μειώνει την εξάρτηση από εισαγωγές – μία κεφαλαιώδη πρόκληση για το ενεργειακό μέλλον της Ελλάδας αλλά και της Ευρώπης.

➤ **Περιβαλλοντικά κέρδη**

Χάρη στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση του καυσίμου, η συμπαραγωγή συντελεί σε άμεση μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων, με την προϋπόθεση ότι το καύσιμο που χρησιμοποιείται δεν είναι κατώτερης ποιότητας από εκείνο της ξεχωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου συνοδεύεται επίσης από έμμεση μείωση ρύπων από τον υπόλοιπο κύκλο καυσίμου: εξόρυξη, επεξεργασία, μεταφορά, αποθήκευση.

1.1.4 Τομείς εφαρμογής της συμπαραγωγής και ηλεκτρισμού θερμότητας

Τα συστήματα συμπαραγωγής περιλαμβάνουν την κατασκευή δικτύων μεταφοράς και παροχής ύδατος, σε θερμοκρασίες 80 – 150° όπου οι παραπάνω τιμές θερμοκρασίας καλύπτονται μέσω εκτονωμένου ατμού ή απομαστεύσεων ατμοστροβίλων ή από ατμό παρεχόμενο από λέβητα που χρησιμοποιεί τα καυσαέρια ενός αεριοστροβίλου για τη θέρμανση του ύδατος. Έτσι, τα συστήματα συμπαραγωγής μπορούν να εγκατασταθούν σε ενεργοβόρες βιομηχανίες, στον τριτογενή τομέα (νοσοκομεία, ξενοδοχεία, μεγάλα κτίρια, αθλητικά κέντρα, κλπ.) ή να καλύψουν τις θερμικές και ηλεκτρικές ανάγκες μιας αστικής περιοχής, μέσω συστημάτων τηλεθέρμανσης ή ακόμα και τηλεψύξης.

➤ **Τηλεθέρμανση**

Ο τομέας της τηλεθέρμανσης (CHP for District Heating) αναφέρεται στη θέρμανση μιας κατοικημένης περιοχής που βρίσκεται σε μικρή απόσταση από το σταθμό συμπαραγωγής. Η οικονομική κλίμακα για ένα δίκτυο CHP/DH είναι σημαντικό να είναι βιώσιμη. Οι μικρές διατάξεις CHP/DH είναι «φτωχοί» μετατροπείς του εισερχόμενου καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι μεγάλες μονάδες CHP/DH είναι περισσότερο ελκυστικές γιατί μπορούν να χρησιμοποιήσουν μεγάλους σταθμούς ισχύος, οι οποίοι αποδίδουν σημαντικά ενεργειακά αποθέματα και παράγουν τόσο θερμότητα όσο και ηλεκτρική ενέργεια, με μεγαλύτερη οικονομία. Οι μονάδες μεγάλης κλίμακας μπορούν να παράγουν θερμότητα στο χώρο του σταθμού ισχύος με κόστος που μπορεί να είναι και το μισό του κόστους μιας κοινής

μονάδας. Το κόστος μεταφοράς και διανομής αποτελούν τελικά τους παράγοντες που αυξάνουν το κόστος της θέρμανσης για τον καταναλωτή, και καθιστούν ακόμα και τις μεγάλες διατάξεις CHP/DH οριακά οικονομικές σε πολλές περιπτώσεις.

Οι κρίσιμοι παράγοντες που καθορίζουν την επιτυχία και βιωσιμότητα ενός δικτύου τηλεθέρμανσης με συμπαραγωγή είναι:

- η πυκνότητα δόμησης (κάτοικοι ανά m^2)
- το προεξοφλητικό επιτόκιο
- η τιμή του καυσίμου
- το μέγεθος του δικτύου

Μια μονάδα CHP/DH για εφαρμογές στο εσωτερικό μιας μεγάλης πόλης, με τη χρήση μεσαίων/μεγάλων αεριοστρόβιλων είναι μια ελκυστική οικονομική πρόταση για τους εθνικούς φυσικούς πόρους σε σύγκριση με εναλλακτικούς τρόπους θέρμανσης, αν ληφθούν υπόψη τα χαμηλότερα προεξοφλητικά επιτόκια (π.χ. 5%) και οι υψηλότερες τιμές καυσίμου. Μια μονάδα CHP/DH γίνεται λιγότερο ελκυστική για υψηλότερα προεξοφλητικά επιτόκια. Εφόσον, το ρίσκο και η αβεβαιότητα δεν συμπεριλαμβάνονται στους υπολογισμούς, θα απαιτηθεί μια πιο λεπτομερής μελέτη ενός δικτύου τηλεθέρμανσης για πραγματικές τοποθεσίες, η οποία θα εξετάζει τους παράγοντες που εξαρτώνται από την κάθε περιοχή όπως η διανομή του φορτίου θέρμανσης και η μέση πυκνότητα δόμησης. Επιπλέον, οι θερμοκρασίες εισόδου και εξόδου του νερού ενός δικτύου τηλεθέρμανσης εμφανίστηκαν ως επιπρόσθετες καίριες παράμετροι με την πάροδο του χρόνου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η διακύμανση στη ζήτηση, καθημερινά και εποχιακά, είναι ένας παράγοντας που δεν πρέπει να αμεληθεί. Όμως, η παράλληλη εγκατάσταση όμοιων μηχανών στο σταθμό παραγωγής επιτρέπει στη συνολική εγκατάσταση να ακολουθήσει τη μείωση στη ζήτηση του φορτίου, θέτοντας εκτός λειτουργίας μία ή περισσότερες μηχανές.

➤ **Βιομηχανικές και άλλες εφαρμογές**

Ο τομέας των βιομηχανικών εφαρμογών (CHP for INdustry) αναφέρεται στις θερμικές ανάγκες που έχει η παραγωγική διαδικασία στη βιομηχανία. Η τοποθέτηση μιας μονάδας CHP/IN δεν είναι τόσο σαφής όσο στην περίπτωση της CHP/DH. Είναι δύσκολο να γενικευθεί, αφού η κατάλληλη επιλογή της εγκατάστασης ποικίλει ανάλογα με την εφαρμογή. Γενικά, όμως, η περίπτωση της CHP/IN είναι συνηθέστερη.

Όσον αφορά στις αρχές της θερμοδυναμικής, η επιλογή του τύπου εγκατάστασης CHP/IN εξαρτάται κατά πολύ, όχι μόνο από το λόγο ηλεκτρισμού – θερμότητας, αλλά και από το μέγεθος των απαιτήσεων σε θερμότητα και ηλεκτρική ενέργεια ξεχωριστά. Οι κρίσιμες παράμετροι επιλογής και σχεδιασμού μιας μονάδας CHP/IN δεν είναι μόνο θερμοδυναμικές. Η πυκνότητα της δόμησης, προφανώς, δεν είναι σχετική, αλλά το προεξοφλητικό επιτόκιο, η διάρκεια ζωής της εγκατάστασης και η κλιμάκωση των τιμών καυσίμων είναι σημαντικές, όπως και για την περίπτωση των μονάδων CHP/DH. Σημαντικές επίσης θεωρούνται και οι τιμές πώλησης (ή επαναγοράς) της ηλεκτρικής ενέργειας όπως επίσης οποιεσδήποτε τροποποιήσεις που πραγματοποιούνται στις τιμές των καυσίμων, ειδικά για

εγκαταστάσεις CHP (για παράδειγμα, οι δασμοί αερίου για εγκαταστάσεις CHP/IN είναι συχνά σταθεροί σε σχέση με εκείνους των ανταγωνιστικών καυσίμων).

1.2 Μελέτη σταθμών συμπαραγωγής^[2]

1.2.1 Διαχωρισμός συστημάτων συμπαραγωγής

Τα συστήματα συμπαραγωγής χαρακτηρίζονται είτε ως συστήματα κορυφής (topping systems) είτε ως συστήματα βάσης (bottoming systems). Στα συστήματα κορυφής παράγεται πρώτα ηλεκτρική ενέργεια και στη συνέχεια η αποβαλλόμενη θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται στη θέρμανση χώρων, σε θερμικές διεργασίες κλπ. Στα συστήματα βάσης παράγεται πρώτα θερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασία, όπως συμβαίνει σε εγκαταστάσεις υαλοουργείων, στους φούρνους των χαλυβουργείων κλπ. και στη συνέχεια η αποβαλλόμενη θερμότητα υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατά κανόνα, η χρήση συστημάτων κορυφής είναι περισσότερο διαδεδομένη αφού τεχνολογικά προβλήματα που αφορούν στην κατασκευή μικρότερης κλίμακας μονάδων παραγωγής θερμότητας (παραγωγή μικρότερη του 1MW) καθώς και στην κατασκευή λεβήτων κύκλου Rankin αποτελούν τροχοπέδη στη χρήση συστημάτων βάσης. Σε πολλές περιπτώσεις, η επιλογή του τύπου του συστήματος συμπαραγωγής γίνεται βάσει της απαιτούμενης ποιότητας της θερμικής ενέργειας. Αν η εφαρμογή σχετίζεται με ζήτηση θερμότητας για βιομηχανικές διεργασίες που απαιτούν υψηλή θερμοκρασία (π.χ. της τάξης των 1300 °C) τότε επιλέγεται ο τύπος βάσης. Αν αντίθετα η ζητούμενη ποιότητα είναι χαμηλότερη (π.χ. 120 °C) τότε ένα σύστημα συμπαραγωγής τύπου κορυφής αποτελεί την καταλληλότερη επιλογή. Στην ανάλυση που ακολουθεί μόνο η τελευταία μονάδα αποτελεί σύστημα συμπαραγωγής τύπου βάσης.

1.2.2 Μέτρα επιδόσεων

Για την εκτίμηση των επιδόσεων των συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού ή θερμότητας έχουμε ορίσει τα παρακάτω μεγέθη:

Ηλεκτρικός και θερμικός βαθμός απόδοσης

$$\text{ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης} = \frac{\text{παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια}}{\text{ενέργεια καύσιμης ύλης}} \Rightarrow n_{el} = \frac{W_E}{Q_F} \quad (1.1)$$

$$\text{θερμικός βαθμός απόδοσης} = \frac{\text{ωφέλιμη θερμότητα}}{\text{ενέργεια καύσιμης ύλης}} \Rightarrow n_{th} = \frac{Q_H}{Q_F} \quad (1.2)$$

Συντελεστής χρησιμοποίησης ενέργειας

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης ενέργειας (Energy Utilization Factor - EUF) ή συνολικός βαθμός απόδοσης αποτελεί το άθροισμα του ηλεκτρικού και του θερμικού βαθμού απόδοσης αφού ένας σταθμός συμπαραγωγής έχει και ηλεκτρισμό και θερμότητα ως τελικά προϊόντα.

$$EUF = \frac{W_E + Q_H}{Q_F} \quad (1.3)$$

Λόγος θερμότητας προς ηλεκτρική ενέργεια

Ο λόγος θερμότητας προς ηλεκτρική ενέργεια (Heat to Power Ratio - HPR) δηλώνει την αναλογία μεταξύ των δύο προϊόντων ενός σταθμού συμπαραγωγής.

$$HPR = \frac{Q_H}{W_E} \quad (1.4)$$

και ορισμένες φορές χρησιμοποιείται ο αντίστροφος λόγος $PHR = \frac{1}{HPR}$ (1.5)

Βαθμός εξοικονόμησης ενέργειας καυσίμου

Η επίδοση ενός σταθμού συμπαραγωγής μπορεί να μετρηθεί και μέσω της σύγκρισης της κατανάλωσης καύσιμης ενέργειας για συγκεκριμένα επίπεδα παραγωγής, με την ενέργεια καυσίμου που απαιτείται για την επίτευξη των ίδιων επιπέδων παραγωγής σε ξεχωριστές συμβατικές εγκαταστάσεις (Central Power Plant και Heating Boiler). Ο βαθμός εξοικονόμησης ενέργειας καυσίμου (Fuel Energy Savings Ratio - FESR) ορίζεται ως:

$$FESR = \frac{Q_{FCPP} + Q_{FHB} - Q_{FCHP}}{Q_{FCPP} + Q_{FHB}} \quad (1.6)$$

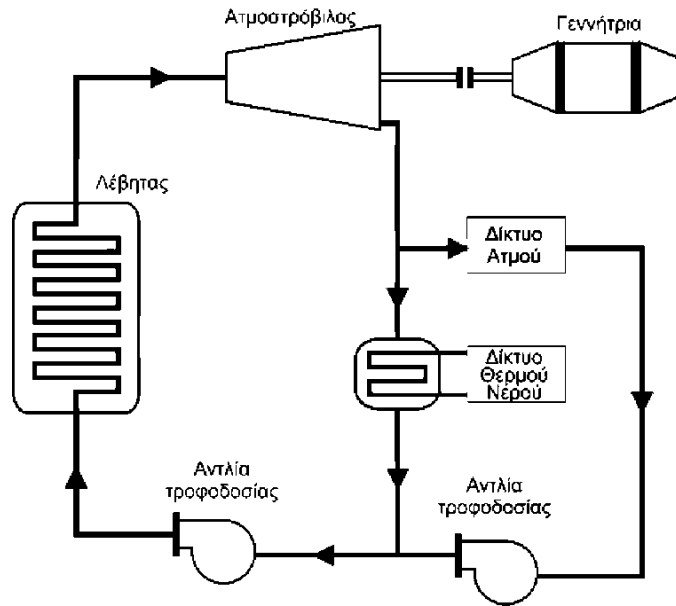
1.2.3 Τεχνολογία σταθμών συμπαραγωγής

1.2.3.1 Συμπαραγωγή σε ατμοστροβλικούς σταθμούς

Οι ατμοστροβλικές μονάδες συμπαραγωγής αποτελούν το μεγαλύτερο τμήμα του εγκατεστημένου δυναμικού για συνδυασμένη παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας. Το ατμοστροβλικό σύστημα συμπαραγωγής λειτουργεί βάσει του κύκλου Rankine (βλέπε Παράρτημα Α). Τα σχήματα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο διαιρούνται σε δύο τύπους κυρίως, τους ατμοστόβιλους αντιθλιψης και τους ατμοστρόβιλους απομάστευσης:

➤ **Σύστημα με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης (backpressure)**

Η απλούστερη διάταξη στους ατμοστροβιλικούς σταθμούς συμπαραγωγής είναι το σύστημα με στρόβιλο αντίθλιψης. Ο ατμός που χρησιμοποιείται για τηλεθέρμανση ή για βιομηχανικές και εμπορικές διεργασίες λαμβάνεται από την έξοδο του ατμοστρόβιλου, υπό πίεση που προσδιορίζεται από το φορτίο θέρμανσης. Η πίεση αυτή είναι συνήθως ίση ή υψηλότερη της ατμοσφαιρικής.



Σχήμα 1.3 - Σύστημα με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης

Εν συντομία, η διαδικασία λειτουργίας είναι η εξής: ο ατμός που παράγεται στο λέβητα υπό σταθερή πίεση, εκτονώνεται αδιαβατικά στο στρόβιλο παράγοντας μηχανικό έργο. Κατά την έξοδο του από το στρόβιλο, ο ατμός οδηγείται στο σύστημα παροχής θερμότητας όπου αποβάλλει θερμότητα και συμπυκνώνεται -μία μεταβολή που θεωρείται ισοβαρής. Στη συνέχεια, το συμπύκνωμα τροφοδοτείται στην αντλία όπου συμπιέζεται στα επίπεδα πίεσης του λέβητα για να συμπληρώσει τον κύκλο. Σε πολλές περιπτώσεις, μέρος του ατμού που προορίζεται για θερμικές διεργασίες καταναλώνεται, οπότε εφαρμόζεται συμπλήρωση του επεξεργασμένου νερού, που χρησιμοποιείται ως εργαζόμενο μέσο. Αν η ωφέλιμη θερμότητα μεταφέρεται στον καταναλωτή υπό μορφή θερμού νερού τότε χρησιμοποιείται εναλλάκτης θερμότητας.

Είναι προφανές ότι, αφού η ροή του ατμού καθορίζεται από το θερμικό φορτίο, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που σχετίζεται με τον ατμοστρόβιλο είναι εξαρτημένη συνεχώς από τη ζήτηση θερμότητας. Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο τα συστήματα ατμοστρόβιλου αντίθλιψης εφαρμόζονται κυρίως σε περιπτώσεις σχετικά σταθερής ζήτησης. Στο ενδεχόμενο που το θερμικό φορτίο παρουσιάζει διακυμάνσεις, η χρήση του συστήματος ατμοστρόβιλου αντίθλιψης υποδηλώνει λειτουργία προσανατολισμένη στην κάλυψη της ζήτησης σε θερμότητα - η παραγωγή ταυτίζεται με το

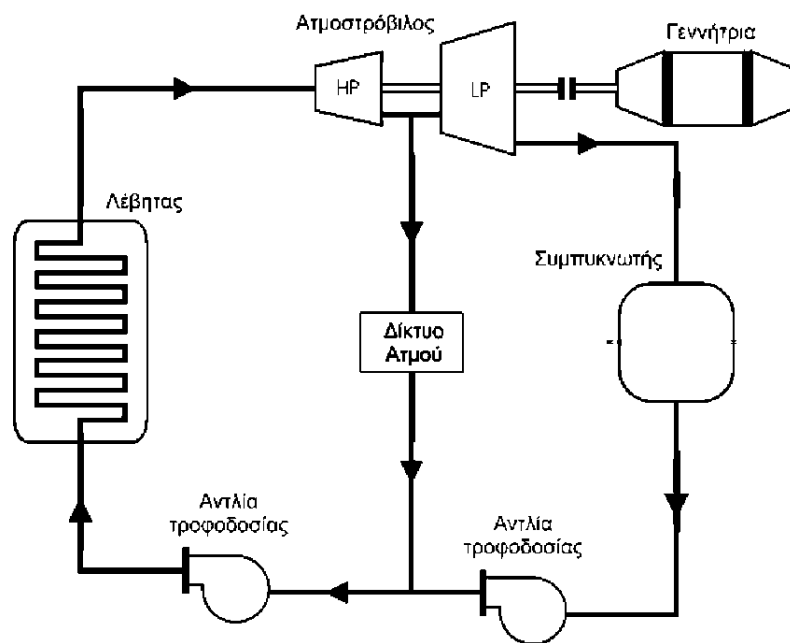
Θερμικό φορτίο και για την ενδεχόμενη ανεπάρκεια/περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Το πλεονέκτημα του συστήματος ατμοστροβίλου αντίθλιψης είναι η υψηλή του απόδοση. Εφόσον δεν αποβάλλεται θερμότητα στο περιβάλλον, ο βαθμός χρησιμοποίησης ενέργειας εμφανίζεται πολύ υψηλός, φθάνοντας την τιμή του 85% στην περίπτωση που γίνεται πλήρης εκμετάλλευση της θερμότητας του ατμού από τον καταναλωτή. Επιπλέον, το κόστος εγκατάστασης του συγκεκριμένου συστήματος είναι χαμηλότερο από αυτό του ατμοστροβίλου απομάστευσης, λόγω του μειωμένου αριθμού βοηθητικών εξαρτημάτων.

➤ Σύστημα με ατμοστρόβιλο απομάστευσης (extraction)

Ένα εναλλακτικό σχήμα συμπαραγωγής σε ατμοστροβιλικούς σταθμούς είναι το σύστημα απομάστευσης ατμού. Σε αυτή τη διάταξη, ατμός εξάγεται από μία ενδιάμεση βαθμίδα του στροβίλου. Η πίεση του εξαγόμενου ατμού εξαρτάται από τον βαθμό εκτόνωσης του ατμού εντός του στροβίλου, πριν την απομάστευση.

Η διαδικασία εν συντομία έχει ως εξής: κατόπιν της εκτόνωσης στην υψηλής πίεσης βαθμίδα του στροβίλου, ένα κλάσμα του ατμού τροφοδοτείται στο σύστημα παροχής θερμότητας (εναλλάκτης), ενώ ο υπόλοιπος ατμός οδηγείται στη βαθμίδα χαμηλής πίεσης για εκτόνωση μέχρι την πίεση του συμπυκνωτή. Μετά τη συμπύκνωση, που λαμβάνει χώρα τόσο στον συμπυκνωτή όσο και στο σύστημα θέρμανσης, το νερό συμπιέζεται στην πίεση του λέβητα με τη χρήση αντλιών. Και εδώ, στην περίπτωση που δεν χρησιμοποιείται εναλλάκτης πραγματοποιείται συμπλήρωση του καταναλισκόμενου στο σύστημα παροχής θέρμανσης νερού.



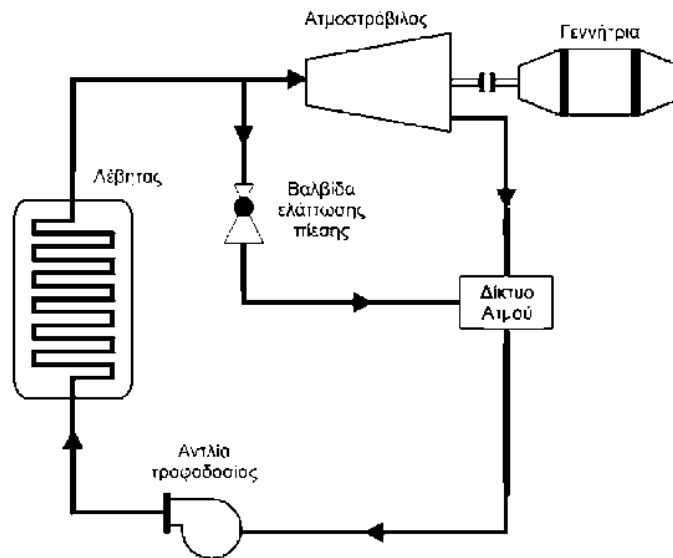
Σχήμα 1.4 - Σύστημα με ατμοστρόβιλο απομάστευσης

Το κύριο πλεονέκτημα αυτού του σχήματος συμπαραγωγής είναι η ευελιξία που παρέχεται για τη ρύθμιση της παραγωγής σύμφωνα με τις απαιτήσεις του φορτίου. Η ροή του απομαστευμένου ατμού μπορεί να ρυθμιστεί με τη χρήση βαλβίδων και συνεπώς η ζήτηση σε θερμότητα μπορεί να καλυφθεί με μικρότερη παρεμβολή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα δεύτερο πλεονέκτημα σε σχέση με το αντίστοιχο σχήμα του ατμοστροβίλου αντίθλιψης, είναι η αυξημένη ηλεκτρική απόδοση.

Εντούτοις, συγκρίνοντας με το σχήμα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης, η συνολική απόδοση του συστήματος ατμοστροβίλου απομάστευσης είναι χαμηλότερη ως συνέπεια της αποβολής θερμότητας στο συμπυκνωτή.

➤ Σύστημα ατμοστροβίλου με βαλβίδες ελάττωσης

Ένα στοιχείο που εμφανίζεται στις περισσότερες εφαρμογές της βασισμένης σε ατμό συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας, είναι οι βαλβίδες ελάττωσης πίεσης. Μέσω αυτών των συσκευών παρέχεται η δυνατότητα εξαγωγής ατμού από διαφορετικά σημεία του συστήματος συμπαραγωγής, όταν ο ατμοστρόβιλος δεν είναι διαθέσιμος για να εξασφαλίσει την πλήρη κάλυψη του θερμικού φορτίου.



Σχήμα 1.5 - Σύστημα ατμοστροβίλου με βαλβίδες ελάττωσης

Ένας δεύτερος λόγος για την εγκατάσταση βαλβίδων ελάττωσης σε ένα σταθμό συμπαραγωγής είναι η ελαχιστοποίηση της παρεμβολής της παραγωγής θερμότητας στη διαδικασία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, είναι δυνατή η ταυτόχρονη λειτουργία του ατμοστροβίλου και των βαλβίδων ελάττωσης, περίπτωση κατά την οποία πρέπει να γίνεται διάκριση μεταξύ του ατμού που διέρχεται του στροβίλου και του ατμού που εξάγεται από τις βαλβίδες ελάττωσης πίεσης. Η εγκατάσταση βαλβίδων ελάττωσης είναι συνήθης πρακτική κατά τον σχεδιασμό ενός σταθμού συμπαραγωγής με ατμό.

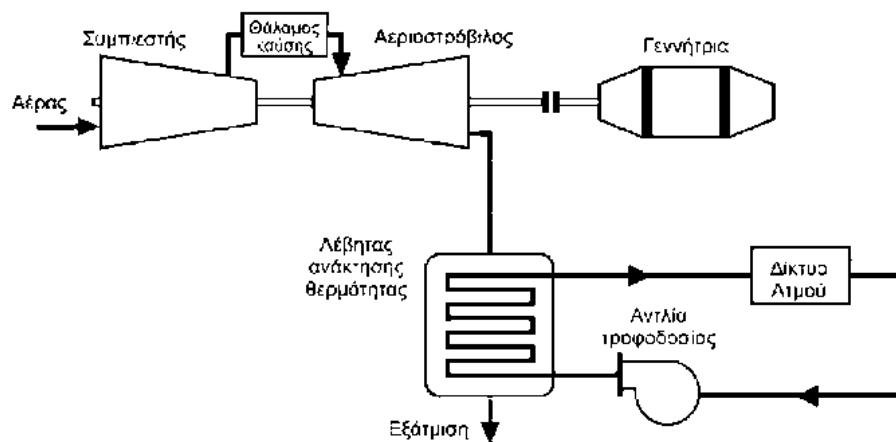
1.2.3.2 Συμπαραγωγή σε αεριοστροβιλικούς σταθμούς

Τα πλεονεκτήματα των αεριοστρόβιλων έχουν οδηγήσει στην ευρεία εφαρμογή τους στα νεότερα συστήματα συμπαραγωγής μέσης έως υψηλής ισχύος. Η λειτουργία τους βασίζεται στον κύκλο Brayton (βλέπε Παράρτημα Α). Στη συνέχεια παρουσιάζονται δύο ευρέως εφαρμοζόμενα σχήματα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο.

➤ Σύστημα αεριοστρόβιλου με λέβητα ανάκτηση θερμότητας

Στη διάταξη αυτή, τα καυσαέρια που εξέρχονται από τον αεριοστρόβιλο χρησιμοποιούνται για την παραγωγή θερμότητας. Η θερμική ενέργεια των καυσαερίων λαμβάνεται μέσω του ατμοπαραγωγού ανάκτησης θερμότητας (heat recovery steam generator - HRSG), ένα σύστημα ατμοποίησης που χρησιμοποιείται για αυτόν ακριβώς το σκοπό. Ο απλούστερος τύπος λέβητα ανάκτησης θερμότητας είναι ένας εναλλάκτης θερμότητας, μέσω του οποίου τα καυσαέρια διέρχονται και μεταφέρουν θερμότητα στο νερό τροφοδοσίας για τη δημιουργία ατμού. Άλλοι τύποι λέβητα ανάκτησης θερμότητας διαθέτουν ικανότητα συμπληρωματικής ανάφλεξης έτσι ώστε να καλυφθεί τυχόν αυξημένη ζήτηση σε θερμότητα.

Όπως υποδεικνύεται στο σχήμα 1.6, το σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο είναι ανοικτού τύπου. Τα υψηλής θερμότητας και πίεσης αέρια εισέρχονται στον αεριοστρόβιλο και κατά την εκτόνωση τους παράγουν μηχανικό έργο, ικανό να οδηγήσει το συμπιεστή και να παραχθεί η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια. Τα εξερχόμενα από το στρόβιλο καυσαέρια, ιδιαίτερα μεγάλης θερμοκρασίας, οδηγούνται στον ατμοπαραγωγό ανάκτησης θερμότητας, όπου μεταβιβάζουν τη θερμότητά τους στο νερό που περιέχεται στο λέβητα και τελικά απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα.



Σχήμα 1.6 - Σύστημα αεριοστρόβιλου με λέβητα ανάκτηση θερμότητας

Τα εκλυόμενα καυσαέρια εμπεριέχουν σημαντικά ποσά θερμότητας, μη διαθέσιμης όμως για θέρμανση νερού. Ο περιορισμός στην χρήση της θερμότητας αυτής σχετίζεται περισσότερο με την ελάχιστη διαφορά θερμοκρασίας που απαιτείται για τη μεταφορά θερμότητας, από τα καυσαέρια στο υπό θέρμανση νερό. Εντούτοις, με τη χρήση ενός εναλλάκτη θερμότητας η διαφορετικά χαμένη θερμότητα των καυσαερίων μπορεί να εκμεταλλευθεί για τη θέρμανση του νερού τροφοδοσίας προτού αυτό εισέλθει στον ατμοπαραγωγό (αναγέννηση), αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την απόδοση του συστήματος. Παρόλα αυτά, η ψύξη των καυσαερίων σε χαμηλές θερμοκρασίες αποφεύγεται για λόγους αποφυγής διάβρωσης (υπό χαμηλές θερμοκρασίες λαμβάνει χώρα η συμπύκνωση οξέων) και σωστής διασποράς στην ατμόσφαιρα.

➤ *Σύστημα αεριοστροβίλου με έγχυση ατμού*

Μία διασκευή του αεριοστροβλικού συστήματος συμπαραγωγής με λέβητα ανάκτησης θερμότητας είναι το σύστημα με έγχυση ατμού. Στο συγκεκριμένο σχήμα συμπαραγωγής, προσφέρεται η δυνατότητα ψεκασμού στον αεριοστρόβιλο με ατμό από το λέβητα ανάκτησης θερμότητας, έτσι ώστε να επιτευχθούν βελτιωμένες επιδόσεις και να υπάρχει δυνατότητα καλύτερου ελέγχου της παραγωγής. Το σύστημα αποτελείται από έναν αεριοστρόβιλο ικανό να δεχθεί έγχυση μεγάλων ποσοτήτων υπερθερμασμένου ατμού και ένα σύστημα ατμοποίησης με λέβητα ανάκτησης θερμότητας, που μπορεί να παράγει κορεσμένο και υπερθερμασμένο ατμό.

Η έγχυση υπερθερμασμένου ατμού στο θάλαμο εκτόνωσης του στροβίλου προκαλεί αύξηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (μέχρι και 15%), λόγω της αυξημένης ογκομετρικής ροής μέσω του στροβίλου. Ο λόγος του παραγόμενου υπερθερμασμένου ατμού προς τον κορεσμένο ατμό μπορεί να ρυθμιστεί με τη χρήση βαλβίδων ελέγχου μεταξύ του σταδίου υπερθέρμανσης του ατμοπαραγωγού και της εξόδου προς το σύστημα παροχής θερμότητας. Η λειτουργία αυτή παρέχει ευχέρεια στη ρύθμιση του λόγου θερμότητας προς ηλεκτρική ενέργεια και επομένως δίνει τη δυνατότητα για ευελιξία στην κάλυψη του φορτίου, σε καταστάσεις που αυτό παρουσιάζει διακυμάνσεις. Επιπλέον, η τεχνική της έγχυσης ατμού συμβάλλει στη μείωση των παραγόμενων οξειδίων του αζώτου, λόγω της μείωσης της θερμοκρασίας της φλόγας. Ωστόσο, η ποσότητα του ψεκαζόμενου ατμού δεν μπορεί να ξεπεράσει κάποιο όριο γιατί είναι πιθανό να προκαλέσει αστάθεια της φλόγας και κατά συνέπεια ατελείς καύσεις. Ένα μειονέκτημα του συγκεκριμένου συστήματος είναι η πρόσθετη επεξεργασία του νερού τροφοδοσίας του συστήματος παραγωγής, αφού ο ψεκασμός με χαμηλής ποιότητας ατμό εντός του στροβίλου μπορεί να μειώσει τη διάρκεια ζωής του. Γι' αυτό το λόγο, η τεχνική αυτή εφαρμόζεται συνήθως σε μεγαλύτερα συστήματα.

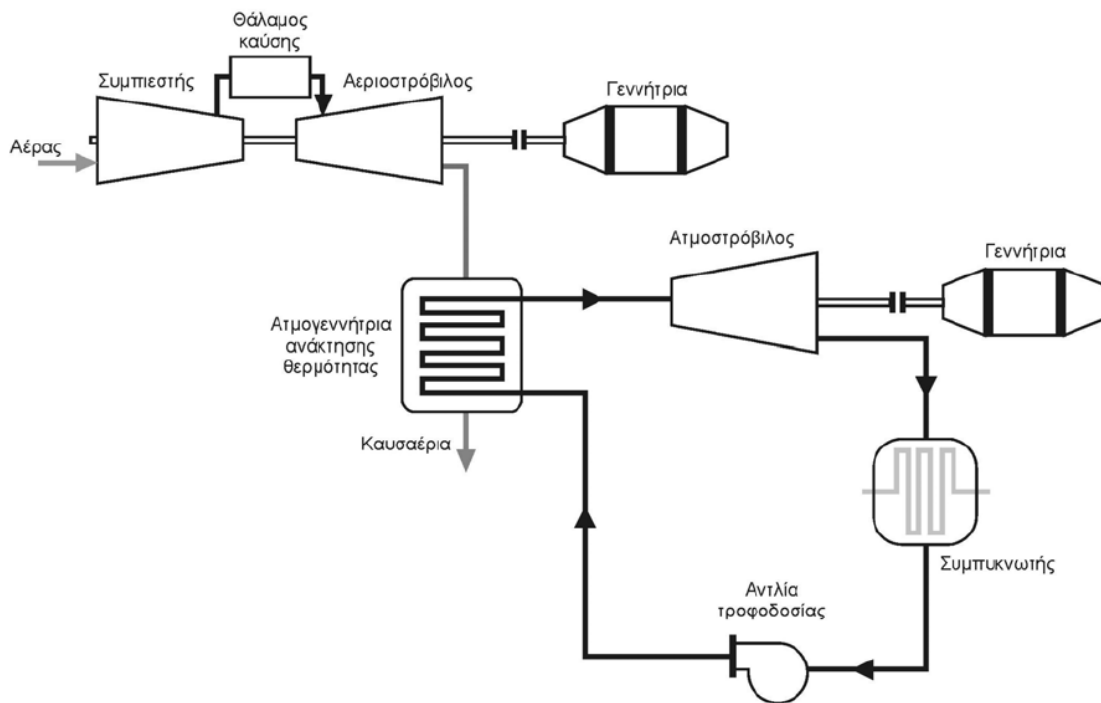
1.2.3.3 Συστήματα συνδυασμένου κύκλου

Η συμπαραγωγή μπορεί να εφαρμοστεί και σε συστήματα συνδυασμένου κύκλου. Το πιο διαδεδομένο σύστημα συνδυασμένου κύκλου για τη συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας είναι το σύστημα κύκλου Brayton - Rankine, ο συνδυασμός ενός υψηλής θερμοκρασίας ανώτερου κύκλου

Brayton και ενός χαμηλής θερμοκρασίας κατώτερου κύκλου Rankine. Η εφαρμογή του συγκεκριμένου σχήματος συμπαραγωγής αφορά συνήθως μια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υψηλότερης των 3 MW.

➤ **Σύστημα συνδυασμένου κύκλου Brayton - Rankine**

Στη διάταξη αυτή, η θερμότητα που απελευθερώνεται στον ανώτερο κύκλο (Brayton), χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού που χρησιμοποιείται στον κατώτερο κύκλο (Rankine). Ο σχεδιασμός του κάθε υποσυστήματος μπορεί να βασιστεί στα όσα έχουν αναφερθεί έως τώρα για τα σχήματα συμπαραγωγής. Στο ακόλουθο σχήμα φαίνεται η υλοποίηση ενός συστήματος συνδυασμένου κύκλου, στο οποίο χρησιμοποιείται ατμοστρόβιλος αντίθλιψης. Ο κατώτερος κύκλος ωστόσο, μπορεί να υλοποιηθεί και με ατμοστρόβιλο απομάστευσης.



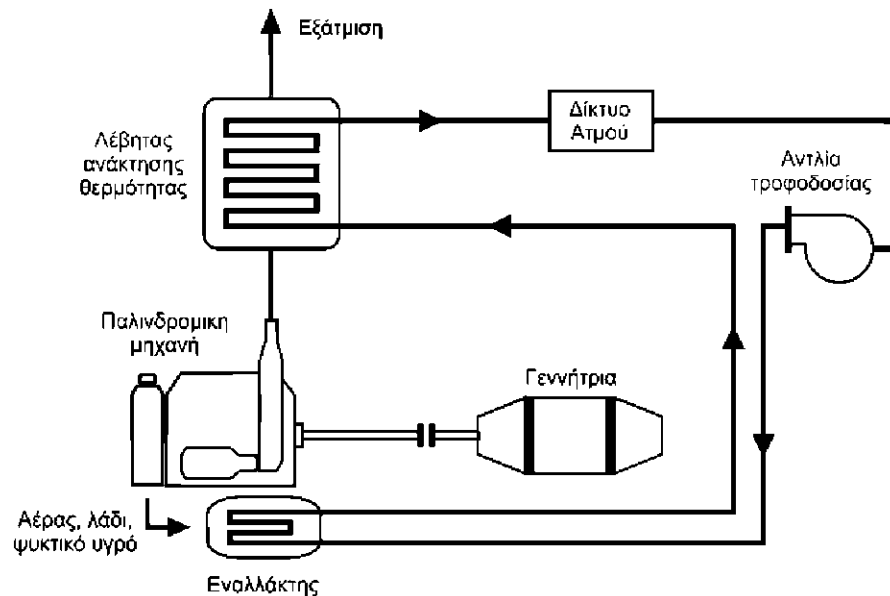
Σχήμα 1.7 - Σύστημα συνδυασμένου κύκλου

Η διαδικασία λειτουργίας είναι παρόμοια και στις δύο διατάξεις (στρόβιλος αντίθλιψης - στρόβιλος απομάστευσης): τα υψηλής θερμότητας καυσαέρια που εξέρχονται του αεριοστρόβιλου προωθούνται στον ατμοπαραγωγό ανάκτησης θερμότητας για την παραγωγή ατμού για τον ατμοστρόβιλο. Η θερμότητα που προορίζεται για βιομηχανικές διεργασίες ή τηλεθέρμανση λαμβάνεται είτε από την έξοδο του ατμοστρόβιλου (αντίθλιψης) ή από μία ενδιάμεση βαθμίδα του ατμοστρόβιλου (απομάστευσης).

1.2.3.4 Συστήματα με παλινδρομική μηχανή

Τα συστήματα συμπαραγωγής που βασίζονται στις παλινδρομικές μηχανές χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές που ζητείται υψηλή ηλεκτρική απόδοση και υψηλός λόγος ηλεκτρικής ενέργειας προς θερμότητα, ενώ οι απαιτήσεις για την ποιότητα της παραγόμενης θερμότητας δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλες.

Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια των συστημάτων συμπαραγωγής με μηχανές εσωτερικής καύσης κυμαίνεται από 50 kW έως 10 MW για μηχανές φυσικού αερίου και 50 kW έως 50 MW για μηχανές diesel. Είναι συστήματα με υψηλή διαθεσιμότητα (80-90%), χαμηλό κόστος αρχικής επένδυσης αλλά σχετικά υψηλό κόστος συντήρησης.



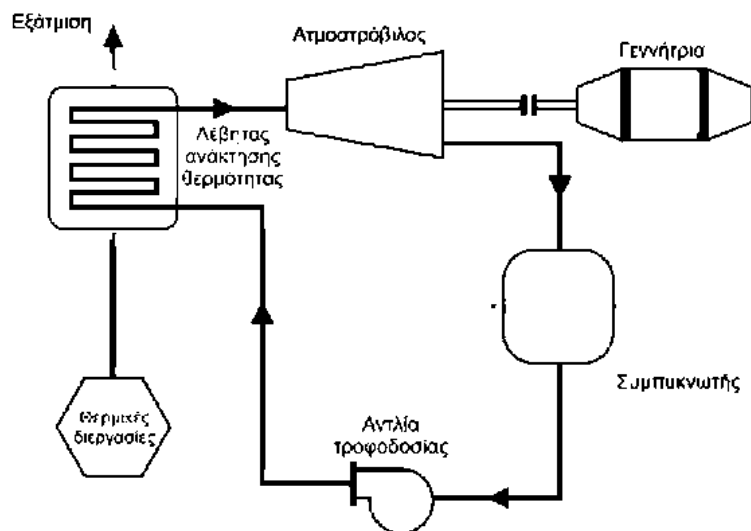
Σχήμα 1.8 - Σύστημα συμπαραγωγής παλινδρομικής μηχανής

Όπως φαίνεται και στο σχήμα 1.8, η παραγωγή θερμότητας βασίζεται στην εκμετάλλευση της θερμότητας των καυσαερίων που εκλύονται κατά την εσωτερική καύση στη μηχανή, με χρήση ενός συστήματος ατμοποίησης με ανάκτηση θερμότητας. Η θερμότητα του νερού ψύξης, του λαδιού και του αέρα μπορεί να εκμεταλλευτεί επίσης για προθέρμανση του υγρού μέσου που χρησιμοποιείται στο σύστημα παραγωγής ατμού. Με τον τρόπο αυτό ο συνολικός βαθμός απόδοσης βελτιώνεται σημαντικά. Εντούτοις, όπως αναφέρθηκε νωρίτερα, επειδή η ποιότητα της παρεχόμενης θερμότητας στο σύστημα είναι χαμηλή (σχετικά χαμηλή θερμοκρασία και πίεση), σε περιπτώσεις που οι απαιτήσεις για την παραγόμενη θερμότητα είναι υψηλές εφαρμόζεται συμπληρωματική καύση στο λέβητα ανάκτησης θερμότητας, δεδομένης μιας συγκέντρωσης οξυγόνου στα καυσαέρια της τάξης του 15%.

1.2.3.5 Συστήματα οργανικού κύκλου Rankine (organic Rankine cycle - ORC)

Τα συστήματα αυτά αποτελούν συστήματα συμπαραγωγής τύπου βάσης. Η θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας που είναι διαθέσιμη στα καυσαέρια που παράγονται από βιομηχανικές θερμικές διεργασίες, χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σε εφαρμογές αυτού του τύπου, λόγω της χαμηλής θερμοκρασίας (μεταξύ 80 και 300°C) της παρεχόμενης θερμότητας για ηλεκτροπαραγωγή, που είναι σχετικά χαμηλή για ατμοστροβιλικά συστήματα, χρησιμοποιείται διαφορετικό μέσο για τη μεταφορά θερμότητας εντός του συστήματος από το απιονισμένο νερό. Στις περισσότερες περιπτώσεις χρησιμοποιούνται οργανικά υγρά (τολουένιο, ισοπεντάνιο, ισοοκτάνιο ή αμμωνία) αναμιγμένα με νερό, λόγω της χαμηλής θερμοκρασίας εξάτμισης που παρουσιάζουν. Γι' αυτόν το λόγο, η κυκλική διαδικασία παραγωγής αυτού του τύπου αναφέρεται και ως οργανικός κύκλος Rankine. Ο ίδιος κύκλος εφαρμόζεται και σε συστήματα που χρησιμοποιούν βιομάζα ως καύσιμη ύλη, στα οποία οι θερμοκρασίες που αναπτύσσονται κατά την καύση είναι σχετικά χαμηλές.

Η διαδικασία λειτουργίας σε αυτούς τους σταθμούς συμπαραγωγής είναι εν συντομία η εξής: η θερμότητα των αερίων που παράγονται από τη θερμική διεργασία ανακτάται σε ένα σύστημα ατμοποίησης, θερμαίνοντας το εργαζόμενο μέσο του ατμοστροβιλικού συστήματος. Ο παραγόμενος ατμός εκτονώνεται στο στρόβιλο παραδίδοντας μηχανικό έργο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Εν συνεχεία, η συμπύκνωση του ατμού λαμβάνει χώρα στο συμπυκνωτή και το υγρό συμπιέζεται, κλείνοντας έτσι τον κύκλο.



Σχήμα 1.9 - Σύστημα οργανικού κύκλου Rankine

Η ηλεκτρική απόδοση αυτών των μονάδων συμπαραγωγής είναι αρκετά χαμηλή (10-30%) αλλά σημαντικό είναι το γεγονός ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται χωρίς έξοδα για καύσιμες ύλες.

1.2.4 Επιδόσεις σταθμών συνδυασμένης παραγωγής

Στην παρούσα ενότητα γίνεται μια ανασκόπηση των εφαρμογών, επιδόσεων, πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων, για όλα τα προαναφερθέντα σχήματα συμπαραγωγής.

Πίνακας 1.1 -Επιδόσεις συστημάτων συμπαραγωγής

Τύπος συστήματος συμπαραγωγής	Ηλ. Ισχύς	HPR	n_{el}	EUF
Ατμοστρόβιλος αντίθλιψης	0.5 – 500 MW	4.0 – 14.3	14 – 28 %	84 – 92 %
Ατμοστρόβιλος απομάστευσης	1 – 100 MW	2.0 – 10.0	22 – 40 %	60 – 80 %
Αεριοστρόβιλος με ανάκτηση θερμότητας	0.25 – 50 MW	1.3 – 2.0	25 – 35 %	70 – 85%
Συνδυασμένος κύκλος	3 – 300 MW	1.0 – 1.7	35 – 45 %	73 – 90 %
Οργανικός κύκλος	0.5 MW	1.1-2.5	5 – 20 %	70 – 85 %

Πίνακας 1.2–Συγκριτικός πίνακας μεταξύ ατμοστροβιλικών και αεριοστροβιλικών συστημάτων συμπαραγωγής

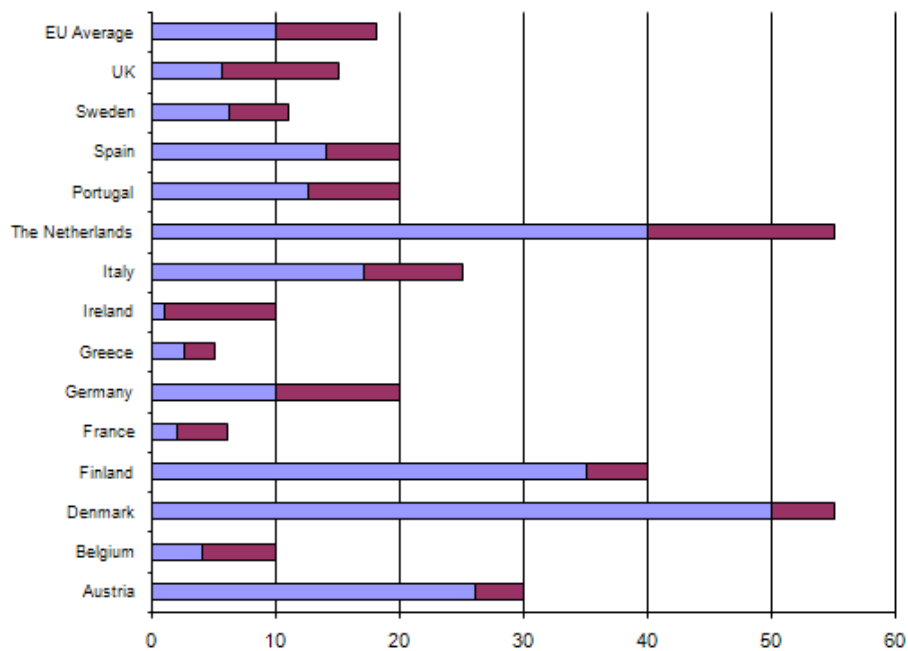
	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
Ατμοστροβιλικά συστήματα συμπαραγωγής	<ul style="list-style-type: none"> +Υψηλός EUF +Υψηλή αξιοπιστία που επιτρέπει την μεγάλη διάρκεια λειτουργίας χωρίς ιδιαίτερη παρακολούθηση +Χαμηλό κόστος λειτουργίας δυνατότητα χρησιμοποίησης διαφόρων τύπων καυσίμου +Δυνατότητα εύκολης ρύθμισης HPR +Μεγάλο φάσμα μεγεθών +Μεγάλος χρόνος ζωής 	<ul style="list-style-type: none"> -Υψηλές τιμές HPR -Υψηλό κόστος εκκίνησης -Αργή εκκίνηση -Παρατεταμένη διάρκεια κατασκευής του σταθμού -Υψηλό κόστος επένδυσης ανά kW
Αεριοστροβιλικά συστήματα συμπαραγωγής	<ul style="list-style-type: none"> +Υψηλή αξιοπιστία που επιτρέπει την μεγάλη διάρκειας λειτουργία χωρίς ιδιαίτερη παρακολούθηση +Υψηλή ποιότητα θερμότητας +Σταθερή και υψηλή ταχύτητα περιστροφής που επιτρέπει τον ακριβή έλεγχο συχνότητας της 	<ul style="list-style-type: none"> -Υψηλό κόστος λειτουργίας -Περιορισμένο φάσμα μεγεθών -Απαίτηση παροχής υψηλής πίεσης αερίου στην περίπτωση που χρησιμοποιείται ως καύσιμη ύλη

ηλεκτρικής εξόδου	-Υψηλά επίπεδα θορύβου υψηλής συχνότητας
+Υψηλές τιμές ΗΡQ	
+Δεν απαιτείται νερό ψύξης	-Χαμηλή απόδοση κατά τη λειτουργία με μικρό φορτίο
+Γρήγορη εκκίνηση	
+Χαμηλό κόστος εκκίνησης	-Μείωση της παραγωγής κατά την άνοδο της θερμοκρασίας περιβάλλοντος λόγω θερμικών περιορισμών υλικού
+Σχετικά χαμηλό κόστος επένδυσης ανά kW	
+Ευρύ φάσμα καύσιμων υλών (diesel, LPG, παρθηθα, παράγωγα αποβλήτων)	

1.3 Η συμπαραγωγή στην Ελλάδα ^[3]

Το πρώτο σύστημα συμπαραγωγής στην Ελλάδα εγκαταστάθηκε στο Βόλο, και ειδικότερα στην κεραμοποιεία Τσαλαπάτα, από Βέλγους μηχανικούς στις αρχές του 20^{ου} αιώνα και λειτουργούσε μέχρι και τα τέλη της δεκαετίας του '70. Σε ευρύτερη κλίμακα, οι πρώτες μονάδες συμπαραγωγής εγκαταστάθηκαν σε μεγάλες ελληνικές βιομηχανίες στις αρχές της δεκαετίας του '70. Σήμερα, λειτουργούν μονάδες συμπαραγωγής σε βιομηχανίες ζάχαρης και χάρτου, διυλιστήρια πετρελαίου, κλωστοϋφαντουργίες, κ.λπ. Επίσης, ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες της ΔΕΗ έχουν τροποποιηθεί κατάλληλα, ώστε να καλύπτουν τις θερμικές ανάγκες αστικών περιοχών με τα δίκτυα τηλεθέρμανσης, όπως τα δίκτυα της Κοζάνης, της Πτολεμαΐδας, του Αμυνταίου και της Μεγαλόπολης.

Για να κατανοήσουμε, όμως, τη διείσδυση των μονάδων συμπαραγωγής στη χώρα μας αρκεί να κάνουμε μία σύγκριση με τις υπόλοιπες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Το σχήμα 1.10 παρουσιάζει το ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής που προέρχεται από μονάδες συμπαραγωγής για το έτος 2006 και μία πρόβλεψη για το πόσο θα μεταβληθεί το ποσοστό αυτό ως το έτος 2010 στις μεγάλες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Σαφώς, γίνεται ξεκάθαρο ότι η διείσδυση της συμπαραγωγής στην Ελλάδα βρίσκεται σε πολύ χαμηλά επίπεδα. Οφείλουμε, λοιπόν, να μελετήσουμε την πορεία των ενεργειών που πάρθηκαν για την προώθηση της συμπαραγωγής ώστε να εντοπίσουμε τις ενέργειες που ήταν αποτελεσματικές και τα σημαία που χρειάζονται περισσότερη προσοχή προκειμένου να ενισχυθεί το ενδιαφέρον απέναντι στην ανάπτυξη της συμπαραγωγής.



Σχήμα 1.10 - Ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής που προέρχεται από μονάδες συμπαραγωγής για το έτος 2006 και 2010

Πίνακας 1.3 – Νομοθεσία που επηρεάζει επενδύσεις συμπαραγωγής

Δεκαετία	Νομοθεσία
1980	N. 1559/85
	ΥΠ.ΑΝ. 2708/87
	ΥΠ.ΑΝ. 2752/88
	ΥΠ.ΑΝ. 2769/88
	ΥΠ.ΑΝ. 2841/88
1990	N. 1892/90
	N. 1914/90
	N. 2165/93
	N. 2244/94
	ΥΠ.ΑΝ. 8295/95
	N. 2773/99
2000	N. 2941/2001
	N. 3175/2003
	N. 3299/2004
	N. 3426/2005
	N. 3468/2006
	N. 3734/2009

Στον πίνακα 1.3 φαίνεται ότι κατά τη διάρκεια της τελευταία δεκαετίας υπάρχει εντονότερη κινητικότητα και ενδιαφέρον προς την συμπαραγωγή, αφού έχουν ψηφιστεί νόμοι που επηρεάζουν τις επενδύσεις για συμπαραγωγή. Επιπλέον, τα τελευταία χρόνια, κύρια οικονομικά εργαλεία υποστήριξης ενεργειακών επενδύσεων απετέλεσαν και αποτελούν:

- το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας (ΕΠΕ) του Β' ΚΠΣ,
- το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα» (ΕΠΑΝ) του Γ' ΚΠΣ,
- το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα και Επιχειρηματικότητα» (ΕΠΑΕ ή ΕΠΑΝ II) του Δ' ΚΠΣ και
- οι Αναπτυξιακοί Νόμοι 2601/98, 3299/04 και 3522/06

έτσι, το χρονικό διάστημα (Ιούλιος 2007 – Οκτώβριος 2008) υποβλήθηκαν στη ΡΑΕ 16 αιτήσεις για μονάδες συμπαραγωγής, εγκατεστημένης ισχύος 60.11 MW, για χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:

- | | | |
|------------------------|---|------------------|
| • Νοσοκομεία: | 5 | ισχύος 4,51 MW |
| • Ξενοδοχεία: | 3 | ισχύος 1,89 MW |
| • Βιομηχανίες: | 2 | ισχύος 23,454 MW |
| • Δευτερογενής τομέας: | 5 | ισχύος 29,92 MW |
| • Τριτογενής τομέας: | 1 | ισχύος 0,34 MW |

ενώ μέχρι το Μάιο του 2007 η ΡΑΕ γνωμοδότησε θετικά για 53 εγκαταστάσεις συμπαραγωγής εγκατεστημένης ισχύος 718,08 MW.

Ωστόσο η αγορά της συμπαραγωγής μέχρι και σήμερα, παρ' όλα τα θετικά βήματα που έγιναν από το Υπουργείο Ανάπτυξης (π.χ. Ν.2773/99, Ν.3468/06, επιδοτήσεις τόσο από το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας, ΕΠΕ, του Β' ΚΠΣ όσο και από το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα» του Γ' ΚΠΣ, κ.λπ.), παραμένει δύσπιστη και σε κατάσταση αναμονής, γιατί έχει συναντήσει έναν αριθμό εμποδίων.

Αναμένεται ότι με την εφαρμογή του Νόμου 3734/2009 θα δοθεί η δυνατότητα να τεθεί η συμπαραγωγή στην Ελλάδα σε δυναμική τροχιά ανάπτυξης.

Παράλληλα, όμως, ζητήματα που αφορούν:

- σε τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς συμπαραγωγής,
- πρόσβαση στο δίκτυο και εγγυήσεις προέλευσης,
- άρση γραφειοκρατικών εμποδίων και ειδικότερα στην αδειοδοτική διαδικασία της μικρής και πολύ μικρής συμπαραγωγής που απευθύνεται σε μικρούς επενδυτές

θα πρέπει να αντιμετωπιστούν ολοκληρωμένα και με σαφή στρατηγική.

Κεφάλαιο 2

Οικονομική κατανομή φορτίου (Economic Dispatch)

2.1 Εισαγωγή

2.1.1 Πορεία προς τα ευφυή δίκτυα διανομής και τη διεσπαρμένη παραγωγή

Στα πρώτα ηλεκτρικά δίκτυα που βασίζονταν στην συνεχή τάση, η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας γινόταν κοντά στον καταναλωτή. Όμως, η συνεχής εξέλιξη της τεχνολογίας βοήθησε στην επικράτηση των δικτύων εναλλασσόμενης τάσης με αποτέλεσμα την απομάκρυνση της παραγωγής από την κατανάλωση. Έτσι, αναπτύχθηκε η κεντρική παραγωγή που αποτελείται από μεγάλες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας οι οποίες μέσω δικτύων μεταφοράς και διανομής εξυπηρετούν ταυτόχρονα μια πλειάδα καταναλωτών. Η δημιουργία μεγάλων μονάδων παραγωγής μείωσε το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας και ως συνακόλουθο μειώθηκε και το κόστος αγοράς για τον καταναλωτή. Παρόλα αυτά, η κεντρική παραγωγή αποτελείται από σταθμούς με χαμηλές αποδόσεις και τεράστιες απώλειες θερμότητας. Η ανάγκη για αποτελεσματικότερη χρήση των καυσίμων, αλλά και για ένταξη στο ηλεκτρικό δίκτυο τεχνολογιών που στοχεύουν στη διατήρηση και προστασία του περιβάλλοντος αναζωογόνησε και πάλι την ιδέα της διεσπαρμένης παραγωγής.

Για τη διεσπαρμένη παραγωγή έχουν δοθεί αρκετοί παραπλήσιοι ορισμοί ενώ στη διεθνή βιβλιογραφία απαντώνται σχεδόν ταυτόσημοι οι όροι *Dispersed Generation*, *Distributed Generation*, *Decentralized Generation* και *Embedded Generation*. Από τους ορισμούς που έχουν δοθεί άλλοι επικεντρώνονται στο επίπεδο της τάσης διασύνδεσης και άλλοι στο μέγεθος των μονάδων που συνδέονται. Σύμφωνα με την IEEE, η διεσπαρμένη παραγωγή είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες παραγωγής σημαντικά μικρότερες σε ισχύ από τις μονάδες των εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να είναι εφικτή η σύνδεσή τους σχεδόν σε κάθε σημείο ενός ΣΗΕ [4].

Οι κυριότεροι λόγοι σύμφωνα με το *International Energy Agency* [4] που οδήγησαν στην εξέλιξη της Διεσπαρμένης Παραγωγής ήταν:

- η ανάπτυξη στις τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής
- οι αυξημένες απαιτήσεις των καταναλωτών για πιο αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας
- η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- οι ανησυχίες για τις παγκόσμιες κλιματικές αλλαγές, που εκφράστηκαν κατά κύριο λόγο μέσω του πρωτόκολλου του Κιότο

Αναφορικά με τις διάφορες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται στην διασπαρμένη παραγωγή, χρησιμοποιούνται κυρίως μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, πηγές δηλαδή που χρησιμοποιούν τους ανεξάντλητους φυσικούς πόρους για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

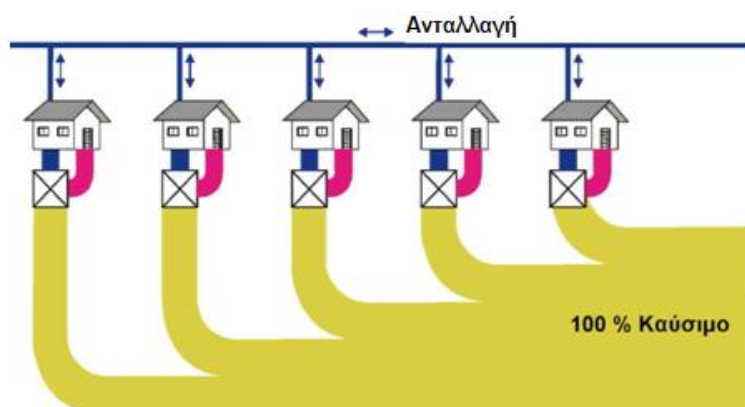
- Υδροηλεκτρικές πηγές (μικρές πηγές)
- Ενέργεια της βιομάζας (καύση δασικών και γεωργικών προϊόντων και άλλων καταλοίπων σε θερμοηλεκτρικούς σταθμούς)
- Αιολική ενέργεια (ανεμογεννήτριες)
- Ηλιακή ενέργεια (φωτοβολταϊκά)
- Γεωθερμικές πηγές (παραγωγή ενέργειας από τη θερμότητα που είναι αποθηκευμένη κάτω από την επιφάνεια της γης)
- Κυψέλες καυσίμου
- Ενέργεια των θαλασσιών κυμάτων

Το κομμάτι εκείνο της διεσπαρμένης παραγωγής που λειτουργεί με ορυκτά καύσιμα αποτελεί κυρίως εφαρμογές συμπαραγωγής. Όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 1 η τεχνολογία της συμπαραγωγής έχει εφαρμογή σε πάρα πολλούς τομείς. Το όραμα της διεσπαρμένης παραγωγής με χρήση μονάδων συμπαραγωγής περιγράφεται με ξεκάθαρο τρόπο από τα σχήματα 2.1 και 2.2.



Σχήμα 2.1 - Αναπαράσταση της αποδοτικότητας της πρωτογενούς ενέργειας στα παραδοσιακά ηλεκτρικά δίκτυα

Η δυνατότητα εγκατάστασης μικρών μονάδων συμπαραγωγής, ακόμα και για οικιακή χρήση, αυξάνει την αποδοτικότητα της παροχής ηλεκτρισμού και θέρμανσης ταυτόχρονα. Με την εγκατάσταση των τοπικών μονάδων συμπαραγωγής το καταναλισκόμενο καύσιμο χρησιμοποιείται για την κάλυψη των αναγκών των τοπικών καταναλωτών οι οποίοι μπορούν και να ανταλλάσσουν ηλεκτρισμό και θερμότητα ενώ οι απώλειες μετατροπής αλλά και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μειώνονται αισθητά. Επιπλέον, η αύξηση της αποδοτικότητας της χρήσης της πρωτογενούς ενέργειας και σε συνδυασμό με την χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε τοπικό επίπεδο μπορεί να συμβάλει στην μείωση των εκπομπών CO₂ και άλλων αερίων ρύπων.



Σχήμα 2.2 - Αναπαράσταση της αποδοτικότητας της πρωτογενούς ενέργειας όπως αναμένεται στα μελλοντικά ηλεκτρικά δίκτυα

Η ανάγκη συνύπαρξης της διεσπαρμένης και της κεντρικής παραγωγής δημιούργησε την έννοια των ευφυών δικτύων που αποσκοπούν στη αρμονική συνεργασία μεταξύ των μονάδων παραγωγής προκειμένου να έχουμε την πλήρη κάλυψη του φορτίου στο ελάχιστο κόστος. Στα κεφάλαια που ακολουθούν, οι μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούνται (συμβατικοί και συμπαραγωγής) είναι εγκατεστημένες ισχύος της τάξης των 50-100 MW. Επομένως, αντιπροσωπεύουν κυρίως σταθμούς της κεντρικής παραγωγής και θεωρούμε ότι μελετάμε την περίπτωση που οι μεγάλοι σταθμοί της κεντρικής παραγωγής αντικατασταθούν από σταθμούς συμπαραγωγής. Παρόλα αυτά, ο τρόπος επίλυσης των προβλημάτων οικονομικής κατανομής φορτίου θα ήταν ο ίδιος και για σταθμούς μικρότερου μεγέθους που θα συνδέονταν κατευθείαν στη χαμηλή τάση.

2.2 Περιγραφή του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου σε ένα σύστημα που αποτελείται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αφορά τον προσδιορισμό της παραγόμενης ισχύος της κάθε μονάδας του συστήματος που βρίσκεται σε λειτουργία ώστε να καλύπτεται η συνολική ζήτηση φορτίου χωρίς καμία μονάδα να ξεφεύγει από τα όρια λειτουργίας της και το κόστος παραγωγής να είναι το ελάχιστο δυνατό. Επομένως, το πρόβλημα αυτό αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης όπου η συνάρτηση κόστους αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση και η συνάρτηση κάλυψης της ζήτησης και τα όρια λειτουργίας της κάθε μονάδας παραγωγής αποτελούν τους περιορισμούς.

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μπορεί να γίνει ιδιαίτερα πολύπλοκο όταν στο δίκτυο παραγωγής προστεθούν μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού καθώς και μονάδες παραγωγής θερμότητας. Σε αυτή την περίπτωση οφείλει το δίκτυο να καλύψει όχι μόνο τη

ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου αλλά και τη ζήτηση θερμικού φορτίου, ενώ οι περιορισμοί του προβλήματος γίνονται ολοένα και πιο πολύπλοκοι.

Για την περιγραφή ενός προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου οφείλουμε να προσδιορίσουμε τις συναρτήσεις που το απαρτίζουν. Κάνοντας μία απλουστευμένη προσέγγιση του προβλήματος, χρησιμοποιείται ένα output-output μοντέλο σύμφωνα με το οποίο μεταβλητές του προβλήματος θεωρούνται τα τελικά προϊόντα του κάθε σταθμού παραγωγής και με βάση αυτές τις μεταβλητές θα προσεγγίζονται οι συναρτήσεις κόστους. Έτσι από μετρήσεις που έχουν γίνει σε διάφορους σταθμούς παραγωγής μπορούμε με μεγάλη ακρίβεια να θεωρήσουμε ότι:

- Μια συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού έχει μια κυρτή πολυωνυμική συνάρτηση κόστους δευτέρου βαθμού που προσδιορίζεται από την εξίσωση

$$c_{p,i}(p_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 \quad (2.1)$$

$$\text{όπου η ισχύς εξόδου } p_i \text{ έχει όρια } p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max} \quad (2.2)$$

- Μια μονάδα παραγωγής θερμότητας έχει συνάρτηση κόστους παρόμοια με εκείνη της μονάδας παραγωγής ηλεκτρισμού $c_{h,i}(h_i) = \alpha_i + \delta_i \cdot h_i + \varepsilon_i \cdot h_i^2$ (2.3)

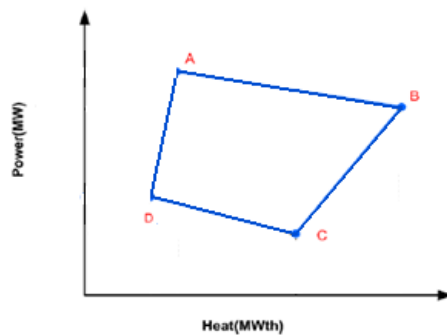
$$\text{όπου η θερμότητα εξόδου } h_i \text{ έχει όρια } h_i^{\min} \leq h_i \leq h_i^{\max} \quad (2.4)$$

- Μια μονάδα συμπαραγωγής έχει μία κυρτή πολυωνυμική συνάρτηση που εξαρτάται και από p_i και h_i . Η συνάρτηση αυτή στην πράξη αποτελεί την γενική περίπτωση της κλασικής δευτεροβάθμιας συνάρτησης κόστους όπου προστίθενται οι επιμέρους δευτεροβάθμιες συναρτήσεις της κάθε μεταβλητής καθώς επίσης και ένας επιπλέον όρος που συσχετίζει τις δύο μεταβλητές. Επομένως η συνάρτηση έχει την εξής μορφή

$$c_{chp,i}(p_i, h_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 + \delta_i \cdot h_i + \varepsilon_i \cdot h_i^2 + \zeta_i \cdot p_i \cdot h_i \quad (2.5)$$

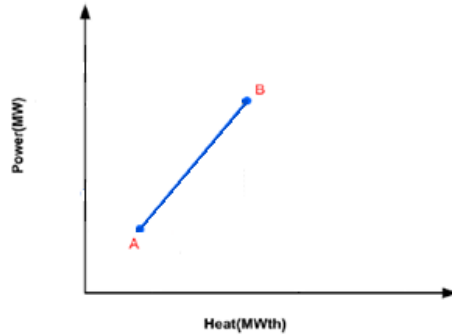
Οι δυνατοί συνδιασμοί παραγόμενης ισχύς και θερμότητα της μίας μονάδας συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης παρουσιάζεται σε μία περιοχή του επιπέδου $p_i - h_i$ που ορίζεται από n_i γραμμές που περιγράφονται από την ανισότητα

$$a_{ji} \cdot p_i + b_{ji} \cdot h_i \geq c_{ji} \quad j = 1, n_i \quad (2.6)$$



Σχήμα 2.3 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp με ατμοστρόβιλο απομάστευσης

Για μία μονάδα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης, η παραγόμενη ισχύς είναι άμεσα εξαρτώμενη από τη παραγόμενη θερμότητα επομένως συνδέονται με μία γραμμική σχέση



Σχήμα 2.4 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης

Πρέπει όμως να σημειωθεί ότι η ευελιξία που μας παρέχουν οι σταθμοί συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης τους καθιστούν ιδανικούς για μελέτες οικονομικής κατανομής φορτίου και για αυτό το λόγο στα συστήματα μελέτης που ακολουθούν περιλαμβάνουν σταθμούς συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης.

Οι συντελεστές των συναρτήσεων κόστους έχουν μονάδες \$/h, \$/MWh, \$/MW²h αντίστοιχα ώστε το συνολικό κόστος να είναι εκφρασμένο σε \$/h.

Με αυτά τα δεδομένα μπορούμε να σχηματίσουμε το πρόβλημα βελτιστοποίησης. Η αντικειμενική συνάρτηση αποτελεί το άθροισμα των συναρτήσεων κόστους της κάθε μονάδας:

$$C = \sum_{i \in p} c_{e,i}(p_i) + \sum_{i \in chp} c_{c,i}(p_i, h_i) + \sum_{i \in eh} c_{h,i}(h_i) \quad (2.7)$$

Οι περιορισμοί του προβλήματος χωρίζονται σε δύο κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία αποτελεί τους γενικούς περιορισμούς που αφορούν όλες τις μονάδες παραγωγής, δηλαδή να καλύπτεται τόσο η συνολική ηλεκτρική ζήτηση όσο και η θερμική. Η δεύτερη κατηγορία σχετίζεται με την κάθε μονάδα παραγωγής ξεχωριστά και είναι οι ανισοτικοί περιορισμοί που αναφέραμε παραπάνω για την ισχύ και τη θερμότητα εξόδου της κάθε μονάδας.

$$\sum_{i \in p} p_i + \sum_{i \in chp} p_i = P_D + P_L \quad (2.8)$$

$$\sum_{i \in chp} h_i + \sum_{i \in eh} h_i = H_D \quad (2.9)$$

Όσο αναφορά την κάλυψη της ηλεκτρικής ισχύς, για απλοποίηση του προβλήματος συνήθως αμελούνται οι απώλειες μεταφοράς του δικτύου αλλά για μία πιο ρεαλιστική προσέγγιση του προβλήματος ένας τρόπος υπολογισμού των απωλειών ισχύος είναι η μέθοδος των συντελεστών B οι

οποίοι υπολογίζονται από τα χαρακτηριστικά του δικτύου και σχηματίζουν την δευτεροβάθμια εξίσωση:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0i} P_i + B_{00} \quad (2.10)$$

όπου n_g ο αριθμός των σταθμών παραγωγής και η εξίσωση αυτή μπορεί να απλοποιηθεί στην:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j \quad (2.11)$$

2.3 Επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου

Το τμήμα του μαθηματικού προγραμματισμού, που ασχολείται με τις μεθόδους επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης μη γραμμικών αντικειμενικών συναρτήσεων με περιορισμούς, ονομάζεται Μη Γραμμικός Προγραμματισμός. Για τη λύση προβλημάτων ΜΓΠ δεν υπάρχει μία μέθοδος που να έχει εφαρμογή σε όλες τις περιπτώσεις, όπως συμβαίνει στα προβλήματα Γραμμικού Προγραμματισμού των οποίων η λύση βασίζεται στη γενική μέθοδο Simplex. Για τον λόγο αυτό έχουν δημιουργηθεί διάφορες μέθοδοι επίλυσης τέτοιων προβλημάτων. Η μέθοδος που χρησιμοποιείται ευρέως είναι η μέθοδος Lagrange όπου χρησιμοποιούνται οι συνθήκες Kuhn-Tucker (βλέπε Παράρτημα Α). Όμως, η μέθοδος αυτή προαπαιτεί η αντικειμενική συνάρτηση και οι συναρτήσεις περιορισμού να είναι διαφορίσιμες για το λόγο αυτό εφευρίσκονται διαφορετικοί τρόποι οι οποίοι δοκιμάζονται κατά πόσο προσεγγίζουν το ολικό ελάχιστο/μέγιστο του προβλήματος βελτιστοποίησης και πόσο γρήγορα φτάνουν σε αυτό το αποτέλεσμα. Για το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνται είναι συνήθως διαφορίσιμες. Οπότε, θα χρησιμοποιήσουμε τη μέθοδο Lagrange για να επιλύσουμε διάφορα σενάρια, αλλά και δοκιμάσουμε κατά πόσο τα αποτελέσματα αυτά προσεγγίζονται από μία μέθοδο, τον αλγόριθμο αρμονικής αναζήτησης.

2.3.1 Ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης-Harmony Algorithm Search

Ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης (HS) έχει προταθεί από τον Geem [5] και έχει εφαρμοστεί σε αρκετά προβλήματα βελτιστοποίησης καθώς και για την επίλυση της οικονομικής κατανομής φορτίου από τη μελέτη [6]. Ο αλγόριθμος αυτός είναι εμπνευσμένος από το χώρο της μουσικής αφού μιμείται την διαδικασία αυτοσχεδιασμού που χρησιμοποιεί ο μουσικός στην αναζήτησή μιας καλύτερης αρμονίας. Η διαδικασία που ακολουθεί ο μουσικός βασίζεται στους παρακάτω τρεις κανόνες:

- ο μουσικός παίζει τυχαίες νότες που του έρχονται στη μνήμη
- ο μουσικός προσπαθεί να αλλάξει τον τόνο της νότας που έχει στο μυαλό του
- ο μουσικός παίζει μία τελείως τυχαία νότα μέσα από ένα εύρος επιτρεπτών επιλογών

Χρησιμοποιώντας την παραπάνω αναλογία τα βήματα του αρμονικού αλγορίθμου διαμορφώνονται ακολούθως:

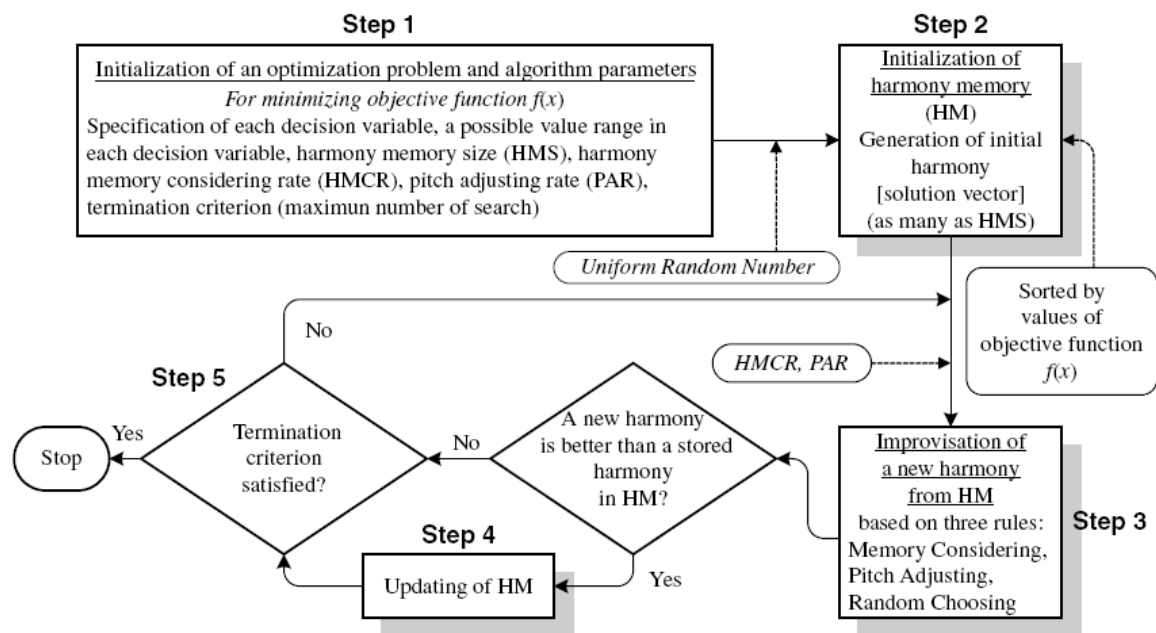
Βήμα 1: Αρχικοποίηση του προβλήματος και των παραμέτρων του αλγόριθμου

Βήμα 2: Αρχικοποίηση της αρμονικής μνήμης

Βήμα 3: Δημιουργία μιας νέας αρμονίας

Βήμα 4: Αναβάθμιση της αρμονικής μνήμης

Βήμα 5: Έλεγχος κριτηρίων τερματισμού του αλγόριθμου



Σχήμα 2.5 – Διαγραμματική απεικόνιση των βημάτων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης

Αρχικοποίηση του προβλήματος και των παραμέτρων του αλγόριθμου

Στο βήμα 1 προσδιορίζεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης

$$\min_{x \in X} \{ f(x) : g(x) \leq 0, h(x) = 0 \} \quad (2.12)$$

Η $f(x)$ είναι η αντικειμενική συνάρτηση, $g(x)$ η ανισοτική περιοριστική συνάρτηση και $h(x)$ η ισοτική περιοριστική συνάρτηση. Το x είναι ένα σύνολο μεταβλητών απόφασης που αποτελούν τη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης, ενώ X είναι το σύνολο από ένα πιθανό εύρος τιμών για κάθε μεταβλητή απόφασης.

Επιπλέον σε αυτό το βήμα προσδιορίζονται οι μεταβλητές του αλγόριθμου. Η αρμονική μνήμη (Harmony Memory) αποτελεί ένα πίνακα με διαστάσεις HMSxN όπου HMS θεωρείται το μέγεθος της αρμονικής μνήμης (Harmony Memory Size) και N το πλήθος των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος. Δηλαδή κάθε γραμμή του αρμονικού πίνακα αποτελεί συνδυασμό των μεταβλητών απόφασης που μπορεί να είναι πιθανή λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Ακόμα, ορίζονται οι δείκτες HMCR (Harmony Memory Considering Rate) και PAR (Pitch Adjusting Rate), η χρήση των οποίων αναλύεται στο βήμα 3, καθώς και ο αριθμός των αυτοσχεδιασμών NI που επιθυμούμε να κάνουμε, το οποίο αποτελεί και το κριτήριο τερματισμού του αλγόριθμου.

Αρχικοποίηση της αρμονικής μνήμης

Στο βήμα 2 γεμίζουμε τον HM πίνακα τυχαία με HMS πιθανές λύσεις και για αυτές τις λύσεις υπολογίζουμε την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης.

$$HM = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \dots & x_{N-1}^1 & x_N^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \dots & x_{N-1}^2 & x_N^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ x_1^{HMS-1} & x_2^{HMS-1} & \dots & x_{N-1}^{HMS-1} & x_n^{HMS-1} \\ x_1^{HMS} & x_2^{HMS} & \dots & x_{N-1}^{HMS} & x_n^{HMS} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Δημιουργία μιας νέας αρμονίας

Η δημιουργία μιας νέας αρμονικής λύσης βασίζεται στους τρεις κανόνες που ακολουθεί και ο μουσικός όταν αυτοσχεδιάζει

- λαμβάνει υπόψη τη μνήμη του
- αποφασίζεται αν θα αλλάξει τον τόνο της νότας
- γίνεται τυχαία επιλογή μιας νέας νότας.

Ο δείκτης HMCR αποτελεί την πιθανότητα οι μεταβλητές της νέας αρμονικής λύσης να έχουν κάποια από τις τιμές που έχουν δοθεί στον HM πίνακα. Έτσι καθώς ο αλγόριθμος τρέχει κάθετα τον HM πίνακα, ως πρώτη μεταβλητή της νέας αρμονικής λύσης (x'_1) έχει πιθανότητα HMCR να διαλέξει μία τιμή από την πρώτη στήλη του πίνακα ($x_1^1 - x_1^{HMS}$), ενώ με πιθανότητα $(1 - HMCR)$ θα διαλέξει μια νέα τιμή που βρίσκεται μέσα στα όρια της πρώτης μεταβλητής.

$$\begin{cases} x' \in \{x_i^1, x_i^2, \dots, x_i^{HMS}\} & \text{με πιθανότητα } HMCR \\ x' \in X_i & \text{με πιθανότητα } (1 - HMCR) \end{cases} \quad (2.14)$$

Στη συνέχεια, αν η μεταβλητή έχει επιλεγεί από τον HM πίνακα, εξετάζεται αν θα μεταβληθεί ο τόνος της ώστε να επιτευχθεί μία καλύτερη αρμονία, προϋποθέτοντας ότι η νέα τιμή θα βρίσκεται μέσα στα επιτρεπτά όρια της μεταβλητής. Σε αυτό το σημείο γίνεται χρήση του δείκτη PAR, ο οποίος αποτελεί

την πιθανότητα να αλλάξει η τιμή της μεταβλητής, ενώ $(1 - PAR)$ είναι η πιθανότητα η μεταβλητή να παραμείνει ως έχει.

$$\begin{cases} \text{αλλαγή} & \text{με πιθανότητα } PAR \\ \text{καμία αλλαγή} & \text{με πιθανότητα } (1 - PAR) \end{cases} \quad (2.15)$$

Η αλλαγή που υφίσταται η μεταβλητή είναι η πρόσθεση ή η αφαίρεση μίας τυχαίας τιμής εντός του πλάτους του εύρους τιμών, δεδομένου ότι η τελική τιμή της μεταβλητής απόφασης δεν θα παραβεί τα επιτρεπτά όρια τιμών της.

$$x'_i \leftarrow x_i \pm r \quad (2.16)$$

Αντίστοιχα ενεργεί ο αλγόριθμος και για τις υπόλοιπες μεταβλητές ώστε να δημιουργηθεί μία νέα αρμονική λύση.

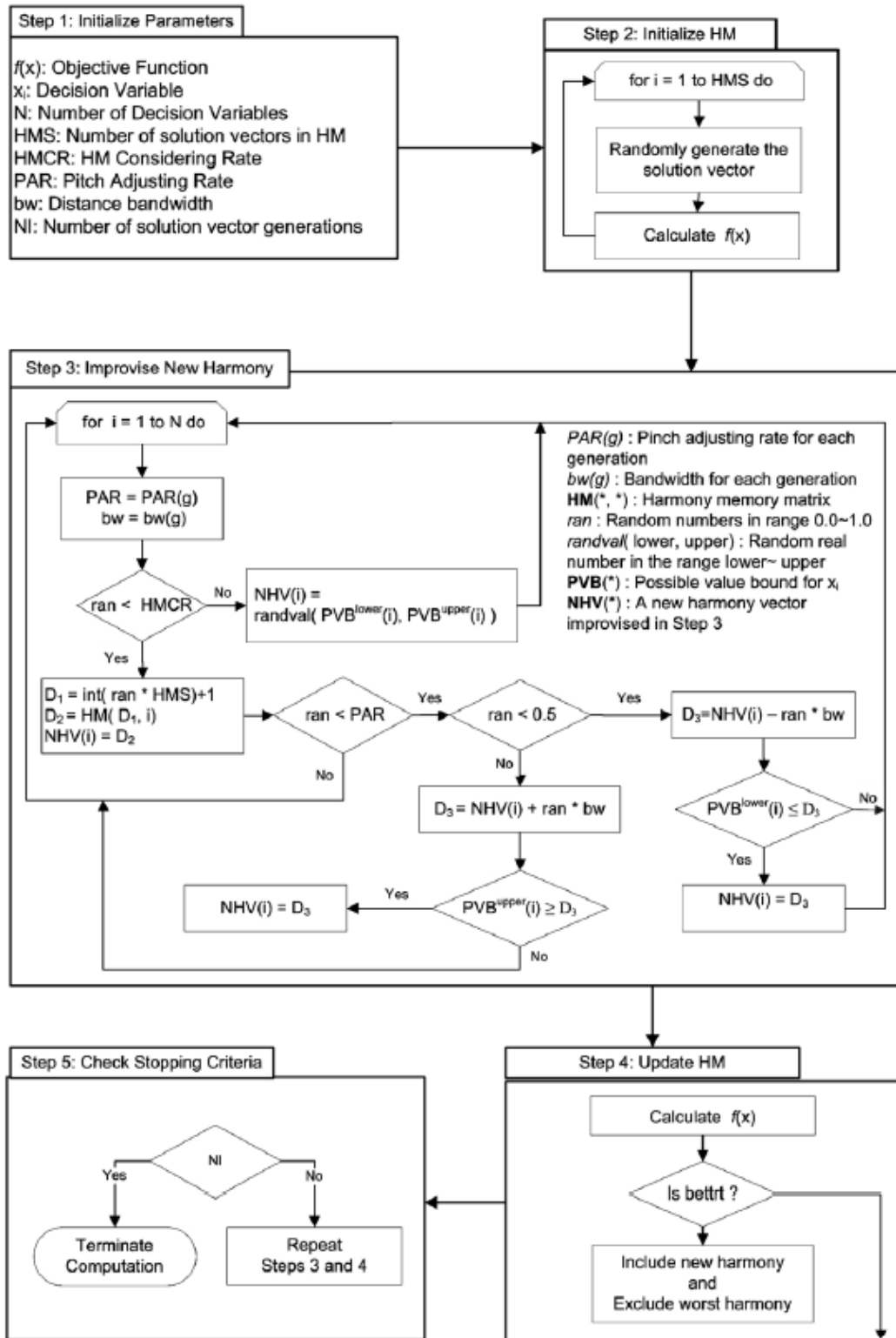
Αναβάθμιση της αρμονικής μνήμης

Αφού έχει βρεθεί η νέα αρμονική λύση $x' = (x'_1, x'_2, \dots, x'_N)$, υπολογίζεται η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης. Αν η νέα αρμονία είναι καλύτερη από τη χειρότερη αρμονία του αρμονικού πίνακα, δηλαδή αν η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης για τη νέα αρμονία είναι μικρότερη από τη μέγιστη τιμή που παίρνει για κάποια αρμονία του ΗΜ πίνακα, τότε η νέα αρμονία αντικαθιστά τη χειρότερη αρμονία του πίνακα.

Έλεγχος κριτηρίων του αλγόριθμου τερματισμού

Αν συμπληρωθεί ο μέγιστος αριθμός αυτοσχεδιασμών (επαναλήψεων) που επιθυμούμε να κάνουμε τότε ο αλγόριθμος τερματίζεται, αλλιώς επαναλαμβάνονται τα βήματα 3 και 4.

Τα βήματα του αλγόριθμου παρουσιάζονται αναλυτικά στο σχήμα 2.6

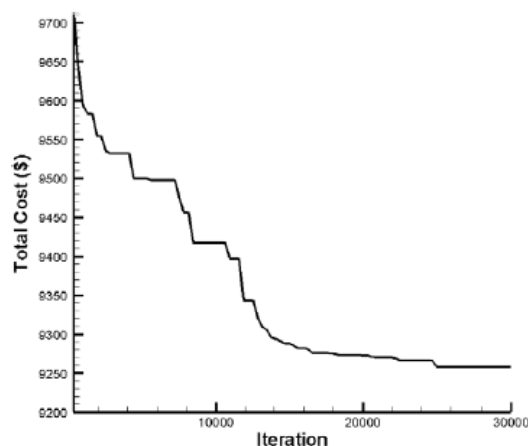


Σχήμα 2.6 - Αναλυτική απεικόνιση των βημάτων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης

2.3.2 Εφαρμογές οικονομικής κατανομής φορτίου

Για την σωστή εφαρμογή του HS αλγορίθμου στο σύστημα μελέτης του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου ήταν αναγκαίο να γίνουν ορισμένες αλλαγές στον κώδικα όπως αυτός περιγράφεται από τον Geem [5]. Πιο αναλυτικά, ο αλγόριθμος στην τυχαία αναζήτηση λύσεων δεν αντιμετωπίζει πρόβλημα στο να βρίσκει εκείνες τις τιμές που ικανοποιούν τους ανισοτικούς περιορισμούς. Όμως, αδυνατεί να βρει τις τιμές ώστε να ικανοποιούνται ταυτόχρονα και οι ισοτικοί περιορισμοί κάλυψης της ζήτησης. Για την αντιμετώπιση του προβλήματος, χρησιμοποιούμε την ισοτική εξίσωση της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και λύνουμε ως προς μία μεταβλητή απόφασης. Όμοια πράττουμε και για την ισοτική εξίσωση ζήτησης θερμότητας. Στη συνέχεια, τις δύο μεταβλητές τις αντικαθιστούμε όπου αυτές εμφανίζονται στην αντικειμενική συνάρτηση και στους περιορισμούς. Με αυτό τον τρόπο έχουμε καταφέρει να μειώσουμε τις μεταβλητές απόφασης κατά δύο και είμαστε βέβαιοι ότι οι ισοτικοί περιορισμοί θα ισχύουν πάντα.

Στη βιβλιογραφία κατά καιρούς προτάσσονται όλο και πιο σύνθετα συστήματα παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας από συνδυασμούς συμβατικών σταθμών και σταθμών συμπαραγωγής που αποσκοπούν τόσο στην μελέτη του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου καθώς και στην εκτίμηση των διαφόρων αλγορίθμων που προτείνονται για την επίλυσή του. Ακολουθεί η επίλυση όλων αυτών των εφαρμογών και γίνεται μία σύγκριση του HS αλγορίθμου με τη μέθοδο Lagrange για διάφορες τιμές ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και θερμότητας αμελώντας τις ηλεκτρικές απώλειες ισχύος στις γραμμές μεταφοράς του δικτύου. Επιπλέον, παρατίθενται τα αποτελέσματα του αρμονικού αλγορίθμου όπως αυτά δημοσιεύτηκαν στην έρευνα [6] για την επίλυση των case study 1 και 2.



Σχήμα 2.7 - Αριθμός επαναλήψεων αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για την προσέγγιση της βέλτιστης λύση

Επιπλέον, να σημειωθεί ότι ο αλγόριθμός προσεγγίζει ολοένα και περισσότερο το ολικό ελάχιστο του προβλήματος καθώς αυξάνεται ο αριθμός των επαναλήψεων. Από εφαρμογή του αλγορίθμου όπως παρουσιάζεται στην έρευνα [6] στο σχήμα 2.7, μετά από 25000 αυτοσχεδιασμούς η βέλτιστη λύση έχει

προσεγγιστεί αρκετά ικανοποιητικά με μικρό ποσοστό σφάλματος. Επομένως, στις συγκρίσεις που ακολουθούν επιλέγουμε NI=25000 για να τεστάρουμε τον αρμονικό αλγόριθμο συγκριτικά με τη μέθοδο Lagrange καθώς ενώ οι υπόλοιποι παράμετροι του αλγορίθμου επιλέγονται τυχαία HMS=6, HMCR=0.8 και PAR=0.7 για τις case study 1 και 2, ενώ για τη συνθετότερη case study 3 ακολουθεί ανάλυση ceteris paribus.

Case study 1

Το σύστημα που χρησιμοποιήθηκε αρχικά ευρέως [7] για την μελέτη του προβλήματος αποτελείται από ένα συμβατικό σταθμό ηλεκτρισμού, δύο σταθμούς συμπαραγωγής και ένα boiler. Οι συναρτήσεις κόστους για κάθε μονάδα είναι

$$c_1 = 50 p_1 \quad (2.17)$$

$$c_2 = 2650 + 14.5 p_2 + 0.0345 p_2^2 + 4.2 h_2 + 0.03 h_2^2 + 0.031 p_2 h_2 \quad (2.18)$$

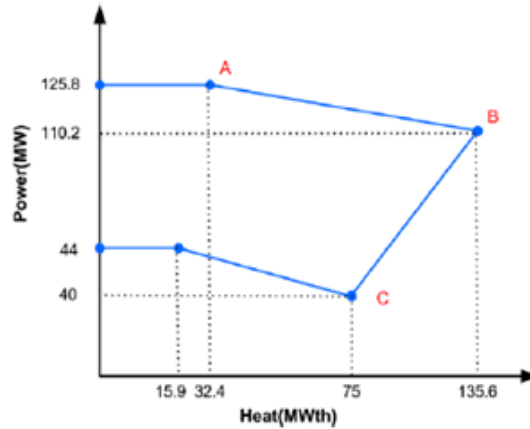
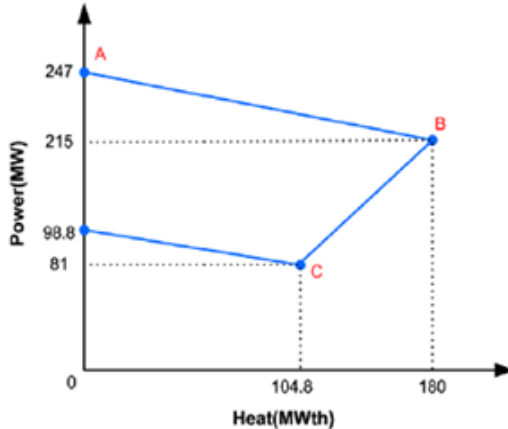
$$c_3 = 1250 + 36 p_3 + 0.0435 p_3^2 + 0.6 h_3 + 0.027 h_3^2 + 0.011 p_3 h_3 \quad (2.19)$$

$$c_4 = 23.4 h_4 \quad (2.20)$$

$$\text{Τα όρια λειτουργίας για τους συμβατικούς σταθμούς είναι } 0 \leq p_1 \leq 150 \text{ MW}_e \quad (2.21)$$

$$0 \leq h_4 \leq 2695.2150 \text{ MW}_{th} \quad (2.22)$$

ενώ στα σχήματα 2.8 - 2.9 απεικονίζεται η περιοχή λειτουργίας για τον κάθε σταθμό συμπαραγωγής:



Σχήμα 2.8- Περιοχή λειτουργίας μονάδας chr1 Σχήμα 2.9- Περιοχή λειτουργίας μονάδας chr2

Πίνακας 2.1 - Αποτελέσματα case study 1 για ζήτηση $P_D=200 MW_e$ $H_D=115 MW_{th}$

Μέθοδος επίλυσης	p1 (MW)	p2 (MW)	h2 (MW)	p3 (MW)	h3 (MW)	h4 (MW)	Cost (\$/h)
Lagrange	0	160	40	40	75	0	9257.07
Harmony Search NI=25000	0	159.94	39.97	40.06	75.03	0	9257.71
Reference NI=25000	0	160	40	40	75	0	9257.07

Case study 2

Όμως, στην αναφορά [8] αναφέρεται ότι το case study 1 δεν είναι κατάλληλο για την αξιολόγηση των αλγορίθμων που αναπτύσσονται για την επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου. Έτσι προτάθηκε ένα σύστημα [6] στο οποίο προστέθηκε ακόμα ένας σταθμός συμπαραγωγής. Οι συναρτήσεις κόστους για κάθε μονάδα είναι

$$c_1 = 254.8863 + 7.6997 p_1 + 0.00172 p_1^2 + 0.000115 p_1^3 \quad (2.23)$$

$$c_2 = 1250 + 36 p_2 + 0.0435 p_2^2 + 0.6 h_2 + 0.027 h_2^2 + 0.011 p_2 h_2 \quad (2.24)$$

$$c_3 = 2650 + 34.5 p_3 + 0.1035 p_3^2 + 2.203 h_3 + 0.025 h_3^2 + 0.051 p_3 h_3 \quad (2.25)$$

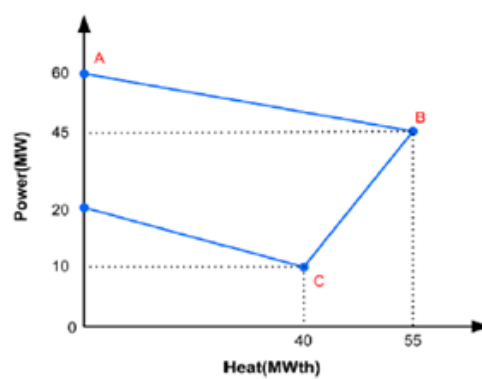
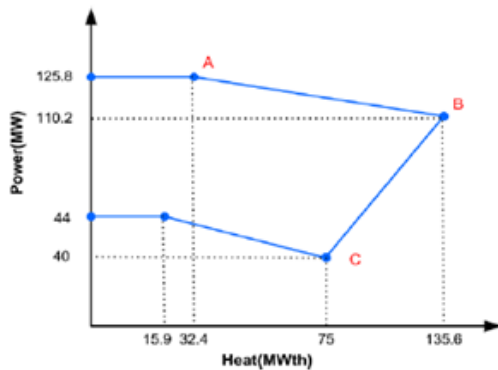
$$c_4 = 1565 + 20 p_4 + 0.072 p_4^2 + 2.3 h_4 + 0.02 h_4^2 + 0.04 p_4 h_4 \quad (2.26)$$

$$c_5 = 950 + 2.0109 h_5 + 0.038 h_5^2 \quad (2.27)$$

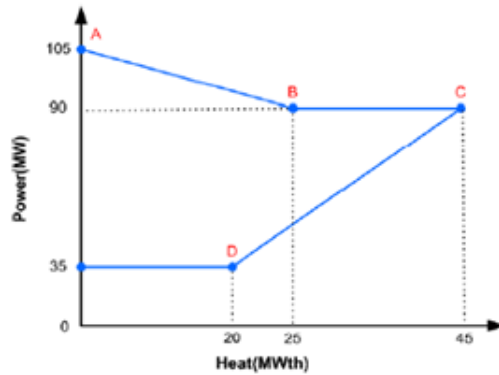
$$\text{Τα όρια λειτουργίας για τους συμβατικούς σταθμούς } 35 \leq p_1 \leq 135 MW_e \quad (2.28)$$

$$0 \leq h_5 \leq 60 MW_{th} \quad (2.29)$$

ενώ στα σχήματα 2.10 2.11 και 2.12 απεικονίζεται η περιοχή λειτουργίας για τον κάθε σταθμό συμπαραγωγής



Σχήμα 2.10-Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp1 Σχήμα 2.11-Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp2



Σχήμα 2.12 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp3

Πίνακας 2.2 - Αποτελέσματα case study 2 για ζήτηση $P_D = 300 MW_e$ $H_D = 150 MW_{th}$

Μέθοδος επίλυσης	p1 (MW)	p2 (MW)	h2 (MW)	p3 (MW)	h3 (MW)	p4 (MW)	h4 (MW)	h5 (MW)	Cost (\$/h)
Lagrange	135	40.77	73.60	19.23	36.78	105	0	39.62	13673
Harmony Search NI=25000	135	41.24	72.69	18.83	39.06	104.93	0.06	38.19	13673.5
Reference NI=25000	134.74	78.20	81.09	16.23	23.92	100.85	6.26	38.70	13723.2

Πίνακας 2.3 - Αποτελέσματα case study 2 για ζήτηση $P_D = 250 MW_e$ $H_D = 175 MW_{th}$

Μέθοδος επίλυσης	p1 (MW)	p2 (MW)	h2 (MW)	p3 (MW)	h3 (MW)	p4 (MW)	h4 (MW)	h5 (MW)	Cost (\$/h)
Lagrange	135	40	75	10	40	65	14.4	45.6	12117
Harmony Search NI=25000	135	40.03	74.86	10.28	40.15	64.69	14.47	45.52	12119.31
Reference NI=25000	134.67	52.99	85.69	10.11	39.73	52.23	4.18	45.40	12284.45

Παρατηρούμε ότι ο αρμονικός αλγόριθμος ανταποκρίνεται εξαιρετικά στην επίλυση των case study 1 και 2 προσεγγίζοντας με μεγάλη ακρίβεια το ολικό ελάχιστο όπως αυτό βρίσκεται με τη μέθοδο Lagrange. Ακόμα, τα αποτελέσματα του case study 2 με την χρήση του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης δίνουν ακόμα καλύτερα αποτελέσματα και από το την έρευνα [6] που έχουμε ως αναφορά.

Case study 3

Το τελευταίο σύστημα που έχει προταθεί ως σήμερα [9] είναι ακόμα πιο πολύπλοκο και θεωρείται πληρέστερο. Αποτελείται από 14 μονάδες παραγωγής: 5 συμβατικούς σταθμούς ηλεκτρισμού, 5 boilers και 4 σταθμούς συμπαραγωγής, των οποίων οι συναρτήσεις κόστους λειτουργίας και τα όρια λειτουργίας παρουσιάζονται στους πίνακες που ακολουθούν.

Πίνακας 2.4 - Κόστος και όρια συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

p	α	β	γ	p^{max}	p^{min}
1	1000	13,5	0,0345	250	10
2	1199	13,2	0,032	240	0
3	1245	13,1	0,033	200	20
4	0	26	0	100	0
5	0	32	0	125	0

Πίνακας 2.5 - Κόστος και όρια συμβατικών σταθμών παραγωγής θερμικής ενέργειας

h	α	δ	ϵ	h^{max}	h^{min}
1	1200	4.2	0.02	250	20
2	1100	4.1	0.023	200	0
3	1270	4.5	0.022	220	20
4	0	16	0	200	0
5	0	12.5	0	100	0

Πίνακας 2.6 - Κόστος σταθμών παραγωγής συμπαραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας

chp	α	β	γ	δ	ϵ	ζ
1	2650	14.5	0.0345	4.2	0.03	0.011
2	2600	14.4	0.032	4.6	0.023	0.012
3	2700	14.2	0.033	4.4	0.031	0.013
4	2590	14.3	0.031	4.45	0.03	0.016

Πίνακας 2.7 - Συντεταγμένες που ορίζουν τη περιοχή λειτουργίας των σταθμών chp

chp	(p_1, h_1)	(p_2, h_2)	(p_3, h_3)	(p_4, h_4)
1	(20, 0.1)	(200, 0.5)	(195, 120)	(15, 110)
2	(25, 0.2)	(225, 1.8)	(200, 180)	(20, 120)
3	(30, 1)	(250, 4)	(240, 200)	(25, 180)
4	(28, 2)	(225, 3)	(210, 170)	(22, 160)

Πίνακας 2.8 - Αποτελέσματα case study 3 για ζήτηση $P_D = 1200 MW_e$ $H_D = 1000 MW_{th}$

Μέθοδος επίλυσης	Lagrange	Harmony Search NI=1000
p1 (MW)	180.15	181.51
p2 (MW)	198.91	205.93
p3 (MW)	194.40	200
p4 (MW)	0	24.97
p5 (MW)	0	0
p6 (MW)	147.97	166.07
h6 (MW)	110.97	85.59
p7 (MW)	155.63	128.33
h7 (MW)	130.83	153.57
p8 (MW)	158.60	153.13
h8 (MW)	97.16	63.40
p9 (MW)	164.34	140.06
h9 (MW)	90.11	63.59
h10 (MW)	207.14	250
h11 (MW)	182.30	138.94
h12 (MW)	181.49	153.53
h13 (MW)	0	0
h14 (MW)	0	91.38
Cost (\$/h)	49816.9	50062.08

Επιλύοντας την case study 3 με τις ίδιες παραμέτρους που λύθηκαν και οι προηγούμενες case studies παρατηρούμε ότι ο αλγόριθμος όχι μόνο δεν προσεγγίζει τη βέλτιστη λύση αλλά ακόμα παρατηρήθηκε ότι χρόνος που χρειάζεται για μόλις 1000 επαναλήψεις είναι κατά πολύ μεγαλύτερος του χρόνου της μεθόδου Lagrange.

Με αυτά τα αποτελέσματα αποφασίσαμε να κάνουμε μία ανάλυση ceteris paribus και να μελετήσουμε πώς οι διαφορετικές τιμές στις παραμέτρους του αλγορίθμου επηρεάζουν την ακρίβεια των αποτελεσμάτων και τη χρονική καθυστέρηση του αλγορίθμου. Σύμφωνα με την έρευνα [6] θέτουμε ως σημείο αναφοράς τις εξής τιμές για τις παραμέτρους HMS=6, HMCR=0.8 και PAR=0.5, ενώ για τον αριθμό των επαναλήψεων σε πρώτη φάση επιλέγουμε NI=1000.

Σχετικά με τον HMCR, μικρές τιμές θα έκαναν τον αλγόριθμο να συμπεριφέρεται σαν μία τυχαία μηχανή αναζήτησης γεγονός που απέχει από την φιλοσοφία του αλγορίθμου. Έτσι επικεντρωθήκαμε σε μεγαλύτερες. Υψηλές τιμές HMCR επιτυγχάνουν μία εξαιρετική προσέγγιση της βέλτιστης λύσης. Παρόλα αυτά εγκυμονεί ο κίνδυνος να εγκλωβιστεί ο αλγόριθμος σε κάποιο τοπικό ελάχιστο που έχει αποθηκευτεί στην αρμονική μνήμη. Ακόμα, μπορούμε να συμπεράνουμε ότι η παράμετρος δεν

φαίνεται να επηρεάζει τη χρονική καθυστέρηση του αλγορίθμου. Θα πρέπει αν σημειωθεί ότι σε ακραίες περιπτώσεις ζήτησης φορτίου η τυχαία παραγωγή πιθανών λύσεων που γίνεται κατά τη διάρκεια του βήματος 2 μπορεί να είναι αρκετά χρονοβόρα (βλέπε πίνακα 2.13). για αυτό το λόγο επιθυμούμε να μειώσουμε την περεταίρω τυχαία αναζήτηση λύσεων στο βήμα 3 και για αυτό επιλέγουμε HMCR=0.90. Σε κάθε άλλη περίπτωση, μία τιμή μεταξύ 0.80 και 0.90 θα ήταν μία καλή επιλογή.

Πίνακας 2.9 – Ceteris paribus ανάλυση για HMCR

Σταθερές παράμετροι	Μεταβλητή παράμετρος	Cost (S/h)	Time (sec)
HMS=6 PAR=0.5 NI=1000 P _D =1200MW H _D =1000MW	HMCR= 0.90	49895	3.96
	HMCR = 0.85	49966	4.09
	HMCR = 0.80	49969	4.27
	HMCR = 0.75	50019	4.05
	HMCR = 0.70	50074	4.33
	HMCR = 0.65	50105	4.51

Συνεχίζοντας με τον PAR, τιμές άνω των 0.5 όχι μόνο αυξάνουν την χρονική καθυστέρηση αλλά μειώνουν και την ακρίβεια του αλγορίθμου. Ακόμα και με υψηλό HMCR, μία υψηλή τιμή του PAR ακυρώνει το αποτέλεσμα του πρώτου κανόνα της αρμονικής αναζήτησης και μετατρέπει των αλγόριθμο πάλι σε μία μηχανή τυχαίας αναζήτησης.

Πίνακας 2.10 – Ceteris paribus ανάλυση για PAR

Σταθερές παράμετροι	Μεταβλητή παράμετρος	Cost (S/h)	Time (sec)
HMS=6 HMCR=0.8 NI=1000 P _D =1200MW H _D =1000MW	PAR=0.9	50305	58.23
	PAR=0.8	50124	27.68
	PAR=0.7	50062	13.3
	PAR=0.6	50085	9.35
	PAR=0.5	49969	4.44
	PAR=0.4	49947	2.39
	PAR=0.3	49900	1.38
	PAR=0.2	49843	0.84
	PAR=0.1	49844	0.46

Η επίδραση της παραμέτρου PAR στη χρονική καθυστέρηση είναι περισσότερο εμφανής σε ένα ακραίο σενάριο όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 2.11. Φαίνεται ότι για χαμηλές τιμές PAR ο αλγόριθμος έχει

εξαιρετικές επιδόσεις. Όμως, αποκλείουμε την τιμή 0.1 ως πολύ χαμηλή και επιλέγουμε την τιμή PAR=0.3.

Πίνακας 2.11 – Ceteris paribus ανάλυση για PAR σε ακραίο σενάριο

Σταθερές παράμετροι	Μεταβλητή παράμετρος	Cost (S/h)	Time (sec)
HMS=6 HMCR=0.8 NI=1000 P _D =1400MW H _D =1150MW	PAR=0.5	57038	32.10
	PAR=0.4	57014	26.62
	PAR=0.3	56972	23.73
	PAR=0.2	56971	22.51
	PAR=0.1	56964	21.90

Τέλος, από τον πίνακα 2.12 δεν φαίνεται η παράμετρος HMS να ακολουθεί κάποιο κανόνα σχετικά με τον τρόπο που επηρεάζει την απόδοση του αλγορίθμου, έτσι θα διατηρήσουμε την τιμή HMS=6. Όμως, θα πρέπει αν σημειωθεί ότι για ακραίες περιπτώσεις το βήμα 2 του αλγορίθμου αποδεικνύεται ότι είναι ιδιαίτερα χρονοβόρο. Σε τέτοιες περιπτώσεις βλέπουμε ότι ο χρόνος για την αρχικοποίηση της αρμονικής μνήμης μπορεί να μειωθεί κατά πολύ αν μειώσουμε το μέγεθος του πίνακα που αναπαριστά την αρμονική μνήμη. Στον πίνακα 2.13 φαίνεται ξεκάθαρα ότι ο χρόνος μόλις για μία επανάληψη του αλγορίθμου δε διαφέρει σημαντικά από τον χρόνο που χρειάζονται οι 1000 επαναλήψεις. Αυτό γίνεται διότι το μεγάλο μέρος του χρόνου απαιτείται στην αρχικοποίησης της αρμονικής μνήμης. Έτσι μειώνοντας την αρμονική μνήμη, αυτομάτως μειώνουμε και τη χρονική καθυστέρηση του αλγορίθμου με μία ελαφριά ποινή στην ακρίβεια του αποτελέσματος δεδομένου ότι μειώνονται οι επιλογές για να διαλέξουμε τιμές από την αρμονική μνήμη.

Πίνακας 2.12 – Ceteris paribus ανάλυση για HMS

Σταθερές παράμετροι	Μεταβλητή παράμετρος	Cost (S/h)	Time (sec)
HMCR=0.8 PAR=0.5 NI=1000 P _D =1200MW H _D =1000MW	HMS=10	49988	4.17
	HMS=9	49953	3.99
	HMS=8	49958	4.00
	HMS=7	50021	3.90
	HMS=6	49969	4.24
	HMS=5	49978	3.88
	HMS=4	49910	4.07
	HMS=3	49948	3.80
	HMS=2	49956	4.01

Πίνακας 2.13 – Ceteris paribus ανάλυση για HMS σε ακραίο σενάριο

Σταθερές παράμετροι	Μεταβλητή παράμετρος	Time (sec)	Cost (S/h)
HMCR=0.8 PAR=0.5 NI=1000	HMS=6	602.40	26930
$P_D=450MW$ $H_D=350MW$	HMS=3	216.02	26934
HMCR=0.8 PAR=0.5 NI=1	HMS=6	596	28087
$P_D=450MW$ $H_D=350MW$	HMS=3	193.83	28156

Έχοντας επιλέξει τιμές για της παραμέτρους του αλγορίθμου HMS=6, HMCR=0.9 και PAR=0.3, συνεχίζουμε στην επίλυση διαφορετικών σεναρίων ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης, κάποια από τα οποία χαρακτηρίζονται ως ακραίες περιπτώσεις διότι αναγκάζουν αρκετές μονάδες παραγωγής να δουλεύουν στα όριά τους. Στον πίνακα 2.14 συγκρίνουμε τον αρμονικό αλγόριθμο για NI=1000 και 10000 με τη μέθοδο Lagrange. Από τα αποτελέσματα για τα διάφορα σενάρια μπορούμε να συμπεράνουμε ότι και για ένα πλήρες σύστημα όπως αυτό των 14 μονάδων παραγωγής, ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης ανταποκρίνεται εξαιρετικά τόσο σε ακρίβεια όσο και σε χρονική καθυστέρηση σε περιπτώσεις λογικής ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης, ενώ σε ακραίες περιπτώσεις καταφέρνει να προσεγγίσει τη λύση ικανοποιητικά με μεγάλη όμως χρονική καθυστέρηση.

Πίνακας 2.14 – Αποτελέσματα case study 3 για διαφορετικά σενάρια ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης

Μέθοδος επίλυσης	Lagrange		Harmony Search	
	Cost (S/h)	Time (sec)	Cost (S/h)	Time (sec)
$P_D = 1450MW$ $H_D = 1250MW$	59651	0.2	59693	242
			59665	253.6
$P_D = 1450MW$ $H_D = 1200MW$	58970	0.23	58999	77.19
			58982	98.13
$P_D = 1400MW$ $H_D = 1150MW$	56947	0.17	56972	24.19
			56950	38.77
$P_D = 1300MW$ $H_D = 1100MW$	53667	0.20	53670	1.88
			53667	12.53

$P_D = 1200MW$ $H_D = 1000MW$	49817	0.24	49845	0.96
			49819	7.93
$P_D = 1000MW$ $H_D = 800MW$	42498	0.115	42568	0.88
			42518	7.42
$P_D = 800MW$ $H_D = 600MW$	35906	0.157	35995	0.97
			35924	9.38
$P_D = 600MW$ $H_D = 450MW$	30435	0.152	30501	3.77
			30441	15.22
$P_D = 500MW$ $H_D = 400MW$	28107	0.153	28193	25.19
			28122	42.46
$P_D = 450MW$ $H_D = 350MW$	26806	0.127	26890	621
			26828	631.2

2.4 Οικονομική κατανομή φορτίου στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας

2.4.1 Δυνατότητα αγοραπωλησίας ενέργεια από το δίκτυο

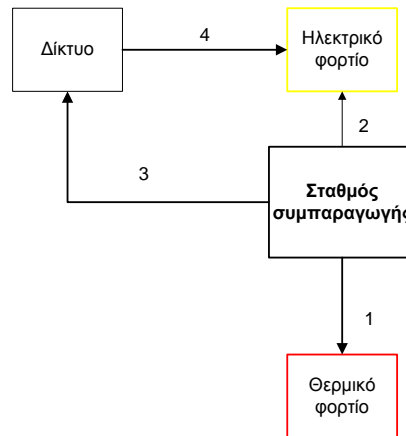
Μετά το πέρας του Β' Παγκοσμίου Πολέμου και αφού οι ανεξάρτητες τοπικές εταιρείες παραγωγής και διανομής του ηλεκτρισμού είχαν συνδεθεί μεταξύ τους σχηματίζοντας τα διασυνδεδεμένα δίκτυα υψηλής τάσης, τα συστήματα αυτά εθνικοποιήθηκαν με αποτέλεσμα τη δημιουργία των «Κάθετα Ολοκληρωμένων Επιχειρήσεων Ηλεκτρισμού» (ΚΟΕΗ), που αποτελούν και κρατικά μονοπώλια. Για πολλά χρόνια το ιδιοκτησιακό καθεστώς των μέσων παραγωγής και διανομής υπήρξε θέμα μακράς συζήτησης, αναφορικά με το κατά πόσον ο πλήρης κρατικός έλεγχος, στηριζόμενος στη μονοπωλιακή δύναμη, μπορεί να λειτουργήσει προς όφελος του καταναλωτή ή εάν οι νόμοι μιας ελεύθερης αγοράς μπορούν να αυξήσουν την αποδοτικότητα του τομέα, με ευεργετούμενο τελικά τον καταναλωτή. Οι υποστηρικτές της ελεύθερης αγοράς αμφισβητούσαν ολοένα και περισσότερο την ήδη υπάρχουσα δομή, θεωρώντας ότι είναι τελείως απομονωμένη από τα μηνύματα της αγοράς που αντανακλούν τις ανάγκες και το συμφέρον των καταναλωτών. Πίστευαν ότι η αύξηση της αποδοτικότητας του ενεργειακού τομέα μπορεί να επιτευχθεί μόνο με την είσοδο της ανταγωνιστικότητας και την απελευθέρωση της αγοράς, καθώς ο κεντρικός προγραμματισμός μιας μονοπωλιακής ΚΟΕΗ δεν αναλαμβάνει κανένα ουσιαστικό ρίσκο για μακροπρόθεσμες αποφάσεις που λαμβάνονται αφού, διατηρώντας τα αποκλειστικά δικαιώματα διάθεσης του προϊόντος, μπορεί να περάσει το κόστος μιας λανθασμένης απόφασης στον καταναλωτή χωρίς επιπτώσεις για την ίδια την επιχείρηση.

Από τις αρχές όμως της δεκαετίας του '80 και μετά την πτώση της τιμής του φυσικού αερίου (καύσιμο που θεωρούνταν σε ανεπάρκεια μέχρι πριν από λίγες δεκαετίες), οι πρώην μονοπωλιακές αγορές τέθηκαν στο καθεστώς της απελευθέρωσης, ενώ δόθηκε μεγάλη ώθηση στις ιδιωτικές επιχειρήσεις να πραγματοποιήσουν επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα. Έτσι, το Φεβρουάριο του 1999, η Ευρωπαϊκή Ένωση έθεσε τα θεμέλια για την απελευθέρωση της ενεργειακής αγοράς, δίνοντας τη δυνατότητα σε μεγάλους καταναλωτές (βιομηχανίες με κατανάλωση άνω των 40 MWh το χρόνο) να διαλέγουν οι ίδιοι

τον προμηθευτή τους, χωρίς να δεσμεύονται από την κρατική εταιρεία. Αυτό συνεπάγεται ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνεται πλέον από τον ελεύθερο ανταγωνισμό μεταξύ ανεξάρτητων παραγωγών.

Το θεσμικό πλαίσιο και η λειτουργία της απελευθερωμένης αγοράς αποσαφηνίστηκαν με την ψήφιση της Κοινοτικής Οδηγίας 96/92 από το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, βάση της οποίας ρυθμίζονται θέματα και θεσπίζονται κανόνες σχετικά με την παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Πλέον, κάθε ιδιώτης έχει δυνατότητα παραγωγής ή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, εφόσον κατέχει σχετική άδεια για παραγωγή ή προμήθεια. Οι κρατικές εταιρείες, στα πλαίσια του ελεύθερου ανταγωνισμού που διέπει την απελευθερωμένη αγορά, μπαίνουν σε διαδικασία μετατροπής τους σε ανώνυμες εταιρείες με σαφώς διαχωρισμένες τις δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής (καθετοποιημένες επιχειρήσεις).

Έτσι οι βιομηχανικές μονάδες, οι νοσοκομειακές και ξενοδοχειακές εγκαταστάσεις που έχουν υψηλές τόσο ηλεκτρικές όσο και θερμικές ανάγκες έχουν τη δυνατότητα να εγκαταστήσουν ένα δικό τους σταθμό συμπαραγωγής που θα τους προσφέρει εξοικονόμηση χρημάτων. Το διάγραμμα ενέργειας ενός τέτοιου συστήματος θα έχει τη ροή ενέργειας όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 2.13. Πρώτα από όλα, ο σταθμός συμπαραγωγής έχει ως κύριο στόχο την κάλυψη της θερμικής ζήτησης (ροή 1) και στη συνέχεια την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου (ροή 2). Επειδή ο σταθμός συμπαραγωγής είναι συνδεδεμένος στο ηλεκτρικό δίκτυο, στη περίπτωση που το ηλεκτρικό φορτίο είναι μεγαλύτερο από τη ηλεκτρική ισχύ που παρήγαγε ο σταθμός συμπαραγωγής, η μονάδα έχει τη δυνατότητα να αγοράσει το έλλειμμα που χρειάζεται από το δίκτυο προκειμένου να καλύψει την ηλεκτρική ζήτηση (ροή 4). Αν ο σταθμός συμπαραγωγής παρήγαγε παραπάνω από τη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος, τότε η μονάδα πουλά το πλεόνασμα στο δίκτυο (ροή 3).



Σχήμα 2.13 – Απλουστευμένο διάγραμμα ροής ενέργειας

Για περισσότερη αυτονομία από το δίκτυο, το σύστημα μας θα μπορούσε να περιέχει και μία βοηθητική γεννήτρια ή ένα βοηθητικό λέβητα, ώστε να καλύπτει τις ανάγκες του φορτίου όταν ο σταθμός συμπαραγωγής δεν επαρκεί.

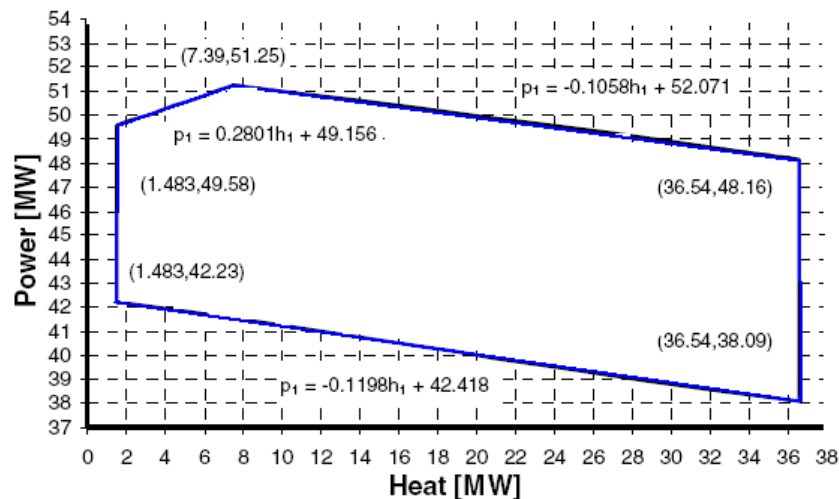
2.4.2 Εφαρμογή με δυνατότητα αγοραπωλησίας

Case study 4

Μία απλή εφαρμογή του προβλήματος αναφέρεται στην βιβλιογραφία [10] όπου μελετάται μία χαρτοβιομηχανία στο βόρειο Μεξικό που διαθέτει σταθμό συμπαραγωγής με συνάρτηση κόστους:

$$c_1 = -287.582 + 37.32778 p_1 + 0.0005 p_1^2 + 3.898043 h_1 + 0.005 h_1^2 + 0.0025 p_1 h_1 \quad (2.30)$$

ενώ στο σχήμα 2.14 απεικονίζεται η περιοχή λειτουργίας του σταθμού



Σχήμα 2.14 - Περιοχή λειτουργίας μονάδας chp

Η βιομηχανία έχει τη δυνατότητα:

- να αγοράσει ηλεκτρική ισχύς μέχρι 150MW από το δίκτυο με κόστος

$$c_2 = 60 p_2 \quad (2.31)$$

- να πουλήσει ηλεκτρική ισχύς μέχρι 150MW στο δίκτυο με κέρδος

$$c_3 = 20 p_3 \quad (2.32)$$

- Και να χρησιμοποιήσει βοηθητικό λέβητα παραγωγής θερμότητας για καλύψει τις θερμικές ανάγκες όταν αυτές ξεπεράσουν τη δυνατότητα λειτουργίας του σταθμού συμπαραγωγής με κόστος

$$c_4 = 217.438 h_4 + 0.0158 \quad (2.33)$$

Έτσι το συνολικό κόστος και αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος είναι:

$$cost = c_1 + c_2 - c_3 + c_4 \quad (2.34)$$

Το πρόβλημα επιλύθηκε με τη μέθοδο Lagrange για διαφορετικούς συνδυασμούς ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης. Στην πρώτη περίπτωση $P_D = 75MW_e$ $H_D = 40MW_{th}$, τόσο η ηλεκτρική όσο και η θερμική ζήτηση είναι μεγαλύτερες από τη δυναμικότητα του σταθμού συμπαραγωγή επομένως η σταθμός λειτουργεί οριακά και καλύπτει το μεγαλύτερο ποσοστό της θερμικής ζήτησης που μπορεί καθώς και τη μέγιστη ηλεκτρική ισχύς που του επιτρέπεται. Η υπόλοιπη θερμότητα, καλύπτεται από το βοηθητικό λέβητα, ενώ η υπόλοιπη ηλεκτρική ισχύς αγοράζεται από το δίκτυο. Στην δεύτερη περίπτωση $P_D = 35MW_e$ $H_D = 40MW_{th}$ όπου η θερμική ζήτηση παραμένει ίδια δεν αλλάζει η κατανομή της. Η ηλεκτρική ισχύς μπορεί να καλυφθεί από το σταθμό συμπαραγωγής και μάλιστα μπορεί να παραχθεί και ένα πλεόνασμα ισχύος του οποίου το κόστος παραγωγής είναι μικρότερο από την τιμή πώλησης στο δίκτυο, επομένως ο σταθμός μπορεί να βγάλει κέρδος από την παραγωγή αυτού του πλεονάσματος. Τέλος, στην τρίτη περίπτωση $P_D = 35MW_e$ $H_D = 20MW_{th}$ η θερμική ζήτηση είναι οικονομικά συμφερότερο να καλυφθεί εξολοκλήρου από το σταθμό συμπαραγωγής και να μην χρησιμοποιηθεί η ο βοηθητικός λέβητας ενώ για την ηλεκτρική ισχύς πάλι υπάρχει η δυνατότητα παραγωγής πλεονάσματος που θα επιφέρει κέρδη στη μονάδα.

Πίνακας 2.15 - Αποτελέσματα περίπτωσης χαρτοβιομηχανίας για διαφορετικούς συνδυασμούς ζήτησης

Ζήτηση	p1 (MW)	h1 (MW)	Buy (MW)	Sell (MW)	h4 (MW)	Cost (\$/h)
$P_D = 75MW_e$ $H_D = 40MW_{th}$	48.20	36.55	26.80	0	3.45	3334.4
$P_D = 35MW_e$ $H_D = 40MW_{th}$	38.04	36.55	0	3.04	3.45	1285.1
$P_D = 35MW_e$ $H_D = 20MW_{th}$	40.02	20	0	5.022	0	1188.7

Στην πραγματικότητα το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας είναι πολύ πιο πολύπλοκο, διότι οι τιμές αγοράς και πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας διαφοροποιούνται καθόλα τη διάρκεια της ημέρας σύμφωνα με τους κανόνες της προσφοράς και της ζήτησης. Επιπλέον, είναι απαραίτητη η σωστή πρόβλεψη του φορτίου προκειμένου να γίνει σωστότερος προγραμματισμός αναφορικά με το πόση ενέργεια χρειάζεται να αγοραστεί ώστε να καλυφθεί η ζήτηση ή πόση περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια να παραχθεί ώστε να πωληθεί στο δίκτυο.

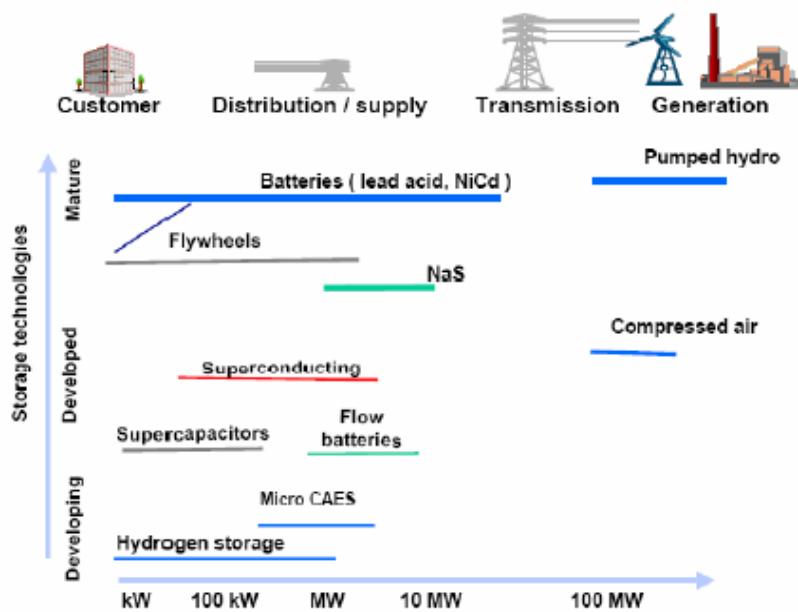
2.4.3 Δυνατότητα αποθήκευσης

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας για μία μονάδα που προορίζεται για ιδιοκατανάλωση έχει ως κύριο στόχο την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών όταν η παραγωγή του σταθμού δεν επαρκεί και οι τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι .

Τα διάφορα μέσα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζουν τη λειτουργία τους σε μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε χημική, μαγνητική ή δυναμική ενέργεια και στη συνέχεια την εκ νέου μετατροπή της ενέργειας αυτής σε ηλεκτρική. Ο πίνακας 2.16 παρουσιάζει τις διάφορες μορφές ενέργειας στις οποίες μπορεί να μετατραπεί η ηλεκτρική ενέργεια προκειμένου να αποθηκευτεί καθώς και χαρακτηριστικά παραδείγματα διάταξης για κάθε μορφή μετατροπής, ενώ στο σχήμα 2.15 παρουσιάζονται τα μεγέθη δυνατότητας αποθήκευσης της κάθε διάταξης καθώς και η τεχνολογική τους ωριμότητα.

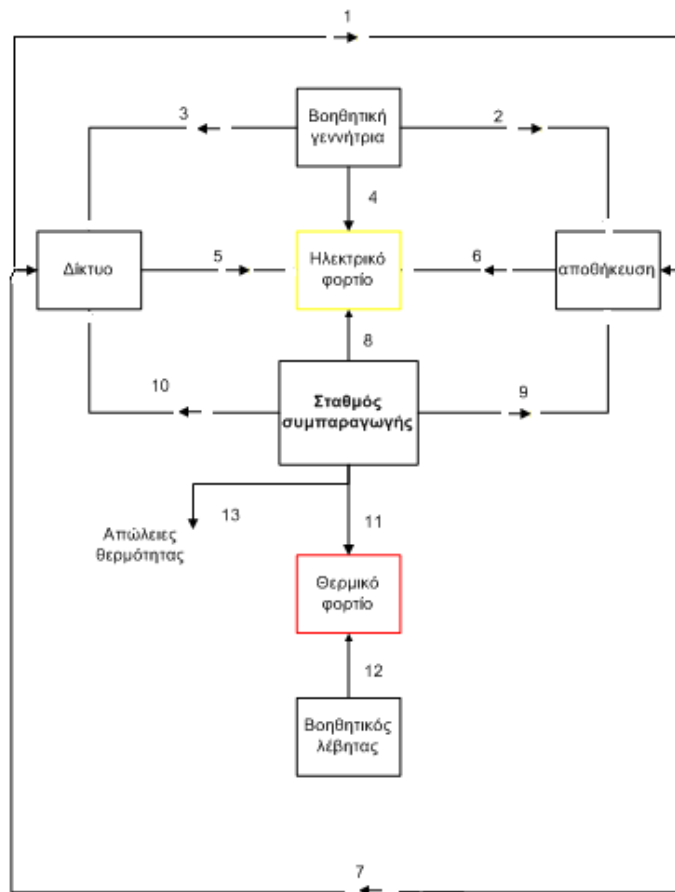
Πίνακας 2.16 – Μορφή μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας για τις διάφορες ομάδες αποθηκευτικών διατάξεων

Μορφή μετατροπής	Αντιπροσωπευτική διάταξη
Ηλεκτρική	Πυκνωτές και υπέρ-πυκνωτές
Υπεραγώγιμα Υλικά	Magnetic Energy Storage (SMES)
Χρήση μηχανικής ενέργειας (δυναμική ή περιστροφή)	Αντλησιοταμίευση
	Συμπιεσμένος Αέρας (CAES)
	Στρεφόμενοι σφόνδυλοι
Χημικές μέθοδοι	Μπαταρίες, μπαταρίες ροής, προχωρημένου τύπου μπαταρίες



Σχήμα 2.15 - Μέγεθος, εφαρμογές και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων πηγών αποθήκευσης

Το σύστημα που θα μελετήσουμε [11] θεωρούμε ότι είναι μία μονάδα που ανήκει σε μία βιομηχανία και αποτελείται από ένα σταθμό συμπαραγωγής, μία βοηθητική γεννήτρια, ένα βοηθητικό λέβητα και έχει δυνατότητα αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και αγοραπωλησίας ενέργειας από το δίκτυο. Η αποθήκευση της ενέργειας γίνεται σε ένα μεσοπρόθεσμο ορίζοντα δηλαδή μέσα σε διάστημα ωρών και έχει δυνατότητα τις τάξης των 40MWh επομένως γίνεται χρήση μπαταριών (είτε μολύβδου-οξέος είτε νικελίου-καδμίου, περισσότερες πληροφορίες αναφέρονται στο διδακτορικό [12]). Στο σχήμα 2.16 αναπαριστώνται όλες οι πιθανές ροές ενέργειας οι οποίες επεξηγούνται αναλυτικά παρακάτω.



Σχήμα 2.16 – Σύνθετο διάγραμμα ροής ενέργειας

1. Αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας που αγοράστηκε από το ηλεκτρικό δίκτυο την περίοδο όπου η τιμή αγοράς ήταν μικρότερη από το κόστος παραγωγής πλεονάζουσας ενέργειας είτε από το σταθμό συμπαραγωγής είτε από τη βοηθητική γεννήτρια. Η ενέργεια αυτή θα χρησιμοποιηθεί σε περιόδους αυξημένης ηλεκτρικής ζήτησης όπου ο σταθμός συμπαραγωγής δεν επαρκεί για να καλύψει τη ζήτηση και η αγοράς ενέργειας ή παραγωγής από τη γεννήτρια είναι οικονομικά ασύμφορη.
2. Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας από την ανεξάρτητη γεννήτρια όταν το κόστος παραγωγής είναι μικρότερο από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο και ο σταθμός συμπαραγωγής, ο οποίος έχει μικρότερο κόστος παραγωγής, λειτουργεί στα όριά του.
3. Πώληση ηλεκτρική ενέργειας από τη γεννήτρια στο ηλεκτρικό δίκτυο όταν το κόστος παραγωγής είναι μικρότερο από την τιμή πώλησης.
4. Κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης από τη γεννήτρια όταν δεν καλύπτεται από το σταθμό συμπαραγωγής ή την αποθηκευμένη ενέργεια και το κόστος παραγωγής είναι μικρότερο από την αγορά ενέργειας από το δίκτυο.
5. Κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης από το δίκτυο είτε όταν δεν καλύπτεται από το σταθμό συμπαραγωγής ή την αποθηκευμένη ενέργεια και το κόστος αγοράς είναι μικρότερο από την παραγωγή ενέργειας από τη γεννήτρια είτε όταν η αγορά της είναι σε τιμή χαμηλότερη του κόστους παραγωγής του σταθμού συμπαραγωγής.
6. Κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης από την αποθηκευμένη ενέργεια.
7. Πώληση της αποθηκευμένης ενέργειας στο δίκτυο όταν προβλέπεται ότι δεν θα χρειαστεί περεταίρω προκειμένου να μην χαθεί ως απώλειες με το πέρασμα των ωρών
8. Κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης από το σταθμό συμπαραγωγής.
9. Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας που παράχθηκε από το σταθμό συμπαραγωγής προφανώς όταν το κόστος παραγωγής ήταν μικρότερο από την αγορά ενέργειας από το δίκτυο είτε από την παραγωγή ενέργειας από τη γεννήτρια.
10. Πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από το σταθμό συμπαραγωγής όταν ο σταθμός έχει καλύψει το φορτίο και δεν είναι απαραίτητη η αποθήκευση ενέργειας.
11. Κάλυψη της θερμικής ζήτησης από το σταθμό συμπαραγωγής.
12. Κάλυψη της θερμικής ζήτησης από το βοηθητικό λέβητα.
13. Θερμικές απώλειες.

Παρατηρούμε ότι προκειμένου να επιτύχουμε το μικρότερο δυνατό κόστος, είναι πολλοί οι πιθανοί συνδυασμοί που μας επιτρέπει ένα σύστημα αποθήκευσης. Έχοντας κάνει πρόβλεψη φορτίου και γνωρίζοντας τις προσφορές αγοραπωλησίας του δικτύου μπορούμε να συνθέσουμε τις εξισώσεις του προβλήματος τις οικονομικής κατανομής φορτίου για ένα εικοσιτετράωρο.

2.4.4 Εφαρμογή με δυνατότητα αποθήκευσης

Case study 5

Για τη μονάδα που μελετάμε ισχύουν τα παρακάτω όρια και κόστη λειτουργίας όπως περιγράφονται στη μελέτη [11]:

Σταθμός συμπαραγωγής

- Ελάχιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας: 10 MWh
- Μέγιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας: 80 MWh
- Ελάχιστο PHR: 0.40
- Μέγιστο PHR: 0.80
- Κόστος: 35 \$/MWh_e

Βοηθητική γεννήτρια

- Μέγιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας: 40 MWh
- Κόστος: 45 \$/MWh

Βοηθητικός Λέβητας

- Ελάχιστη παροχή θερμικής ενέργειας: 5 MWh
- Μέγιστη παροχή θερμικής ενέργειας: 40 MWh
- Κόστος: 30 \$/MWh

Ηλεκτρική αποθήκευση

- Χωρητικότητα: 40 MWh
- Μέγιστος ρυθμός φόρτισης: 40 MWh
- Μέγιστος ρυθμός εκφόρτισης: 40 MWh
- Αποδοτικότητα φόρτισης $\epsilon=0.8$
- Αποδοτικότητας εκφόρτισης $\delta=0.8$
- Απώλειες με το πέρασμα του χρόνου $\mu=0.95$

Για τη συγκεκριμένη εφαρμογή θεωρούμε ότι το εικοσιτετράωρο έχει χωριστεί σε έξι τετράωρα. Το δίκτυο έχει γνωστοποιήσει ότι οι τιμές αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε τετράωρο της μέρας:

Πίνακας 2.17 - Προσφορές δικτύου για την αγοραπωλησία της ηλεκτρικής ενέργειας

Ώρα της ημέρας	Πώληση ενέργειας (\$/MWh)	Αγορά ενέργειας (\$/MWh)
0-4	20	16
4-8	30	24
8-12	45	36
12-16	60	48
16-20	50	40
20-24	25	20

Όπως είναι αναμενόμενο, οι τιμές στις οποίες το δίκτυο πουλά ενέργεια είναι μεγαλύτερες από τις τιμές που αγοράζει, ώστε να μην μπορούν οι εταιρείες να βγάλουν κέρδος από τη μεταπώληση της ενέργειας. Επιπλέον παρατηρούμε ότι οι τιμές αυξάνονται καθώς η μέρα φτάνει στις ώρες αιχμής δηλαδή τις μεσημεριανές ώρες όπου λειτουργούν όλες οι εταιρείες και υπηρεσίες, ενώ είναι σε χαμηλά επίπεδα κατά τη διάρκεια της νύχτας. Ακόμα να σημειωθεί ότι η ενέργεια που φτάνει στο δίκτυο προς πώληση αποτελεί το 99% ($\gamma=0.99$) της ενέργειας που παράχθηκε από τη μονάδα μας και δεν χρεώνονται αυτές οι απώλειες στο δίκτυο.

Η εταιρεία έχει κάνει πρόβλεψη του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου για κάθε τετράωρο της ημέρας όπως αυτή καταγράφεται στον πίνακα 2.18

Πίνακας 2.18 - Ζήτηση ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου

Ώρα της ημέρας	Ηλεκτρική ζήτηση (MWh)	Θερμική ζήτηση (MWh)
0-4	70	20
4-8	55	40
8-12	35	30
12-16	35	35
16-20	35	25
20-24	70	20

Ενδεικτικά σύμφωνα με την αρίθμηση του διαγράμματος ροών (σχήμα 2.15) οι μεταβλητές απόφασης για το κάθε τετράωρο σχηματίζονται ως εξής:

$$E_{\text{γεννήτριας}} = \text{προς φορτίο} + \text{προς αποθήκευση} + \text{προς δίκτυο} \quad (2.35)$$

$$E_{\text{γεννήτριας}}(n) = x_2(n) + x_3(n) / \gamma + x_4(n)$$

$$E_{\text{συμπαγωγής}} = \text{προς φορτίο} + \text{προς αποθήκευση} + \text{προς δίκτυο} \quad (2.36)$$

$$E_{\text{συμπαραγωγής}}(n) = x_8(n) + x_9(n) + x_{10}(n) / \gamma$$

$$E_{\text{αγοράς}} = \text{προς φορτίο} + \text{προς αποθήκευση} \quad (2.37)$$

$$E_{\text{αγοράς}}(n) = x_1(n) + x_5(n)$$

$$E_{\text{πώλησης}} = \text{από γεννήτρια} + \text{από συμπαραγωγή} + \text{από αποθήκευση} \quad (2.38)$$

$$E_{\text{πώλησης}}(n) = x_3(n) + x_7(n) + x_{10}(n)$$

$$Q_{\text{συμπαραγωγής}} = \text{προς φορτίο} + \text{θερμικές απώλειες} \quad (2.39)$$

$$Q_{\text{συμπαραγωγής}}(n) = x_{11}(n) + x_{13}(n)$$

$$Q_{\text{λέβητα}} = \text{προς φορτίο} \quad (2.40)$$

$$Q_{\text{λέβητα}}(n) = x_{12}(n)$$

$$Q_{\text{απώλειες}} = \text{αχρησιμοποίητη θερμότητα} \quad (2.41)$$

$$Q_{\text{απώλειες}}(n) = x_{13}(n)$$

$$E_{\text{φόρτισης}} = \text{από δίκτυο} + \text{από γεννήτρια} + \text{από συμπαραγωγή} \quad (2.42)$$

$$E_{\text{φόρτισης}}(n) = \varepsilon \cdot (x_1(n) + x_2(n) + x_9(n))$$

$$E_{\text{εκφόρτισης}} = \text{προς φορτίο} + \text{προς δίκτυο} \quad (2.43)$$

$$E_{\text{εκφόρτισης}}(n) = (x_6(n) + x_7(n)) / \delta$$

$$E_{\text{αποθήκευσης}} = \text{Φόρτιση} - \text{εκφόρτιση} + \text{ήδη αποθηκευμένη ενέργεια} \quad (2.44)$$

$$E_{\text{αποθήκευσης}}(n) = E_{\text{φόρτισης}} - E_{\text{εκφόρτισης}} + E_{\text{αποθήκευσης}}(n-1)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση είναι το άθροισμα του κόστους παραγωγής του κάθε τετράωρου. Ενδεικτικά το κόστος κάθε τετράωρου υπολογίζεται ως:

$$\text{Κόστος}_{\text{γεννήτριας}} + \text{Κόστος}_{\text{συμπαραγωγής}} + \text{Κόστος}_{\text{λέβητα}} + \text{Κόστος}_{\text{αγοράς ενέργειας}} - \text{Κέρδος}_{\text{πώληση ενέργειας}} \quad (2.45)$$

Χρησιμοποιώντας τη μέθοδο Lagrange επιλύσαμε το πρόβλημα για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο, παίρνοντας τα αποτελέσματα που ακολουθούν στους πίνακες 2.19 2.20, ενώ στον πίνακα 2.21 φαίνονται αναλυτικά όλες οι ροές ενέργειας.

Πίνακας 2.19 – Κατανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Ώρα	Εγεννήτριας (MWh)	Εσυμπαγωγής (MWh)	Εαγοράς (MWh)	Επώλησης (MWh)	Εφόρτισης (MWh)	Εεκφόρτισης (MWh)	Εαποθήκευσης (MWh)
0-4	0	10.00	110.0	0	39.52	0	39.52
4-8	0	14.00	41.41	0	0	0	37.54
8-12	0	80.00	0	44.55	0	0	35.66
12-16	38.73	80.00	0	110.0	0	33.88	0
16-20	0	80.00	0	44.55	0	0	0
20-24	0	10.00	60.61	0	0	0	0

Πίνακας 2.20 – Κατανομή θερμικής ενέργειας

Ώρα	Q _{συμπαγωγής} (MWh)	Q _{λέβητα} (MWh)	Q _{απώλειες} (MWh)
0-4	19.12	5	4.12
4-8	35	5	0
8-12	102.78	5	77.78
12-16	101.93	5	71.93
16-20	102.57	5	82.57
20-24	20.74	5	5.74

Πίνακας 2.21 – Αναλυτική ροή ενέργειας

Ώρα	x ₁	x ₂	x ₃	x ₄	x ₅	x ₆	x ₇	x ₈	x ₉	x ₁₀	x ₁₁	x ₁₂	x ₁₃
0-4	49.4	0	0	0	60.6	0	0	10	0	0	15	5	4.1
4-8	0	0	0	0	41.4	0	0	14	0	0	35	5	0
8-12	0	0	0	0	0	0	0	35	0	44.6	25	5	77.8
12-16	0	0	30.4	8	0	0	27.1	27	0	52.5	30	5	71.9
16-20	0	0	0	0	0	0	0	35	0	44.6	20	5	82.6
20-24	0	0	0	0	60.6	0	0	10	0	0	15	5	5.7

Παρατηρώντας αναλυτικά της ροές φορτίου συμπεραίνουμε ότι για τη δεδομένη πρόγνωση ζήτησης και το τις δεδομένες τιμές αγοραπωλησίας έχουμε:

- Ο σταθμός συμπαραγωγής λειτουργούσε συνεχώς
- Η βοηθητική γεννήτρια χρειάστηκε στο τέταρτο τετράωρο κυρίως για να πουλήσει ενέργεια στο δίκτυο όταν η τιμή πώλησης ήταν υψηλή αλλά και για να καλύψει μέρος του ηλεκτρικού φορτίου.
- Ο βοηθητικός λέβητας λειτουργούσε μόνιμα στο ελάχιστο όριό του, ενώ ουσιαστικά ήταν απαραίτητος μόνο τα δύο πρώτα τετράωρα για την κάλυψη του θερμικού φορτίου αφού στη συνέχεια οι απώλειες θερμότητας θα υπερκάλυπταν το φορτίο.
- Με το δίκτυο υπήρχε συνεχής συνεργασία είτε με αγορά ενέργειας είτε με πώληση
- Η αποθήκευση λειτούργησε μόνο για να αποθηκευτεί ενέργεια στο πρώτο τετράωρο όταν η τιμή αγοράς ήταν χαμηλή και να πωληθεί στο τέταρτο τετράωρο όταν η τιμή πώλησης ήταν υψηλή. Δηλαδή λειτούργησε καθαρά για την δημιουργία κέρδους και όχι για τη κάλυψη φορτίου.

Το κόστος παραγωγής κάθε τετράωρου καθώς και το συνολικό κόστος παραγωγής για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο δίνονται στον πίνακα 2.22. Άξιο προσοχής αποτελεί το γεγονός ότι στο τέταρτο τετράωρο το μεγάλο ποσό ενέργειας που πούλησε το σύστημά μας στο δίκτυο δημιούργησε καθαρά κέρδη.

Πίνακας 2.22 – Κόστος παραγωγής

Ωρα της ημέρας	Κόστος (\$)
0-4	2700
4-8	1882.4
8-12	1.346.2
12-16	-586.9747
16-20	1168.0
20-24	2015.2
Σύνολο	8524.8

Στον πίνακα 2.21 παρατηρούμε ότι δίνοντας την δυνατότητα να υπάρχουν απώλειες θερμικές, στο πρόβλημα, δίνεται προτεραιότητα να καλυφθεί πρώτα η ηλεκτρική ζήτηση στο χαμηλότερο κόστος και στη συνέχεια ελέγχουμε αν έχει καλυφθεί και η θερμική ζήτηση. Επιβάλλοντας μηδενισμό των θερμικών απωλειών παρατηρούμε στον πίνακα 2.23 μείωση της παραγωγής από τη μονάδα συμπαραγωγής και ταυτόχρονη αύξηση της παραγωγής από τη βοηθητική γεννήτρια για κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου, ενώ αισθητή είναι και η μείωση της πώλησης του πλεονάσματος ενέργειας της μονάδας συμπαραγωγής στο δίκτυο. Παράλληλα της πτώσης της πώλησης ενέργειας στο δίκτυο αυξάνεται το κόστος παραγωγής όπως φαίνεται στον πίνακα 2.25.

Πίνακας 2.23 – Κατανομή ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς θερμικές απώλειες

Ώρα	Εγεννητριας (MWh)	Εσυμπαγωγής (MWh)	Εαγοράς (MWh)	Επώλησης (MWh)	Εφόρτισης (MWh)	Εεκφόρτισης (MWh)	Εαποθήκευσης (MWh)
0-4	0	10	110	0	39.5	0	39.5
4-8	0	14	41.41	0	0	0	37.54
8-12	15	20	0	0	0	0	35.66
12-16	40	24	0	55.81	0	33.88	0
16-20	19	16	0	0	0	0	0
20-24	0	10	60.61	0	0	0	0

Πίνακας 2.24 – Κατανομή θερμικής ενέργειας χωρίς θερμικές απώλειες

Ώρα	Q _{συμπαγωγής} (MWh)	Q _{λέβητα} (MWh)	Q _{απώλειες} (MWh)
0-4	15	5	0
4-8	35	5	0
8-12	25	5	0
12-16	30	5	0
16-20	20	5	0
20-24	15	5	0

Πίνακας 2.25 – Κόστος παραγωγής χωρίς θερμικές απώλειες

Ώρα της ημέρας	Κόστος (\$)
0-4	2700
4-8	1882.4e
8-12	1525
12-16	110.9548
16-20	1565
20-24	2015.2
Σύνολο	9798.5

Κεφάλαιο 3

Βέλτιστη κατανομή ρύπων (Emission Dispatch)

3.1 Εισαγωγή

Με την πάροδο των χρόνων η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ολοένα και αυξάνεται στους τομείς της βιομηχανίας, της μεταφοράς και των κτιριακών εγκαταστάσεων. Η παγκόσμια εξάρτηση της παραγωγής ενέργειας από τη χρήση συμβατικών καυσίμων υπολογίζεται πως το 2020 θα παραμένει στο 90% εκτός και αν διεισδύσουν στο σύστημα οι απαραίτητες μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το πετρέλαιο, ο άνθρακας και το φυσικό αέριο θα αποτελέσουν το μεγαλύτερο τμήμα των χρησιμοποιούμενων ενεργειακών πηγών. Η χρήση της πυρηνικής ενέργειας θα παραμείνει σχετικά σταθερή, ενώ η χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα αυξηθεί. Η μεγαλύτερη αύξηση στη χρήση καυσίμου για την παραγωγή ενέργειας αναμένεται να παρατηρηθεί στο φυσικό αέριο, η βασιζόμενη στη χρήση του οποίου παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στις χώρες της ευρωπαϊκής ένωσης έχει τριπλασιαστεί τα τελευταία 10 χρόνια.

Τα σενάρια αυτά υποδηλώνουν ότι ανάλογη πορεία με αυτή της κατανάλωσης φυσικών καυσίμων θα ακολουθήσει και η εκπομπή καυσαερίων. Η υπερθέρμανση του πλανήτη εξαιτίας των ατμοσφαιρικών ρύπων και τα υπόλοιπα δυσμενή αποτελέσματα για τη υγεία και την ποιότητα ζωής των πολιτών εξαιτίας των ατμοσφαιρικών ρύπων οδήγησαν στην αναζήτηση λύσεων για τη μείωση των εκπομπών των αερίων αυτών. Ως αποτέλεσμα, τα τελευταία χρόνια η παγκόσμια κοινότητα έχει κινητοποιηθεί για την εφαρμογή μέτρων που στοχεύουν στην μείωση των εκπομπών αερίων που είναι κυρίως υπεύθυνα κυρίως για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Μέρος της προσπάθειας αυτής αποτελεί κατά κύριο λόγο το πρωτόκολλο του Κιότο, το οποίο δεσμεύει τις χώρες που το έχουν υπογράψει να μειώσουν τις εκπομπές των καυσαερίων. Οι χώρες που το έχουν υπογράψει αντιπροσωπεύουν το 55% των εκπομπών καυσαερίων σύμφωνα με τα δεδομένα του 1990, ενώ δεν συμμετέχουν οι Η.Π.Α. οι οποίες είναι υπεύθυνες για το 1/3 των εκπομπών παγκοσμίως. Έτσι, κάθε ανεπτυγμένη χώρα είναι υποχρεωμένη να ακολουθήσει ένα συγκεκριμένο πλάνο μείωσης των καυσαερίων. Επομένως, και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής υπάρχουν ορισμένοι κανόνες στους οποίους υπακούουν οι σταθμοί παραγωγής για να επιτευχθεί η μείωση των ρύπων μέχρι ορισμένα επίπεδα που ορίζονται από την κάθε χώρα. Τα μέτρα που λαμβάνονται κινούνται κυρίως στους ακόλουθους τρεις άξονες :

1. Μείωση εκπεμπόμενων ρύπων στο σημείο παραγωγής τους
2. Δέσμευση και Αποθήκευση του CO₂ (Carbon dioxide Capture and Storage (CCS)).
3. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας χρησιμοποιώντας τεχνολογίες παραγωγής με χαμηλότερα επίπεδα εκπομπής ρύπων π.χ. αλλαγή καυσίμου στο ενεργειακό μείγμα από άνθρακα και πετρέλαιο σε Φυσικό αέριο, πυρηνική ενέργεια αλλά κυρίως με τη βοήθεια τεχνολογιών όπως ΑΠΕ, Συμπαράγωγή και μείωση της κατανάλωσης.

Τα καυσαέρια που μας ενδιαφέρουν κατά κύριο λόγο είναι τα οξείδια του θείου SO_x , του αζώτου NO_x και το διοξείδιο του άνθρακα CO_2 .

Τα **οξείδια του θείου** αποτελούνται κυρίως από διοξείδιο του θείου SO_2 . Το θείο αποτελεί στοιχείο του καυσίμου, ένα μέρος του οποίου αντιδρά κατά την καύση με το οξυγόνο του αέρα σχηματίζοντας τα οξείδια του θείου που εκλύονται στην ατμόσφαιρα ως αέριοι ρύποι, ενώ το υπόλοιπο θείο κατακάθεται σαν στερεό κατάλοιπο μέσα στον καυστήρα.

Τα **οξείδια του αζώτου** είναι πιο πολύπλοκα διότι κατά τη διάρκεια της καύσης υπάρχουν δύο πηγές αζώτου: το άζωτο που περιέχεται στο καύσιμο και το άζωτο που περιέχεται στον αέρα. Έτσι τα οξείδια που παράγονται από την κάθε πηγή ονομάζονται fuel NO_x και thermal NO_x αντίστοιχα. Η συνολική ποσότητα οξειδίων βρίσκεται από το άθροισμα των δύο επιμέρους. Τα οξείδια του αζώτου συνήθως αποτελούνται από 95% NO και 5% NO_2 .

Τέλος, το **διοξείδιο του άνθρακα** αποτελεί τον κυρίαρχο ρύπο που είναι υπεύθυνος για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Ο άνθρακας είναι το κύριο συστατικό όλων των συμβατικών καυσίμων που χρησιμοποιούνται οπότε η παραγωγή CO_2 είναι αναπόφευκτη.

3.1.1 Μείωση εκπεμπόμενων ρύπων στο σημείο παραγωγής τους

Οι τεχνολογίες αντιρρύπανσης αποτελούν μία σειρά συνεχώς εξελισσόμενων μεθόδων που εφαρμόζονται στις μονάδες παραγωγής και περιλαμβάνουν: ηλεκτροστατικά ή υφασμάτινα φίλτρα για τον περιορισμό των σωματιδίων, διατάξεις αποθείωσης (π.χ. κατακράτηση του SO_2 με ασβεστόλιθο), μείωση της θερμοκρασίας για τη μείωση των εκπομπών NO_x και μεθόδους δέσμευσης CO_2 .

Παράλληλα, η έρευνα στον τομέα της θερμοδυναμικής για την βελτίωση της απόδοσης των κύκλων καύσης συμβάλλει με τη σειρά της στη μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων. Τέτοια έργα χωρίζονται στις παρακάτω κατηγορίες:

- Βελτίωση της απόδοσης των διαφόρων συνιστωσών ενός συμβατικού σταθμού παραγωγής, π.χ. μείωση της υγρασίας στο καύσιμο, επεμβάσεις στο λέβητα και τον πύργο ψύξης, μείωση θερμικών απωλειών κτλ.
- Παρακολούθηση της επίδοσης και λειτουργίας του σταθμού παραγωγής
- Αναβάθμιση Πύργων Ψύξης και στροβίλων των ΑΗΣ
- Δέσμευση CO_2 κατά την παραγωγή του.

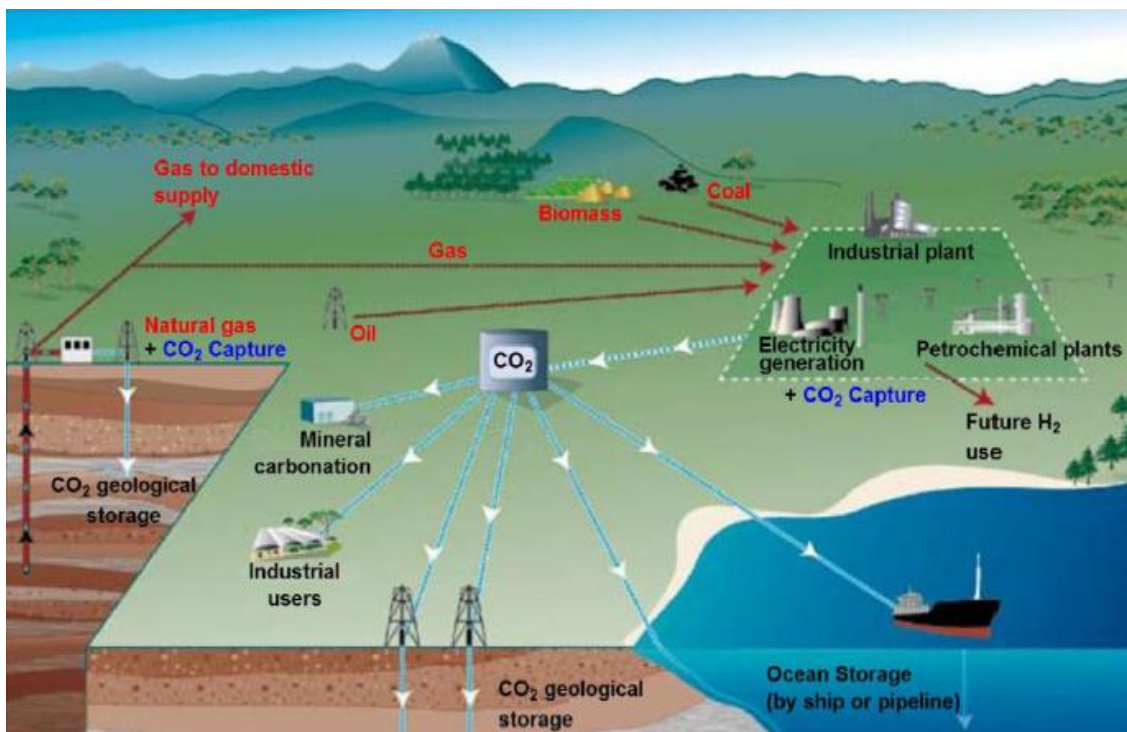
Η εφαρμογή των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας που υλοποιούνται σε ελληνικούς ατμοηλεκτρικούς σταθμούς προσφέρει μείωση των εκπομπών CO_2 , οι οποίες για την περίπτωση της Μεγαλόπολης III ανέρχεται σε 30 Kt CO_2 , της Καρδιάς I-II σε 41 Kt CO_2 και του Αγ. Δημητρίου-Αμυνταίου σε 479 Kt CO_2 ετησίως [13]. Οι μειώσεις αυτές αντιστοιχούν σε 0,67%, 0,41% και 2,63% αντίστοιχα σε σύγκριση με τις ετήσιες επιτρεπόμενες από το Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΚΔΕ) [14].

3.1.2 Δέσμευση και Αποθήκευση του CO₂ (Carbon dioxide Capture and Storage (CCS)).

Η αναπόφευκτη παραγωγή του CO₂ οδήγησε παράλληλα στη δημιουργία μεθόδων που δεν αποσκοπούν στη μείωσή του αλλά στη δέσμευση, τη μεταφορά και αποθήκευσή του για μεγάλο χρονικό διάστημα σε κατάλληλη και ασφαλή τοποθεσία μακριά από την ατμόσφαιρα. Τα συστήματα CCS αναμένεται να είναι ιδιαίτερα ανταγωνιστικά απέναντι σε άλλες πολιτικές μείωσης ρύπων. Η διάδοση τους θα εξαρτηθεί σημαντικά από τα κόστη ποινών για τις αυξημένες εκπομπές αλλά και την επίλυση των ανοικτών ζητημάτων για την ασφάλεια της αποθήκευσης CO₂. Η πιο σημαντική παράμετρος κόστους της τεχνολογίας είναι η δέσμευση του CO₂ Ήδη όμως από το 2001 2Mt CO₂ μπορούν να αποθηκευτούν κάθε χρόνο. Αυτές οι μέθοδοι αναμένεται να εφαρμοσθούν σε σημεία τα οποία εκπέμπουν πολύ σημαντικές ποσότητες ρύπων όπως για παράδειγμα μεγάλοι σταθμοί παραγωγής, σημεία επεξεργασίας καυσίμων και οι κατασκευών.

Η επιτροπή του ΟΗΕ για τις κλιματικές αλλαγές έχει συντάξει μία ειδική αναφορά για την δέσμευση και αποθήκευση του CO₂ [15], ενώ η Ευρωπαϊκή επιτροπή έχει χρηματοδοτήσει με 51 Εκατομμύρια € σε συνολικά 14 έργα σχετικά με τις τεχνολογίες δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης CO₂ [16]. Μάλιστα σε σχετική ευρωπαϊκή πλατφόρμα (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) [17] σημαντικές είναι οι ερευνητικές προσπάθειες για την ανάπτυξη σταθμών παραγωγής «Μηδενικών» Ρύπων, ενώ στόχος της Ε.Ε. είναι να είναι εφικτό μέχρι το 2020 οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής να έχουν μηδενικές εκπομπές ρύπων.

Συγκεντρωτικά οι μέθοδοι απαγωγής και αποθήκευσης του CO₂ παρουσιάζονται γραφικά στο Σχήμα 3.1, ενώ στον Πίνακα 3.1 παρουσιάζεται η τεχνολογική ωριμότητά τους.



Σχήμα 3.1 – Γραφική αναπαράσταση των μεθόδων CCS

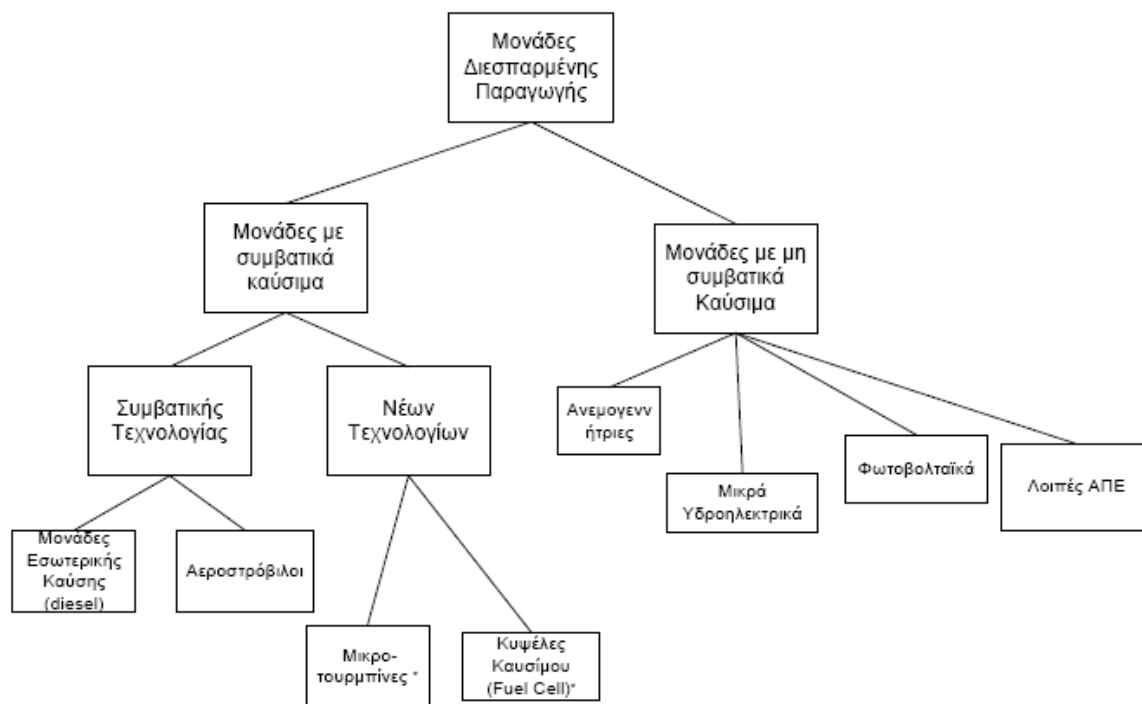
Πίνακας 3.1 – Τεχνολογική ωριμότητα μεθόδων CCS

Παράμετρος CCS	Διαθέσιμη τεχνολογία	Σε στάδιο Έρευνας	Σε στάδιο επίδειξης	Οικονομικά εφικτό υπό συγκεκριμένες συνθήκες	Ώριμη Αγορά
Δέσμευση	Μετά την καύση			x	
	Πριν την καύση			x	
	Καύση σε περίσσεια οξυγόνου		x		
	Βιομηχανικός Διαχωρισμός (Επεξεργασία Φυσικού αερίου, παραγωγή αμμωνίας)				x
Μεταφορά	Αγωγός				x
	Πλοίο			x	
Γεωλογική αποθήκευση	Ενίσχυση ανάκτησης πετρελαιοφόρων κοιτασμάτων (EOR)				x
	Πηγές Φυσικού αερίου ή πετρελαίου			x	
	Παλιά Αλατωρυχεία και σχηματισμοί αλατούχων πετρωμάτων			x	
	Ανθρακικά κοιτάσματα για την ανάκτηση μεθανίου (ECBM)		x		
Αποθήκευση στους Ωκεανούς	Διάλυση στο νερό	x			
	Αποθήκευση υπό τη μορφή λίμνης στον πυθμένα	x			
Προσθήκη άνθρακα σε μεταλλεύματα	Φυσικά Μεταλλεύματα Πυριτίου	x			
	Εμπλουτισμός Στείρου υλικού εξόρυξης		x		
Βιομηχανικές χρήσεις CO ₂					x

Αναφορικά με τις βιομηχανικές χρήσεις CO₂ υπάρχουν εφαρμογές στη γεωργία και τη λίπανση των θερμοκηπίων με CO₂ το οποίο επιταχύνει την διαδικασία της φωτοσύνθεσης. Τέτοιο έργο έχει ήδη πραγματοποιηθεί στη χώρα μας στα Θερμοκήπια Δράμας.

3.1.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας χρησιμοποιώντας τεχνολογίες παραγωγής με χαμηλότερα επίπεδα εκπομπής ρύπων

Όπως αναφέραμε στο προηγούμενο κεφάλαιο η διεσπαρμένη παραγωγή αποτελεί παραγωγή ισχύος σε μικρή κλίμακα. Στο σχήμα 3.2 διαχωρίζουμε τη διεσπαρμένη παραγωγή σε αυτή που η παραγωγή ισχύος βασίζεται σε συμβατικά καύσιμα και σε εκείνη που βασίζεται σε μη συμβατικά.



Σχήμα 3.2 - Διαχωρισμός διεσπαρμένης παραγωγής ενέργειας ανάλογα με την πηγή ενέργειας

Στόχος για την περαιτέρω μείωση των ρύπων είναι η διεξόδυση τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής με χαμηλά επίπεδα εκπομπής ρύπων. Έτσι, σημαντική ισχύς από ΑΠΕ έχει εγκατασταθεί και συνεχίζει να εγκαθίσταται στις χώρες της Ευρώπης. Συνάμα αυξάνεται ολοένα και περισσότερο το ενδιαφέρον για τη συμπαραγωγή σε πολύ τοπικό επίπεδο ακόμη και σε οικιακό επίπεδο. Μάλιστα, η αυξημένη αποδοτικότητα λόγω της οικιακής αξιοποίησης του φυσικού αερίου για συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας μπορεί να συμβάλλει σημαντικά στη μείωση εκπομπών CO₂ εγκατάσταση 60 εκατομμυρίων μονάδων οικιακής CHP σε Πανευρωπαϊκό επίπεδο μπορεί να συμβάλλει ώστε να μειωθούν κατά 65 εκατομμύρια τόνους ετησίως οι εκπομπές CO₂ [18].

Επιπλέον, η εγκατάσταση διεσπαρμένης παραγωγής πολύ κοντά στα φορτία μειώνει τη ροή ισχύος στο σύστημα μεταφοράς και το δίκτυο διανομής και επομένως τις ηλεκτρικές απώλειες η παραγωγή των οποίων αποτελεί επιβάρυνση για το περιβάλλον. Χαρακτηριστικά, αποτελέσματα ερευνών στο Ηνωμένο Βασίλειο δείχνουν ότι μείωση των απωλειών στο σύστημα μεταφοράς κατά 1%, μειώνει τις εκπομπές CO₂ κατά 2 εκατομμύρια τόνους ετησίως [19].

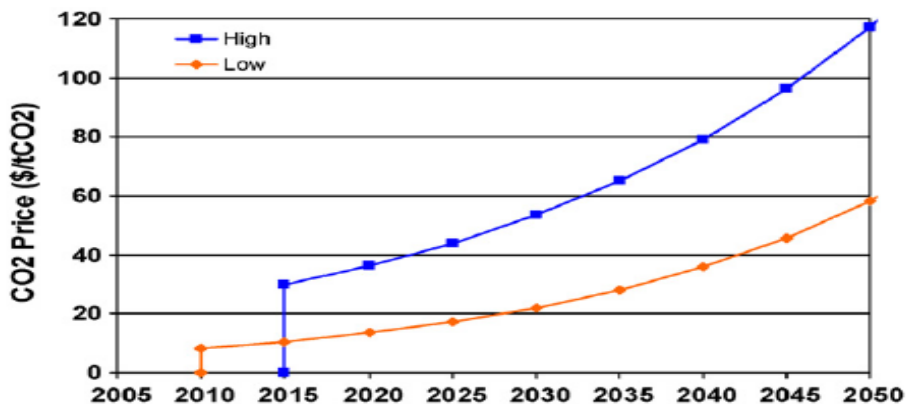
Στην ίδια έρευνα [19], η μείωση κατά 1 GWh της παραγωγής του Ηνωμένου Βασιλείου από μονάδες που χρησιμοποιούν υδρογονάνθρακες μπορεί να μειώσει τις εκπομπές CO₂ έως και 400 χιλιάδες τόνους ετησίως. Αντίστοιχα, στην Πορτογαλία, για διάφορα δίκτυα διανομής από αγροτικά Χ.Τ. έως δίκτυα Υ.Τ., με διεύδυση διεσπαρμένης παραγωγής 20% οι εκπομπές CO₂ μειώνονται κατά 2.07% -4.85%.

3.1.4 Μέλλον της χρήσης άνθρακα- Φορολόγηση άνθρακα

Με την πάροδο, όμως, της πρώτης περιόδου του πρωτοκόλλου του Κιότο (2005-2007) οι κυβερνήσεις παρατηρούν ότι τα μέτρα που παίρνουν οι εταιρείες και τα εργοστάσια δεν είναι απόλυτα αποτελεσματικά και προσπαθούν να βρουν νέα μέτρα τα οποία είναι πιο αυστηρά και αποτελεσματικά όπως η επιβολή προστίμου με τη μορφή φορολόγησης για κάθε τόνο ρύπων που εκλύονται στην ατμόσφαιρα.

Δεδομένου ότι ο άνθρακας αποτελεί βασικό συστατικό όλων των συμβατικών καυσίμων και ο περιορισμός των εκπομπών CO₂ δυσκολεύει τις χώρες να τον τηρήσουν, ιδιαίτερα ενδιαφέρον παρουσιάζουν έρευνες που γίνονται αναφορικά με το μέλλον του άνθρακα ως πηγή ενέργειας. Ο άνθρακας συγκριτικά με τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα εκπέμπει μεγαλύτερες ποσότητες CO₂. Παρόλα αυτά, το χαμηλό κόστος, ο μειωμένος κίνδυνος ασφαλείας αντίθετα με το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, το γεγονός ότι υπάρχουν κοιτάσματα άνθρακα τόσο στις ανεπτυγμένες όσο και στις αναπτυσσόμενες χώρες καθώς και η έλλειψη μίας αυστηρής περιβαλλοντικής πολιτικής καθιστούν την μελλοντική χρησιμοποίηση του άνθρακα ως φυσικό επακόλουθο αν δεν παρθούν μέτρα άμεσα.

Σε έρευνα που έχει δημοσιευθεί [20] αναφορικά με το μέλλον του άνθρακα ως πηγή ενέργειας προτείνονται 3 διαφορετικά σενάρια περιβαλλοντικής πολιτικής για να μελετηθούν οι επιπτώσεις που έχει η επιβολή του φόρου άνθρακα τόσο στη χρήση του άνθρακα όσο και στη εκπομπή CO₂. Στην έρευνα λαμβάνονται υπόψη οι περισσότερες χώρες του κόσμου ενώ γίνεται περαιτέρω μελέτη στις 6 εκείνες που θα αντιστοιχούν τουλάχιστον στο 60% τον καταναλωτών άνθρακα ως πηγής ενέργειας το έτος 2050: Κίνα, Ηνωμένες Πολιτείες, Ινδίες, Ιαπωνία, Ευρωπαϊκή Ένωση, Πρώην Σοβιετική Ένωση. Τα 3 σενάρια είναι τα εξής:

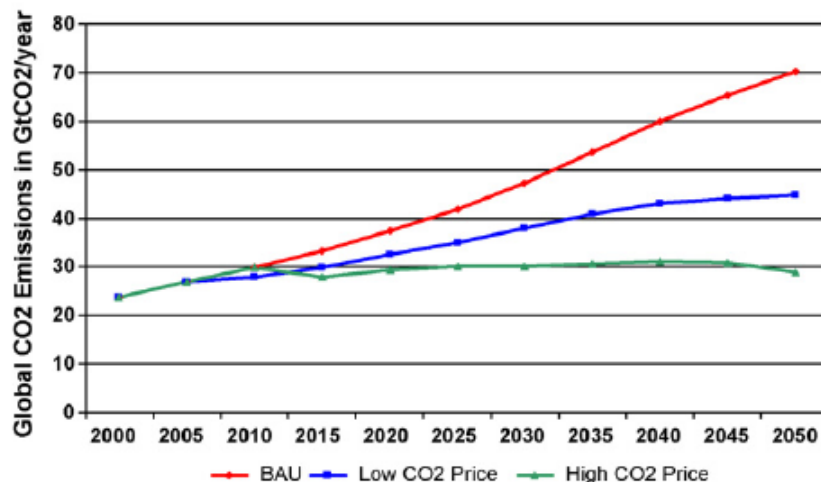


Σχήμα 3.3 - Σενάρια φορολόγησης των εκπομπών CO₂

- Το πρώτο σενάριο ονομάζεται Business-as-usual (BAU) και δεν λαμβάνεται κάποιο μέτρο για την μείωση των εκπομπών άνθρακα
- Το δεύτερο σενάριο ονομάζεται Low CO₂ price και περιλαμβάνει μία χαμηλή φορολόγηση των \$8/tCO₂ με εφαρμογή από το 2010 και ετήσια αύξηση του φόρου κατά 5%
- Το τρίτο σενάριο ονομάζεται High CO₂ price και περιλαμβάνει μία αυστηρή φορολόγηση των \$30/tCO₂ με εφαρμογή από το 2015 και ετήσια αύξηση του φόρου κατά 4%

Για κάθε σενάριο λαμβάνονται υπόψη κατά πόσο επιδρούν η διεύθυνση της πυρηνικής ενέργειας καθώς και η τιμολόγηση του φυσικού αερίου. Στο σενάριο περιορισμένης διεύθυνσης πυρηνική ενέργειας, υπολογίζεται ότι η ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από πυρηνικούς αντιδραστήρες θα αυξηθεί από τα επίπεδα του 1997 2.39 εκατομμύρια GWh στα 2.43 εκατομμύρια GWh στο έτος 2050. Αντίθετα, στο σενάριο εκτεταμένης διεύθυνσης πυρηνικής ενέργειας υπολογίζεται ότι θα φτάσει τα 7.4 εκατομμύρια GWh. Αναφορικά με τις τιμές του φυσικού αερίου, πάλι επικρατούν δύο εκδοχές. Η πρώτη είναι βασισμένη στο μοντέλο EPPA (Emissions Prediction and Policy Analysis), το οποίο υποστηρίζει ότι το έτος 2050 το φυσικό αέριο θα κοστολογείται \$10 ανά εκατομμύρια κυβικά πόδια ανοιγμένα σε δολάρια του έτους 2005. Η δεύτερη εκδοχή αποτελεί χαμηλή κοστολόγηση φυσικού αερίου σε μόλις \$6.6 ανά εκατομμύρια κυβικά πόδια. Τόσο, οι τιμές του φυσικού αερίου όσο και η φορολόγηση των εκπομπών CO₂ θεωρούνται ότι είναι κοινές παγκοσμίως.

Η διαφορά μεταξύ των 3 περιβαλλοντικών πολιτικών μέτρων φαίνεται ξεκάθαρα στο σχήμα 3.4. Η απουσία λήψης μέτρων θα προκαλέσει εκτόξευση των εκπομπών CO₂ σε 70 Gt μέχρι το έτος 2050. Μία πολιτική χαμηλής φορολόγησης θα καταφέρει να σταθεροποιήσει τις εκπομπές CO₂ από το έτος 2045 στους 44 Gt, ενώ μία αυστηρή φορολόγηση θα σταθεροποιήσει τις εκπομπές CO₂ από το έτος 2025 σε επίπεδα λίγο πιο πάνω από τα σημερινά στους 30 Gt.



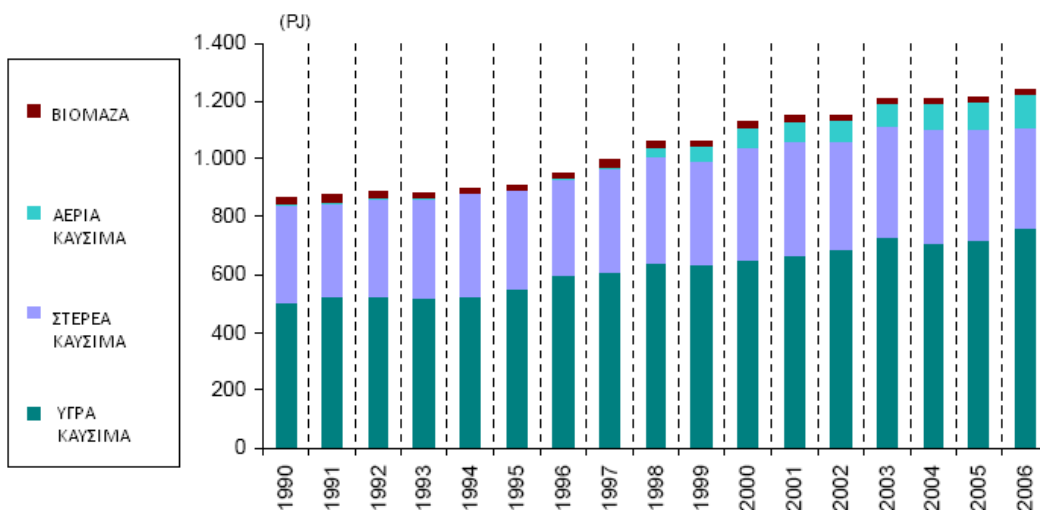
Σχήμα 3.4 - Εκπομπές CO₂ για περιορισμένη διεύθυνση πυρηνικής ενέργειας και τιμολόγηση EPPA φυσικού αερίου

Επιπλέον στο πίνακα 3.2 είναι σε γενικές γραμμές εμφανές ότι τόσο η διεύρυνση πυρηνικής ενέργειας όσο και η μείωση των τιμών του φυσικού αερίου προκαλούν τη μείωση της χρήσης άνθρακα καθώς επίσης και ότι η πολιτική φορολόγησης των εκπομπών έχει σε κάθε περίπτωση αισθητά αποτελέσματα. Όμως, πρέπει να επισημανθεί, ότι η επίδραση των διαφόρων εκδοχών είναι διαφορετική από χώρα σε χώρα και αυτό οφείλεται στις πηγές ενέργειας και τεχνολογίας που διαθέτει η κάθε χώρα καθώς και τις σχέσεις αγοραπωλησίας που αναπτύσσει με τις γειτονικές χώρες. Έτσι, ενδεικτικά μπορούμε να αναφέρουμε ότι στην αγορά της σοβιετικής ένωσης, η οποία βασίζεται κατά μεγάλο ποσοστό στο φυσικό αέριο, μία αυξημένη διεύρυνση πυρηνικής ενέργειας θα έπαιρνε σημαντικό μερίδιο του φυσικού αερίου ενώ η αύξηση του φόρου άνθρακα έχει ανάποδα αποτελέσματα διότι αυξάνει τη χρησιμοποίηση άνθρακα μέσα στη χώρα διότι αυξάνονται οι εξαγωγές φυσικού αερίου, ιδιαίτερα όταν δεν υπάρχει ανεπτυγμένη διεύρυνση πυρηνικής ενέργειας και η τιμή του φυσικού αερίου είναι χαμηλή.

Πίνακας 3.2 - Κατανάλωση άνθρακα σε EJ

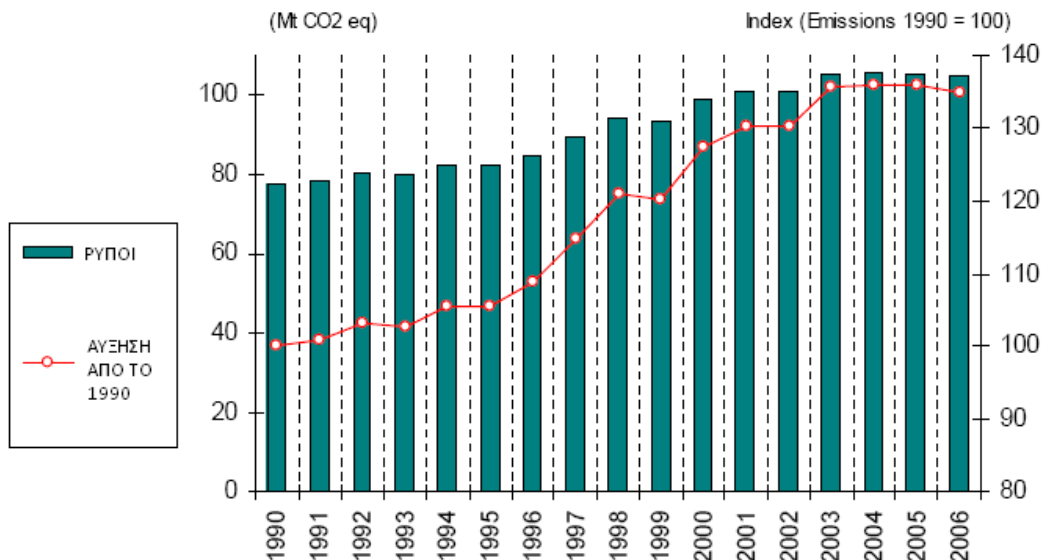
Scenario		Region	BAU		Low CO ₂ price	High CO ₂ price	Index 2050–2000		
Gas price	Nuclear		2000	2050	2050	2050	BAU	Low	High
EPPA-Ref	Limited	Global	100	448	200	161	4.5	2.0	1.6
		USA	24	58	42	40	2.4	1.8	1.7
		China	28	88	37	39	3.1	1.3	1.4
		India	7.3	41	25	22	5.6	3.4	3.0
		Europe	10	36	17	5.8	3.6	1.7	0.6
		FSU	7.1	30	4.8	7.1	4.2	0.7	1.0
		Japan	3.6	15	12.2	5.1	4.2	3.4	1.4
EPPA-Ref	Expanded	Global	99	405	158	121	4.1	1.6	1.2
		USA	23	44	29	25	1.9	1.3	1.1
		China	26	83	30	31	3.2	1.2	1.2
		India	7.2	35	18	14	4.9	2.5	1.9
		Europe	10	33	13	5.4	3.3	1.3	0.5
		FSU	7.1	28	4.8	6.9	3.9	0.7	1.0
		Japan	3.6	14	9.6	4.6	3.9	2.7	1.3
Low	Limited	Global	100	438	162	111	4.4	1.6	1.1
		USA	24	53	12	14	2.2	0.5	0.6
		China	27	84	15	39	3.1	0.6	1.4
		India	7.3	39	4.7	2.1	5.3	0.6	0.3
		Europe	10	36	29	5.9	3.6	2.9	0.6
		FSU	7.1	30	7.2	17	4.2	1.0	2.4
		Japan	3.6	14	11	5.0	3.9	3.1	1.4
Low	Expanded	Global	99	397	129	89	4	1.3	0.9
		USA	24	41	14	17	1.7	0.6	0.7
		China	26	80	13	31	3.1	0.5	1.2
		India	7.2	32	2.4	1.2	4.4	0.3	0.2
		Europe	10	33	26	5.6	3.3	2.6	0.6
		FSU	7.0	28	5.9	7.8	4.0	0.8	1.1
		Japan	3.6	14	7.8	4.4	3.9	2.2	1.2

Από την έρευνα αυτή μπορούμε να βγάλουμε σημαντικά συμπεράσματα για την περιβαλλοντική πολιτική που οφείλουμε να ακολουθήσουμε σαν χώρα. Όπως φαίνεται χαρακτηριστικά από το σχήμα 3.5 [14], η Ελλάδα χρησιμοποιεί ως κύρια πηγή καυσίμου συνολικά στον τομέα της παραγωγής ενέργειας (ηλεκτροπαραγωγή, βιομηχανία, μεταφορά) τα υγρά και στερεά καύσιμα. Όπως είναι γνωστό, η διεύθυνση της πυρηνικής ενέργειας είναι μηδαμινή, ενώ η εισαγωγή φυσικού αερίου από τη Ρωσία και την Αλγερία ξεκίνησε ουσιαστικά το 1997 και από τότε η κατανάλωσή του συνεχώς αυξάνεται.



Σχήμα 3.5 – Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση καυσίμου στον τομέα της ενέργειας

Αντίστοιχα η σύσταση αυτή των καυσίμων προκαλεί εκπομπή CO₂ όπως φαίνεται στο σχήμα 3.6. Η κόκκινη γραμμή του ραβδογράμματος δείχνει την αύξηση των ρύπων συγκριτικά με το έτος 1990.



Σχήμα 3.6 – Εκπομπές ρύπων CO₂ στον τομέα της ενέργειας

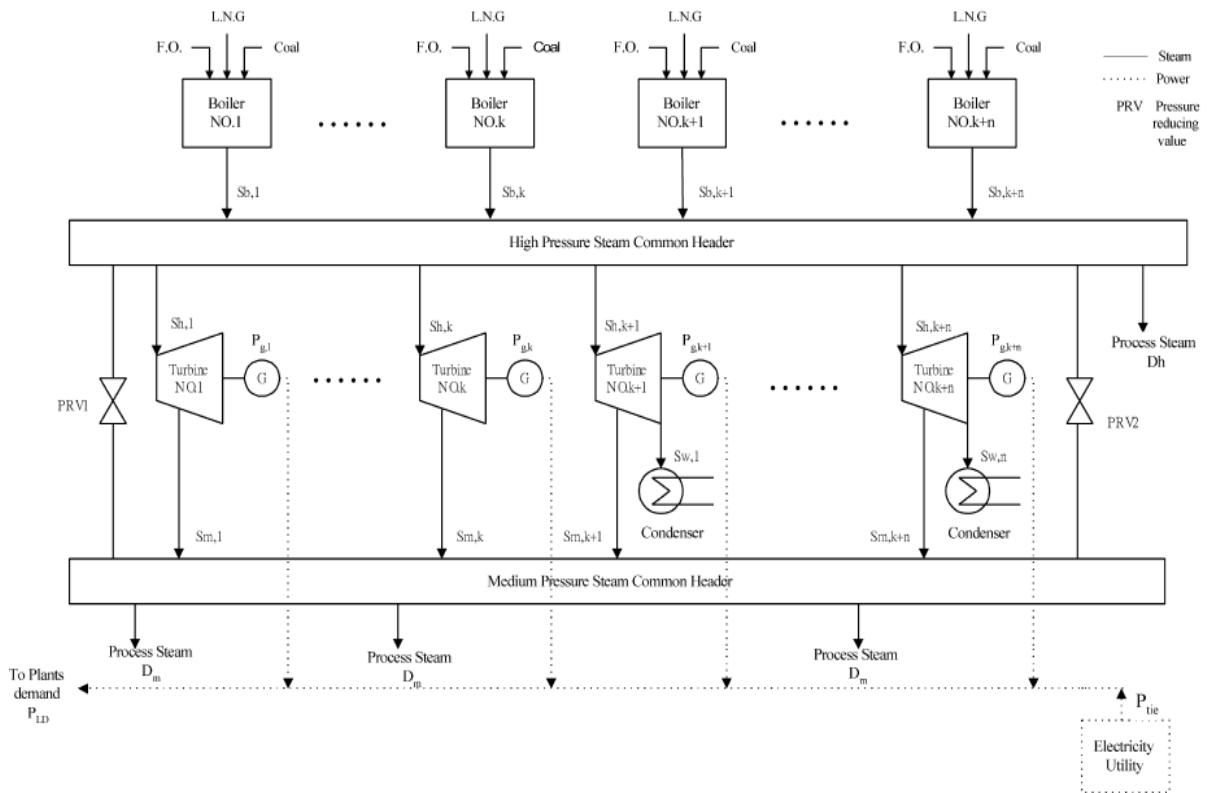
Ο στόχος για την περίοδο 2008-2012 που μας δεσμεύει από το πρωτόκολλο του Κιότο και οφείλουμε να ακολουθήσουμε σαν χώρα είναι αύξηση των εκπομπών κατά 25% συγκριτικά με τις εκπομπές που είχαμε το 1990, γεγονός που επέτρεψε την περαιτέρω ανάπτυξη της χώρας. Όμως, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα να αποκλίνουμε από τον στόχο αυτό. Μόνο το έτος 2006 είχαμε 35% αύξηση. Η ετήσια αύξηση των ρύπων κυμαίνεται κατά μέσο όρο στο 1.9%. μεγάλη αύξηση είχαμε το έτος 2000 (5.8%) κυρίως λόγω ακραίων καιρικών συνθηκών κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού που οδήγησαν σε μεγάλη αύξηση της ηλεκτρικής ζήτησης. Επομένως, οφείλουμε να ακολουθήσουμε μία αυστηρότερη περιβαλλοντική πολιτική για να τηρήσουμε την συμφωνία που υπογράψαμε με το πρωτόκολλο του Κιότο. Στη συνέχεια, θα μελετηθούν τα πως μπορούμε να εντάξουμε στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου περιβαλλοντικές πολιτικές όπως την επιβολή ορίων στις εκπομπές των ρύπων ή τη επιβολή φορολόγησης άνθρακα.

3.2 Περιγραφή του προβλήματος βέλτιστης κατανομής ρύπων

Στην προηγούμενη μελέτη της οικονομικής κατανομής φορτίου ως μεταβλητές απόφασης είχαμε τα τελικά προϊόντα των σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας κάνοντας χρήση ενός output-output μοντέλου. Εντάσσοντας τους περιορισμούς εκπομπών καυσαερίων είναι επίσης εφικτό να προσδιοριστεί η ποσότητα των εκπομπών αερίων συναρτήσει της ηλεκτρικής ισχύς και της θερμότητας που παράγονται. Ορισμένες έρευνες [21, 22, 23, 24, 25], όμως, προτείνουν για τη μελέτη αυτή ένα input-output μοντέλο σύμφωνα με το οποίο μελετάται το πρόβλημα από το στάδιο της καύσης και η ποσότητα των καυσαερίων προσεγγίζονται από την ποσότητα των ατμών που παράγονται στο λέβητα. Για λόγους πληρότητας, θα αναφέρουμε πως προκύπτουν οι εξισώσεις ενός input-output μοντέλου, χωρίς όμως η αλλαγή στις μεταβλητές απόφασης να επιδρούν στον τρόπο επίλυσης του προβλήματος.

Στο σχήμα 3.7 που ακολουθεί παρουσιάζεται ένα τυπικό σύστημα συμπαραγωγής το οποίο αποτελείται από $k + n$ σταθμούς παραγωγής. Στον καυστήρα κάθε σταθμού γίνεται παράλληλη χρήση 3 διαφορετικών καυσίμων (πετρελαίου Fuel Oil, φυσικού αερίου Liquefied Natural Gas και άνθρακα Coal). Από την καύση παράγονται τα αέρια, η θερμοκρασία των οποίων θερμαίνει το νερό που υπάρχει στο λέβητα του κάθε σταθμού παραγωγής. Από την θέρμανση του νερού παράγονται ατμοί που εξέρχονται από το λέβητα με υψηλή πίεση. Από το σύνολο των ατμών υψηλής πίεσης ένα μέρος χρησιμοποιείται για την κάλυψη ενός μέρους της θερμικής ζήτησης, ενώ το υπόλοιπο θα χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι k σταθμοί διαθέτουν ατμοστρόβιλους αντιθλίψεως, ενώ οι υπόλοιποι n σταθμοί διαθέτουν ατμοστρόβιλο με απομάστευση. Μετά την εκτόνωση του ατμού στον ατμοστρόβιλο αντίθλιψης, ο ατμός έχει πλέον μεσαία πίεση και μαζί με την ποσότητα ατμού που απομαστεύεται χρησιμοποιείται και αυτός για την κάλυψη της υπόλοιπης θερμικής ζήτησης.

Με τη βοήθεια του παρακάτω διαγράμματος και ακολουθώντας την πορεία του ατμού θα σχηματίσουμε σταδιακά τις εξισώσεις που θα χρειαστούμε για την περιγραφή του προβλήματός μας.



Σχήμα 3.7– Σύστημα συμπαραγωγής

Πρώτα από όλα, η ενθαλπία F_{bi} των ατμών του κάθε λέβητα (MWh/h) προσεγγίζεται ικανοποιητικά από ένα πολυώνυμο 3^{ου} βαθμού συναρτήσε τις ποσότητες του ατμού που παράγεται S_{bi} (t/h):

$$F_{bi}(S_{bi}(t)) = A_{0i} + A_{1i} \cdot S_{bi}(t) + A_{2i} \cdot S_{bi}^2(t) + A_{3i} \cdot S_{bi}^3(t) \quad (3.1)$$

όπου κάθε λέβητας i έχει συγκεκριμένη χωρητικότητα νερού επομένως θα έχει και συγκεκριμένα όρια ποσότητας ατμού σε t/h: $S_{bi}^{min} \leq S_{bi} \leq S_{bi}^{max}$ (3.2)

Στην περίπτωση όπου στον καυστήρα καίγονται παραπάνω καύσιμα ταυτόχρονα, όπως στο σύστημά μας, τότε η συνολική ενθαλπία για κάθε λέβητα βρίσκεται από τον τύπο:

$$F_{bT}(S_b(t)) = F_{bf1}(S_b(t)) \cdot (\lambda_1(t) + n_{1/2} \cdot \lambda_2(t) + n_{1/3} \cdot \lambda_3(t)) \quad (3.3)$$

Όπου $F_{bf1}(S_b(t))$ είναι η συνολική ενθαλπία που θα είχαν οι ατμοί αν καιγόταν μόνο το καύσιμο 1, ο συντελεστής λ υποδηλώνει κατά πόσο συμβάλει κάθε καύσιμο στη συνολική ενθαλπία

$$\lambda_{fuel\ i} = \frac{\text{ενθαλπία καυσίμου } i}{\text{συνολική ενθαλπία}} \quad (3.4)$$

Ο δείκτης $n_{fuel\ 1/x}$ δηλώνει την απόδοση του κάθε καυσίμου συγκριτικά με το καύσιμο 1:

$$n_{fuel\ 1/2} = \frac{\text{αποδοτικότητα του boiler με το καύσιμο 1}}{\text{αποδοτικότητα του boiler με το καύσιμο 2}} \quad (3.5)$$

Έχοντας υπολογίσει τη συνολική ενθαλπία και γνωρίζοντας την τιμή αγοράς του κάθε καυσίμου (\$/MWh) μπορούμε να υπολογίσουμε το συνολικό κόστος παραγωγής (\$/h):

$$C_T = F_{bT}(M_b(t)) \cdot (C_{fuel\ 1} \cdot \lambda_1(t) + C_{fuel\ 2} \cdot \lambda_2(t) + C_{fuel\ 3} \cdot \lambda_3(t)) \quad (3.6)$$

Για τον υπολογισμό της ποσότητας των καυσαερίων που εκλύονται από την καύση των καυσίμων ανατρέχουμε στην έρευνα [26] η οποία υποστηρίζει ότι:

Ο συντελεστής εκπομπής του SO_x εξαρτάται από

- το ποσοστό του θείου που περιέχει το καύσιμο που χρησιμοποιείται SC_{pc}
- τη θερμογόνο δύναμη του καυσίμου HHV (High Heating Value)
- το λόγο του μοριακού βάρους του καυσαερίου (64) προς το ατομικό βάρος του θείου (32)
- το λόγο της ποσότητας του θείου που μετατρέπεται σε στερεά κατάλοιπα προς της ποσότητας που μετατρέπεται σε καυσαέριο SGC_{SO_x}
- την επί τις εκατό αποτελεσματικότητα του μηχανισμού καθαρισμού από SO_x EFF_{SO_x}

$$\gamma_S = \left(\frac{SC_{pc}}{100}\right) \cdot \frac{F(P) \cdot 10^6}{HHV \cdot 2000} \cdot \left(\frac{64}{32}\right) \cdot \left(\frac{SGC_{SO_x}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{EFF_{SO_x}}{100}\right) \quad (3.7)$$

Για τον συντελεστή εκπομπής του NO_x υπολογίζουμε αρχικά σύμφωνα με τα παραπάνω το fuel NO_x

$$\gamma_{N_f} = \left(\frac{NC_{pc}}{100}\right) \cdot \frac{F(P) \cdot 10^6}{HHV \cdot 2000} \cdot \left(\frac{46}{14}\right) \cdot \left(\frac{SGC_{NO_2}}{100}\right) \quad (3.8)$$

Στη συνέχεια υπολογίζεται το thermal NO_x το οποίο εξαρτάται από το χρόνο καύσης, τη θερμοκρασία καύσης και τη συγκέντρωση του αζώτου και του οξυγόνου. Επειδή όμως ο υπολογισμός αυτών των παραγόντων είναι δύσκολος προσεγγίσουμε την εκπομπή thermal NO_x με την ηλεκτρική ισχύ που παράγεται:

$$\gamma_{N_th} = NO_x TH(P) \quad (3.9)$$

Τέλος αφού γνωρίζουμε την ολική ποσότητα NO_x συνυπολογίζουμε την αποτελεσματικότητα των μηχανισμών καθαρισμού.

$$\gamma_N = (\gamma_{N_f} + \gamma_{N_th}) \cdot \left(1 - \frac{EFF_{NO_x}}{100}\right) \quad (3.10)$$

Όμοια ο συντελεστής εκπομπής του CO₂ υπολογίζεται

$$\gamma_C = \left(\frac{CC_{pc}}{100}\right) \cdot \frac{F(P) \cdot 10^6}{HHV \cdot 2000} \cdot \left(\frac{44}{12}\right) \cdot \left(\frac{SGC_{CO_2}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{EFF_{CO_2}}{100}\right) \quad (3.11)$$

Ακολουθώντας αυτή τη μεθοδολογία στις έρευνες [21, 22, 23, 24, 25] βρίσκονται συντελεστές εκπομπής του κάθε ρύπου (t/TJ), οι οποίοι πολλαπλασιασμένοι με τη συνολική ενθαλπία δίνουν την ποσότητα των ρύπων που εκλύονται στην ατμόσφαιρα (t/h):

$$\begin{aligned} E_{Si} &= \gamma_S \cdot F_{bT}(S_b(t)) \\ E_{Ni} &= \gamma_N \cdot F_{bT}(S_b(t)) \\ E_{Ci} &= \gamma_C \cdot F_{bT}(S_b(t)) \end{aligned} \quad (3.12)$$

Επειδή ο συντελεστής καυσαερίου εξαρτάται από το είδος του καυσίμου, κάθε καύσιμο έχει διαφορετικό συντελεστή καυσαερίου. Για το σύστημα που μελετάμε που χρησιμοποιούνται τρεις διαφορετικές καύσιμες ύλες, για τον υπολογισμό των ρύπων θα χρησιμοποιήσουμε πάλι τον συντελεστή λ για το πόσο συνεισφέρει κάθε καύσιμο στη δημιουργία ρύπων:

$$\begin{aligned} E_{Si} &= F_{bT}(S_b(t)) \cdot (\gamma_{S1} \cdot \lambda_1(t) + \gamma_{S2} \cdot \lambda_2(t) + \gamma_{S3} \cdot \lambda_3(t)) \\ E_{Ni} &= F_{bT}(S_b(t)) \cdot (\gamma_{N1} \cdot \lambda_1(t) + \gamma_{N2} \cdot \lambda_2(t) + \gamma_{N3} \cdot \lambda_3(t)) \\ E_{Ci} &= F_{bT}(S_b(t)) \cdot (\gamma_{C1} \cdot \lambda_1(t) + \gamma_{C2} \cdot \lambda_2(t) + \gamma_{C3} \cdot \lambda_3(t)) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Σε ένα σύστημα output-output η ποσότητα των ρύπων που εκλύονται στην ατμόσφαιρα υπολογίζονται με διαφορετικό τρόπο. Διαιρούμε τον συντελεστή εκπομπών που αναφέρεται στο καύσιμο με τον βαθμό απόδοσης της μονάδας παραγωγής και στη συνέχεια πολλαπλασιάζουμε με την ισχύ που παράγεται.

$$\begin{aligned} E_{Si} &= \frac{\gamma_S}{n_{fuel}} \cdot P \\ E_{Ni} &= \frac{\gamma_N}{n_{fuel}} \cdot P \\ E_{Ci} &= \frac{\gamma_C}{n_{fuel}} \cdot P \end{aligned} \quad (3.14)$$

Να σημειωθεί ότι στις μονάδες συμπαραγωγής μπορούμε να αφαιρέσουμε από τους ρύπους που εκπέμπονται εξαιτίας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τους ρύπους που θα παραγότουσαν αν η ποσότητα της θερμότητας είχε παραχθεί από ένα συμβατικό λέβητα. επιπλέον, στη συνέχεια κάνουμε τη θεώρηση ότι η ηλεκτρική απόδοση του σταθμού συμπαραγωγής είναι σταθερή ώστε να μπορέσουμε

αν μελετήσουμε τα διάφορα σενάρια περιβαλλοντικών εκπομπών με τα δεδομένα που είχαμε. Στην πραγματικότητα θα έπρεπε να είχαμε μετρήσεις για κάθε σταθμό συμπαραγωγής για το πώς μεταβάλλεται η απόδοση της μονάδας συναρτήσει της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος που παράγονται.

Στον πίνακα 3.4 δίνονται ενδεικτικά τα εύρη των συντελεστές εκπομπής για διάφορα εργοστάσια παραγωγής ενέργειας ανάλογα με τον καύσιμο που χρησιμοποιείται και έχοντας συνυπολογίσει την απόδοση του σταθμού παραγωγής [27].

Πίνακας 3.3 – Παραδείγματα συντελεστών εκπομπών ρύπων σε kg/MWh

		SO _x	NO _x	CO ₂
Coal	US power plants	4 – 12	1 – 4	800 – 1200
	Canadian power plants	2 – 7	1 – 2.5	800 – 1200
	Mexican Power plants	8 - 14	2.2 – 6.1	700 – 870
F.O.	US power plants	2.5 – 7	0.7 – 1.9	700 – 1200
	Canadian power plants	0.82	1.1	529
	Mexican Power plants	15 - 19	0.7 – 1.8	700 - 1200
L.N.G	US power plants	0	0.1 – 2	300 – 700
	Canadian power plants	0	0.3 – 0.4	550
	Mexican Power plants	0	1 – 3	350 - 900

Ιδιαίτερα για τις εκπομπές του CO₂, στις οποίες θα δώσουμε ιδιαίτερη βάση στη συνέχεια, η ΕΕΑ (European Environment Agency) σε συνεργασία με την ETC/ACC (The European Topic Centre on Air and Climate Change) και τις μετρήσεις και τις αναφορές του CRF (Combustion Research Facility) έχουν εκδόσει μία τεχνική αναφορά [28] σχετικά με τις εκπομπές του CO₂ σε κάθε χώρα της ευρωπαϊκής ένωσης ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται και κατά πόσο αυτές διαφέρουν από την τιμή που έχει οριστεί από το IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change).

Πίνακας 3.4 - Εκπομπές CO₂ σε t/TJ ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται σε διάφορες χώρες της Ε.Ε.

	Bituminous coal	Lignite	Diesel oil	Natural Gas
IPCC	94.6	101.2	74.1	56.1
Αυστρία	IPCC	IPCC	IPCC	IPCC
Βέλγιο	IPCC	IPCC	IPCC	IPCC
Δανία	95	IPCC	74	57.3
Φινλανδία	IPCC	IPCC	73.6	IPCC
Γαλλία	IPCC	IPCC	IPCC	IPCC
Γερμανία	86.7	111.1	74.5	IPCC
Ελλάδα	IPCC	124.7	IPCC	IPCC
Ιρλανδία	IPCC	IPCC	73.3	54.9
Ιταλία	97.5	IPCC	IPCC	55.8
Ολλανδία	96.7	IPCC	73	IPCC
Πορτογαλία	IPCC	IPCC	IPCC	IPCC
Ισπανία	99.8	117.4	73.6	56.6
Σουηδία	-	90.7	75.3	56.5
Ην.Βασίλειο	IPCC	IPCC	73.6	58.3

Για τις εφαρμογές που επιλύονται στη συνέχεια θεωρούμε τις εξής παραδοχές αναφορικά με την απόδοσή τους και τους συντελεστές εκπομπών ρύπων τους.

Πίνακας 3.5 - Εκπομπές CO₂ σε t/TJ ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται σε διάφορες χώρες της Ε.Ε.

	απόδοση	SO _x t/ MWh	NO _x t/MWh	CO ₂ t/ MWh
Λιγνιτικός σταθμός σύγχρονης τεχνολογίας	45%	0.002	0.0015	0.8
Συμβατικός πετρελαϊκός σταθμός	33%	0.00082	0.001	0.75
Σταθμός συμπαραγωγής με φυσικό αέριο	38%	0.00002	0.0003	0.52
Πετρελαϊκός λέβητας θερμότητας	80%	0.00034	0.0004	0.31

Μέχρι αυτό το σημείο οι τύποι που σχηματίσαμε ήταν συναρτήσει της ποσότητας του ατμού που παράχθηκε συνολικά στον λέβητα S_{bi} . Γνωρίζοντας την ποσότητα του ατμού που εκτονώθηκε στον ατμοστρόβιλο αντίθλιψης και την ποσότητα ατμού που απομαστεύθηκε καθώς και την ποσότητα που κατέληξε στο ψυγείο στον ατμοστρόβιλο απομάστευσης, μπορούμε να υπολογίσουμε την ισχύ που παράχθηκε σε κάθε σταθμό.

Έτσι, η συνολική ισχύ που παράγεται από ένα ατμοστρόβιλο αντίθλιψης εξαρτάται από τον ατμό μέσης πίεσης S_{mi} που εκτονώθηκε και στη συνέχεια χρησιμοποιείται για κάλυψη θερμικού φορτίου:

$$P_{gi}(S_{mi}(t)) = K_0 + K_{1i} \cdot S_{mi}(t) + K_{2i} \cdot S_{mi}^2(t) \quad (3.16)$$

ενώ από ατμοστρόβιλο με απομάστευση εξαρτάται από τον ατμό μέσης πίεσης S_{mi} που απομαστεύθηκε για να καλύψει το θερμικό φορτίο και τον ατμό που κατέληξε στο ψυγείο S_{wi} :

$$P_{gi}(S_{mi}(t), S_{wi}(t)) = K_0 + K_{1i} \cdot S_{mi}(t) + K_{2i} \cdot S_{wi}(t) \quad (3.17)$$

Κάθε σταθμός έχει όρια λειτουργίας

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (3.18)$$

και πρέπει να καλύπτεται η ηλεκτρική ζήτηση μαζί με τις απώλειες του δικτύου

$$\sum_{i=1}^{k+n} P_{gi} = P_D + P_L \quad (3.19)$$

Όσον αφορά την ποσότητα των ατμών που υπήρχαν σε κάθε στάδιο της παραγωγής, χρειάζεται να ισχύουν ορισμένα ισοζύγια:

Το σύνολο της ποσότητας των ατμών που παράχθηκε στους λέβητες σε πρώτη φάση χωρίστηκε στην ποσότητα ατμού υψηλής πίεσης που κάλυψε μέρος του θερμικού φορτίου και της ποσότητας ατμού υψηλής πίεσης που χρησιμοποιήθηκε στην ηλεκτροπαραγωγή:

$$\sum_{i=1}^{k+n} S_{bi} = \sum_{i=1}^{k+n} S_{hi} + D_h \quad (3.20)$$

Αυτή η ποσότητα στη συνέχεια είτε εκτονώθηκε είτε απομαστεύθηκε και κάλυψαν το υπόλοιπο θερμικό φορτίο είτε κατέληξε στο ψυγείο:

$$\sum_{i=1}^{k+n} S_{hi} = \sum_{i=1}^{k+n} S_{mi} + \sum_{i=1}^n S_{wi} \quad (3.21)$$

$$\sum_{i=1}^{k+n} S_{mi} = D_m \quad (3.22)$$

Η κάλυψη της θερμικής ζήτησης γίνεται λοιπόν σε δύο στάδια

$$D_h + D_m = H_D \quad (3.23)$$

Σε κάθε στάδιο όμως είναι περιορισμένη της ποσότητας του ατμού που είναι εφικτό να έχουμε:

$$S_{hi}^{min} \leq S_{hi} \leq S_{hi}^{max} \quad (3.24)$$

$$S_{mi}^{min} \leq S_{mi} \leq S_{mi}^{max} \quad (3.25)$$

$$S_{wi}^{min} \leq S_{wi} \leq S_{wi}^{max} \quad (3.26)$$

3.3 Επίλυση του προβλήματος

3.3.1 Ένταξη ορίων εκπομπής ρύπων- Multi objective προσέγγιση

Έχοντας σχηματίσει τις συναρτήσεις που συνθέτουν το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μπορούμε να προχωρήσουμε στην επίλυση του εντάσσοντας επιπλέον τους περιορισμούς εκπομπών ώστε να επιλύσουμε παράλληλα και την βέλτιστη κατανομή των ρύπων. Σύμφωνα με τις έρευνες [21, 24, 25] μία πρώτη προσέγγιση έχει ως στόχο τόσο την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής όσο και την ελαχιστοποίηση των εκπεμπόμενων ρύπων. Έτσι, υπάρχουν περισσότερες αντικειμενικές συναρτήσεις που επιθυμούμε να ελαχιστοποιήσουμε ταυτόχρονα, ενώ παράλληλα κάθε ρύπος θα πρέπει να κυμαίνεται εντός των ορίων που θέτουμε:

$$\begin{aligned} SO_2 &= \sum_{i=1}^{k+n} E_{Si} \leq SO_{2limit} \\ NO_x &= \sum_{i=1}^{k+n} E_{Ni} \leq NO_{2limit} \\ CO_x &= \sum_{i=1}^{k+n} E_{Ci} \leq CO_{2limit} \end{aligned} \quad (3.27)$$

Σε αυτή την προσέγγιση τίθεται στην κρίση του ρυθμιστή του συστήματος που μελετάμε (Decision Maker) σε ποιά από τις 4 αντικειμενικές συναρτήσεις επιθυμεί να δώσει περισσότερη βάση. Έτσι σύμφωνα με την έρευνα [21] κάθε αντικειμενική συνάρτηση πολλαπλασιάζεται με ένα συντελεστή βαρύτητας και στη συνέχεια αθροίζονται όλες οι αντικειμενικές συναρτήσεις σχηματίζοντας μία αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιείται με τις μεθόδους που έχουμε αναφέρει.

$$T = w_{cost} \cdot C_T + w_{SOx} \cdot SO_x + w_{NOx} \cdot NO_x + w_{CO2} \cdot CO_2 \quad (3.28)$$

$$\text{όπου } w_{cost} + w_{SOx} + w_{NOx} + w_{CO2} = 1 \quad (3.29)$$

Ανάλογα λοιπόν με τις τιμές που δίνονται στους συντελεστές βαρύτητας υπάρχουν και διαφορετικές στρατηγικές:

Πίνακας 3.6 – Διάφορες στρατηγικές multiobjective προσέγγισης

	Στρατηγική 1	Στρατηγική 2	Στρατηγική 3	Στρατηγική 4	Στρατηγική 5
w_{cost}	0.25	0.5	0.5	0.2	0.4
w_{SO2}	0.25	0.1666	0.1	0.5	0.2
w_{NO2}	0.25	0.1666	0.1	0.2	0.2
w_{CO2}	0.25	0.1666	0.3	0.1	0.2

Όμοια, οι άλλες έρευνες [24, 25] χρησιμοποιούν και αυτές συντελεστές βαρύτητας με τη διαφορά ότι κάνουν μία προσέγγιση ελάχιστων τετραγώνων:

$$T = \sqrt{w_{cost} \cdot \left(\frac{cost - cost_{ideal}}{cost_{nonideal} - cost_{ideal}} \right)^2 + w_{SO2} \cdot \left(\frac{SOx - SOx_{ideal}}{SOx_{nonideal} - SOx_{ideal}} \right)^2 + w_{NO2} \cdot \left(\frac{NOx - NOx_{ideal}}{NOx_{nonideal} - NOx_{ideal}} \right)^2 + w_{CO2} \cdot \left(\frac{CO2 - CO2_{ideal}}{CO2_{nonideal} - CO2_{ideal}} \right)^2} \quad (3.30)$$

Πριν από το σχηματισμό της παραπάνω αντικειμενικής συνάρτησης έχει προηγηθεί η ελαχιστοποίηση κάθε αντικειμενικής συνάρτησης ξεχωριστά. Χρησιμοποιώντας τις λύσεις κάθε μεμονωμένου προβλήματος βρίσκονται οι βέλτιστες τιμές (δείκτης ideal) και οι χειρίστες τιμές (δείκτης nonideal) για κάθε αντικειμενική συνάρτηση και σχηματίζεται ο τύπος (3.30).

Μετά την ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, η έρευνα [25] προτείνει τη χρήση των παρακάτω δεικτών ικανοποίησης (satisfaction factor) που υποδηλώνουν κατά πόσο έχει επιτευχθεί ελαχιστοποίηση της κάθε αντικειμενικής συνάρτησης ώστε ο ρυθμιστής που ορίζει τις τιμές των συντελεστών βαρύτητας να μεταβάλει τις κατάλληλα ώστε να επιτύχει το επιθυμητό αποτέλεσμα. Οι δείκτες ικανοποίησης ορίζονται ως εξής:

$$\begin{aligned} SF_{cost} &= \frac{cost_{nonideal} - cost}{cost_{nonideal} - cost_{ideal}} \cdot 100\% \\ SF_{SO2} &= \frac{SOx_{nonideal} - SOx}{SOx_{nonideal} - SOx_{ideal}} \cdot 100\% \\ SF_{NO2} &= \frac{NOx_{nonideal} - NOx}{NOx_{nonideal} - NOx_{ideal}} \cdot 100\% \\ SF_{CO2} &= \frac{CO2_{nonideal} - CO2}{CO2_{nonideal} - CO2_{ideal}} \cdot 100\% \end{aligned} \quad (3.31)$$

3.3.1 Εφαρμογή με όρια εκπομπής ρύπων

Case study 2

Για τη μελέτη του προβλήματος της βέλτιστης κατανομής ρύπων χρησιμοποιούμε το σύστημα μελέτης case study 2 που επιλύθηκε στο κεφάλαιο 2, έχοντας κάνει τις παραδοχές που περιγράφηκαν στον πίνακα 3.5:

- Ο πρώτος σταθμός παραγωγής είναι συμβατικός με καύσιμο λιγνίτη και συντελεστές ρύπων

$$\gamma_{S1} = 0.002 \frac{t}{MWh}$$

$$\gamma_{N1} = 0.0015 \frac{t}{MWh} \quad (3.32)$$

$$\gamma_{C1} = 0.8 \frac{t}{MWh}$$

- Ο δεύτερος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο και συντελεστές ρύπων

$$\gamma_{S2} = 0.00002 \frac{t}{MWh}$$

$$\gamma_{N2} = 0.0003 \frac{t}{MWh} \quad (3.33)$$

$$\gamma_{C2} = 0.52 \frac{t}{MWh}$$

- Ο τρίτος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο και συντελεστές ρύπων

$$\gamma_{S3} = 0.00002 \frac{t}{MWh}$$

$$\gamma_{N3} = 0.0003 \frac{t}{MWh} \quad (3.34)$$

$$\gamma_{C3} = 0.52 \frac{t}{MWh}$$

- Ο τέταρτος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο και συντελεστές ρύπων

$$\gamma_{S4} = 0.00002 \frac{t}{MWh}$$

$$\gamma_{N4} = 0.0003 \frac{t}{MWh} \quad (3.35)$$

$$\gamma_{C4} = 0.52 \frac{t}{MWh}$$

- Ο πέμπτος σταθμός είναι ένας θερμικός λέβητας που καίει πετρέλαιο και συντελεστές ρύπων

$$\gamma_{S5} = 0.00034 \frac{t}{MWh}$$

$$\gamma_{N5} = 0.0004 \frac{t}{MWh} \quad (3.36)$$

$$\gamma_{CS} = 0.31 \frac{t}{MWh}$$

Επιπλέον θεωρούμε ότι ο ρυθμιστής του συστήματος ακολουθεί την στρατηγική 1 δηλαδή δίνει την ίδια βαρύτητα και στις τέσσερις αντικειμενικές συναρτήσεις.

Αρχικά στον πίνακα 3.7 παρατίθενται τα αποτελέσματα τις οικονομικής κατανομής φορτίου όπως υπολογίστηκαν στο κεφάλαιο 2 με την μέθοδο Lagrange για ηλεκτρική και θερμική ζήτηση $P_D = 300 MW_e$ και $H_D = 150 MW_{th}$ αντίστοιχα.

Πίνακας 3.7 Αποτελέσματα case study 2

συνθήκες	p1 MW	p2 MW	h2 MW	p3 MW	h3 MW	p4 MW	h4 MW	h5 MW	Cost \$/h	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h
Χωρίς περιορισμούς	135	41	74.8	19	38.3	105	0	36.9	13673	0.286	0.267	205

Να σημειωθεί ότι από τους 205 t/h CO₂ οι 33 t/h αντιστοιχούν στις θερμότητα που παράχθηκε από τις μονάδες συμπαραγωγής και αποτελούν μία πρώτη μείωση των συνολικών εκπομπών κατά 16%, αφού στην ουσία αντικαθιστούν ένα θερμικό λέβητα που θα παρήγαγε την αντίστοιχη ποσότητα την θερμότητας.

Στη συνέχεια επιβάλλουμε μεμονωμένα σε κάθε ρύπο τον περιορισμό να μειωθεί κατά 20% της τιμής που είχε όταν στο σύστημα δεν υπήρχε κανένας περιορισμός, ενώ για τους υπόλοιπους ρύπους δεν λαμβάνουμε κανένα μέτρο (*ceteris paribus*).

Πίνακας 3.8 Αποτελέσματα case study 2 επιβάλλοντας περιορισμό του κάθε ρύπου κατά 20% *ceteris paribus*

συνθήκες	p1 MW	p2 MW	h2 MW	p3 MW	h3 MW	p4 MW	h4 MW	h5 MW	Cost \$/h	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h
Μείωση SO_x κατά 20%	110.7	60.5	92.9	23.8	45.9	105	0	11.4	14398	0.229	0.227	190
Μείωση NO_x κατά 20%	103.3	68.6	99.7	25.3	46.6	102.8	3.7	0	14685	0.211	0.214	185
Μείωση CO₂ κατά 18%	42.9	107.3	98.1	44.8	51.9	105	0	0	16760	0.091	0.141	168

Παρατηρούμε ότι

- με επιβολή μείωσης του SO_x κατά 19.9% είχαμε αυτόματο περιορισμό των NO_x κατά 15%, ενώ του CO₂ κατά 7.3%. Επιπλέον, το συνολικό κόστος παραγωγής αυξήθηκε κατά 725\$/h
- με επιβολή μείωσης του NO_x κατά 19.9% είχαμε αυτόματο περιορισμό των SO_x κατά 26.52%, ενώ του CO₂ κατά 9.8%. Επιπλέον, το συνολικό κόστος παραγωγής αυξήθηκε κατά 1012\$/h
- με επιβολή μείωσης του CO₂ κατά 18% είχαμε αυτόματο περιορισμό των SO_x κατά 68.2%, ενώ του NO_x κατά 47.2%. Επιπλέον, το συνολικό κόστος παραγωγής αυξήθηκε κατά 3087\$/h

Συμπεραίνεται λοιπόν ότι η επιβολή ορίων στις εκπομπές CO₂ αποτελεί τον αυστηρότερο περιορισμό που επηρεάζει σημαντικά την κατανομή του φορτίου. Παρατηρούμε ότι ο λιγνιτικός σταθμός καλύπτει ολοένα και λιγότερο ποσοστό του φορτίου καθώς ο περιορισμός γίνεται πιο αυστηρός. Όμοια, ο λέβητας πετρελαίου αφού θεωρείται οικονομικά ασύμφορος αφού για αυστηρούς περιορισμούς CO₂ η ζήτηση θερμότητας καλύπτεται εξολοκλήρου από τους σταθμούς συμπαραγωγής. Επιπλέον, άμεσες μπορεί να είναι η επιπτώσεις μιας περιβαλλοντικής πολιτικής στην τιμολόγηση της MWh. Μία αύξηση του κόστους παραγωγής κατά \$3087 για 300MW αντιστοιχεί σε 10.29\$/MWh που θα επιβαρύνουν αναμφισβήτητα τον καταναλωτή. Προκειμένου να μειώναμε την επιβάρυνση αυτή θα μπορούσαμε να μην συνυπολογίσουμε τους ρύπους που προέρχονται από τις μονάδες συμπαραγωγής για θερμότητα στον περιορισμό τον ρύπων.

Έπειτα μελετάμε πώς μπορεί να επιδράσει η επιβολή περιβαλλοντικών ορίων στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας. Θεωρούμε ότι το σύστημα έχει τη δυνατότητα είτε να αγοράσει είτε να πουλήσει ηλεκτρική ισχύς στο υπόλοιπο δίκτυο στην τιμή όμοια με αυτή που επικρατεί στο χρηματιστήριο ενέργειας [32], 46€/MWh δηλαδή στα 66\$/MWh. Επιπλέον, για να θέσουμε ένα περιορισμό στην αγοραπωλησία θεωρούμε ότι επιτρέπεται η αγοραπωλησία ισχύος μέχρι 100MW.

Πίνακας 3.9 Αποτελέσματα case study 2 με δυνατότητα αγοραπωλησίας

συνθήκες	p1 MW	p2 MW	h2 MW	p3 MW	h3 MW	p4 MW	h4 MW	h5 MW	Buy MW	Cost \$/h	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h
Χωρίς περιορισμούς	135	108.7	77.9	51.3	23.7	105	0	48.4	-100	12405	0.291	0.30	260.8
Μείωση CO₂ κατά 10%	135	45.3	79.6	13.2	41.4	87.6	29	0	18.8	14185	0.273	0.246	184
Μείωση CO₂ κατά 18%	129.1	40	75	10	40	74.5	35	0	46.4	14882	0.261	0.231	168

Παρατηρούμε ότι χωρίς κανένα περιορισμό το σύστημα προκειμένου να μειώσει το κόστος παραγωγής βρίσκει συμφέρον να παραχθούν 100 MWh πάνω από τη ζήτηση και να τις πουλήσει στο δίκτυο. Όμως, στο σενάριο αυτό οι ρύποι που εκλύονται στην ατμόσφαιρα αυξάνονται δραματικά γεγονός που καθιστά απαγορευτικό την μη επιβολή περιβαλλοντικών περιορισμών στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας. Όταν επιβάλλουμε μείωση του CO₂ κατά 20%, θα εκμεταλλευτεί το σύστημα τη χαμηλή τιμή αγοράς ενέργειας και προκειμένου να έχει το μικρότερο κόστος παραγωγής θα προτιμήσει να αγοράσει ισχύ σε αντίθεση με τα αποτελέσματα του πίνακα 3.8 όπου το σύστημα παρήγαγε και κάλυψε τη ζήτηση από μόνο του με υψηλότερο κόστος. Επομένως, συμπεραίνουμε ότι το ύψος της τιμής σε συνδυασμό με το κόστος παραγωγής των μονάδων παίζει καθοριστικό ρόλο στην κατανομή του φορτίου του συστήματος.

Case study 6

Για να ελέγξουμε την απόδοση του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης σε ένα πρόβλημα βέλτιστης κατανομής ρύπων θα επιλέξουμε ένα συνθετότερο σύστημα μελέτης. Εισάγουμε ένα νέο case study το οποίο έχει ορισμένες από τις μονάδες παραγωγής του case study 3, 2 συμβατικούς σταθμούς ηλεκτρισμού, 4 σταθμούς συμπαραγωγής και ένα λέβητα, έχοντας κάνει τις εξής ίδιες παραδοχές αναφορικά με το είδος καυσίμου και τις εκπομπές του κάθε σταθμού:

- Ο πρώτος σταθμός παραγωγής είναι συμβατικός με καύσιμο λιγνίτη

κόστος λειτουργίας

$$c_1 = 1000 + 13.5 \cdot p_1 + 0.0345 \cdot p_1^2 \quad (3.37)$$

συντελεστές ρύπων $\gamma_{S1} = 0.002 \frac{t}{MWh}$

$$\gamma_{N1} = 0.0015 \frac{t}{MWh} \quad (3.38)$$

$$\gamma_{C1} = 0.8 \frac{t}{MWh}$$

Τα όρια λειτουργίας $10 \leq p_1 \leq 250 MW_e$ (3.39)

- Ο δεύτερος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο πετρέλαιο

κόστος λειτουργίας

$$c_2 = 1199 + 13.2 \cdot p_2 + 0.032 \cdot p_2^2 \quad (3.40)$$

συντελεστές ρύπων $\gamma_{S2} = 0.00082 \frac{t}{MWh}$

$$\gamma_{N2} = 0.0003 \frac{t}{MWh} \quad (3.41)$$

$$\gamma_{C2} = 0.75 \frac{t}{MWh}$$

όρια λειτουργίας $10 \leq p_2 \leq 240 \text{ MW}_e$ (3.42)

- Ο τρίτος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο
κόστος λειτουργίας

$$c_3 = 2650 + 14.5 \cdot p_3 + 0.0345 \cdot p_3^2 + 4.2 \cdot h_3 + 0.03 \cdot h_3^2 + 0.011 \cdot p_3 \cdot h_3$$
 (3.43)

συντελεστές ρύπων $\gamma_{S3} = 0.00002 \frac{t}{MWh}$

$$\gamma_{N3} = 0.0003 \frac{t}{MWh}$$
 (3.44)

$$\gamma_{C3} = 0.52 \frac{t}{MWh}$$

- Ο τέταρτος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο
κόστος λειτουργίας

$$c_4 = 2600 + 14.4 \cdot p_4 + 0.032 \cdot p_4^2 + 4.6 \cdot h_4 + 0.023 \cdot h_4^2 + 0.012 \cdot p_4 \cdot h_4$$
 (3.45)

συντελεστές ρύπων $\gamma_{S4} = 0.00002 \frac{t}{MWh}$

$$\gamma_{N4} = 0.0003 \frac{t}{MWh}$$
 (3.46)

$$\gamma_{C4} = 0.52 \frac{t}{MWh}$$

- Ο πέμπτος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο
κόστος λειτουργίας

$$c_5 = 2700 + 14.2 \cdot p_5 + 0.033 \cdot p_5^2 + 4.4 \cdot h_5 + 0.031 \cdot h_5^2 + 0.013 \cdot p_5 \cdot h_5$$
 (3.47)

συντελεστές ρύπων $\gamma_{S5} = 0.00002 \frac{t}{MWh}$

$$\gamma_{N5} = 0.0003 \frac{t}{MWh}$$
 (3.48)

$$\gamma_{C5} = 0.52 \frac{t}{MWh}$$

- Ο έκτος σταθμός παραγωγής είναι συμπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο
κόστος λειτουργίας

$$c_6 = 2590 + 14.3 \cdot p_6 + 0.031 \cdot p_6^2 + 4.45 \cdot h_6 + 0.03 \cdot h_6^2 + 0.016 \cdot p_6 \cdot h_6$$
 (3.49)

$$\begin{aligned}
\text{συντελεστές ρύπων} \quad \gamma_{S6} &= 0.00002 \frac{\text{t}}{\text{MWh}} \\
\gamma_{N6} &= 0.0003 \frac{\text{t}}{\text{MWh}} \\
\gamma_{C6} &= 0.52 \frac{\text{t}}{\text{MWh}}
\end{aligned} \tag{3.50}$$

- Ο έβδομος σταθμός είναι ένας θερμικός λέβητας που καίει πετρέλαιο

κόστος λειτουργίας

$$c_7 = 2590 + 4.1 \cdot h_7 + 0.023 \cdot h_7^2 \tag{3.51}$$

$$\begin{aligned}
\text{συντελεστές ρύπων} \quad \gamma_{S5} &= 0.00034 \frac{\text{t}}{\text{MWh}} \\
\gamma_{N5} &= 0.0004 \frac{\text{t}}{\text{MWh}}
\end{aligned} \tag{3.52}$$

$$\gamma_{C5} = 0.31 \frac{\text{t}}{\text{MWh}}$$

$$\text{όρια λειτουργίας} \quad 0 \leq h_7 \leq 200 \text{ MW}_{th} \tag{3.53}$$

Πριν επιβάλουμε όρια περιορισμού, λύνουμε ξεχωριστά το πρόβλημα μείωσης μόνο του κόστους παραγωγής καθώς και το πρόβλημα μείωσης μόνο των εκπομπών CO₂ προκειμένου να έχουμε μία εικόνα των δύο ακραίων καταστάσεων που μπορούν αν κινηθούν οι εκπομπές CO₂. Τα προβλήματα τα επιλύουμε για ηλεκτρική και θερμική ζήτηση $P_D = 800 \text{ MW}$ και $H_D = 350 \text{ MW}$ αντίστοιχα. Ακόμα, τα διάφορα σενάρια που ακολουθούν υπολογίζονται με χρήση του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για παραμέτρους HMS=6, HMCR=0.9 and PAR=0.3, NI=10000, αλλά και της μεθόδου Lagrange ώστε να συγκρίνουμε την ακρίβεια των αποτελεσμάτων και τη χρονική καθυστέρηση των δύο μεθόδων. Παρατηρούμε ότι στην ιδανικότερη περίπτωση οι ρύποι CO₂ μπορούν να μειωθούν κατά 19.7%.

Σε πρώτη φάση επιβάλουμε λοιπόν μία μείωση του CO₂ κατά 10%. Όπως φαίνεται στον πίνακα 3.11 ο αλγόριθμος HS φαίνεται να επιλύει το πρόβλημα με εξαιρετική προσέγγιση την βέλτιστης λύσης και σε πολύ καλό χρόνο. Στη συνέχεια, για να δυσκολέψουμε περισσότερο το πρόβλημα προσθέτουμε περιορισμό και για τη μείωση του SO₂ κατά 55%. Παρατηρούμε ότι ο αλγόριθμος εξακολουθεί να βρίσκει μία καλή προσέγγιση της λύσης με παρόμοια χρονική καθυστέρηση. Συνεχίζουμε, κάνοντας αυστηρότερο τον περιορισμό μόνο για το CO₂ κατά 15%. Η αύξηση της πολυπλοκότητας του προβλήματος έχει άμεσο αντίκτυπο στη χρονική καθυστέρηση του αλγορίθμου, ενώ η ακρίβειά του εξακολουθεί να είναι ικανοποιητική. Όμοια ο αλγόριθμος ανταποκρίνεται όταν επιβάλλουμε αυστηρό περιορισμό και για το SO₂ κατά 70%.

Πίνακας 3.10 - Αποτελέσματα case study 6 με στόχο μόνο την ελαχιστοποίηση του κόστους και μόνο την ελαχιστοποίηση των ρύπων CO₂

	Minimize Cost		Minimize CO ₂	
	fmincon	HS	fmincon	HS
p1 (MW)	138.78	139.53	10	10.00
p2 (MW)	155.11	155.01	10	10.00
p3 (MW)	117.89	117.97	194.81	175.45
h3 (MW)	65.86	64.41	116.05	78.72
p4 (MW)	126.40	126.40	221.47	184.14
h4 (MW)	72.42	73.67	26.95	99.28
p5 (MW)	128.01	127.22	145.99	210.74
h5 (MW)	54.58	54.79	122.28	81.31
p6 (MW)	133.82	133.87	217.73	209.66
h6 (MW)	47.62	47.36	84.71	90.68
h7 (MW)	109.51	109.76	0	0.00
SO_x (t/h)	0.4521	0.4536	0.044	0.044
NO_x (t/h)	0.5589	0.5598	0.259	0.2590
CO₂ (t/h)	524.48	524.74	421.10	421.10
Cost (\$/h)	31 128	31 128	33 838	33 585
Time (sec)	0.076	2.49	0.070	2.89

Πίνακας 3.11 - Αποτελέσματα case study 6 με επιβολή περιορισμό ρύπων

	10% CO ₂		10% CO ₂ 55% SO ₂		15% CO ₂		15% CO ₂ 70% SO ₂	
	fmincon	HS	fmincon	HS	fmincon	HS	fmincon	HS
p1 (MW)	90.53	113.55	31.03	21.66	40.35	51.31	20.60	23.09
p2 (MW)	117.10	117.98	123	153.03	76.96	63.49	98.10	92.38
p3 (MW)	138.95	133.34	150.98	146.55	160.3	160.8	159.95	160.12
h3 (MW)	87.22	91.71	76.37	79.89	93.27	93.35	92.75	93.89
p4 (MW)	147.65	141.92	161.56	155.41	170.38	170.74	170.04	168.27
h4 (MW)	99.77	105.92	84.88	89.44	106.84	107.5	106.17	108.22
p5 (MW)	149.68	143.70	162.64	157.67	172.03	173.09	171.68	174.22
h5 (MW)	74.44	79.75	63.38	67.39	79.4	79.22	78.91	78.70
p6 (MW)	156.08	149.51	170.79	165.68	179.98	180.59	179.62	181.93
h6 (MW)	66.90	72.40	54.34	58.42	70.49	69.93	70.01	69.19
h7 (MW)	21.67	0.21	71.03	54.86	0	0	2.16	0
SO_x (t/h)	0.296	0.335	0.20	0.2	0.158	0.168	0.136	0.136
NO_x (t/h)	0.439	0.459	0.392	0.395	0.342	0.346	0.334	0.332
CO₂ (t/h)	475	475	475	474	445	445	445	443.7
Cost (\$/h)	31 621	31 656	31 832	31 878	32 414	32 425	32 450	32 480
Time (sec)	0.14	4	0.15	4.42	0.17	7.00	0.17	6.83

Όμως, τα αποτελέσματα δεν είναι ικανοποιητικά όταν ο αλγόριθμος κλιθεί να επιλύσει ένα ακραίο σενάριο μείωσης τύπων. Επιβάλλοντας μείωση εκπομπών CO₂ κατά 17.9% περιορίζουμε κατά πολύ το πλήθος των πιθανών λύσεων που καλείται ο αλγόριθμος να βρει στο βήμα 2. Αντίθετα, όταν το πρόβλημα αυτό είναι single objective τότε απελευθερώνουμε το πρόβλημα από τον αυστηρό περιορισμό των ρύπων και μέσω του ελέγχου που κάνει αν βρέθηκε η χαμηλότερη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης καταφέρνει να προσεγγίσει τη βέλτιστη λύση σε πολύ μικρό διάστημα.

Πίνακας 3.12 - Αποτελέσματα case study 6 με επιβολή ακραίου περιορισμού ρύπων

	17.9% CO ₂	
	fmincon	HS
p1 (MW)	10	10
p2 (MW)	48.70	48.51
p3 (MW)	174	173.94
h3 (MW)	93.93	94.04
p4 (MW)	185.23	185.64
h4 (MW)	107.11	106.94
p5 (MW)	186.46	186.34
h5 (MW)	79.46	79.39
p6 (MW)	195.62	195.57
h6 (MW)	69.50	69.63
h7 (MW)	0	0
SO_x (t/h)	0.075	0.075
NO_x (t/h)	0.286	0.286
CO₂ (t/h)	430	430
Cost (\$/h)	33 051	33 053
Time (sec)	1.1	377

3.3.3 Ένταξη φορολόγησης άνθρακα- Single objective προσέγγιση

Ένας διαφορετικός τρόπος προσέγγισης του προβλήματος βέλτιστης κατανομής ρύπων σύμφωνα με τις έρευνες [22, 23] έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας συμπεριλαμβάνοντας την φορολόγηση άνθρακα. Η φορολόγηση άνθρακα επιβάλλεται στον καταναλωτή. Παρόλα αυτά, ο ρυθμιστής του συστήματος οφείλει να εντάξει τον φόρο μέσα στην αντικειμενική συνάρτηση ώστε να προσφέρει στον καταναλωτή ενέργεια που παράχθηκε με τις λιγότερο δυνατόν εκπομπές CO₂ έτσι ώστε ο καταναλωτής να επιβαρυνθεί στο μικρότερο κόστος. Έτσι, υπάρχει μία αντικειμενική συνάρτηση την οποία επιθυμούμε να ελαχιστοποιήσουμε χρησιμοποιώντας τους ανισοτικούς περιορισμούς τις λειτουργίας των σταθμών και τους ισοτικούς περιορισμούς για κάλυψη της ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης .

Πιο συγκεκριμένα για το μοντέλο που αναπτύχθηκε παραπάνω το συνολικό κόστος θα έχει τη μορφή:

$$T = C_T + tax \cdot CO_2 \quad (3.37)$$

Να σημειωθεί ότι οι εκπομπές του σταθμού συμπαραγωγής που αντιστοιχούν στη θέρμανση δεν φορολογούνται.

3.3.4 Εφαρμογή με φορολόγηση άνθρακα

Case study 2

Δοκιμάζουμε διαφορετικές τιμές φορολόγησης άνθρακα ώστε να δούμε πόσο αλλάζει η παραγωγή του κάθε σταθμού, πόσο αυξάνεται το συνολικό κόστος παραγωγής και πόση είναι η μείωση των ρύπων που επιτεύχθηκε χωρίς να έχουμε φορολογήσει τους ρύπους της συμπαραγωγής που αντιστοιχούν στη θέρμανση.

Πίνακας 3.13 - Αποτελέσματα case study 2 με επιβολή φορολόγησης άνθρακα

Tax \$/t	p1 MW	p2 MW	h2 MW	p3 MW	h3 MW	p4 MW	h4 MW	h5 MW	Cost \$/h	CO ₂ t/h
10	135	50.7	84.2	16.6	42.8	97.7	12.1	10.9	15313	197
20	135	54.0	87.1	17.7	43.3	93.2	19.6	0	16793	194
30	135	54.0	87.1	17.7	43.3	93.2	19.6	0	18266	194
90	128	57.2	89.9	19.4	44.0	95.3	16.1	0	27100	192
110	94.9	71.1	101.9	29	48.1	105	0	0	29899	183
130	58.3	96.6	97.1	40	52.9	105	0	0	32542	172

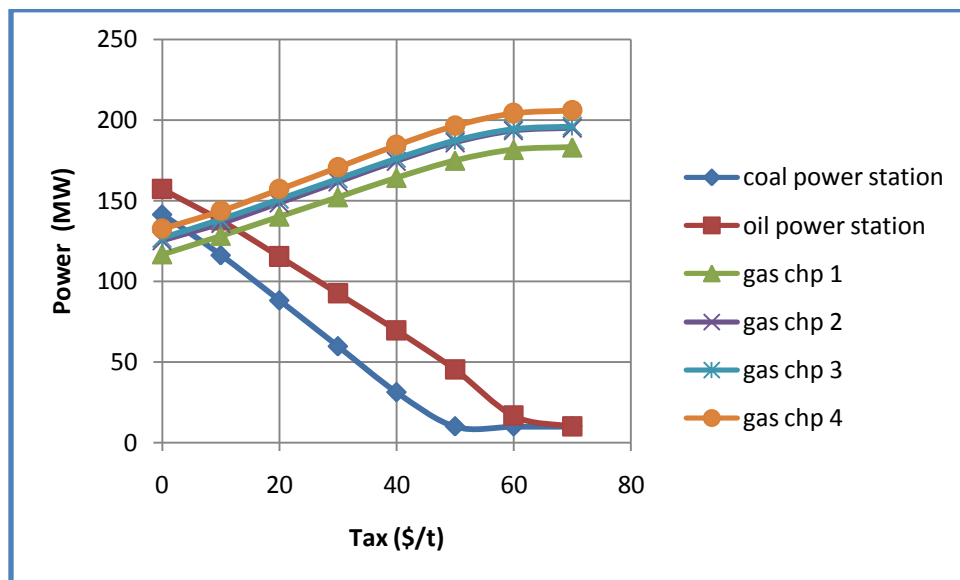
Καθώς αυξάνουμε το φόρο άνθρακα κατά 10 \$/t παρατηρούμε μία μικρή μείωση στους ρύπους που εκπέμπονται, ενώ για ενδιαμέσες τιμές φόρου που δεν εμφανίζονται στον πίνακα για το συγκεκριμένο σύστημα μελέτης δεν έχουμε καθόλου αλλαγή της κατανομής του φορτίου. Μάλιστα για να πετύχουμε μείωση των εκπομπών άνθρακα κοντά στα επίπεδα του 18%, δηλαδή στους 168 t/h, θα πρέπει ο φόρος να φτάσει την τιμή 130\$/t με αυτόματη αύξηση του κόστους κατά 15782 \$/h.

Case study 6

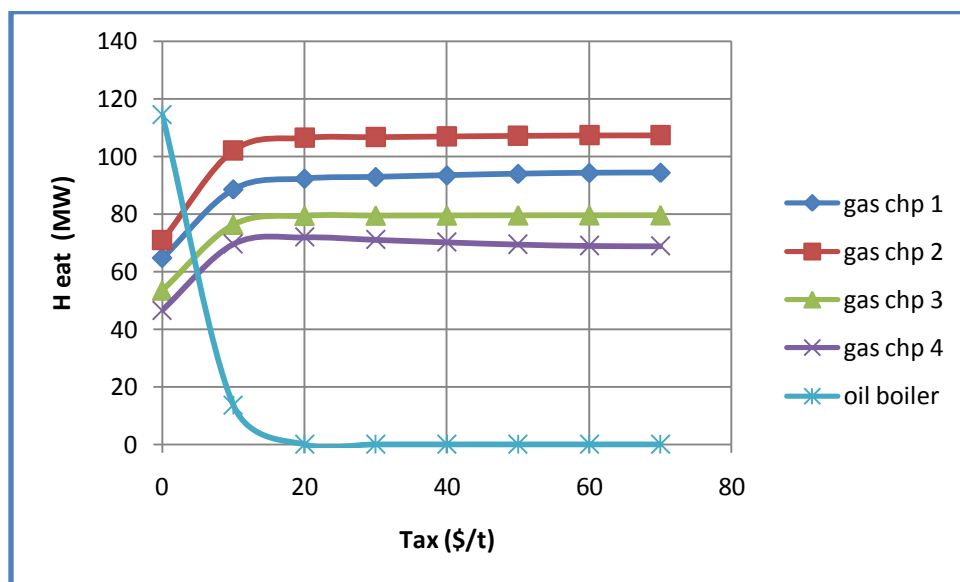
Και σε αυτό το σύστημα μελέτης επιβάλουμε φόρο ύψους 10\$/t που αυξάνεται σταδιακά με βήμα 10\$/t και βλέπουμε πως μεταβάλλεται η διείσδυση του κάθε σταθμού, η συνολική ποσότητα των εκπομπών CO₂ και κατά πόσο μεταβάλλεται το κόστος παραγωγής της ενέργειας χωρίς να έχουμε φορολογήσει τους ρύπους της συμπαραγωγής που αντιστοιχούν στη θέρμανση. Αφού τρέξαμε τα

διάφορα σενάρια φόρου, παρατηρήσαμε ότι για αυτό το σύστημα έχουμε μεταβολή της κατανομής φορτίου σε κάθε σενάριο. Έτσι παρουσιάζονται τα αποτελέσματα παραστατικά στα παρακάτω διαγράμματα:

Ο λέβητας θέρμανσης βγαίνει εκτός λειτουργίας από τιμή φόρου μόλις 20\$/t, ενώ καθώς η τιμή του φόρου αυξάνεται η διείσδυση των συμβατικών σταθμών μειώνεται με παράλληλη αύξηση της διείσδυσης των chp. Αναφορικά με τα chp, κινούνται σε γενικές γραμμές σε ίδιο βαθμό διείσδυσης. Ανάλογα με τη συνάρτηση κόστους άλλα διεισδύουν περισσότερο στη ηλεκτρική ζήτηση όπως το chp 4, ενώ άλλα διεισδύουν περισσότερο στη θερμική ζήτηση όπως το chp 1.

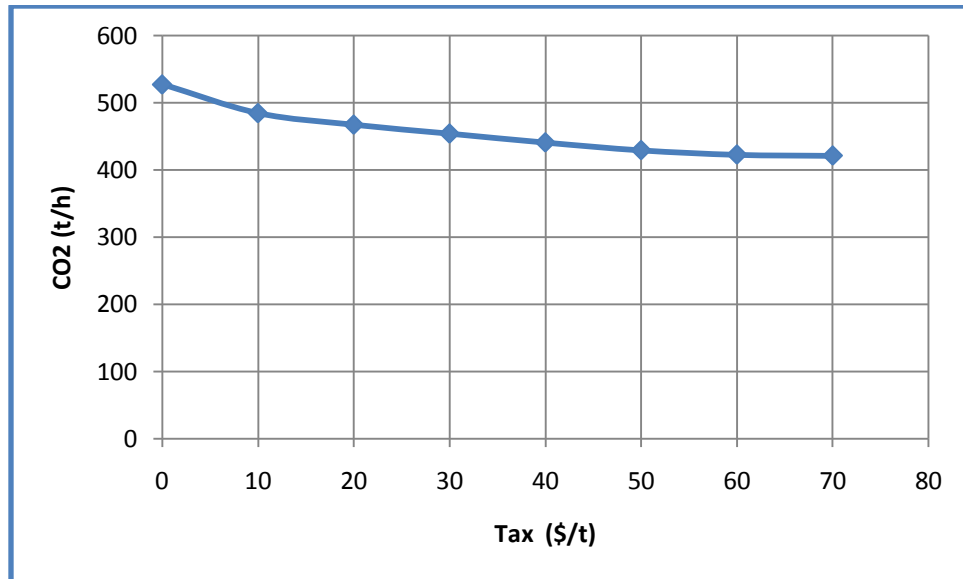


Σχήμα 3.8 – Διείσδυση μονάδων για την κάλυψη ηλεκτρικής ζήτησης για διάφορα σενάρια φόρου



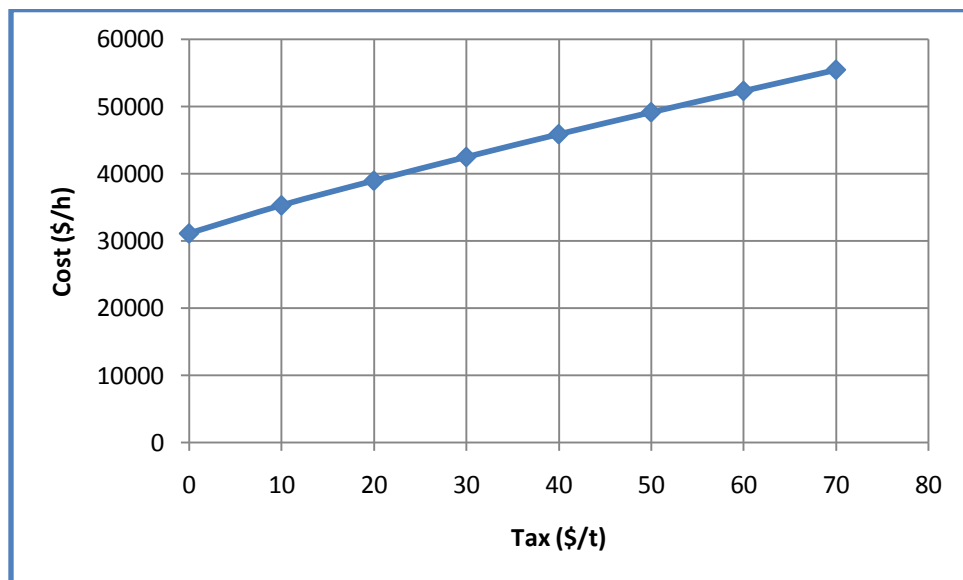
Σχήμα 3.9 – Διείσδυση μονάδων για την κάλυψη θερμικής ζήτησης για διάφορα σενάρια φόρου

Καθώς λοιπόν αυξάνεται η τιμή του φόρου, οι συνολικές εκπομπές CO₂ (μαζί με τις αφορολόγητες) μειώνονται συνεχώς μέχρι να φτάσουν στο κατώτερο όριό τους 421.1 t/h για φόρο 70\$/t.



Σχήμα 3.10 – Μείωση συνολικών εκπομπών CO₂ για διάφορα σενάρια φόρου άνθρακα

Αυτό που είναι ιδιαίτερα ανησυχητικό είναι η συνεχώς αυξανόμενη τιμή του κόστους η οποία αποτελεί σύνθεση του κόστους παραγωγής και του φόρου που θα επιβληθεί για τις μονάδες CO₂ που παράχθηκαν. Αυτή η τιμή θα επιβαρύνει άμεσα τον καταναλωτή αφού ουσιαστικά αντικατοπτρίζεται σαν μία αύξηση της τιμής του προϊόντος της ηλεκτρικής ενέργειας. Στο κεφάλαιο που ακολουθεί θα κάνουμε μία πιο εκτενή ανάλυση σχετικά με το ποιον επιβαρύνει η φορολόγηση άνθρακα και ποια μέτρα προτείνονται για την εξομάλυνση των επιπτώσεών της.



Σχήμα 3.11 – Επιβάρυνση του καταναλωτή για τη παραγωγή ενέργειας

Κεφάλαιο 4

Οικονομική κατανομή φορτίου με βέλτιστη ροή φορτίου

4.1 Εισαγωγή

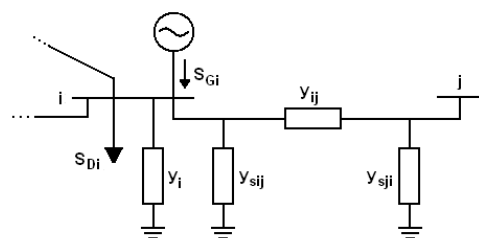
Προκειμένου να έχουμε μία ολοκληρωμένη μελέτη της οικονομικής κατανομής φορτίου σε ένα σύστημα, οφείλουμε να λάβουμε υπόψη και τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του συστήματος. Πέρα από την αντικειμενική συνάρτηση κόστους προς ελαχιστοποίηση όπως περιγράφηκε στα προηγούμενα κεφάλαια, γνωρίζοντας την ζήτηση της ενεργού και άεργου ισχύος στον κάθε ζυγό του συστήματος καθώς και την ύπαρξη ή μη πυκνωτών αντιστάθμισης ή μετασχηματιστών μεταβλητών λήψεων, έχουμε τη δυνατότητα μέσω των εξισώσεων ροής φορτίου να βρούμε το μέτρο και τη γωνία της τάσης του κάθε ζυγού.

Η ιδέα της βέλτιστης ροής φορτίου εισήχθηκε στις αρχές του 1960 σαν μια επέκταση της απλής οικονομικής κατανομής για να καθοριστούν οι βέλτιστες τιμές των μεταβλητών ελέγχου του συστήματος μελέτης (P_G, Q_G) έτσι ώστε να βελτιστοποιηθεί μια δεδομένη αντικειμενική συνάρτηση.

4.2 Περιγραφή προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου

4.2.1 Εξισώσεις ρών φορτίου^[30]

Οι εξισώσεις ρών φορτίου μπορούν να καταστρωθούν με τη βοήθεια του σχήματος 4.1 που απεικονίζει ένα γενικευμένο ζυγό συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 4.1 - Γενικευμένος ζυγός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Η γραμμή μεταξύ των ζυγών i και j παριστάνεται με το ονομαστικό κύκλωμα Π . Γενικά σε ένα ζυγό μπορεί να είναι συνδεδεμένες μία ή περισσότερες γραμμές ή και μετασχηματιστές. Στο ζυγό i είναι επίσης συνδεδεμένη μια εγκάρσια σύνθετη αγωγιμότητα y_i , που παριστάνει οποιοδήποτε συνδυασμό πυκνωτών ή αυτεπαγωγών με σταθερή αγωγιμότητα. Η γεννήτρια που είναι συνδεδεμένη στο ζυγό i

εγχέει ρεύμα I_{Gi} , ενώ το αντίστοιχο φορτίο του ζυγού απορροφά ρεύμα I_{Di} . Η τάση στο ζυγό i συμβολίζεται με V_i , ενώ η τάση στο ζυγό j με V_j .

Το ρεύμα I_{ij} που ρέει στη γραμμή που συνδέει το ζυγό i με το ζυγό j ισούται με:

$$\tilde{I}_{ij} = (y_{sij} + y_{ij})\tilde{V}_i - y_{ij}\tilde{V}_j \quad (4.1)$$

ενώ το ρεύμα που απορροφάται από την εγκάρσια αγωγιμότητα y_i ισούται με:

$$\tilde{I}_{ii} = y_i\tilde{V}_i \quad (4.2)$$

Εφαρμόζοντας το νόμο ρευμάτων Kirchoff στο ζυγό i προκύπτει:

$$\tilde{I}_{Gi} - \tilde{I}_{Di} = \tilde{I}_{ii} + \sum_{j \in n} \tilde{I}_{ij} = y_i\tilde{V}_i + \sum_{j \in n} \tilde{I}_{ij} \quad (4.3)$$

όπου n είναι ο αριθμός των ζυγών που είναι διασυνδεδεμένοι με τον ζυγό i .

Συνδυάζοντας τους παραπάνω τύπους προκύπτει:

$$\tilde{I}_{Gi} - \tilde{I}_{Di} = y_i\tilde{V}_i + \sum_{j \in n} ((y_{sij} + y_{ij})\tilde{V}_i - y_{ij}\tilde{V}_j) \quad (4.4)$$

Ορίζοντας τις παραμέτρους:

$$Y_{ii} = y_i + \sum_{j \in n} (y_{sij} + y_{ij}) \quad (4.5)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (4.6)$$

ο τύπος (4.4) γράφεται

$$\tilde{I}_{Gi} - \tilde{I}_{Di} = Y_{ii}\tilde{V}_i + \sum_{j \in n} Y_{ij}\tilde{V}_j \quad (4.7)$$

Στις μελέτες ροής φορτίου, οι γνωστές ή ζητούμενες ποσότητες σε κάθε ζυγό είναι οι μιγαδικές ισχύς παραγωγής S_{Gi} και φορτίσεων S_{Di} . Οι μιγαδικές αυτές ισχύεις δίνονται στο ανά μονάδα σύστημα από τις σχέσεις:

$$S_{Gi} = \tilde{V}_i \tilde{I}_{Gi}^* \quad (4.8)$$

$$S_{Di} = \tilde{V}_i \tilde{I}_{Di}^* \quad (4.9)$$

Αφαιρώντας κατά μέλη και αντικαθιστώντας τον τύπο (4.7)

$$S_{Gi} - S_{Di} = \tilde{V}_i \tilde{I}_{Gi}^* - \tilde{V}_i \tilde{I}_{Di}^* = \tilde{V}_i^* \tilde{V}_i^2 + \tilde{V}_i \sum_{j \in n} \tilde{V}_j^* \tilde{V}_j \quad (4.10)$$

Η εξίσωση (4.10) εκφράζει το ισοζύγιο ισχύος στον ζυγό i . Για ένα σύστημα n ζυγών, μπορούν να γραφούν n εξισώσεις του τύπου (4.10). Οι n αυτές εξισώσεις αποτελούν τις μιγαδικές εξισώσεις ροής φορτίου.

Εν συνεχεία, χρησιμοποιούμε τον συμβολισμό:

$$\tilde{V}_i = V_i e^{j\delta_i} \quad (4.11)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (4.12)$$

Αντικαθιστώντας τις αγωγιμότητες και τις τάσεις στην εξίσωση (4.10) και ξεχωρίζοντας πραγματικά και φανταστικά μέρη, παίρνουμε τις εξισώσεις ροής φορτίου σε πραγματική μορφή:

$$P_{Gi} - P_{Di} = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (4.13)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (4.14)$$

Επομένως κάθε ζυγός χαρακτηρίζεται από 6 μεγέθη:

τις μεταβλητές ελέγχου

- P_G : παραγόμενη ενεργός ισχύς
- Q_G : παραγόμενη άεργος ισχύς

τις μεταβλητές διαταραχής

- P_D : ενεργός ισχύς φορτίου
- Q_D : άεργος ισχύς φορτίου

και τις μεταβλητές κατάστασης

- V : μέτρο τάσης του ζυγού
- δ : φασική γωνία τάσης του ζυγού

Ανάλογα με το ποιά μεγέθη του ζυγού είναι γνωστά ταξινομούμε τους ζυγούς σε τρεις κατηγορίες:

Ζυγός Φορτίου (PQ), στον οποίο θεωρούνται γνωστές η ενεργός και άεργος ισχύς φορτίου, ενώ άγνωστα θεωρούνται το μέτρο και η γωνία τάσης του ζυγού.

Ζυγός παραγωγής (PV), στον οποίο είναι γνωστά η παραγόμενη ενεργός ισχύς και το μέτρο της τάσης και άγνωστα η παραγόμενη άεργος ισχύς και η γωνία της τάσης.

Ζυγός Ταλάντωσης ή Ζυγός Αναφοράς (slack), ο οποίος είναι ζυγός παραγωγής που χρησιμοποιείται για να αντισταθμίσει τις άγνωστες εξ αρχής απώλειες του δικτύου και γενικά για άμεση αντιμετώπιση των μεταβολών ισχύος. Στον ζυγό αυτό επιβάλλεται σταθερή τάση κατά μέτρο και γωνία, ενώ προσδιορίζονται η ενεργός και άεργος παραγόμενη ισχύς. Συνήθως, ορίζουμε για το ζυγό ταλάντωσης γωνία τάσης $\delta=0$.

4.2.2 Απώλειες δικτύου

Είναι γνωστό ότι κατά τη μεταφορά της ηλεκτρικής ισχύος υπάρχουν απώλειες που οφείλονται κυρίως στην ωμική αντίσταση των γραμμών. Άλλες απώλειες στο δίκτυο μεταφοράς είναι οι απώλειες Corona των γραμμών καθώς και οι απώλειες χαλκού και σιδήρου των μετασχηματιστών. Η επίδραση των απωλειών μεταφοράς στην οικονομική κατανομή φορτίου μπορεί να αιτιολογηθεί με το παρακάτω παράδειγμα: Έστω ότι εξετάζεται η οικονομική κατανομή φορτίου σε δύο θερμικές μονάδες A και B, εκ των οποίων η A είναι πιο οικονομική, ενώ η B βρίσκεται πιο κοντά στο κέντρο κατανάλωσης. Αν αγνοηθούν οι απώλειες μεταφοράς τότε η ζήτηση θα καλυφθεί κατά μεγάλο ποσοστό από τη μονάδα A, η οποία όμως βρίσκεται μακριά από το φορτίο και συνεπώς θα έχουμε μεγάλες απώλειες μεταφοράς οι οποίες αντιστοιχούν σε υπολογίσιμο κόστος παραγωγής. Η ενσωμάτωση των απωλειών μεταφοράς στην οικονομική κατανομή φορτίου απαντά στο εύλογο ερώτημα κατά πόσο πρέπει να μειωθεί η παραγόμενη ισχύς της μονάδας A και κατά πόσο να αυξηθεί η παραγόμενη ισχύς της μονάδας B ώστε να έχω τις ελάχιστες απώλειες μεταφοράς στο ελάχιστο κόστος παραγωγής.

Ένας σύνηθες τρόπος αντιμετώπισης του προβλήματος υπολογισμού των απωλειών ισχύος είναι η μέθοδος των συντελεστών B, όπου σχηματίζεται η δευτεροβάθμια εξίσωση:

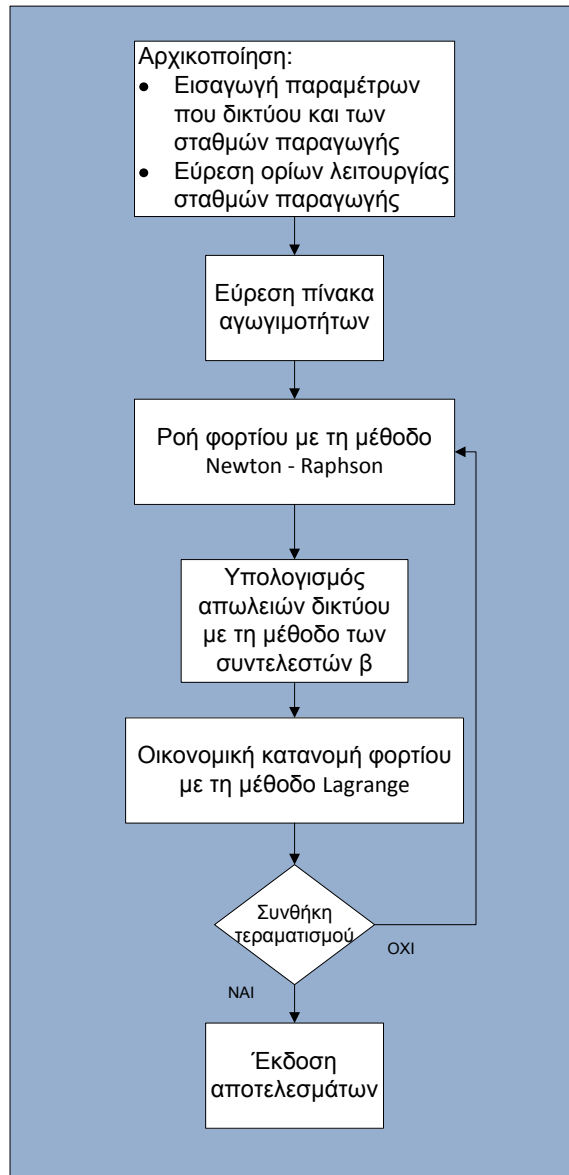
$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0i} P_i + B_{00} \quad (4.15)$$

όπου n_g ο αριθμός των σταθμών παραγωγής

4.3 Επίλυση προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου

4.3.1 Ανάλυση προγράμματος υλοποίησης

Για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιούμε ένα πρόγραμμα με μία σειρά από αλγορίθμους που έχουν προταθεί από το βιβλίο [31] μαζί με ορισμένες προσθήκες που κάναμε ώστε να μπορέσουμε να εντάξουμε στο πρόγραμμα δεδομένα σταθμών συμπαραγωγής καθώς και τις εκπομπές των ρύπων του κάθε σταθμού παραγωγής. Η πορεία που ακολουθεί το πρόγραμμα απεικονίζεται στο σχήμα 4.2 που ακολουθεί.



Σχήμα 4.2 - Γραφική απεικόνιση προγράμματος επίλυσης βέλτιστης ροής φορτίου

Ως πρώτο βήμα του προγράμματος είναι να δοθούν τα στοιχεία του συστήματος που μελετάμε. Τα στοιχεία αυτά περιλαμβάνουν τα χαρακτηριστικά των ζυγών (το είδος του ζυγού, τη ζήτηση ενεργού και αέργου ισχύος, πυκνωτές αντιστάθμισης) και τα χαρακτηριστικά των γραμμών διασύνδεσης (αντίσταση, επαγωγή, ύπαρξη μετασχηματισμών μεταβλητής λήψης). Επιπλέον, δίνονται τα οικονομικά και περιβαλλοντικά στοιχεία του κάθε σταθμού παραγωγής καθώς και στοιχεία της αγοράς όπως τιμή πώλησης ηλεκτρικής και θερμικής MWh και πιθανή φορολόγηση άνθρακα.

Στη συνέχεια καλούνται οι συναρτήσεις:

- **lfybus** που υπολογίζει τον πίνακα αγωγιμοτήτων του δικτύου που μελετάμε.
- **lfnewton** που βρίσκει τη ροή φορτίου με τη μέθοδο Newton - Raphson
- **bloss** που βρίσκει τις απώλειες με τη μέθοδο των συντελεστών β
- **dispatch** που κάνει οικονομική κατανομή φορτίου με τη μέθοδο Lagrange με συνθήκες Kuhn Tucker

Να σημειωθεί ότι κατά τη διάρκεια που τρέχει το πρόγραμμα υπάρχει ένας επαναλαμβανόμενος κύκλος μεταξύ ροής φορτίου και οικονομικής κατανομής φορτίου προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη ροή φορτίου με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής. Ο επαναλαμβανόμενος κύκλος τερματίζει όταν τα αποτελέσματα της παραγόμενης ισχύς που υπολογίζεται από τη ροή φορτίου και την οικονομική κατανομή φορτίου να έχουν μικρές αποκλίσεις της τάξης του 0.1MW.

Τέλος, αφού έχει υπολογιστεί ποια πρέπει να είναι η παραγωγή του κάθε σταθμού καλούμε τις συναρτήσεις:

- **busout** που εκτυπώνει τα 6 χαρακτηριστικά του κάθε ζυγού ($V, \delta, P_D, Q_D, P_G, Q_G$)
- **gencost** που υπολογίζει το συνολικό κόστος

Στο σημείο αυτό αξίζει να γίνει μία εκτενέστερη αναφορά στην επαναληπτική μέθοδο που χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου όπως αυτή παρουσιάζεται στο βιβλίο [31] για συμβατικούς σταθμούς παραγωγής:

Η αντικειμενική συνάρτηση θα είναι το άθροισμα των συναρτήσεων κόστους κάθε σταθμού παραγωγής:

$$C_t = \sum_{i=1}^n (\alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2) \quad (4.16)$$

η οποία υπόκειται στον ισοτικό περιορισμό κάλυψης της ζήτησης

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D + P_L \quad (4.17)$$

Αλλά και στους ανισοτικούς περιορισμούς των επιτρεπτών ορίων λειτουργίας του κάθε σταθμού

$$P_{i(min)} \leq P_i \leq P_{i(max)} \quad (4.18)$$

Χρησιμοποιώντας τους συντελεστές Lagrange δημιουργούμε την συνάρτηση Lagrange

$$L = C_t + \lambda \left(P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_i \right) + \sum_{i=1}^n \mu_{i(max)} (P_i - P_{i(max)}) \sum_{i=1}^n \mu_{i(min)} (P_i - P_{i(min)}) \quad (4.19)$$

Το ελάχιστο της συνάρτησης αυτής βρίσκεται στο σημείο όπου οι μερικές παράγωγοι είναι μηδενικές

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \quad (4.20)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_{i(max)}} = P_i - P_{i(max)} = 0 \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_{i(min)}} = P_i - P_{i(min)} = 0 \quad (4.23)$$

Η συνθήκη (4.21) ισχύει ως ισοτικός περιορισμός του προβλήματος για την κάλυψη της ζήτησης, ενώ από τις συνθήκες (4.22) και (4.23) υπονοείται ότι για να κινείται η P_i μέσα στα επιθυμητά όρια θα πρέπει $\mu_{i(max)} = \mu_{i(min)} = 0$.

Επομένως, από την συνθήκη (4.20):

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - 1 \right) &= 0 \\ \Rightarrow \beta_i P_i + 2\gamma_i P_i + 2\lambda \sum_{j=1}^n B_{ij} P_j + B_{0i} \lambda &= \lambda \\ \Rightarrow \left(\frac{\gamma_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} P_j &= \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{\beta_i}{\lambda} \right) \end{aligned}$$

Για όλους τους σταθμούς παραγωγής δημιουργείται το σύστημα Ε·Ρ = D

$$\begin{bmatrix} \frac{\gamma_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} \\ B_{21} & \frac{\gamma_2}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n1} & B_{n2} & \dots & \frac{\gamma_n}{\lambda} + B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 - B_{01} - \frac{\beta_1}{\lambda} \\ 1 - B_{02} - \frac{\beta_{i2}}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{0n} - \frac{\beta_n}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Λύνοντας $P=E \setminus D$ βρίσκουμε:

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (4.27)$$

Η επαναληπτική μέθοδος βασίζεται στην εξής ιδέα:

Ξεκινάμε την πρώτη επανάληψη $k=1$ με μία τυχαία αρχική τιμή του λ και βρίσκουμε τις ισχύς $P_i^{(1)}$. Στη συνέχεια, βρίσκουμε κατά πόσο αποκλίνει η συνολικά παραγόμενη ισχύς από την ζητούμενη ισχύς και τις απώλειες

$$\Delta P^{(k)} = \sum_{i=1}^n P_i^{(k)} - P_D - P_L^{(k)} \quad (4.28)$$

Αν θεωρήσουμε το άθροισμα της παραγόμενης ισχύος ως μία συνάρτηση με μεταβλητή τον συντελεστή Lagrange λ

$$f(\lambda)^{(k)} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})}, \quad (4.29)$$

τότε αναλύοντας κατά σειρά Taylor

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)} \Delta \lambda^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \quad (4.30)$$

βρίσκουμε ότι το σφάλμα για να ισχύει ο ισοτικός περιορισμός είναι

$$\Delta P^{(k)} = \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)} \Delta \lambda^{(k)} \quad (4.31)$$

Επομένως, βρίσκουμε κατά πόσο πρέπει να μεταβάλουμε τον συντελεστή Lagrange για την επόμενη επανάληψη

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)}} \quad (4.32)$$

$$\text{Όπου } \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)} = \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_i(1-B_{0i}) + B_{ii}\beta_i - 2\gamma_i \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2} \quad (4.33)$$

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta \lambda^{(k)} \quad (4.34)$$

Οι επαναλήψεις συνεχίζονται μέχρι το σφάλμα να είναι ικανοποιητικά μικρό.

Έχοντας τον πρόγραμμα δομημένο για συμβατικούς σταθμούς παραγωγής, το χρησιμοποιήσαμε σαν κύρια βάση ώστε μόλις με ορισμένες προσθήκες να το καταστήσουμε λειτουργικό και για την επίλυση προβλημάτων που έχουν σταθμούς συμπαραγωγής. Αρχικά, προσαρμόσαμε τις εξισώσεις ενός προβλήματος με σταθμούς συμπαραγωγής και με περιβαλλοντικούς περιορισμούς ως εξής:

Έχοντας θεωρήσει ότι οι σταθμοί συμπαραγωγής ικανοποιούν τοπικά την θερμική ζήτηση τότε η συναρτήσεις κόστους κάθε σταθμού γράφεται στη μορφή

$$c_{chp,i}(p_i, h_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 + \delta_i \cdot h_i + \varepsilon_i \cdot h_i^2 + \zeta_i \cdot p_i \cdot h_i \quad (4.35)$$

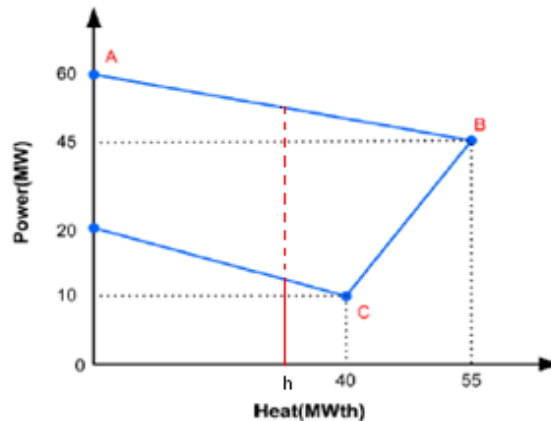
$$c_{chp,i}(p_i, h_i = \text{γνωστό}) = (\alpha_i + \delta_i \cdot h_i + \varepsilon_i \cdot h_i^2) + (\beta_i + \zeta_i \cdot h_i) \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 \quad (4.36)$$

δηλαδή απλοποιείται σε μία δευτεροβάθμια εξίσωση της μορφής:

$$c_{chp,i}(p_i, h_i = \text{γνωστό}) = \alpha_i' + \beta_i' \cdot p_i + \gamma_i' \cdot p_i^2 \quad (4.37)$$

η οποία είναι αρχικοποιείται εύκολα στο πρόγραμμά μας. Στην ίδια μορφή μπορούμε να φέρουμε και μία αντικειμενική συνάρτηση που περιέχει φορολόγηση άνθρακα αλλά και μία αντικειμενική συνάρτηση που αποτελείται από περισσότερες αντικειμενικές συναρτήσεις πολλαπλασιασμένες με συντελεστές βαρύτητας.

Ακόμα, τα σημεία λειτουργίας των σταθμών συμπαραγωγής για δεδομένη θερμική ζήτηση δεν είναι πλέον μία περιοχή του επιπέδου, αλλά κυμαίνονται μεταξύ άνω και κάτω ορίου:



Σχήμα 4.3- Όρια λειτουργίας σταθμού chp που καλύπτει τοπικά δεδομένη θερμική ζήτηση

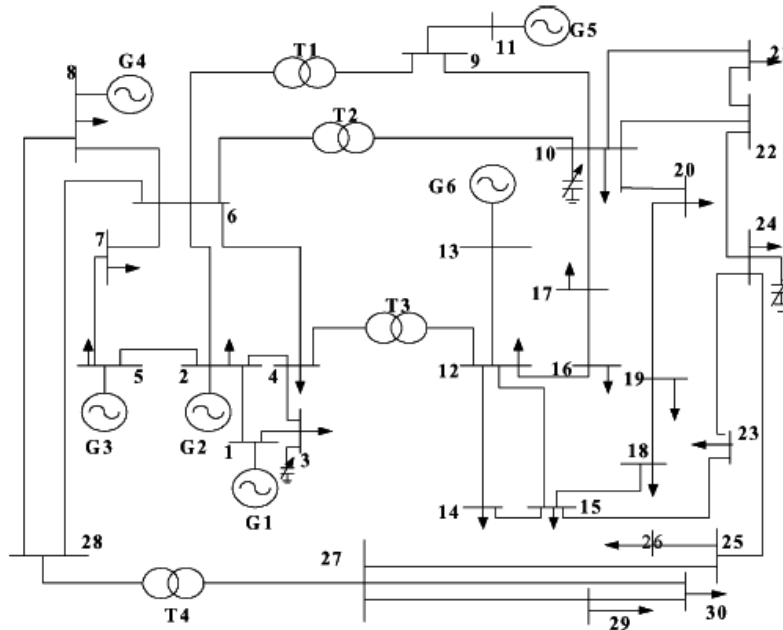
$$P_{i(min)} \leq P_i \leq P_{i(max)} \quad (4.38)$$

Για να βρούμε τα όρια αυτά δημιουργήσαμε μία συνάρτηση **chpmargin** η οποία βρίσκει τα σημεία τομής μεταξύ της κάθετης ευθείας, που ορίζει τη θερμική ζήτηση που καλύπτεται, και του περιγράμματος της περιοχής λειτουργίας του σταθμού συμπαραγωγής.

4.3.2 Εφαρμογή βέλτιστης ροής φορτίου

Case study 6 στο δίκτυο 30 ζυγών

Το σύστημα προς μελέτη είναι το δίκτυο 30 ζυγών της IEEE [31]. Η διασύνδεση των 30 ζυγών απεικονίζεται στο σχήμα 4.4, ενώ τα χαρακτηριστικά του κάθε ζυγού αλλά και των γραμμών διασύνδεσής τους παρουσιάζονται στους πίνακες 4.1 και 4.2 αντίστοιχα.



Σχήμα 4.4 – Γραφική απεικόνιση του συστήματος των 30 ζυγών

Πίνακας 4.1 – Χαρακτηριστικά κάθε ζυγού του δικτύου των 30 ζυγών

Ζυγός	Είδος ζυγού*	P_D MW	Q_D MVar	Q_{cmin} MVar	Q_{cmax} MVar	Q_c MVar
1	1	0	0	0	0	0
2	2	21.7	12.7	-40	50	0
3	0	2.4	1.2	0	0	0
4	0	7.6	1.6	0	0	0
5	2	94.2	19	-40	40	0
6	0	20	10	0	0	0
7	0	22.8	10.9	0	0	0
8	2	30	30	-10	60	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	5.8	2	-6	24	19

11	2	0	0	0	0	0
12	0	11.2	7.5	0	0	0
13	2	0	0	-6	24	0
14	0	10.2	1.6	0	0	0
15	0	8.2	2.5	0	0	0
16	0	3.5	1.8	0	0	0
17	0	9	5.8	0	0	0
18	0	10.2	0.9	0	0	0
19	0	9.5	3.4	0	0	0
20	0	2.2	0.7	0	0	0
21	0	17.5	11.2	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	3.2	1.6	0	0	0
24	0	8.7	6.7	0	0	4.3
25	0	0	0	0	0	0
26	0	3.5	2.3	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0
29	0	2.4	0.9	0	0	0
30	0	10.6	1.9	0	0	0

*Με κωδικό 1 αναφερόμαστε σε ζυγό αναφοράς

*Με κωδικό 2 αναφερόμαστε σε ζυγό παραγωγής

*Με κωδικό 0 αναφερόμαστε σε ζυγό φορτίου

Πίνακας 4.2- Χαρακτηριστικά των γραμμών του δικτύου των 30 ζυγών

Από ζυγό	Προς ζυγό	R Ωhm	X Ωhm	γ mhO	tap
1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1
1	3	0.0452	0.1852	0.0204	1
2	4	0.057	0.1737	0.0184	1
3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
5	7	0.046	0.116	0.0102	1

6	7	0.0267	0.082	0.0085	1
6	8	0.012	0.042	0.0045	1
6	9	0	0.208	0	0.978
6	10	0	0.556	0	0.969
9	11	0	0.208	0	1
9	10	0	0.11	0	1
4	12	0	0.256	0	0.932
12	13	0	0.14	0	1
12	14	0.1231	0.2559	0	1
12	15	0.0662	0.1304	0	1
12	16	0.0945	0.1987	0	1
14	15	0.221	0.1997	0	1
16	17	0.0824	0.1923	0	1
15	18	0.1073	0.2185	0	1
18	19	0.0639	0.1292	0	1
19	20	0.034	0.068	0	1
10	20	0.0936	0.209	0	1
10	17	0.0324	0.0845	0	1
10	21	0.0348	0.0749	0	1
10	22	0.0727	0.1499	0	1
21	22	0.0116	0.0236	0	1
15	23	0.1	0.202	0	1
22	24	0.115	0.179	0	1
23	24	0.132	0.27	0	1
24	25	0.1885	0.3292	0	1
25	26	0.2544	0.38	0	1
25	27	0.1093	0.2087	0	1
28	27	0	0.396	0	0.968
27	29	0.2198	0.4153	0	1
27	30	0.3202	0.6027	0	1
29	30	0.2399	0.4533	0	1
8	28	0.0636	0.2	0.0214	1
6	28	0.0169	0.0599	0.065	1

Το σύστημα αυτό, όμως, έχει τροποποιηθεί αναφορικά με αυτό που προτείνεται στις βιβλιογραφίες προκειμένου να μελετηθεί η διείσδυση σταθμών συμπαραγωγής. Πιο αναλυτικά, τοποθετήσαμε το case study 6 που περιγράφηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο χωρίς τον λέβητα θερμότητας. Αντικαταστήσαμε δηλαδή τους τέσσερις θερμικούς σταθμούς του συστήματος των 30 ζυγών όπως έχει περιγραφεί από την ΙΕΕΕ με σταθμούς συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλους απομάστευσης και θεωρήσαμε ότι οι σταθμοί συμπαραγωγής καλύπτουν τοπικά τη θερμική ζήτηση, η οποία έστω ότι είναι $h_3 = 20\text{MW}$, $h_4 = 70\text{MW}$, $h_5 = 15\text{MW}$, $h_6 = 20\text{MW}$.

Επιπλέον, επειδή θα μελετήσουμε την επίδραση των διάφορων περιβαλλοντικών πολιτικών στον παραγωγό και στον καταναλωτή, θεωρούμε την εξής τιμολόγηση της ηλεκτρικής και θερμικής MWh:

- Σύμφωνα με στοιχεία που βρέθηκαν στην ηλεκτρονική σελίδα της ΠΑΕ [29] η ηλεκτρική MWh που προέρχεται από σταθμούς συμπαραγωγής τιμολογείται στα 80€ δηλαδή στα 105\$
- Αναφορικά με τη θερμική MWh [33], το χειμώνα του 1997-98 η τιμή της τηλεθέρμανσης στην Κοζάνη ήταν (7.280 δρχ+ΦΠΑ 18%=) 25,21 €/MWh. Από το χειμώνα του 2000 άρχισε μια συνεχής αύξηση της τιμής, για να φθάσει τον Οκτώβριο 2008 τα (45€+ΦΠΑ 19%=) 53,55 €/MWh, ενώ σε γειτονικούς δήμους η τιμή κυμαίνεται για την Πτολεμαΐδα 44,48 €/MWh και για το Αμύνταιο 46 €/MWh. Δεδομένου της μεγάλης αύξησης της τιμής του πετρελαίου κατά το 2008, αναμένεται ότι αυτή ανοδική πορεία θα σταματήσει και η τιμή της τηλεθέρμανσης θα ακολουθήσει μία ανάλογη πορεία. Θεωρητικά χρειάζεται να υπάρχει ένα άνω όριο της τιμής της τηλεθέρμανσης αναφορικά με το πόσο κοστίζει η θέρμανση κάνοντας οικιακή χρήση ενός καυστήρα πετρελαίου diesel.

Γνωρίζουμε ότι :

- Η θερμογόνο δύναμη του πετρελαίου ντίζελ είναι 35600kJ/λίτρο που αντιστοιχεί σε 9888Wh
- Η τιμή πετρελαίου μετά από μία κατακόρυφη πτώση κυμαίνεται στα 0.5€/λίτρο

Επομένως, συμπεραίνεται ότι για ένα λέβητα με απόδοση 0.85 το κόστος μία MWh ανέρχεται στα 59.5 €.

Αφού βρισκόμαστε κάτω από το όριο αυτό, ακολουθούμε ένα απαισιόδοξο σενάριο από τη μεριά του παραγωγού, θεωρούμε ότι η τιμή της τηλεθέρμανσης για το σύστημα που μελετάμε είναι στα 40 €/MWh δηλαδή στα 56 \$/MWh.

Σε πρώτη φάση τρέχουμε το πρόγραμμα για μηδενική φορολόγηση άνθρακα και χωρίς περιορισμούς εκπομπών ρύπων. Στον πίνακα 4.4 δίνονται τα αποτελέσματα της ροής φορτίου, ενώ στον πίνακα 4.5 συγκρίνοντας τα αποτελέσματα της παραγωγής ενεργού ισχύος όπως υπολογίστηκε στη ροή φορτίου με τα αποτελέσματα της οικονομική κατανομή φορτίου παρατηρούμε ότι οι αποκλίσεις είναι πολύ μικρές, επομένως μπορούμε να συμπεράνουμε ότι πραγματοποιήθηκε βέλτιστη ροή φορτίου.

Πίνακας 4.3 – Αποτελέσματα ροής φορτίου συστήματος 30 ζυγών με σταθμούς chp και μηδενική φορολόγηση άνθρακα

Ζυγός	Τάση		Φορτίο		Παραγωγή		Άεργος ισχύς πυκνωτών MVar
	μέτρο	γωνία	MW	MVar	MW	MVar	
1	1.060	0.000	0	0	53.001	28.786	0
2	1.043	-0.729	21.7	12.7	66.099	9.671	0
3	1.029	-1.785	2.4	1.2	0	0	0
4	1.021	-2.078	7.6	1.6	0	0	0
5	1.010	-4.552	94.2	19	49.772	15.800	0
6	1.016	-2.538	20	10	0	0	0
7	1.006	-3.893	22.8	10.9	0	0	0
8	1.010	-2.226	30	30	43.013	7.955	0
9	1.051	-1.227	0	0	0	0	0
10	1.046	-3.784	5.8	2	0	0	19
11	1.082	4.714	0	0	56.611	18.854	0
12	1.061	-2.828	11.2	7.5	0	0	0
13	1.071	0.604	0	0	48.598	9.038	0
14	1.042	-4.175	10.2	1.6	0	0	0
15	1.038	-4.204	8.2	2.5	0	0	0
16	1.048	-3.501	3.5	1.8	0	0	0
17	1.041	-3.905	9	5.8	0	0	0
18	1.024	-5.289	10.2	0.9	0	0	0
19	1.023	-5.250	9.5	3.4	0	0	0
20	1.028	-4.940	2.2	0.7	0	0	0
21	1.034	-4.319	17.5	11.2	0	0	0
22	1.034	-4.335	0	0	0	0	0
23	1.028	-4.736	3.2	1.6	0	0	0
24	1.022	-5.105	8.7	6.7	0	0	4.3
25	1.017	-5.675	0	0	0	0	0
26	0.999	-6.095	3.5	2.3	0	0	0
27	1.023	-5.769	0	0	0	0	0
28	1.014	-2.839	0	0	0	0	0
29	1.003	-7.001	2.4	0.9	0	0	0
30	0.991	-7.884	10.6	1.9	0	0	0
Σύνολο			314.400	136.200	318.094	89.805	23.300
Συνολικές απώλειες			3.818 MW				
Συνολικό κόστος παραγωγής			18512.07 \$/h				

Πίνακας 4.4 – Σύγκριση αποτελεσμάτων μεταξύ ροής φορτίου και οικονομικής κατανομής φορτίου

Μονάδα παραγωγής	Οικονομική κατανομή φορτίου P_G (MW)	Ροή Φορτίου P_G (MW)
1	53.100	53.001
2	67.121	66.099
3	49.747	49.772
4	43.022	43.013
5	56.622	56.611
6	48.607	48.598

Στον πίνακα 4.6 καταγράφουμε τους ρύπους της κάθε μονάδας παραγωγής, αλλά και τα κέρδη που σημειώνουν για τη δεδομένη κατανομή φορτίου, ώστε να χρησιμοποιήσουμε στη συνέχεια τα στοιχεία αυτά για να βγάλουμε συμπεράσματα για τις διάφορες περιβαλλοντικές πολιτικές που θα επιβάλλουμε στο σύστημα.

Πίνακας 4.5 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής χωρίς φορολόγηση και χωρίς περιβαλλοντικούς περιορισμούς

Μονάδα παραγωγής	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h	Κέρδη \$/h
1	0.106	0.080	42.48	3761
2	0.055	0.067	50.34	4819
3	0.001	0.015	19.67	2780
4	0.001	0.013	0.67	4699
5	0.001	0.017	24.79	3098
6	0.001	0.015	19.08	2749
Σύνολο	0.165	0.206	157.03	20776

Αυτό που δεν φαίνεται άμεσα στον πίνακα 4.6 και οφείλουμε να επισημάνουμε είναι ότι αντικαθιστώντας συμβατικούς σταθμούς με σταθμούς συμπαραγωγής αυτομάτως έχουμε μία μείωση στους εκπεμπόμενους ρύπους. Αυτό ισχύει διότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από το σταθμό συμπαραγωγής θα παραγόταν από ένα συμβατικό σταθμό που κατά πάσα πιθανότητα θα κατανάλωνε κάποιο ορυκτό καύσιμο με μεγάλο συντελεστή εκπομπών. Κατά κύριο λόγο, όμως, η μείωση προέρχεται από την κάλυψη του θερμικού φορτίου, αφού μέσω της τηλεθέρμανσης ουσιαστικά καταργούμε την κατανάλωση πετρελαίου θέρμανσης και φυσικού αερίου τόσο στον οικιακό όσο και στον βιομηχανικό τομέα. Έτσι, η μονάδα παραγωγής 4 που καλύπτει υψηλό θερμικό φορτίο φαίνεται να έχει μηδενικές εκπομπές CO₂. Συνολικά αν θεωρήσουμε ότι η θερμική ενέργεια καλυπτόταν από ένα θερμικό λέβητα πετρελαίου απόδοσης 85%, τότε σύμφωνα με τα στοιχεία του πίνακα 3.5 έχουμε μία μείωση της τάξης των CO₂ = 0.31*(20+70+15+20)=38.75 t/h, δηλαδή μία μείωση 19.8%

Όστόσο, ένα σύστημα σαν αυτό που μελετάμε με αυξημένη διείσδυση σταθμών συμπαραγωγής δεν απέχει πολύ από την πραγματικότητα κάποιων χωρών του, επομένως αυτό που θα μελετήσουμε στη συνέχεια είναι πως μπορούμε να επιτύχουμε την περαιτέρω μείωση των ρύπων.

Επιπλέον, ενώ οι σταθμοί συμπαραγωγής έχουν μεγαλύτερο κόστος παραγωγής συγκριτικά με τους συμβατικούς σταθμούς, ισοσκελίζουν τη διαφορά αυτή από τα επιπλέον έσοδα που έχουν από την πώληση της θερμικής MWh. Παρόλα αυτά, μπορούν να γεννηθούν τα ερωτήματα σχετικά με την επίδραση της εποχικότητας στη βιωσιμότητα των σταθμών συμπαραγωγής. Αναζητούμε, λοιπόν, τα κέρδη των σταθμών κατά τη διάρκεια των θερινών μηνών όπου η θερμική ζήτηση είναι σε μεγάλο ποσοστό μειωμένη σε σχέση με αυτή που επικρατεί τους χειμερινούς μήνες. Επίσης, ακόμα και τους χειμερινούς μήνες η θερμική ζήτηση σε μία μεσογειακή χώρα με μεγάλη ηλιοφάνεια σαν την Ελλάδα είναι μειωμένη σε σχέση με θερμική ζήτηση μίας βορειότερης χώρας της ηπειρωτικής Ευρώπης. Για αυτό το λόγο, τρέχουμε με το πρόγραμμα ένα επιπλέον σενάριο με μειωμένη ζήτηση, τα αποτελέσματα του οποίου φαίνονται στον πίνακα 4.7.


Πίνακας 4.6 – Παραγωγή και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής για χαμηλή θερμική ζήτηση

Μονάδα παραγωγής	Θερμική ζήτηση MW	P_G MW	Κέρδη \$/h
1	0	50.38	3523
2	0	64.27	4570
3	5	49.28	1980
4	20	48.48	2732
5	2	55.91	2382
6	2	49.80	1952

Όπως φαίνεται ξεκάθαρα ακόμα και με μειωμένη θερμική ζήτηση οι σταθμοί συμπαραγωγής εξακολουθούν να είναι κερδοφόροι, έστω και σε μικρότερο βαθμό σε σχέση με πριν. Η κερδοφορία των σταθμών οφείλεται αποκλειστικά στη ευελιξία που μας προσφέρει ένας σταθμός συμπαραγωγής που λειτουργεί με ατμοστρόβιλο απομάστευσης. Η διαδικασία της απομάστευσης επιτρέπει στο σταθμό να εξακολουθεί να έχει μεγάλη διείσδυση στο δίκτυο έχοντας μόλις μικρή θερμική ζήτηση να καλύψει. Οποιοσδήποτε άλλος σταθμός συμπαραγωγής που η σχέση μεταξύ παραγόμενης ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος είναι γραμμική δεν θα μπορούσε να επιβιώσει στο δίκτυο και πολύ περισσότερο μπορεί οι συμβατικοί σταθμοί από μόνοι τους να μην επαρκούσαν για την κάλυψη της ηλεκτρικής ζήτησης. Τέλος, και οι υψηλή τιμή της ηλεκτρικής MWh που προέρχεται από σταθμούς συμπαραγωγής συμβάλει στη δημιουργία κέρδους.

Στη συνέχεια επιβάλλουμε φορολόγηση σε κάθε τόνο CO₂ που εκλύεται στην ατμόσφαιρα από τις μονάδες παραγωγής και αυξάνοντας την τιμή του φόρου με βήμα 10\$/t βλέπουμε ποια είναι η επίδρασή του στη μείωση των εκπομπών CO₂ όσο, στην οικονομική βιωσιμότητα του κάθε σταθμού και στην επιβάρυνση του καταναλωτή. Να σημειωθεί ότι δεν φορολογούμε τους ρύπους των σταθμών συμπαραγωγής που αντιστοιχούν στη θερμότητα που παράχθηκε.

Πίνακας 4.7 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής με επιβολή φορολόγησης άνθρακα και αύξηση του κάτω ορίου λειτουργίας του λιγνιτικού σταθμού

Μονάδα παραγωγής	Φόρος 0 \$/t	Φόρος 10 \$/t	Φόρος 10 \$/t
	CO₂ (t/h)		
1	42.48	8.00	12.00
2	50.34	37.92	37.16
3	19.67	27.61	27.08
4	0.67	7.62	7.12
5	24.79	32.96	32.41
6	19.08	26.62	26.12
Σύνολο	157.03	140.72	141.90
	Κέρδη παραγωγών (\$/h)		
1	3761	-88	 365
2	4819	3360	3271
3	2780	4097	4011
4	4694	5852	5770
5	3098	4458	4367
6	2749	4010	3927
Σύνολο	21901	21689	21711
	Επιβάρυνση καταναλωτή (\$/h)		
	33413	35120	35134

Όπως φαίνεται στη δεύτερη στήλη του πίνακα 4.8, η επιβολή φορολόγησης εμφανίζει προβλήματα από την πρώτη κιόλας τιμή που δόθηκε. Όπως ήταν αναμενόμενο, η ένταξη του φόρου άνθρακα στο πρόβλημα της βέλτιστης κατανομής φορτίου δίνει προτεραιότητα στους σταθμούς με τις μικρότερες εκπομπές να καλύψουν το μεγαλύτερο μέρος του φορτίου. Όμως, ενώ οι σταθμοί συμπαραγωγής κερδίζουν μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς και αυξάνουν τα κέρδη τους, ο λιγνιτικός σταθμός λειτουργεί στο ελάχιστο δυνατό του όριο 10MW και παύει να είναι κερδοφόρος. Μία τέτοια κατάσταση δεν είναι επιθυμητή. Παρόλο που η διεύθυνση των σταθμών συμπαραγωγής υπερτερεί έναντι των συμβατικών δεν μπορούμε να καταργήσουμε επενδύσεις που έχουν ένα συγκεκριμένο χρόνο ζωής. Για να αποφευχθεί μία τέτοια κατάσταση αυξάνουμε το κάτω όριο του λιγνιτικού σταθμού από 10MW σε 15MW. Ξανατρέχοντας το πρόγραμμα με τα νέα δεδομένα, παρατηρούμε ότι η επιβολή φορολόγησης άνθρακα μειώνει τη συμβολή του λιγνιτικού σταθμού και του σταθμού πετρελαίου στην κάλυψη της ζήτησης του φορτίου επιτυγχάνοντας έτσι αισθητή μείωση στους ρύπους που εκπέμπουν. Ως επακόλουθο της μείωσης αυτής είναι η αύξηση της διεύθυνσης των σταθμών συμπαραγωγής. Μαζί με την αύξηση της παραγωγής των σταθμών συμπαραγωγής αυξάνεται και η ποσότητα των ρύπων που

εκπέμπονται. Ωστόσο, επειδή οι σταθμοί συμπαραγωγής χρησιμοποιούν φυσικό αέριο που είναι καύσιμο με χαμηλό συντελεστή εκπομπών, η αύξηση των εκπομπών είναι μικρότερη συγκριτικά με των περιορισμό των εκπομπών των συμβατικών μονάδων, με αποτέλεσμα να μειωθεί η συνολική ποσότητα CO₂ που εκπέμπεται κατά 9.6%.

Συνεχίζουμε να αυξήσουμε τον φόρο άνθρακα. Παρατηρούμε ότι για φόρο 20\$/t εξακολουθούν να μειώνονται οι εκπομπές CO₂. Όμως, όταν ο φόρος γίνει 30\$/t τότε και ο πετρελαϊκός σταθμός βγαίνει εκτός κερδοφορίας. Με το ίδιο σκεπτικό αυξάνουμε το κατώτατο όριο λειτουργίας του από 10MW σε 15MW. Από τι στιγμή που και οι δύο σταθμοί που επιβαρύνουν το περιβάλλον λειτουργούν στα κατώτερα όριά τους που τους επιτρέπουν κέρδος, οποιαδήποτε περαιτέρω αύξηση του φόρου θα έχει μικρή επίπτωση στη μείωση των εκπομπών αφού οι υπόλοιποι σταθμοί συμπαραγωγής έχουν όμοιο συντελεστή εκπομπών. Επιπλέον, αν θεωρήσουμε ότι όλοι οι σταθμοί παραγωγής ανήκουν σε ένα παραγωγό τότε φαίνεται ότι η επιβολή φορολόγησης άνθρακα έχει μία μικρή επίπτωση στα συνολικά κέρδη του παραγωγού.

Πίνακας 4.8 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής με επιβολή φορολόγησης άνθρακα και αύξηση του κάτω ορίου λειτουργίας του πετρελαϊκού σταθμού

Μονάδα παραγωγής	Φόρος 20 \$/t	Φόρος 30 \$/t	Φόρος 30 \$/t	Φόρος 40 \$/t
	CO₂ (t/h)			
1	12.00	12.00	12.00	12.00
2	16.03	7.50	11.25	11.25
3	31.40	33.35	32.66	33.12
4	10.26	11.42	10.81	10.66
5	36.33	38.01	37.31	37.38
6	29.39	30.55	29.92	29.53
Σύνολο	135.41	132.83	133.96	133.94
	Κέρδη παραγωγών (\$/h)			
1	365	365	365	365
2	748	-284	171	171
3	4722	5040	4928	5003
4	6290	6482	6381	6356
5	5015	5291	5176	5188
6	4469	4662	4558	4493
Σύνολο	21609	21556	21579	21576
	Επιβάρυνση καταναλωτή (\$/h)			
	36809	38481	38510	40234

Αναφορικά με τους υπόλοιπους ρύπους όπως καταγράφονται στον πίνακα 4.10 για ύψος φόρου 30\$/t, η μείωσή τους είναι εμφανής.

Πίνακας 4.9 – Ποσοστιαία μείωση των ρύπων με φορολόγηση άνθρακα

Ρύποι (t/h)	Φόρος 0 \$/t	Φόρος 30 \$/t	Ποσοστιαία μείωση ρύπων
SO_x	0.165	0.048	70.88
NO_x	0.206	0.124	39.94
CO₂	157.03	133.96	14.69

Τέλος, μένει να μελετήσουμε κατά πόσο επιβαρύνεται ο καταναλωτής που είναι αυτός στον οποίο επιβάλλεται η φορολογία. Στον πίνακα 4.11 έχουμε συγκεντρώσει την επιβάρυνση του καταναλωτή για τα διάφορα σενάρια φορολόγησης. Συγκρίνοντας την επιβάρυνση του καταναλωτή πριν και μετά τη φορολόγηση παρατηρούμε ότι έχουμε μία ποσοστιαία αύξηση που φτάνει την τάξη του 15.25% και αυτό το ποσοστό ουσιαστικά αντικατοπτρίζεται στη τιμολόγηση της MWh. Μάλιστα, η αύξηση αυτή θα ήταν μεγαλύτερη (βλέπε πίνακα 4.12) αν δεν αποκλείαμε από την φορολόγηση τους ρύπους που προέρχονται από τους σταθμούς συμπαραγωγής και αντιστοιχούν στους ρύπους που εξοικονομήσαμε αν το ποσό θερμότητας που παράχθηκε από τους σταθμούς συμπαραγωγής είχε παραχθεί από ένα συμβατικό θερμικό λέβητα.

Πίνακας 4.10 – Επιβάρυνση της φορολόγησης άνθρακα στον καταναλωτή με αποκλεισμό των ρύπων θερμότητας του chp

	Επιβάρυνση καταναλωτή χωρίς φόρο	Επιβάρυνση καταναλωτή με φόρο	Ποσοστιαία αύξηση τιμών
Φόρος 0 \$/t	33413	33413	0.00
Φόρος 10 \$/t	33413	35134	5.15
Φόρος 20 \$/t	33413	36809	10.16
Φόρος 30 \$/t	33413	38510	15.25
Φόρος 40 \$/t	33413	40234	20.41

Πίνακας 4.11 – Επιβάρυνση της φορολόγησης άνθρακα στον καταναλωτή χωρίς αποκλεισμό των ρύπων θερμότητας του chp

	Επιβάρυνση καταναλωτή χωρίς φόρο	Επιβάρυνση καταναλωτή με φόρο	Ποσοστιαία αύξηση τιμών
Φόρος 0 \$/t	33413	33413	0.00
Φόρος 10 \$/t	33413	35521	6.31
Φόρος 20 \$/t	33413	37584	12.48
Φόρος 30 \$/t	33413	39672	18.73
Φόρος 40 \$/t	33413	41784	25.05

Η αρχική σκέψη για τη χρησιμοποίηση των εσόδων από το φόρο άνθρακα ήταν να συγκεντρωθούν στον κρατικό προϋπολογισμό και να επενδυθεί στη συνέχεια σε έργα που στοχεύουν στη μείωση των εκλυόμενων ρύπων, όπως τη μεγαλύτερη διείδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Εφόσον λοιπόν τα έσοδα από τους φόρους επενδύονται σε Α.Π.Ε. αυτό σημαίνει ότι αυτόματα ο φορολογούμενος επιβαρύνεται λιγότερο φορολογικά μετά την υλοποίηση των αντίστοιχων έργων, αφού ο ίδιος θα εκμεταλλεύεται τις νέες τεχνολογίες και θα χρησιμοποιεί πολύ λιγότερη ενέργεια από πηγές η οποίες επιβαρύνουν το περιβάλλον. Έτσι, σε βάθος χρόνου έχουμε ταυτόχρονη επίτευξη του στόχου της προστασίας του περιβάλλοντος και μείωση του ποσού που απαιτείται να παρακρατείται ως φόρος.

Όμως, έρευνες δείχνουν ότι η φορολόγηση άνθρακα θα δημιουργήσει τα εξής τρία σημαντικά προβλήματα:

- Τα νοικοκυριά που ανήκουν στα χαμηλότερα οικονομικά στρώματα θα επιβαρύνονται περισσότερο διότι ο φόρος για την ενέργεια που θα καταναλώνουν θα είναι ίδιος με εκείνο που πληρώνουν οι τα πιο εύπορα νοικοκυριά
- Η αύξηση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας θα δημιουργήσει πληθωριστικές τάσεις
- Τα προϊόντα που εξάγονται θα είναι λιγότερο ανταγωνιστικά εξαιτίας της αύξησης του κόστους παραγωγής τους

Ως αποτέλεσμα, στις τελευταίες συζητήσεις για την επιβολή φορολόγησης άνθρακα [34] έχει προταθεί ο φόρος να μην αποτελεί πηγή εσόδων για το κράτος. Αυτό σημαίνει ότι ο φόρος θα επιστρέφεται στον φορολογούμενο είτε άμεσα με επιστροφή ίσων μερισμάτων είτε έμμεσα με μείωση της ετήσιας φορολόγησης κάθε πολίτη κατά το ύψος του μερίσματος. Με αυτό τον τρόπο θα επιβαρύνονται περισσότερο τα πλούσια νοικοκυριά, αφού άλλωστε θα καταναλώνουν και την περισσότερη ενέργεια, ενώ θα ενισχύονται τα χαμηλόμισθα νοικοκυριά, αφού η επιστροφή φόρου θα είναι μεγαλύτερη από τον φόρο κατανάλωσης. Όσο αναφορά τις βιομηχανίες, προκειμένου να μειωθεί η επίδραση της φορολογίας στην αύξηση του πληθωρισμού έχει προταθεί το σύνολο φόρου από όλες τις βιομηχανίες να επιστρέφεται σε ίσα μερίσματα στους εργαζόμενους της κάθε βιομηχανίας [36]. Αναφορικά με τις εισαγωγές και εξαγωγές [35], προτείνεται να μην επιβάλλεται φορολόγηση στα προϊόντα που προορίζονται για εξαγωγές ώστε να παραμείνουν ανταγωνιστικά, ενώ στα προϊόντα που εισάγονται στη χώρα θα επιβάλλεται μία φορολόγηση έτσι ώστε να μην έχουν κανένα ανταγωνιστικό πλεονέκτημα έναντι των εγχώριων προϊόντων.

Συνοψίζοντας, η περιβαλλοντική πολιτική επιβολής φορολόγησης άνθρακα είναι αποτελεσματική κατά κύριο λόγο στη μείωση των εκπομπών CO₂. Αυτοί που επιβαρύνονται από τη φορολόγηση είναι οι παραγωγοί τεχνολογίας μη φιλικής προς το περιβάλλον και οι μεγάλοι καταναλωτές και οι ενεργοβόρες βιομηχανίες. Αντίθετα, από το μέτρο αυτό επιβραβεύονται οι παραγωγοί σύγχρονης τεχνολογίας και οι μικροί καταναλωτές.

Έχοντας μελετήσει την αποτελεσματικότητα και τη τα προβλήματα που μπορούν να προκύψουν από τη φορολόγηση των εκπομπών CO₂, θα μελετήσουμε την αποτελεσματικότητα της επιβολής περιβαλλοντικών περιορισμών σε κάθε μονάδα παραγωγής ξεχωριστά. Ο διαχειριστής του συστήματος μελετά το σύστημα σαν σύνολο επομένως προκειμένου να μειώσει τις συνολικές εκπομπές ρύπων, αποφασίζει ποια θα πρέπει να είναι τα όρια του κάθε σταθμού παραγωγής. Σε λιγνιτικούς σταθμούς και σταθμούς πετρελαίου στόχος του διαχειριστή είναι να μειώσει το όριο εκπομπών τους. Αντίθετα, επειδή η μείωση αυτή μειώνει τη διείσδυση των συμβατικών σταθμών, είναι υποχρεωμένος να αυξήσει το όριο των μονάδων συμπαραγωγής ώστε να αυξηθεί η διείσδυσή τους και να καλυφθεί η ηλεκτρική ζήτηση. Στον πίνακα 4.13 βλέπουμε ένα τυχαίο σενάριο σύμφωνα με το οποίο ο διαχειριστής επιβάλλει μείωση του ορίου των εκπομπών των δύο πρώτων μονάδων κατά 75%, ενώ αφήνει χωρίς περιορισμούς την παραγωγή των σταθμών συμπαραγωγής.

Πίνακας 4.12 – Ρύποι και κέρδη της κάθε μονάδας παραγωγής με περιβαλλοντικούς περιορισμούς

Μονάδα παραγωγής	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h	Κέρδη \$/h
1	0.027	0.020	10.63	209
2	0.014	0.017	12.60	334
3	0.001	0.022	31.13	4678
4	0.001	0.019	11.30	6462
5	0.002	0.024	37.08	5138
6	0.001	0.022	31.20	4769
Σύνολο	0.046	0.123	133.94	21590

Από τα αποτελέσματα του πίνακα είναι ξεκάθαρο ότι μία αυστηρή περιβαλλοντική πολιτική μπορεί να επιφέρει ανάλογα αποτελέσματα με αυτά της επιβολή φόρου 30\$/t όπως φαίνεται και από σύγκριση των αποτελεσμάτων με αυτά του πίνακα 4.9. Η μείωση των ρύπων είναι στα ίδια επίπεδα, ενώ δεν υπάρχει καμία επιπλέον επιβάρυνση για τον καταναλωτή. Ωστόσο η επιβολή μιας τέτοιας πολιτικής απαιτεί την αυστηρή τήρηση των περιορισμών που θα μπορούσε να ερμηνευθεί ως επιβολή προστίμων όταν ξεπερνιούνται ορισμένα όρια.

Κεφάλαιο 5

Στοχαστική ανάλυση οικονομικής κατανομής φορτίου

5.1 Εισαγωγή

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου επιλύθηκε στα προηγούμενα κεφάλαια με ένα ντετερμινιστικό τρόπο, ο οποίος όμως δεν ανταποκρίνεται απόλυτα στην πραγματικότητα. Παράγοντες όπως η ηλεκτρική και θερμική ζήτηση αλλά και η παραγόμενη ηλεκτρικής ισχύς και θερμότητα είναι δύσκολο να προβλεφθούν με βεβαιότητα διότι υπάρχουν αναρίθμητοι απρόβλεπτοι παράγοντες που μπορούν να μεταβάλουν τις τιμές τους ανά πάσα χρονική στιγμή. Οι καιρικές συνθήκες, οι τιμές των καυσίμων, τα σφάλματα στους υπολογισμούς είναι ορισμένοι από τους παράγοντες που μπορούν να μεταβάλλουν τη λύση ενός προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου. Επομένως, κρίνεται απαραίτητο για μία ολοκληρωμένη προσέγγιση του προβλήματος να αναπτυχθεί ένα στοχαστικό μοντέλο το οποίο θα θεωρεί ότι οι μεταβλητές απόφασης (η παραγόμενη ηλεκτρικής ισχύς και θερμότητα) και οι συντελεστές που σχηματίζουν τις συναρτήσεις κόστους αποτελούν στοχαστικές μεταβλητές που ακολουθούν μία γνωστή κατανομή. Συνήθως θεωρούμε η κατανομή που ακολουθούν να είναι η κανονική κατανομή με γνωστή τυπική απόκλιση και η λύση του προβλήματος θα είναι η μέση τιμή της κάθε μεταβλητής.

5.2 Περιγραφή του προβλήματος της στοχαστικής ανάλυσης^[38]

5.2.1 Εύρεση εκτιμώμενης συνάρτησης κόστους ενός σταθμού ηλεκτρισμού

Όπως αναφέραμε στο κεφάλαιο 2, η συνάρτηση κόστους μιας συμβατικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος περιγράφεται από την πολυωνυμική συνάρτηση:

$$c_{p,i}(p_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 \quad (5.1)$$

Θεωρώντας όλα τα στοιχεία της συνάρτησης κόστους σαν στοχαστικές μεταβλητές, αναλύουμε τη συνάρτηση σε σειρά Taylor δεύτερης τάξης γύρω από τη μέση τιμή της κάθε μεταβλητής.

Η σειρά Taylor δεύτερης τάξης για δύο μεταβλητές ορίζεται ως:

$$f(x, y) \approx f(a, b) + f_x(a, b) \cdot (x-a) + f_y(a, b) \cdot (y-b) + \frac{1}{2!} [f_{xx}(a, b) \cdot (x-a)^2 + 2f_{xy}(a, b) \cdot (x-a) \cdot (y-b) + f_{yy}(a, b) \cdot (y-b)^2] \quad (5.2)$$

Κατά αντιστοιχία ο τύπος (5.2) γενικεύεται και για περισσότερες μεταβλητές. Στην περίπτωση μας που έχουμε τέσσερις μεταβλητές υπολογίζουμε τις μη μηδενικές μερικές παραγώγους της συνάρτησης κόστους:

$$\begin{aligned} \frac{\partial c_{p,i}}{\partial p_i} &= \beta_i + 2\gamma_i p_i & \frac{\partial c_{p,i}}{\partial \alpha_i} &= 1 & \frac{\partial c_{p,i}}{\partial \beta_i} &= p_i & \frac{\partial c_{p,i}}{\partial \gamma_i} &= p_i^2 \\ \frac{\partial^2 c_{p,i}}{\partial p_i \partial p_i} &= 2\gamma_i & \frac{\partial^2 c_{p,i}}{\partial p_i \partial \beta_i} &= 1 & \frac{\partial^2 c_{p,i}}{\partial p_i \partial \gamma_i} &= 2p_i \end{aligned} \quad (5.3)$$

και σύμφωνα με τη γενίκευση της (5.2)

$$\begin{aligned} c_{p,i}(p_i, \alpha_i, \beta_i, \gamma_i) &= c_{p,i}(\bar{p}_i, \bar{\alpha}_i, \bar{\beta}_i, \bar{\gamma}_i) \\ &+ \frac{\partial c_{p,i}}{\partial p_i} \cdot (p_i - \bar{p}_i) + \frac{\partial c_{p,i}}{\partial \alpha_i} (\alpha_i - \bar{\alpha}_i) + \frac{\partial c_{p,i}}{\partial \beta_i} (\beta_i - \bar{\beta}_i) + \frac{\partial c_{p,i}}{\partial \gamma_i} (\gamma_i - \bar{\gamma}_i) \\ &+ \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 c_{p,i}}{\partial p_i \partial p_i} (p_i - \bar{p}_i)^2 + 2 \frac{\partial^2 c_{p,i}}{\partial p_i \partial \beta_i} (p_i - \bar{p}_i)(\beta_i - \bar{\beta}_i) + 2 \frac{\partial^2 c_{p,i}}{\partial p_i \partial \gamma_i} (p_i - \bar{p}_i)(\gamma_i - \bar{\gamma}_i) \right] \end{aligned} \quad (5.4)$$

αντικαθιστώντας τις μερικές παραγώγους (5.3) βρίσκουμε:

$$\begin{aligned} c_{p,i}(p_i, \alpha_i, \beta_i, \gamma_i) &= \bar{\alpha}_i + \bar{\beta}_i \bar{p}_i + \bar{\gamma}_i \bar{p}_i^2 \\ &+ (\bar{\beta}_i + 2\bar{\gamma}_i \bar{p}_i)(p_i - \bar{p}_i) + (\alpha_i - \bar{\alpha}_i) + \bar{p}_i(\beta_i - \bar{\beta}_i) + \bar{p}_i^2 (\gamma_i - \bar{\gamma}_i) \\ &+ \bar{\gamma}_i (p_i - \bar{p}_i)^2 + (p_i - \bar{p}_i)(\beta_i - \bar{\beta}_i) + 2\bar{p}_i (p_i - \bar{p}_i)(\gamma_i - \bar{\gamma}_i) \end{aligned} \quad (5.5)$$

Στόχος του στοχαστικής ανάλυσης είναι να κάνει μία εκτίμηση του κόστους του κάθε σταθμού παραγωγής. Υπολογίζοντας την εκτιμώμενη τιμή της συνάρτησης κόστους παρατηρούμε ότι σχηματίζονται οι ορισμοί της διασποράς και της συσχέτισης, άρα ο τύπος (5.5) απλοποιείται στον τύπο:

$$\bar{c}_{p,i} = \bar{\alpha}_i + \bar{\beta}_i \bar{p}_i + \bar{\gamma}_i \bar{p}_i^2 + \bar{\gamma}_i \text{Var}(p_i) + \text{Cov}(p_i, \beta_i) + 2\bar{p}_i \text{Cov}(p_i, \gamma_i) \quad (5.6)$$

Γνωρίζοντας, λοιπόν, τη διασπορά της ηλεκτρικής ισχύος και της συσχέτισής της με του συντελεστές κόστους έχουμε καταφέρει να εντάξουμε τη στοχαστικότητα της ηλεκτρικής ισχύος στο πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου. Για απλοποίηση του προβλήματος ορισμένες έρευνες [37] θεωρούν ότι οι παραγόμενη ισχύς δε συσχετίζεται με τους συντελεστές κόστους και αυτό διότι είναι μία πληροφορία που δύσκολα βρίσκεται με βεβαιότητα.

Ο τύπος (5.6) μπορεί με τη βοήθεια του συντελεστή μεταβλητότητας $C_v = \frac{\sigma}{\mu}$ και του συντελεστή συσχέτισης $\rho_{x,y} = \frac{Cov(x,y)}{\sigma_x \sigma_y}$ να γραφτεί σε μία μορφή όμοια με την αρχική συνάρτηση κόστους (5.1). Γνωρίζουμε ότι η διασπορά μίας μεταβλητής και η συσχέτιση της με μία άλλη μπορούν να γραφτούν ισοδύναμα:

$$\begin{aligned} Var(p_i) &= C_{V,p_i}^2 \cdot \bar{p}_i^2 \\ Cov(p_i, \beta_i) &= \rho_{p_i, \beta_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,\beta_i} \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{\beta}_i \\ Cov(p_i, \gamma_i) &= \rho_{p_i, \gamma_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,\gamma_i} \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{\gamma}_i \end{aligned} \quad (5.7)$$

Έτσι η στοχαστική μορφή της συνάρτησης κόστους ενός συμβατικού σταθμού γράφεται ως:

$$\bar{c}_{p,i} = \bar{\alpha}_i + (1 + \rho_{p_i, \beta_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,\beta_i}) \cdot \bar{\beta}_i \cdot \bar{p}_i + (1 + C_{V,p_i}^2 + 2 \cdot \rho_{p_i, \gamma_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,\gamma_i}) \bar{\gamma}_i \bar{p}_i^2 \quad (5.8)$$

Ανάλογα με την πληροφορία που έχουμε μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε είτε τον τύπο (5.6) είτε τον τύπο (5.8).

5.2.2 Εύρεση εκτιμώμενης συνάρτησης κόστους ενός σταθμού συμπαραγωγής

Με τον ίδιο τρόπο δουλεύουμε και για ένα **σταθμό συμπαραγωγής** με συνάρτηση κόστους

$$c_{chp,i}(p_i, h_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 + \delta_i \cdot h_i + \varepsilon_i \cdot h_i^2 + \zeta_i \cdot p_i \cdot h_i \quad (5.9)$$

Η εκτιμώμενη τιμή κόστους δίνεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} \bar{c}_{chp,i} &= \bar{\alpha}_i + \bar{\beta}_i \bar{p}_i + \bar{\gamma}_i \bar{p}_i^2 + \bar{\gamma}_i Var(p_i) + Cov(p_i, \beta_i) + 2\bar{p}_i Cov(p_i, \gamma_i) \\ &\quad + \bar{\varepsilon}_i Var(h_i) + Cov(h_i, \delta_i) + 2\bar{h}_i Cov(h_i, \varepsilon_i) \\ &\quad + \bar{h}_i Cov(p_i, \zeta_i) + \bar{p}_i Cov(h_i, \zeta_i) + \bar{\zeta}_i Cov(p_i, h_i) \end{aligned} \quad (5.10)$$

Επομένως η στοχαστική μορφή της συνάρτησης κόστους ενός σταθμού συμπαραγωγής γράφεται ως:

$$\begin{aligned} \bar{c}_{chp,i} &= \bar{\alpha}_i + (1 + \rho_{p_i, \beta_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,\beta_i}) \cdot \bar{\beta}_i \cdot \bar{p}_i + (1 + C_{V,p_i}^2 + 2 \cdot \rho_{p_i, \gamma_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,\gamma_i}) \bar{\gamma}_i \bar{p}_i^2 \\ &\quad + (1 + \rho_{h_i, \delta_i} \cdot C_{V,h_i} \cdot C_{V,\delta_i}) \cdot \bar{\delta}_i \cdot \bar{h}_i + (1 + C_{V,h_i}^2 + 2 \cdot \rho_{h_i, \varepsilon_i} \cdot C_{V,h_i} \cdot C_{V,\varepsilon_i}) \bar{\varepsilon}_i \bar{h}_i^2 \\ &\quad + (1 + \rho_{p_i, \zeta_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,\zeta_i} + \rho_{h_i, \zeta_i} \cdot C_{V,h_i} \cdot C_{V,\zeta_i} + \rho_{p_i, h_i} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,h_i}) \cdot \bar{\zeta}_i \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{h}_i \end{aligned} \quad (5.11)$$

5.2.3 Εκτίμηση των θερμικών απωλειών του συστήματος

Δεν θα πρέπει να αμελήσουμε τις απώλειες μεταφοράς οι οποίες όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 2 υπολογίζονται με τη βοήθεια των συντελεστών β από τη δευτεροβάθμια εξίσωση

$$p_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0i} p_i + B_{00} \quad (5.12)$$

η οποία μπορεί να απλοποιηθεί στην επίσης δευτεροβάθμια

$$p_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j \quad (5.13)$$

Επομένως, και οι απώλειες του δικτύου εξαρτώνται από τη στοχαστικότητα της ηλεκτρικής ισχύς του κάθε σταθμού.

Όμοια άμα αναπτύξουμε την (5.12) σε σειρά Taylor υπολογίζουμε

$$\begin{aligned} \bar{p}_L = & \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} \bar{p}_i \bar{B}_{ij} \bar{p}_j + \sum_{i=1}^{n_g} \bar{B}_{ii} \text{Var}(p_i) + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\bar{B}_{ij} \text{Cov}(p_i, p_j) \\ & + \sum_{i=1}^{n_g} 2\bar{p}_i \text{Cov}(p_i, B_{ii}) + \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_g} 2\bar{p}_i \text{Cov}(p_i, B_{ij}) \end{aligned} \quad (5.14)$$

η οποία γράφεται επίσης

$$\begin{aligned} \bar{p}_L = & \sum_{i=1}^{n_g} \left(1 + C_{V,p_i}^2 + 2 \cdot \rho_{p_i, B_{ij}} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,B_{ij}} \right) \bar{B}_{ii} \bar{p}_i^2 \\ & + \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_g} \left(1 + \rho_{p_i, p_j} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,p_j} + 2 \cdot \rho_{p_i, B_{ij}} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,B_{ij}} \right) \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{B}_{ij} \cdot \bar{p}_j \end{aligned} \quad (5.15)$$

5.2.4 Κάλυψη της ζήτησης, όρια λειτουργίας και υπολογισμός ρύπων στο στοχαστικό μοντέλο

Αναφορικά με τους ανισοτικούς και ισοτικούς περιορισμούς χρησιμοποιούμε τη μέση τιμή της κάθε μεταβλητής απόφασης. Στην περίπτωση ένταξης περιβαλλοντικών περιορισμών ακολουθούμε την ίδια διαδικασία. Όμως, επειδή συνήθως ο τύπος υπολογισμού των ρύπων είναι πολυώνυμο πρώτου βαθμού, αν αναπτύσσαμε κατά Taylor θα καταλήγαμε στον ίδιο τύπο.

5.2.5 Η έννοια του ρίσκου

Η στοχαστική μελέτη μας δίνει τη δυνατότητα να εντάξουμε την έννοια του ρίσκου στο πρόβλημά μας. Η έννοια του ρίσκου ορίζεται ως η προσδοκώμενη τιμή του τετραγώνου της μη ικανοποιημένης ζήτησης. Οπότε μιλάμε τόσο για ρίσκο κάλυψης της ηλεκτρικής ζήτησης όσο και ρίσκο κάλυψης της θερμικής ζήτησης. Οι συναρτήσεις του ρίσκου (5.18) και (5.21) μπορούν να αποτελέσουν αντικειμενικές συναρτήσεις προς ελαχιστοποίηση ώστε να αυξηθεί η αξιοπιστία του συστήματος μελέτης.

$$r_p = E[(\bar{p}_D + \bar{p}_L - \sum_{i=1}^{n_g} p_i)^2] \quad (5.16)$$

$$r_p = \sum_{i=1}^{n_g} Var(p_i) + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2Cov(p_i, p_j) \quad (5.17)$$

$$r_p = \sum_{i=1}^{n_g} C_{V,p_i}^2 \bar{p}_i^2 + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\rho_{p_i,p_j} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,p_j} \bar{p}_i \cdot \bar{p}_j \quad (5.18)$$

$$r_h = E[(\bar{h}_D - \sum_{i=1}^{n_g} h_i)^2] \quad (5.19)$$

$$r_h = \sum_{i=1}^{n_g} Var(h_i) + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2Cov(h_i, h_j) \quad (5.20)$$

$$r_h = \sum_{i=1}^{n_g} C_{V,h_i}^2 \bar{h}_i^2 + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\rho_{h_i,h_j} \cdot C_{V,h_i} \cdot C_{V,h_j} \bar{h}_i \cdot \bar{h}_j \quad (5.21)$$

Εντάσσοντας και το ρίσκο στο πρόβλημα οφείλουμε να ακολουθήσουμε μία προσέγγιση πολλαπλών αντικειμενικών συναρτήσεων. Επομένως, θα χρησιμοποιήσουμε συντελεστές βαρύτητας, ώστε ο διαχειριστής του συστήματος να δίνει περισσότερο βάρος αν επιθυμεί να μηδενίσει το ρίσκο είτε αν δεν τον ενδιαφέρει το ρίσκο και θέλει να έχει το μικρότερο κόστος.

5.3 Επίλυση του προβλήματος

Case study 2

Εφαρμόζουμε τις εξισώσεις της στοχαστικής ανάλυσης στο case study 2 θεωρώντας τους συντελεστές μεταβλητότητας 0.2 και τους συντελεστές συσχέτισης 1, δηλαδή πλήρης εξάρτηση. Επιλύουμε με τη μέθοδο Lagrange και συγκρίνουμε τα αποτελέσματα όπως παρουσιάζονται στον πίνακα 5.1. Παρατηρούμε ότι εκτός από τις μονάδες που λειτουργούν στο άνω ή κάτω όριό τους στις υπόλοιπες μονάδες υπάρχουν διαφορές μεταξύ των δύο μοντέλων όμως είναι της τάξης των 200-600kW. Στη συνέχεια, βλέπουμε ποια είναι η κατανομή του φορτίου αν επιθυμούμε να ελαχιστοποιήσουμε μόνο το ρίσκο. Στον πίνακα 5.2 τα αποτελέσματα είναι τελείως διαφορετικά. Το κόστος όπως αναμενόταν αυξήθηκε. Σε μία multiobjective προσέγγιση υπερिशύουν τα αποτελέσματα του πίνακα 5.1. Στον

πίνακα 5.3 έχουμε επιβάλει περιορισμό στο CO₂ και βλέπουμε πάλι ότι οι διαφορές είναι μικρές μεταξύ των δύο μοντέλων.

Πίνακας 5.1 – Σύγκριση αποτελεσμάτων case study 2 για το ντετερμινιστικό και το στοχαστικό μοντέλο

Μοντέλο	p1 MW	p2 MW	h2 MW	p3 MW	h3 MW	p4 MW	h4 MW	h5 MW	Cost \$/h	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h
ντετερμινιστικό	135	41.33	76.14	18.67	40.39	105	0	33.46	13673	0.287	0.268	205
στοχαστικό	135	41.47	75.73	18.53	39.20	105	0	35.08	13674	0.287	0.266	204.7

Πίνακας 5.2 – Αποτελέσματα case study 2 για ελαχιστοποίηση το ρίσκου

p1 MW	p2 MW	h2 MW	p3 MW	h3 MW	p4 MW	h4 MW	h5 MW	Cost \$/h	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h
83.42	83.42	39.94	51.48	31.23	81.67	38.89	39.94	15528	0.185	0.206	191.7

Πίνακας 5.3 – Σύγκριση αποτελεσμάτων case study 2 για το ντετερμινιστικό και το στοχαστικό μοντέλο για επιβολή μείωση CO₂ κατά 18%

Μοντέλο	p1 MW	p2 MW	h2 MW	p3 MW	h3 MW	p4 MW	h4 MW	h5 MW	Cost \$/h	SO _x t/h	NO _x t/h	CO ₂ t/h
ντετερμινιστικό	42.9	107.3	98.1	44.8	51.9	105	0	0	16760	0.091	0.141	168
στοχαστικό	42.86	107.56	98.82	44.58	51.18	105	0	0	16760	0.091	0.141	168

Case study 6

Όμοια συμπεράσματα βγάζουμε και από τα αποτελέσματα του προγράμματος που χρησιμοποιούμε για τη βέλτιστη κατανομή. Και σε αυτή την περίπτωση επιλέξαμε τους συντελεστές μεταβλητότητας 0.2 και τους συντελεστές συσχέτισης 1. Παρατηρούμε ελάχιστες διαφορές στο μέτρο και τη γωνία της τάσης σε κάποιους ζυγούς ενώ στην παραγωγή της κάθε μονάδας οι διαφορές φτάνουν μέχρι και 600kW.

Πίνακας 5.4 – Αποτελέσματα στοχαστικού μοντέλου συστήματος 30 ζυγών

Ζυγός	Τάση		Φορτίο		Παραγωγή		Άεργος ισχύς πυκνωτών
	μέτρο	γωνία	MW	MVar	MW	MVar	MVar
1	1.060	0	0	0	52.699	28.766	0
2	1.043	-0.732	21.7	12.7	66.456	9.815	0
3	1.029	-1.771	2.4	1.2	0	0	0
4	1.021	-2.064	7.6	1.6	0	0	0
5	1.010	-4.536	94.2	19	49.914	15.740	0
6	1.016	-2.519	20	10	0	0	0
7	1.006	-3.875	22.8	10.9	0	0	0
8	1.010	-2.206	30	30	43.090	7.579	0
9	1.051	-1.196	0	0	0	0	0
10	1.046	-3.675	5.8	2	0	0	19
11	1.082	4.712	0	0	56.684	18.866	0
12	1.061	-2.778	11.2	7.5	0	0	0
13	1.071	0.683	0	0	48.998	9.043	0
14	1.042	-4.126	10.2	1.6	0	0	0
15	1.038	-4.158	8.2	2.5	0	0	0
16	1.048	-3.458	3.5	1.8	0	0	0
17	1.041	-3.868	9	5.8	0	0	0
18	1.024	-5.247	10.2	0.9	0	0	0
19	1.023	-5.210	9.5	3.4	0	0	0
20	1.028	-4.902	2.2	0.7	0	0	0
21	1.034	-4.285	17.5	11.2	0	0	0
22	1.034	-4.301	0	0	0	0	0
23	1.028	-4.469	3.2	1.6	0	0	0
24	1.022	-5.069	8.7	6.7	0	0	4.3
25	1.017	-5.645	0	0	0	0	0
26	0.999	-5.066	3.5	2.3	0	0	0
27	1.023	-5.744	0	0	0	0	0
28	1.014	-2.820	0	0	0	0	0
29	1.003	-6.975	2.4	0.9	0	0	0
30	0.991	-7.859	10.6	1.9	0	0	0
Σύνολο			314.400	136.200	318.107	89.809	23.300
Συνολικές απώλειες			3.707 MW				
Συνολικό κόστος παραγωγής			18512.12 \$/h				

Πίνακας 5.5– Αποτελέσματα ντετερμινιστικού συστήματος 30 ζυγών

Ζυγός	Τάση		Φορτίο		Παραγωγή		Άεργος ισχύς πυκνωτών
	μέτρο	γωνία	MW	MVar	MW	MVar	MVar
1	1.060	0.000	0	0	53.001	28.786	0
2	1.043	-0.729	21.7	12.7	66.099	9.671	0
3	1.029	-1.785	2.4	1.2	0	0	0
4	1.021	-2.078	7.6	1.6	0	0	0
5	1.010	-4.552	94.2	19	49.772	15.800	0
6	1.016	-2.538	20	10	0	0	0
7	1.006	-3.893	22.8	10.9	0	0	0
8	1.010	-2.226	30	30	43.013	7.955	0
9	1.051	-1.227	0	0	0	0	0
10	1.046	-3.784	5.8	2	0	0	19
11	1.082	4.714	0	0	56.611	18.854	0
12	1.061	-2.828	11.2	7.5	0	0	0
13	1.071	0.604	0	0	48.598	9.038	0
14	1.042	-4.175	10.2	1.6	0	0	0
15	1.038	-4.204	8.2	2.5	0	0	0
16	1.048	-3.501	3.5	1.8	0	0	0
17	1.041	-3.905	9	5.8	0	0	0
18	1.024	-5.289	10.2	0.9	0	0	0
19	1.023	-5.250	9.5	3.4	0	0	0
20	1.028	-4.940	2.2	0.7	0	0	0
21	1.034	-4.319	17.5	11.2	0	0	0
22	1.034	-4.335	0	0	0	0	0
23	1.028	-4.736	3.2	1.6	0	0	0
24	1.022	-5.105	8.7	6.7	0	0	4.3
25	1.017	-5.675	0	0	0	0	0
26	0.999	-6.095	3.5	2.3	0	0	0
27	1.023	-5.769	0	0	0	0	0
28	1.014	-2.839	0	0	0	0	0
29	1.003	-7.001	2.4	0.9	0	0	0
30	0.991	-7.884	10.6	1.9	0	0	0
Σύνολο			314.400	136.200	318.094	89.805	23.300
Συνολικές απώλειες			3.694 MW				
Συνολικό κόστος παραγωγής			18512.07 €/h				

Επίλογος

Ως συμπέρασμα αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι ότι οι μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού θερμότητας αποτελούν μία άμεση πολλά υποσχόμενη λύση στο ενεργειακό πρόβλημα. Η εξάρτηση της ηλεκτροπαραγωγής από τα ορυκτά καύσιμα στο άμεσο μέλλον είναι αναμφισβήτητη. Επομένως, οφείλουμε να εκμεταλλευτούμε με οποιοδήποτε τρόπο τις μεγάλες ποσότητες ενέργειας που χάνονται στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής με τη μορφή θερμότητας. Όπως φάνηκε και από τα case studies που επιλύθηκαν οι σταθμοί συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευση καθώς και οι σταθμοί συμπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου των οποίων η ηλεκτρική ισχύς που παράγεται δεν εξαρτάται απόλυτα από το θερμικό φορτίο, μπορούν να διεισδύσουν σε μεγάλο βαθμό στην κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου επιφέροντας όλα τα πλεονεκτήματα της συμπαραγωγής οικονομικά και περιβαλλοντικά.

Αναφορικά με τις διάφορες μεθόδους περιβαλλοντικών πολιτικών, φαίνεται ότι μπορούν να είναι αποτελεσματικές σε μαθηματικά μοντέλα που προσομοιάζουν τα διάφορα συστήματα, όμως τα αποτελέσματα αυτά για να ισχύσουν απαιτούν αυστηρή επίβλεψη της τήρησης των πολιτικών και συνεχείς μετρήσεις των εκπομπών που εκλύονται.

Οι μέθοδοι για μελέτη προβλημάτων βελτιστοποίησης, όπως ο πολλά υποσχόμενος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης, φαίνεται ότι συνεχώς εξελίσσονται. Μπορεί στο πρόβλημά μας να μην αποτελούσε τον καλύτερο τρόπο επίλυσης δεδομένου ότι η αντικειμενική μας συνάρτηση είναι παραγωγίσιμη, όμως η ενασχόληση και η πληροφόρηση για νέους μετεωριστικούς αλγορίθμους είναι απόλυτα επιθυμητό γιατί μπορεί να αποτελέσει αφορμή για επίλυση άλλων προβλημάτων.

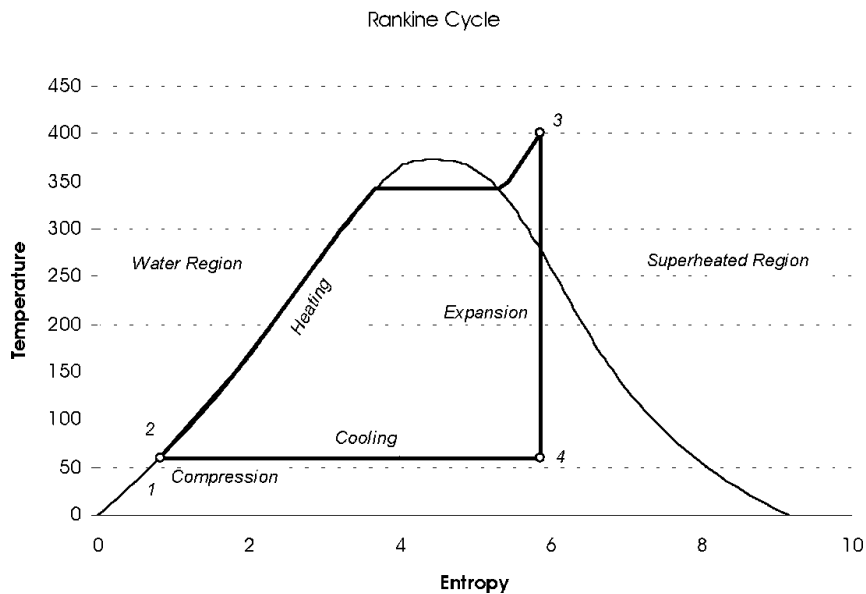
Η εργασία αυτή θα μπορούσε να δώσει αφορμή για περαιτέρω μελέτη σε αρκετούς από τους τομείς που πραγματεύτηκε. Πρώτα από όλα, η έρευνα για την εφεύρεση λύσεων που θα μας επιτρέψουν να λύσουμε το ενεργειακό πρόβλημα δε σταματούν. Ανάλογα, καθημερινά μελετώνται και προτείνονται πολιτικές για την αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου ενώ παράλληλα κρίνεται η αποτελεσματικότητά τους και τα πιθανά προβλήματα που μπορούν να προκύψουν. Ακόμα, η στοχαστικότητα των προβλημάτων λαμβάνοντας υπόψην όλους αυτούς τους απρόβλεπτους παράγοντες δίνει μία νέα διάσταση στα προβλήματά μας, συνεπώς είναι αναγκαία η εμβάθυνση στο πως σχετίζονται όλοι οι παράγοντες μεταξύ τους. Τέλος, ειδικά για τις μονάδες συμπαραγωγής υπάρχουν μελέτες που χρειάζονται να γίνουν σχετικά με το πως επιδρούν οι παραγώμενες ηλεκτρική και θερμική ισχύς στην απόδοση της μονάδας και επομένως στους ρύπους που εκλύονται καθώς και στο κόστος παραγωγής.

Παράρτημα Α

Ανάλυση θερμοδυναμικών κύκλων

A.1 Κύκλος Rankine

Όπως αναφέρθηκε νωρίτερα οι ατμοστροβλικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούν βάσει του κύκλου Rankine. Ο κύκλος Rankine αποτελείται από τις τέσσερις βασικές θερμοδυναμικές διεργασίες που διεξάγονται στα τέσσερα διαφορετικά συνθετικά στοιχεία του συστήματος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας. Στο διάγραμμα Mollier που ακολουθεί φαίνονται οι μεταβολές που λαμβάνουν χώρα:



Σχήμα A.1 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Rankine

Μεταβολή 1 – 2 στην αντλία τροφοδοσίας

Το νερό συμπιέζεται αδιαβατικά από την πίεση λειτουργίας του συμπυκνωτή έως την επιθυμητή πίεση λειτουργίας του στροβίλου. Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα, υποθέτοντας ότι η αντλία είναι επαρκώς μονωμένη, η διαδικασία μπορεί να θεωρηθεί αδιαβατική. Κατά τη διάρκεια της συγκεκριμένης διαδικασίας πραγματοποιείται μία μικρή αύξηση της ενθαλπίας του μέσου. Η αύξηση αυτή λόγω της

τάξης μεγέθους των λοιπών μεταβολών δεν είναι εμφανής στο διάγραμμα Mollier και γι' αυτό τα σημεία 1 και 2 φαίνεται να συμπίπτουν.

Μεταβολή 2 – 3 στο λέβητα

Το νερό τροφοδοσίας εισέρχεται στον λέβητα σε υγρή μορφή. Κατά το πρώτο στάδιο της διεργασίας, προσφέρεται θερμότητα στο σύστημα υπό σταθερή πίεση. Η παρεχόμενη θερμότητα οδηγεί στη θέρμανση του νερού μέχρις ότου φθάσει σε κατάσταση κορεσμένου υγρού. Από το σημείο αυτό και μέχρι το νερό να φθάσει σε κατάσταση ξηρού ατμού η θερμοκρασία και πίεση παραμένουν σταθερές και όλη η παρεχόμενη στο σύστημα θερμότητα προκαλεί την αύξηση της ενθαλπίας του μέσου. Περαιτέρω θέρμανση έχει ως αποτέλεσμα την δημιουργία υπερθερμασμένου ατμού, μία διαδικασία στην οποία τόσο η ενθαλπία όσο και η θερμοκρασία του νερού αυξάνονται. Γενικά, εντός του ατμοπαραγωγού το μέσο υπόκειται σε μία αύξηση της ολικής ενέργειας του, έτσι ώστε να είναι δυνατή η παραγωγή έργου στο επόμενο συνθετικό στοιχείο του συστήματος.

Μεταβολή 3 – 4 στον ατμοστρόβιλο

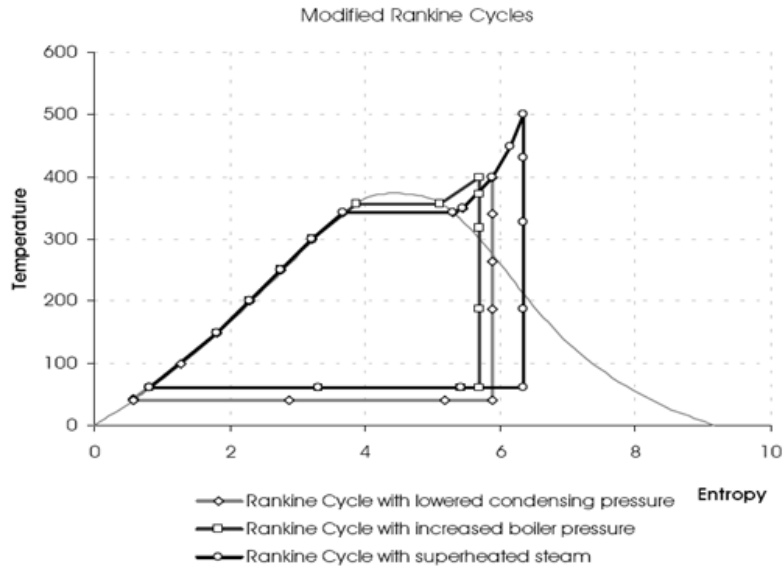
Ο υπερθερμασμένος ατμός εισέρχεται στο στρόβιλο μέσω του ακροφυσίου επιτάχυνσης, έτσι ώστε να αυξηθεί η ορμή και συνεπώς η δύναμη που ασκείται στα πτερύγια του στρόβιλου. Ως συνέπεια της επιτάχυνσης παρατηρείται μία πτώση της ενθαλπίας του ατμού. Υποθέτοντας μηδαμινές απώλειες θερμότητας, η διεργασία που πραγματοποιείται στο στρόβιλο είναι ισεντροπική διαστολή κατά την οποία παράγεται έργο (περιστροφή άξονα). Το παραγόμενο έργο αντιστοιχεί στην μείωση της ενέργειας του μέσου (πτώση ενθαλπίας λόγω επιτάχυνσης και διαστολής), η οποία εξέρχεται του στρόβιλου υπό μορφή ξηρού ατμού.

Μεταβολή 4 –1 στο συμπυκνωτή

Στο τελευταίο στάδιο του κύκλου Rankine, ο ατμός αφού εξέλθει από το στρόβιλο ψύχεται και συμπυκνώνεται εντός του συμπυκνωτή. Κατά τη διαδικασία της συμπύκνωσης, που πραγματοποιείται υπό σταθερή πίεση και θερμοκρασία, αποβάλλεται θερμότητα από τον ατμό όταν έρθει σε επαφή με το ψυκτικό μέσο. Το μέσο εξέρχεται από το συμπυκνωτή σε υγρή μορφή και οδηγείται στην αντλία τροφοδοσίας για επαναχρησιμοποίηση.

Στην πράξη χρησιμοποιούνται ορισμένες τεχνικές βελτίωσης της απόδοσης του κύκλου όπως:

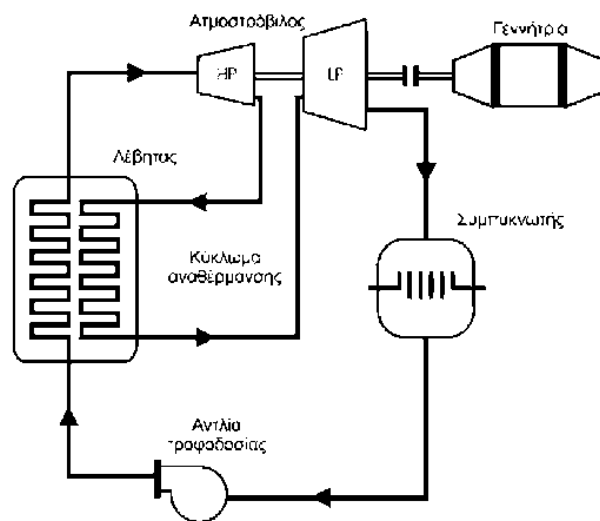
- i. Μείωση της πίεσης λειτουργίας του συμπυκνωτή
- ii. Αύξηση της πίεσης λειτουργίας του λέβητα
- iii. Αύξηση της θερμοκρασίας λειτουργίας του λέβητα



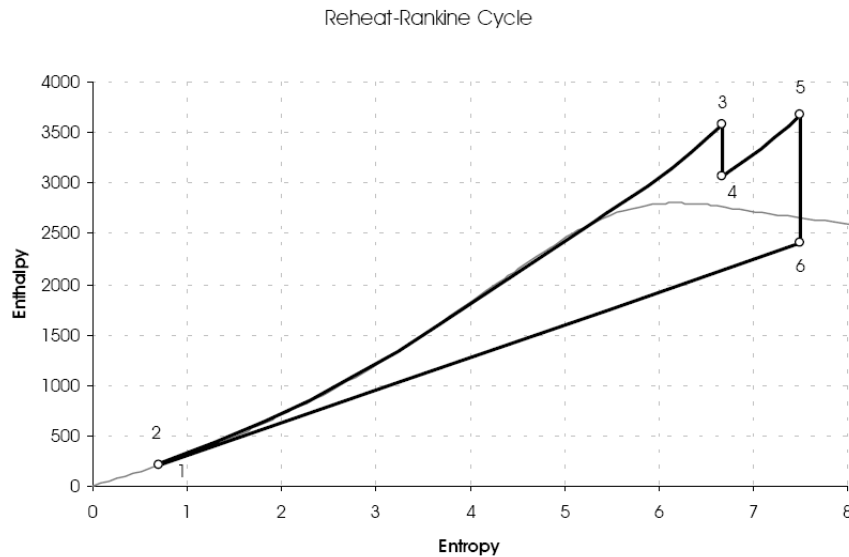
Σχήμα Α.2 - Διάγραμμα Mollier τροποποιημένων κύκλων Rankine

iv. Κύκλος Rankine με αναθέρμανση

Η βασική διαφορά από το συμβατικό σύστημα είναι η χρήση στροβίλου δύο σταδίων σε συνδυασμό με το κύκλωμα ανατροφοδότησης ατμού στον λέβητα. Ο ατμός αφού διασταλεί στο στάδιο υψηλής πίεσης του αμοστροβίλου κατευθύνεται στον λέβητα για αναθέρμανση. Αναχωρώντας από το λέβητα και αφού έχει μετατεθεί σε υψηλότερο επίπεδο ενθαλπίας, ο ατμός οδηγείται στο δεύτερο - χαμηλής πίεσης - στάδιο του στροβίλου για την αποπεράτωση της διαστολής έως την πίεση του συμπυκνωτή. Τελικά ο ατμός αφού συμπυκνωθεί ανατροφοδοτείται στον λέβητα για περαιτέρω χρήση.



Σχήμα Α.3 – Σύστημα αμοστροβίλου με αναθέρμανση

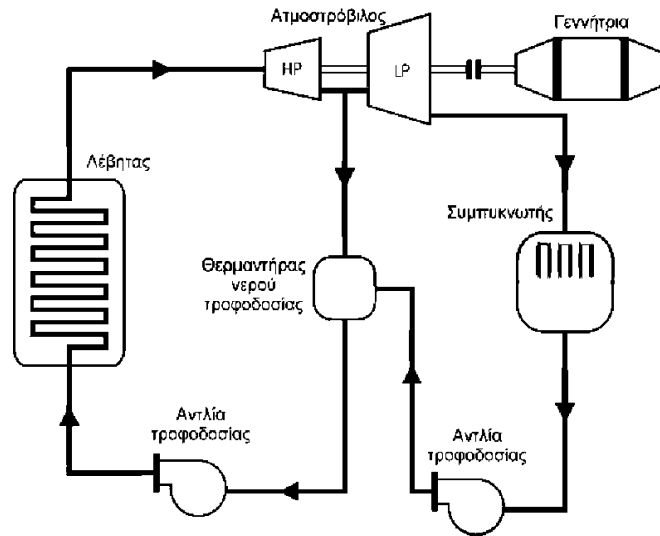


Σχήμα Α.4 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Rankine με αναθέρμανση

v. Κύκλος Rankine με αναγέννηση

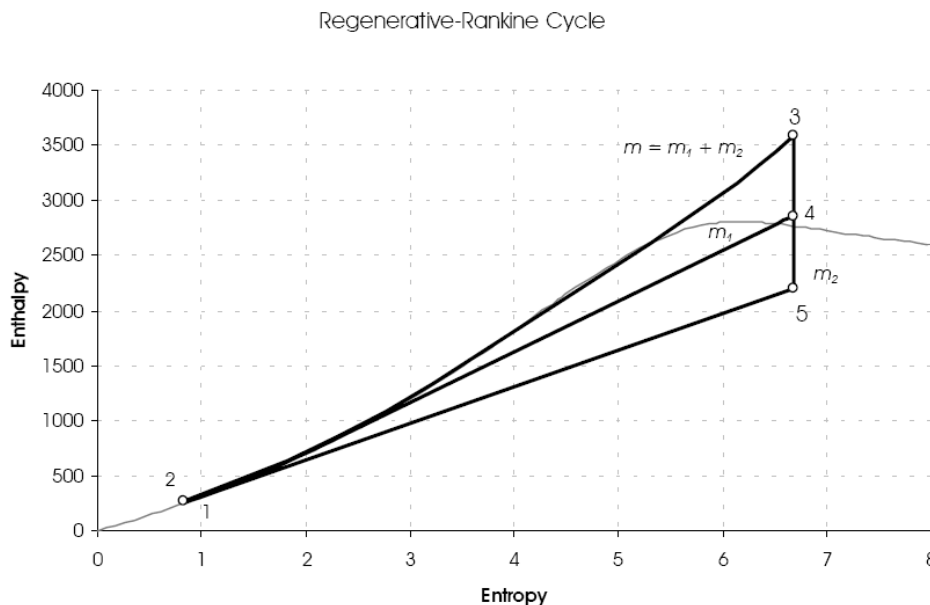
Μια άλλη επιλογή στο σχεδιασμό ενός ατμοστροβιλικού συστήματος είναι το σύστημα του κύκλου Rankine με αναγέννηση. Ο όρος «αναγέννηση» έγκειται στην εξαγωγή ατμού για τον σκοπό της θέρμανσης του νερού τροφοδοσίας προτού εισέλθει στο λέβητα. Αυτός είναι ένας αποδεδειγμένα αποτελεσματικός τρόπος για να αποφευχθεί η χρήση μεγάλων ποσοτήτων θερμότητας για να ανεβεί η θερμοκρασία του νερού τροφοδοσίας. Ειδικά στην περίπτωση μεγάλης διαφοράς πίεσης μεταξύ εισόδου και εξόδου της αντλίας τροφοδοσίας, όπου κατά τη συμπίεση πραγματοποιείται και ψύξη του νερού, η τεχνική της αναγέννησης είναι ουσιώδης.

Η θέρμανση του μέσου λαμβάνει χώρα σε ένα συγκεκριμένο συνθετικό στοιχείο -τον θερμαντήρα νερού τροφοδοσίας. Υπάρχουν δύο τύποι θερμαντήρων νερού τροφοδοσίας. Στο θερμαντήρα ανοικτού τύπου ένα μικρό μέρος ατμού εγκαταλείπει το πρώτο στάδιο (υψηλής πίεσης) του ατμοστρόβιλου οδηγείται στο θερμαντήρα νερού τροφοδοσίας όπου αναμιγνύεται με το νερό που πρόκειται να επιστραφεί στο λέβητα και ανεβάζει τη θερμοκρασία του. Πριν την ανάμιξη, το νερό τροφοδοσίας πρέπει να συμπιεστεί στα επίπεδα πίεσης του εξαγόμενου ατμού. Μετά την ανάμιξη το θερμό πια νερό συμπιέζεται στην επιθυμητή πίεση του λέβητα. Στον θερμαντήρα κλειστού τύπου δεν γίνεται ανάμιξη, αλλά η θέρμανση επιτυγχάνεται φέρνοντας σε επαφή τον εξαγόμενο ατμό με το κρύο νερό τροφοδοσίας - συνήθως ο ατμός υγροποιείται στην επιφάνεια των σωλήνων που διατρέχει το νερό τροφοδοσίας. Μετά τη συμπύκνωση που υπόκειται ατμός στο θερμαντήρα πρέπει να συμπιεστεί στα επίπεδα πίεσης του λέβητα. Το νερό τροφοδοσίας συμπιέζεται επίσης στα ίδια επίπεδα.



Σχήμα A.5 – Σύστημα ατμοστροβίλου με αναγέννηση

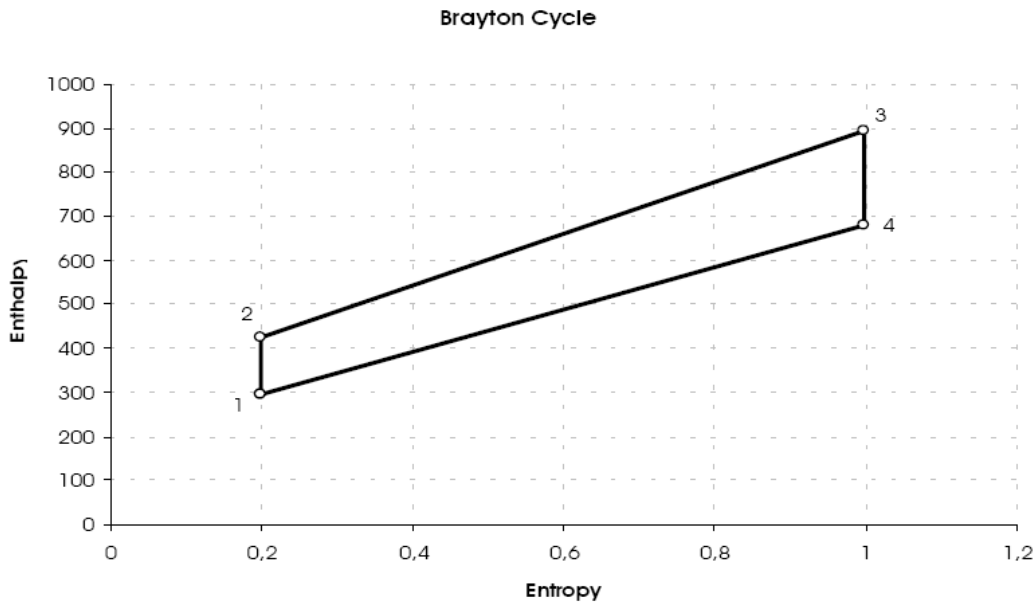
Ο κύκλος Rankine με αναγέννηση παρουσιάζεται στο σχήμα A.1.6 Στο διάγραμμα φαίνεται ο διαχωρισμός του μέσου σε δύο τμήματα m_1 και m_2 . Το πρώτο στάδιο της εκτόνωσης πραγματοποιείται με τη συνολική ποσότητα του μέσου ($m=m_1+m_2$) και κατά συνέπεια το παραγόμενο έργο είναι μεγαλύτερο σε σχέση με το έργο που παράγεται στο δεύτερο στάδιο του ατμοστροβίλου κατά την εκτόνωση του τμήματος μάζας m_2 . Εντούτοις, αυτή η ελάττωση του παραγόμενου μηχανικού έργου αντισταθμίζεται από τη μείωση της απαιτούμενης ενέργειας για τη θέρμανση του νερού στον ατμοπαραγωγό.



Σχήμα A.6 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Rankine με αναγέννηση

A.2 Κύκλος Brayton

Οι αεριοστροβλικές μονάδες λειτουργούν βάσει του κύκλου Brayton ή Joule. Ο κύκλος Brayton αποτελείται από τις τέσσερις διεργασίες: ισεντροπική συμπίεση, ισοβαρής θέρμανση, ισεντροπική εκτόνωση και ισοβαρής ψύξη. Ο ιδανικός κύκλος Brayton φαίνεται στο σχήμα που ακολουθεί:



Σχήμα A.7 - Διάγραμμα Mollier κύκλου Brayton

Μεταβολή 1 -2 στο συμπιεστή

Ο αέρας συμπιέζεται αδιαβατικά από τη χαμηλή πίεση εξόδου του θαλάμου ψύξης στην επιθυμητή πίεση εισαγωγής στον αεριοστρόβιλο. Κατά τη διάρκεια αυτής της διεργασίας λαμβάνει χώρα μια αύξηση της θερμοκρασίας και της ενθαλπίας του αέρα.

Μεταβολή 2 – 3 στο θάλαμος καύσης

Ο πεπιεσμένος αέρας θερμαίνεται μέσω του ψεκασμού με καύσιμα και την πρόκληση ανάφλεξης. Αφού η διεργασία είναι ισοβαρής η θερμότητα που απορροφάται από τον αέρα προκαλεί μια αύξηση της ενθαλπίας και θερμοκρασίας του.

Μεταβολή 3 – 4 στον αεριοστρόβιλο

Τα υψηλής πίεσης αέρια, καθώς εισέρχονται στον αεριοστρόβιλο, προκαλούν την περιστροφή του άξονα, ασκώντας δυνάμεις στα πτερύγια του στροβίλου. Αν οι απώλειες θερμότητας είναι αμελητέες, η καταναλισκόμενη ενέργεια του αερίου ισοδυναμεί με το έργο που παράγεται στον στρόβιλο.

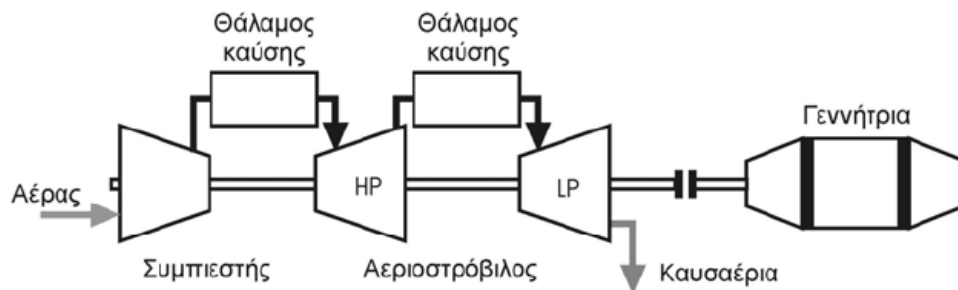
Μεταβολή 4 – 1 στο θάλαμο ψύξης

Θεωρητικά, τα εξερχόμενα από το στρόβιλο αέρια οδηγούνται σε μία συσκευή ψύξης όπου αποβάλλεται θερμότητα υπό σταθερή πίεση προτού τροφοδοτηθούν στον συμπιεστή. Η αποβαλλόμενη θερμότητα αντιστοιχεί στην μείωση της ενθαλπίας του μέσου.

Οι ίδιες τεχνικές που εφαρμόζονται στα αμμοστροβιλικά συστήματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν και στα αεριοστροβιλικά συστήματα, στην προσπάθεια να βελτιωθεί ο βαθμός απόδοσης τους. Σε αυτήν την παράγραφο μελετώνται τα σχήματα αναθέρμανσης και αναγέννησης για το συγκεκριμένο τύπο συστήματος, ενώ παρουσιάζεται και ένα πρόσθετο σχήμα λειτουργίας εφαρμόσιμο μόνο σε αεριοστροβιλικά συστήματα.

i. Κύκλος Brayton με αναθέρμανση

Και εδώ χρησιμοποιείται στρόβιλος δύο σταδίων συνδυασμένος με ένα θάλαμο αναθέρμανσης. Ο θάλαμος αναθέρμανσης μπορεί να είναι ένας θάλαμος καύσης όπου το εναπομένον οξυγόνο στα αέρια που εξέρχονται από το πρώτο στάδιο του στροβίλου προκαλεί την καύση πρόσθετου καυσίμου ή μπορεί να είναι ένας θερμαντήρας στον οποίο εξωτερική ανάφλεξη παρέχει την απαραίτητη θερμότητα για την αύξηση της θερμοκρασίας του μέσου.



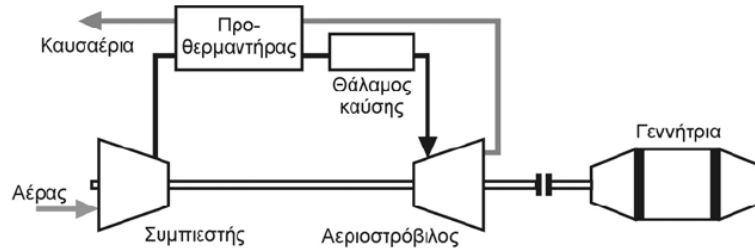
Σχήμα A.8 – Σύστημα αεριοστροβίλου με αναθέρμανση

Το συνολικό αποτέλεσμα της εφαρμογής της τεχνικής της αναθέρμανσης σε αεριοστροβιλικά συστήματα, είναι αφενός η αύξηση του παραγόμενου έργου αλλά η σχετική μείωση της απόδοσης του κύκλου. Αυτό οφείλεται στα μεγάλα ποσά θερμότητας που απαιτούνται στον θάλαμο αναθέρμανσης.

ii. Κύκλος Brayton με αναγέννηση

Η μέθοδος της αναγέννησης μπορεί να εφαρμοστεί στα αεριοστροβιλικά συστήματα υπό τη μορφή της χρησιμοποίησης της θερμότητας των καυσαερίων που εξέρχονται από το στρόβιλο για τη θέρμανση

του αέρα προτού εισέλθει στο θάλαμο καύσης. Αυτό επιτυγχάνεται με τη χρήση ενός εναλλάκτη θερμότητας, εντός του οποίου τα εξερχόμενα από το στρόβιλο καυσαέρια θερμαίνουν (χωρίς ανάμιξη) τον εξαγόμενο εκ του συμπιεστή αέρα.

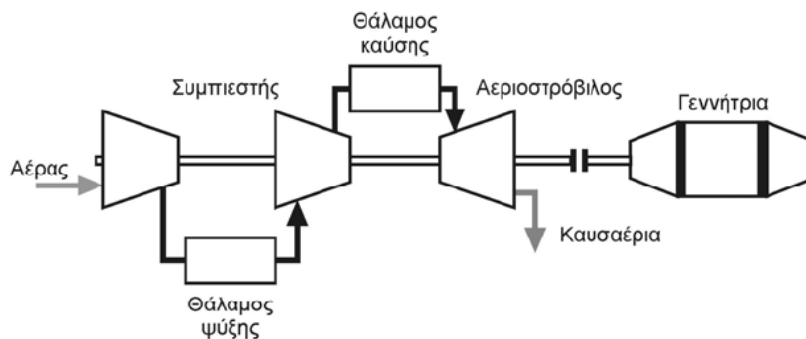


Σχήμα Α.9 – Σύστημα αεριοστρόβιλου με αναγέννηση

Η επίδραση της αναγέννησης στις επιδόσεις εκτιμάται με τη χρήση του βαθμού αποτελεσματικότητας του εναλλάκτη ή βαθμού αποτελεσματικότητας αναγέννησης όπως συνήθως αναφέρεται. Η αποτελεσματικότητα αναγέννησης ορίζεται ως ο λόγος της πραγματικά μεταφερόμενης θερμότητας από τα καυσαέρια στον συμπιεσμένο αέρα προς το αντίστοιχο μέγιστο ποσό μεταφερόμενης θερμότητας.

iii. Κύκλος Brayton με ενδιάμεση ψύξη

Η έννοια της ενδιάμεσης ψύξης αφορά τη διαίρεση της διαδικασίας συμπίεσης σε δύο βαθμίδες, μεταξύ των οποίων ο αέρας διέρχεται μέσω μιας συσκευής απαγωγής θερμότητας, που δεν είναι τίποτε άλλο από έναν εναλλάκτη θερμότητας. Η ιδέα στην οποία βασίζεται αυτή η υλοποίηση είναι ότι μέσω της ενδιάμεσης αφαίρεσης θερμότητας κατά τη συμπίεση του αέρα, το έργο που απαιτείται για τη συμπίεση μειώνεται δραστικά. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι με την ψύξη ενός αερίου πραγματοποιείται μείωση του ειδικού του όγκου και κατά συνέπεια του έργου που απαιτείται για τη συμπίεση του.



Σχήμα Α.10 – Σύστημα αεριοστρόβιλου με ενδιάμεση ψύξη

Όμοια με την τεχνική της αναθέρμανσης, με την ενδιάμεση ψύξη το καθαρά παραγόμενο έργο παρουσιάζεται αυξημένο, αυτή τη φορά λόγω της μείωσης του καταναλισκόμενου έργου στον συμπιεστή. Παρόλα αυτά, και σε αυτήν την περίπτωση η απόδοση του κύκλου είναι μειωμένη, λόγω της επιπλέον θερμότητας που απαιτείται για να ανεβάσει τη θερμοκρασία και την εσωτερική ενέργεια του ψυχρού αέρα, προτού εκτονωθεί στο στρόβιλο.

iv. Συνδυασμός ενδιάμεσης ψύξης, αναθέρμανσης και αναγέννησης

Λόγω της ανεπιθύμητης επίδρασης στην απόδοση του συστήματος, οι τεχνικές της ενδιάμεσης ψύξης και της αναθέρμανσης δεν εφαρμόζονται ποτέ από μόνες τους ή σε συνδυασμό μεταξύ τους. Ένα ευρέως εφαρμοζόμενο σχήμα λειτουργίας είναι ο συνδυασμός των τριών παραπάνω μεθόδων, δηλαδή ενδιάμεση ψύξη, αναθέρμανση και αναγέννηση.

Με αυτό το συνδυασμό η αυξημένη θερμοκρασία εξαγωγής του στροβίλου που εξασφαλίζεται από την αναθέρμανση καθώς και η χαμηλή θερμοκρασία εξόδου του συμπιεστή λόγω της ενδιάμεσης ψύξης, αφήνουν μεγάλο περιθώριο για τη μεταφορά θερμότητας μέσω αναγέννησης. Αυτό έχει την επιπλέον ευνοϊκή επίδραση της μείωσης της θερμοκρασίας των εκλυόμενων στην ατμόσφαιρα αερίων. Συμπερασματικά, ο συνδυασμός των παραπάνω τεχνικών έχει το συνολικό αποτέλεσμα της ανύψωσης της θερμοκρασίας της παροχής θερμότητας και της μείωσης της μέσης θερμοκρασίας αποβολής θερμότητας, που είναι η βάση για την αποδοτική λειτουργία της μονάδας παραγωγής.

Ελαχιστοποίηση με Εξισωτικούς και Ανισωτικούς Περιορισμούς

Για να λύσουμε το πρόβλημα βελτιστοποίησης

$$\min f(x)$$

με περιορισμούς:

$$h_i(x) = 0 \quad i = 1, \dots, n_g$$

$$g_i(x) \leq 0 \quad i = 1, \dots, n_h$$

$$\text{όπου: } x = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in X$$

σχηματίζουμε τη συνάρτηση Lagrange εισάγοντας τον πολλαπλασιαστή λ_i για κάθε εξισωτικό περιορισμό, και έναν πολλαπλασιαστή $\mu_i \geq 0$ για κάθε ανισωτικό περιορισμό.

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) + \sum_{i=1}^{n_h} \lambda_i \cdot h_i(x) + \sum_{i=1}^{n_g} \mu_i \cdot g_i(x)$$

Οι αναγκαίες συνθήκες για τη βέλτιστη λύση x^*, λ^*, μ^* είναι οι παρακάτω συνθήκες Kuhn-Tucker:

$$\frac{\partial L}{\partial x_i}(x^*, \lambda^*, \mu^*) = 0 \quad i = 1, \dots, n$$

$$h_i(x) = 0 \quad i = 1, \dots, n_g$$

$$g_i(x) \leq 0 \quad i = 1, \dots, n_h$$

$$\begin{cases} \mu_i^* \cdot g_i(x^*) = 0 \\ \mu_i^* \geq 0 \end{cases} \quad i = 1, \dots, n_h$$

Οι πρώτες συνθήκες δηλώνουν ότι η κλίση της συνάρτησης LaGrange ως προς τις αρχικές μεταβλητές του προβλήματος $\nabla_x L$ πρέπει να είναι μηδέν. Οι δεύτερες και τρίτες συνθήκες λένε ότι πρέπει να ικανοποιούνται οι περιορισμοί του προβλήματος ελαχιστοποίησης. Από τις τέταρτες συνθήκες παρατηρούμε ότι στη βέλτιστη λύση, ένα τουλάχιστον από τα μ_i^* και $g_i(x^*)$ πρέπει να είναι μηδέν. Αν στη βέλτιστη λύση ο περιορισμός $g_i(x) \leq 0$ είναι δεσμευτικός, ικανοποιείται δηλαδή οριακά ως ισότητα, τότε $\mu_i^* \geq 0$ δηλαδή το μ_i^* παίρνει μια θετική τιμή. Αντίθετα αν στη βέλτιστη λύση ο περιορισμός $g_i(x) \leq 0$ δεν είναι δεσμευτικός, ικανοποιείται δηλαδή ως καθαρή ανισότητα, τότε $\mu_i^* = 0$, δηλαδή ο αντίστοιχος πολλαπλασιαστής πρέπει να είναι μηδέν. Η ερμηνεία των τέταρτων συνθηκών μπορεί να γίνει και με αντίστροφο τρόπο. Αν στη βέλτιστη λύση είναι $\mu_i^* = 0$, ο περιορισμός $g_i(x) \leq 0$ είναι εν γένει ελεύθερος, $g_i(x) < 0$. Αν $\mu_i^* > 0$ τότε θα πρέπει ο περιορισμός να είναι δεσμευτικός, $g_i(x) = 0$. Οι τέταρτες συνθήκες εκφράζουν τη συμπληρωματική απόκλιση που υπάρχει μεταξύ των ανισωτικών περιορισμών και των πολλαπλασιαστών μ_i .

Βιβλιογραφία

- [1]. www.hachp.gr, Ελληνικός Σύνδεσμος Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
- [2]. Μοντελοποίηση της διαδικασίας συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας διπλωματική εργασία Λάμπρος Ε. Βοριαδάκης
- [3]. Δρ Γιώργος Αγερίδης, Ομιλία, «Η Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού & Θερμότητας στην Ευρώπη και στην Ελλάδα: κατάσταση, προβλήματα & προοπτικές»
- [4]. K. Purchala, R. Belmans, L. Exarchakos and A.D. Hawkes, “Distributed generation and the grid integration issues”, K.U. Leuven and Imperial College London
- [5]. Lee KS, Geem ZW. A new meta-heuristic algorithm for continues engineering optimization: harmony search theory and practice. *Comput Method Appl Mech Eng* 2004; 194:3092-33
- [6]. Vasebi A, Fesanghary M, Bathase SMT. Combined heat and power economic dispatch by harmony search algorithm. *Int J Electr. Power Energy Syst.* 2007; 29:713-9
- [7]. G.Tao, M.I. Henwood, M. van Ooijen, An algorithm for combined heat and power economic dispatch, *IEEE Trans. Power Syst.* 11 (4) (1996) 1778-1784
- [8]. C.Algie, K.P. Wong, A test system for combined heat and power economic dispatch problems, in: *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT 2004)*, Proceedings of the 2004, vol. 1, 2004, pp. 96-101
- [9]. P.S.Rao, Combined heat and power economic dispatch: a direct solution, *Elect. Power Components Syst.* 34 (9) (2006) 1043-1056
- [10]. M.A. Gonzalez Chapa, J.R. Vega Galaz, An economic dispatch algorithm for cogeneration systems, in: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol1, 2004, pp. 989-994
- [11]. H.B.Puttgen, P.R. MacGregor, Optimum scheduling procedure for cogenerating small power producing facilities, *IEEE Trans. Power Syst.* 4 (3) (1989) 957-964
- [12]. Αντώνιος Γ. Τσικαλάκης, Διδακτορική διατριβή, «Συμβολή στον προγραμματισμό λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένης και ανανεώσιμης παραγωγής και συσκευών αποθήκευσης»
- [13]. Ε. Κακαράς, Δ. Γιαννακόπουλος, Α. Δουκέλης «Εξοικονόμηση ενέργειας σε Σταθμούς Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας» *Πρακτικά ημερίδας με θέμα: «ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»* 3 Νοεμβρίου 2006 Ακαδημία Αθηνων, σελ 32-40.
- [14]. Υπουργείο ΠΕριβαλλοντος, ΧΩροταξιας & Δημοσιων Έργων, «Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΚΔΕ) για την Περίοδο 2005 - 2007 - Τελικό Σχέδιο προς της ΕΕ (30/12/2004)». Διαθέσιμο: <http://www.minenv.gr/4/41/g4107.html>
- [15]. Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Metz, B, Davidson O, deConinck H, Loos M, Meyer L. (eds.), *Cambridge University Press*, 2005. Διαθέσιμο: <http://www.ipcc.ch/ipccreports/srccs.htm>
- [16]. European CO₂ Capture and Storage projects Διαθέσιμο: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/co2capt_en.pdf
- [17]. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/>

- [18]. Pudjianto, D, Strbac, G, "Investigation of Regulatory, Commercial, Economic and Environmental Issues in MicroGrids". *Int J. of Distributed Energy Resources*. Vol 2, Number 3, 245-259, 2006.
- [19]. Microgrids project. Deliverable D13 Report on Socio-Economic Evaluation of MicroGrids. Benefits of MicroGrids,2005.
- [20]. James R. MacFarland, Sergey Paltsev, Henry D. Jacoby, The coal sector under carbon constraints
- [21]. J.H. Talaq, M.E.El-Hawary, A summary of environmental/economic dispatch algorithms, *IEEE Trans. on Power Systems*,Vol9, No.3,pp.1508-1516,Aug 1994
- [22]. M.T. Tsay, H.J. Gow, The operational strategy of cogeneration plants in competitive market
- [23]. M.T.Tsay, F.S. Cheng, W.M. Lin, J.L. Lee, Operation strategy of cogeneration systems under environmental constraints, in: *International Conference on Power System Technology*, 2000. Proceedings. PowCon 2000, vol. 3, 2000, pp. 1653-1658
- [24]. M.T.Tsay, W.M. Lin, J.L. Lee, Interactive best-compromise approach for operation dispatch of cogeneration systems, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution* 2001;148(4):326-332
- [25]. M.T.Tsay, Applying, the multi-objective approach for operation strategy of cogeneration systems under environmental constraints, *Int. J. Elect. Power Energy Syst.* 25 (3) (2003) 219-226
- [26]. J.W. Lamont, E.V. Obessis, Emission dispatch models and algorithms for the 1990's, *IEEE Trans. on Power Systems*,Vol10, No.2,pp.941-947,May 1995
- [27]. B. Marti, Emissions of Power Delivery Systems. Semester thesis, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2005
- [28]. Anke Herold, ETC/ACC Technical paper 2003/10,'Comparison of CO2 emission factors for fuels used in greenhouse gas inventories and consequences for monitoring and reporting under the EC emissions trading scheme', July 2003
- [29]. <http://www.rae.gr/prices/main.htm>
- [30]. Βασίλειος Παπαδιάς, Ανάλυση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας Τόμος 1, έκδοση Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου
- [31]. Hadi Saadat, Power system analysis
- [32]. <http://www.eex.com/en>
- [33]. <http://www.giapraki.gr/print.php?news.6180>
- [34]. <http://www.carbontax.org/introduction/>
- [35]. http://citizensclimatelobby.org/files/Economic%20Impact%20of%20a%20Carbon%20Tax_0.pdf
- [36]. Gilbert E. Metcalf, A green employment tax swap: Using a carbon tax to finance payroll tax relief http://pdf.wri.org/Brookings-WRI_GreenTaxSwap.pdf
- [37]. L.Wang, C.Singh, Stochastic combined heat and power dispatch based on multi-objective particle swarm optimization, in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [38]. J.S. Dhillon, S.C Parti, D.P.kothari, Stochastic economic load dispatch, *Electric Power Systems Research*, Vol.26 pp.179-186