



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ
ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Γεωθερμικές Πηγές

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ιωάννης Δ. Καλογερόπουλος

Επιβλέπων : Κωνσταντίνος Καραγιαννόπουλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2012



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ
ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Γεωθερμικές Πηγές

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ιωάννης Δ. Καλογερόπουλος

Επιβλέπων : Κωνσταντίνος Καραγιαννόπουλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή επιτροπή την 18^η Ιουλίου 2012.

.....
Κ. Καραγιαννόπουλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γ. Μέντζας
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ν. Θεοδώρου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2012

.....
Ιωάννης Δ. Καλογερόπουλος
Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών
Ε.Μ.Π.

Copyright © Ιωάννης Δ. Καλογερόπουλος, 2012.
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Ευχαριστίες

Η περάτωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας σηματοδοτεί την ολοκλήρωση των προπτυχιακών μου σπουδών στη σχολή των Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Πρωτίστως θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου Διονύσιο και Αναστασία για την αμέριστη συμπαράσταση, ηθική όσο και υλική, κατανόηση και αγάπη που μου προσέφεραν όλα αυτά τα χρόνια.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Κωνσταντίνο Καραγιαννόπουλος, καθηγητή της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών Ε.Μ.Π., που μου έδωσε τη δυνατότητα να ασχοληθώ με τη παρούσα διπλωματική, που τόσο πολύ ήθελα. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Σταύρο Αναγνωστάτο, υποψήφιο διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών Ε.Μ.Π. για την καθοδήγηση του καθώς και την άψογη συνεργασία που είχαμε σε όλη τη διάρκεια περάτωσης της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Ακόμη θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Σωτήριο Καρέλλα, επίκουρο καθηγητή της σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π., χωρίς τη βοήθεια και την υπομονή του οποίου θα ήταν αδύνατη η ολοκλήρωση της διπλωματικής αυτής εργασίας.

Τέλος, θα ήταν παράλειψη αν δεν ευχαριστούσα τους συμφοιτητές μου Γιάννη Χατζόπουλο και Γιώργο Δημόπουλο για την αμέριστη βοήθεια που μου προσέφεραν, και τους προσέφερα, όλα αυτά τα χρόνια.

Ιωάννης Καλογερόπουλος

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζεται η αξιοποίηση των γεωθερμικών πεδίων χαμηλής και μέσης ενθαλπίας στην Ελλάδα, και ιδιαίτερα στο νησί της Ικαρίας, με τη χρήση δυαδικών κύκλων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ORC). Στην περιοχή δεν έχουν διενεργηθεί μέχρι σήμερα μελέτες ώστε να γνωρίζουμε το ακριβές μέγεθος του γεωθερμικού δυναμικού, ωστόσο η ύπαρξη του μας είναι γνωστή από τις επιφανειακές εκδηλώσεις, όπως είναι οι θερμές πηγές στην περιοχή του Αγ. Κήρυκου. Για αυτόν το λόγο και οι θερμοκρασίες που εξετάζονται σε αυτήν την εργασία καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα των πεδίων χαμηλής και μέσης ενθαλπίας.

Η παρούσα διπλωματική χωρίζεται σε δύο μέρη, το θεωρητικό (κεφάλαια 1,2 και 3) και στο υπολογιστικό μέρος (κεφάλαια 4,5,6 και 7).

Στο πρώτο κεφάλαιο παρουσιάζονται ορισμένα βασικά στοιχεία γύρω από τη γεωθερμική ενέργεια καθώς και οι τύποι των συνηθέστερων γεωθερμικών συστημάτων ικανών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, γίνεται μία σύντομη παρουσίαση των συνηθέστερων συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως και η κατάσταση της γεωθερμίας μέχρι σήμερα στην Ελλάδα. Τέλος, γίνεται αναφορά στις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των γεωθερμικών σταθμών παραγωγής ενέργειας και γίνεται σύγκριση με άλλους τρόπους παραγωγής ενέργειας.

Στο δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζεται η θερμοδυναμική ανάλυση των δυαδικών σταθμών παραγωγής. Επίσης, γίνεται ιδιαίτερη αναφορά στους παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοσή τους όπως είναι η πίεση ατμοποίησης και η επιλογή του εργαζόμενου μέσου. Τέλος, αναφέρεται ο δυαδικός κύκλος Kalina και οι αρχές λειτουργίας του.

Στο τρίτο κεφάλαιο παρουσιάζεται το κόστος των γεωθερμικών προγραμμάτων. Συγκεκριμένα, αναλύεται το κόστος της κύριας επένδυσης σε κόστος εξερεύνησης, κόστος επιβεβαίωσης και κόστος ανάπτυξης του γεωθερμικού πεδίου. Στο κόστος της ανάπτυξης γίνεται ιδιαίτερη αναφορά στον τρόπο υπολογισμού του κόστους της γεώτρησης καθώς και του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού. Τέλος, αναλύεται το κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (Λ&Σ).

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η μελέτη της επίδρασης της πίεσης ατμοποίησης στον θερμοδυναμικό κύκλο, καθώς και η επιλογή του εργαζόμενου. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζεται η συμπεριφορά του κύκλου σε μεταβολή της πίεσης ατμοποίησης από τα 20bar έως τα 35bar για εργαζόμενο μέσο R134a. Επίσης, συγκρίνονται τρία διαφορετικά εργαζόμενα μέσα για τέσσερις θερμοκρασίες γεωρευστού και επιλέγεται το καταλληλότερο ανά θερμοκρασία γεωρευστού.

Στο πέμπτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η μελέτη του συστήματος ψύξης της εγκατάστασης. Συγκεκριμένα, μελετάται η ετήσια διακύμανση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας συναρτήσει της θερμοκρασίας της θάλασσας. Στη συνέχεια γίνεται υπολογισμός της απαιτούμενης επιφάνειας του συμπυκνωτή.

Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζεται εκτενής οικονομική ανάλυση των γεωθερμικών προγραμμάτων για όλες τις θερμοκρασίες γεωρευστού και για όλα τα εργαζόμενα μέσα. Επίσης, γίνεται αξιολόγηση των επενδύσεων με τη χρησιμοποίηση τεσσάρων οικονομικών δεικτών όπως είναι αυτοί της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), της έντοκης περιόδου αποπληρωμής (DPB) και του Κανονικοποιημένου Κόστους της Παραγόμενης Ενέργειας (LCOE) για δύο χρηματοδοτικά προγράμματα.

Στο έβδομο κεφάλαιο γίνεται οικονομική ανάλυση ευαισθησίας για δύο παράγοντες που συμβάλλουν στη διαμόρφωση του κόστους ενός γεωθερμικού προγράμματος. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζεται η οικονομική βιωσιμότητα των επενδυτικών προγραμμάτων μεταβάλλοντας το κόστος του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής του ατμού καθώς και της τιμής της γεωθερμικής βαθμίδας, και κατ' επέκταση του κόστους γεώτρησης του πεδίου.

Τέλος, στο όγδοο κεφάλαιο αναφέρονται συνοπτικά τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την παρούσα διπλωματική εργασία.

Abstract

This diploma thesis examines the utilization of low and medium enthalpy geothermal resources in Greece, and especially in Ikaria island, using binary power plants (ORC). There has not been conducted any kind of research in order to learn the geothermal potential of this area, however we are aware of this due to the manifestations, such as the thermal springs in the St. Kirykos area. For this reason the temperatures under examination cover a wide range of low and medium enthalpy resources.

This thesis is divided into two parts, the theoretical one (chapters 1,2 and 3) and the computational one (chapters 4,5,6 and 7).

The first chapter presents some basics around geothermal energy as well as the most common geothermal systems capable for electrical energy production. Furthermore, there is a brief presentation of the most common electrical power production systems in use as well as the status of geothermal power in Greece so far. Finally, there is a reference to environmental impacts of geothermal power plants compared to other ways producing electrical energy.

The second chapter presents the thermodynamic analysis of binary power plants. Also, there is a special reference to factors influencing their performance, such as the evaporating pressure of the cycle and the appropriate selection of working fluid. Finally, there is presented the Kalina cycle and its operating principles.

The third chapter presents the cost of geothermal power projects. Specifically, the capital cost has been divided to exploration cost, development cost and site development cost. The development cost specifically refers to the calculation of the drilling cost and the power plant and steam gathering system cost. Finally, the Operation & Maintenance cost is being analyzed.

The forth chapter presents the study of the influence of the evaporation pressure on the thermodynamic cycle, as well as the appropriate selection of the working fluid. Specifically, there was examined the behavior of the cycle into pressure variation among 20 to 35 bars with R134a as working fluid. Furthermore, three different working fluids were compared for four geothermal temperatures where the appropriate one was selected for each temperature.

The fifth chapter presents the study for the cooling system of the power plant. Specifically, the annual variation of the electrical energy as a function of sea temperature was studied. Finally, an estimation of the required surface of the condenser has been conducted.

The sixth chapter presents an extensive economical analysis of geothermal projects for all geothermal temperatures and all working fluids under investigation. Also, four economic indicators, such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Discounted Payback Period (DPB) and Levelized Cost of Energy (LCOE) were used, in order to evaluate the economic viability of the projects for two different funding programs.

The seventh chapter presents an economic sensitivity analysis for two factors contribute to the cost of a geothermal project. Specifically, there were examined the economic viability of investment projects by changing the power plant and steam gathering system cost and the geothermal gradient value, and hence the drilling cost.

Finally, the eighth chapter summarized the results of this diploma thesis.

Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ^ο Γεωθερμία	13
1.1 Γεωθερμική ενέργεια	13
1.2 Τύποι γεωθερμικών συστημάτων	15
1.2.1 Συστήματα που το κυρίαρχο ρευστό είναι ο ατμός	15
1.2.2 Συστήματα που το κυρίαρχο ρευστό είναι το νερό σε υγρή μορφή	16
1.2.3 Ιζηματογενείς λεκάνες	16
1.2.4 Γεωπεπιεσμένα συστήματα	17
1.2.5 Θερμά ξηρά πετρώματα	17
1.2.6 Ενέργεια μάγματος	18
1.2.7 Ταξινόμηση με βάση την ενθαλπία	18
1.3 Τύποι γεωθερμικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας	19
1.3.1 Συστήματα ξηρού ατμού	19
1.3.2 Συστήματα άμεσης ατμοποίησης	21
1.3.3 Συστήματα δυαδικού κύκλου	22
1.4 Η γεωθερμία στην Ελλάδα	24
1.5 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις	26
Κεφάλαιο 2 ^ο Θερμοδυναμική ανάλυση δυαδικών συστημάτων	31
2.1 Βασικά δυαδικά συστήματα	31
2.2 Ανάλυση του στροβίλου	32
2.3 Ανάλυση του συμπυκνωτή	33
2.4 Ανάλυση αντλίας τροφοδοσίας	33
2.5 Ανάλυση του εναλλάκτη θερμότητας	33
2.6 Συνολική ανάλυση του κύκλου	34
2.7 Επιλογή εργαζόμενου μέσου	34
2.8 Δυαδικοί κύκλοι Kalina	36
Κεφάλαιο 3 ^ο Κόστος γεωθερμικών έργων	39
3.1 Εισαγωγή	39
3.2 Κόστος κύριας επένδυσης	39
3.2.1 Φάση εξερεύνησης	39
3.2.2 Φάση επιβεβαίωσης	41
3.2.3 Φάση ανάπτυξης γεωθερμικού πεδίου	42
3.2.3.1 Γεωτρήσεις	43
3.2.3.2 Παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος γεώτρησης	43
3.2.3.3 Παράγοντες που επηρεάζουν τον αριθμό των φρεατίων	45
3.2.3.4 Λόγος φρεατίων παραγωγής/επανερχυσής	46
3.2.3.5 Κόστος εγκαταστάσεων παραγωγής και συλλογής ατμού	46

3.2.3.6 Μεταφορά	47
3.3 Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης	47
3.3.1 Κόστος Λειτουργίας	48
3.3.2 Κόστος Συντήρησης	49
Κεφάλαιο 4° Επίδραση πίεσης ατμοποίησης και επιλογής εργαζόμενου μέσου	53
4.1 Εισαγωγή	53
4.2 Επίδραση της υψηλής πίεσης στον κύκλο	53
4.2.1 Ανάλυση αποτελεσμάτων-Συμπεράσματα	61
4.3 Σύγκριση εργαζόμενων μέσων	63
4.3.1 Εργαζόμενο μέσο R134a	65
4.3.2 Εργαζόμενο μέσο R152a	71
4.3.3 Εργαζόμενο μέσο R245fa	76
4.3.4 Ανάλυση αποτελεσμάτων-Συμπεράσματα	83
Κεφάλαιο 5° Σύστημα ψύξης	89
5.1 Εισαγωγή	89
5.2 Ετήσια μεταβολή παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος	89
5.3 Υπολογισμός επιφάνειας εναλλαγής θερμότητας του συμπυκνωτή	93
5.4 Ανάλυση αποτελεσμάτων – Συμπεράσματα	96
Κεφάλαιο 6° Τεχνοοικονομική ανάλυση	99
6.1 Εισαγωγή	99
6.2 Εργαζόμενο μέσο R134a	99
6.2.1 Οικονομική αξιολόγηση χωρίς κρατική επιδότηση για R134a	122
6.2.2 Οικονομική αξιολόγηση με κρατική επιδότηση για το R134a	124
6.3 Εργαζόμενο R152a	126
6.3.1 Οικονομική αξιολόγηση χωρίς κρατική επιδότηση για το R152a	143
6.3.2 Οικονομική αξιολόγηση με κρατική επιδότηση για το R152a	146
6.4 Εργαζόμενο μέσο R245fa	147
6.4.1 Οικονομική αξιολόγηση χωρίς κρατική επιδότηση για το R245fa	164
6.4.2 Οικονομική αξιολόγηση με κρατική επιδότηση για το R245fa	167
6.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων - Συμπεράσματα	168
Κεφάλαιο 7° Οικονομική ανάλυση ευαισθησίας	175
7.1 Εισαγωγή	175
7.2 Σύστημα παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού	175
7.3 Γεωθερμική βαθμίδα	179
7.4 Ανάλυση αποτελεσμάτων-συμπεράσματα	182
Κεφάλαιο 8° Συμπεράσματα	185
Βιβλιογραφία	187

Α' Μέρος

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο Γεωθερμία

1.1 Γεωθερμική ενέργεια

Η θερμότητα είναι μία μορφή ενέργειας και η γεωθερμική ενέργεια είναι η θερμότητα που περιέχεται στο εσωτερικό της Γης, η οποία προκαλεί τη δημιουργία διαφόρων γεωλογικών φαινομένων σε παγκόσμια κλίμακα. Συνήθως όμως, ο όρος «γεωθερμική ενέργεια» χρησιμοποιείται σήμερα για να δηλώσει εκείνο το τμήμα της Γήινης θερμότητας που μπορεί να αξιοποιηθεί από τον άνθρωπο.

Η παρουσία ηφαιστειών, θερμών πηγών και άλλων επιφανειακών εκδηλώσεων θερμότητας είναι αυτή που μας οδήγησε στο συμπέρασμα ότι το εσωτερικό της γης είναι ζεστό. Όμως, μόνο κατά την περίοδο μεταξύ 16^{ου} και 17^{ου} αιώνα, όταν δηλαδή κατασκευάστηκαν τα πρώτα μεταλλεία που ανορύχθηκαν σε βάθος μερικών εκατοντάδων μέτρων κάτω από την επιφάνεια του εδάφους, οι άνθρωποι, με τη βοήθεια κάποιων απλών φυσικών παρατηρήσεων κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι η θερμοκρασία της Γης αυξάνεται με το βάθος.

Σε όλα τα σύγχρονα πρότυπα (μοντέλα) της θερμικής κατάστασης του εσωτερικού της Γης συμπεριλαμβάνεται η θερμότητα που συνεχώς παράγεται από τη διάσπαση των μακράς διάρκειας ζωής ραδιενεργών ισοτόπων, του ουρανίου (U^{238} , U^{235}), του θορίου (Th^{232}) και του καλίου (K^{40}), τα οποία βρίσκονται στο εσωτερικό της Γης (Lubimova, 1968). Εκτός από τη ραδιενεργό θερμότητα, δρουν, αθροιστικά, σε απροσδιόριστες όμως ποσότητες, και άλλες δυνητικές πηγές θερμότητας, όπως είναι η «αρχέγονη ενέργεια» από την εποχή δημιουργίας και μεγέθυνσης του πλανήτη. Οι σημαντικότεροι παράγοντες που ευθύνονται για τη θερμότητα του εσωτερικού της Γης είναι :

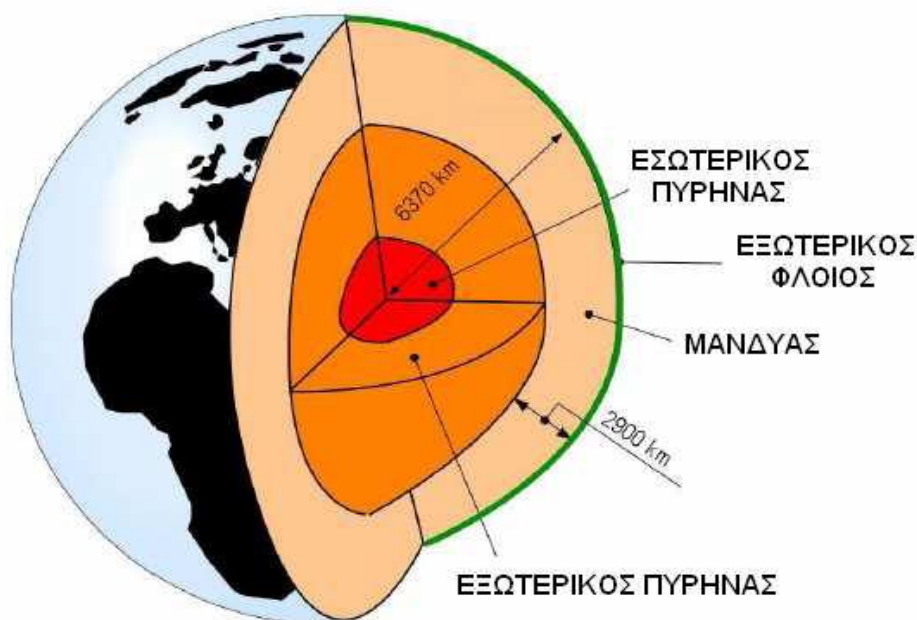
- Το μεγαλύτερο μέρος της θερμότητας προέρχεται από τη διάσπαση των ραδιενεργών ισοτόπων. Υπολογίζεται ότι το 45-90% της θερμότητας που απελευθερώνεται από τη Γη προέρχεται από διάσπαση των στοιχείων που βρίσκεται στο εσωτερικό του μανδύα.
- Θερμότητα που προέρχεται από την απαρχή της δημιουργίας της Γης.
- Θερμότητα που ελευθερώνεται καθώς βαρέα μέταλλα (σίδηρος, νικέλιο, χαλκός) βυθίζονται προς τον πυρήνα της Γης.
- Ένα ποσοστό θερμότητας μπορεί να προέρχεται και από ηλεκτρομαγνητικά φαινόμενα λόγω του ηλεκτρομαγνητικού πεδίου της Γης.
- Περίπου το 10-25% της θερμότητας που ρέει προς την επιφάνεια μπορεί να προέρχεται από μία αένια πυρηνική αντίδραση διάσπασης η οποία επιτελείται στο εσωτερικό του πυρήνα της Γης.
- Τέλος, παραγωγή θερμότητας μπορεί να προέρχεται και από τη παλιρροϊκή δύναμη της Γης καθώς αυτή περιστρέφεται.

Οι παράγοντες που προαναφέρθηκαν είναι παράγοντες που αναφέρονται στο σύστημα της Γης και πως αυτή παράγει ενέργεια από το εσωτερικό της. Ένας εξωγενής παράγοντας ο οποίος συνεισφέρει και αυτός στην παράγωγή θερμότητας είναι η ηλιακή ακτινοβολία που απορροφάται από την επιφάνεια της γης και αποθηκεύεται στο εσωτερικό της. Στο παρακάτω σχήμα (σχ. 1.1) φαίνεται η εσωτερική δομή της Γης όπου διακρίνονται ο φλοιός, ο μανδύας και ο πυρήνας της ο οποίος διακρίνεται σε εσωτερικό και εξωτερικό πυρήνα μαζί με τα αντίστοιχα πάχη του κάθε στρώματος.

Για τον υπολογισμό της θερμοκρασίας της Γης χρησιμοποιούμε τη γεωθερμική βαθμίδα, η οποία ορίζεται ως ο ρυθμός αύξησης της θερμοκρασίας της Γης σε συνάρτηση με το βάθος, μέσα στο Γήινο φλοιό. Σε βάθη που είναι προσβάσιμα με τις σύγχρονες γεωτρητικές μεθόδους, δηλαδή μέχρι τα 10.000 m, η μέση γεωθερμική βαθμίδα κυμαίνεται περίπου στους 2,5-3°C/100m. Για παράδειγμα, εάν η θερμοκρασία στα πρώτα μέτρα κάτω από την επιφάνεια του εδάφους ανταποκρίνεται κατά μέσο όρο στη μέση ετήσια

θερμοκρασία του ατμοσφαιρικού αέρα, δηλ. στους 15°C , τότε μπορούμε να υποθέσουμε ότι η θερμοκρασία στο βάθος των 2000m θα είναι περίπου $65-75^{\circ}\text{C}$, στα 3000m $90-105^{\circ}\text{C}$, κ.ο.κ. για μερικά ακόμα χιλιάδες μέτρα. Παρόλα αυτά, υπάρχουν πολλές περιοχές στις οποίες η γεωθερμική βαθμίδα αποκλίνει πολύ από τη μέση τιμή. Εκεί όπου το γεωλογικό υπόβαθρο έχει υποστεί πολύ γρήγορη βύθιση και η λεκάνη έχει πληρωθεί με γεωλογικά «πολύ νέα» ιζήματα, η γεωθερμική βαθμίδα μπορεί να είναι μικρότερη και από $1^{\circ}\text{C}/100\text{m}$. Αντίθετα, σε μερικές «γεωθερμικές» καλούμενες περιοχές, η τιμή της γεωθερμικής βαθμίδας μπορεί να είναι ως δέκα φορές μεγαλύτερη από τη μέση τιμή της. Οι τοπικές αυτές μεταβολές της γεωθερμικής βαθμίδας οφείλονται σε διάφορους λόγους, όπως :

- Σε έντονη ηφαιστειακή και τεκτονική δραστηριότητα. Αυτός είναι και ο κυριότερος.
- Στην πετρολογική σύσταση της περιοχής, από την οποία εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό η τιμή της θερμικής αγωγιμότητας και επομένως η τιμή της γεωθερμικής βαθμίδας.
- Η επίδραση των κλιματολογικών παραγόντων. Η ηλιακή ενέργεια που φτάνει στην επιφάνεια της Γης είναι μεγαλύτερη από τη θερμότητα που προέρχεται από το εσωτερικό της. Επομένως, οι θερμοκρασιακές μεταβολές σε μικρό βάθος εξαρτώνται αρκετά από την παροδικότητα και συχνότητα με την οποία δέχονται ηλιακή ακτινοβολία.
- Η μορφολογία του εδάφους. Η γεωθερμική βαθμίδα κάτω από βουνά είναι μεγαλύτερη από ότι κάτω από πεδιάδες.
- Η επίδραση της κίνησης του νερού και η μεταφορά θερμότητας μέσω της κίνησής του στο υπέδαφος. Οι θερμές πηγές αποτελούν χαρακτηριστικό παράδειγμα τέτοιου είδους μεταφοράς θερμότητας, η οποία πολύ συχνά προκαλεί σημαντικές τοπικές θερμοκρασιακές ανακατανομές.



Σχήμα 1.1 Η εσωτερική δομή της γης[1]

1.2 Τύποι γεωθερμικών συστημάτων

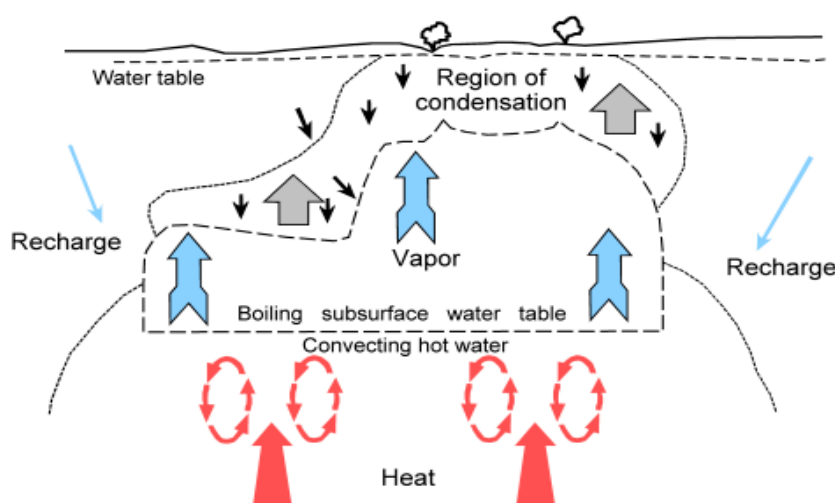
Οι γεωθερμικές πηγές, συνήθως, ταξινομούνται όπως φαίνεται στον Πίνακα 1.1. Αυτές οι γεωθερμικές πηγές καθορίζονται από τη μέση ετήσια θερμοκρασία, από περίπου 20°C έως και πάνω από 300°C. Γενικά πηγές με θερμοκρασία άνω των 150°C χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, παρόλο που τα τελευταία χρόνια έχει παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια (με τη χρήση των δυαδικών συστημάτων που θα περιγράψουμε παρακάτω) και από αρκετά χαμηλότερες θερμοκρασίες όπως στο Chena Hot Springs Resort στην Αλάσκα όπου χρησιμοποιείται γεωθερμική πηγή θερμοκρασίας 74°C. Πηγές κάτω από τους 150°C συνήθως χρησιμοποιούνται για απευθείας χρήση, κυρίως για συστήματα ψύξης και θέρμανσης χώρων.

Τύπος Συστήματος	Εύρος Θερμοκρασίας (°C)
Κυρίαρχο ρευστό είναι ο ατμός	240°
Ιζηματογενείς λεκάνες	20-150°
Γεωπεπιεσμένα	90-200°
Θερμά ξηρά πετρώματα	90-650°
Μάγματος	>600°
Κυρίαρχο ρευστό είναι το νερό σε υγρή μορφή	20-350°+

Πίνακας 1.1 Τύποι γεωθερμικών συστημάτων.[4]

1.2.1 Συστήματα που το κυρίαρχο ρευστό είναι ο ατμός

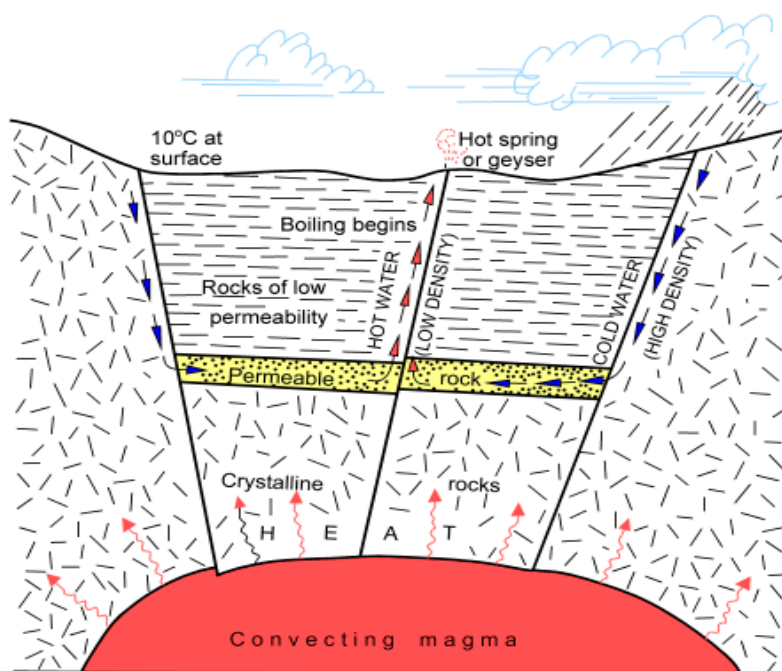
Αυτά τα συστήματα παράγουν ατμό από τη βράση βαθέων και αλμυρών νερών σε χαμηλής διαπερατότητας πετρώματα. Αυτού του είδους οι ταμιευτήρες είναι πολύ λίγοι σε αριθμό, με τους πιο γνωστούς από αυτούς να βρίσκονται στα Geysers της βόρειας Καλιφόρνιας, στο Larderello της Ιταλίας και στη Matsukawa της Ιαπωνίας, όπου και έχουμε την εξόρυξη ατμού με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αναπαράσταση ενός τέτοιου συστήματος φαίνεται στο σχήμα 1.2.



Σχήμα 1.2 Απεικόνιση συστήματος στο οποίο κυρίαρχο ρευστό είναι ο ατμός.(White, et al.,1971).[4]

1.2.2 Συστήματα που το κυρίαρχο ρευστό είναι το νερό σε υγρή μορφή

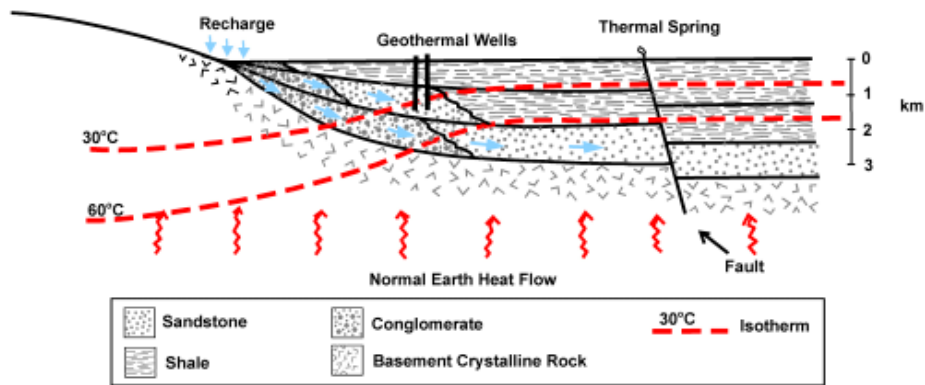
Αυτού του είδους τα συστήματα προέρχονται από τα υπόγεια ύδατα που κυκλοφορούν στο βάθος και ανεβαίνουν από την πλευστότητα των διαπερατών ταμιευτήρων. Σε αυτά υπάρχει, συνήθως, μία ζώνη ανόδου στο κέντρο του κάθε τμήματος συναγωγής, μία ζώνη εκροής ή λοφίο θερμού νερού να κινείται πλαγίως μακριά από το κέντρο του συστήματος, και μία ζώνη επανεισαγωγής από όπου πραγματοποιείται η επανατροφοδοσία του συστήματος. Οι επιφανειακές εκδηλώσεις περιλαμβάνουν θερμές πηγές, ατμίδες, θερμοπίδακες (geysers), εναποθέσεις τραβερτίνη, χημικώς τροποποιημένα πετρώματα, κ.τ.λ.. Στο σχ. 1.3 μπορούμε να δούμε μία σχηματική αναπαράσταση ενός τέτοιου συστήματος.



Σχήμα 1.3 Απεικόνιση συστήματος όπου το κυρίαρχο ρευστό είναι το νερό σε υγρή μορφή (White, et al. , 1971).[4]

1.2.3 Ιζηματογενείς λεκάνες

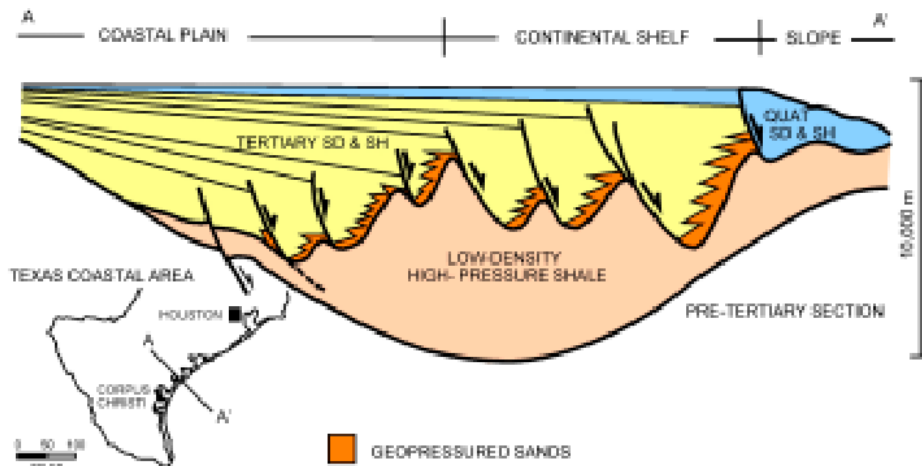
Οι ιζηματογενείς λεκάνες παράγουν συστήματα υψηλότερης θερμοκρασίας από τους περιβάλλοντες σχηματισμούς, είτε εξαιτίας της χαμηλής τους αγωγιμότητας, είτε λόγω της υψηλής ροής θερμότητας ή και των δύο μαζί, παράγοντας γεωθερμικές βαθμίδες μεγαλύτερες των $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$. Αυτές γενικώς επεκτείνονται σε μεγάλες περιοχές και συναντώνται κυρίως στη Βόρεια και Νότια Ντακότα, στη Μοντάνα και στο Γουαϊόμινγκ των Ηνωμένων Πολιτειών καθώς και στη Κεντρική Ευρώπη όπου έχουν χρησιμοποιηθεί κατά κόρον από την Ουγγαρία. Ένα τέτοιο σύστημα φαίνεται στο σχ. 1.4.



Σχήμα 1.4 Γεωθερμική πηγή ιζηματογενούς λεκάνης (Anderson & Lund, 1979). [4]

1.2.4 Γεωπεπιεσμένα συστήματα

Τα γεωπεπιεσμένα συστήματα απαντώνται κυρίως σε περιβάλλοντα όπου βαθιά «θαμμένα» ρευστά τα οποία περιέχονται σε διαπερατά ιζηματογενή πετρώματα θερμαίνονται σε υπό κανονική ή ενισχυμένη γεωθερμική βαθμίδα εξαιτίας του πολύ μεγάλου βάθους στο οποίο βρίσκονται. Τα ρευστά είναι ασφυκτικά περιορισμένα από τα αδιαπέραστα πετρώματα που τα περιβάλλουν και βρίσκονται σε πίεση πολύ μεγαλύτερη της υδροστατικής. Τα θερμά νερά που βρίσκονται κάτω από συνθήκες μεγάλης πίεσης στα υδροφόρα στρώματα ατμού αποτελούν το στόχο της εξόρυξης, κυρίως εάν περιέχουν διαλυμένο μεθάνιο. Η πηγή ενέργειας που γίνεται διαθέσιμη από αυτού του τύπου τις πηγές αποτελείται από : (1) θερμότητα, (2) μηχανική ενέργεια και (3) μεθάνιο. Τέτοια συστήματα έχουν εντοπιστεί κυρίως στις Ηνωμένες Πολιτείες αλλά δεν αποτελούν ακόμα οικονομικά συμφέρουσες λύσεις εξαιτίας του μεγάλου βάθους στο οποίο βρίσκονται. Ένα παράδειγμα τέτοιου συστήματος φαίνεται στο σχ. 1.5.

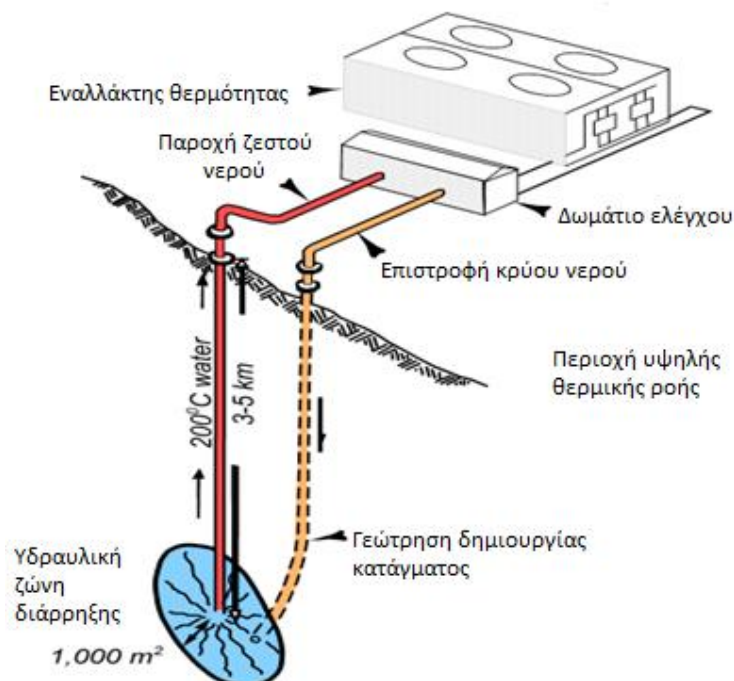


Σχήμα 1.5 Αναπαράσταση γεωπεπιεσμένου συστήματος (Bebout, et al., 1978). [4]

1.2.5 Θερμά ξηρά πετρώματα

Οι πηγές θερμών ξηρών πετρωμάτων ορίζονται από θερμότητα αποθηκευμένη σε πετρώματα βάθους περίπου 10km από την επιφάνεια από τα οποία η ενέργεια δεν μπορεί να εξαχθεί με οικονομικό τρόπο υπό τη μορφή φυσικού νερού ή ατμού. Η σύσταση αυτών των πετρωμάτων δεν είναι αρκετά πορώδης και δεν έχουν ρήγματα, για αυτό το λόγο διαθέτουν μικρές ποσότητες νερού και μικρή ή και καθόλου διασυνδεδεμένη διαπερατότητα. Προκειμένου, λοιπόν, να είναι δυνατή η ανάκτηση της ενέργειας από τέτοιου είδους γεωθερμικές πηγές έχουν γίνει ερευνητικά προγράμματα όπου με τεχνητό τρόπο

προκαλούνται ρήγματα στα πετρώματα μέσω υδραυλικής πίεσης, η οποία προκαλείται από την κυκλοφορία ψυχρού νερού από μία γεώτρηση, που σαν σκοπό έχει την ανάκτηση θερμότητας από τα πετρώματα και έπειτα από μία δεύτερη γεώτρηση έχουμε την παραγωγή του θερμού, πλέον, νερού. Παράδειγμα ενός τέτοιου συστήματος φαίνεται στο παρακάτω σχήμα (σχ. 1.6).



Σχήμα 1.6 Ανάκτηση ενέργειας μέσω θερμών ξηρών πετρωμάτων. [4]

1.2.6 Ενέργεια μάγματος

Εξόρυξη από πηγές μάγματος έχει πραγματοποιηθεί, πειραματικά, στην Χαβάη με σκοπό την απευθείας ανάκτηση θερμικής ενέργειας από λιωμένα πετρώματα. Έχει, επίσης, χρησιμοποιηθεί και στην πράξη με επιτυχία στο Heimaey στην Ισλανδία έπειτα από το σεισμό του 1973. Τοποθετήθηκε ένας εναλλάκτης θερμότητας στην επιφάνεια όπου υπήρχε ροή λάβας με σκοπό την ανάκτηση ατμού που ήταν προϊόν βρασμού του νερού που είχε διεισδύσει κάτω από την επιφάνεια. Η ανακτώμενη θερμότητα χρησιμοποιήθηκε για σύστημα θέρμανσης χώρων για πάνω από 10 χρόνια. Η εγκατάσταση στις μέρες μας είναι κλειστή εξαιτίας της ψύξης των γύρω από την εγκατάσταση πετρωμάτων.

1.2.7 Ταξινόμηση με βάση την ενθαλπία

Όλα τα συστήματα που προαναφέραμε μπορούν να ταξινομηθούν σε ευρύτερες ομάδες με βάση τη θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού που βρίσκεται στον ταμιευτήρα. Έτσι έχουμε :

- **Πεδία χαμηλής ενθαλπίας:** Πρόκειται για πεδία στα οποία η θερμοκρασία του γεωρευστού μέσα στον ταμιευτήρα δεν ξεπερνά τους 100°C. Αυτά τα πεδία βρίσκονται σε περιοχές όπου η πηγή της θερμότητας είναι σε μεγάλο βάθος και στις οποίες η ροή της θερμότητας είναι πολύ χαμηλή. Παλαιότερα, για να κριθεί ένα πεδίο οικονομικά εκμεταλλεύσιμο έπρεπε να έχει θερμοκρασία τουλάχιστον 60°C, αλλά τώρα με την πρόοδο των χρόνων και τη βελτίωση της τεχνολογίας, πεδία με θερμοκρασία 30°C θεωρούνται ικανοποιητικά.[5]

- Πεδία μέσης ενθαλπίας : Πρόκειται για γεωθερμικά πεδία, στα οποία η θερμοκρασία του γεωρευστού στον ταμιευτήρα κυμαίνεται μεταξύ των 100°C και 150°C. Οι εφαρμογές των πεδίων αυτών είναι πάρα πολλές στη βιομηχανία, και στις καλλιέργειες, όπως επίσης και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την εισαγωγή της τεχνολογίας των δυαδικών κύκλων.[5]
- Πεδία υψηλής ενθαλπίας : Πρόκειται για γεωθερμικά πεδία, στα οποία η θερμοκρασία του γεωρευστού ξεπερνά τους 150°C. Αυτά τα πεδία βρίσκονται σε αρκετά μεγάλο βάθος και σε περιοχές του φλοιού της Γης, στις οποίες η θερμοκρασία είναι πάρα πολύ υψηλή εξαιτίας, συνήθως, πρόσφατης διείσδυσης σε αυτές μαγματικού υλικού. Στα πεδία αυτά το γεωθερμικό ρευστό βρίσκεται σε υψηλή θερμοκρασία και πίεση και επομένως η εμφάνισή του στην επιφάνεια γίνεται υπό τη μορφή ατμού ή μίγματος υγρού-ατμού (διφασικό μίγμα). Η συχνότερη εμφάνιση του γεωθερμικού ρευστού είναι μέσα στα πετρώματα ως υπέρθερμο νερό, το οποίο καθώς ανεβαίνει καθώς ανεβαίνει στη επιφάνεια του εδάφους χάνει πίεση και μέρος του εκτονώνεται σε ατμό. Αποτέλεσμα αυτής της διεργασίας είναι να παράγεται κορεσμένο μίγμα νερού και ατμού, οι αναλογίες του οποίου διαφέρουν από πεδίο σε πεδίο.[5]

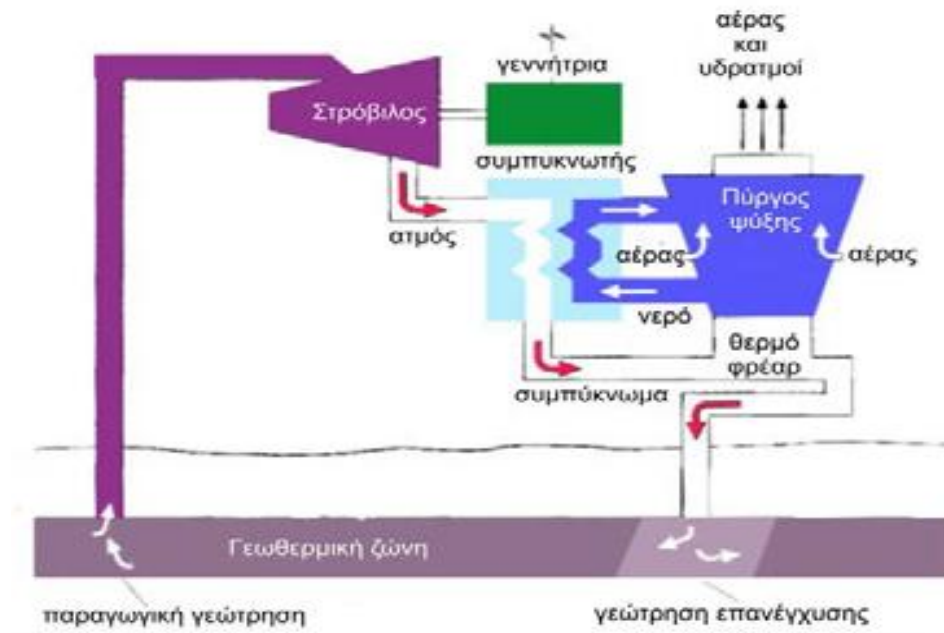
1.3 Τύποι γεωθερμικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας

Σε αυτή την παράγραφο θα περιγράψουμε τα σύστημα που χρησιμοποιούνται προκειμένου να αξιοποιηθούν τα γεωθερμικά πεδία για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η περιγραφή αυτή θα είναι σε θεωρητικό επίπεδο και δεν θα ασχοληθούμε σε αυτήν τη φάση με το θερμοδυναμικό κομμάτι. Όπως θα δούμε και παρακάτω τα χαρακτηριστικά του πεδίου που μας ενδιαφέρουν περισσότερο για την επιλογή του συστήματος που θα χρησιμοποιήσουμε είναι η θερμοκρασία του γεωρευστού στην έξοδο της γεώτρησης και η κατάσταση στην οποία βρίσκεται το γεωρευστό. Έτσι λοιπόν ανάλογα με αυτά τα δύο χαρακτηριστικά του πεδίου διακρίνουμε τα εξής κύρια συστήματα παραγωγής :

- Ξηρού Ατμού (Dry Steam)
- Άμεσης Ατμοποίησης (Flash Steam)
- Δυναδικού Κύκλου (Binary Cycle)

1.3.1 Συστήματα ξηρού ατμού

Αυτός ήταν ο πρώτος τύπος γεωθερμικής εγκατάστασης ηλεκτροπαραγωγής (Ιταλία, 1904). Οι σταθμοί αυτοί χρησιμοποιούν τον ατμό όπως αυτός φτάνει από τις γεωτρήσεις παραγωγής (χωρίς την ανάγκη οποιουδήποτε εξοπλισμού διαχωρισμού και έγχυσης της άλμης), τον οποίο κατευθύνουν στη μονάδα στροβίλου/γεννήτριας για να παραχθεί ηλεκτρική ισχύς. Ο ατμός έπειτα συμπυκνώνεται και επιστρέφει στον ταμιευτήρα μέσω μίας γεώτρησης επανέγχυσης, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.7.



Σχήμα 1.7 Σύστημα ξηρού ατμού.[6]

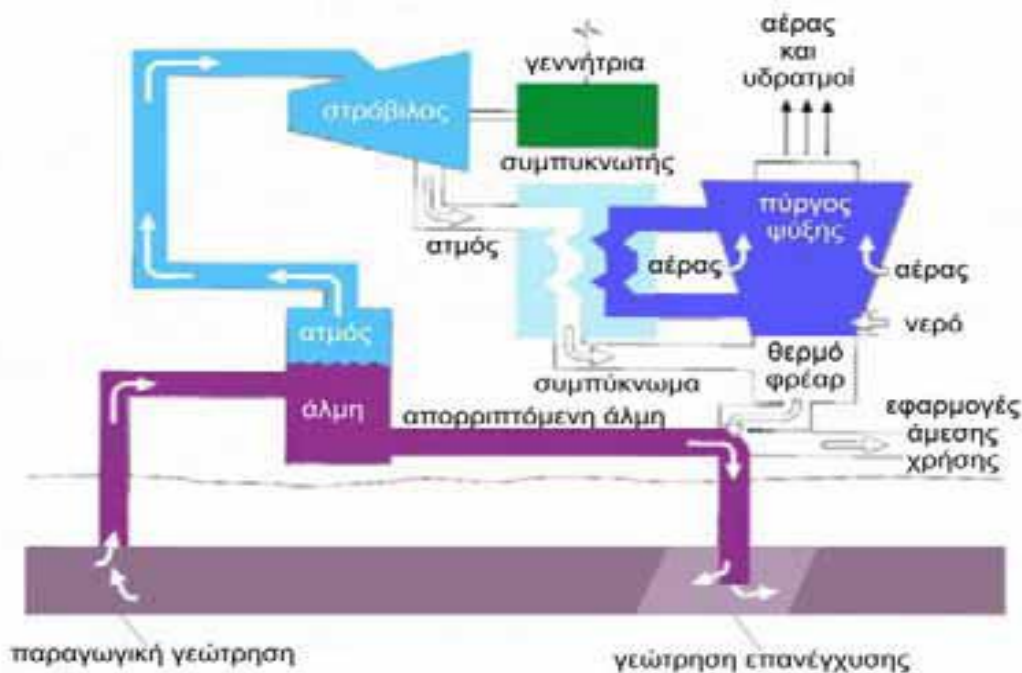
Στις ΗΠΑ, έχουν εγκατασταθεί μονάδες ξηρού ατμού ισχύος 55 και 110 MW στα Geysers της Καλιφόρνιας, που αποτελούν τη μεγαλύτερη πηγή γεωθερμικής ισχύος στον κόσμο. Δυστυχώς, οι πηγές που υποστηρίζουν τέτοιου είδους εγκαταστάσεις παραγωγής είναι οι πιο σπάνιες από όλες τις γεωθερμικές πηγές καθώς απαντώνται μόνο σε λίγες περιοχές ανά τον κόσμο. Προφανώς, οι σταθμοί ξηρού ατμού δεν είναι εφαρμόσιμοι σε πηγές χαμηλής θερμοκρασίας.



Εικόνα 1.1 Ο σταθμός παραγωγής Nesjavellir στην Ισλανδία είναι ένα τυπικό παράδειγμα συστήματος ξηρού ατμού.[7]

1.3.2 Συστήματα άμεσης ατμοποίησης

Η συνηθέστερη διαδικασία είναι αυτή της άμεσης ατμοποίησης, η οποία χρησιμοποιεί διαχωριστές για την απόληψη του ατμού από ένα αναβλύζον γεωθερμικό φρεάτιο. Ειδικότερα, μία μονάδα ηλεκτροπαραγωγής άμεσης ατμοποίησης (σχήμα 1.8) διοχετεύει το ζεστό νερό από ένα γεωθερμικό φρεάτιο παραγωγής σε μία δεξαμενή άμεσης ατμοποίησης, όπου μία πτώση στην πίεση μετατρέπει το νερό σε ατμό. Ο ατμός περιστρέφει τη στροβιλογεννήτρια που παράγει ηλεκτρισμό, κατόπιν συμπυκνώνεται και, με όσο ζεστό νερό δεν μετατράπηκε σε ατμό, επιστρέφει στον ταμιευτήρα μέσω των γεωτρήσεων επανέγχυσης.



Σχήμα 1.8 Σύστημα άμεσης ατμοποίησης. [6]

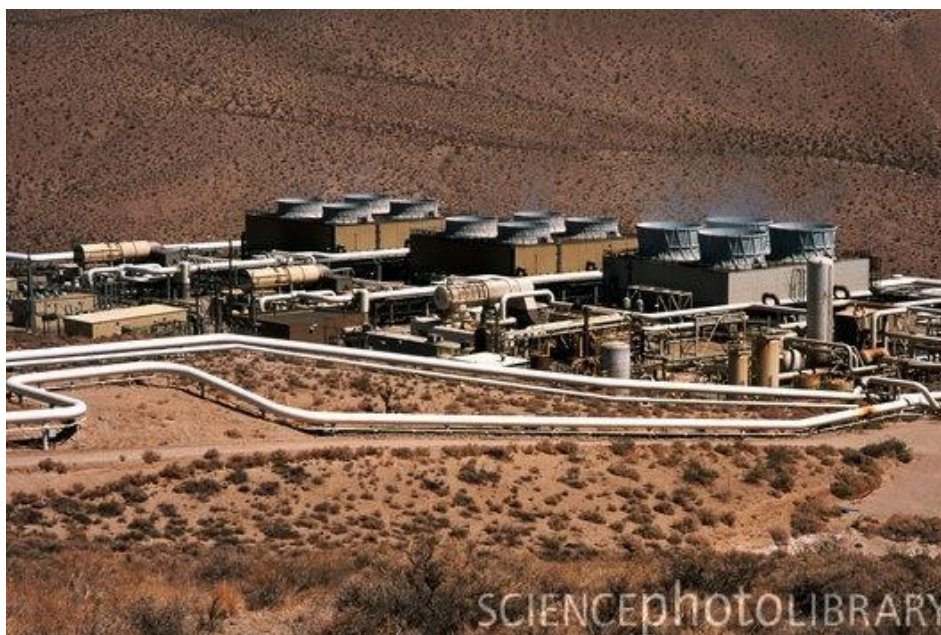
Ανάλογα με τη θερμοκρασία της πηγής, μπορεί να είναι δυνατό να χρησιμοποιηθούν δύο στάδια δεξαμενών άμεσης ατμοποίησης. Στην περίπτωση αυτή, τα νερά που διαχωρίζεται στη δεξαμενή του πρώτου σταδίου οδηγείται σε αυτήν του δεύτερου όπου διαχωρίζεται περισσότερος (αλλά χαμηλότερης πίεσης) ατμός. Το νερό που απομένει στη δεξαμενή αυτή οδηγείται προς απόρριψη. Η επονομαζόμενη εγκατάσταση διπλής άμεσης ατμοποίησης παρέχει ατμό υπό δύο διαφορετικές πιέσεις στο στρόβιλο.

Για τη μέγιστη αποδοτικότητα της διαδικασίας αυτής χρησιμοποιείται ένας στρόβιλος διπλής εισόδου, ο οποίος παρέχει τη δυνατότητα μετατροπής σε ηλεκτρική ενέργεια του μεγαλύτερου μέρους του ατμού που διατίθεται για παραγωγή από το γεωθερμικό φρεάτιο. Εάν η πηγή έχει υψηλό επίπεδο αιωρούμενων και διαλυμένων στερεών, μπορεί να είναι αναγκαία η ενσωμάτωση εξοπλισμού ελέγχου των επικαθήσεων στο δοχείο άμεσης ατμοποίησης του ατμού στην είσοδο της μονάδας και εξοπλισμού αποκατάστασης των στερεών στην έξοδο αυτής. Αυτό προφυλάσσει τον εξοπλισμό της μονάδας από απόφραξη και επιτρέπει τη διατήρηση ενός καθαρού υπόλοιπου άλμης για επανέγχυση στον ταμιευτήρα.

Εάν υφίστανται σημαντικές ποσότητες μη συμπυκνώσιμων αερίων, μπορεί να είναι αναγκαία η εγκατάσταση εξοπλισμού αποβολής των αερίων από το συμπυκνωτή για να μην αυξηθεί η αντίθλιψη στο σύστημα και, εξ αιτίας αυτού, να μειωθεί η απόδοση της διαδικασίας. Οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής άμεσης ατμοποίησης υφίστανται σε μεγέθη από 5 έως πάνω από 100 MW_e. Ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του ατμού, την περιεκτικότητα σε

αέρια, τις πιέσεις και το σχεδιασμό της μονάδας απαιτούνται 6 έως 9 τόνοι ατμού ανά ώρα για να παραχθεί 1 MW ηλεκτρικής ισχύος.

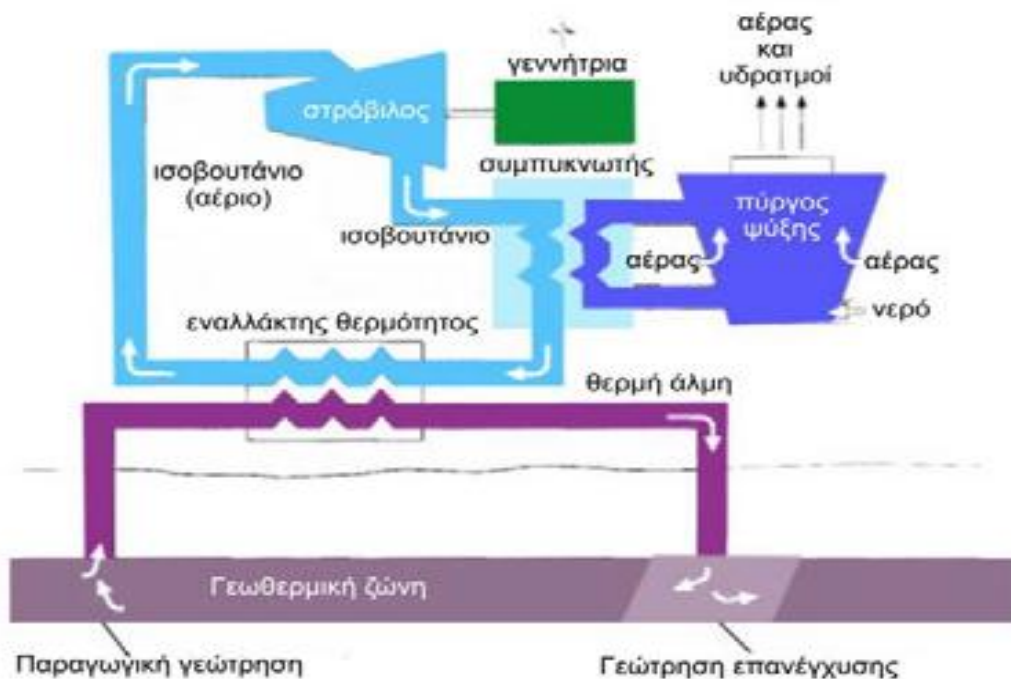
Οι μικρές εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής (κάτω των 10 MW) συνήθως καλούνται μονάδες κεφαλής της πηγής, καθώς χρειάζονται τον ατμό από ένα μόνο φρεάτιο παραγωγής και εγκαθίστανται πλησίον αυτού στην εξέδρα της γεώτρησης για τη μείωση του κόστους των σωληνώσεων. Οι μονάδες αυτές συχνά δεν έχουν συμπυκνωτή και ονομάζονται μονάδες αντίθλιψης. Είναι φθηνές και απλές στην εγκατάσταση, αλλά μη αποδοτικές (συνήθως απαιτούνται 10-20 τόνοι ατμού ανά ώρα για κάθε MW ηλεκτρισμού) και μπορεί να έχουν μεγαλύτερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις.



Εικόνα 1.2 Σταθμός παραγωγής άμεσης ατμοποίησης που βρίσκεται στο γεωθερμικό πεδίο Coso στην Καλιφόρνια.[8]

1.3.3 Συστήματα δυαδικού κύκλου

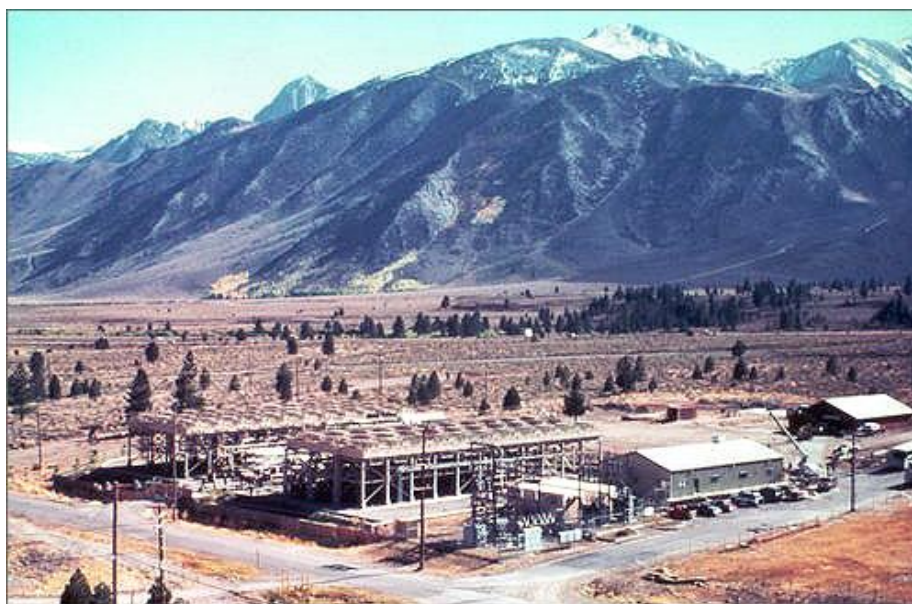
Μία πιο αποδοτική αξιοποίηση της πηγής μπορεί να επιτευχθεί με τη χρήση της δυαδικής διαδικασίας σε πηγές με θερμοκρασία μικρότερη των 180°C. Η διαδικασία αυτή κανονικά χρησιμοποιείται όταν γίνεται άντληση των φρεάτων, και παρουσιάζεται στο σχήμα 1.9. Η υπό πίεση γεωθερμική άλμη αποδίδει τη θερμική της ενέργεια σε ένα δεύτερο ρευστό μέσω εναλλακτών θερμότητας (καλούμενοι λέβητες ή εξατμιστές) και επανεισάγεται μέσω ενός φρεάτος εισαγωγής στον ταμιευτήρα. Σε μερικές μονάδες χρησιμοποιούνται δύο εναλλάκτες θερμότητας εν σειρά, ο πρώτος για προθέρμανση και ο δεύτερος για την εξάτμιση (εξατμιστής).



Σχήμα 1.9 Σύστημα δυαδικού κύκλου.[6]

Το δεύτερο ρευστό (συνήθως καλείται εργαζόμενο μέσο) έχει χαμηλότερη θερμοκρασία βρασμού από τη γεωθερμική άλμη και έτσι μετατρέπεται σε ατμό στην έξοδο των εναλλακτών θερμότητας, ενώ ως υγρό αντλείται χωριστά πριν διέλθει από αυτούς. Τα ατμοποιημένο, υψηλής πίεσης ρευστό περνά στη συνέχεια από έναν στρόβιλο που οδηγεί μία ηλεκτρογεννήτρια, και όταν εξέρχεται από αυτόν συμπυκνώνεται σε συμβατικούς συμπυκνωτές και αντλείται πίσω στους εναλλάκτες. Αυτή η διαδικασία έχει σαφές περιβαλλοντικό πλεονέκτημα, αφού και τα δύο ρευστά (γεωθερμικό και εργαζόμενο μέσο) είναι απομονωμένα από το περιβάλλον.

Παλαιότερα, τα εργαζόμενα μέσα στους δυαδικούς κύκλους παραγωγής ήταν ψυκτικά υγρά CFC (τύπου Freon). Στις σύγχρονες μονάδες χρησιμοποιούνται ψυκτικά ρευστά HFC (υδρογονάνθρακες – ισοβουτάνιο, πεντάνιο, κλπ.), όπου το συγκεκριμένο ρευστό επιλέγεται ώστε να είναι συμβατό με τη θερμοκρασία της γεωθερμικής πηγής. Οι σταθμοί δυαδικού κύκλου είναι πλέον κατάλληλοι για τις γεωθερμικές εφαρμογές χαμηλής θερμοκρασίας. Τελευταία, διατίθενται στο εμπόριο ετοιμοπαράδοτος εξοπλισμός δυαδικού κύκλου σε μονάδες από 200 έως 1.000 kW.



Εικόνα 1.3 Ο δυαδικός γεωθερμικός σταθμός Mammoth των 28 MW στην Ανατολική Sierra Nevada της Καλιφόρνια.[9]

1.4 Η γεωθερμία στην Ελλάδα

Η συστηματική εξερεύνηση των μεγάλων κοιτασμάτων γεωθερμικής ενέργειας στην Ελλάδα ξεκίνησε μόλις στις αρχές της δεκαετίας του '70 από το ΙΓΜΕ. Το πρώτο ερευνητικό πρόγραμμα περιλάμβανε τα νησιά Μύλος, Νίσυρος και Λέσβος. Στα μέσα της δεκαετίας του '70 η ΔΕΗ έδειξε έντονο ενδιαφέρον για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα γεωθερμικά πεδία υψηλής ενθαλπίας της Μύλου. Απόρροια αυτού του ενδιαφέροντος ήταν η εγκατάσταση ενός σταθμού που χρησιμοποιούσε την τεχνολογία της διπλής στιγμιαίας ατμοποίησης (double flash steam) συνολικής ισχύος 2 MWe το 1985. Η συγκεκριμένη μονάδα λειτούργησε έως το 1989 όταν και σταμάτησε την παραγωγή εξαιτίας των διαμαρτυριών από τους κατοίκους του νησιού για εκπομπές υδρόθειου (H_2S) από τη μονάδα. Εξαιτίας της αποτυχίας της μονάδας της Μύλου, σταμάτησε το ενδιαφέρον για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συστημάτων άμεσης ατμοποίησης του εργαζόμενου μέσου. Από την άλλη μεριά όμως, είναι δυνατή η εγκατάσταση μικρών μονάδων δυαδικού κύκλου (ή αλλιώς Organic Rankine Cycle, ORC). Τα τελευταία χρόνια η ΔΕΗ έχει αρχίσει έρευνες με σκοπό την εγκατάσταση ενός δυαδικού κύκλου στο νησί της Μυτιλήνης. Επίσης προγραμματίζεται η εγκατάσταση ενός μικρού δυαδικού κύκλου με σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στο εργοστάσιο αφαλάτωσης της Μύλου. Η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ORC σε πολλά νησιά του Αιγαίου είναι μεγάλη και υπολογίζεται σε περίπου 20MWe. Η αντικατάσταση της ενέργειας που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα με πράσινη ενέργεια από μονάδες ORC, οι οποίες μπορούν να είναι μακριά από την ακτή, αναμφίβολα θα έχουν θετική επίδραση στο περιβάλλον (μείωση εκπομπών CO_2 , NO_x και CO), θα μειωθεί η ηχορύπανση που προέρχεται από τα συμβατικά εργοστάσια παραγωγής και θα εξαλείψει πιθανή διαρροή πετρελαίου κατά τη μεταφορά του στις νησιωτικές περιοχές.[12]

Σε ότι αφορά την ηπειρωτική Ελλάδα, στα βόρεια της Κόνιτσας κοντά στο χωριό Αμάραντος υπάρχουν θερμές πηγές. Το φαινόμενο αυτό παρατηρείται στην οροσειρά της Πίνδου. Η θερμοκρασία του ατμού στην έξοδο του μετρήθηκε σε $32^{\circ}C$, ενώ η θερμοκρασία στο σημείο εξόδου είναι η θερμοκρασία περιβάλλοντος.

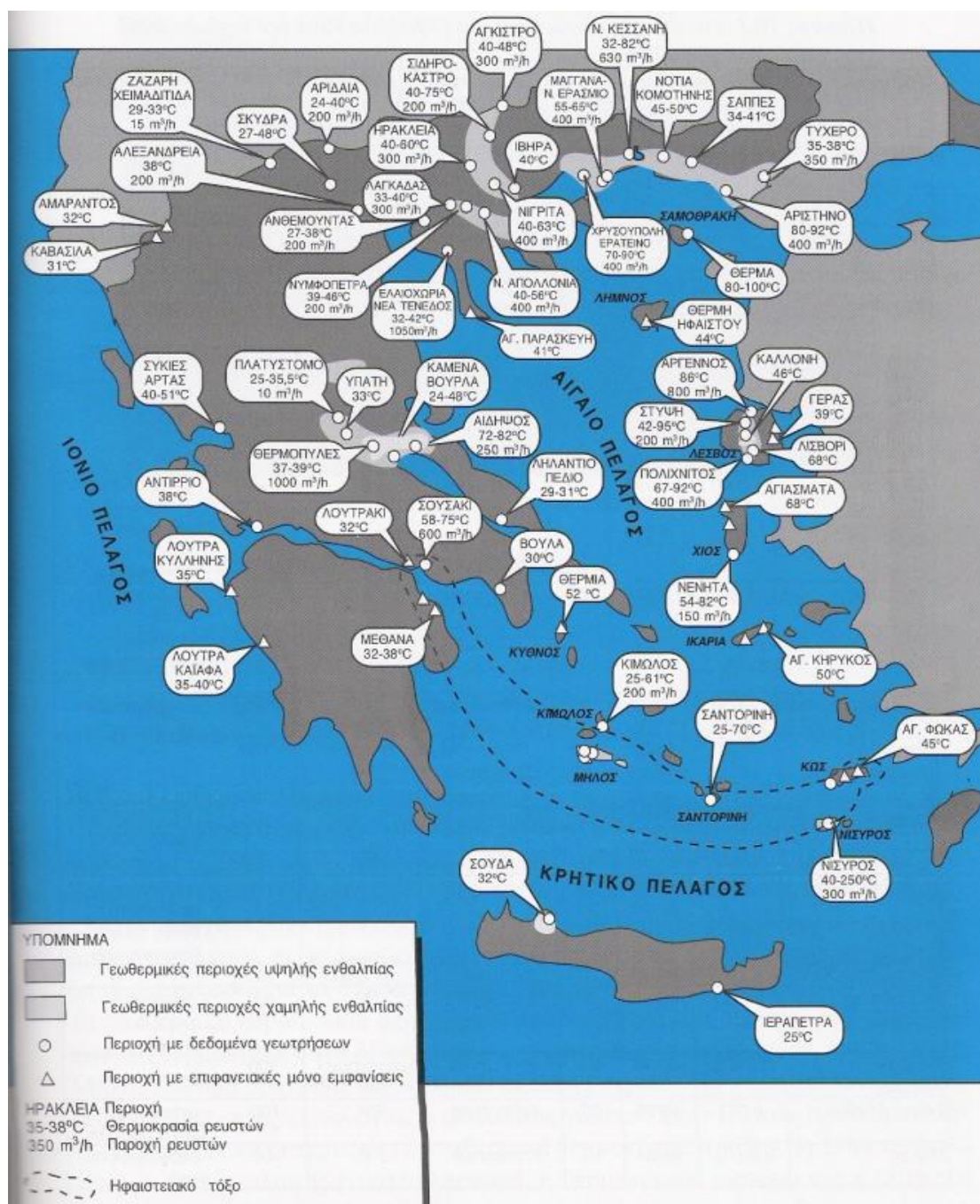
Στη Βόρεια Ελλάδα η γεωθερμία προσφέρεται για θέρμανση, θερμοκήπια, ιχθυοκαλλιέργειες κλπ. Στην λεκάνη του Στρυμόνα έχουν εντοπισθεί τα πολύ σημαντικά πεδία Θερμών - Νιγρίτας, Λιθότροπου - Ηράκλειας, Θερμοπηγής - Σιδηροκάστρου και Αγκίστρου. Πολλές γεωτρήσεις παράγουν νερά μέχρι $75^{\circ}C$, συνήθως αρτεσιανά και πολύ

καλής ποιότητας και παροχής. Μεγάλα και μικρότερα γεωθερμικά θερμοκήπια λειτουργούν στη Νιγρίτα και το Σιδηρόκαστρο.

Στην πεδινή περιοχή του Δέλτα του Νέστου έχουν εντοπισθεί δύο πολύ σημαντικά γεωθερμικά πεδία, στο Ερατεινό Χρυσούπολης και στο Ν. Εράσμιο Μαγγανών Ξάνθης. Νερά άριστης ποιότητας μέχρι 70°C και σε πολύ οικονομικά βάθη παράγονται από γεωτρήσεις στις εύφορες αυτές πεδινές περιοχές. Στην Ν. Κεσσάνη και στο Πόρτο Λάγος Ξάνθης, σε μεγάλης έκτασης γεωθερμικά πεδία, παράγονται νερά μέχρι 82°C.

Στη λεκάνη των λιμών Βόλβης και Λαγκαδά έχουν εντοπιστεί τρία πολύ ρηχά πεδία με θερμοκρασίες μέχρι 56°C. Στη Σαμοθράκη υπάρχουν ενθαρρυντικά στοιχεία καθώς γεωτρήσεις βάθους μέχρι 100m συνάντησαν νερά της τάξης των 100°C.

Στο σχήμα 1.10 δίνεται χάρτης των γεωθερμικών περιοχών της Ελλάδας.



Σχήμα 1.10 Χάρτης των γεωθερμικών περιοχών της Ελλάδας [5]

Στην συνέχεια αυτής της εργασίας θα μελετήσουμε την πιθανότητα δημιουργίας μίας εγκατάστασης παραγωγής ενέργειας αξιοποιώντας γεωθερμική ενέργεια στην περιοχή της Ικαρίας. Όπως μπορούμε να δούμε και από το χάρτη του σχήματος 1.10 σε αυτήν την περιοχή δεν έχουν γίνει ακόμα γεωτρήσεις προκειμένου να έχουμε μία εικόνα του γεωθερμικού πεδίου. Η ύπαρξή του βασίζεται μόνο από τις επιφανειακές μόνο εμφανίσεις θερμών νερών όπου στην περιοχή του Αγ. Κήρυκου φθάνουν τους 50°C. Για αυτόν το λόγο οι περιπτώσεις που θα μελετηθούν αφορούν γεωθερμικά πεδία θερμοκρασιών 90, 100, 120 και 140°C προκειμένου να εξετάσουμε ένα μεγάλο κομμάτι των γεωθερμικών πεδίων χαμηλής και μέσης ενθαλπίας. Τέλος η γεωθερμική βαθμίδα του πεδίου υποτέθηκε ότι είναι 0,1°C/m.

1.5 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Υπάρχει παγκόσμια ανησυχία για τις εκπομπές CO₂, από τη στιγμή που θεωρείται υπεύθυνο για την υπερθέρμανση του πλανήτη. Οι γεωθερμικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχουν τις μικρότερες εκπομπές αέριων ρύπων ανά MWh σε σχέση με οποιονδήποτε άλλο σταθμό παραγωγής ενέργειας που εκπέμπει ρύπους. Οι σταθμοί δυαδικού κύκλου (binary plants) εκπέμπουν μηδενικούς ρύπους εφόσον η εκμετάλλευση του γεωθερμικού ρευστού γίνεται σε έναν κλειστό κύκλο και αυτό δεν έρχεται καθόλου σε επαφή με την ατμόσφαιρα. Στην ουσία, σε αυτήν την περίπτωση η μόνη περιβαλλοντική επιβάρυνση είναι η απόρριψη του θερμικού φορτίου του συμπυκνωτή στα περιβάλλον. Το ίδιο, προφανώς, ισχύει και για την πλειονότητα των άμεσων γεωθερμικών χρήσεων.

Εκπομπές ρύπων έχουμε κυρίως από τους σταθμούς άμεσου κύκλου. Τα γεωθερμικά ρευστά έχουν αέριους ρύπους διαλυμένους υπό αέρια μορφή και στερεά άλατα διαλυμένα στο υγρό. Κατά το διαχωρισμό, οι αέριοι ρύποι διέρχονται με αυτόν τον ατμό από τον ατμοστροβίλο και στην συνέχεια από το συμπυκνωτή της εγκατάστασης. Σε αυτήν την περίπτωση έχουμε ένα βασικό πρόβλημα. Η ύπαρξη αυτών των αερίων στο συμπύκνωμα αυξάνει την πίεση στον συμπυκνωτή με αποτέλεσμα να έχουμε μικρότερο λόγο πίεσης από ότι επιθυμούμε, με αποτέλεσμα την μείωση του παραγόμενου έργου. Για αυτόν το λόγο χρησιμοποιούμε διάφορες τεχνικές (πχ, αντλίες κενού) ώστε να αφαιρέσουμε αυτά τα αέρια από τον συμπυκνωτή. Προφανώς, οι τεχνικές αυτές προσθέτουν παρασιτικά φορτία στην εγκατάσταση, αλλά το καθαρό έργο που κερδίζουμε είναι πολύ μεγαλύτερο. Τα συνηθέστερα αέρια είναι το CO₂ και το H₂S, ενώ αέρια όπως το μεθάνιο, η αμμωνία, το υδρογόνο και το διοξείδιο του θείου βρίσκονται σε πολύ μικρές συγκεντρώσεις.

Ένας τρόπος μη εκπομπής των αερίων αυτών στην ατμόσφαιρα είναι, πέραν της χημικής τους επεξεργασίας, η συλλογή τους, συμπίεσή τους, και επαναδιάλυση στο υγρό υπόλειμμα του γεωθερμικού ρευστού, ώστε να εναποτεθούν στο έδαφος μαζί με αυτό. Τα άλατα του γεωθερμικού ρευστού εξακολουθούν να υπάρχουν στο υγρό υπόλειμμα, με αποτέλεσμα να υπάρχει η δυνατότητα να έχουμε μόλυνση του περιβάλλοντος αν το υγρό υπόλειμμα ενός τέτοιου σταθμού δεν επαναποθετηθεί σωστά στο υπέδαφος. Τέλος, σε αυτούς τους σταθμούς θα πρέπει να προσεχθεί η συγκέντρωση αλάτων στο υγρό υπόλειμμα να μην πέσει κάτω από το όριο διαλυτότητας τους και έχουμε αεριοποίηση αυτών (silica precipitation). Αυτό βέβαια μπορεί να συμβεί και όταν η θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού μειωθεί αρκετά, δεδομένου ότι η διαλυτότητα είναι άμεση συνάρτηση της θερμοκρασίας. Όπως είναι εύκολα κατανοητό, το πρόβλημα αυτό είναι πολύ εντονότερο σε πηγές χαμηλής ενθαλπίας όπου τα θερμοκρασιακά επίπεδα είναι εξ' αρχής πολύ χαμηλά. Σε ορισμένες ακραίες περιπτώσεις γεωθερμικών ρευστών με υπερβολικά μεγάλες συγκεντρώσεις αλάτων, οι μονάδες είναι εξοπλισμένες με ειδικό εξοπλισμό κρυσταλλοποίησης και αποθήκευσης των αλάτων αυτών κατά τη διάρκεια της διαδικασίας.

Συνοπτικά όλα τα παραπάνω μπορούν να ξεπεραστούν σε πολύ μεγάλο βαθμό με την προσεκτική ολική επανεισαγωγή του γεωρευστού στον ταμιευτήρα. Πάντως, οι εκπομπές αερίων ρύπων από τους γεωθερμικούς σταθμούς είναι πρακτικά μηδενικές και αμελητέες σε σχέση με συμβατικούς σταθμούς. Οι παρακάτω πίνακες αποδεικνύουν τα προαναφερθέντα.

Plant type	CO ₂ kg/MWh	SO ₂ kg/MWh	NO _x kg/MWh	Particulates kg/MWh
Coal-fired steam plant	994	4.71	1.955	1.012
Oil-fired steam plant	758	5.44	1.814	N.A.
Gas turbine	550	0.0998	1.343	0.0635
Hydrothermal				
Flash-steam	27.2	0.1588	0	0
The Geysers dry-steam	40.3	0.000098	0.000458	Negligible
Closed loop binary	0	0	0	Negligible
EPA average, all US plants	631.6	2.734	1.343	N.A.

Πίνακας 1.2 Εκπομπές αερίων από διαφόρων ειδών σταθμούς παραγωγής[2]

Μορφή Ενέργειας	CO ₂ (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)	SO _x (kg/MWh)
Άνθρακας	1042	4.4	11.8
Πετρέλαιο	839	12.4	1.6
Φυσικό αέριο	453	1.4	0
Γεωθερμία	95	0.3	0.1
Φωτοβολταϊκά	135	0.3	0.4
Βιομάζα	20	1.8	0.5

Πίνακας 1.3 Ειδικές εκπομπές ρύπων διαφόρων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής [5]

Οι γεωθερμικές εγκαταστάσεις έχουν το σημαντικότερο πλεονέκτημα μικρής χρήσης Γης σε σχέση με οποιαδήποτε άλλη μορφή παραγωγής ενέργειας. Η έκταση εξαρτάται από τον τύπο και τον αριθμό των πηγαδιών άντλησης, των πηγαδιών εναπόθεσης, την κτίση υποσταθμού, την κτίση δρόμων, το είδος του γεωθερμικού πεδίου, το είδος του συστήματος μετατροπής ενέργειας καθώς και την κτίση βοηθητικών κτιρίων. Την μεγαλύτερη έκταση λαμβάνουν σταθμοί που λειτουργούν με γεωθερμικό ρευστό πολύ μεγάλης συγκέντρωσης σε άλατα, και είναι περίπου 75% μεγαλύτεροι σε σχέση με ένα τυπικό γεωθερμικό σταθμό. Το γεγονός ότι η παραγωγή ενέργειας πρέπει να γίνεται κοντά στο γεωθερμικό πεδίο είναι ένας ενισχυτικός παράγοντας για τη μείωση της έκτασης του σταθμού.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η έκταση που περικλείουν τα πηγάδια και οι σωληνώσεις τους μπορεί να είναι αρκετά μεγάλη, ιδίως για σταθμούς άμεσου κύκλου, αλλά η πραγματική έκταση που χρησιμοποιείται είναι στην ουσία το 2% αυτής με αποτέλεσμα η υπόλοιπη να μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άλλες χρήσεις.

Πάραυτα ένας γεωθερμικός σταθμός έχει απαιτούμενη έκταση ανά MW (παραπλήσιες τιμές ανά MWh), το 5% της αντίστοιχης έκτασης ενός ηλιακού θερμικού συστήματος και το 2% ενός ηλιακού φωτοβολταϊκού συστήματος. Επίσης, ένας λιγνιτικός σταθμός ηλεκτροπαραγωγής, συμπεριλαμβανομένων των απαιτούμενων εκτάσεων για εξόρυξη λιγνίτη για 30 χρόνια, απαιτεί 20 με 35 φορές μεγαλύτερη έκταση ανά MW ή MWh.

Στη εικόνα 1.4 παρατηρούμε ότι η ύπαρξη ενός γεωθερμικού σταθμού καθώς και των σωληνώσεων του δεν παρενοχλεί την άγρια πανίδα της περιοχής. Άλλωστε, παγκοσμίως έχουν κτιστεί γεωθερμικές μονάδες σε ερήμους, δασώδεις περιοχές, τροπικά δάση κ.α.



Εικόνα 1.4 Σωληνώσεις του γεωθερμικού σταθμού παραγωγής Miravalles, Κόστα Ρίκα [2]

Ο θόρυβος στις γεωθερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι μεγαλύτερος από το θόρυβο που προκαλείται στις συμβατικές μονάδες. Στο στάδιο κατασκευής των γεωτρήσεων και της μονάδας ο θόρυβος είναι μία προσωρινή κατάσταση, που αντιμετωπίζεται με τη χρήση σιγαστήρων κρούσης ή/και ωτοασπίδων, ενώ κατά τη διάρκεια λειτουργίας των γεωθερμικών εγκαταστάσεων ο θόρυβος μπορεί να προέρχεται από τις αντλητικές εγκαταστάσεις, τους στροβίλους, και τους παροδικούς καθαρισμούς των σωληνώσεων, και αντιμετωπίζεται με την τοποθέτηση μονίμων εγκαταστάσεων σιγαστήρων και άλλων συσκευών μείωσης θορύβου.

Οι επιφανειακές οχλήσεις περιορίζονται στο στάδιο κατασκευής των γεωτρήσεων και των μονάδων και σταματούν μετά το πέρας των τεχνικών εργασιών, και την απομάκρυνση των μηχανημάτων και την αποκατάσταση του χώρου. Οι οχλήσεις λόγω εκσκαφών ή διάνοιξης νέων δρόμων δεν αποτελούν προφανώς ιδιαιτερότητα της γεωθερμίας.

Η οπτική όχληση των εγκαταστάσεων είναι μικρή έως αμελητέα και αντιμετωπίζεται με την προσεκτική επιλογή της τοποθεσίας κατασκευής της μονάδας, με την υιοθέτηση της βέλτιστης πρακτικής-τεχνολογίας με γνώμονα τη διατήρηση του τοπίου και το σεβασμό στην ιδιαίτερη φυσιογνωμία της εκάστοτε περιοχής και με αποκατάσταση του χώρου μετά το πέρας των γεωτρήσεων. Οι σωλίνες μεταφοράς των γεωθερμικών ρευστών είναι συνήθως υπόγειοι και, άρα, μη ορατοί. Επίσης, θα πρέπει να προσεχθεί ο σταθμός να μην χτιστεί κοντά σε περιοχές ιδιαίτερου φυσικού κάλλους ή περιοχές προστατευμένες από διεθνείς οργανισμούς. Κατά τη διάρκεια κτίσης του έργου είναι πιθανό να έχουμε τη απομάκρυνση πολλών δέντρων από την περιοχή, για τη μεταφορά του εξοπλισμού κλπ, αλλά μετά το πέρας των εργασιών είναι δυνατή η αναδάσωση της περιοχής που επηρεάζεται από το έργο ώστε να έχουμε κατά το δυνατόν αποκατάσταση του φυσικού πλούτου της περιοχής. Γενικότερα, οι γεωθερμικοί σταθμοί είναι από τους πλέον φιλικούς στο ανθρώπινο μάτι, καθώς δεν έχουν περίοπτες θέσεις, όπως οι ανεμογεννήτριες ή οι καμινάδες θερμικών συμβατικών σταθμών. Το μόνο που δεν μπορεί να αποφευχθεί στους γεωθερμικούς σταθμούς είναι η ύπαρξη ατμού από τους πύργους ψύξης και η πιθανή δημιουργία νέφωσης, ιδίως από τις πιο μεγάλες μονάδες άμεσου κύκλου, όπου η ποσότητες ψυκτικού νερού είναι σημαντικά μεγάλες.

Power plant technology	Land usage m ² /MW	Land usage m ² /GWh
110MW geothermal flash plant (including wells)	1,260	160
20MW geothermal binary plant (excluding wells)	1,415	170
49 MW geothermal FCRC plant (excluding wells) ⁽¹⁾	2,290	290
2258 MW coal plant (including strip mining)	40,000	5,700
670MW nuclear plant (plant site only)	10,000	1,200
95 MW hydroelectric plant (reservoir only) ⁽²⁾	1,200,000	250,000
47 MW solar thermal plant (Mojave Desert, CA)	28,000	3,200
10 MW solar PV plant (Southwestern U.S.) ⁽³⁾	66,000	7,500
25 MW wind farm (10 × 2.5 MW) ⁽⁴⁾	3,140	1,305

⁽¹⁾ Typical Flash-Crystallizer/Reactor-Clarifier plant at Salton Sea, CA; see Sect. 9.9.

⁽²⁾ Average of 10 plants at the Cumberland River Basin, Tennessee Valley Authority system.

⁽³⁾ By deploying PV panels on rooftops of existing buildings, no additional land would be needed.

⁽⁴⁾ Assumes a clear area with a radius equal to the hub height.

Πίνακας 1.4 Συγκριτικός πίνακας απαιτούμενης έκτασης για διάφορες μορφές ηλεκτροπαραγωγής [2]

Η αφαίρεση μεγάλων ποσοτήτων νερού ή ατμού από ένα γεωθερμικό πεδίο με πορώδεις ταμιευτήρες μπορεί να προκαλέσει κατά περίπτωση καθιζήσεις μερικών εκατοστών έως και μερικών μέτρων. Οι καθιζήσεις αυτές μπορούν να ελαχιστοποιηθούν με την ολική επανεισαγωγή των γεωθερμικών ρευστών στον ταμιευτήρα.

Με την επανεισαγωγή των γεωρευστών στον ταμιευτήρα, την υπερβολική άντληση, την εισπίεση ρευστών σε περιοχές ξηρών πετρωμάτων υπάρχει η πιθανότητα πρόκλησης τοπικών μικροσεισμών. Πρόκειται για σπάνια φαινόμενα που δεν εμπνέουν καμία ανησυχία γιατί δεν προκαλούνται σεισμοί μεγαλύτεροι των 3 βαθμών της κλίμακας Richter. Παράλληλα, όμως, συμβάλλουν στην «ανακούφιση» της συσσωρευμένης σεισμικής ενέργειας σε μία περιοχή και την αποτροπή ενός μεγαλύτερου σεισμού, επειδή τα περισσότερα γεωθερμικά πεδία συνδέονται με την παρουσία ενεργών ρηγμάτων και βρίσκονται σε σεισμογενείς περιοχές. Ακραίο παράδειγμα αποτελεί το έργο στη Βασιλεία της Ελβετίας όπου μετρήθηκαν πάνω από 10.000 σεισμοί έντασης έως 3,4 Richter τις έξι πρώτες μέρες λόγω επανεισαγωγής νερού.

Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι είναι απαραίτητη νερού στην περιοχή του σταθμού για αρκετούς λόγους. Κατά τη φάση της γεώτρησης είναι απαραίτητη η ύπαρξη νερού για λόγους ψύξης των πετρωμάτων και για απομάκρυνση των άχρηστων πετρωμάτων. Επίσης, επιφανειακά νερά απαιτούνται κατά τη φάση λειτουργίας του σταθμού, ώστε να έχουμε την απαραίτητη ανακυκλοφορία νερών στο ρεζερβουάρ για την εύρυθμη λειτουργία του έργου, καθώς πολλές φορές η ποσότητα των υπόγειων νερών στο ρεζερβουάρ είναι πολύ περιορισμένη.

Η ύπαρξη μεγάλων ποσοτήτων νερού είναι επίσης απαραίτητη για τη χρήση στον πύργο ψύξης της εγκατάστασης με σκοπό την απομάκρυνση του απορριπτόμενου θερμικού φορτίου στο περιβάλλον. Βέβαια σε αυτές τις περιπτώσεις, κυρίως στις πιο μικρές μονάδες, είναι δυνατή η χρήση αερόψυκτων εναλλακτών για την απόρριψη της θερμότητας στο περιβάλλον, αρκεί βέβαια τα μεγέθη να μην γίνονται απαγορευτικά.

Ατυχήματα μπορούν να συμβούν σε διάφορες φάσεις της κατασκευής ή της λειτουργίας ενός γεωθερμικού σταθμού, όπως και σε οποιαδήποτε άλλη εγκατάσταση παραγωγής ενέργειας. Τα πιο συνηθισμένα ατυχήματα σε ένα γεωθερμικό σταθμό είναι οι εκρήξεις πηγαδιών, η ρήξη σωληνώσεων καθώς και οι αστοχίες των ατμοστροβίλων. Βέβαια, με το πέρασμα των χρόνων και την εξέλιξη της τεχνολογίας η συχνότητα τέτοιων ατυχημάτων, και δη θανατηφόρων, έχει μειωθεί στο ελάχιστο.

Η θερμική μόλυνση του περιβάλλοντος, στους γεωθερμικούς σταθμούς είναι μη αποφευκτέα, από τη στιγμή που η πηγή ενέργειας είναι η θερμότητα, και βάση του κύκλου Carnot, είμαστε αναγκασμένοι να απορρίψουμε ένα ποσό θερμότητας στο περιβάλλον.

Αν έχουμε μία μονάδα καθαρά ηλεκτροπαραγωγής, τότε η απορριπτόμενη θερμότητα ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι περίπου επταπλάσια, σε αντίθεση με ένα συμβατικό σταθμό συνδυασμένου κύκλου όπου έχουμε σχεδόν ίσες τιμές των παραπάνω μεγεθών. Αυτό συμβαίνει λόγω του βαθμού απόδοσης μίας τέτοιας μονάδας που κυμαίνεται από 10-13%. Βέβαια, τα μεγέθη παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος, και άρα απορριπτόμενης θερμικής ισχύος, είναι αισθητά μικρότερα σε σχέση με τους συμβατικούς σταθμούς οπότε έχουμε μία αντιστάθμιση και καταλήγουμε σε τυπικά μεγέθη ψυκτικών πύργων και απορριπτόμενης θερμικής ισχύος.

Συνοψίζοντας, διαπιστώνουμε ότι η περιβαλλοντική επιβάρυνση που προκύπτει από ένα γεωθερμικό έργο είναι αμελητέα σε σχέση με ένα συμβατικό σταθμό, και οι περισσότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις είναι αντιμετωπίσιμες. Η καλύτερη λύση για την αντιμετώπιση και την ελαχιστοποίηση αυτών των επιπτώσεων είναι η ολική επανεισαγωγή των γεωθερμικών ρευστών στον ταμιευτήρα.

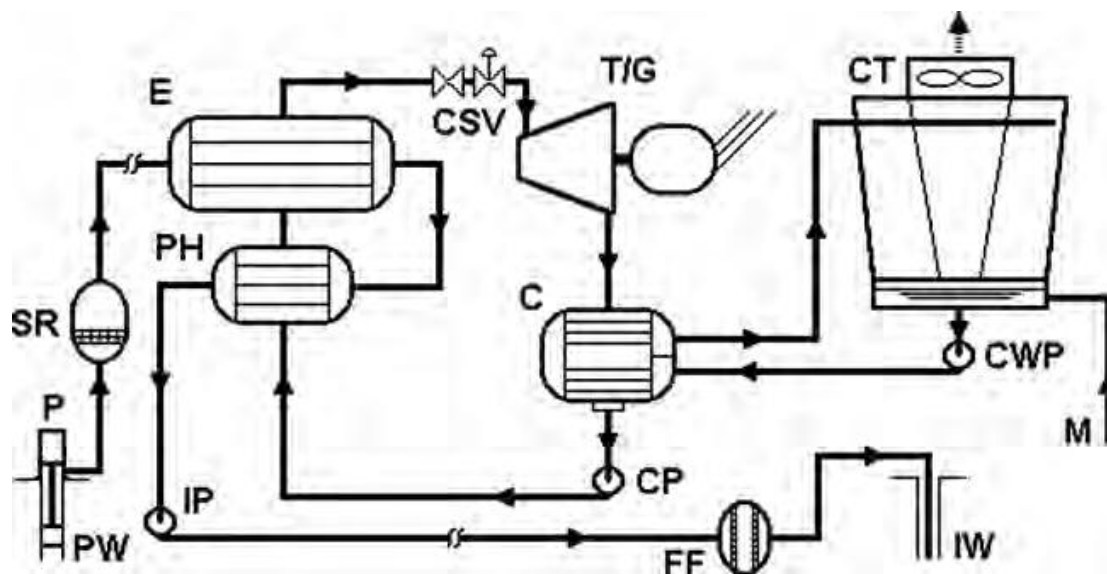
Κεφάλαιο 2^ο Θερμοδυναμική ανάλυση δυαδικών συστημάτων

2.1 Βασικά δυαδικά συστήματα

Σε περιπτώσεις που η θερμοκρασία του γεωρευστού είναι 150°C ή μικρότερη, γίνεται δύσκολη, εάν όχι αδύνατη, η κατασκευή μιας μονάδας άμεσης ατμοποίησης (flash-steam plant) που να μπορεί αποτελεσματικά και οικονομικά να αξιοποιήσει μια τέτοια πηγή. Όσο χαμηλότερη είναι η θερμοκρασία της πηγής τόσο μεγαλώνει το πρόβλημα για την τεχνολογία της άμεσης ατμοποίησης. Στην πραγματικότητα σε τόσο χαμηλές θερμοκρασίες είναι απίθανο για το γεωρευστό να ρέει αυθόρμητα μέσα στη γεώτρηση, και στην περίπτωση που αυτό συμβαίνει, υπάρχει μεγάλη πιθανότητα εναπόθεσης ασβεστίτη στο περίβλημα της γεώτρησης.

Ένας τρόπος αντιμετώπισης του προβλήματος της εναπόθεσης είναι η παραγωγή του γεωρευστού σαν πεπιεσμένο υγρό μέσω αντλιών μέσα στις γεωτρήσεις. Όταν τα γεωρευστά παράγονται με αυτόν τον τρόπο, δεν είναι, γενικά, θερμοδυναμικά σωστό μετέπειτα να τα ατμοποιούμε στην επιφάνεια με σκοπό να χρησιμοποιήσουμε εγκατάσταση άμεσης ατμοποίησης. Ωστόσο, είναι αρκετά πιο απλό να περάσουμε το γεωρευστό σαν πεπιεσμένο υγρό μέσα από εναλλάκτες θερμότητας και έπειτα να το ξαναστεύουμε πίσω στον ταμιευτήρα μέσω των γεωτρήσεων επανέγχυσης καθώς αυτό βρίσκεται ακόμα στην υγρή μορφή.

Στην απλούστερη μορφή της, μία δυαδική εγκατάσταση ακολουθεί το σχηματικό διάγραμμα ροής που φαίνεται στο σχ. 2.2. Οι γεωτρήσεις παραγωγής PW είναι εφοδιασμένες με αντλίες P οι οποίες είναι τοποθετημένες

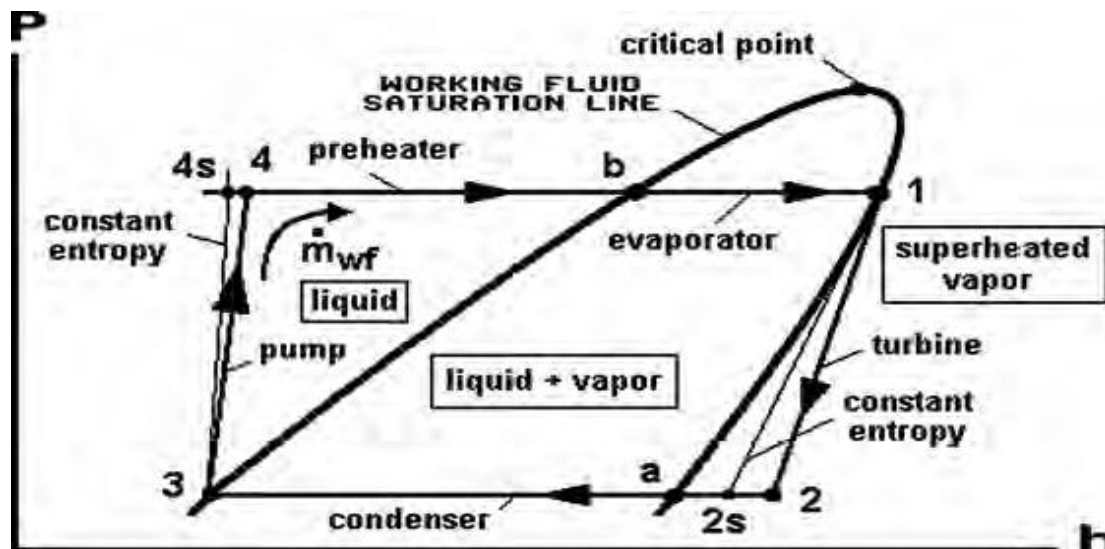


Σχήμα 2.2 Απλοποιημένο σχηματικό διάγραμμα δυαδικής γεωθερμικής εγκατάστασης παραγωγής ενέργειας.[2]

κάτω από τον ορίζοντα ατμοποίησης, που έχει υπολογιστεί με βάση τις ιδιότητες του ταμιευτήρα, και προσδίδουν τον απαραίτητο ρυθμό ροής μάζας του γεωθερμικού ρευστού. Επίσης, σε μερικές περιπτώσεις, είναι δυνατό να χρησιμοποιηθούν αφαιρέτες άμμου SR με σκοπό την προστασία από σκουριά και διάβρωση των αγωγών και των σωληνώσεων του εναλλάκτη θερμότητας. Τυπικά έχουμε δύο βήματα κατά τη διαδικασία θέρμανσης-εξάτμισης, η οποία γίνεται μέσα στον προθερμαντή PH όπου το εργαζόμενο μέσο έρχεται στο σημείο βρασμού του, και στον ατμοποιητή από τον οποίο βγαίνει σαν κορεσμένος ατμός. Το γεωρευστό σε όλη τη διάρκεια του κύκλου κρατιέται πάνω από την πίεση ατμοποίησης για τη

θερμοκρασία του υγρού ώστε να αποφευχθεί η διάσπαση του ατμού και μη συμπυκνωμένων αερίων τα οποία μπορούν να οδηγήσουν σε εναποθέσεις ασβεστίτη μέσα στις σωληνώσεις.

Η θερμοδυναμική διεργασία που διενεργείται από το εργαζόμενο μέσο φαίνεται στο σχήμα 2.3, σε ένα διάγραμμα πίεσης-ενθαλπίας (P-h). Αυτός ο τύπος διαγράμματος χρησιμοποιείται πιο συχνά για κύκλους ψύξης και κλιματισμού, αλλά χρησιμεύουν και για τη περιγραφή δυναμικών κύκλων.



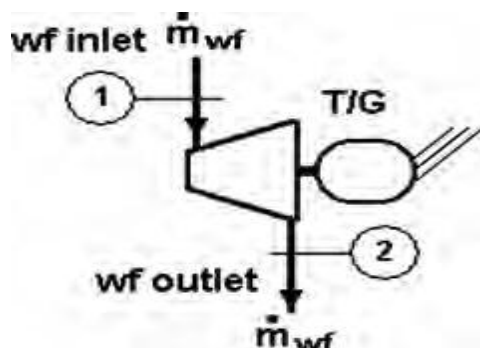
Σχήμα 2.3 Διάγραμμα πίεσης-ενθαλπίας για έναν δυναμικό σταθμό παραγωγής.[2]

2.2 Ανάλυση του στροβίλου

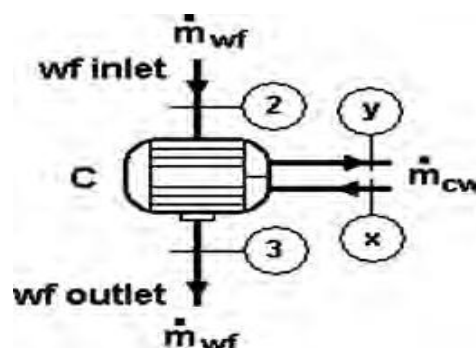
Θεωρώντας αμελητέους τους όρους δυναμικής και κινητικής ενέργειας καθώς και περί σταθερής και αδιαβατικής λειτουργίας, η ισχύς δίνεται από τη σχέση :

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_2) = \dot{m}_{wf} n_t (h_1 - h_{2s}) \quad (2.1)$$

όπου n_t είναι ο ισεντροπικός βαθμός απόδοσης του στροβίλου, που αποτελεί μία γνωστή ποσότητα. Για δεδομένο εργαζόμενο μέσο οι θερμοδυναμικές ποσότητες μπορούν εύκολα να βρεθούν από πίνακες για οποιεσδήποτε σχεδιαστικές παραμέτρους διαλεχτούν. Τότε η επιλεγείσα ισχύς εξόδου του στροβίλου θα μας οδηγήσει στον καθορισμό του κατάλληλου ρυθμού ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου.



Σχήμα 2.4 Στροβίλος-γεννήτρια για δυναμικό κύκλο.[2]



Σχήμα 2.5 Συμπυκνωτής.[2]

2.3 Ανάλυση του συμπυκνωτή

Η θερμότητα η οποία μεταφέρεται από το εργαζόμενο μέσο στο ψυκτικό μέσο, το οποίο μπορεί να είναι νερό (όπως εδώ) ή αέρας, δίνεται από τη σχέση :

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_{wf} (h_2 - h_3) \quad (2.2)$$

Η σχέση μεταξύ των ροών μάζας του εργαζόμενου μέσου και του ψυκτικού μέσου είναι:

$$\dot{m}_{cw} (h_y - h_x) = \dot{m}_{wf} (h_2 - h_3) \quad (2.3)$$

ή

$$\dot{m}_{cw} \bar{c} (T_y - T_x) = \dot{m}_{wf} (h_2 - h_3) \quad (2.4)$$

από τη στιγμή που μπορούμε να υποθέσουμε ότι το ψυκτικό έχει συγκεκριμένη θερμότητα $\bar{c}$ για μικρό εύρος θερμοκρασίας εισόδου και εξόδου. Προκειμένου να διασκορπίσει την απαιτούμενη ποσότητα σπαταλημένης θερμότητας, ένας ψυκτικός πύργος με συγκεκριμένο εύρος, $T_y - T_x$, θα χρειαστεί ρυθμό ροής μάζας που υπολογίζεται από τη σχέση (2.4).

2.4 Ανάλυση αντλίας τροφοδοσίας

Χρησιμοποιώντας, και πάλι, τις ίδιες θεωρήσεις όπως και για τα υπόλοιπα στοιχεία του κύκλου, η ισχύς που προσδίδεται από την αντλία τροφοδοσίας στο εργαζόμενο μέσο (βλ. σχήμα 2.6) είναι :

$$\dot{W}_p = \dot{m}_{wf} (h_4 - h_3) = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{4s} - h_3)}{\eta_p} \quad (2.5)$$

όπου η_p είναι ο ισηντροπικός βαθμός απόδοσης της αντλίας τροφοδοσίας.

2.5 Ανάλυση του εναλλάκτη θερμότητας

Η ανάλυση του εναλλάκτη θερμότητας όπου η γεωθερμική άλμη μεταφέρει ένα ποσό από την θερμική ενέργειά της στο εργαζόμενο μέσο είναι ακόμη μία απευθείας εφαρμογή των θερμοδυναμικών αρχών και συντήρησης της μάζας (βλ. σχήμα 2.7).

Θεωρούμε ότι οι εναλλάκτες είναι απομονωμένοι από τη γεώτρηση ώστε όλη η εναλλαγή θερμότητας να γίνεται ανάμεσα στην άλμη και το εργαζόμενο μέσο. Επίσης θεωρούμε ότι η ροή είναι σταθερή και ότι οι διαφορές της δυναμικής και κινητικής ενέργειας εισόδου και εξόδου είναι αμελητέες. Έτσι, υποθέτοντας όλο το «πακέτο» σαν θερμοδυναμικό σύστημα, η εξίσωση που το διέπει είναι :

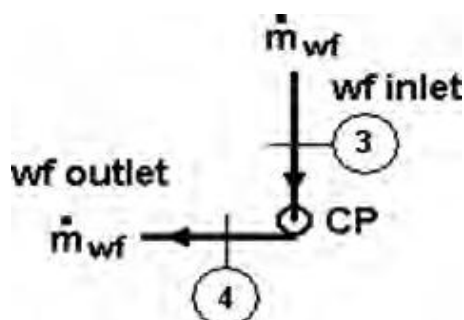
$$\dot{m}_b (h_a - h_c) = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_4) \quad (2.6)$$

Σε περίπτωση που η άλμη περιέχει διαλυμένα αέρια και στερεά, το αριστερό μέλος της εξίσωσης μπορεί να αντικατασταθεί από τη μέση ειδική θερμότητα της άλμης $\bar{C}_b$ φορές την θερμοκρασιακή διαφορά :

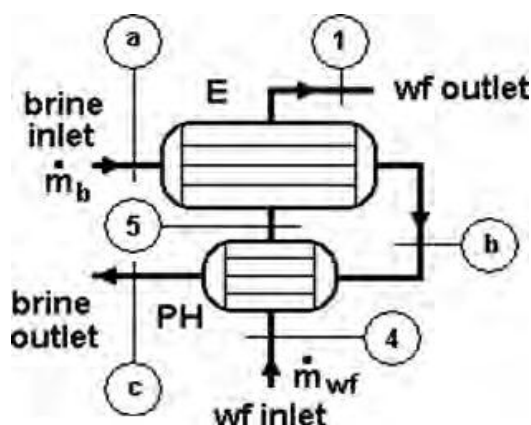
$$\dot{m}_b \bar{C}_b (T_a - T_c) = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_4) \quad (2.7)$$

Η ακόλουθη εξίσωση μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εύρεση της απαιτούμενης ροής της άλμης για δεδομένες παραμέτρους ενός κύκλου :

$$\dot{m}_b = \dot{m}_{wf} \frac{h_1 - h_4}{\bar{c}_b (T_a - T_c)} \quad (2.8)$$



Σχήμα 2.6 Αντλία τροφοδοσίας.[2]



Σχήμα 2.7 Προθερμαντής και Εξατμιστής.[2]

2.6 Συνολική ανάλυση του κύκλου

Έχοντας υπολογίσει κάθε στοιχείο ξεχωριστά της βασικής δυαδικής εγκατάστασης, μπορούμε τώρα να δούμε τον κύκλο συνολικά. Η απόδοση του κύκλου μπορεί να δοθεί από τον 1^ο Θερμοδυναμικό Νόμο χρησιμοποιώντας τη θερμική απόδοση :

$$n_{th} \equiv \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{PH/E}} \quad (2.9)$$

Εφόσον η ισχύς του συστήματος είναι η διαφορά μεταξύ της θερμικής ισχύος εισόδου και της θερμικής ισχύος που αποβάλλεται, αυτή η σχέση μπορεί να γραφεί :

$$n_{th} = 1 - \frac{\dot{Q}_c}{\dot{Q}_{PH/E}} = 1 - \frac{h_2 - h_3}{h_1 - h_4} \quad (2.10)$$

Αυτές οι εξισώσεις αναφέρονται στον κύκλο, όχι στην εγκατάσταση. Αν ο κύκλος ισχύος του δικτύου χρησιμοποιείται προκειμένου να εφοδιάσει με ισχύ τις βοηθητικές ανάγκες της εγκατάστασης όπως αντλίες της γεώτρησης, τους ανεμιστήρες στον πύργο ψύξης, φωτισμό του σταθμού, κλπ., τότε όλα αυτά τα «παρασιτικά φορτία» πρέπει να αφαιρεθούν από τον κύκλο ισχύος του δικτύου για να βρούμε την ισχύ του δικτύου της εγκατάστασης. Από τη στιγμή που οι δυαδικοί κύκλοι τείνουν να έχουν θερμικές αποδόσεις 10-13%, οποιαδήποτε μείωση της ισχύος του δικτύου ενδέχεται να έχει σοβαρές επιπτώσεις στην απόδοση της εγκατάστασης.

2.7 Επιλογή εργαζόμενου μέσου

Το εργαζόμενο μέσο που χρησιμοποιείται στους δυαδικούς κύκλους πρέπει να εξατμίζεται σε ατμοσφαιρική πίεση και να έχει χαμηλό σημείο βρασμού. Αυτά τα δύο αποτελούν σημαντικά κριτήρια που ένα εργαζόμενο μέσο πρέπει να ικανοποιεί. Οι

παράγοντες που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την επιλογή ενός εργαζόμενου μέσου είναι :

α) δεν πρέπει να είναι διαβρωτικό, β) εύφλεκτο και γ) δεν θα πρέπει να αντιδρά ή να διασπάται στις πιέσεις και στις θερμοκρασίες στις οποίες χρησιμοποιείται. Πολλά οργανικά ενδέχεται να μην πληρούν τις παραπάνω ιδιότητες καθώς πολλά από αυτά είναι εύφλεκτα και δεν είναι φιλικά προς το περιβάλλον. Τα οργανικά μέσα που χρησιμοποιούνται σε μικρές δυαδικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας που στεγάζονται σε οικήματα δεν είναι υποχρεωτικό να πληρούν όλες τις προϋποθέσεις. Ένα επιπλέον πλεονέκτημα της χρησιμοποίησης οργανικών μέσων είναι ότι καθώς αυτό εισέρχεται μέσα στο στρόβιλο παρατηρούνται πολύ χαμηλές θερμοκρασίες εξαιτίας της εκτόνωσης του οργανικού μέσου, με αποτέλεσμα ο θάλαμος του στροβίλου να μην χρειάζεται πολύ συχνό καθαρίσμα. Όλα τα οργανικά μέσα εμπίπτουν στο πεδίο GHGs (GreenHouse Gases, αέρια του θερμοκηπίου) και μελλοντικά θα τραβήξουν το ενδιαφέρον των περιβαλλοντολόγων. Πιο κάτω παρατίθενται πίνακες με τα χαρακτηριστικά που σχετίζονται με το περιβάλλον και με θέματα υγείας (πίνακας 2.1) καθώς και με τις θερμοδυναμικές ιδιότητες (πίνακας 2.2) ορισμένων υποψήφιων εργαζόμενων μέσων.

Εργαζόμενο Μέσο	Χημικός Τύπος	Τοξικότητα	Αναφλεξιμότητα	ODP ⁽¹⁾	GWP ⁽²⁾
R-12	CCl ₂ F ₂	μη τοξικό	μη εύφλεκτο	1.0	4,500
R-114	C ₂ Cl ₂ F ₄	μη τοξικό	μη εύφλεκτο	0.7	5,850
Προπάνιο	C ₃ H ₈	χαμηλής τοξικότητας	πολύ υψηλή	0	3
i-Βουτάνιο	i-C ₄ H ₁₀	χαμηλής τοξικότητας	πολύ υψηλή	0	3
n-Βουτάνιο	C ₄ H ₁₀	χαμηλής τοξικότητας	πολύ υψηλή	0	3
i-Πεντάνιο	i-C ₅ H ₁₂	χαμηλής τοξικότητας	πολύ υψηλή	0	3
n-Πεντάνιο	C ₅ H ₁₂	χαμηλής τοξικότητας	πολύ υψηλή	0	3
Αμμωνία	NH ₃	τοξικό	χαμηλή	0	0
Νερό	H ₂ O	μη τοξικό	μη εύφλεκτο	0	-

Πίνακας 2.1 Χαρακτηριστικά που σχετίζονται με το περιβάλλον και την υγιεινή.[2]

⁽¹⁾ ODP = Πιθανότητα συμβολής στη μείωση του στρώματος του όζοντος

⁽²⁾ GWP = Πιθανότητα συμβολής στην παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας

Εργαζόμενο Μέσο	Χημικός Τύπος	T _c (°C)	T _c (°F)	P _c (MPa)	P _c (lbf/in ²)	P _s @ 300K (MPa)	P _s @ 400K (MPa)
Προπάνιο	C ₃ H ₈	96.95	206.5	4.236	614.4	0.9935	-
i-Βουτάνιο	i-C ₄ H ₁₀	135.92	276.7	3.685	534.4	0.3727	3.204
n-Βουτάνιο	C ₄ H ₁₀	150.8	303.4	3.718	539.2	0.2556	2.488
i-Πεντάνιο	i-C ₅ H ₁₂	187.8	370.1	3.409	494.4	0.09759	1.238
n-Πεντάνιο	C ₅ H ₁₂	193.9	380.9	3.240	469.9	0.07376	1.036
Αμμωνία	NH ₃	133.65	272.5	11.62	1686.3	1.061	10.3
Νερό	H ₂ O	374.14	705.4	22.08	3203.6	0.00353	0.2455

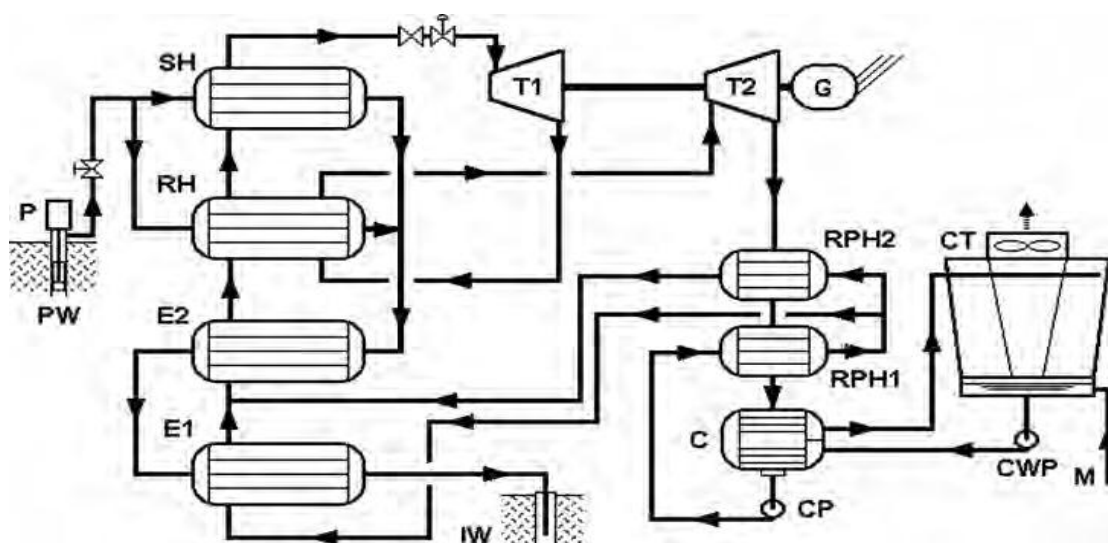
Πίνακας 2.2 Θερμοδυναμικές ιδιότητες υποψήφιων εργαζόμενων μέσων.[2]

Ο παράγοντας ODP είναι κανονικοποιημένος ως προς τα εργαζόμενα μέσα R11 και R12, τα οποία και είναι και τα πιο επιβλαβή ως προς αυτήν την εκδοχή. Ενώ, ο παράγοντας GWP είναι κανονικοποιημένος ως προς τη μονάδα για το διοξείδιο του άνθρακα

2.8 Δυναμικοί κύκλοι Kalina

Μίγματα αμμωνίας-νερού χρησιμοποιούνται από καιρό σε κύκλους απορρόφησης ψύξης, αλλά πρώτος ο A. Kalina τα εφάρμοσε σε κύκλο για την παραγωγή ενέργειας. Ένας τυπικός κύκλος Kalina, KCS-12, φαίνεται στο σχήμα 2.8. Τα χαρακτηριστικά τα οποία διαφοροποιούν τους κύκλους Kalina (υπάρχουν πολλές παραλλαγές) από τους υπόλοιπους δυναμικούς κύκλους είναι:

- Το εργαζόμενο μέσο είναι διφασικό μίγμα αμμωνίας-νερού
- Η ατμοποίηση και η συμπίεση συμβαίνουν σε διάφορες θερμοκρασίες
- Ο κύκλος εμπεριέχει ανάκτηση θερμότητας από την εξάτμιση του στροβίλου
- Η αναλογία του μίγματος μπορεί να διαφέρει κατά τη διάρκεια του κύκλου σε μερικές παραλλαγές.

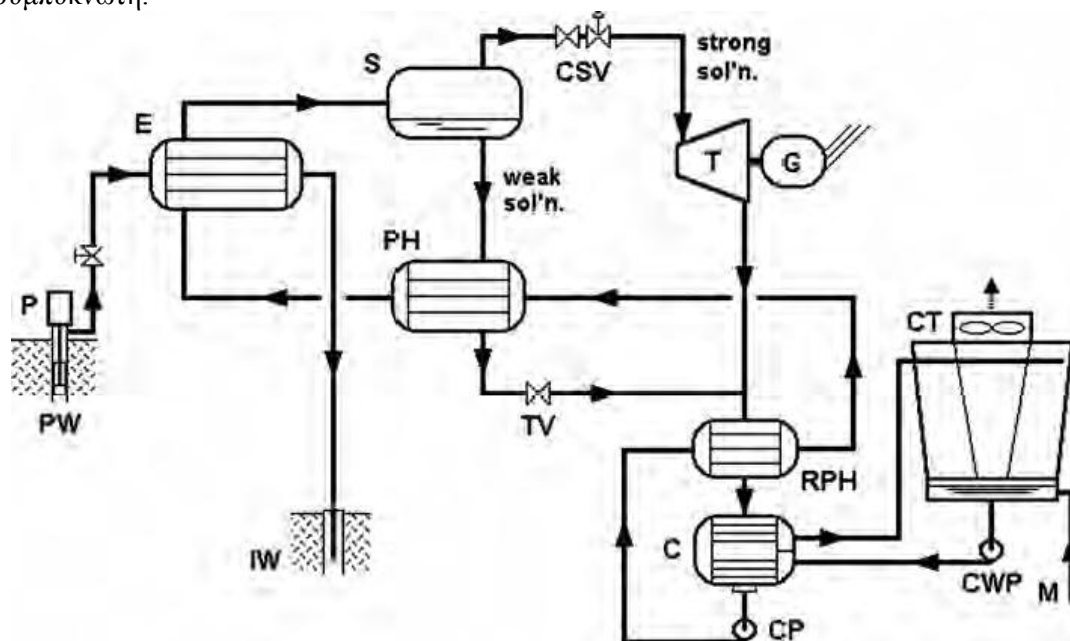


Σχήμα 2.8 Τυπικός κύκλος Kalina που περιλαμβάνει έναν επαναθερμαντή (RH) και δύο προθερμαντές ανάκτησης (RPH1 και RPH2).[2]

Σα συνέπεια αυτών, οι κύκλοι Kalina παρουσιάζουν βελτιωμένη θερμοδυναμική απόδοση στους εναλλάκτες θερμότητας καθώς μειώνουν τις θερμοδυναμικές μη αντιστρεπτότητες που σχετίζονται με τη μεταφορά της θερμότητας κατά μήκος μίας πεπερασμένης διαφοράς θερμοκρασιών. Οι θερμαντές είναι τόσο καλά κατανομημένοι που συντηρείται καλύτερη σύνθεση μεταξύ της άλης και του μίγματος στο ψυχρό τέλος της διαδικασίας της μεταφοράς της θερμότητας όπου οι βελτιώσεις στη διατήρηση της εξέργειας είναι πολύ σημαντικές.

Ένας επαναθερμαντής χρησιμοποιείται επειδή το μίγμα αμμωνίας-νερού έχει κανονική καμπύλη κορεσμένου ατμού, δηλαδή $dT/ds < 0$, που οδηγεί σε υγρά μίγματα μέσα στο στρόβιλο. Ο σταθμός βασίζεται σε καλούς εναλλάκτες θερμότητας καθώς περισσότερη θερμότητα μεταφέρεται απ' ότι σε έναν υπερκρίσιμο δυαδικό σταθμό της ίδιας ισχύος εξόδου. Οι Blum και Mines απέδειξαν ότι ο κύκλος Kalina του σχ. 2.8 απαιτεί 25% περισσότερη μεταφορά θερμότητας. Ένα πιθανό πλεονέκτημα της χρησιμοποίησης των προθερμαντών ανάκτησης είναι ότι ελαττώνουν το φορτίο θέρμανσης από τον συμπυκνωτή και τον πύργο ψύξης.

Ο φυσικός σταθμός είναι πολύ πιο πολύπλοκος απ' ότι ένας βασικός δυαδικός σταθμός, ιδίως στην περίπτωση που χρησιμοποιείται στύλος απόσταξης προκειμένου να μεταβάλλει την αναλογία του μίγματος. Ο απλούστερος κύκλος Kalina στον οποίο έχουμε διαφορετική αναλογία μίγματος κατά τη διάρκεια του κύκλου είναι αυτός που φαίνεται στο σχήμα 2.9. Ο διαχωριστής S επιτρέπει στον κορεσμένο ατμό ο οποίος είναι πλούσιος σε αμμωνία να ρέει μέσα στο στρόβιλο, έτσι μας επιτρέπει να χρησιμοποιήσουμε έναν μικρότερο και φθηνότερο στρόβιλο από την περίπτωση στην οποία που θα είχαμε σαν εργαζόμενο μέσο κάποιον υδρογονάνθρακα. Το φτωχό διάλυμα, ένα υγρό πλούσιο σε νερό, χρησιμοποιείται στον προθερμαντή και μετά διαμέσου της στραγγαλιστικής βαλβίδας TV συναντά το πλούσιο μίγμα από την έξοδο του στρόβιλου προκειμένου να ανακτηθεί η αρχική σύσταση του μίγματος. Το μίγμα μετά χρησιμοποιείται σε έναν προθερμαντή ανάκτησης πριν φτάσει στον συμπυκνωτή.



Σχήμα 2.9 Κύκλος Kalina που χρησιμοποιεί εργαζόμενο μεταβλητής αναλογίας μίγματος κατά τη διάρκεια του κύκλου.[2]

Ονοματολογία σχημάτων 2^{ου} Κεφαλαίου

C	Συμπυκνωτής
CP	Αντλία συμπυκνώσεως
CSV	Βαλβίδες ελέγχου και αποκοπής
CT	Πύργος ψύξεως
CWP	Αντλία νερού ψύξεως

E	Ατμοποιητής
FF	Τελικό φίλτρο
IP	Αντλία επανέγχυσης
IW	Φρεάτιο επανέγχυσης
M	Νερό πύργου ψύξεως
P	Αντλία
PH	Προθερμαντής
PW	Φρεάτιο παραγωγής
RH	Επαναθερμαντής
RPH	Αναγεννητικός προθερμαντής
SH	Υπερθερμαντής
SR	Αφαιρέτης άμμου
T/G	Στρόβιλος/Γεννήτρια

Κεφάλαιο 3^ο Κόστος γεωθερμικών έργων

3.1 Εισαγωγή

Οι παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος ανάπτυξης και παραγωγής της γεωθερμικής ενέργειας δεν είναι συχνά επαρκώς κατανοητοί από άτομα που δεν συμμετέχουν άμεσα στην ανάπτυξη του γεωθερμικού έργου και την παραγωγή ενέργειας. Σε πολλά άρθρα εξετάζονται οι διάφορες γεωθερμικές δαπάνες. Αυτό επιτυγχάνεται με την εισαγωγή συγκεκριμένων παραδοχών με αποτέλεσμα να προκύπτουν υπεραπλουστευμένα συμπεράσματα τα οποία δεν ανταποκρίνονται με ακρίβεια στις ιδιαιτερότητες της κάθε περιοχής.

Για την καλύτερη κατανόηση της δομής και των παραμέτρων που επηρεάζουν το κόστος ανάπτυξης της γεωθερμικής ενέργειας, το κόστος ενέργειας χωρίζεται σε τμήματα όπου και αναλύονται οι διάφοροι παράγοντες που επηρεάζουν το κάθε τμήμα δαπανών.

Το κόστος της γεωθερμικής ενέργειας χωρίζεται σε δύο βασικούς τομείς: το κόστος της κύριας επένδυσης και τις δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης. Το κόστος κύριας επένδυσης συνδέεται με το κόστος απόσβεσης της αρχικής επένδυσης και τις σχετικές επιστροφές, διαιρεμένες με τη συνολική παραγωγή καθ' όλη τη διάρκεια της απόσβεσης. Οι δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (Λ&Σ) αποτελούνται από σταθερές και αμετάβλητες δαπάνες που σχετίζονται άμεσα με τη φάση ηλεκτρικής παραγωγής.

Και οι δύο αυτοί τομείς του κόστους επηρεάζονται από μία σειρά παραμέτρων. Συνεπώς, το κόστος της γεωθερμικής ενέργειας παρουσιάζει μεγάλη ποικιλομορφία. Παρακάτω παρουσιάζονται τα σημαντικότερα τμήματα των δαπανών και προσδιορίζονται οι βασικές παράμετροι που τις επηρεάζουν.

Σε περίπτωση που δε δηλώνεται οποιαδήποτε αξία κόστους, τότε αυτή εκφράζεται σε ευρώ 2011 (€2011). Καθώς τα περισσότερα κόσθη από τη βιβλιογραφία αναφέρονται σε δολάρια έχει γίνει η μετατροπή τους σε ευρώ. Προκειμένου να γίνει αυτή η μετατροπή χρησιμοποιήσαμε την αριθμομηχανή πληθωρισμού που παρέχεται από το Υπουργείο Εργασίας των Ηνωμένων Πολιτειών¹, ώστε να υπολογίσουμε την σημερινή αξία των χρημάτων και εν συνεχεία τα μετατρέψαμε σε €2011 χρησιμοποιώντας τις ετήσιες ισοτιμίες όπως αυτές δίνονται από τη Κεντρική Ευρωπαϊκή Τράπεζα².

3.2 Κόστος κύριας επένδυσης

Το κόστος κύριας επένδυσης περιλαμβάνει όλες τις δαπάνες σχετικά με την ανάπτυξη του έργου, μέχρις ότου τεθεί σε λειτουργία η μονάδα. Η ανάπτυξη αυτή αποτελείται από τρεις διαδοχικές φάσεις οι οποίες περιλαμβάνουν τον εντοπισμό του γεωθερμικού πεδίου (εξερεύνηση), την επιβεβαίωση της παραγωγικής ικανότητας (επιβεβαίωση) και την κατασκευή των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας και των σχετικών υποδομών (έργα ανάπτυξης). Παρακάτω εξετάζουμε διαδοχικά κάθε φάση ανάπτυξης του έργου.

3.2.1 Φάση εξερεύνησης

Η εξερεύνηση είναι η αρχική φάση ανάπτυξης και επιδιώκει να εντοπίσει ένα γεωθερμικό πεδίο που να παρέχει την ενέργεια που απαιτείται για τη λειτουργία της μονάδας. Η φάση αυτή ξεκινά με διάφορα είδη γεωλογικών και γεωχημικών ερευνών και αναλύσεων σε περιοχές όπου υπάρχει υποψία γεωθερμικής δραστηριότητας και ολοκληρώνεται με τη γεώτρηση του πρώτου παραγωγικού φρεατίου. Σε κάθε φάση της εξερεύνησης χρησιμοποιούνται διαφορετικές τεχνολογίες για τον εντοπισμό ενός παραγωγικού γεωθερμικού ταμιευτήρα.

¹http://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm Η αριθμομηχανή πληθωρισμού όπως αυτή δίνεται από το Υπουργείο Εργασίας των Ηνωμένων Πολιτειών.

²<http://sdw.ecb.europa.eu/browseTable.do?node=2018794&CURRENCY=USD&FREQ=M&sf1=4&sf3=4&DATASET=0&trns=N> Ισοτιμίες ευρώ-δολαρίου όπως αυτές δίνονται από την Κεντρική Ευρωπαϊκή Τράπεζα.

Μόλις ανακαλυφθεί μία γεωθερμική πηγή, σχεδόν όλες οι δραστηριότητες σχετίζονται με τη διάνοιξη των φρεατίων παραγωγής και επανέγχυσης, εξετάζοντας τις δυνατότητες παροχής καθώς και τη μηχανική του ταμιευτήρα. Όλα αυτά παρέχουν κρίσιμες πληροφορίες για το βάθος των πηγών, τη θερμοκρασία και τη πιθανή παραγωγικότητα της γεωθερμικής πηγής. Η φάση εξερεύνησης τελειώνει ουσιαστικά με τη διάνοιξη του πρώτου επιτυχούς φρεατίου παραγωγής.

Οι παράγοντες που έχουν επιπτώσεις στο κόστος εξερεύνησης είναι στενά συνδεδεμένοι με τα χαρακτηριστικά και τη θέση των περιοχών. Δεδομένου ότι ο τύπος των δραστηριοτήτων που απαιτούνται για τον εντοπισμό μίας νέας πηγής είναι ανεξάρτητος από το μέγεθος του έργου, ισχύουν σημαντικές οικονομίες κλίμακας όταν οι δαπάνες εξερεύνησης προσαρμόζονται σε ένα μεγαλύτερο έργο. Οι πρόσφατες συνεντεύξεις με τους υπεύθυνους ανάπτυξης γεωθερμικών έργων, παρείχαν προϋπολογισμούς δαπανών εξερεύνησης που ανέρχονται κατά μέσο όρο σε 129,05€/kW. Οι τιμές του συνολικού κόστους εξερεύνησης μπορούν έτσι να κυμανθούν από 86,04€/kW έως 172,07€/kW, σύμφωνα με τη φύση του έργου (νέο ή επέκταση). Στον πίνακα 3.1 διακρίνονται διάφορες τιμές κόστους της φάσης εξερεύνησης που συναντάμε στη βιβλιογραφία.

Πηγές:	Τιμές κόστους εξερεύνησης
Nielson(1989)	92,23 €/kw
EPRI(1996)	108,32 €/kw
EPRI(1997)	86,98-112,53 €/kw
GeothermEx(2004)	76,14-122,17 €/kw

Πίνακας 3.1 Τιμές του κόστους εξερεύνησης από τη βιβλιογραφία

Μακράν, το κυριότερο κόστος της φάσης εξερεύνησης αποτελούν τα λεπτής οπής φρεάτια ενδιάμεσου βάθους (ID slim holes). Στα πλαίσια του κόστους της εξερεύνησης αυτά αφορούν φρεάτια τα οποία διανοίγονται κατά προσέγγιση σε βάθη των 610 μέτρων (κατά περιπτώσεις και ρηχότερα), τα οποία δεν είναι σχεδιασμένα για παραγωγική χρήση, αλλά διανοίγονται με εξοπλισμό πρόληψης έκρηξης και σχεδιάζονται με περίβλημα προκειμένου να σταθεροποιηθεί η οπή επιτρέποντας δοκιμές έγχυσης και, σε μερικές περιπτώσεις, περιορισμένες δοκιμές παραγωγής. Τέτοια φρεάτια διανοίγονται για να αποκτηθούν πληροφορίες που αφορούν τη γεωλογία, τη θερμοκρασία και τη διαπερατότητα. Η εκτιμώμενη βασική μονάδα (ανά μέτρο) κόστους διάνοιξης ενός ID φρεατίου είναι περίπου 10 φορές μεγαλύτερη από την αντίστοιχη ενός φρεατίου μέτρησης γεωθερμικής βαθμίδας (TG hole) και περίπου η μισή από αυτήν παραγωγικού φρεατίου πλήρους διαμέτρου. Καθώς το κόστος των ID φρεατίων παραμένει ακόμα αρκετά υψηλό όπως και το γεγονός ότι δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν σαν φρεάτια παραγωγής, υπάρχει πολύ μικρό ιστορικό χρησιμοποίησής τους. Μερικοί κατασκευαστές έχουν αποφύγει εξολοκλήρου τη χρησιμοποίησή τους, προχωρώντας απευθείας στη διάνοιξη παραγωγικών φρεατίων. Ωστόσο, με τα χρόνια, η χρησιμοποίησή τους στα γεωθερμικά προγράμματα εξερεύνησης αυξάνεται, με σκοπό την μείωση του αρχικού ρίσκου που εμπεριέχουν οι φάσεις εξερεύνησης/επιβεβαίωσης, οπότε προτιμήθηκε η χρησιμοποίησή τους στη συγκεκριμένη μελέτη.

Το δεύτερο πιο ακριβό κομμάτι της φάσης εξερεύνησης είναι η μαγνητοτελλουρική (MT) ή συνεχούς-ρεύματος (DC) έρευνα. Από την εμπειρία της GeothermEx έχει αποδειχτεί ότι αυτές οι έρευνες έχουν ανάμικτα αποτελέσματα ως προς τη χωροθέτηση τόσο των ID όσο και των παραγωγικών φρεατίων στις χαμηλής και μέσης ενθαλπίας πηγές, οπότε και αυτού του είδους οι έρευνες δεν συμπεριλήφθηκαν στην παρούσα μελέτη.

Με βάση, λοιπόν, τα παραπάνω έχουμε τον πίνακα 3.2 όπου φαίνονται τα επιμέρους κόστη από τα οποία αποτελείται ένα πρόγραμμα εξερεύνησης όπως μας τα παρέχει η GeothermEx[22].

Μέθοδος	μονάδα	Κόστος ανά μονάδα
Γεώτρηση:ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	120,45€
Γεώτρηση:TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	12,91€
Γεώτρηση:ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	43.017,96 €
Γεώτρηση:ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	4.301,80€
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	17.207,18€
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	21.508,98€
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	172.071,84€
Γεωφυσική έρευνα:μαγνητική του εδάφους	έργο	10.754,49€
Γεωχημική έρευνα	έργο	25.810,78€
Λοιπά	έργο	8.603,59€
Έλεγχος φρεατίου:ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	34.414,37€
Διοίκηση	έργο	10% των συνολικών δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	10% των συνολικών δαπανών

Πίνακας 3.2 Επιμέρους κόστη ενός τυπικού προγράμματος εξερεύνησης[22]

3.2.2 Φάση επιβεβαίωσης

Η φάση επιβεβαίωσης αποτελείται κυρίως από τη διάνοιξη πρόσθετων φρεατίων παραγωγής και τον έλεγχο της δυνατότητας παραγωγής τους έως ότου επιβεβαιωθεί το 25% της ικανότητας των πηγών που απαιτείται για τη δυναμικότητα του έργου. Περιλαμβάνει επίσης το μηχανικό σχεδιασμό του ταμιευτήρα και τη διάνοιξη μερικών γεωτρήσεων έτσι ώστε να υπάρχει η δυνατότητα επανέγχυσης για την επιστροφή του γεωρευστού μετά τις δοκιμές από τα φρεάτια παραγωγής. Εκτός από την επιβεβαίωση του ενεργειακού δυναμικού μίας πηγής, μία πολύ σημαντική παράμετρος σε αυτήν τη φάση έχει να κάνει με την οικονομική βιωσιμότητα της πηγής. Για να μπορέσουν οι υπεύθυνοι για την ανάπτυξη του γεωθερμικού έργου να πάρουν δάνειο θα πρέπει να είναι ήδη επιβεβαιωμένο το 25% της συνολικής ισχύος του έργου. Αυτό σημαίνει ότι, παρόμοια με τη φάση εξερεύνησης, όλες οι δαπάνες που υφίστανται κατά τη διάρκεια της φάσης επιβεβαίωσης πρέπει να χρηματοδοτηθούν με ίδια κεφάλαια.

Οι δαπάνες γεώτρησης αποτελούν συνήθως το 80% των συνολικών δαπανών στη φάση επιβεβαίωσης. Άλλες δραστηριότητες και δαπάνες αποτελούνται κυρίως από την κατασκευή δρόμων, τον έλεγχο των φρεατίων, την υποβολή εκθέσεων, τη ρυθμιστική συμμόρφωση & άδεια και την διοίκηση. Το κόστος γεώτρησης διαμορφώνεται από δύο κύριους παράγοντες : (1) το κόστος γεώτρησης ενός μεμονωμένου φρεατίου και, (2) τον αριθμό των φρεατίων που θα διανοιχθούν. Το κόστος ενός μεμονωμένου φρεατίου σχετίζεται κυρίως με το βάθος και τη διάμετρο των γεωτρήσεων καθώς επίσης και από τις ιδιότητες του πετρώματος. Ο αριθμός των φρεατίων που θα διανοιχθούν καθορίζεται από τη μέση παραγωγική ικανότητα των φρεατίων και από το μέγεθος του έργου. Η παραγωγική ικανότητα των φρεατίων εξαρτάται από θερμοκρασία του γεωρευστού και τη διαπερατότητα του πετρώματος. Συγκρίνοντας με τη φάση εξερεύνησης, το ποσοστό επιτυχίας των γεωτρήσεων αυξάνεται σημαντικά κατά τη διάρκεια της φάσης επιβεβαίωσης και είναι κατά μέσο όρο 60%³.

Οι υπολογισμοί του κόστους επιβεβαίωσης για εμπορικά βιώσιμα έργα υπολογίζονται κατά μέσο όρο σε 129,05€/kW. Αυτό αντιστοιχεί κατά προσέγγιση στο ένα τέταρτο των συνολικών δαπανών γεώτρησης αλλά μπορεί να είναι κάπως χαμηλότερο. Οι προκύπτουσες δαπάνες μπορούν εντούτοις να παρουσιάζουν μεγάλη ποικιλομορφία ανάλογα με τα χαρακτηριστικά των πηγών και το ποσοστό επιτυχίας των γεωτρήσεων.

³ Σύμφωνα με τη GeothermEx (2004) ένα ποσοστό επιτυχίας 60% για τα φρεάτια παραγωγής κατά τη διάρκεια της φάσης επιβεβαίωσης είναι λογικό, επειδή οι γεωτρήσεις επιβεβαίωσης είναι βασισμένες σε πολύ περιορισμένα στοιχεία για πηγές μεγάλου βάθους, και σε πληροφορίες σχετικά με τους ταμιευτήρες που συγκεντρώνονται κατά τη διάρκεια της φάσης επιβεβαίωσης και οδηγούν αργότερα σε υψηλότερο γενικό ποσοστό επιτυχίας.

Σημαντικοί παράγοντες που έχουν επιπτώσεις στις δαπάνες επιβεβαίωσης σχετίζονται με τις δαπάνες γεώτρησης. Άλλες παράμετροι είναι η δυνατότητα πρόσβασης στην περιοχή και οι πιθανές καθυστερήσεις λόγω ρυθμιστικών ή αδειοδοτικών ζητημάτων ή η δυνατότητα πρόσβασης των εγκαταστάσεων γεώτρησης. Όπως και στη φάση εξερεύνησης, τα χρήματα που απαιτούνται στη φάση επιβεβαίωσης είναι συνήθως κεφάλαιο επιχειρηματικού κινδύνου (υψηλό ρίσκο) που συνεπάγεται υψηλό ποσοστό επιστροφής και επομένως έχει επιπτώσεις σε όλες τις συνιστώσες του κόστους του έργου. Οποιαδήποτε καθυστέρηση κατά τη διάρκεια ή και μετά από αυτήν τη φάση αντιστοιχεί σε αύξηση πραγματικών δαπανών. Συνεπώς, ο υπεύθυνος ανάπτυξης πρέπει να σιγουρευτεί ότι θα είναι σε θέση να λάβει όλες τις άδειες που απαιτούνται για να αρχίσουν οι γεωτρήσεις επιβεβαίωσης.

Όπως έγινε και στη φάση εξερεύνησης έτσι και εδώ στον πίνακα 3.3 δίνουμε τα κόστη στα οποία επιμερίζεται το συνολικό κόστος ενός προγράμματος επιβεβαίωσης όπως αυτά παρατίθενται από τη GeothermhEx[22].

Μέθοδος	μονάδα	Κόστος ανά μονάδα
Γεώτρηση:Γεώτρηση πλήρους διαμέτρου	μέτρα	$\text{Κόστος} = 206.896,552 + 55,173931 * (\text{βάθος}) + 0,0015276 * (\text{βάθος})^2$
Γεώτρηση:Γεώτρηση παραγωγικού φρεατίου	°C	$\text{MW/φρεάτιο} = (((9/5) * T + 32) / 50) - 3,5$
Γεώτρηση:Παράγοντας ανεπιτυχούς γεώτρησης	%	40%
Ρυθμιστική συμμόρφωση	έργο	5% του κόστους γεώτρησης
Υποβολή εκθέσεων	έργο	5% του κόστους γεώτρησης
Έλεγχος φρεατίου : Γεώτρηση ολοκληρωμένης διαμέτρου, 3-10 μέρες	φρεάτιο	60.225,14€
Έλεγχος φρεατίου : Έλεγχος πεδίου, 15-30 ημέρες	έργο	86.035,92€
Διοίκηση	έργο	7,5% του συνολικού κόστους επιβεβαίωσης
Λοιπά	έργο	17.207,18€

Πίνακας 3.3 Επιμέρους κόστη ενός τυπικού προγράμματος επιβεβαίωσης[22]

3.2.3 Φάση ανάπτυξης γεωθερμικού πεδίου

Η φάση ανάπτυξης της περιοχής καλύπτει όλες τις εναπομείναντες δαπάνες μέχρι να τεθεί ο σταθμός σε λειτουργία. Αυτό περιλαμβάνει το σχεδιασμό των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας και τις σχετικές τεχνολογικές επιλογές, τις γεωτρήσεις και τον έλεγχο φρεατίων έως ότου καλυφθούν όλες οι απαιτήσεις ατμού/άλμης του έργου, την κατασκευή και εγκατάσταση των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας⁴ και τη σύνδεση στο δίκτυο.

Από τη στιγμή που καθίστανται γνωστά τα χαρακτηριστικά της πηγής, οι υπεύθυνοι ανάπτυξης, μπορούν σχετικά εύκολα να προσεγγίσουν το κόστος της on-line λειτουργίας του έργου και να προσεγγίσουν έτσι την ελάχιστη τιμή της ισχύος που απαιτείται για να καταστήσει το έργο οικονομικά βιώσιμο. Αυτή η φάση περιλαμβάνει μία σειρά τεχνολογικών επιλογών, που εξαρτώνται από τα χαρακτηριστικά και τη θέση των πηγών και μπορεί να έχουν σημαντικές επιπτώσεις στο προκύπτον κόστος ανάπτυξης.

⁴ Προκειμένου να εξασφαλιστεί η παραγωγή του απαιτούμενου ατμού, οι υπεύθυνοι ανάπτυξης συνήθως πραγματοποιούν γεωτρήσεις πάνω από το 105% των απαιτήσεων σε άλμη των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας και έχουν τουλάχιστον ένα εφεδρικό φρεάτιο παραγωγής διαθέσιμο να αντισταθμίσει οποιοδήποτε πρόβλημα παροχής ατμού. Σε μερικές περιπτώσεις οι χρηματοδοτικοί οργανισμοί μπορούν να απαιτήσουν την ανάπτυξη 125% της απαραίτητης ροής στις εγκαταστάσεις.

3.2.3.1 Γεωτρήσεις

Η διάνοιξη ενός γεωθερμικού φρεατίου αποτελείται από μία σειρά βημάτων ξεκινώντας από την κατασκευή της γεώτρησης και των περιβλημάτων του φρεατίου μέχρι την κορυφή της γεωθερμικής πηγής. Μόλις το φρεάτιο φτάσει στον ανώτερο ταμιευτήρα, ανάλογα με το σχηματισμό του πετρώματος μπορεί να απαιτείται, είτε όχι, ένα πρόσθετο περίβλημα για τα αποφευχθεί ο αποκλεισμός του φρεατίου από την πτώση βράχων και συντριμμίων. Η παραγωγική ικανότητα του φρεατίου επηρεάζεται από το μήκος του στο διαπερατό πέτρωμα καθώς επίσης και από το είδος της διαδρομής που διασχίζει το γεωθερμικό ρευστό.

Το κόστος γεώτρησης εξαρτάται κυρίως από τα χαρακτηριστικά των πηγών. Εντούτοις, υπάρχουν διάφορες οικονομικές παράμετροι που μπορούν να το επηρεάσουν. Παρακάτω παρουσιάζονται όλες οι παράμετροι που έχουν επιπτώσεις στο κόστος γεώτρησης, σε κάθε φάση ανάπτυξης.

3.2.3.2 Παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος γεώτρησης

Το βάθος της πηγής είναι μία από τις σημαντικότερες παραμέτρους που επηρεάζουν το κόστος της γεώτρησης ενός γεωθερμικού φρεατίου. Παράλληλα με το σχηματισμό του βράχου (φύση, δομή και σκληρότητα), που καθορίζει την ταχύτητα γεώτρησης, οι παραπάνω παράμετροι επηρεάζουν την αρχική διάμετρο του φρεατίου, τον αριθμό των περιβλημάτων που απαιτούνται και, με αυτόν τον τρόπο, το χρόνο που απαιτείται για την ολοκλήρωση της γεώτρησης του φρεατίου. Σύμφωνα με τη μεταβλητότητα αυτών των παραμέτρων, η γεώτρηση ενός γεωθερμικού φρεατίου μπορεί να διαρκέσει από 25 έως 90 μέρες, με έναν λογικό μέσο όρο της τάξης των 45 ημερών. Βαθύτερα φρεάτια απαιτούν μεγαλύτερες και συνεπώς ακριβότερες εγκαταστάσεις γεώτρησης για την εκτέλεση των γεωτρήσεων.

Η πίεση της γεωθερμικής πηγής και ο σχηματισμός του πετρώματος πάνω από την πηγή επηρεάζει τη διαδικασία γεώτρησης και καθορίζει τη δομή του περιβλήματος του φρεατίου. Η υψηλή πίεση μπορεί να οδηγήσει σε έκρηξη του φρεατίου. Εκτός από την ύπαρξη υψηλής επικινδυνότητας για το προσωπικό των γεωτρήσεων, η έκρηξη ενός φρεατίου μπορεί να είναι πολύ ακριβή και να απειλήσει έτσι την οικονομική βιωσιμότητα του έργου. Για την αποφυγή ενός τέτοιου γεγονότος γίνεται εγκατάσταση ενός ισχυρότερου και βαρύτερου περιβλήματος σε συνδυασμό με ιδιαίτερα εξειδικευμένο σύστημα πρόληψης εκρήξεων. Αυτό μπορεί να συνεπάγεται γεώτρηση ακριβότερου και μεγαλύτερης διαμέτρου φρεατίου, χειρισμό ενός ειδικού περιβλήματος και συνάμα πρόσθετο και καλύτερης ποιότητας εξοπλισμό πρόληψης εκρήξεων.

Όταν ο γεωλογικός σχηματισμός πάνω από την πηγή έχει εσωτερική πίεση χαμηλότερη της υδροστατικής⁵ και είναι διαπερατός, η απώλεια ρευστού κυκλοφορίας μπορεί να γίνει προβληματική. Σε τέτοιες περιπτώσεις, η διαδικασία γεώτρησης μπορεί αν απαιτεί περισσότερα επίπεδα περιβλήματος ή άλλα συγκεκριμένα μέτρα (π.χ. χρήση ρευστών χαμηλότερης πυκνότητας για τη γεώτρηση) που αυξάνουν σημαντικά τις δαπάνες γεώτρησης. Τα πρόσθετα στρώματα περιβλήματος που οδηγούν σε πρόσθετη εργασία (κατασκευή περιβλημάτων και ολοκλήρωσης της κορυφής του φρεατίου⁶), καθυστερούν τη διαδικασία γεώτρησης (οι διαδικασίες γεώτρησης είναι στάσιμες κατά τη διάρκεια των δραστηριοτήτων ολοκλήρωσης των περιβλημάτων), και οδηγούν σε στενότερη διάμετρο φρεατίου (που έχει επιπτώσεις στη ροή της άλμης και συνεπώς και στη παραγωγικότητα του φρεατίου⁷). Σε μερικές περιπτώσεις συμπίεσμένος αέρας, λάσπη με αέρα ή και νερό καθώς επίσης και αφρός μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως μέσο γεώτρησης αντί λάσπης. Ο συμπίεσμένος αέρας ή παρόμοια συστήματα αυξάνουν το κόστος διάνοιξης τόσο λόγω του εξοπλισμού που

⁵ Εκτός από τις γεωπεπιεσμένες πηγές, οι πιέσεις των φρεατίων είναι υδροστατικές και εξαρτώνται από το βάθος της στάθμης του νερού. Στα Geysers, οι πιέσεις είναι χαμηλότερες από τις υδροστατικές σε συγκεκριμένο βάθος επειδή το ρευστό κυκλοφορίας στο πεδίο είναι ατμός.

⁶ Κάθε νέο στρώμα περιβλήματος απαιτεί μεγαλύτερη διάμετρο φρεατίου.

⁷ Λόγω των απωλειών τριβής κατά την κυκλοφορία της άλμης στο φρεάτιο, η διάμετρος φρεατίων επηρεάζει έντονα τη μέγιστη παραγόμενη ροή.

συμπιέζει τον αέρα όσο και του συστήματος για το χειρισμό των υπολειμμάτων από τη διάνοιξη του φρεατίου.

Η απώλεια ρευστού κυκλοφορίας σε μία παραγωγική ζώνη μιας πηγής έχει σημαντική επίδραση στις δαπάνες της γεώτρησης. Εάν η κεφαλή του γεωτρήσανου εισέλθει σε μία ιδιαιτέρως διαπερατή ζώνη στην οποία η πίεση σχηματισμού δεν αντισταθμίζει την πίεση της στήλης των ρευστών γεώτρησης, το ρευστό αυτό μπορεί να ρέει στο σχηματισμό του πετρώματος της πηγής (δηλ. απώλεια ρευστού κυκλοφορίας). Εάν ο υπεύθυνος ανάπτυξης θέλει να ακολουθήσει τη γεώτρηση για να ενισχύσει την παραγωγικότητα του φρεατίου, εκείνη η ζώνη πρέπει να μονωθεί προσωρινά με συγκεκριμένο υλικό (π.χ. φλούδες βαμβακόσπορου).

Ο συνολικός αριθμός των σειρών του περιβλήματος εξαρτάται τόσο από το βάθος όσο και από τον τύπο των γεωλογικών δομών όπου γίνονται οι γεωτρήσεις και καθορίζει την προκύπτουσα διάμετρο του φρεατίου παραγωγής, η οποία, στη συνέχεια, επηρεάζει τη γενική παραγωγική ικανότητα του φρεατίου λόγω των απωλειών τριβής. Μόλις καταστούν γνωστά⁸ τα χαρακτηριστικά των πηγών, ο υπεύθυνος ανάπτυξης μπορεί να καθορίσει τη διάμετρο του φρεατίου ανάλογα με το βάθος. Έτσι, επιτυγχάνεται η ελαχιστοποίηση των απωλειών τριβής σε φρεάτια φυσικής ροής, ενώ καθορίζεται και το απαιτούμενο βάθος τοποθέτησης της αντλίας σε περίπτωση πηγών μη φυσικής ροής (όπως συμβαίνει συνήθως σε αυτά των δυαδικών κύκλων).

Καθώς η άλμη στο φρεάτιο ανέρχεται, η πίεση μειώνεται ενώ η θερμοκρασία παραμένει σχεδόν σταθερή, με αποτέλεσμα σε κάποιο συγκεκριμένο βάθος η άλμη να φθάνει στο σημείο βρασμού της με συνέπεια το σχηματισμό ατμού. Δεδομένου ότι στις διφασικές ροές (δηλ. νερό και ατμός) οι απώλειες λόγω τριβής είναι μεγαλύτερες σε σχέση με τις μονοφασικές ροές, ο υπεύθυνος ανάπτυξης μπορεί να θελήσει να μειώσει τις απώλειες τριβής επάνω από το βάθος του «σημείου βρασμού», χρησιμοποιώντας ένα φρεάτιο μεγαλύτερης διαμέτρου. Για πηγές μη φυσικής κυκλοφορίας οι αντλίες πρέπει να εγκατασταθούν σε ικανοποιητικό βάθος ώστε να αποφευχθεί η διφασική ροή⁹. Δεδομένου ότι το κόστος είναι άμεσα συνδεδεμένο με τη διάμετρο του φρεατίου, ενδεχόμενες απαιτήσεις μεγαλύτερων διαμέτρων μπορούν να έχουν σημαντικές επιπτώσεις στο κόστος ενός φρεατίου.

Η χημεία της άλμης είναι ένας άλλος σημαντικός παράγοντας που καθορίζει τη φύση των υλικών που χρησιμοποιούνται στην διαδικασία της κατασκευής των περιβλημάτων του φρεατίου. Ένα διαβρωτικό γεωθερμικό ρευστό μπορεί να απαιτήσει χρήση ανθεκτικότερων σωλήνων καθώς και σκυροδέματος. Η προσθήκη μίας στρώσης τιτανίου για την προστασία του περιβλήματος μπορεί να αυξήσει σημαντικά το κόστος του φρεατίου. Η τρέχουσα τιμή των σωλήνων τιτανίου κυμαίνεται κατά μέσο όρο σε 2.822,69€ ανά μέτρο¹⁰ (δηλ. 2,065 εκατ.€ για ένα περίβλημα βάθος 750 μέτρων). Αυτό το είδος απαίτησης είναι σπάνιο, και στις ΗΠΑ, περιορίζεται μόνο στο γεωθερμικό πόρο της θάλασσας Salton.

Στατιστικές αναλύσεις του κόστους γεώτρησης δείχνουν ότι το βάθος του φρεατίου είναι η σημαντικότερη παράμετρος διαμόρφωσης του κόστους. Η GeothermEx (2004) παραθέτει την ακόλουθη σχέση για τον υπολογισμό του κόστους γεώτρησης:

$$\text{Κόστος γεώτρησης (σε €)} = 206.896,552 + 55,17593 * (\text{βάθος}) + 0,0015276 * (\text{βάθος})^2 \quad (3.1)$$

⁸ Πληροφορίες σχετικά με τις μεταβολές της θερμοκρασίας και της πίεσης κατά την άνοδο της άλμης επιτρέπουν καθορισμό θέσης του σημείου βρασμού.

⁹ Οι υπόγειες αντλίες σχεδιάζονται γενικά ώστε να εφαρμόζουν σε σωλήνες 13 3/8 ίντσες και να επενασυμπιέζουν την άλμη έτσι ώστε να αποτρέπεται η δημιουργία διφασικής ροής. Μία συνεχής μονοφασική ροή μειώνει τις απώλειες τριβής της άλμης στο σύστημα συλλογής ατμού ενώ περιορίζει τα προβλήματα επικαθήσεων στους εναλλάκτες θερμότητας της πρώτης βαθμίδας των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας δυαδικού κύκλου.

¹⁰ Σύμφωνα με αξιόπιστες πηγές η τιμή των σωλήνων τιτανίου διαμέτρου 13 1/8 ίντσες ήταν 540,8€/πόδι το 2003 και αυξήθηκε σημαντικά το 2004 σε 946,4€/πόδι.

Για αυτήν τη σχέση, ο συντελεστής βαρύτητας¹¹ στη διαμόρφωση του κόστους είναι: $R2=0.558$. Αυτό σημαίνει ότι το βάθος εξηγεί το 56% της μεταβλητότητας του κόστους των γεωθερμικών φρεατίων που εξετάζονται στην ανάλυση. Το ποσοστό αυτό είναι σχετικά μικρό, έτσι το προκύπτον κόστος από την παραπάνω εξίσωση μπορεί να είναι πολύ διαφορετικό από την πραγματική τιμή. Μια άλλη παράμετρος που επηρεάζει σημαντικά το κόστος γεώτρησης είναι η διάμετρος του φρεατίου.

Γενικότερα, οι δαπάνες γεώτρησης ποικίλλουν ανάλογα με το χρόνο που απαιτείται για την πραγματοποίηση μίας γεώτρησης. Από τη στιγμή που η περίοδος ολοκλήρωσης ενός φρεατίου ποικίλλει, συνεπάγεται και αντίστοιχη διακύμανση στο προκύπτον κόστος του κάθε φρεατίου. Τι κόστος γεώτρησης ενός φρεατίου ξεκινά από 860.359,2€ και μπορεί να αγγίξει ή και να ξεπεράσει τα 6,9-7,7 εκατομμύρια ευρώ¹². Μικρές δαπάνες αντιστοιχούν σε φρεάτια σε ρηχές πηγές που βρίσκονται σε περιοχές με ιζηματώδες πέτρωμα ενώ τα ακριβά φρεάτια χαρακτηρίζονται συνήθως από ταμειυτήρες μεγάλου βάθους που βρίσκονται κάτω από σκληρά πετρώματα με διαβρωτική άλμη η βρίσκονται υπό υψηλή πίεση.

3.2.3.3 Παράγοντες που επηρεάζουν τον αριθμό των φρεατίων

Η διαπερατότητα του πετρώματος, η θερμοκρασία και η πίεση της πηγής είναι οι σημαντικότερες παράμετροι που επηρεάζουν την παροχή των φρεατίων και συνεπώς την παραγωγική ικανότητα αυτών. Έτσι καθορίζεται και ο αριθμός των φρεατίων που απαιτείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της εγκατάστασης. Στις ΗΠΑ, οι παροχές των εμπορικών φρεατίων ποικίλλουν ανάλογα με αν πρόκειται για πηγή φυσικής ροής η τεχνητής ροής, ενώ οι θερμοκρασίες των εμπορικά βιώσιμων πηγών ποικίλλουν από τους 120°C έως τους 260°C. Η παραγωγικότητα του φρεατίου σχετίζεται άμεσα με τις δύο αυτές παραμέτρους. Μία μέση τιμή της παραγωγικότητας είναι της τάξης των 3-5MW.

Για πηγές με θερμοκρασία άλμης κάτω των 205°C, χρησιμοποιούνται υπόγειες αντλίες για την αύξηση της παροχής των φρεατίων. Για συστήματα χαμηλής θερμοκρασίας (100-205°C), η GeothermEx (2004) καθιέρωσε έναν κατά προσέγγιση γραμμικό συσχετισμό μεταξύ της παραγωγικότητας του φρεατίου και της θερμοκρασίας του:

$$\text{Παραγωγικότητα φρεατίου (MW)} = \frac{\frac{9}{5}T + 32}{50} - 3,5 \quad (3.2)$$

όπου T η θερμοκρασία της πηγής σε °C.

Η χρήση υπόγειων αντλιών αντενδείκνυται σε υψηλές θερμοκρασίες, συνεπώς η εφαρμογή τους περιορίζεται μόνο σε πηγές χαμηλής ή μέσης θερμοκρασίας, οι οποίες τις περισσότερες φορές τροφοδοτούν συστήματα δυαδικού κύκλου¹³. Εξάλλου, οι υψηλής θερμοκρασίας πηγές με μία μέση διαπερατότητα πετρώματος έχουν δυνατότητα να παρέχουν φυσική κυκλοφορία. Με την αύξηση της θερμοκρασίας τους αυξάνεται και η ικανότητά τους να παρέχουν φυσική κυκλοφορία¹⁴. Ένας άλλος σημαντικός παράγοντας που έχει επιπτώσεις στο ποσοστό της φυσικής παροχής του φρεατίου είναι η διαπερατότητα του πετρώματος λόγω γεωλογικής δομής. Το χαρακτηριστικό αυτό καθορίζει τη δυνατότητα του γεωρευστού να διαρρεύσει μέσα από το πορώδη ή σπασμένα πετρώματα. Η παραγωγικότητα των πηγών

¹¹ Ο συντελεστής βαρύτητας συγκρινόμενος με εκτιμήσεις και πραγματικές τιμές, κυμαίνεται από 0 έως 1. Εάν 1, υπάρχει τέλειος συσχετισμός στο δείγμα και την πραγματική αξία. Εάν ο συντελεστής του προσδιορισμού είναι 0, η εξίσωση παλινδρόμησης στο δείγμα δεν είναι χρήσιμη στη πρόβλεψη τιμών.

¹² Η τιμή κόστους ενός φρεατίου της τάξης των 1,7 Μ€ αντιστοιχεί συνήθως σε χαμηλή μέση τιμή κόστους (π.χ. μία ρηχή πηγή), ενώ τιμή κόστους των 4,3Μ€ αντιστοιχεί συνήθως στο άνω όριο του κόστους.

¹³ Σε περίπτωση προγραμματών δυαδικού θερμοδυναμικού κύκλου, οι υπόγειες αντλίες όχι μόνο ενισχύουν την παραγωγικότητα των φρεατίων, αλλά διατηρούν την πίεση της πηγής προκειμένου να αποτραπεί η δημιουργία ατμού.

¹⁴ Η παροχή των φρεατίων φυσικής κυκλοφορίας σχετίζεται άμεσα με τη θερμοκρασία της πηγής. Όσο υψηλότερη είναι η θερμοκρασία του ρευστού, τόσο βαθύτερα εμφανίζεται το σημείο βρασμού της άλμης. Πάνω από το σημείο, η ροή είναι διφασική (νερό-ατμός) και χαρακτηρίζεται από χαμηλότερη πυκνότητα. Η φάση της ατμοποίησης της ροής δημιουργεί την ανοδική μετακίνηση ("steam lift effect") που έχει σαν αποτέλεσμα τη φυσική ροή στο φρεάτιο.

μπορεί να ποικίλλει αρκετά από σημείο σε σημείο του ταμιευτήρα, ενώ μπορεί να μεταβάλλεται με το χρόνο.

Η πτώση της παραγωγικότητας του φρεατίου είναι ένα κοινό φαινόμενο στα γεωθερμικά έργα ισχύος και απαιτεί τη γεώτρηση ενός τουλάχιστον πρόσθετου παραγωγικού φρεατίου πάνω από τις εκτιμώμενες ενεργειακές ανάγκες των εγκαταστάσεων παραγωγής κατά τη διάρκεια της αρχικής φάσης γεώτρησης. Ο αντίκτυπος της πτώσης παραγωγικότητας στη σύνθεση του κόστους γεώτρησης του φρεατίου εξετάζεται στο τμήμα κόστους λειτουργίας και συντήρησης.

3.2.3.4 Λόγος φρεατίων παραγωγής/επανεγγυσης

Ιστορικά δεδομένα που βρίσκουμε στην έρευνα που είχε διενεργήσει η GeothermEx [24], δείχνουν ότι ο λόγος που προκύπτει από τον αριθμό των ενεργών φρεατίων επανεγγυσης προς αυτόν των ενεργών φρεατίων παραγωγής μπορεί να κυμαίνεται από 0 για ορισμένα μικρά έργα όπου δεν έχουμε φρεάτια επανεγγυσης, σε 0,1 για το γεωθερμικό πεδίο The Geysers, έως 1,3 για τα γεωθερμικά πεδία Bradys Hot Springs (για εγκαταστάσεις άμεσης ατμοποίησης και δυαδικού κύκλου) και East Mesa (δυαδικού κύκλου) και 1,4 στο Dixie Valley (άμεσης ατμοποίησης). Ο μέσος όρος όλων των προγραμμάτων όπου έχουμε την ύπαρξη φρεατίων επανεγγυσης (με εξαίρεση τα The Geysers) είναι 0,82, ο μέσος όρος για εγκαταστάσεις άμεσης ατμοποίησης (Flash Steam) είναι 0,75, ενώ ο αντίστοιχος για εγκαταστάσεις δυαδικού κύκλου είναι 0,93.

Στην ίδια μελέτη προτείνεται η χρησιμοποίηση του 0,8 (80%) ως ποσοστό επιτυχούς συνολικής γεώτρησης (δηλ. τόσο για φρεάτια παραγωγής όσο και για επανεγγυσης) κατά τη διάρκεια του προγράμματος εξερεύνησης. Οπότε, αν το συνολικό ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης είναι 80%, και αν το ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης είναι 60% για το 25% της απαιτούμενης παραγωγικότητας που συναντήσαμε στη φάση της επιβεβαίωσης, τότε το ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων για την κάλυψη του 100% της απαιτούμενης παραγωγικότητας στην φάση της ανάπτυξης είναι 86,67%, και για την κάλυψη του 105% είναι της απαιτούμενης παραγωγικότητας πρέπει να είναι 81,25%. Ωστόσο, κατά την GeothermEx το ποσοστό του 80% αποτελεί μία ποιο λογική τιμή για μελλοντικά προγράμματα στα οποία δεν έχει διενεργηθεί, ακόμα, κάποιο πρόγραμμα εξερεύνησης του πεδίου.

Ως προς το συγκριτικό κόστος μεταξύ των φρεατίων παραγωγής και επανεγγυσης δεν μπορεί κάποιος να πει με σαφήνεια ποιο από τα δύο κοστίζει περισσότερο. Κάποιες φορές τα φρεάτια επανεγγυσης είναι φθηνότερα από αυτά που προορίζονται για παραγωγή, ειδικότερα αν είναι ρηχότερα και/ή έχουν σχεδιαστεί με φθηνότερη διάμετρο και/ή υλικά περιβλήματος. Ωστόσο, κάποια φρεάτια τα οποία χρησιμοποιούνται για επανεγγυση του γεωρευστού αρχικά χρησιμοποιούνταν ως φρεάτια παραγωγής, κάποια φρεάτια επανεγγυσης μπορεί να είναι βαθύτερα από τα αντίστοιχα παραγωγής και κάποιες φορές το ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης για τα φρεάτια επανεγγυσης δεν είναι καλύτερο από το αντίστοιχο παραγωγής. Λαμβάνοντας υπόψη αυτές τις αβεβαιότητες, έχει θεωρηθεί στην παρούσα εργασία ότι τα φρεάτια παραγωγής και επανεγγυσης είναι πανομοιότυπα από πλευράς κόστους.

3.2.3.5 Κόστος εγκαταστάσεων παραγωγής και συλλογής ατμού

Η φάση εξερεύνησης επιπλέον του κόστους γεώτρησης και ολοκλήρωσης των φρεατίων περιλαμβάνει και το κόστος για τις αντλίες των φρεατίων παραγωγής και επανεγγυσης, του συστήματος συλλογής ατμού, τη μονάδα παραγωγής ενέργειας, τον τοπικό υποσταθμό και τις γραμμές μεταφοράς, αντιρρυπαντικών συστημάτων, άλλων υποδομών, τις εγκαταστάσεις στέγασης και τα έργα πολιτικού μηχανικού, τη περιβαλλοντική και ρυθμιστική συμμόρφωση, λοιπά νομικά κόστη, τα κόστη μηχανικού, την τοποθέτηση και συναρμολόγηση, αδειοδοτήσεις, τη διοίκηση καθώς και την αρχική δοκιμή και εκκίνηση του σταθμού.

Συνηθίζεται να θεωρείται το συνολικό κόστος όλων αυτών των συνιστωσών ως, απλά, το κόστος των συστημάτων παραγωγής και συλλογής ατμού. Στην παρούσα εργασία η τιμή που θα χρησιμοποιηθεί για να περιγράψει αυτό το κόστος είναι $2.030,45\text{€ kW}^{-1}$. Αυτή η τιμή πολλαπλασιάζεται με την συνολικά εγκατεστημένη ισχύ της εγκατάστασης (σε kW) και έτσι προκύπτει το συνολικό κόστος για τα συστήματα παραγωγής και συλλογής ατμού.

Η τιμή των 2.031€ kW^{-1} είναι μία προσεγγιστική τιμή στην οποία περιέχεται μία αβεβαιότητα της τάξης του $\pm 25\%$ ή και ακόμα περισσότερο. Αυτή βασίζεται σε δεδομένα από διάφορες δημοσιεύσεις στις οποίες συγκαταλέγονται και αυτές των Entingh and McVeigh (2003), Owens (2002), Kutscher (2000), EPRI (1997). Στον πίνακα 3.4 φαίνονται οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία προκειμένου να εξαχθεί ο παραπάνω μέσος όρος κόστους του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού.

Πηγή	Κύριο κόστος (\$2004)	Κύριο κόστος (€2011)
Entingh & McVeigh (2003)	2.464	2.120
CEC, RRDR (2003)	2.336	2.010
CEC, CCCCSEGT (2003)	2.354	2.025
Owens (2002)	2.218	1.908
Kutscher (2000)	2.304	1.982
EPRI (1997)	2.485	2.138
Μ.ο. κύριου κόστους	2.360	2.031

Πίνακας 3.4 Κύριο κόστος συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού [22]

3.2.3.6 Μεταφορά

Οι γεωθερμικές πηγές δεν βρίσκονται πάντα σε περιοχές εφοδιασμένες με εγκαταστάσεις μεταφοράς τα παραγόμενης ενέργειας. Έτσι, κάποια έργα περιλαμβάνουν και το κόστος κατασκευής μίας νέας γραμμής μεταφοράς για τη σύνδεση της εγκατάστασης παραγωγής ενέργειας με το τοπικό δίκτυο. Οι γραμμές μεταφοράς είναι αρκετά ακριβές και έτσι το κόστος τους μπορεί να αποτελέσει εμπόδιο στην ανταγωνιστικότητα του έργου. Το κόστος μιας νέας γραμμής μεταφοράς σχετίζεται με το μήκος της αλλά και επηρεάζεται επίσης και από την τοπογραφία, τη σταθερότητα των κλίσεων και τη δυνατότητα πρόσβασης στην εξεταζόμενη περιοχή. Ο ακόλουθος πίνακας (πίνακας 3.5) παρέχει προϋπολογισμούς δαπανών για νέες γραμμές μεταφοράς.

Sifford & Beale (1991)	192.777,63€/km (58% κόστος εργασίας & 42% κόστος υλικού)
Lesser (1993)	181.764,82€/km (61% κόστος εργασίας & 39% κόστος υλικού)
GeothermEx (2004)	143.273,45€/km
Developer's interview:	187.110,85 - 240.571,09€/km

Πίνακας 3.5 Κόστος κατασκευής γραμμών μεταφοράς [22]

Όλες οι τιμές που αναφέρονται στον πίνακα 3.5 είναι σε €2011. Σε αυτήν την εργασία χρησιμοποιήσαμε τις τιμές που χρησιμοποίησε και η GeothermEx στη μελέτη της, δηλαδή αυτήν των 143.273,45€/km.

3.3 Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Λ&Σ) αποτελείται από όλες τις δαπάνες που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια της φάσης λειτουργίας των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας. Σύμφωνα με την οικονομική ανάλυση οι δαπάνες διακρίνονται συνήθως σε σταθερές και μεταβλητές δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης, αλλά στην περίπτωση της παραγωγής ισχύος από γεωθερμία, οι μεταβλητές δαπάνες είναι σχετικά χαμηλές και έτσι η πρόσθετη δαπάνη για την αύξηση της παραγόμενης ενέργειας θεωρείται ελάχιστη. Συνεπώς, οι χειριστές των γεωθερμικών εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας θα κρατήσουν την

παραγόμενη ενέργεια όσο το δυνατόν υψηλότερη προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το κόστος της παραγόμενης κιλοβατώρας (kWh).

3.3.1 Κόστος Λειτουργίας

Οι δαπάνες λειτουργίας περιλαμβάνουν όλες τις δαπάνες που σχετίζονται με τη λειτουργία των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας. Ένα σημαντικό μέρος αυτών των δαπανών είναι το κόστος εργασίας. Άλλα τμήματα δαπανών περιλαμβάνουν τα έξοδα για αναλώσιμα υλικά (π.χ. λιπαντικά, χημικές ουσίες για τη μείωση του H_2S , έλεγχος επικαθήσεων και διάβρωσης, καύσιμα οχημάτων, ανταλλακτικά, κ.λπ.), φορολογία και δικαιώματα εκμετάλλευσης και άλλες διάφορες δαπάνες (π.χ. διάθεση αποβλήτων, παρασιτικό φορτίο για τα διάφορα είδη αντλιών (π.χ. σύστημα ψύξης), φωτισμός και άλλες εσωτερικές χρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας).

Υποθέτοντας μία απαίτηση προσωπικού 40 υπαλλήλων, σύμφωνα με την EPRI (2001) το λειτουργικό κόστος των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας μεγέθους 50MW ανέρχεται σε 6,02€/kWh. Εντούτοις, οι τρέχουσες απαιτήσεις εργατικού δυναμικού για τις νέες εγκαταστάσεις αναμένεται να είναι πολύ χαμηλότερες. Σύμφωνα με το Gallo (2002), οι απαιτήσεις εργασίας για τις δύο εγκαταστάσεις άμεσης ατμοποίησης των 50MW που ανεγείρονται στην περιοχή του Glass Mountain αναμένεται να είναι 23 και 15 άτομα αντίστοιχα. Αυτή η μείωση των αναγκών σε εργατικό δυναμικό είναι αποτέλεσμα του έντονου ανταγωνισμού μεταξύ των παραγωγών ενέργειας, της υψηλής αύξησης χρήσης υπεργολάβου για συγκεκριμένες δραστηριότητες, καθώς επίσης και της ολοκλήρωσης των διάφορων τεχνολογικών καινοτομιών. Στις ΗΠΑ, ο μέσος όρος απασχόλησης για τις επιχειρήσεις που λειτουργούν τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας είναι 0,52 θέσεις εργασίας/MW. Η τιμή αυτή ποικίλλει σημαντικά σύμφωνα με τη δομή και την αλληλουχία των δραστηριοτήτων της κάθε επιχείρησης. Εάν λάβουμε υπόψη και την απασχόληση μέσω υπεργολαβίας, η τιμή αυτή γίνεται 0,74 θέσεις εργασίας/MW¹⁵.

Το μέγεθος των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας είναι μία άλλη παράμετρος που έχει επιπτώσεις στις δαπάνες εργασίας. Ο αριθμός των χειριστών που απαιτούνται για τη λειτουργία ενός γεωθερμικού σταθμού είναι σχετικά ανεξάρτητος από το μέγεθός του. Επομένως, οι περισσότερες υπάρχουσες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας που κυμαίνονται από 15 έως 100MW απαιτούν παρόμοιο προσωπικό 5 έως 7 υπαλλήλων. Οι μικρές εγκαταστάσεις έχουν ουσιαστικά υψηλότερες δαπάνες εργασίας από τις μεγάλες εγκαταστάσεις εξαιτίας της σημαντικής επίδρασης των οικονομιών κλίμακας. Για διάφορους λόγους το ανθρώπινο εργατικό δυναμικό αντικαθίσταται από τεχνολογίες τηλεχειρισμού.

Εκτός από τις δαπάνες εργασίας, δαπάνες σχετικές με χημικά και άλλα αναλώσιμα υλικά μπορούν να είναι σημαντικές και να ποικίλουν ευρέως, σύμφωνα με τη γεωχημεία της άλμης. Αυτή η μεταβλητότητα φαίνεται στον πίνακα 3.6. Επιπλέον, η μείωση της ρύπανσης και οι τεχνολογίες καθαρισμού του ατμού (crystallizer-clarifier technologies) καθώς επίσης και άλλες δραστηριότητες μπορούν να παραγάγουν διάφορους τύπους αποβλήτων που πρέπει να απομακρυνθούν.

Σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά των πηγών μπορούν να υπάρξουν και άλλου τύπου δαπάνες (π.χ. ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνει η αντλία κυκλοφορίας σε πηγές τεχνητής κυκλοφορίας). Η γεωγραφική θέση και οι καιρικές συνθήκες μπορούν να προκαλέσουν πρόσθετα έξοδα όπως αφαίρεση χιονιού και πρόληψη πυρκαγιάς. Επίσης σημαντική αύξηση παρουσιάστηκε τα τελευταία χρόνια στις δαπάνες ασφάλισης οι οποίες αποτελούν ένα ακόμη συστατικό των λειτουργικών δαπανών.

¹⁵ Hance C.N. "Assessing Total Involved in geothermal Industry : Employment Survey Results & Analysis", Geothermal Energy Association, 2005.

3.3.2 Κόστος Συντήρησης

Το κόστος συντήρησης περιλαμβάνει όλες τις δαπάνες σχετικά με τη συντήρηση του εξοπλισμού (σωληνώσεις, στρόβιλος, γεννήτρια, οχήματα, κτήρια, κ.λπ.) για την ομαλή λειτουργία της εγκατάστασης. Η συντήρηση περιλαμβάνει μία σειρά διαδικασιών (π.χ. εξέταση μηχανημάτων, βαψίματα, οδική επισκευή, κ.λπ.) ενώ συχνά απαιτείται και υπερβολαβία ειδικευμένων επιχειρήσεων για τη διεκπεραίωση εξειδικευμένων δραστηριοτήτων. Παρακάτω, γίνεται σαφή διάκριση μεταξύ του κόστους συντήρησης των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας και του κόστους που σχετίζεται με τη γεώτρηση συντήρησης και τη διατήρηση του πεδίου του ατμού.

Σύμφωνα με την EPRI¹⁶ (2001) το ετήσιο κόστος συντήρησης των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας ανέρχεται στο 5% του κόστους του αρχικού κεφαλαίου. Εξέτασαν μία αρχική επένδυση 1204,5€/kW και υπολόγισαν ότι οι δαπάνες συντήρησης κοστίζουν κατά μέσο όρο 7,74€/MWh.

Εκτός από τη συντήρηση των φρεατίων¹⁷ παραγωγής και επανέγχυσης, των σωληνώσεων, των δρόμων, κ.λπ., δαπάνες σχετικές με τη συντήρηση των πεδίων του ατμού περιλαμβάνουν κυρίως δραστηριότητες γεωτρήσεων συντήρησης. Η γεώτρηση συντήρησης στοχεύει να αντισταθμίσει τη φυσική πτώση της παραγωγικότητας των αρχικών φρεατίων του έργου με τη γεώτρηση πρόσθετων φρεατίων παραγωγής. Η πτώση της παραγωγικότητας είναι ένα σύνθετο φαινόμενο που εξηγείται από την πτώση της πίεσης ή και της θερμοκρασίας του ταμιευτήρα.

Γενικότερα, το ποσοστό πτώσης της παραγωγικότητας των πηγών σχετίζεται άμεσα με την ικανότητα¹⁸ τους να παρέχουν ενέργεια στις εγκαταστάσεις παραγωγής. Η ικανότητα παραγωγής ενέργειας των εγκαταστάσεων οφείλει να βρίσκεται σε ισορροπία με την ικανότητα παραγωγής ενέργειας των πηγών για να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα του έργου σε όλη τη διάρκεια ζωής των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας. Το μέγεθος (ικανότητα) των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας είναι έτσι ένας σημαντικός παράγοντας που έχει επιπτώσεις στην πτώση της παραγωγικότητας των πηγών. Τα ποσοστά πτώσης παραγωγικότητας των φρεατίων μπορούν να ποικίλλουν ευρέως ανάλογα με τη γεωθερμική πηγή¹⁹. Επίσης η τεχνολογία των συστημάτων ενέργειας επηρεάζει το ποσοστό πτώσης της παραγωγικότητας. Ενώ οι αερόψυκτες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας δυαδικού κύκλου εγγχούν το 100% της άλμης που χρησιμοποιείται από το σύστημα παραγωγής ενέργειας πίσω στον ταμιευτήρα, οι υδρόψυκτες εγκαταστάσεις άμεσης ατμοποίησης χάνουν το 75-80% του ατμού λόγω εξάτμισης στους πύργους ψύξης.

Η ποσότητα ατμού που προκύπτει από τη άλμη είναι ιδιαίτερα μεταβλητή και εξαρτάται από την ενέργεια και τα χημικά χαρακτηριστικά της πηγής. Εάν η φυσική επαναφόρτιση της πηγής δεν αντισταθμίζει αυτήν την απώλεια, η παραγωγικότητα του φρεατίου θα μειωθεί μαζί με την πίεση του ταμιευτήρα. Έτσι μπορεί να απαιτηθούν πρόσθετες πηγές ύδατος για να εξαγάγουν τη θερμότητα από τη δεξαμενή με μορφή ατμού και να διατηρήσουν την παραγωγή. Η κατάλληλη αξιολόγηση και διαχείριση μίας δεξαμενής εξασφαλίζει τη διατήρηση της παραγωγικής ικανότητας. Άλλα χαρακτηριστικά των πηγών (π.χ. διαπερατότητα των πηγών, ενθαλπία άλμης και πιθανές διαβρώσεις και επικαθίσεις) μπορούν επίσης να επηρεάσουν την πτώση της παραγωγής των φρεατίων.

¹⁶ "California Renewable Technology Market and benefits Assessment", EPRI, 2001.

¹⁷ Τα φρεατία παραγωγής και επανέγχυσης υπερλειτουργούν για να διατηρήσουν την παραγωγή του απαιτούμενου ατμού.

¹⁸ Η μακροπρόθεσμη ικανότητα της πηγής να τροφοδοτεί με ενέργεια τις εγκαταστάσεις παραγωγής εξαρτάται κυρίως από το μέγεθος, τη φύση του πετρώματος, το ενεργειακό του περιεχόμενο, την περιεκτικότητα του σε νερό και τη διαπερατότητα του ταμιευτήρα.

¹⁹ Το ποσοστό της πτώσης της παραγωγικότητας του φρεατίου μπορεί να οφείλεται σε διάφορους παράγοντες. Προς το τέλος της δεκαετίας του '80, τα ετήσια ποσοστά πτώσης της παραγωγικότητας των πηγών στο Geysers υπολογίστηκαν κατά μέσο όρο σε 30% και το γεγονός αυτό είχε να κάνει με την πτώση της πίεσης στους ταμιευτήρες. Σε άλλους γεωθερμικούς τομείς με σοβαρά προβλήματα επικαθίσεων, η πτώση της παραγωγικότητας του φρεατίου οφείλεται κυρίως στην εναπόθεση πυριτικών αλάτων στη σήραγγα του φρεατίου, με συνέπεια τη μείωση της ροής της άλμης παρόλο που η ενεργειακή δυναμικότητα των πηγών μένει ανεπηρέαστη.

Σύμφωνα με τους υπεύθυνους για τη γεωθερμική ανάπτυξη, οι ετήσιες δαπάνες γεώτρησης συντήρησης αντιστοιχούν περίπου στο 5% του κόστους των αρχικών γεωτρήσεων. Εάν θεωρήσουμε ότι οι αρχικές δαπάνες γεώτρησης ανέρχονται κατά μέσο όρο 774,32€/kW (διακύμανση κόστους : 516,22-1.032,43€/kW) και ότι οι υπόλοιπες δαπάνες συντήρησης του πεδίου του ατμού αντιστοιχούν σε ένα πρόσθετο κόστος της τάξης του 2% των αρχικών δαπανών γεώτρησης σε ετήσια βάση. Τότε οι συνολικές δαπάνες συντήρησης του πεδίου του ατμού αντιστοιχούν σε 6,88€/MWh. Συνεπώς, οι συνολικές δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης ανέρχονται κατά μέσο όρο σε 2,06 €/kWh. (δηλ κόστος λειτουργίας: 6,02€/MWh, συντήρηση εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας: 7,74€/MWh, και συντήρηση του πεδίου ατμού & δαπάνες γεώτρησης συντήρησης: 6,88€/MWh).

Η συγκεκριμένη τιμή των δαπανών λειτουργίας και συντήρησης είναι ελαφρώς υψηλότερη από τις αντίστοιχες που βρίσκονται στην επιστημονική βιβλιογραφία, αλλά, όπως εξηγείται παραπάνω, οι δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης είναι αρκετά μεταβλητές και εξαρτώνται από το μέγεθος των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας καθώς επίσης και τα διάφορα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της περιοχής ή της πηγής. Ο ακόλουθος πίνακας παρέχει αντιπροσωπευτικές τιμές των δαπανών Λ&Σ όπως κυμαίνονται σύμφωνα με την επιστημονική βιβλιογραφία.

Πηγή :	Κόστη Λ&Σ (€/MWh)
Sanyal (2004)	12,05-17,21*
Owens (2002)	15,49-18,07
EPRI (2001)	[13,77-23,23]
Lovenkin (2000)	17,21-18,93
http://www.eere.energy.gov/geothermal/faqs.html	[8,60-25,81]
http://www.saintmarys.edu	[12,91-38,72]

Πίνακας 3.6 Τιμές κόστους Λ&Σ

*Στις τιμές αυτές δεν συμπεριλαμβάνονται οι δαπάνες γεώτρησης των φρεατίων συντήρησης

Β΄ Μέρος

Κεφάλαιο 4^ο Επίδραση πίεσης ατμοποίησης και επιλογής εργαζόμενου μέσου

4.1 Εισαγωγή

Στο 4^ο κεφάλαιο αυτής της εργασίας θα πραγματοποιηθεί μία εκτενής μελέτη γύρω από τη λειτουργία και τις παραμέτρους που επηρεάζουν τη λειτουργία ενός δυαδικού κύκλου ORC. Αναλυτικότερα θα μελετηθεί η επίδραση της υψηλής πίεσης του κύκλου στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, στην αξιοποίηση του γεωθερμικού πεδίου, στον ηλεκτρικό όσο και στον θερμικό βαθμό απόδοσης της εγκατάστασης, κτλ.

Ακολουθώντας, θα ασχοληθούμε με έναν από τους σημαντικότερους παράγοντες που αφορούν αυτού του είδους τις διατάξεις, την επιλογή του εργαζόμενου μέσου. Στο κεφάλαιο 2 είδαμε τα κριτήρια τα κριτήρια που θα πρέπει να πληροί ένα εργαζόμενο μέσο προκειμένου να επιλεγεί. Εδώ θα συγκρίνουμε τρία από τα πιο διαδεδομένα εργαζόμενα μέσα, τα R134a, R152a και R245fa. Σκοπός αυτής της σύγκρισης είναι η αντιστοίχιση εργαζόμενου μέσου και γεωθερμικής πηγής έτσι ώστε να έχουμε μεγιστοποίηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και εκμετάλλευσης του γεωθερμικού πεδίου.

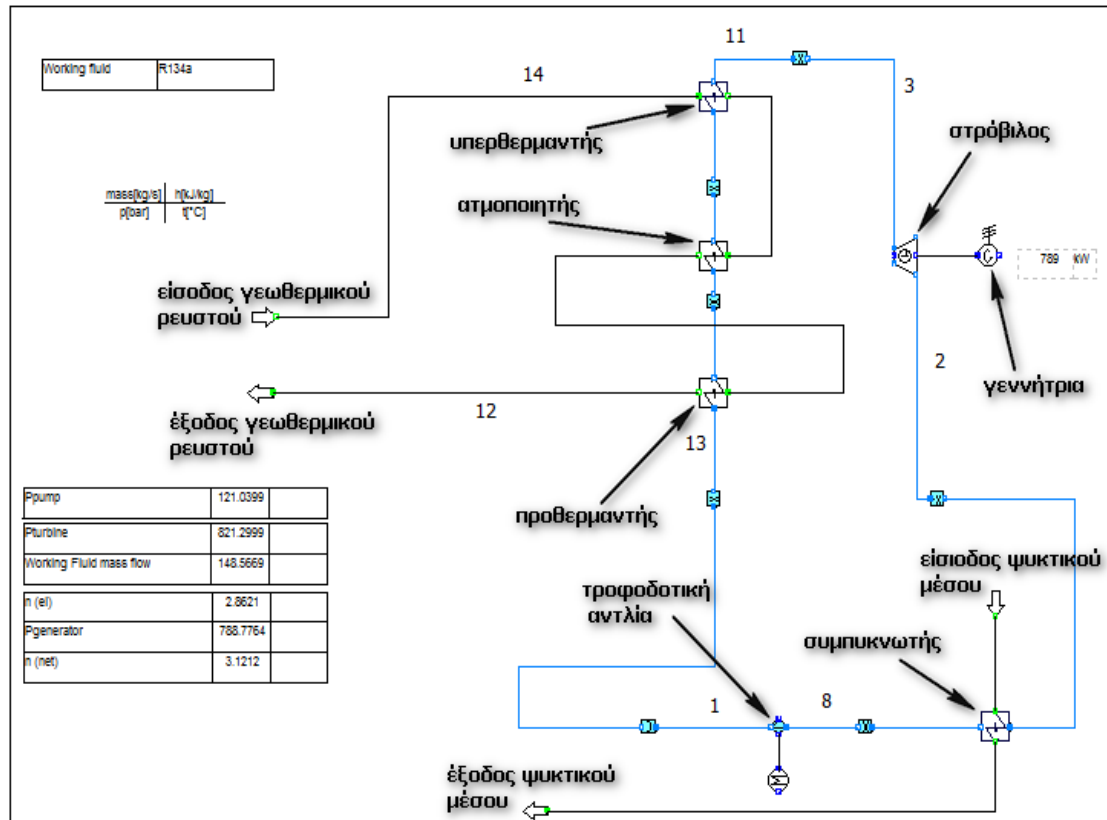
Το υπολογιστικό περιβάλλον που θα χρησιμοποιηθεί για τους υπολογισμούς των παραπάνω μεγεθών είναι το IPSEpro. Το IPSEpro παρουσιάζει μεγάλη ελαστικότητα σε υπολογιστικά εργαλεία και χρησιμοποιείται για ανάλυση θερμικών ισοζυγίων σε εργοστάσια παραγωγής, σχεδίαση στοιχείων, πειραματικούς υπολογισμούς και βελτιστοποιήσεις[13]. Στην συνέχεια τα στοιχεία που έχουν υπολογιστεί μέσω του IPSEpro θα αναλυθούν στο Excel.

4.2 Επίδραση της υψηλής πίεσης στον κύκλο

Η διάταξη η οποία θα μελετηθεί αποτελείται από τα παρακάτω χαρακτηριστικά :

- Εργαζόμενο μέσο R134a.
- Σύστημα στροβίλου-γεννήτριας.
- Συμπυκνωτής.
- Τροφοδοτική αντλία.
- Σύστημα ατμοποίησης το οποίο περιλαμβάνει ένα σύστημα τριών εναλλακτών θερμότητας όπου γίνεται με τη σειρά η προθέρμανση, η ατμοποίηση και τέλος η υπερθέρμανση του εργαζόμενου μέσου.

Στο σχήμα 4.1 φαίνεται η διάταξη όπως είναι στο περιβάλλον προσομοίωσης του IPSEpro. Τα στοιχεία της γεωθερμικής πηγής θα παραμείνουν σταθερά για όλη τη διάρκεια των μετρήσεων και είναι θερμοκρασία γεωθερμικής άλμης στην είσοδο της εγκατάστασης $T_{\text{brine}}=120^{\circ}\text{C}$ και ροή μάζας γεωθερμικής άλμης $\dot{m}_{\text{brine}}=100 \text{ kg/sec}$.



Σχήμα 4.1 Η υπό μελέτη εγκατάσταση πριν την επίλυση για εργαζόμενο μέσο το R134a.

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να πούμε τα θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά του εργαζόμενου μέσου που χρησιμοποιείται. Αυτά είναι :

Εργαζόμενο Μέσο	T_c (°C)	p_c (bar)	ODP	GWP _(100 years)
R134a	101,03	40,56	~0	1320

Πίνακας 4.1 Θερμοδυναμικά και περιβαλλοντικά στοιχεία για το R134a [17], [18]

Σε αυτήν την παράγραφο θα μελετήσουμε την επίδραση που έχει η υψηλή πίεση στον κύκλο. Όπως θα διαπιστώσουμε και παρακάτω η υψηλή πίεση του κύκλου διαδραματίζει πρωτεύοντα ρόλο σε αυτού του τύπου τις εγκαταστάσεις.

Για την πραγματοποίηση των μετρήσεων κρατήθηκαν σταθερά τα στοιχεία του κύκλου που φαίνονται στον πίνακα 4.2. Με αυτά τα στοιχεία, λοιπόν, σταθερά μεταβάλλαμε την υψηλή πίεση του κύκλου διαδοχικά σε 20, 25, 30 και 35bar. Παρότι βλέπουμε από τον πίνακα θερμοδυναμικών ιδιοτήτων του R134a ότι η κρίσιμη πίεση είναι πάνω από τα 40bar (40,56bar), δεν δοκιμάζουμε μετρήσεις σε αυτήν την πίεση γιατί καθώς πλησιάζουμε σε αυτήν αλλάζει εντελώς η συμπεριφορά της εγκατάστασης καθώς μπαίνουμε στην υπερκρίσιμη περιοχή.

Τα βασικά μεγέθη που θα μας απασχολήσουν στην συγκεκριμένη μελέτη είναι :

$$P_{el.net} (kW) = P_{generator} - P_{feed pump} \quad (4.1)$$

$$\eta_{el} (\%) = \frac{P_{el.net}}{\dot{Q}_{Heat Source}} \quad (4.2)$$

$$\eta_{th}(\%) = \frac{P_{mech}}{\dot{Q}_{working\ fluid}} \quad (4.3)$$

$$\eta_{HEX}(\%) = \frac{\dot{Q}_{working\ fluid}}{\dot{Q}_{Heat\ Source}} \quad (4.4)$$

όπου η θερμότητα που απορροφά το εργαζόμενο μέσο $\dot{Q}_{working\ fluid}$, δίνεται από τη σχέση:

$$\dot{Q}_{working\ fluid} = \dot{m}_{working\ fluid} (h_{11} - h_{13}) \quad (4.5)$$

όπου $(h_{11} - h_{13})$ η ενθαλπική διαφορά στα άκρα του συστήματος εναλλαγής θερμότητας του κύκλου. Επίσης η μηχανική ισχύς του κύκλου (P_{mech}) είναι ανάλογη της ενθαλπικής πτώσης που συντελείται στο στρόβιλο μείων την ενθαλπική αύξηση που συντελείται στην τροφοδοτική αντλία, και δίνεται από τον τύπο:

$$P_{mech} = \dot{m}_{working\ fluid} ((h_3 - h_2) - (h_1 - h_8)) \quad (4.6)$$

Η εξίσωση (4.1) αναφέρεται στην καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ της εγκατάστασης, η εξίσωση (4.2) στον ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης της εγκατάστασης, η εξίσωση (4.3) στην θερμική απόδοση του κύκλου και τέλος η εξίσωση (4.4) στον βαθμό απόδοσης του συστήματος εναλλαγής θερμότητας.

Τέλος, αν πολλαπλασιάσουμε τις σχέσεις 4.3 και 4.4 προκύπτει ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος, ο οποίος δίνεται από τη σχέση :

$$\eta_{system} = \eta_{th}\eta_{HEX}\eta_{el}\eta_m = \frac{P_{mech}}{\dot{Q}_{Heat\ Source}} \eta_{el}\eta_m = \frac{P_{el,net}}{\dot{Q}_{Heat\ source}} \quad (4.7)$$

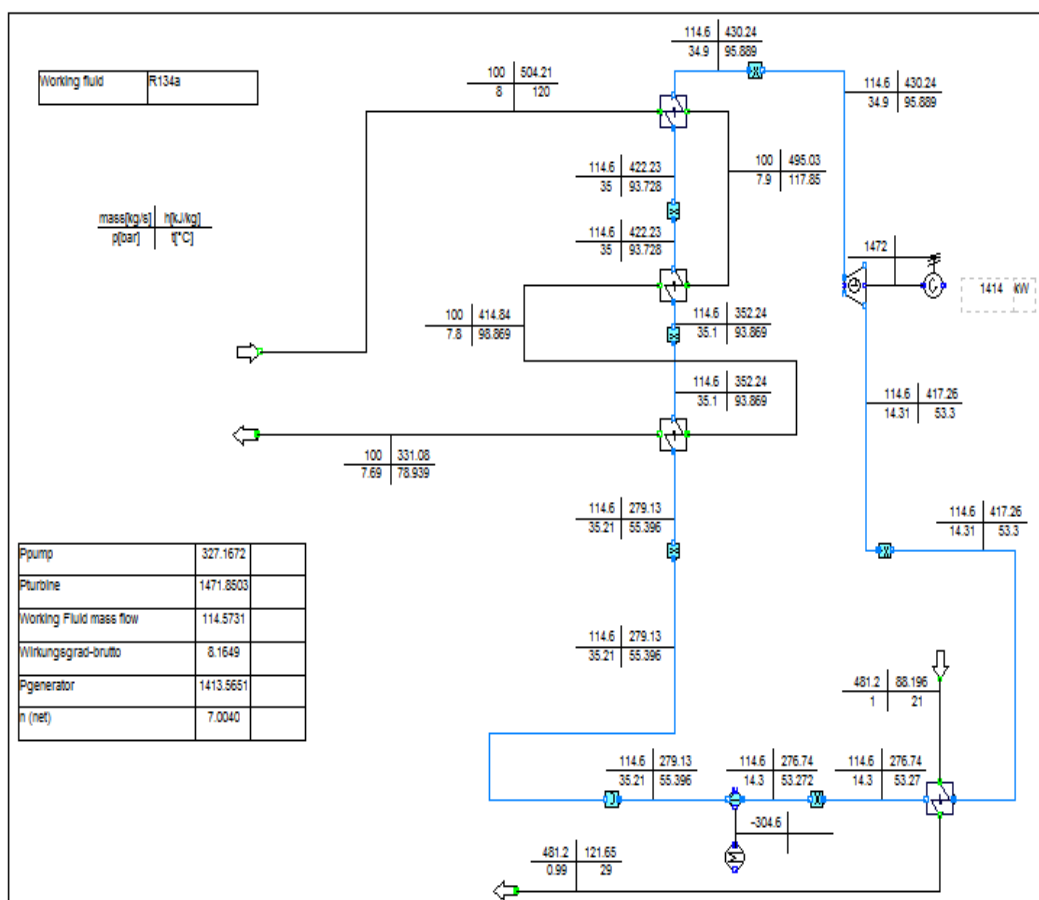
όπου $\dot{Q}_{Heat\ Source}$ είναι η συνολικά διαθέσιμη προς εκμετάλλευση θερμότητα από την πηγή, σταθερή κάθε φορά, ίση με :

$$\dot{Q}_{Heat\ Source} = \dot{m}_{brine} (h_{14} - 0) \quad (4.8)$$

Εργαζόμενο μέσο	R134a	Μηχανικός βαθμός απόδοσης γεννήτριας	0,98
Θερμοκρασία πηγής	120°C	Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης στροβίλου	0,85
Ροή μάζας γεωθ. ρευστού	100kg/s	Μηχανικός βαθμός απόδοσης στροβίλου	0,99
Q_{trans} στον υπερθερμαντή	917,32kW	ΔT_{in} στο συμπυκνωτή	32,27°C
Χαμηλή πίεση κύκλου	14,3 bar	Μηχανικός βαθμός απόδοσης αντλίας	0,95
Θερμοκρασία νερού ψύξεως	20°C	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης αντλίας	0,98
Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης γεννήτριας	0,98	Σύστημα ψύξης	Υδρόψυκτο

Πίνακας 4.2 Στοιχεία του υπό μελέτη κύκλου

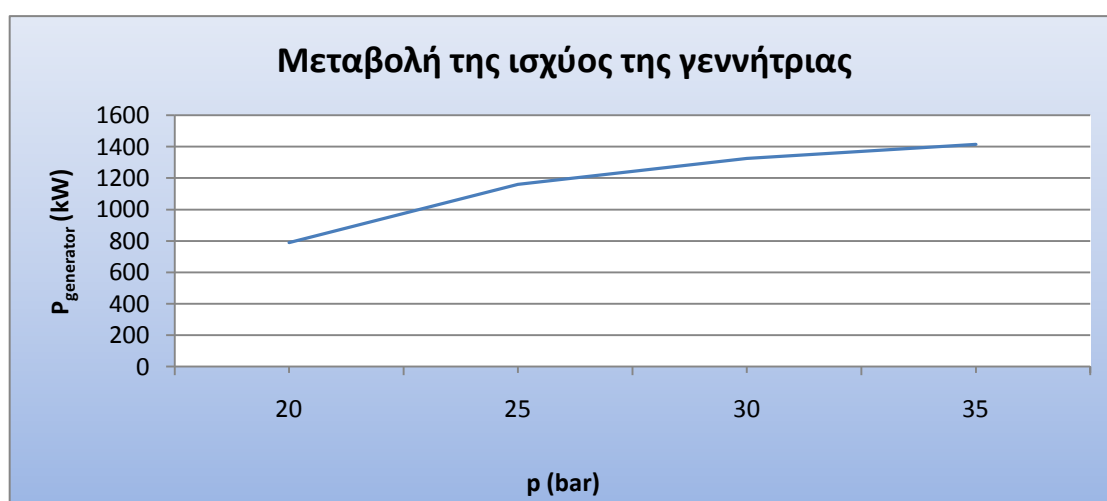
Επίσης, στην σχέση 4.7, όπου η_{el} και η_m είναι ο ηλεκτρικός και ο μηχανικός βαθμός απόδοσης της γεννήτριας αντίστοιχα.



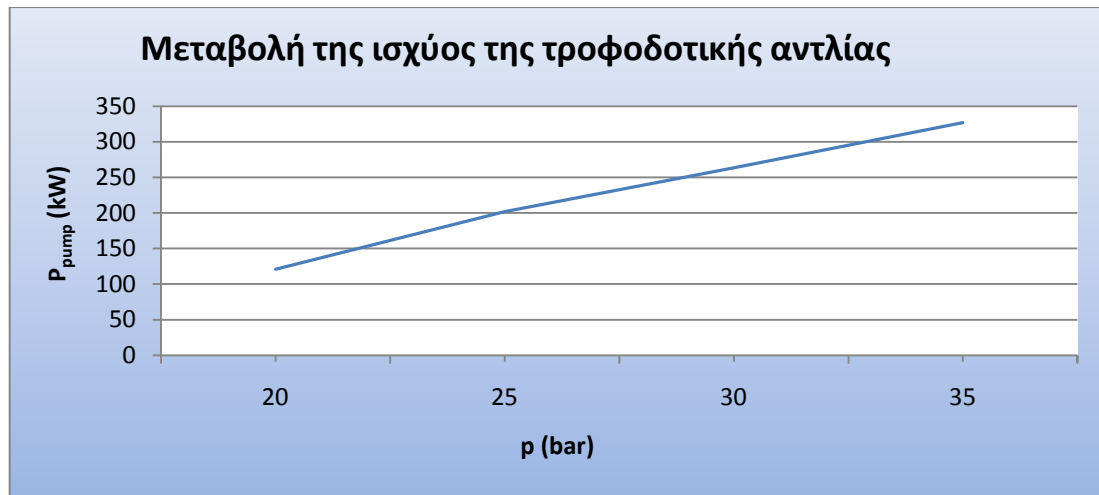
Σχήμα 4.2 Η υπό μελέτη εγκατάσταση μετά την επίλυση

Μετά την επίλυση του κύκλου για τις διάφορες τιμές υψηλής πίεσης προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα.

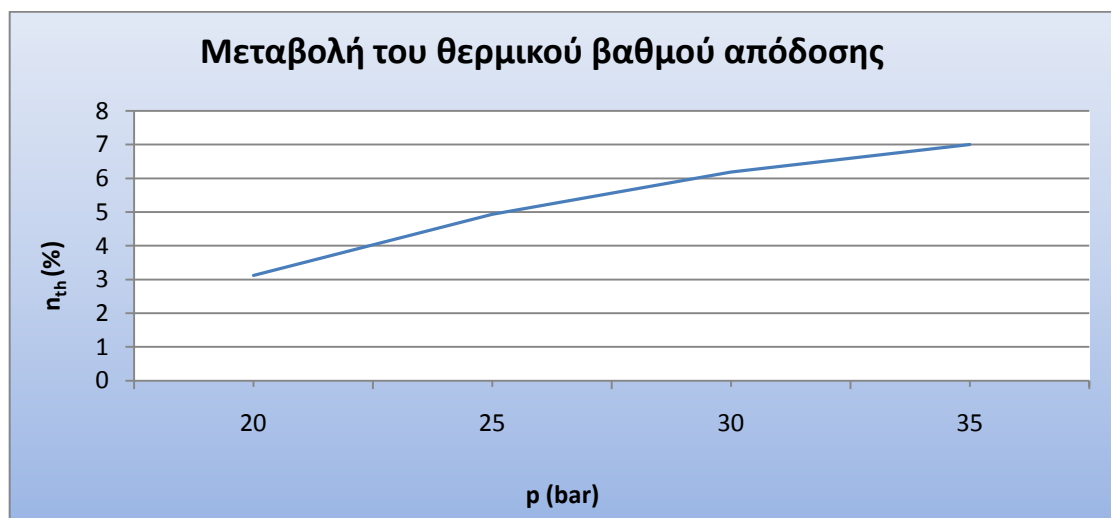
Στο σχήμα 4.2 φαίνεται ο κύκλος μετά από την επίλυση για υψηλή πίεση $p=35\text{bar}$.



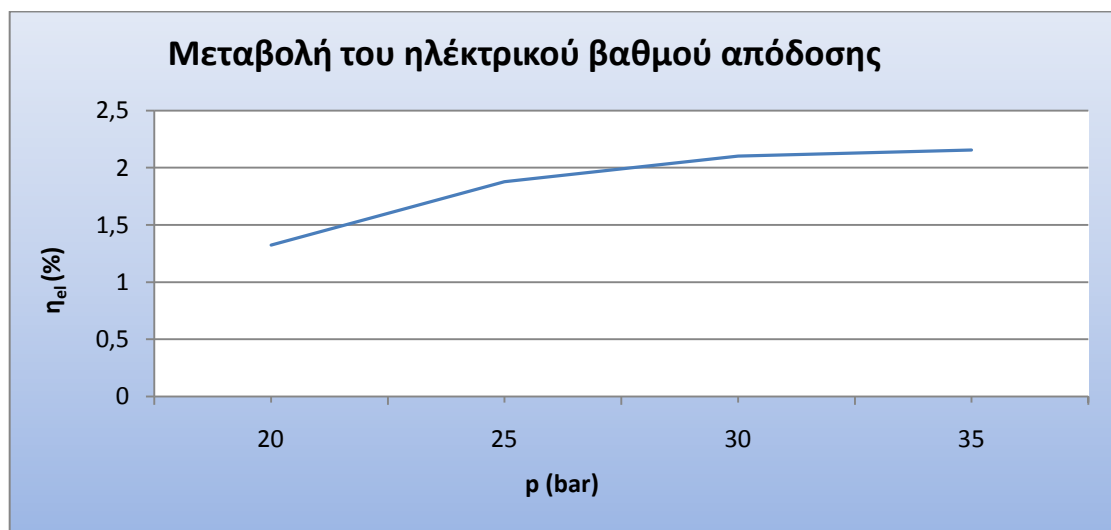
Σχήμα 4.3 Διάγραμμα μεταβολής της ισχύος στην έξοδο της γεννήτριας



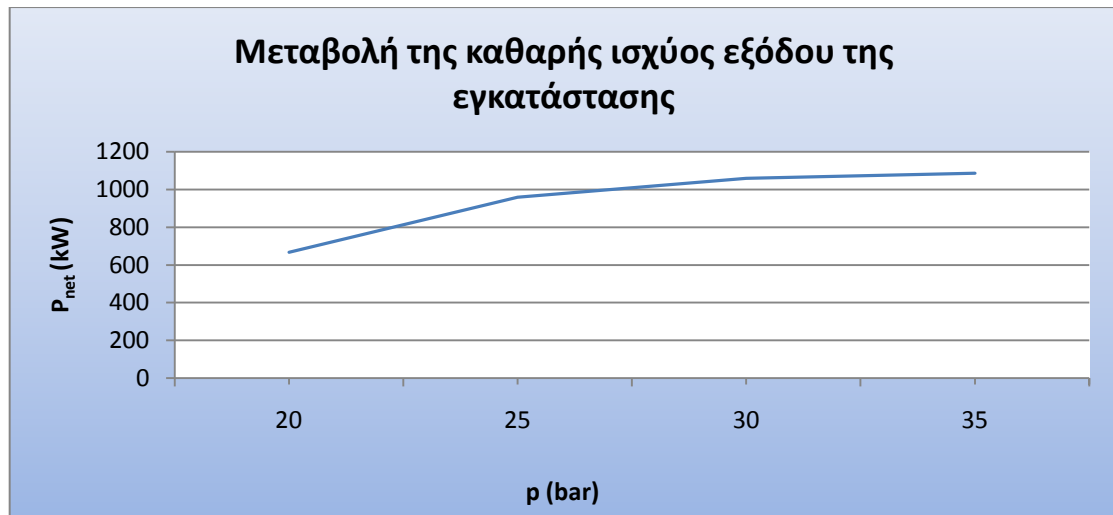
Σχήμα 4.4 Διάγραμμα μεταβολής της ισχύος τροφοδοτικής αντλίας



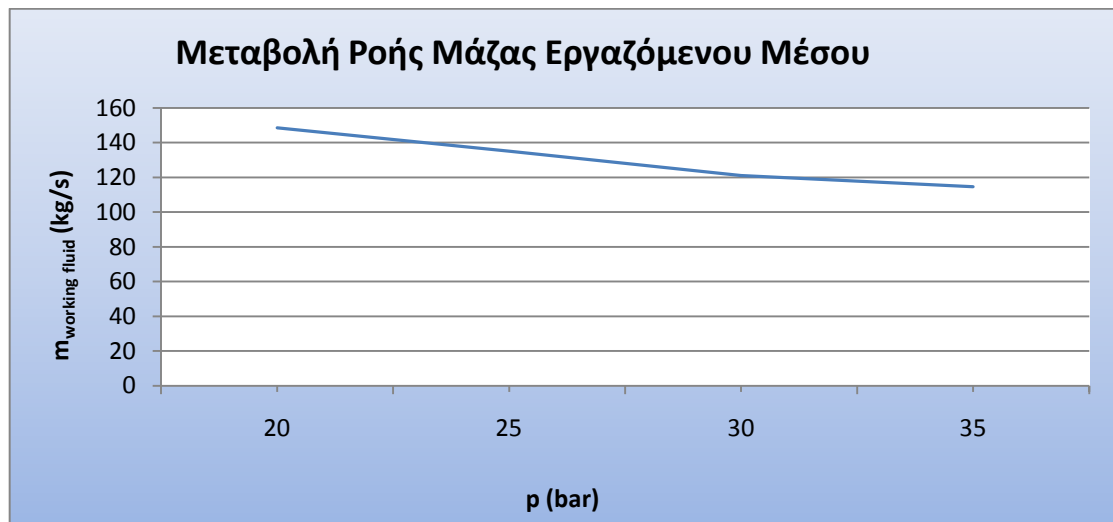
Σχήμα 4.5 Διάγραμμα μεταβολής του θερμικού βαθμού απόδοσης του κύκλου



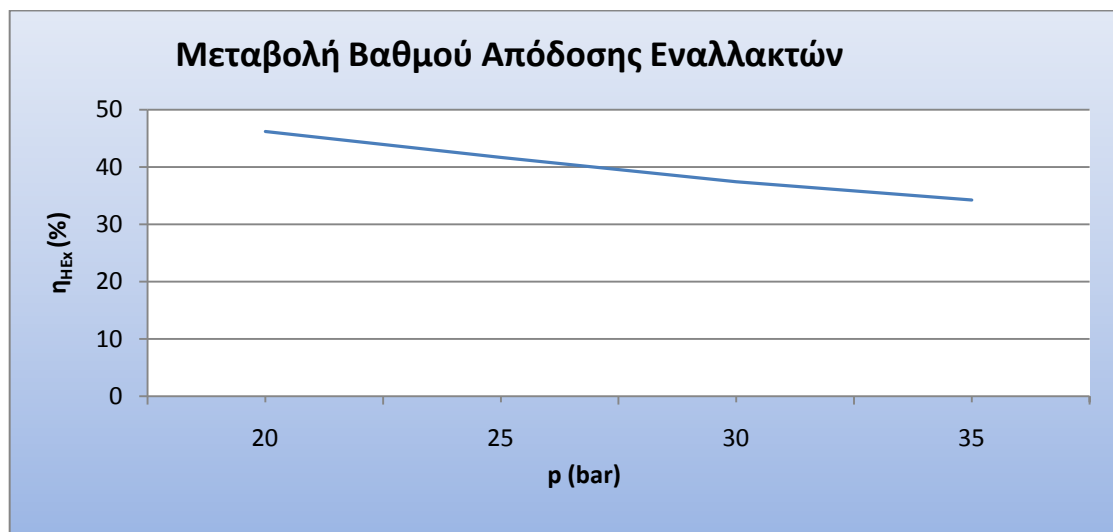
Σχήμα 4.6 Διάγραμμα μεταβολής του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης



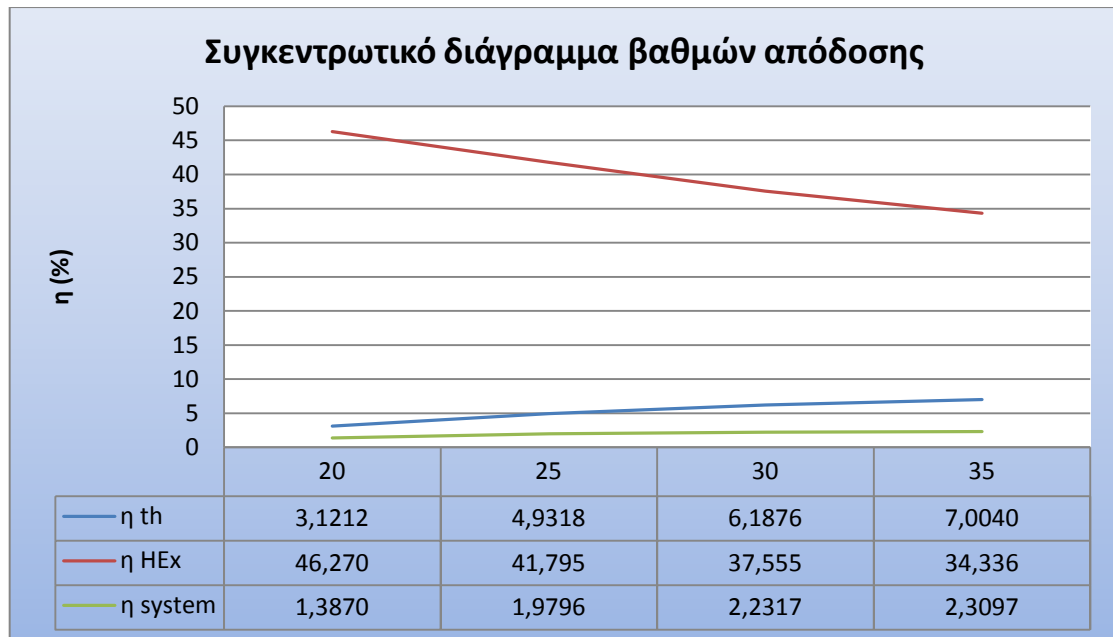
Σχήμα 4.7 Διάγραμμα μεταβολής της καθαρής παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος



Σχήμα 4.8 Διάγραμμα μεταβολής της ροής μάζας εργαζόμενου μέσο

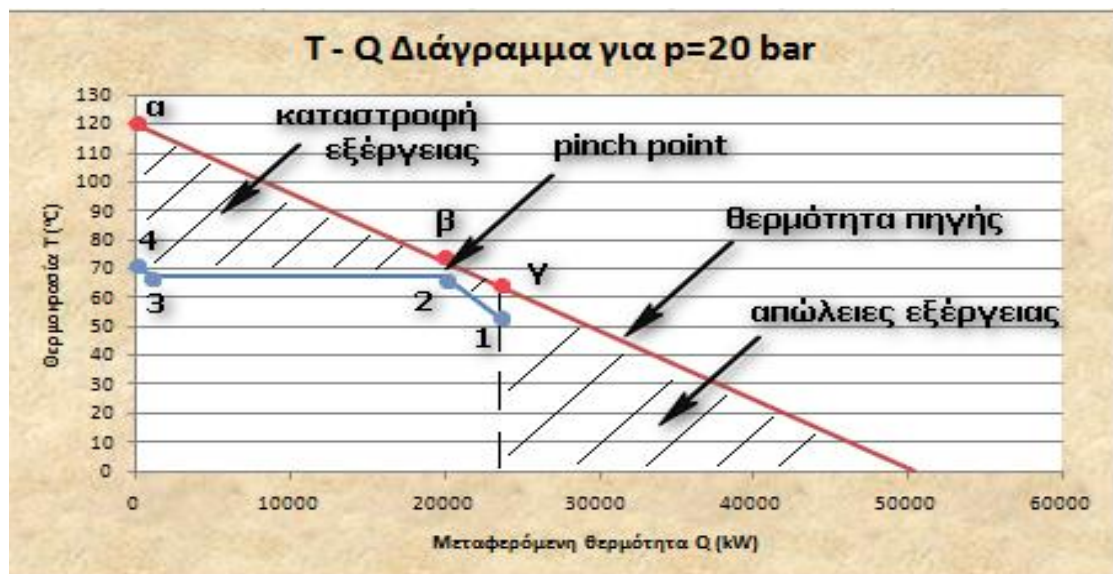


Σχήμα 4.9 Διάγραμμα μεταβολής του βαθμού απόδοσης των εναλλακτών



Σχήμα 4.10 Συγκεντρωτικό διάγραμμα των βαθμών απόδοσης που συμμετέχουν στη σχέση 4.7

Προκειμένου να εξετάσουμε καλύτερα το σύστημα των εναλλακτών θερμότητας χρησιμοποιούμε τα διαγράμματα θερμοκρασίας – μεταφερόμενης θερμότητας, ή αλλιώς τα διαγράμματα T-Q. Σε αυτά τα διαγράμματα η τετμημένη αναπαριστά τη θερμότητα σε kW η οποία μεταφέρεται από τη γεωθερμική άλμη στο εργαζόμενο μέσο, μέσω των εναλλακτών θερμότητας. Ένα τέτοιο διάγραμμα φαίνεται στο σχήμα 4.11.

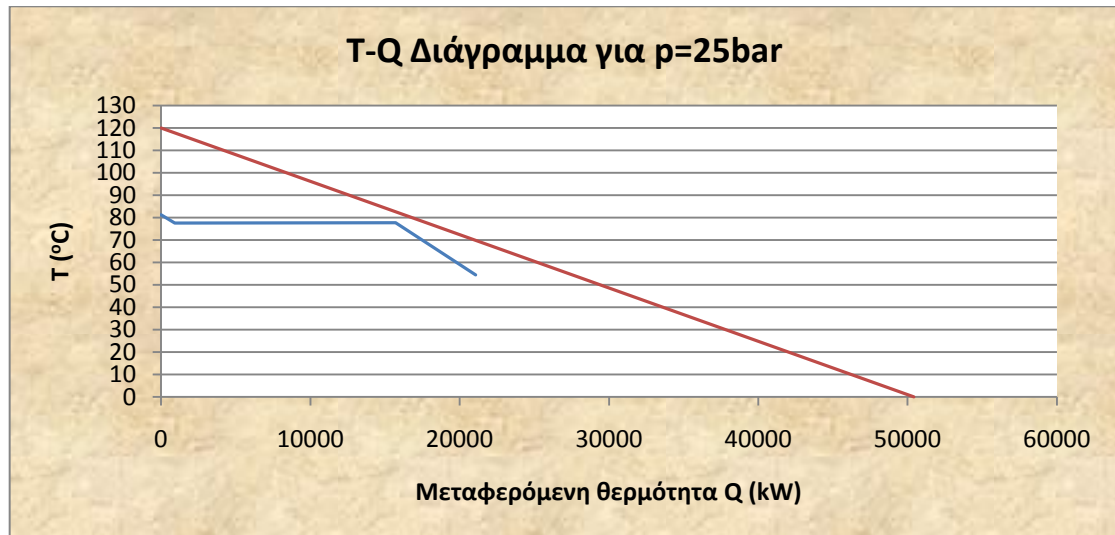


Σχήμα 4.11 Διάγραμμα T-Q για υψηλή πίεση $p=20 \text{ bar}$

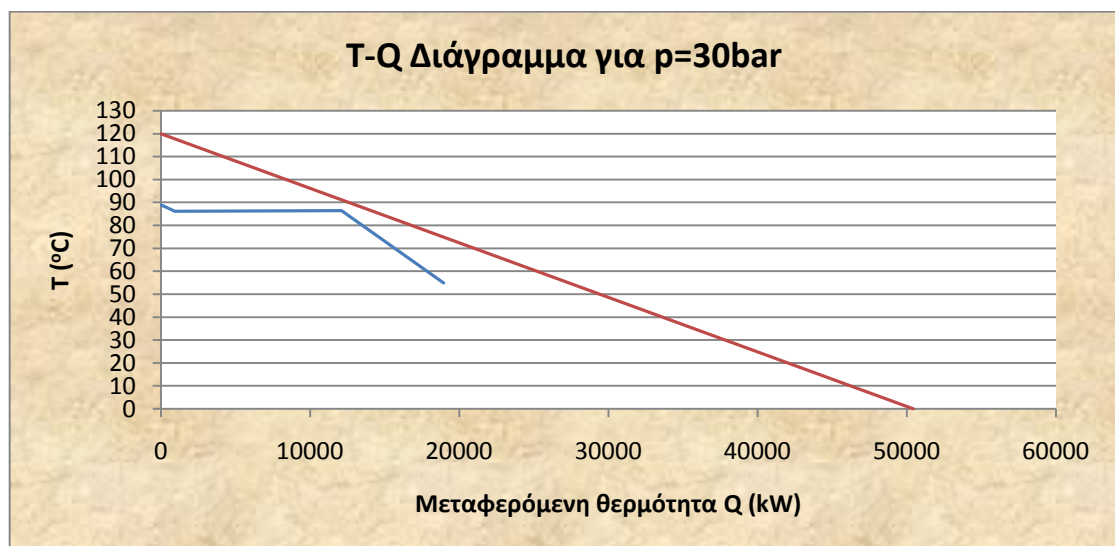
Ο προθερμαντής προσδίδει την απαιτούμενη θερμότητα προκειμένου το εργαζόμενο μέσο να φτάσει στο σημείο βρασμού του, μεταβολή 1-2. Στην κατάσταση 2 έχουμε το σημείο όπου μέσα στον εναλλάκτη η γεωθερμική άλμη και το εργαζόμενο μέσο βιώνουν την μικρότερη θερμοκρασιακή διαφορά τους και καλείται pinch point. Ουσιαστικά αποτελεί τη θερμοκρασιακή διαφορά ανάμεσα στη γεωθερμική άλμη και το εργαζόμενο μέσο στην έξοδο του προθερμαντή. Σε όλη την παρούσα μελέτη το pinch point παραμένει σταθερό και ίσο με 5°C . Η ατμοποίηση συμβαίνει στο διάστημα 2-3, όπου έχουμε μία ισόθερμη μεταβολή, έτσι ώστε το εργαζόμενο μέσο να μετατραπεί από κορεσμένο υγρό σε κορεσμένο ατμό. Στο διάστημα 3-4 έχουμε την υπερθέρμανση του εργαζόμενου. Σε αυτήν τη μεταβολή έχει δοθεί

ιδιαίτερη προσοχή σε όλη τη διάρκεια αυτής της μελέτης έτσι ώστε αυτή να μην υπερβαίνει, σε θερμοκρασιακή διαφορά μεταξύ των καταστάσεων 3 και 4 ($\Delta T_{\text{superheating}} = T_4 - T_3$), τους 3-5°C. Αυτό έγινε γιατί μεγάλες θερμοκρασιακές διαφορές δεν μπορούν να απαντηθούν στην πραγματικότητα λόγω της μεγάλης επιφάνειας που απαιτείται να έχει ο εναλλάκτης εξαιτίας της πολύ μικρής σταθεράς εναλλαγής θερμότητας που συναντάμε στην αέρια κατάσταση[16].

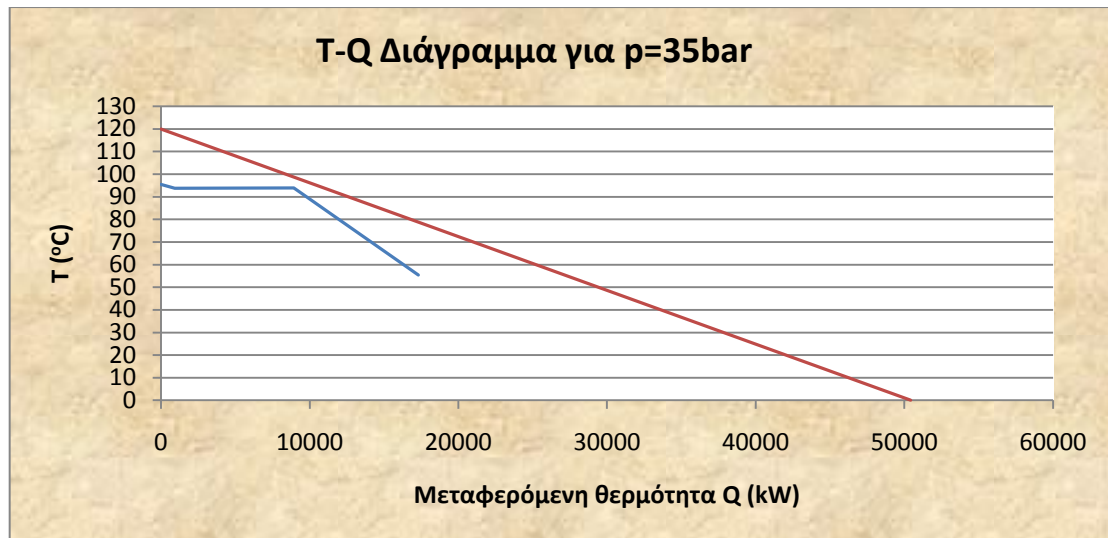
Για τις υπόλοιπες τιμές πίεσης δίνονται τα αντίστοιχα διαγράμματα T-Q παρακάτω.



Σχήμα 4.12 Διάγραμμα T-Q για υψηλή πίεση p=25bar



Σχήμα 4.13 Διάγραμμα T-Q για υψηλή πίεση p=30bar



Σχήμα 4.14 Διάγραμμα T-Q για υψηλή πίεση $p=35\text{bar}$

4.2.1 Ανάλυση αποτελεσμάτων-Συμπεράσματα

Με βάση λοιπόν τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την επίλυση του μοντέλου μπορούμε να πούμε, σαν γενικό συμπέρασμα, ότι η αύξηση της πίεσης λειτουργεί ευεργετικά τόσο ως προς την παραγωγή της ενέργειας, που είναι και ο βασικότερος στόχος μας, και κατ' επέκταση το συνολικού βαθμού απόδοσης.

Προκειμένου να εξηγήσουμε αυτήν τη βελτίωση στον τομέα της παραγωγής θα χρησιμοποιήσουμε τα διαγράμματα θερμοκρασίας-εντροπίας, ή αλλιώς T-s διαγράμματα. Ένα τέτοιο διάγραμμα βλέπουμε στο σχήμα 4.15, το οποίο είναι το διάγραμμα T-s για το εργαζόμενο μέσο R134a. Σε αυτό το διάγραμμα βλέπουμε την αναπαράσταση δύο κύκλων για διαφορετικές τιμές υψηλής πίεσης.

Από τη θεωρία γνωρίζουμε ότι η σχέση που δίνει τη μεταφορά θερμότητας του συστήματος των εναλλακτών θερμότητας, μεταβολή 1-4 του σχήματος 4.15, είναι :

$$\dot{Q}_{HEX} = \dot{m}_{wf} c_p \Delta T = \dot{m}_{wf} c_p (T_4 - T_1) \quad (4.9)$$

Ενώ, αντίστοιχα, για την μεταβολή 1-4' είναι :

$$\dot{Q}'_{HEX} = \dot{m}'_{wf} c_p \Delta T' = \dot{m}'_{wf} c_p (T_4' - T_1) \quad (4.10)$$

Επίσης ισχύει ότι :

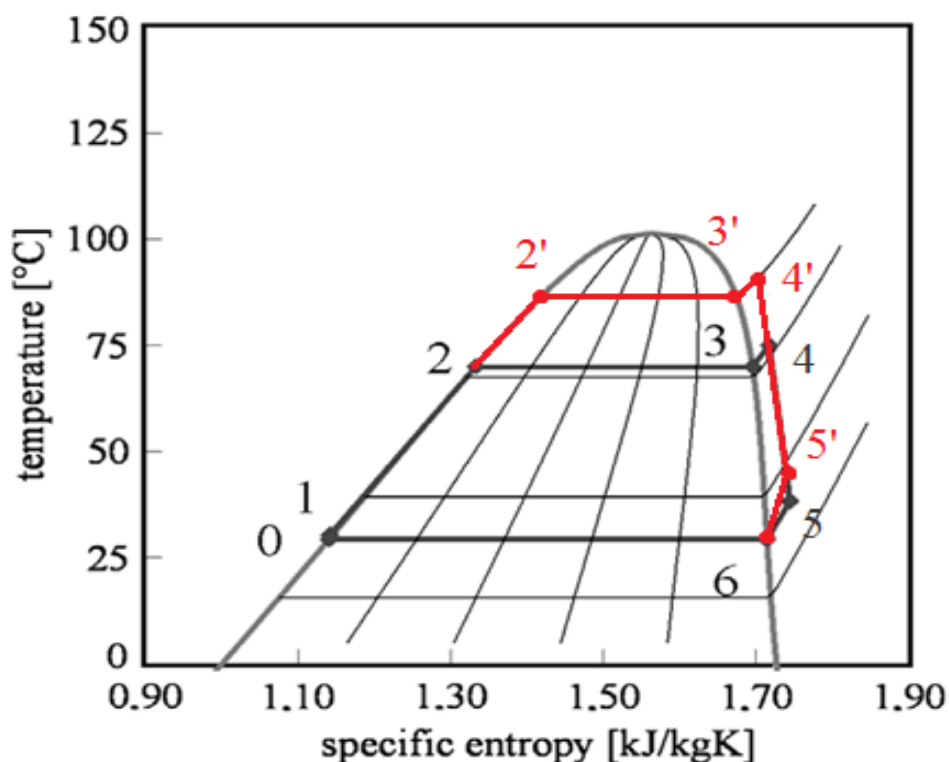
$$\dot{Q}_{HEX} = \dot{m}_{brine} c_b (T_\alpha - T_\gamma) \quad (4.11)$$

όπου T_α και T_γ οι θερμοκρασίες στα σημεία α και γ αντίστοιχα του σχήματος 4.11 και c_p και c_b οι σταθερές ειδικής θερμότητας του εργαζόμενου μέσου και της γεωθερμικής άλμης αντίστοιχα. Από τα διαγράμματα 4.11 έως και 4.14 βλέπουμε ότι για δεδομένη αύξηση της πίεσης έχουμε και μείωση της θερμοκρασιακής διαφοράς $(T_\alpha - T_\gamma)$. Επομένως από τη σχέση 4.11 συμπεραίνουμε ότι για αύξηση της πίεσης έχουμε μείωση της απορροφόμενης θερμότητας από τους εναλλάκτες.

Από τις σχέσεις 4.9 και 4.10 αλλά και από το σχήμα 4.15 παρατηρούμε ότι για δεδομένη αύξηση της υψηλής πίεσης λειτουργίας έχουμε και δεδομένη αύξηση της θερμοκρασιακής διαφοράς από ΔT σε $\Delta T'$, λόγω όμως της μείωσης της θερμότητας που απορροφάται από την γεωθερμική άλμη, όπως εξηγήσαμε πριν από λίγο, για να ισχύει η σχέση 4.10 πρέπει να

έχουμε ταυτόχρονη μείωση της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου μέσα στον κύκλο. Αυτό έρχεται σε πλήρη συμφωνία με το διάγραμμα του σχήματος 4.8.

Επίσης, από τα διαγράμματα T-Q βλέπουμε ότι με αύξηση της πίεσης έχουμε μία μετατόπιση της καμπύλης απορρόφησης θερμότητας του εργαζόμενου μέσου προς τα αριστερά. Επομένως με αύξηση της πίεσης παρατηρείται μείωση της θερμότητας η οποία απορροφάται από την πηγή, δηλαδή μείωση του βαθμού απόδοσης των εναλλακτών (σχήμα 4.9). Παράλληλα, παρατηρείται αύξηση της θερμοκρασίας στην έξοδο του συστήματος των εναλλακτών, και με δεδομένο ότι η θερμοκρασία στην είσοδό τους είναι σταθερή, έχουμε αύξηση της ενθαλπικής διαφοράς στα άκρα του στροβίλου. Άρα έχουμε αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής της εγκατάστασης όπως φαίνεται και από τα σχήματα 4.3 και 4.7. Λόγω της αύξησης της παραγόμενης ενέργειας έχουμε ταυτόχρονη αύξηση του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης της εγκατάστασης (σχήμα 4.6). Τέλος, παρά τη μείωση του βαθμού απόδοσης του συστήματος των εναλλακτών βλέπουμε ότι ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος παρουσιάζει μία, έστω και μικρή, αύξηση όπως φαίνεται και από το σχήμα 4.10 στο οποίο έχουμε την αναπαράσταση της διακύμανσης των βαθμών απόδοσης που συμμετέχουν στην σχέση 4.7.



Σχήμα 4.15 Διάγραμμα T-s για το R134a [14]

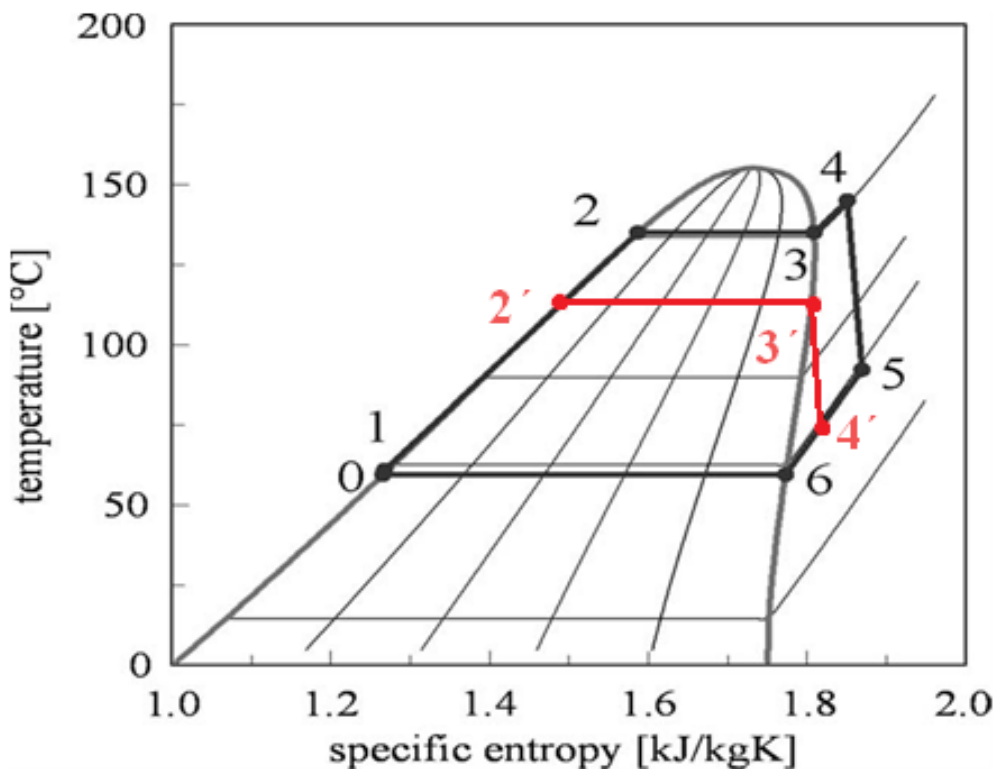
Επομένως, βλέπουμε ότι η υψηλή πίεση λειτουργίας μίας εγκατάστασης ORC διαδραματίζει σπουδαίο ρόλο στη λειτουργία της. Όπως θα δούμε και σε επόμενη παράγραφο είναι μία παράμετρος, ρύθμιση της οποίας συντελεί από μόνη της στην βελτιστοποίηση της απόδοσης όλης της εγκατάστασης.

4.3 Σύγκριση εργαζόμενων μέσων

Ένα πολύ σημαντικό χαρακτηριστικό για την επιλογή του είδους του κύκλου που θα χρησιμοποιηθεί σε μία εφαρμογή ORC είναι το σχήμα που έχει η καμπύλη κορεσμένου ατμού σε διάγραμμα θερμοκρασίας-εντροπίας (T-s) του εργαζόμενου μέσου που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί. Τα εργαζόμενα μέσα, ανάλογα με το σχήμα της καμπύλης τους, διακρίνονται σε υγρά (wet working fluids), ξηρά (dry working fluids) και σε ισεντροπικά (isentropic working fluids)[18].

Στα υγρά εργαζόμενα η καμπύλη κορεσμένου ατμού σε ένα T-s διάγραμμα έχει σχήμα «καμπάνας». Σε αυτήν την κατηγορία ανήκουν εργαζόμενα μέσα όπως το R134a που συναντήσαμε στη προηγούμενη παράγραφο αλλά και το R152a που θα μελετήσουμε και στη συνέχεια. Κοιτάζοντας λοιπόν το σχήμα 4.15 όπου φαίνεται η καμπύλη κορεσμού για το εργαζόμενο μέσο R134a βλέπουμε ότι αυτή παρουσιάζει αρνητική κλίση σε όλο το μήκος της. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να απαιτείται η χρησιμοποίηση υπερθερμαντή προκειμένου το ρευστό να «περάσει» στην υπέρθερμη περιοχή για να αποφευχθεί οποιαδήποτε ύπαρξη υγρασίας κατά τη διάρκεια της ισεντροπικής εκτόνωσης στο στρόβιλο καθώς αν δεν χρησιμοποιηθεί υπερθερμαντής αυτή θα λάβει χώρα στη περιοχή που βρίσκεται στο εσωτερικό της καμπύλης όπου έχουμε τη συνύπαρξη των δύο φάσεων, της υγρής και της αέριας (διφασική περιοχή)[2].

Από την άλλη, τα ξηρά εργαζόμενα μέσα στο δικό τους διάγραμμα θερμοκρασίας-εντροπίας στην περιοχή του κορεσμένου ατμού η καμπύλη τους παρουσιάζει μία παλινδρόμηση (για αυτό το λόγο κιόλας συχνά τα συναντάμε στη βιβλιογραφία και ως retrograde fluids) αποκτώντας έτσι θετική κλίση σε αυτό το κομμάτι της. Ένα εργαζόμενο μέσο που ανήκει σε αυτήν την κατηγορία είναι το R245fa. Στο σχήμα 4.16 φαίνεται η μορφή της καμπύλης του R245fa σε ένα T-s διάγραμμα καθώς και δύο διαφορετικοί κύκλοι. Σε αυτό το σχήμα βλέπουμε καθαρά την παλινδρόμηση που κάνει η καμπύλη αμέσως μετά το κρίσιμο σημείο αποκτώντας θετική κλίση στην περιοχή του κορεσμένου ατμού. Επίσης βλέπουμε ότι η χρησιμοποίηση του υπερθερμαντή θα μπορούσε να αποφευχθεί καθώς ακόμα και στον κύκλο 0-1-2'-3'-4'-6-0 όπου δεν χρησιμοποιείται υπερθερμαντής η εκτόνωση στον στρόβιλο γίνεται στην υπέρθερμη περιοχή. Επιπλέον στο διάγραμμα του σχήματος 4.16 βλέπουμε ότι το εργαζόμενο μέσο στην έξοδο από το στρόβιλο εξακολουθεί να βρίσκεται στην υπέρθερμη περιοχή (σημείο 5). Επομένως το ρευστό έχει ακόμα κάποιο ποσό θερμότητας το οποίο μπορούμε να αξιοποιήσουμε. Για τον λόγο αυτό χρησιμοποιούμε μετά την έξοδο από τον στρόβιλο ακόμα έναν εναλλάκτη θερμότητας, τον αναγεννητικό προθερμαντή, ο οποίος έχει σα σκοπό να αποτελέσει ένα πρώτο στάδιο προθέρμανσης για το εργαζόμενο μέσω προτού αυτό εισέλθει στο σύστημα των εναλλακτών ευρισκόμενο, πλέον, σε μεγαλύτερη θερμοκρασία από αυτήν που είχε μετά την έξοδό του από την τροφοδοτική αντλία στη περίπτωση που δεν χρησιμοποιήσαμε αναγεννητικό προθερμαντή. Όπως θα δούμε και σε επόμενη παράγραφο, στην περίπτωση των υγρών εργαζόμενων μέσων, αυτό, στην έξοδο του στρόβιλου σπάνια βρίσκεται στην υπέρθερμη περιοχή με αποτέλεσμα ο αναγεννητικός προθερμαντής να έχει πολύ μικρή συνεισφορά στον βαθμό απόδοσης του κύκλου. Μάλιστα, λόγω απωλειών πίεσης μπορεί να οδηγήσει ακόμα και σε μείωση της απόδοσης[16]. Για αυτόν το λόγο στα υγρά εργαζόμενα μέσα δεν κρίνεται απαραίτητη η χρήση του αναγεννητικού προθερμαντή, ενώ στα ξηρά είναι, κατά κάποιο τρόπο, επιβεβλημένη.



Σχήμα 4.16 Διάγραμμα T-s για το R245fa [14]

Στα ισεντροπικά εργαζόμενα μέσα, όπως καταλαβαίνουμε και από την ονομασία τους, η καμπύλη στην περιοχή του κορεσμένου ατμού παρουσιάζει απείρως μεγάλη κλίση, όντας ουσιαστικά μία ευθεία κάθετη προς τον άξονα της εντροπίας. Χαρακτηριστικά παραδείγματα των ισεντροπικών εργαζόμενων μέσων αποτελούν τα R12 και R22, η χρήση των οποίων όμως έχει απαγορευτεί και έχουν αντικατασταθεί από εναλλακτικά ψυκτικά. Για αυτόν το λόγο δεν θα ασχοληθούμε με αυτήν την κατηγορία εργαζόμενων μέσων σε αυτήν τη μελέτη.

Στη συνέχεια αυτής της παραγράφου θα μελετήσουμε τρία διαφορετικά εργαζόμενα μέσα ψάχνοντας να βρούμε τη βέλτιστη παραγωγή ισχύος (P_{optimum}) με μεταβολή της πίεσης ατμοποίησης για κάθε ένα από αυτά και για διαφορετικές τιμές θερμοκρασίας γεωθερμικού ρευστού. Τα εργαζόμενα μέσα που θα εξεταστούν είναι τα R134a, R152a και R245fa. Όπως έχουμε ήδη πει τα δύο πρώτα ανήκουν στην κατηγορία των υγρών εργαζόμενων μέσων και για αυτό το λόγο η διάταξη που θα χρησιμοποιήσουμε είναι παρόμοια με αυτή που χρησιμοποιήσαμε στη προηγούμενη παράγραφο, ενώ το τρίτο εργαζόμενο μέσο ανήκει στην κατηγορία των ξηρών εργαζόμενων μέσων και για αυτόν το λόγο θα έχουμε στη διάταξή μας και τη παρουσία ενός αναγεννητικού προθερμαντή μετά την έξοδο από το στρόβιλο. Τέλος οι θερμοκρασίες γεωθερμικού ρευστού που θα εξετάσουμε είναι 90, 100, 120 και 140°C με παροχή μάζας γεωρευστού 100kg/s και σε πίεση 8bar. Οι θερμοκρασίες αυτές επιλέχθηκαν με σκοπό να καλύψουν ένα μεγάλο εύρος θερμοκρασιών για πεδία χαμηλής και μέσης ενθαλπίας. Παρόλο που η τεχνολογία των κύκλων ORC έχει προχωρήσει πάρα πολύ τα τελευταία χρόνια με αποτέλεσμα να είναι πλέον δυνατή η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμικά πεδία με θερμοκρασία ρευστού κοντά στους 80°C, εντούτοις δεν είναι εμπορικά συμφέρουσα μία τέτοια εγκατάσταση καθώς η παραγωγικότητά της είναι ακόμα σε πάρα πολύ χαμηλά επίπεδα και για αυτό το λόγο επιλέχθηκε ως κατώτερη θερμοκρασία γεωθερμικής πηγής αυτή των 90°C.

4.3.1 Εργαζόμενο μέσο R134a

Τα στοιχεία του κύκλου που χρησιμοποιήθηκαν για το εργαζόμενο μέσο R134a, και είναι κοινά για κάθε θερμοκρασία γεωθερμικού ρευστού, είναι τα εξής:

Εργαζόμενο μέσο	R134a	Μηχανικός βαθμός απόδοσης στροβίλου	0,99
Ροή μάζας γεωθ. ρευστού	100kg/s	$\Delta T_{\text{cooling water}}$	8°C
Θερμοκρασία συμπύκνωσης	38°C	Μηχανικός βαθμός απόδοσης αντλίας	0,95
Θερμοκρασία νερού ψύξεως	20°C	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης αντλίας	0,98
Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης στροβίλου	0,85	Σύστημα ψύξης	Υδροψυκτο

Πίνακας 4.3 Στοιχεία κύκλου για εργαζόμενο μέσο R134a

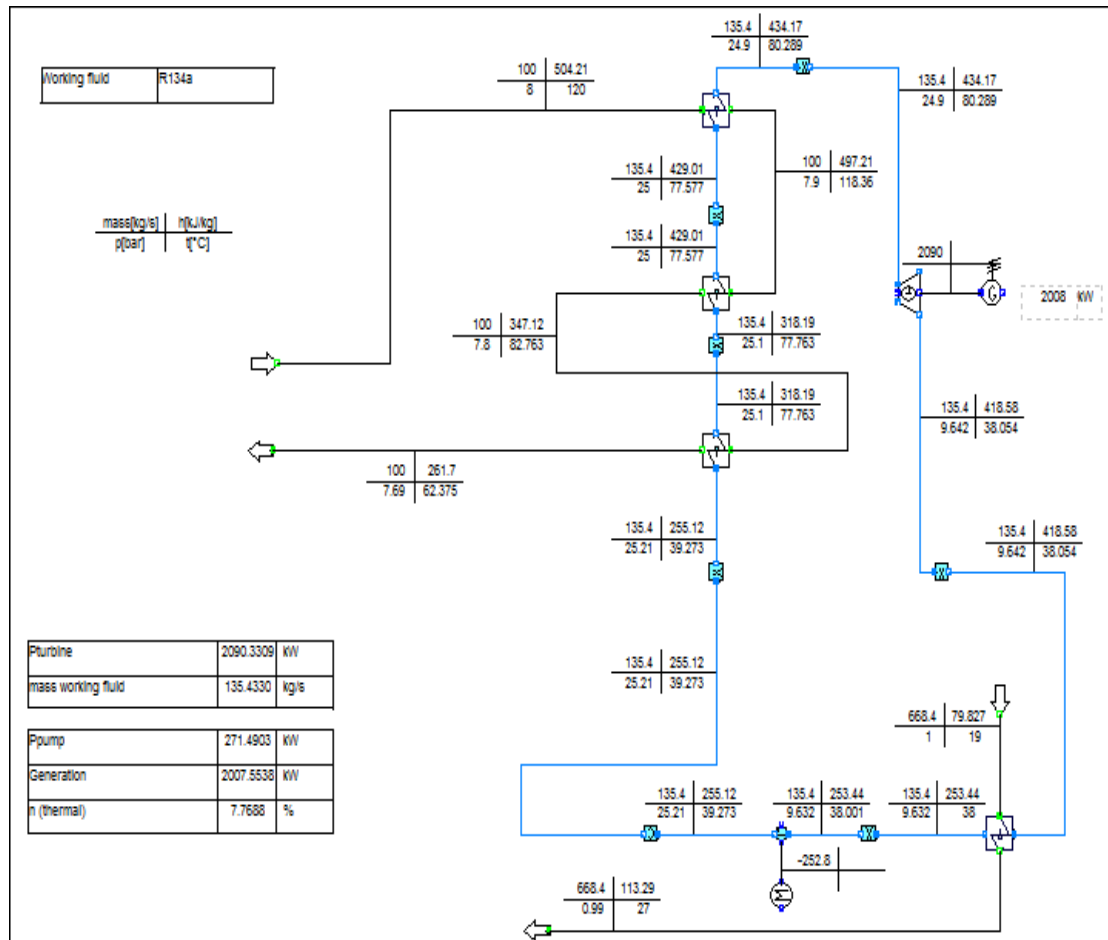
Όπως βλέπουμε στον παραπάνω πίνακα η θερμοκρασιακή διαφορά του νερού ψύξης στα άκρα του συμπυκνωτή είναι σταθερή και ίση 8°C. Αυτό γίνεται για περιβαλλοντικούς λόγους καθώς το νερό ψύξης που χρησιμοποιείται για την εγκατάσταση θεωρείται θαλασσινό νερό μιας και η μελέτη απευθύνεται σε νησιωτική περιοχή.

Επίσης, όπως είπαμε και στην παράγραφο 4.2, η θερμοκρασία υπερθέρμανσης του εργαζόμενου μέσου δεν μπορεί να πάρει μεγάλες τιμές σε σχέση με την φάση της ατμοποίησης, οπότε και επιλέχτηκε σταθερή τιμή της μεταφερόμενης θερμότητας από τον υπερθερμαντή η οποία και διαφοροποιείται ανάλογα με την θερμοκρασία που έχει το γεωθερμικό ρευστό στην είσοδο του κύκλου. Έτσι για το συγκεκριμένο εργαζόμενο μέσο και για θερμοκρασίες γεωθερμικής άλμης 90, 100, 120 και 140°C έχουν επιλεγεί τιμές μεταφερόμενης θερμότητας 120, 200, 700 και 900kW αντίστοιχα.

Τα θερμοδυναμικά καθώς και τα περιβαλλοντικά στοιχεία για το εργαζόμενο μέσο R134a έχουν δοθεί στην παράγραφο 4.2 (πίνακας 4.1).

Με βάση τα παραπάνω λοιπόν η εγκατάσταση η οποία μελετήθηκε για την περίπτωση του R134a είναι η παρακάτω φαίνεται στο σχήμα 4.17.

Σε αυτήν την εγκατάσταση, όπως και στις υπόλοιπες που θα ακολουθήσουν, μεταβάλαμε την πίεση ατμοποίησης του κύκλου από τα χαμηλότερα επίπεδα που μπορούσαμε, όπως αυτά διαμορφώνονται από τη θερμοκρασία συμπύκνωσης στον εκάστοτε κύκλο, μέχρι την υψηλότερη τιμή που μπορούσε αυτή να πάρει. Για κάθε τιμή της πίεσης ατμοποίησης καταγράφηκαν οι τιμές της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (P_{el}), της ισχύος της τροφοδοτικής αντλίας (P_{pump}), της καθαρής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας του κύκλου (P_{net}), του ρυθμού ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου ($\dot{m}_{wf}$), του θερμικού βαθμού απόδοσης του κύκλου ($\eta_{thermal}$), του συνολικού βαθμού απόδοσης (η_{system}) καθώς και της θερμοκρασίας ατμοποίησης του εργαζόμενου μέσου (T_{sh}).

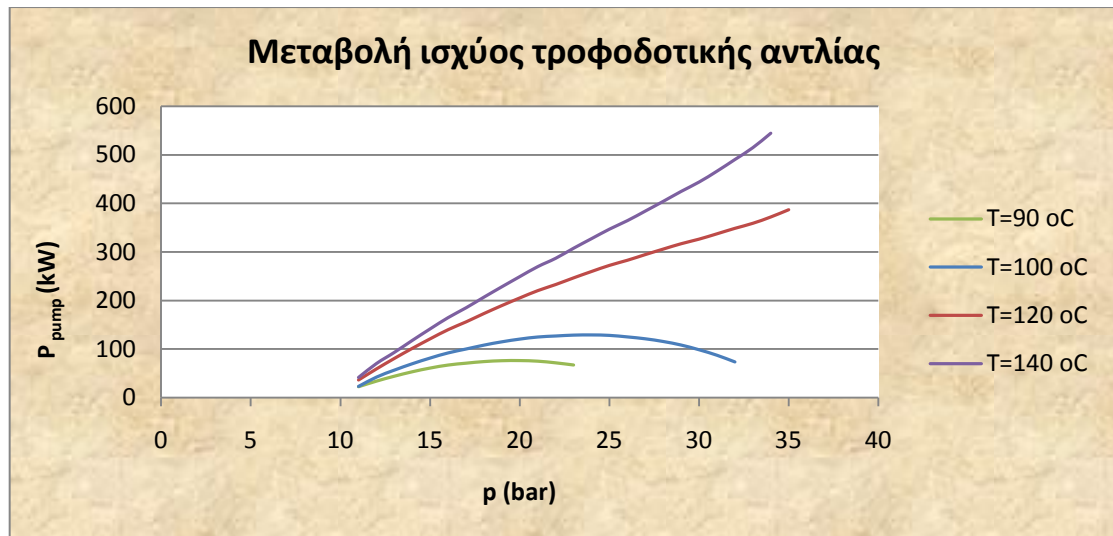


Σχήμα 4.17 Η υπό μελέτη εγκατάσταση μετά την επίλυση για εργαζόμενο μέσο R134a

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν, μετά από επεξεργασία τους στο excel, παρατίθενται παρακάτω:



Σχήμα 4.18 Μεταβολή της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου για το R134a



Σχήμα 4.19 Μεταβολή της ισχύος τροφοδοτικής αντλίας για R134a



Σχήμα 4.20 Μεταβολή της καθαρής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για R134a



Σχήμα 4.21 Μεταβολή του θερμικού βαθμού απόδοσης για R134a



Σχήμα 4.22 Μεταβολή της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου για R134a



Σχήμα 4.23 Μεταβολή της θερμοκρασίας υπερθέρμανσης για R134a



Σχήμα 4.24 Μεταβολή του συνολικού βαθμού απόδοσης για R134a

Στην παράγραφο 4.2.1 είδαμε την επίδραση που έχει η αύξηση της πίεσης ατμοποίησης στον θερμοδυναμικό κύκλο. Είχαμε καταλήξει στο συμπέρασμα ότι η αύξηση της οδηγεί σε αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής μέσω της μείωσης του ρυθμού ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου.

Σε αυτήν την παράγραφο βλέπουμε την επίδραση της πίεσης ατμοποίησης και σε σχέση με την θερμοκρασία της γεωθερμικής άλμης. Από το σχήμα 4.18 διακρίνουμε ότι για θερμοκρασίες γεωθερμικής άλμης 90 και 100°C αύξηση της πίεσης δεν συνεπάγεται και αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής για όλο το εύρος τιμών. Αυτό είναι άμεσο αποτέλεσμα της μείωσης της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου. Αν κοιτάξουμε προσεκτικά τα διαγράμματα 4.22 και 4.23 θα δούμε ότι, σε αυτές τις θερμοκρασίες γεωρευστού, για αύξηση της πίεσης παρατηρείται ταυτόχρονη μείωση της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου και αύξηση της θερμοκρασίας υπερθέρμανσης, που έχει σαν αποτέλεσμα την αύξηση της ενθαλπικής διαφοράς στα άκρα του στροβίλου, οπότε και θα αναμέναμε αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής. Αυτό, όμως, δε συμβαίνει καθώς από μία τιμή πίεσης και μετά η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου έχει μειωθεί αρκετά υπερνικώντας εν τέλει την αύξηση της ενθαλπικής διαφοράς στα άκρα του στροβίλου. Σε αυτήν την τιμή πίεσης ατμοποίησης συναντάμε, λοιπόν, τη μέγιστη τιμή ηλεκτροπαραγωγής της εγκατάστασης (P_{optimum}). Στο σημείο αυτό υπενθυμίζουμε ότι η τιμής της ισχύος του στροβίλου δίνεται από τη σχέση 2.1 την οποία και επαναλαμβάνουμε εδώ.

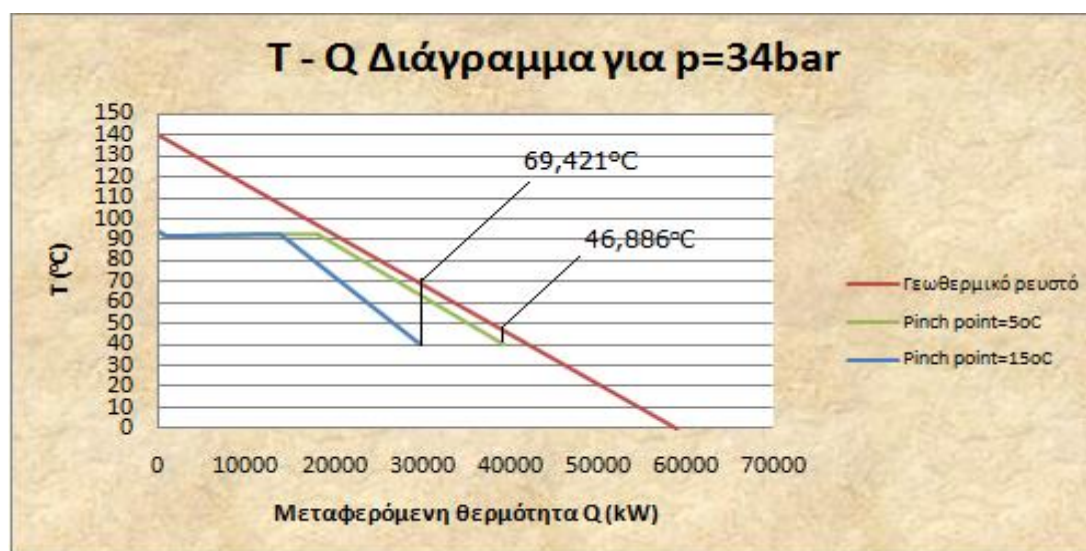
$$\dot{W}_t = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_2) = \dot{m}_{wf} n_t (h_1 - h_{2s})$$

Επίσης, παρατηρούμε ότι για τις θερμοκρασίες των 90 και 100°C η μείωση της ισχύος της τροφοδοτικής αντλίας του κύκλου επέρχεται για μεγαλύτερες τιμές πίεσης από αυτές που συντελείται μείωση της παραγόμενης ισχύος. Αν παρατηρήσουμε την σχέση που μας δίνει την ισχύ της τροφοδοτικής αντλίας (σχέση 2.5) θα διαπιστώσουμε ότι ο ισεντροπικός βαθμός απόδοσης της αντλίας διαιρείται με τη ροή μάζας του εργαζόμενου σε αντίθεση με την περίπτωση του στροβίλου όπου ο ισεντροπικός βαθμός απόδοσής του πολλαπλασιάζεται με τη ροή μάζας του εργαζόμενου μέσω. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να απαιτείται περαιτέρω μείωση της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου προκειμένου αυτή να γίνει αντιληπτή από την τροφοδοτική αντλία.

Όσον αφορά πηγές με μεγαλύτερη θερμοκρασία γεωθερμικής άλμης όπως αυτές των 120 και 140°C βλέπουμε ότι υπάρχουν σημαντικές διαφορές σε σχέση με αυτές όπου η θερμοκρασία είναι σε χαμηλότερα επίπεδα. Μία πρώτη διαφοροποίηση που μπορεί κάποιος να επισημάνει βλέποντας τα σχήματα 4.18, 4.19 και 4.20 είναι ότι η καμπύλες παραγόμενης ισχύος (μικτής ή και καθαρής) όπως και αυτή της τροφοδοτικής αντλίας δεν παρουσιάζουν μέγιστο. Επίσης από το διάγραμμα 4.22 βλέπουμε ότι η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου για υψηλές τιμές πίεσης σταθεροποιείται και μάλιστα στην περίπτωση των 140°C αρχίζει να αυξάνεται από την τιμή των 31bar και έπειτα. Αυτό συμβαίνει γιατί για υψηλές τιμές πίεσης (κοντά στις κρίσιμες τιμές πίεσης για το R134a) έχουμε πτώση της θερμοκρασίας του γεωθερμικού ρευστού στην έξοδο του συστήματος των εναλλακτών για αύξηση της πίεσης. Αυτό έχει σαν άμεση συνέπεια την αύξηση της απορροφώμενης θερμότητας από το σύστημα εναλλακτών. Εφόσον, λοιπόν, η απορροφώμενη θερμότητα αυξάνεται προκαλείται και ταυτόχρονη αύξηση της ροής μάζας του εργαζόμενου με τον τρόπο που εξηγήσαμε στην παράγραφο 4.2.1.

Σε αυτό το σημείο θα αναφερθούμε σε άλλη μία σημαντική παράμετρο για τις εγκαταστάσεις που εκμεταλλεύονται γεωθερμικές πηγές. Αυτή είναι η θερμοκρασία εξόδου του γεωρευστού από την εγκατάσταση. Παρόλο που είναι προς όφελος μας, από θεωρητική άποψη, η θερμοκρασία αυτή να είναι όσο το δυνατόν μικρότερη καθώς με αυτόν τον τρόπο εκμεταλλευόμαστε καλύτερα το γεωθερμικό πεδίο, εντούτοις μεγάλη μείωση της θερμοκρασίας αυτής ενδέχεται να έχει αντίκτυπο στην μελλοντική παραγωγικότητα της πηγής καθώς στους δυαδικούς κύκλους γίνεται επανέγχυση του γεωθερμικού ρευστού μετά τη χρήση του πίσω στον γεωθερμικό ταμιευτήρα. Έτσι, μεγάλη θερμοκρασιακή διαφορά ανάμεσα στην τιμή της θερμοκρασίας που επικρατεί μέσα στον ταμιευτήρα και σε αυτήν του

γεωθερμικού ρευστού που επανεισάγεται σε αυτόν μπορεί να προκαλέσει μείωση της μέσης θερμοκρασίας που επικρατεί στον ταμιευτήρα, με αποτέλεσμα την μείωση της παραγωγικότητας της πηγής καθώς και επικαθήσεις ορυκτών στους εναλλάκτες θερμότητας και στις σωληνώσεις[20]. Με βάση λοιπόν αυτά δόθηκε μεγάλη προσοχή ώστε η θερμοκρασία επανεισαγωγής στον ταμιευτήρα να μην είναι μικρότερη των, περίπου, 70°C για τα γεωθερμικά πεδία με θερμοκρασίες γεωρευστού μεγαλύτερες των 100°C. Για το λόγο αυτό, παρ' ότι είχαμε πει ότι η θερμοκρασιακή διαφορά στην έξοδο του προθερμαντή (pinch point) θα είναι σταθερή και ίση με 5°C, στην περίπτωση των 140°C αυξήσαμε τη θερμοκρασιακή αυτή διαφορά στους 10°C καθώς η θερμοκρασία του γεωρευστού στην έξοδο των προθερμαντών για όλο το εύρος των πιέσεων δεν ξεπερνούσε τους 65°C. Στο σχήμα 4.25 βλέπουμε παραστατικά σε διάγραμμα θερμοκρασίας-μεταφερόμενης θερμότητας το πώς μεταβάλλεται η θερμοκρασία του γεωρευστού στην έξοδό του από το σύστημα εναλλακτών θερμότητας για πίεση ατμοποίησης 34bar. Χαρακτηριστικά βλέπουμε ότι στην περίπτωση όπου το pinch point είναι στους 5°C (πράσινη καμπύλη) η θερμοκρασία εξόδου του γεωρευστού είναι στους 46,886°C, ενώ όταν το pinch point αυξηθεί στους 15°C (μπλε καμπύλη) τότε η αντίστοιχη θερμοκρασία αυξάνεται στους 69,421°C.



Σχήμα 4.25 Σύγκριση T-Q διαγραμμάτων για διαφορετικά pinch point

Τέλος, όσον αφορά την ισχύ της αντλίας τροφοδοσίας για θερμοκρασίες γεωρευστού 120 και 140°C βλέπουμε από το σχήμα 4.19 ότι η μεταβολή τους είναι σχεδόν γραμμική με την αύξηση της πίεσης. Αυτό συμβαίνει γιατί, σε αντίθεση με τις περιπτώσεις των 90 και 100°C, η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου δεν πέφτει σε καμία περίπτωση σε τόσο χαμηλά επίπεδα ώστε να έχουμε μείωση της ισχύος της αντλίας. Μάλιστα στα επίπεδα πίεσης όπου η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου αυξάνεται για θερμοκρασία γεωρευστού 140°C ο ρυθμός της αύξησης της ισχύος της αντλίας μεγαλώνει ακόμα περισσότερο. Λόγω αυτής της αύξησης της ισχύος της τροφοδοτικής αντλίας στο σχήμα 4.20 βλέπουμε ότι στη θερμοκρασία των 120°C η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς της εγκατάστασης για τιμές πίεσης από τα 30bar και έπειτα μειώνεται ελαφρώς καθώς αυτή η αύξηση της ισχύος της αντλίας υπερνικά την αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής. Αντίθετα στην περίπτωση των 140°C η καθαρή παραγωγή της ηλεκτρικής ισχύος συνεχίζει να έχει τάση αύξησης, μάλιστα από τα 30bar και μετά λόγω της παράλληλης αύξησης της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου ο ρυθμός αύξησης αυτής είναι ακόμα μεγαλύτερος.

Λαμβάνοντας υπόψη, λοιπόν, την μέγιστη καθαρή παραγόμενη ισχύ για κάθε θερμοκρασία γεωρευστού που μελετήθηκε προκύπτει ο παρακάτω πίνακας όπου έχουμε τις βέλτιστες επιδόσεις της εγκατάστασης για το εργαζόμενο μέσο R134a:

R134a							
T (°C)	p (bar)	P _{el} (kW)	P _{pump} (kW)	P _{net} (kW)	η _{th} (%)	mass _{wf} (kg/s)	T _{sh} (°C)
90	18	665,6867	74,1286	591,5581	5,4324	67,1961	63,954
100	20	1012,9507	120,2904	892,6603	6,2242	88,2103	68,789
120	29	2085,0777	316,8525	1768,2252	8,6284	125,5586	86,965
140	34	3083,7787	544,8454	2538,9333	9,3428	172,6338	93,725

Πίνακας 4.4 Στοιχεία μέγιστης καθαρής ηλεκτροπαραγωγής για το R134

4.3.2 Εργαζόμενο μέσο R152a

Το εργαζόμενο μέσο R152a συγκαταλέγεται και αυτό στα υγρά (wet) εργαζόμενα μέσα, επομένως έχει παρόμοιες ιδιότητες με αυτές που είπαμε για το R134a, μάλιστα είναι το εργαζόμενο το οποίο θα αντικαταστήσει το R134a λόγω των πολύ καλών περιβαλλοντικών χαρακτηριστικών που διαθέτει όπως θα δούμε και παρακάτω. Το σχήμα της καμπύλης κορεσμένου ατμού σε T-s διάγραμμα έχει σχήμα καμπάνας και επομένως κρίνεται απαραίτητη η χρήση υπερθερμαντή στο σύστημα εναλλακτών θερμότητας. Επίσης δεν κρίνεται αναγκαία η χρήση αναγεννητικού προθερμαντή μετά την έξοδο από τον στρόβιλο όπως εξηγήσαμε και στην προηγούμενη παράγραφο. Στον πίνακα 4.5 φαίνονται τα κυριότερα θερμοδυναμικά και περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά του εργαζόμενου μέσου R152a.

Εργαζόμενο Μέσο	T _c (°C)	p _c (bar)	ODP	GWP _(100 years)
R152a	113,5	44,95	~0	122

Πίνακας 4.5 Θερμοδυναμικά και περιβαλλοντικά στοιχεία για το R152a [17], [18]

Τα στοιχεία του κύκλου που χρησιμοποιήθηκαν για το R152a είναι κοινά με αυτά του R134a και είναι :

Εργαζόμενο μέσο	R134a	Μηχανικός βαθμός απόδοσης στρόβιλου	0,99
Ροή μάζας γεωθ. ρευστού	100kg/s	ΔT _{cooling water}	8°C
Θερμοκρασία συμπύκνωσης	38°C	Μηχανικός βαθμός απόδοσης αντλίας	0,95
Θερμοκρασία νερού ψύξεως	20°C	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης αντλίας	0,98
Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης στρόβιλου	0,85	Σύστημα ψύξης	Υδρόψυκτο

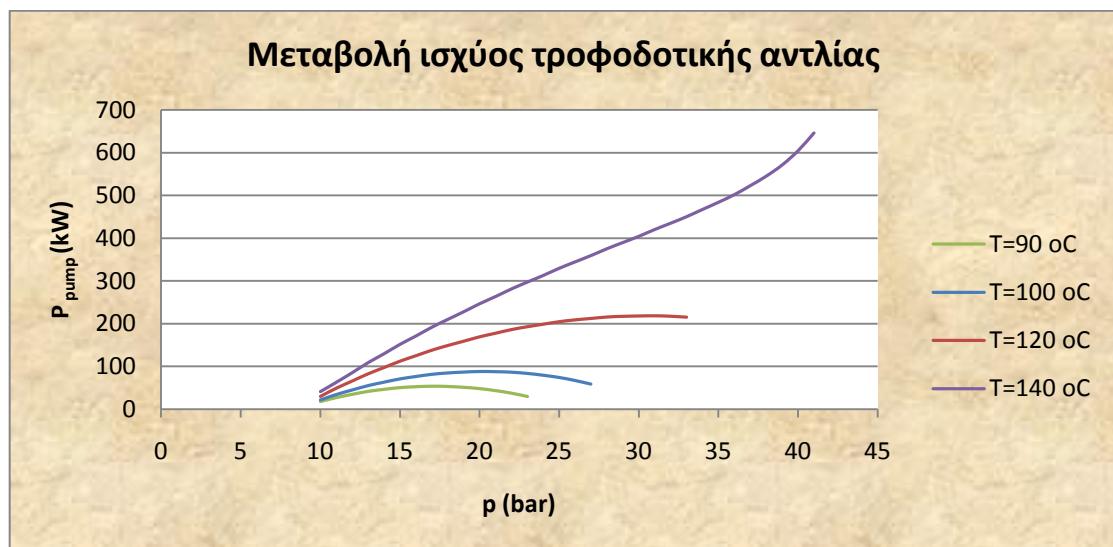
Πίνακας 4.6 Στοιχεία κύκλου για εργαζόμενο μέσο R152a

Προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι η θερμοκρασία υπερθέρμανσης δεν θα υπερβεί τους 3-5°C η μεταφερόμενη θερμότητα από τον υπερθερμαντή στο εργαζόμενο μέσο κρατήθηκε σταθερή και ίση με 100, 150, 250 και 750kW για θερμοκρασίες γεωρευστού 90, 100, 120 και 140°C αντίστοιχα. Σαν πρώτη διαφοροποίηση, επομένως, από το R134a είναι οι μικρότεροι υπερθερμαντές οι οποίοι απαιτούνται προκειμένου να οδηγήσουν το εργαζόμενο μέσο στην υπέρθερμη περιοχή.

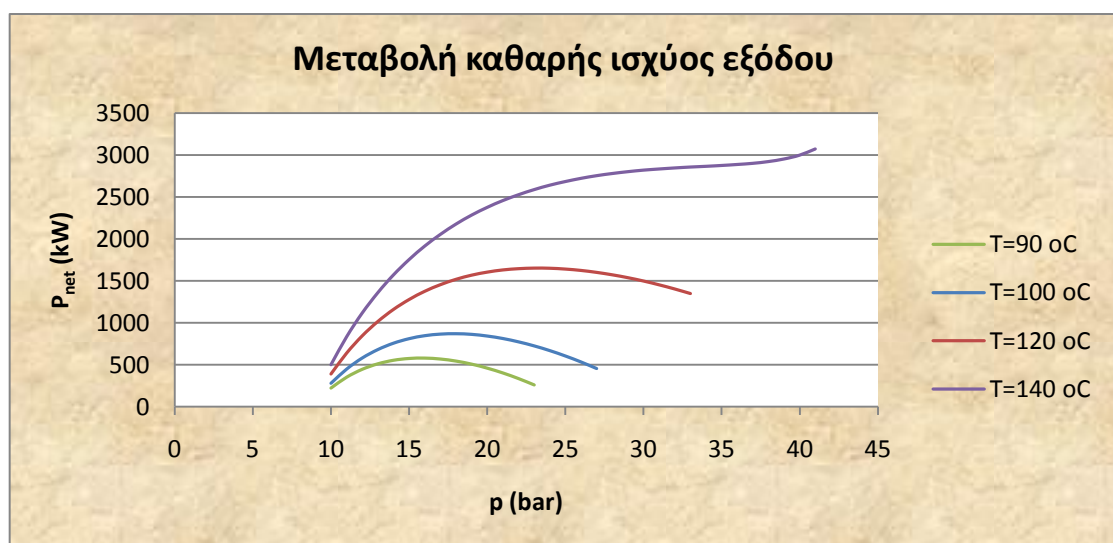
Από τις μετρήσεις που έγιναν μέσω του IPSEpro και από ανάλυσή τους στο Excel προέκυψαν τα παρακάτω αποτελέσματα.



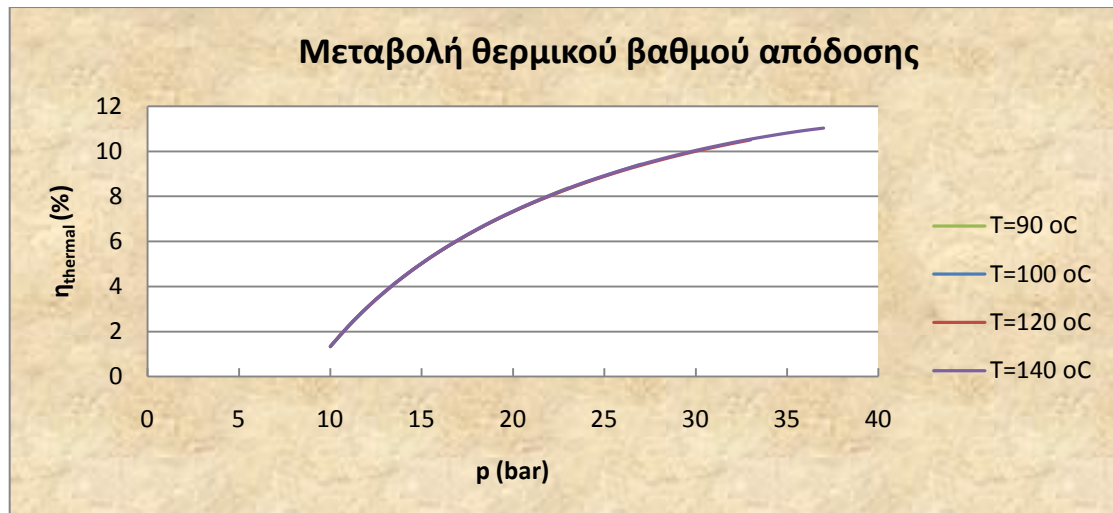
Σχήμα 4.26 Μεταβολή της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου για το R152a



Σχήμα 4.27 Μεταβολή της ισχύος τροφοδοτικής αντλίας για R152a



Σχήμα 4.28 Μεταβολή της καθαρής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για R152a



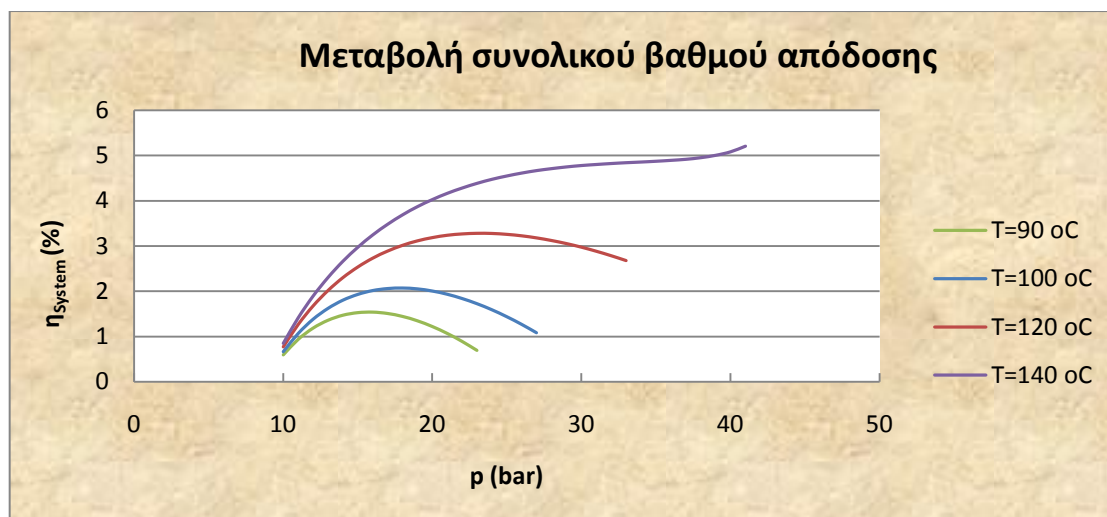
Σχήμα 4.29 Μεταβολή του θερμικού βαθμού απόδοσης για R152a



Σχήμα 4.30 Μεταβολή της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου για R152a



Σχήμα 4.31 Μεταβολή της θερμοκρασίας υπερθέρμανσης για R152a



Σχήμα 4.32 Μεταβολή του θερμικού βαθμού απόδοσης για R152a

Όπως κάναμε και πριν έτσι και τώρα θα ξεχωρίσουμε τα αποτελέσματα ανάλογα με τη θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού στην είσοδο της εγκατάστασης. Έτσι, λοιπόν, αρχικά θα αναφερθούμε σε αυτά που αφορούν θερμοκρασίες γεωθερμικού ρευστού 90 και 100°C.

Από τα διαγράμματα 4.30 και 4.22 διακρίνουμε ότι η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου R152a στον κύκλο για αυτές τις θερμοκρασίες είναι αρκετά μικρότερη από την αντίστοιχη για το R134a. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα τη μειωμένη ηλεκτροπαραγωγή της εγκατάστασης για αυτό το εργαζόμενο μέσο όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα 4.18 και 4.26, καθώς η ενθαλπική διαφορά στα άκρα του στροβίλου θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη συγκριτικά με αυτήν που είχαμε για το R134a. Βλέποντας, όμως, τα διαγράμματα 4.23 και 4.31 παρατηρούμε ότι οι θερμοκρασίες υπερθέρμανσης μεταξύ των δύο εργαζόμενων μέσων (για ίδιες τιμές πίεσης) έχουν μία διαφορά της τάξης των 4-8°C υπέρ του R152a, μία διαφορά η οποία δεν είναι ικανή ώστε το R152a να προκαλέσει μεγαλύτερη παραγωγή ισχύος από το R134a.

Λόγω της μειωμένης ροής μάζας εργαζόμενου μέσου στον κύκλο η ισχύς της τροφοδοτικής αντλίας είναι σε χαμηλότερες τιμές σε σχέση με πριν όπως μπορούμε να δούμε από τα σχήματα 4.19 και 4.27. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα η καθαρή παραγόμενη ισχύς για τα δύο διαφορετικά οργανικά μέσα να κινείται σε παραπλήσια επίπεδα, με το R134a να δίνει καλύτερα αποτελέσματα, όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα 4.20 και 4.28.

Όσον αφορά τους θερμικούς βαθμούς απόδοσης για τα δύο εργαζόμενα μέσα, από τα διαγράμματα 4.21 και 4.29, διακρίνουμε ότι αύξηση που παρατηρείται στη θερμοκρασία υπερθέρμανσης για το R152a διαδραματίζει σημαντικό ρόλο, καθώς όπως μπορούμε να δούμε και από τις σχέσεις 4.3, 4.5 και 4.6, η ροή μάζας δεν συνεισφέρει καθόλου στη σχέση που μας δίνει τον θερμικό βαθμό απόδοσης. Επομένως, η μεγαλύτερη θερμοκρασία υπερθέρμανσης έχει σαν αποτέλεσμα ο βαθμός απόδοσης για το R152a να είναι κατά 1-1,5 μονάδα μεγαλύτερος σε όλο το εύρος των πιέσεων έναντι του R134a για θερμοκρασίες γεωρευστού 90 και 100°C. Σε αυτό το σημείο να θυμίσουμε ότι η θερμοκρασία στην έξοδο του στροβίλου είναι περίπου ίδια για τα δύο εργαζόμενα μέσα και για αυτό το λόγο η αύξηση της θερμοκρασίας υπερθέρμανσης για το R152a είχε και σαν αποτέλεσμα της αύξηση της ενθαλπικής διαφοράς στα άκρα του στροβίλου σε σχέση με το R134a.

Για θερμοκρασίες γεωρευστού 120 και 140°C θα ξεκινήσουμε λέγοντας ότι στην περίπτωση των 140°C έγιναν μετρήσεις μέχρι την πίεση των 41bar καθώς από τα 42bar και έπειτα η θερμοκρασία εξόδου του γεωρευστού έπεφτε κάτω από τους 69°C οι οποίοι και θεωρούνται κατώτατο όριο για αυτές τις δύο περιπτώσεις.

Κοιτάζοντας το διάγραμμα 4.30 παρατηρούμε ότι για αύξηση της πίεσης, στην περίπτωση των 120°C η ροή μάζας εργαζόμενου μέσου μειώνεται γραμμικά, σε αντίθεση με ότι συνέβαινε για το R134a για την ίδια θερμοκρασία εισόδου της πηγής (σχήμα 4.22). Αυτό συμβαίνει γιατί σε όλο το εύρος των πιέσεων ατμοποίησης η θερμοκρασία εξόδου του

γεωρευστού αυξάνεται έχοντας σαν αποτέλεσμα τη μείωση της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου. Αντιθέτως στην περίπτωση των 140°C από την τιμή των 35bar και έπειτα η θερμοκρασία εξόδου του γεωρευστού από το σύστημα εναλλακτών αρχίζει και μειώνεται προκαλώντας αύξηση της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου (σχήμα 4.30) και, παράλληλα, αύξηση της παραγόμενης ισχύος της εγκατάστασης (σχήματα 4.26 και 4.28). Μάλιστα οι υψηλές θερμοκρασίες εξόδου του γεωρευστού μας επιτρέπουν να φτάσουμε μέχρι αρκετά μεγάλες πιέσεις λειτουργίας της εγκατάστασης χωρίς να απαιτηθεί αύξηση του pinch point όπως έγινε στην περίπτωση του R134a για τους 140°C. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την μεγαλύτερη παραγωγή ισχύος για την περίπτωση του R152a στην συγκεκριμένη θερμοκρασία.

Επίσης, λόγω της υψηλής πίεσης ατμοποίησης βλέπουμε ότι και ο θερμικός βαθμός απόδοσης είναι μεγαλύτερος από αυτόν για το R134a, όπως μπορούμε να δούμε μετά από σύγκριση των διαγραμμάτων από τα σχήματα 4.21 και 4.28. Αυτό συμβαίνει γιατί οι θερμοκρασίες υπερθέρμανσης για το R152a (ιδίως στην περίπτωση των 140°C) είναι κατά πολύ μεγαλύτερες από τις αντίστοιχες για το R134a (σχήματα 4.23 και 4.31).

Έτσι όπως κάναμε και στην παράγραφο 4.3.1, έτσι και εδώ θα δώσουμε τον πίνακα όπου φαίνονται οι βέλτιστες επιδόσεις της εγκατάστασης για το εργαζόμενο μέσο R152a λαμβάνοντας υπόψη την μέγιστη καθαρή ηλεκτροπαραγωγή της εγκατάστασης για τις τέσσερις διαφορετικές τιμές θερμοκρασιών γεωρευστού (πίνακας 3.7).

R152a							
T (°C)	p (bar)	P _{el} (kW)	P _{pump} (kW)	P _{net} (kW)	η _{th} (%)	mass _{wf} (kg/s)	T _{sh} (°C)
90	16	632,628	52,6176	580,0104	5,5616	40,717	64,005
100	18	953,2486	84,9403	868,3083	6,5128	51,8441	69,344
120	23	1846,0174	192,7145	1653,303	8,3297	77,1577	80,532
140	35	3357,9554	484,0355	2873,9199	10,8062	106,3605	101,79

Πίνακας 4.7 Στοιχεία μέγιστης καθαρής ηλεκτροπαραγωγής για το R152a

Στον πίνακα 4.6 βλέπουμε ότι στην περίπτωση των 140°C επιλέχθηκε σαν βέλτιστη τιμή παραγόμενης ισχύος της εγκατάστασης αυτή που έχουμε για πίεση ατμοποίησης 35bar, αντί αυτής των 41bar. Αυτή η επιλογή έγινε με βάση τη ξηρότητα (χ) του ατμού στην έξοδο του στροβίλου. Όπως είπαμε και στην παράγραφο 4.3, στα υγρά εργαζόμενα μέσα η διαδικασία της εκτόνωσης του εργαζόμενου μέσου στον στρόβιλο λαμβάνει χώρα, σχεδόν πάντα, στην περιοχή του υγρού ατμού (ανάμεσα στις καμπύλες κορεσμένου υγρού και κορεσμένου ατμού). Στόχος μας είναι να βρισκόμαστε όσο το δυνατόν πιο κοντά στην καμπύλη κορεσμένου ατμού, όπου η ξηρότητα του ατμού πάνω στην καμπύλη είναι $\chi=1$, προκειμένου να ελαχιστοποιείται η ποσότητα υγρού μέσα στο διφασικό μίγμα. Μέσα από τα τρεξίματα στο IPSEpro μετρώντας την ξηρότητα του ατμού στην έξοδο του στροβίλου αυτή βρίσκεται πάντα μικρότερη της μονάδας για τα εργαζόμενα μέσα R134a και R152a. Μάλιστα όσο αυξάνεται η πίεση λειτουργίας η απόσταση μεταξύ των καμπύλων κορεσμένου υγρού ($\chi=0$) και κορεσμένου ατμού ($\chi=1$) μικραίνει οπότε κατά την εκτόνωση οδηγούμαστε όλο και πιο αριστερά από την καμπύλη κορεσμένου ατμού με αποτέλεσμα η ξηρότητα του ατμού να μειώνεται. Μετρώντας τη ξηρότητα του ατμού στην περίπτωση των 41bar βρέθηκε ίση με $\chi=0,86915$ ενώ η αντίστοιχη για 35bar είναι $\chi=0,92349$. Βλέπουμε λοιπόν ότι υπάρχει σημαντική διαφορά και για αυτό προτιμήθηκε αυτή η πίεση λειτουργίας ως βέλτιστη, καθώς στη δεύτερη περίπτωση βρισκόμαστε αρκετά πιο κοντά στην καμπύλη κορεσμένου ατμού. Μία λύση θα μπορούσε να είναι η αύξηση της θερμοκρασίας υπερθέρμανσης του εργαζόμενου μέσου πριν την είσοδό του στον στρόβιλο καθώς με αυτόν τον τρόπο θα οδηγούνταν ακόμα πιο «μέσα» στην υπέρθερμη περιοχή. Αυτό όμως, όπως έχουμε ήδη πει (§4.3) είναι αρκετά δύσκολο να συμβεί στην πράξη και για αυτό το λόγο δεν μελετήσαμε αυτήν την περίπτωση. Παρόλα αυτά έχει αποδειχτεί ότι είναι δυνατόν να υπάρξει ένας υπερκρίσιμος κύκλος στον οποίο η κατάσταση του εργαζόμενου μέσου στην είσοδο του

στροβίλου βρίσκεται πάνω από το κρίσιμο σημείο, και η γραμμή της εκτόνωσης βρίσκεται μέσα στην υγρή περιοχή για κάποιο τμήμα της, καταλήγοντας εν τέλει στην υπέρθερμη περιοχή χωρίς να υπάρχει κάποια απώλεια στην απόδοση λόγω ύπαρξης υγρασίας. Προφανώς, το ρευστό παραμένει σε μία μετασταθή κατάσταση περνώντας μέσα από την υγρή περιοχή παραμένοντας στη ξηρή πλευρά της γραμμής Wilson[2]. Η μελέτη, όμως, ενός τέτοιου κύκλου ξεφεύγει από τα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

4.3.3 Εργαζόμενο μέσο R245fa

Το τρίτο κατά σειρά εργαζόμενο μέσο που θα εξετάσουμε είναι το R245fa. Αυτό το εργαζόμενο ανήκει στα ξηρά εργαζόμενα μέσα (wet organic fluids). Αυτό το εργαζόμενο μέσο έχει ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών καθώς χρησιμοποιείται ως παράγοντας αφρού, σαν ψυκτικό για τη πλήρωση θερμοσιφώνων αλλά και ως εργαζόμενο μέσο σε κύκλους ORC όπως εδώ.

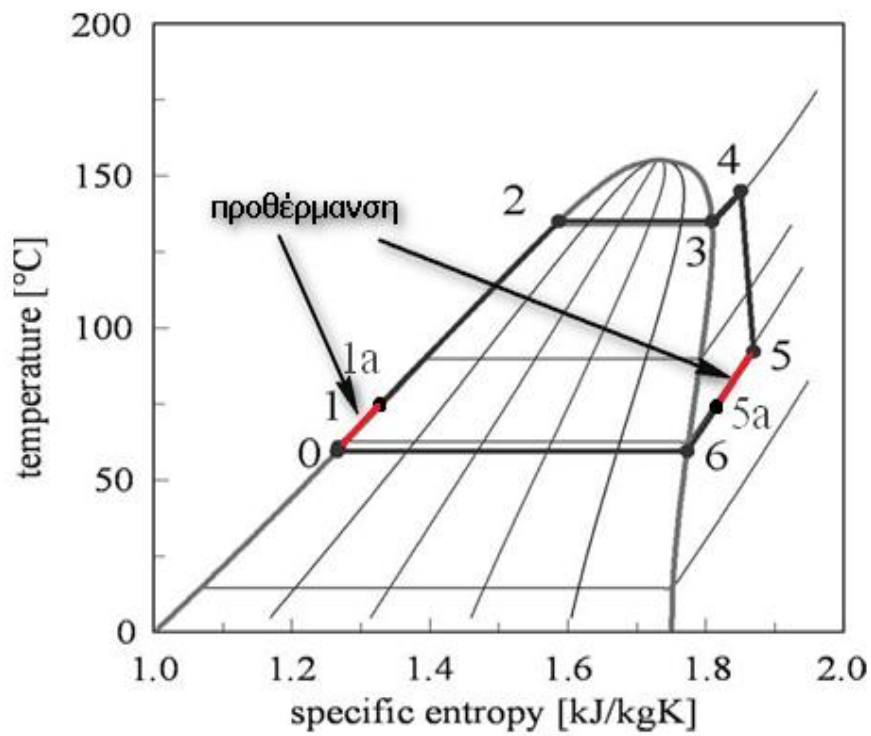
Σαν ξηρό εργαζόμενο μέσο η καμπύλη κορεσμού του παρουσιάζει θετική κλίση στην πλευρά του κορεσμένου ατμού. Έτσι, σε κάθε περίπτωση η εκτόνωση του εργαζόμενου μέσου στον στρόβιλο λαμβάνει χώρα στην υπέρθερμη περιοχή. Για αυτόν το λόγο λοιπόν, όπως είπαμε και στην παράγραφο 4.3, θα χρησιμοποιήσουμε στο κύκλωμά μας έναν ακόμα εναλλάκτη θερμότητας, τον αναγεννητικό προθερμαντή, μετά την έξοδο από τον στρόβιλο. Ο εναλλάκτης αυτός προσδίδει θερμότητα στο εργαζόμενο μέσο χρησιμοποιώντας το ίδιο το εργαζόμενο μέσο μετά την έξοδό του από τον στρόβιλο. Όπως είπαμε το εργαζόμενο μέσο μετά τον στρόβιλο βρίσκεται στην υπέρθερμη περιοχή έχοντας, επομένως, υψηλή τιμή ενθαλπίας που μπορούμε ακόμα να εκμεταλλευτούμε, ειδικά η ενέργεια αυτή θα χανόταν κατά την διάρκεια της συμπίκνωσης του εργαζόμενου μέσου στο συμπυκνωτή.

Στο σχήμα 4.33 φαίνεται σε διάγραμμα T-s η διαδικασία της προθέρμανσης του εργαζόμενου μέσου στον αναγεννητικό προθερμαντή. Γίνεται, μάλιστα, ευδιάκριτη η ταυτόχρονη εναλλαγή θερμότητας μεταξύ του ίδιου του εργαζόμενου μέσου που βρίσκεται στην υπέρθερμη περιοχή (καταστάσεις 5-5a) και αυτού που είναι στην υγρή (καταστάσεις 1-1a).

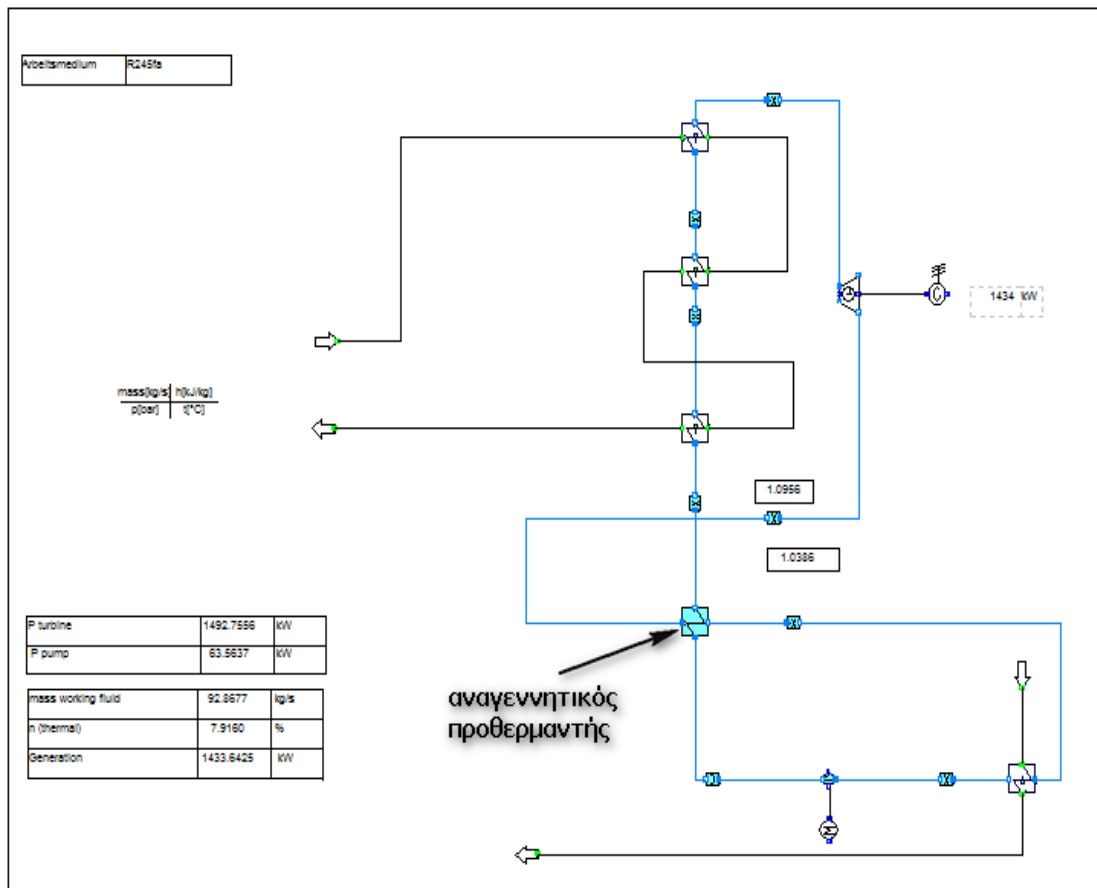
Με βάση αυτά η διάταξη που χρησιμοποιήθηκε είναι αυτή που φαίνεται στο σχήμα 4.32, όπου διακρίνεται η προσθήκη του αναγεννητικού προθερμαντή. Η μεταφερόμενη θερμότητα στον υπερθερμαντή είναι 50, 160, 200 και 300kW για θερμοκρασίες γεωθερμικού ρευστού 90, 100, 120 και 140°C αντίστοιχα. Βλέπουμε ότι με το R245fa πετυχαίνουμε θερμοκρασίες υπερθέρμανσης εφάμιλλες με αυτές για τα προηγούμενα εργαζόμενα μέσα χρησιμοποιώντας μικρότερους, συγκριτικά, σε μέγεθος υπερθερμαντές, γεγονός που μας δείχνει ότι μπορούμε να βρεθούμε στην υπέρθερμη περιοχή αρκετά ευκολότερα σε σχέση με τα υγρά εργαζόμενα μέσα. Επίσης, όσον αφορά τον αναγεννητικό προθερμαντή η παράμετρος που παρέμεινε σταθερή για όλη τη διάρκεια των μετρήσεων είναι η θερμοκρασιακή διαφορά στην είσοδο του, η οποία είναι:

$$\Delta T_{in,regenerator} = T_{in,condenser} - T_{out,pump} = 3^{\circ}\text{C} \quad (4.12)$$

Τα υπόλοιπα στοιχεία του κύκλου παραμένουν τα ίδια όπως και για τα προηγούμενα εργαζόμενα μέσα (βλ. πίνακα 4.6).



Σχήμα 4.33 Αναπαράσταση θερμοδυναμικού κύκλου όπου φαίνεται η διαδικασία της προθέρμανσης



Σχήμα 4.34 Η υπό μελέτη εγκατάσταση πριν την επίλυση για εργαζόμενο R245fa

Τέλος στον πίνακα 4.8 παρατίθενται τα σημαντικότερα θερμοδυναμικά και περιβαλλοντικά στοιχεία για το R245fa.

Εργαζόμενο Μέσο	T_c (°C)	p_c (bar)	ODP	GWP _(100 years)
R245fa	154,05	36,40	~0	1020

Πίνακας 4.8 Θερμοδυναμικά και περιβαλλοντικά στοιχεία για το R245fa [17], [18]

Πριν προχωρήσουμε στην παράθεση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από την επίλυση του κύκλου στο περιβάλλον του IPSEpro θα δούμε την επίδραση που έχει στον κύκλο η προσθήκη του αναγεννητικού προθερμαντή.

Επιλέχθηκε, λοιπόν η περίπτωση που έχουμε θερμοκρασία γεωρευστού στην είσοδο της εγκατάστασης 120°C και μετρήσουμε την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ στην έξοδο της εγκατάστασης καθώς και θερμικό βαθμό απόδοσής αυτής για την περίπτωση όπου δεν έχουμε χρήση αναγεννητικού προθερμαντή και για αυτήν όπου έχουμε χρήση αναγεννητικού προθερμαντή.

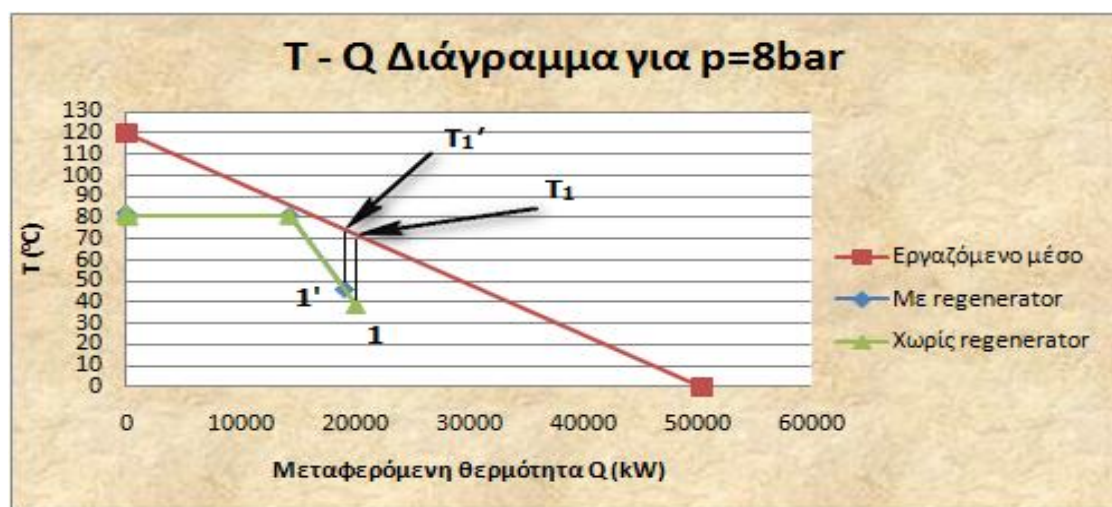
Μετά λοιπόν από τα τρεξίματα που έγιναν στο IPSEpro πήραμε τα αποτελέσματα που φαίνονται στον πίνακα 4.9. Σε αυτόν τον πίνακα πέρα από τις τιμές την ηλεκτροπαραγωγής αλλά και του θερμικού βαθμού απόδοσης, βλέπουμε και την μεταβολή του βαθμού απόδοσης μεταξύ των δύο περιπτώσεων. Αυτό που παρατηρούμε είναι η προσθήκη του αναγεννητικού προθερμαντή στον κύκλο δεν μεταβάλλει καθόλου την ηλεκτροπαραγωγή της εγκατάστασης. Από τη μεριά του θερμικού βαθμού απόδοσης, από την άλλη, έχουμε σημαντική μεταβολή η οποία αγγίζει το 10,23% για την περίπτωση που η πίεση ατμοποίησης του κύκλου είναι στα 13bar. Προφανώς, σε ότι αφορά το συνολικό βαθμό απόδοσης δεν θα είχε κάποια μεταβολή καθώς αυτός, αν κοιτάξουμε τη σχέση 4.7, θα δούμε ότι αυτός εξαρτάται αποκλειστικά από την ηλεκτροπαραγωγή και για αυτό το λόγο δεν εξετάσαμε τη συμπεριφορά του.

p (bar)	Με regenerator		Χωρίς regenerator		Μεταβολή βαθμού απόδοσης (%)
	$P_{generator}$ (kW)	η_{th} (%)	$P_{generator}$ (kW)	η_{th} (%)	
4	905,3685	3,4599	905,3685	3,3795	2,32%
5	1193,6602	4,9903	1193,6602	4,8077	3,66%
6	1354,6943	6,2181	1354,6943	5,9209	4,78%
7	1424,0862	7,2114	1424,0862	6,7957	5,76%
8	1434,3415	8,0733	1434,3415	7,5392	6,62%
9	1393,793	8,8169	1393,793	8,1645	7,40%
10	1314,3809	9,4674	1314,3809	8,6986	8,12%
11	1202,7951	10,0553	1202,7951	9,1693	8,81%
12	1063,6734	10,5851	1063,6734	9,5798	9,50%
13	900,3919	11,0791	900,3919	9,9456	10,23%

Πίνακας 4.9 Σύγκριση κύκλων με χρήση προθερμαντή και χωρίς για το R245fa

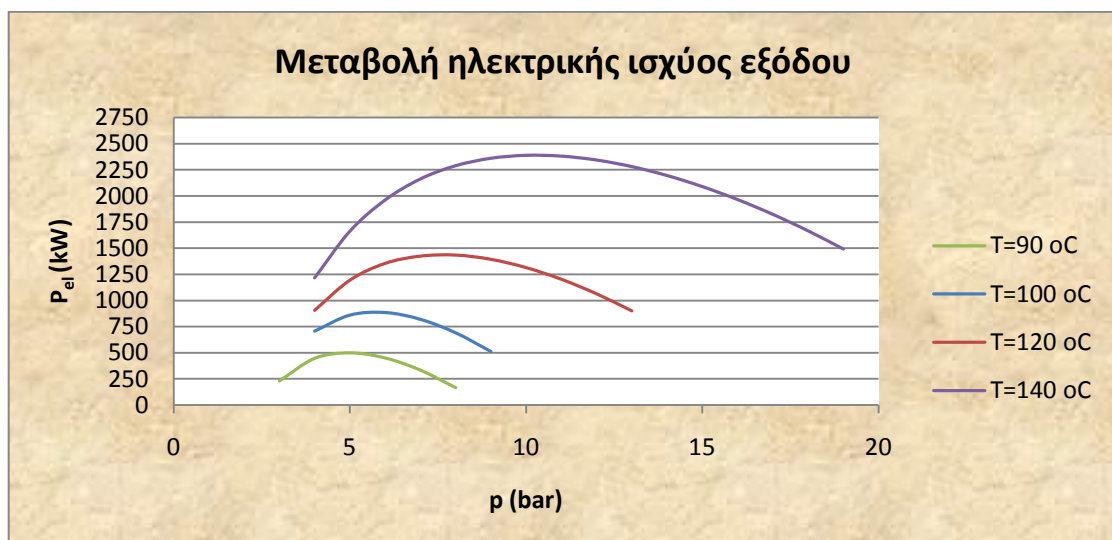
Αυτό ήταν αναμενόμενο καθώς αν δούμε τη σχέση που δίνει τον θερμικό βαθμό απόδοσης (σχέση 4.3) και διατηρήσουμε σταθερό τον αριθμητή θα δούμε ότι για να έχουμε αύξηση του βαθμού απόδοσης πρέπει να μειωθεί ο παρονομαστής. Για να συμβεί αυτό θα πρέπει να μειωθεί η ενθαλπική διαφορά στα άκρα του συστήματος εναλλακτών θερμότητας. Θα πρέπει, επίσης, να τονίσουμε ότι ο αναγεννητικός προθερμαντής δεν συμπεριλαμβάνεται στο σύστημα εναλλακτών θερμότητας, καθώς αυτό είναι υπεύθυνο για την μεταφορά θερμότητας από το γεωθερμικό ρευστό στο εργαζόμενο μέσο, ενώ στην περίπτωση του αναγεννητικού προθερμαντή έχουμε μεταφορά θερμότητας από το ίδιο το εργαζόμενο από την κατάσταση του υπέρθερμου ατμού προς αυτήν όπου το εργαζόμενο μέσο βρίσκεται στην υγρή φάση. Εφόσον η προσθήκη του αναγεννητικού προθερμαντή δεν μεταβάλλει την παραγωγικότητα της εγκατάστασης έχουμε σαν αποτέλεσμα η ενθαλπική διαφορά στα άκρα

του στροβίλου να παραμένει σταθερή. Άρα σταθερή είναι και η τιμή της ενθαλπίας του εργαζόμενου μέσου στην έξοδο του υπερθερμαντή. Επομένως, μέσω του αναγεννητικού προθερμαντή επιτυγχάνω την αύξηση της ενθαλπίας του εργαζόμενου μέσου στην είσοδο του προθερμαντή (συστήματος εναλλακτών θερμότητας) αυξάνοντας παράλληλα και την θερμοκρασία επανέγχυσης του γεωρευστού πίσω στον ταμιευτήρα. Αυτό μπορούμε να το δούμε καλύτερα και στο σχήμα 4.35 σε ένα διάγραμμα T-Q, κοινό για τους δύο κύκλους. Βλέπουμε ότι στην περίπτωση της μη χρησιμοποίησης αναγεννητικού προθερμαντή (πράσινη καμπύλη) η θερμοκρασία εισόδου του εργαζόμενου μέσου (σημείο 1) στο σύστημα των εναλλακτών θερμότητας είναι χαμηλότερη από αυτήν (σημείο 1') που προκύπτει από τη χρήση αναγεννητικού προθερμαντή (μπλε καμπύλη). Αυτό με τη σειρά του οδηγεί σε όμοια διαφορετικές θερμοκρασίες εξόδου του γεωρευστού από την εγκατάσταση (θερμοκρασίες T_1 και T_1').



Σχήμα 4.35 T-Q διάγραμμα για τους κύκλους με και χωρίς αναγεννητικό προθερμαντή

Από τις μετρήσεις που έγιναν στο IPSEpro για τις διάφορες τιμές θερμοκρασίας γεωρευστού και πίεσης ατμοποίησης και μετά από ανάλυσή τους στο Excel προέκυψαν τα παρακάτω αποτελέσματα:



Σχήμα 4.36 Μεταβολή της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου για το R245fa



Σχήμα 4.37 Μεταβολή της ισχύος τροφοδοτικής αντλίας για R245fa



Σχήμα 4.38 Μεταβολή της καθαρής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για R245fa



Σχήμα 4.39 Μεταβολή του θερμικού βαθμού απόδοσης για R245fa



Σχήμα 4.40 Μεταβολή της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου για R245fa



Σχήμα 4.41 Μεταβολή της θερμοκρασίας υπερθέρμανσης για R245fa



Σχήμα 4.42 Μεταβολή του συνολικού βαθμού απόδοσης για R245fa

Σε αντίθεση με τα δύο προηγούμενα εργαζόμενα μέσα βλέπουμε ότι η συμπεριφορά του κύκλου για το R245fa είναι ομοιόμορφη για όλο το εύρος των θερμοκρασιών που δοκιμάστηκαν. Επίσης το εύρος τιμών των πιέσεων που μπορούμε να εκμεταλλευτούμε είναι

αρκετά περιορισμένο και σε χαμηλότερες τιμές συγκριτικά με τα προηγούμενα εργαζόμενα μέσα. Αυτό είναι άμεση συνέπεια των θερμοδυναμικών ιδιοτήτων του R245fa καθώς τόσο η κρίσιμη τιμή πίεσής όσο και η πίεση συμπύκνωσης του είναι αρκετά χαμηλότερες από τις αντίστοιχες των άλλων δύο. Επίσης, λόγω των θερμοδυναμικών ιδιοτήτων, βλέπουμε από το σχήμα 3.39 πως παρ' ότι οι τιμές πίεσης είναι αρκετά χαμηλότερες με πριν, οι θερμοκρασίες υπερθέρμανσης, και κατ' επέκταση οι θερμοκρασίες ατμοποίησης, είναι εφάμιλλες με αυτές των άλλων δύο εργαζόμενων μέσων.

Για τον παραπάνω λόγο κάποιος θα περίμενε και εφάμιλλες τιμές παραγόμενης ισχύος κάτι το οποίο δε συμβαίνει αν συγκρίνει κάποιος τα σχήματα 4.18, 4.26 και 4.36. Αυτό προκύπτει γιατί η ενθαλπική διαφορά στα άκρα του στροβίλου είναι αρκετά μικρότερη στην περίπτωση του R245fa συγκριτικά με των άλλων δύο. Το R245fa εκτονώνεται μεν στην υπέρθερμη περιοχή, σε σχετικά μεγάλη θερμοκρασία σε σχέση με τη θερμοκρασία συμπύκνωσης δε. Για αυτόν το λόγο κιόλας χρησιμοποιούμε τον αναγεννητικό υπερθερμαντή, ελαχιστοποιώντας τις απώλειες που θα προέκυπταν από μη χρησιμοποίησή του κατά τη συμπύκνωση.

Κοιτάζοντας το σχήμα 4.40 και συγκρίνοντάς το με τα αντίστοιχα για τα άλλα δυο εργαζόμενα μέσα βλέπουμε ότι οι τιμές ροής μάζας του R245fa είναι μεγαλύτερες από αυτές του R152a και μικρότερες από αυτές για το R134a. Παρ' όλα αυτά, όμως οι τιμές της ισχύος της τροφοδοτικής αντλίας είναι κατά πολύ χαμηλότερες για το R245fa σε σχέση με τα άλλα εργαζόμενα μέσα. Αυτό συμβαίνει γιατί οι πολύ μικρές τιμές πίεσης λειτουργίας του κύκλου οδηγούν σε μικρές ενθαλπικές διαφορές στα άκρα της τροφοδοτικής αντλίας.

Έτσι, η μικρή ενθαλπική διαφορά στα άκρα του στροβίλου αντισταθμίζεται από την πολύ χαμηλή ισχύ της τροφοδοτικής αντλίας (σχήματα 4.19, 4.27 και 4.37), με αποτέλεσμα να μειώνονται αισθητά οι ιδιοκαταναλώσεις της εγκατάστασης. Παρόλο, λοιπόν, που η ηλεκτρική ισχύς της γεννήτριας είναι αρκετά μικρότερη από αυτήν που είχαμε στα άλλα δύο εργαζόμενα μέσα (σχήματα 4.18, 4.26 και 4.36), κοιτάζοντας τα σχήματα 4.20, 4.28 και 4.38 βλέπουμε ότι η καθαρή ισχύς εξόδου της εγκατάστασης βρίσκεται αρκετά κοντά στις τιμές που είχαμε για τα R134a και R152a. Μάλιστα για τις περιπτώσεις των 90 και 100°C βλέπουμε ότι οι τιμές καθαρής ισχύος εξόδου είναι εφάμιλλες για τα τρία εργαζόμενα μέσα. Πάντως σε καμία περίπτωση η παραγωγή ισχύος του κύκλου για το R245fa δε ξεπερνά αυτή των άλλων δύο μέσων.

Όσον αφορά τον θερμικό βαθμό απόδοσης του κύκλου βλέπουμε πως παρά το γεγονός ότι η πίεση ατμοποίησης είναι σε πολύ χαμηλότερες τιμές από αυτές που συναντήσαμε στα άλλα δύο εργαζόμενα μέσα, ο θερμικός βαθμός απόδοσης για το R245fa κυμαίνεται στα ίδια επίπεδα. Μάλιστα σε μερικές περιπτώσεις ξεπερνά τους αντίστοιχους βαθμούς απόδοσης των άλλων δύο. Αυτό έχει να κάνει με τη χρησιμοποίηση του αναγεννητικού προθερμαντή, καθώς οι ενθαλπικές διαφορές που συναντάμε στα άκρα του συστήματος εναλλαγής θερμότητας είναι μικρότερες από τις αντίστοιχες που είχαμε στα υγρά εργαζόμενα μέσα. Οπότε και η τιμή του κλάσματος που μας δίνει τον βαθμό απόδοσης είναι μεγαλύτερη από την αναμενόμενη, αντισταθμίζοντας κατά αυτόν τον τρόπο την υστέρηση που παρουσιάζει το R245fa ως προς την ηλεκτροπαραγωγή.

Τέλος στον πίνακα 4.10 δίνονται τα χαρακτηριστικά του κύκλου που αναφέρονται στις βέλτιστες επιδόσεις αυτού για τις τέσσερις διαφορετικές θερμοκρασίες γεωρευστού που δοκιμάστηκαν.

R245fa							
T (°C)	p (bar)	P _{el} (kW)	P _{pump} (kW)	P _{net} (kW)	η(%)	mass _{wf} (kg/s)	T _{sh} (°C)
90	5	498,2741	18,422	479,8521	4,9779	54,4465	63,331
100	6	884,9228	28,7679	856,1549	7,0342	64,3868	71,419
120	8	1434,3415	63,5637	1370,7778	8,0733	92,8677	82,223
140	10	2388,7226	118,1895	2270,5331	9,4503	129,5587	91,527

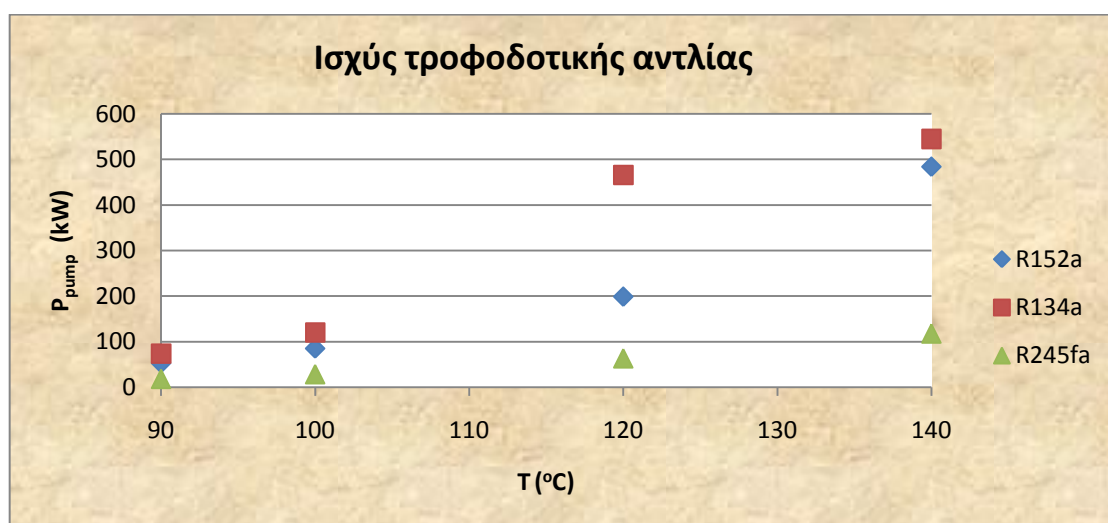
Πίνακας 4.9 Στοιχεία μέγιστης καθαρής ηλεκτροπαραγωγής για το R245fa

4.3.4 Ανάλυση αποτελεσμάτων-Συμπεράσματα

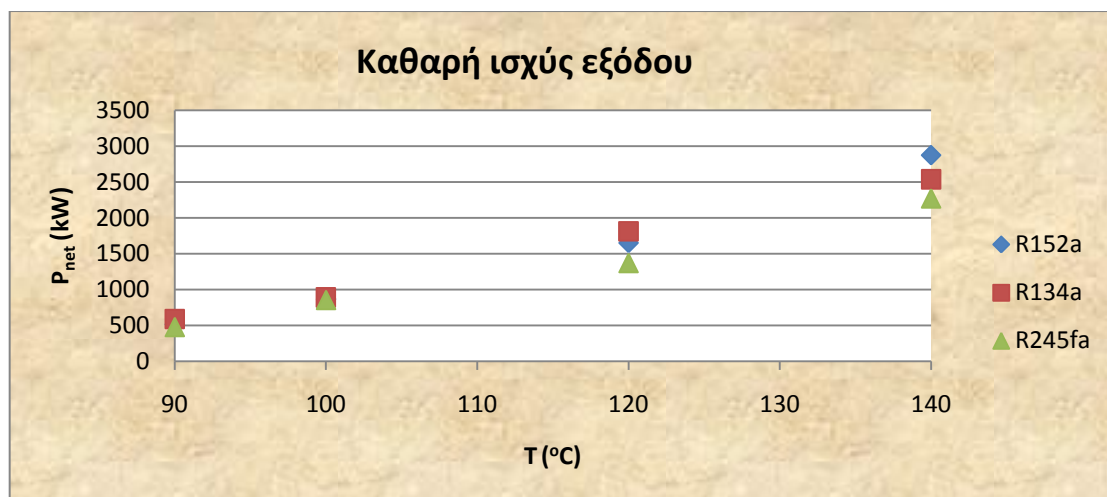
Στις προηγούμενες παραγράφους μελετήσαμε την επίδραση που έχουν σε έναν κύκλο ORC τρία διαφορετικά εργαζόμενα μέσα. Τα εργαζόμενα μέσα που μελετήθηκαν είναι τα R134a, R152a και R245fa. Τα δύο πρώτα ανήκουν στην κατηγορία των υγρών εργαζόμενων μέσων, ενώ το τρίτο σε αυτήν των ξηρών. Για κάθε εργαζόμενο μέσο δοκιμάσαμε θερμοκρασίες εισόδου γεωρευστού στην εγκατάσταση 90, 100, 120 και 140°C. Για κάθε μία από αυτές μεταβάλαμε την πίεση ατμοποίησης του κύκλου από την χαμηλότερη επιτρεπτή τιμή έως την υψηλότερη, καταγράφοντας διάφορες παραμέτρους του κύκλου όπως είναι η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς του, η ισχύς της τροφοδοτικής αντλίας, η θερμοκρασία υπερθέρμανσης του εργαζόμενου μέσου, η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου και ο θερμικός βαθμός απόδοσης του κύκλου. Επίσης εξηγήσαμε τα κριτήρια με τα οποία επιλέξαμε την πίεση ατμοποίησης στην οποία έχουμε βέλτιστες επιδόσεις για την εγκατάσταση όπου η επιλογή δεν ήταν προφανής. Με βάση αυτά, λοιπόν, προέκυψαν τα διαγράμματα που ακολουθούν, στα οποία αναπαριστώνται οι βέλτιστες επιδόσεις για κάθε εργαζόμενο μέσο στις αντίστοιχες θερμοκρασίες γεωθερμικού ρευστού :



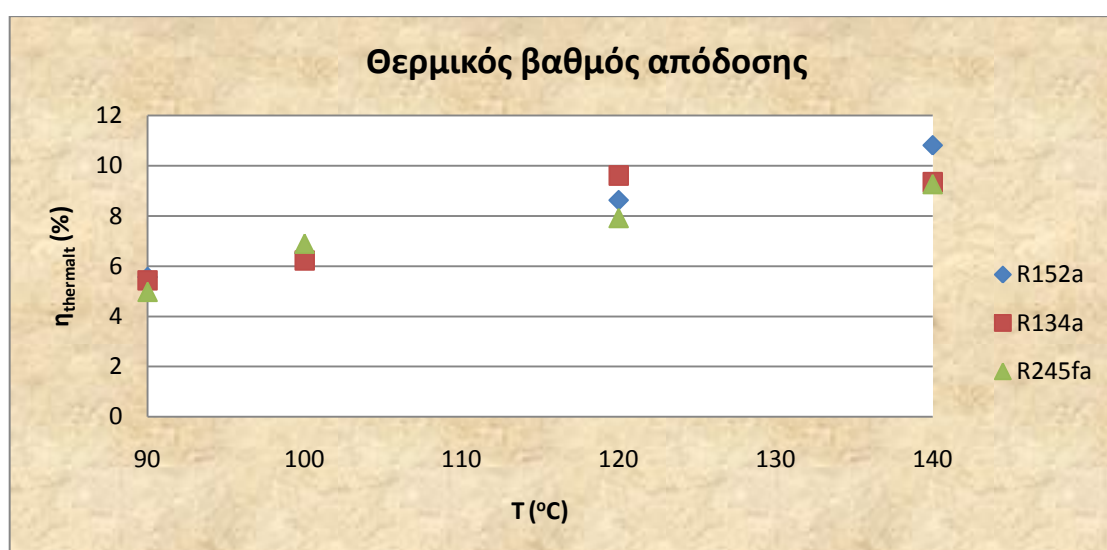
Σχήμα 4.43 Διάγραμμα ηλεκτρικής ισχύος εξόδου



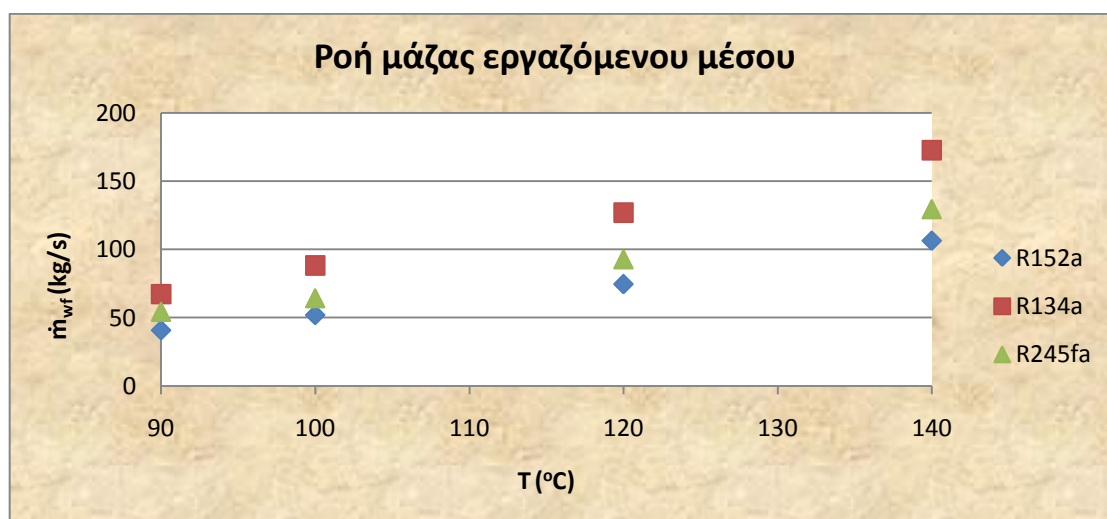
Σχήμα 4.44 Διάγραμμα ισχύος τροφοδοτικής αντλίας



Σχήμα 4.45 Διάγραμμα καθαρής ισχύος εξόδου



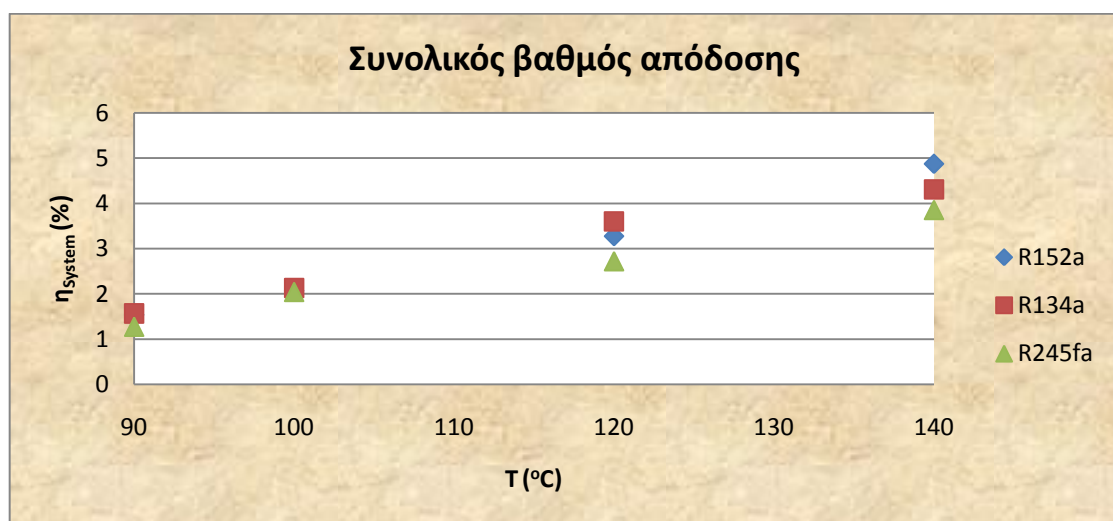
Σχήμα 4.46 Διάγραμμα θερμικού βαθμού απόδοσης



Σχήμα 4.47 Διάγραμμα ροής μάζας εργαζόμενου μέσου



Σχήμα 4.48 Διάγραμμα θερμοκρασίας υπερθέρμανσης εργαζόμενου μέσου



Σχήμα 4.49 Διάγραμμα συνολικού βαθμού απόδοσης

Από το διάγραμμα του σχήματος 4.43 βλέπουμε την εμφανή υπεροχή ως προς την παραγωγή ισχύος των δύο υγρών εργαζόμενων μέσων κυρίως για υψηλές θερμοκρασίες γεωρευστού σε σχέση με το ξηρό εργαζόμενο μέσο. Μάλιστα η παραγόμενη ισχύς για το R134a είναι μεγαλύτερη των άλλων δύο με εξαίρεση αυτή για τους 140°C όπου, όπως είπαμε και στην αντίστοιχη παράγραφο, αυξήσαμε τη θερμοκρασιακή διαφορά στην έξοδο του γεωθερμικού προθερμαντή από τους 5°C στους 10°C προκειμένου να εξασφαλίσουμε θερμοκρασίες εξόδου του γεωθερμικού ρευστού από την εγκατάσταση κοντά στους 70°C με αποτέλεσμα την αισθητή μείωση της θερμοκρασίας ατμοποίησης και κατ' επέκταση της θερμοκρασίας υπερθέρμανσης του, άρα και της ενθαλπικής διαφοράς στα άκρα του στροβίλου. Αυτή η υπεροχή είναι απόρροια των πολύ υψηλών τιμών πίεσης ατμοποίησης που μπορούμε να επιτύχουμε σε αυτά τα εργαζόμενα μέσα σε αντίθεση με το R245fa όπου η πίεση ατμοποίησης μπορεί να πάρει σαφώς μικρότερες τιμές. Αντίθετα για θερμοκρασίες γεωρευστού 90 και 100°C βλέπουμε και τα τρία εργαζόμενα μέσα να έχουν παραπλήσιες τιμές ηλεκτρικής ισχύος με μία ελαφριά υστέρηση του R245fa έναντι των άλλων δύο.

Στο σχήμα 4.44 βλέπουμε την ισχύ που απαιτείται από την τροφοδοτική αντλία. Όπως και πριν, έτσι και εδώ, βλέπουμε τα υγρά εργαζόμενα μέσα να απαιτούν μεγαλύτερη ισχύ για τις υψηλές θερμοκρασίες γεωρευστού, καθώς λόγω των υψηλών τιμών πίεσης δημιουργούνται μεγαλύτερες ενθαλπικές διαφορές στα άκρα της αντλίας, με αποτέλεσμα την αύξηση της ισχύος αυτής. Αυτό που παρατηρούμε είναι ότι η ισχύς της τροφοδοτικής αντλίας για τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα είναι στα ίδια επίπεδα με εξαίρεση τους 120°C. Σε αυτήν τη θερμοκρασία γεωρευστού αν κοιτάξουμε τους πίνακες 4.4 και 4.7 θα διαπιστώσουμε ότι

για το R134a έχουμε μέγιστη ηλεκτροπαραγωγή για πίεση λειτουργίας 29bar ενώ αντίστοιχα για το R152a αυτή παρουσιάζεται στα 23bar, την στιγμή που στις υπόλοιπες θερμοκρασίες γεωρευστού αυτή συντελείται σε παρόμοιες πιέσεις. Αυτή η διαφορά στις πιέσεις λειτουργίας μεταξύ των δύο εργαζόμενων μέσων είναι ικανή να δημιουργήσει τέτοιες διαφορές τόσο ως προς την ηλεκτροπαραγωγή αλλά και ως προς την απαιτούμενη ισχύ της τροφοδοτικής αντλίας. Βέβαια, κοιτάζοντας και το σχήμα 4.44, θα δούμε ότι τέτοιες διαφορές οφείλονται και στη μεγαλύτερη ροή μάζας του R134a έναντι του R152a, το οποίο μάλιστα παρουσιάζει τις μικρότερες τιμές σε σχέση με τα άλλα δύο εργαζόμενα μέσα. Από την άλλη στο R245fa, λόγω των πολύ χαμηλών πιέσεων λειτουργίας, συναντάμε τις χαμηλότερες τιμές απαιτούμενης ισχύος για την τροφοδοτική αντλία σε όλο το φάσμα των θερμοκρασιών.

Από το σχήμα 4.45 βλέπουμε τη μέγιστη καθαρή παραγόμενη ισχύ για τα τρία εργαζόμενα μέσα. Με άλλα λόγια την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ της εγκατάστασης αν αφαιρέσουμε τις ιδιοκαταναλώσεις που συντελούνται στην τροφοδοτική αντλία. Και εδώ, όπως και στην περίπτωση της παραγόμενης ισχύος στην γεννήτρια, το R134a παρουσιάζει τις μεγαλύτερες τιμές συγκριτικά με τα άλλα δύο εργαζόμενα μέσα. Εδώ, όμως, λόγω των μεγαλύτερων τιμών ισχύος της τροφοδοτικής αντλίας που συναντάμε στο R134a η διαφορά του από τα άλλα δύο είναι μικρότερη, μάλιστα στην περίπτωση των 140°C συναντάμε τη μεγαλύτερη καθαρή παραγόμενη ισχύ από το R152a.

Από τη σκοπιά του θερμικού βαθμού απόδοσης της εγκατάστασης, κοιτάζοντας το σχήμα 4.46, βλέπουμε ότι οι διαφορές ανάμεσα στα τρία εργαζόμενα μέσα δεν είναι μεγάλες για τις χαμηλές θερμοκρασίες γεωρευστού (90 και 100°C). Αντίθετα στις υψηλές θερμοκρασίες γεωρευστού (120 και 140°C) αρχίζουν να παρουσιάζονται μεγαλύτερες αποκλίσεις μεταξύ των τριών εργαζόμενων μέσων. Πιο αναλυτικά, για θερμοκρασίες γεωρευστού 90 και 100°C τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα εμφανίζουν παραπλήσιους θερμικούς βαθμούς απόδοσης. Αντίθετα το R245fa παρουσιάζει αισθητή βελτίωση, αφού ενώ στους 90°C είχε τον χαμηλότερο βαθμό απόδοσης, στους 100°C προηγείται των άλλων δύο καθώς οι ενθαλπικές διαφορές στα άκρα του συστήματος εναλλαγής θερμότητας είναι μικρότερες από αυτές που είχαμε στα υγρά εργαζόμενα μέσα λόγω της χρησιμοποίησης του αναγεννητικού προθερμαντή. Στην περίπτωση των 120°C το R134a παρουσιάζει το μεγαλύτερο θερμικό βαθμό απόδοσης ακολουθούμενο από το R152a, ενώ το R245fa παρουσιάζει το μικρότερο θερμικό βαθμό απόδοσης καθώς η χρήση του αναγεννητικού προθερμαντή δεν μπορεί να αντισταθμίσει τη μειωμένη παραγωγικότητα που αυτό έχει για αυτήν τη θερμοκρασία γεωρευστού. Αντίστοιχα είναι τα αποτελέσματα και στους 140°C με τη διαφορά ότι ο θερμικός βαθμός απόδοσης του R134a είναι στα επίπεδα του R245fa, γεγονός το οποίο οφείλεται στην αύξηση του pinch point.

Από το σχήμα 4.48 βλέπουμε ότι οι θερμοκρασίες υπερθέρμανσης για τα τρία εργαζόμενα μέσα είναι στα ίδια επίπεδα για θερμοκρασίες γεωρευστού 90 και 100°C, ενώ για θερμοκρασίες 120 και 140°C παρατηρούμε την υστέρηση του R245fa σε σχέση με τα άλλα δύο εργαζόμενα μέσα, και την αντίστοιχη βελτίωση του R152a.

Τέλος, από το διάγραμμα του σχήματος 4.49 βλέπουμε το συνολικό βαθμό απόδοσης για τα τρία εργαζόμενα μέσα. Αυτό που παρατηρούμε είναι ότι το διάγραμμα αυτό παρουσιάζει πολλές ομοιότητες με αυτό της καθαρής ηλεκτροπαραγωγής (σχήμα 4.45). Αυτό είναι λογικό καθώς αν κοιτάξουμε τη σχέση που δίνει το συνολικό βαθμό απόδοσης μίας εγκατάστασης (σχέση 4.7) θα δούμε ότι ο αριθμητής του κλάσματος είναι η καθαρή ηλεκτροπαραγωγή της εγκατάστασης διαιρούμενη με τη συνολικά διαθέσιμη θερμότητα της πηγής, η οποία όπως έχουμε πει είναι σταθερή για κάθε θερμοκρασία γεωρευστού. Επομένως ο συνολικός βαθμός απόδοσης είμαι άμεσα συνδεδεμένος με την ηλεκτροπαραγωγή της εγκατάστασης.

Με βάση λοιπόν τα παραπάνω βλέπουμε ότι οι επιδόσεις της εγκατάστασης και για τα τρία εργαζόμενα είναι στα ίδια, περίπου, επίπεδα για θερμοκρασίες γεωρευστού 90 και 100°C. Λαμβάνοντας υπόψη, όμως, τις τιμές καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της εγκατάστασης θα επιλέξουμε σαν κατάλληλο εργαζόμενο μέσο για αυτές τις θερμοκρασίες γεωρευστού το R134a. Αντίθετα για θερμοκρασίες γεωρευστού 120 και 140°C τα δεδομένα είναι πιο ξεκάθαρα καθώς στους 120°C μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγή έχουμε για το R134a, ενώ στους 140°C επιλέγουμε το R152a. Όσον αφορά το R245fa βλέπουμε ότι παρουσιάζει

ανταγωνιστικές τιμές ηλεκτροπαραγωγής μόνο για χαμηλές θερμοκρασίες γεωρευστού, μάλιστα στην περίπτωση των 100°C η ηλεκτροπαραγωγή που παρουσιάζει βρίσκεται αρκετά κοντά στον άλλων δύο, ενώ παρουσιάζει και τον μεγαλύτερο θερμικό βαθμό απόδοσης. Λαμβάνοντας υπόψη, όμως, ότι στις γεωθερμικές μονάδες δυαδικού κύκλου είναι πολύ πιθανή η χρησιμοποίηση αντλιών τόσο για τα φρεάτια παραγωγής όσο και για αυτά που προορίζονται για την επανέγχυση του γεωρευστού πίσω στον ταμιευτήρα, όπως επίσης και για την τροφοδοσία της εγκατάστασης με θαλασσίνο νερό για την συμπύκνωση του εργαζόμενου μέσου, απορρίψαμε το R245fa καθώς η καθαρή ηλεκτροπαραγωγή του θα μειωνόταν περαιτέρω, γεγονός που θα είχε αντίκτυπο στην οικονομική βιωσιμότητα του έργου, όπως θα δούμε και σε επόμενη παράγραφο.

Κεφάλαιο 5^ο Σύστημα ψύξης

5.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό της εργασίας θα ασχοληθούμε με το σύστημα ψύξης της εγκατάστασης. Το σύστημα ψύξης αποτελεί ένα πολύ σημαντικό τμήμα της εγκατάστασης παραγωγής. Στο τμήμα αυτό λαμβάνει χώρα η συμπύκνωση του εργαζόμενου μέσου. Έτσι, το εργαζόμενο μέσο από την φάση του υπέρθερμου ατμού στην οποία βρίσκεται μετά την έξοδο του από τον στρόβιλο για το εργαζόμενο μέσο R245fa, αλλά και από αυτήν του υγρού ατμού για τις περιπτώσεις των R134a και R152a, μετατρέπεται σε κορεσμένο υγρό.

Τα συστήματα ψύξης διακρίνονται σε ανοικτά και σε κλειστά συστήματα. Με τη σειρά τους τα ανοικτά συστήματα χωρίζονται σε δύο υποκατηγορίες: α) στα συστήματα ψύξης με νερό ποταμού ή θάλασσας, και β) στα συστήματα ψύξης με νερό ποταμού ή θάλασσας με περαιτέρω ψύξη ατμού με πύργο ψύξης. Στα πλεονεκτήματα του πρώτου συστήματος ψύξης είναι το σχετικά μικρό του κόστος. Αντίθετα, στα μειονεκτήματά του είναι οι μεγάλες ποσότητες νερού που χρειάζονται για τη συμπύκνωση του εργαζόμενου μέσου, η περιορισμένη φόρτιση του νερού από οικολογικούς λόγους, το γεγονός ότι πρέπει οι εγκαταστάσεις να στεγάζονται δίπλα στην πηγή του ψυκτικού μέσου και ο μεγάλος κίνδυνος από διαβρώσεις και επικαθίσεις αλάτων στις σωληνώσεις αλλά και στον συμπυκνωτή. Από την άλλη, τα ανοικτά συστήματα με περαιτέρω ψύξη ατμού σε πύργο ψύξης δεν απαιτούν την τοποθέτηση των εγκαταστάσεων δίπλα στην πηγή του ψυκτικού μέσου. Επίσης αποφεύγεται η θερμική φόρτιση του ψυκτικού μέσου. Στα μειονεκτήματά τους, όμως, συγκαταλέγονται τα υψηλά έξοδα εγκατάστασης λόγω της χρησιμοποίησης πύργου ψύξης, τα υψηλά έξοδα λειτουργίας λόγω της προσθήκης νέου νερού, η εξάτμιση του ψυκτικού μέσου που συντελείται στον πύργο ψύξης προκαλεί προβλήματα στο περιβάλλον και ο κίνδυνος διάβρωσης του κυκλώματος ψύξης.

Στην παρούσα εργασία θα χρησιμοποιηθεί το σύστημα ψύξης με νερό θάλασσας, καθώς η μελέτη απευθύνεται για την περιοχή της Ικαρίας, όπου εικάζεται ότι η εγκατάσταση θα βρίσκεται κοντά σε πηγή κατάλληλου ψυκτικού μέσου, εν προκειμένω θαλασσινό νερό. Στην μελέτη που θα ακολουθήσει θα δούμε τη μεταβολή που υφίσταται η παραγωγικότητα των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας συναρτήσει της μεταβολής της θερμοκρασίας του ψυκτικού μέσου, κάθε μήνα, κατά τη διάρκεια ενός έτους. Οι επιφανειακές θερμοκρασίες της θάλασσας της περιοχής της Ικαρίας δεν ήταν δυνατόν να βρεθούν καθώς δεν υπάρχει κάποιο όργανο καταγραφής τους από κάποιον φορέα. Έτσι χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές που ήταν διαθέσιμες από τον σταθμηγράφο που είναι τοποθετημένος στο λιμάνι της Σάμου ($\varphi = 37^{\circ} 45' 18'' .56$, $\lambda = 24^{\circ} 56' 44'' .91$) για λογαριασμό της Υδρογραφικής Υπηρεσίας του Πολεμικού Ναυτικού. Τα δεδομένα, αυτά, αποκτήθηκαν κατόπιν αιτήσεως που έγινε στην Υδρογραφική Υπηρεσία με σκοπό την αποκλειστική τους χρησιμοποίηση για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας.

Επίσης θα γίνει υπολογισμός της απαιτούμενης επιφάνειας συναλλαγής θερμότητας του εναλλάκτη θερμότητας (συμπυκνωτή) που χρησιμοποιείται από το εξεταζόμενο σύστημα ψύξης. Η διαστασιολόγησή τους θα γίνει προσεγγιστικά, με τα δεδομένα τα οποία έχουμε στη διάθεσή μας από τις παραμέτρους των κύκλων μετά από την επίλυσή τους στο IPSEpro.

5.2 Ετήσια μεταβολή παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος

Σε αυτήν την παράγραφο θα μελετήσουμε την ετήσια μεταβολή της παραγόμενης ηλεκτρικής (καθαρής) ισχύος για μία γεωθερμική μονάδα παραγωγής ενέργειας για τα τρία εργαζόμενα μέσα που χρησιμοποιήσαμε και προηγουμένως. Η μοναδική παράμετρος που θα μεταβάλλεται στο κύκλωμα που χρησιμοποιείται στο IPSEpro είναι η θερμοκρασία του ψυκτικού μέσου στην είσοδο του συμπυκνωτή, προσέχοντας πάντα, η θερμοκρασιακή διαφορά μεταξύ του ψυκτικού μέσου στην είσοδο και στην έξοδο του από τον συμπυκνωτή να είναι 8°C .

Όπως είπαμε και στην εισαγωγή αυτού του κεφαλαίου, τα δεδομένα που χρησιμοποιούμε προέρχονται από τις μετρήσεις του σταθμηγράφου που είναι τοποθετημένος στο λιμάνι της Σάμου ($\varphi = 37^{\circ} 45' 18'' .56$, $\lambda = 24^{\circ} 56' 44'' .91$). Τα δεδομένα είναι ενδεικτικά και αναφέρονται στις μέσες μηνιαίες τιμές θερμοκρασίας των επιφανειακών θαλάσσιων υδάτων κατά το έτος 2010. Οι τιμές αυτές φαίνονται στον πίνακα 5.1.

Μήνας	Μέση θερμοκρασία θάλασσας (°C)
1/2010	16,63
2/2010	15,4
3/2010	15,84
4/2010	17,07
5/2010	19,1
6/2010	21,5
7/2010	23,82
8/2010	25,45
9/2010	25,03
10/2010	22,65
11/2010	20,45
12/2010	18,12
M.O.	20,08

Πίνακας 5.1 Μέσες τιμές θερμοκρασίας θάλασσας Σάμου [28]

Με βάση τον πίνακα 5.1 προκύπτει το διάγραμμα για τις μέσες μηνιαίες τιμές θερμοκρασίας θαλάσσης, όπως φαίνονται στα σχήμα 5.1



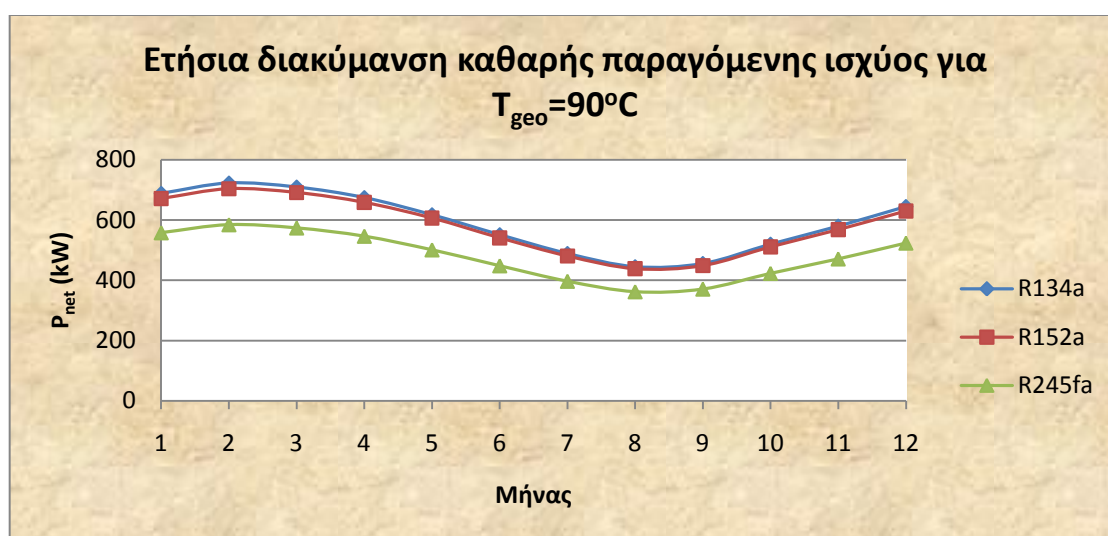
Σχήμα 5.1 Μεταβολή μέσων μηνιαίων θερμοκρασιών επιφάνειας θαλάσσης.

Στο 4^ο κεφάλαιο της παρούσας εργασίας έχουμε υπολογίσει ότι η μέγιστη καθαρή παραγόμενη ισχύς μίας γεωθερμικής μονάδας παραγωγής θερμοκρασίας γεωρευστού 90°C που χρησιμοποιεί σαν εργαζόμενο μέσο τα R134a, R152a και R245fa είναι 591,5581kW, 580,0104kW και 479,8521kW αντίστοιχα. Οι τιμές αυτές προέκυψαν για πίεση ατμοποίησης 18bar για το R134a, 16bar για το R152a και 5bar για το R245fa. Για θερμοκρασία 100°C η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς είναι 892,6603kW στα 18bar για το R134a, 868,3083kW στα 16bar για το R152a και 856,1549kW στα 6bar για το R245fa. Για θερμοκρασία γεωρευστού 120°C είχαμε 1814,341kW στα 29bar για το R134a, 1651,746kW στα 23bar για το R152a και

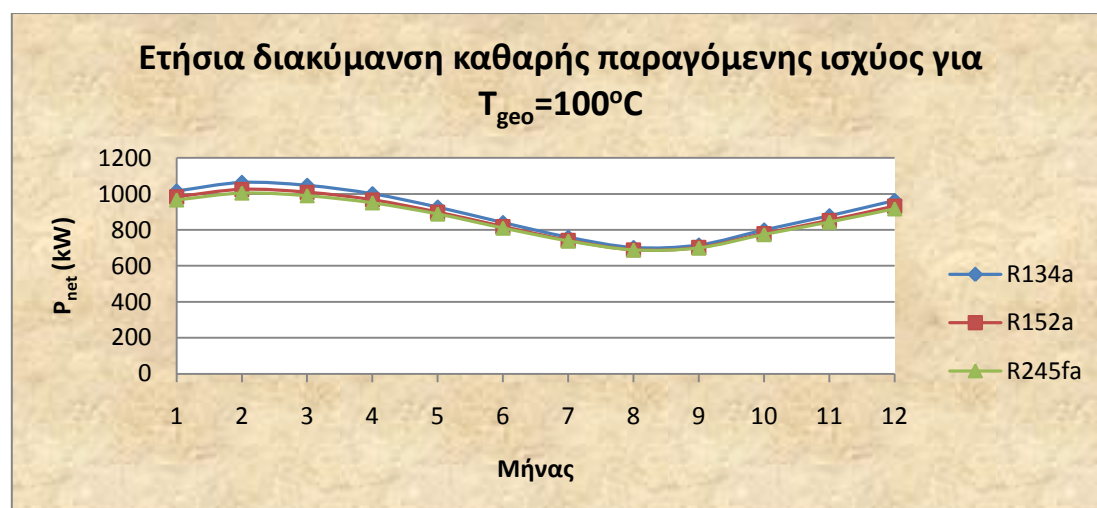
1370,778kW στα 8bar. Τέλος, για θερμοκρασία 140°C οι αντίστοιχες τιμές είναι 2538,933kW στα 34bar για το R134a, 2873,92kW στα 35bar για το R152a, 2270,533kW στα 10bar για το R245fa.

Για αυτές τις τιμές πίεσης ,λοιπόν, όπου αντιστοιχούν οι βέλτιστες επιδόσεις (όσον αφορά την ηλεκτροπαραγωγή) για κάθε εργαζόμενο μέσο και μέσω του υπολογιστικού περιβάλλοντος του IPSEpro, θα μελετήσουμε τη διακύμανση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας που προκύπτει για κάθε ένα από αυτά μεταβάλλοντας κάθε φορά την θερμοκρασία εισόδου του νερού ψύξης στο συμπυκνωτή της εγκατάστασης καταγράφοντας την ισχύ εξόδου της γεννήτριας (P_{el}), την ισχύ που απαιτεί η αντλία τροφοδοσίας (P_{pump}) και το θερμικό βαθμό απόδοσης (η_{th}). Από τις δύο ισχύς που καταγράφουμε θα υπολογίζουμε την καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ της μονάδας ($P_{net} = P_{el} - P_{pump}$).

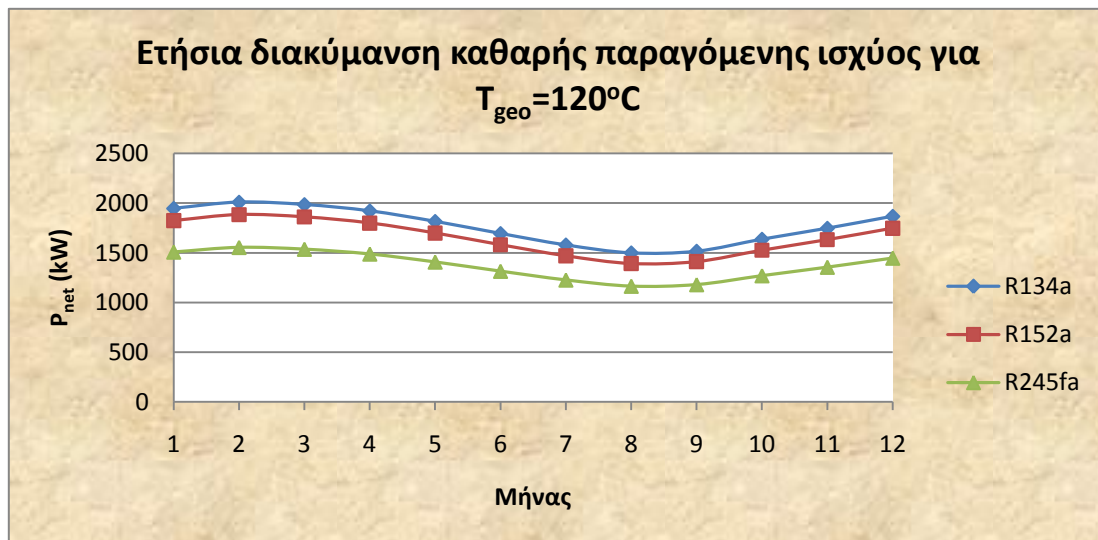
Με βάση αυτά, λοιπόν, προέκυψαν τα αντίστοιχα διαγράμματα, ανάλογα με τη θερμοκρασία του γεωρευστού, που φαίνονται στα σχήματα 5.2, 5.3, 5.4 και 5.5.



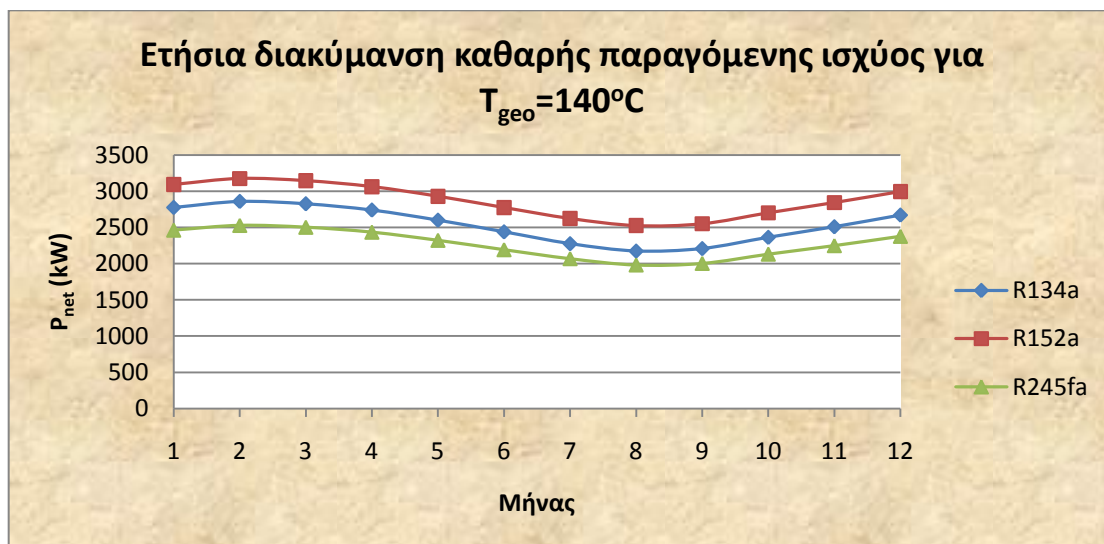
Σχήμα 5.2 Ετήσια διακύμανση καθαρής παραγόμενης ισχύος για θερμοκρασία γεωρευστού 90°C



Σχήμα 5.3 Ετήσια διακύμανση καθαρής παραγόμενης ισχύος για θερμοκρασία γεωρευστού 100°C



Σχήμα 5.4 Ετήσια διακύμανση καθαρής παραγόμενης ισχύος για θερμοκρασία γεωρευστού $120^{\circ}C$



Σχήμα 5.5 Ετήσια διακύμανση καθαρής παραγόμενης ισχύος για θερμοκρασία γεωρευστού $140^{\circ}C$

Από τα διαγράμματα που προηγήθηκαν μπορούμε να διαπιστώσουμε το σημαντικό ρόλο που διαδραματίζει το σύστημα ψύξης στις εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας. Στην περίπτωση των $90^{\circ}C$ βλέπουμε ότι τις μεγαλύτερες διακυμάνσεις παρουσιάζει το R134a, καθώς για τους χειμερινούς μήνες και ειδικότερα το Φεβρουάριο όπου παρατηρούνται οι χαμηλότερες θερμοκρασίες, μπορεί να έχουμε αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής έως και 18,21% από τη μέση ετήσια τιμή ηλεκτροπαραγωγής. Αντίστοιχα κατά τους θερινούς μήνες και πιο συγκεκριμένα τον Αύγουστο η μείωση της μπορεί να είναι έως και 32,8%. Ωστόσο η διαφορά για αυτό το εργαζόμενο μέσο σε σχέση με τα άλλα δύο δεν είναι πολύ μεγάλη καθώς οι τιμές απόκλισης της ηλεκτροπαραγωγής κατά τη διάρκεια του έτους από τη μέση και για αυτά τα εργαζόμενα μέσα είναι αρκετά κοντά με αυτές του R134a.

Και στην περίπτωση των $100^{\circ}C$ η εικόνα είναι σχεδόν ίδια με αυτήν που είχαμε και πριν, με τη μόνη διαφορά ότι οι διακυμάνσεις είναι ελαφρώς μικρότερες σε σχέση με πριν. Πιο συγκεκριμένα, και πάλι το R134a παρουσιάζει τις μεγαλύτερες αποκλίσεις, καθώς παρατηρείται μία μείωση της τάξης του 27,24% κατά το μήνα Αύγουστο και αύξηση 16,13% κατά το Φεβρουάριο. Αυτό που παρατηρούμε όμως είναι ότι οι διαφορές μεταξύ των τριών εργαζόμενων μέσων όσο αυξάνεται η θερμοκρασία του γεωρευστού αυξάνονται και αυτές. Έτσι, όπως μπορούμε να διαπιστώσουμε και από το διάγραμμα 5.3, το R245fa παρουσιάζει

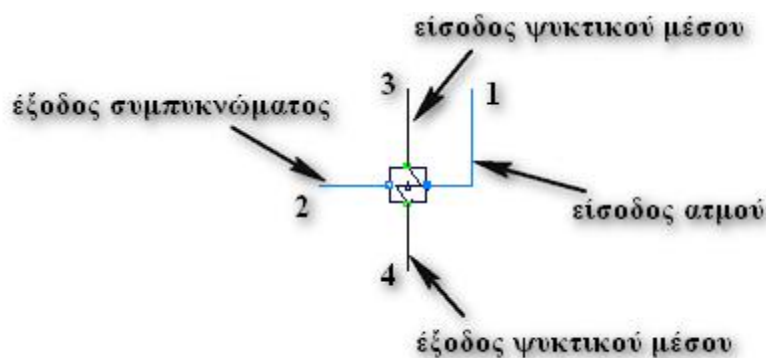
μικρότερη αύξηση ηλεκτροπαραγωγής κατά τους χειμερινούς μήνες (14,76%), όμως και μικρότερη μείωση κατά τους θερινούς μήνες (24,33%), με αποτέλεσμα κατά τη περίοδο αυτή οι τιμές μεταξύ των τριών εργαζόμενων μέσων να κυμαίνονται στα ίδια επίπεδα. Αυτό είναι αρκετά σημαντικό γιατί στις νησιωτικές περιοχές κατά τους καλοκαιρινούς μήνες παρατηρείται μεγαλύτερη κατανάλωση σε σχέση με το υπόλοιπο έτος.

Στις περιπτώσεις των 120 και 140°C ισχύουν ότι και στις δύο προηγούμενες περιπτώσεις με το R134a να παρουσιάζει τις μεγαλύτερες αποκλείσεις στη διάρκεια του έτους και το R245fa τις μικρότερες. Αυτό που παρατηρούμε, ωστόσο, είναι ότι καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία του γεωρευστού οι αποκλείσεις αυτές τείνουν να μειωθούν.

5.3 Υπολογισμός επιφάνειας εναλλαγής θερμότητας του συμπυκνωτή

Στην παράγραφο αυτή θα υπολογίσουμε την απαιτούμενη επιφάνεια εναλλαγής θερμότητα που θα πρέπει να έχει ο συμπυκνωτής των γεωθερμικών εγκαταστάσεων που είναι υπό μελέτη σε αυτήν την εργασία.

Στο σχήμα 5.6 βλέπουμε πως φαίνεται ο συμπυκνωτής στο περιβάλλον του IPSEpro. Σε αυτό φαίνονται τα ρεύματα τόσο του ψυκτικού μέσου όσο και αυτά του εργαζόμενου μέσου στην είσοδο και στην έξοδο από τον συμπυκνωτή.



Σχήμα 5.6 Ο συμπυκνωτής στο περιβάλλον του IPSEpro

Στο δεύτερο κεφάλαιο και συγκεκριμένα στην παράγραφο 2.3 και σχέση 2.2 δώσαμε τη σχέση που δίνει την απαγόμενη θερμότητα και την επαναλαμβάνουμε εδώ με αναφορά το σχήμα 5.6.

$$Q = \dot{m}_{wf} (h_1 - h_2) \quad (5.1)$$

όπου $\dot{m}_{wf}$ η ροή μάζας του εργαζόμενου μέσου, h_1 η ενθαλπία του ατμού στην είσοδο του συμπυκνωτή και h_2 η ενθαλπία του συμπυκνώματος στην έξοδο του.

Σε καλούς συμπυκνωτές μπορεί να υποτεθεί ότι το συμπύκνωμα δεν είναι υπόψυκτο και λαμβάνεται :

$$h_2 = h' = c_p \theta_s \quad (5.2)$$

όπου θ_s η θερμοκρασία (°C) κορεσμού στην είσοδο του συμπυκνωτή, h' η ενθαλπία κορεσμού (kJ/kg) και c_p η ειδική θερμοχωρητικότητα (kJ/kg K).

Η θερμοκρασία συμπυκνώματος θ_k μπορεί να είναι μερικά δέκατα μέχρι έναν, περίπου, βαθμό Κελσίου υψηλότερη του θ_s , επειδή μέσα στο συμπυκνωτή λαμβάνει χώρα μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ατμού σε πίεση.

Ο υπολογισμός των συμπυκνωτών γίνεται κατά κανόνα στο φορτίο του στροβίλου με τον καλύτερο βαθμό απόδοσης. Στην περίπτωση αύξησης της παροχής ατμού, συνεπώς, του

θερμικού φορτίου που εισέρχεται στο συμπυκνωτή, αυξάνει η διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ εισόδου και εξόδου του ψυκτικού μέσου και , κατά συνέπεια, αυξάνει η πίεση του συμπυκνώματος (χειροτερεύει το κενό του συμπυκνωτή).

Η θερμότητα που εισέρχεται στους σωλήνες του συμπυκνωτή δίνεται ακόμη από τη σχέση :

$$Q = k \cdot A \cdot \Delta\theta_L [kW] \quad (5.3)$$

όπου k ο συντελεστής μεταβίβασης θερμότητας ($W/m^2 \cdot K$) και A η ψυκτική επιφάνεια (m^2).

Για τον υπολογισμό του συντελεστή μεταβίβασης θερμότητας ισχύει :

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{a_w} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{a_D} \quad (5.4)$$

Ο υπολογισμός του συντελεστή μετάδοσης θερμότητας με μεταφορά στο χώρο του ατμού a_D είναι πολύπλοκος.

Σε συμπύκνωση με στρώμα νερού γύρω από τους σωλήνες έχουμε :

$$a_D = 11000 \div 16000 [W/m^2 \cdot K]$$

Σε συμπύκνωση με σταγονίδια νερού γύρω από τους σωλήνες έχουμε :

$$a_D = 35000 \div 46000 [W/m^2 \cdot K]$$

αλλά ακόμη και μέχρι $116000 [W/m^2 \cdot K]$.

Σε συμπυκνωτές ατμοηλεκτρικών σταθμών συνήθως έχουμε συμπύκνωση με στρώμα νερού γύρω από τους σωλήνες.

Ο συντελεστής μετάδοσης θερμότητας στην πλευρά του νερού a_w αυξάνει με την ταχύτητα και τη θερμοκρασία του ψυκτικού νερού και μειώνεται με την εσωτερική διάμετρο των σωλήνων. Για καθαρούς σωλήνες δίνεται προσεγγιστικά από την εξής σχέση :

$$\alpha_w = 2361 \cdot \frac{w^{0,85}}{d^{0,10}} \cdot (1 + 0,014 \cdot \theta_m) [W/m^2 \cdot K] \quad (5.5)$$

όπου w η ταχύτητα του ψυκτικού νερού (m/s), d η εσωτερική διάμετρος σωλήνων (m) και θ_m η μέση θερμοκρασία ψυκτικού νερού ($^{\circ}C$).

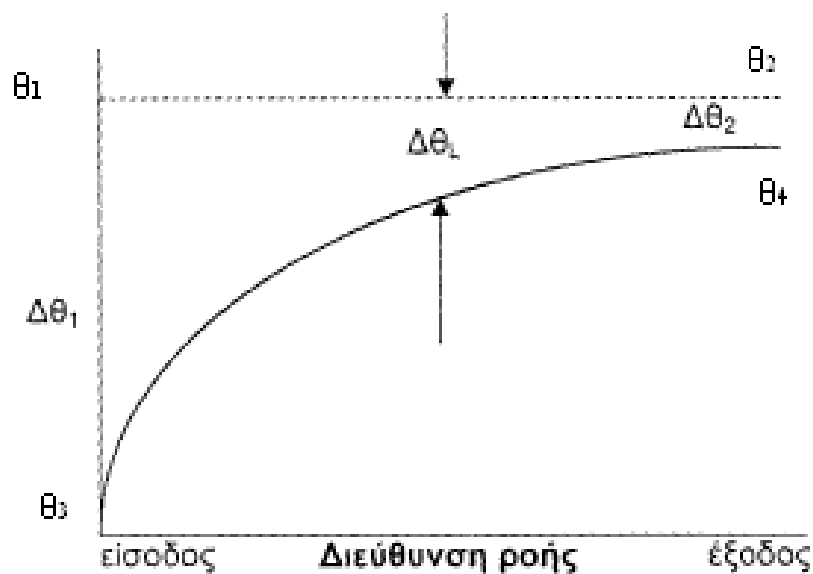
Η ρύπανση των σωλήνων από πλευράς νερού ψύξης λαμβάνεται υπόψη πολλαπλασιάζοντας το συντελεστή μετάδοσης θερμότητας στην πλευρά του νερού με ένα συντελεστή $\varphi < 1$ (συνήθως $\varphi = 0,65$).

Η αγωγιμότητα του υλικού των σωλήνων λ λαμβάνεται από πίνακες (πίνακας 5.2).

Η μέση λογαριθμική διαφορά $\Delta\theta_L$ δίνεται από την εξής σχέση :

$$\Delta\theta_L = \frac{\theta_4 - \theta_3}{\ln \frac{\theta_1 - \theta_3}{\theta_2 - \theta_4}} = \frac{\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2}{\ln \frac{\Delta\theta_1}{\Delta\theta_2}} \quad (5.6)$$

Η διαφορά $\Delta\theta_2 = \theta_2 - \theta_4$ είναι ένα χαρακτηριστικό μέγεθος του συμπυκνωτή (GRÄDIGKTEIT).



Σχήμα 5.7 Διάγραμμα διεύθυνσης ροής στο εσωτερικό του συμπυκνωτή [26]

Υλικό		Αγωγιμότητα (W/m*K)
Χαλκός	SD-Cu	217,5
Χαλκός	SB-Cu	167,5
Ειδικός μπρούντζος	Cu Zn 28 Sn	108,7
Ειδικός μπρούντζος	Cu Zn 20 Al	100,5
Μπρούντζος αλουμινίου	Cu Al 5 As	83,7
Χάλυβας	St 35,8	52,3
Κράμα χαλκού-νικελίου	Cu Ni 10 Fe	46
Κράμα χαλκού-νικελίου	Cu Ni 20 Fe	33,5
Κράμα χαλκού-νικελίου	Cu Ni 30 Fe	29,3
Ανοξείδωτος χάλυβας	X 5 Cr Ni 189	14,6
Ανοξείδωτος χάλυβας	X 5 Cr Ni Mo 1812	14,6

Πίνακας 5.2 Αγωγιμότητα σωλήνων λ στους 20°C [26]

Σα ψυκτική επιφάνεια Α του συμπυκνωτή λαμβάνεται συνήθως η εξωτερική επιφάνεια των σωλήνων και βρίσκεται από τη σχέση :

$$A = \frac{\dot{m}_{cw} \cdot c_p}{k} \ln \frac{\Delta\theta_1}{\Delta\theta_2} \quad (5.7)$$

όπου $\dot{m}_{cw}$ η ποσότητα του ψυκτικού νερού (kg/s) και c_p η ειδική θερμοχωρητικότητα του νερού, ίση με 4186,8 (kJ/kg K).

Η συνολική αναγκαία επιφάνεια του συμπυκνωτή βρίσκεται εάν πολλαπλασιάσουμε την τιμή που βρίσκεται από την πιο πάνω σχέση με ένα συντελεστή περίπου 1,16. Αυτό γίνεται για την κάλυψη κατασκευαστικών αναγκών.

Με βάση τα παραπάνω, λοιπόν, υπολογίστηκε προσεγγιστικά η απαιτούμενη επιφάνεια εναλλαγής θερμότητας για του συμπυκνωτή για τα τρία διαφορετικά εργαζόμενα και για θερμοκρασίες γεωρευστού 90, 100, 120 και 140°C. Έτσι προέκυψαν τα αποτελέσματα που φαίνονται στον πίνακα 5.3.

T_{geo} (°C)	Εργαζόμενο μέσο	$\dot{m}_{cw}$ (kg/s)	$\Delta\theta_1$ (°C)	$\Delta\theta_2$ (°C)	k (W/m ² K)	α_w (W/m ² K)	A (m ²)
90	R134a	331,9	18,17	10	4016,76	6035,6	239,65
	R152a	315,3	18,044	10	4016,76	6035,6	225,01
	R245fa	302,7	21,141	10	4016,76	6035,6	274,00
100	R134a	343,3	18,04	10	4016,76	6035,6	309,82
	R152a	399,6	18,044	10	4016,76	6035,6	285,17
	R245fa	365,7	25,195	10	4016,76	6035,6	408,59
120	R134a	610,1	18,039	10	4016,76	6035,6	435,19
	R152a	585,5	18,044	10	4016,76	6035,6	417,84
	R245fa	527,7	25,296	10	4016,76	6035,6	592,14
140	R134a	808,2	18,039	10	4016,76	6035,6	576,50
	R152a	771,2	18,044	10	4016,76	6035,6	550,37
	R245fa	736,6	25,397	10	4016,76	6035,6	830,10

Πίνακας 5.3 Υπολογισμός απαιτούμενης επιφάνειας εναλλαγής θερμότητας του συμπυκνωτή

Στους υπολογισμούς που έγιναν για να προκύψουν τα αποτελέσματα που φαίνονται στον πίνακα 5.3 θεωρήσαμε ταχύτητα του ψυκτικού νερού $w=1,8\text{m/s}$, πάχος σωλήνων $\delta=1\text{mm}$, εξωτερική διάμετρο σωλήνων $d_a=23\text{mm}$, συντελεστή μετάδοσης θερμότητας με μεταφορά στο χώρο του ατμού $\alpha_p=13500\text{W/m}^2\text{K}$ για συμπύκνωση με στρώμα νερού γύρω από τους σωλήνες, θερμοχωρητικότητα νερού $c_p=4186,8\text{ kJ/kg K}$ και συντελεστής ρύπανσης σωλήνων από πλευράς νερού ψύξης $\phi=0,65$.

5.4 Ανάλυση αποτελεσμάτων – Συμπεράσματα

Σε αυτό το κεφάλαιο μελετήσαμε το σύστημα ψύξης μίας γεωθερμικής εγκατάστασης παραγωγής ενέργειας. Στη μελέτη μας υποθέσαμε ότι χρησιμοποιείται ανοικτό σύστημα ψύξης με νερό θάλασσας. Στον πίνακα 5.1 δόθηκαν οι μέσες μηνιαίες τιμές θερμοκρασίας της επιφάνειας της θάλασσας για την περιοχή της Σάμου για το έτος 2010. Χρησιμοποιήθηκαν οι θερμοκρασίες της Σάμου καθώς όπως είπαμε και στην εισαγωγή του κεφαλαίου δεν κατέστη δυνατό να βρεθούν τιμές θερμοκρασίας από την Ικαρία.

Στην παράγραφο 5.2 είδαμε την μηνιαία διακύμανση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για ένα έτος. Από τις μετρήσεις που έγιναν είδαμε ότι η παραγόμενη ενέργεια μπορεί να παρουσιάζει μία αύξηση της τάξης του 18,21%, από τη μέση τιμή παραγόμενης ενέργειας, κατά τους χειμερινούς μήνες, όπου και παρατηρούνται και οι χαμηλότερες θερμοκρασιακές τιμές. Αντίστοιχα, κατά τους θερινούς μήνες η μείωση μπορεί να αγγίξει και το 32,8%. Μάλιστα όσο οι μεγαλύτερες διακυμάνσεις παρουσιάζονται για γεωθερμικές πηγές χαμηλής ενθαλπίας, καθώς η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μικρότερη σε σχέση με τις πηγές υψηλότερης θερμοκρασίας. Τέλος τις μεγαλύτερες διακυμάνσεις τις παρουσίασε το R134a ανεξαρτήτως της θερμοκρασίας της γεωθερμικής πηγής.

Στην παράγραφο 5.3 υπολογίσαμε, προσεγγιστικά, την επιφάνεια εναλλαγής θερμότητας του συμπυκνωτή. Από τον πίνακα 5.3 βλέπουμε ότι η επιφάνεια του συμπυκνωτή στην περίπτωση του ξηρού εργαζόμενου μέσου είναι σημαντικά μεγαλύτερη από την αντίστοιχη για τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα. Αυτό ήταν αναμενόμενο, καθώς όπως έχουμε ήδη πει από το προηγούμενο κεφάλαιο, το εργαζόμενο μέσο μετά την έξοδό του από το στρόβιλο, στην περίπτωση του R245fa, βρίσκεται στην υπέρθερμη περιοχή, σε αντίθεση με τα υγρά εργαζόμενα όπου σχεδόν πάντα εκτονώνεται στη διφασική περιοχή. Για αυτόν το λόγο και η θερμότητα που θα πρέπει να απαχθεί από αυτό είναι αρκετά μεγαλύτερη συγκριτικά με των υγρών εργαζόμενων μέσων. Επομένως, και με βάση τη σχέση 5.3, για μεγαλύτερες τιμές απαγόμενης θερμότητας από το εργαζόμενο μέσο απαιτείται και μεγαλύτερη επιφάνεια για το συμπυκνωτή.

Αυτό επίσης γίνεται αντιληπτό και από τη σχέση 5.7. Σε αυτή βλέπουμε τη θερμοκρασιακή διαφορά $\Delta\theta_1$ να βρίσκεται στον αριθμητή του κλάσματος που βρίσκεται μέσα στον νεπέριο λογάριθμο. Άρα, καθώς φαίνεται από τον πίνακα 5.3 ότι η θερμοκρασιακή

διαφορά $\Delta\theta_2$ είναι σταθερή και για τα τρία εργαζόμενα μέσα, σε αυτό που αντιστοιχεί μεγαλύτερη τιμή της $\Delta\theta_1$ παρουσιάζει και τη μεγαλύτερη επιφάνεια συναλλαγής. Μάλιστα η θερμοκρασιακή αυτή διαφορά για το R245fa είναι 2-7°C μεγαλύτερη από την αντίστοιχη των άλλων δύο εργαζόμενων μέσων. Έτσι, παρόλο που βλέπουμε το R245fa να παρουσιάζει τις μικρότερες τιμές παροχής ψυκτικού νερού σε σχέση με τα υγρά εργαζόμενα, εντούτοις απαιτεί μεγαλύτερη επιφάνεια συναλλαγής στον συμπυκνωτή.

Τέλος, στα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα βλέπουμε οι διαφορές στην επιφάνεια συναλλαγής είναι σχετικά μικρές, με τις μικρότερες τιμές να παρουσιάζονται για R152a. Αυτές οι διαφορές οφείλονται κυρίως στο γεγονός ότι το R152a απαιτεί μικρότερες τιμές ροής μάζας ψυκτικού νερού.

Κεφάλαιο 6^ο Τεχνοοικονομική ανάλυση

6.1 Εισαγωγή

Στο 3^ο κεφάλαιο είδαμε ότι το συνολικό κόστος επένδυσης μίας γεωθερμικής εγκατάστασης παραγωγής ενέργειας αποτελείται από το κύριο κόστος της επένδυσης και από το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Λ&Σ) των εγκαταστάσεων αυτών. Επίσης είδαμε τους παράγοντες από τους οποίους επηρεάζεται ένα πολύ σημαντικό κόστος των γεωθερμικών εγκαταστάσεων όπως είναι αυτό της γεώτρησης. Τέλος είδαμε τις διακυμάνσεις που παρουσιάζει το κόστος των εγκαταστάσεων παραγωγής και συλλογής ατμού στην διεθνή βιβλιογραφία.

Σε αυτό το κεφάλαιο θα αναλύσουμε το κόστος των γεωθερμικών εγκαταστάσεων για τις τέσσερις διαφορετικές θερμοκρασίες γεωρευστού και για τα τρία εργαζόμενα μέσα που μελετήσαμε στο 4^ο κεφάλαιο. Θα αναλύσουμε τα κόστη των επιμέρους τμημάτων που απαρτίζουν ένα γεωθερμικό πρόγραμμα από τη φάση της εξερεύνησης έως και τα έξοδα Λ&Σ. Στη συνέχεια θα αξιολογήσουμε τα επενδυτικά προγράμματα χρησιμοποιώντας τα κριτήρια της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής (DBP), όπως, και του Κανονικοποιημένου Κόστους της παραγόμενης Ενέργειας (LCOE). Με βάση, λοιπόν, αυτά τα κριτήρια θα αποφανθούμε ως προς την οικονομική βιωσιμότητα μίας γεωθερμικής εγκατάστασης παραγωγής ενέργειας.

6.2 Εργαζόμενο μέσο R134a

Όπως είδαμε στο 3^ο κεφάλαιο της παρούσης εργασίας ένα γεωθερμικό πρόγραμμα έχει σαν αφετηρία του το στάδιο της εξερεύνησης προκειμένου να βρεθεί η ακριβής τοποθεσία του γεωθερμικού ταμιευτήρα, καθώς και να γίνει μία πρώτη εκτίμηση των συνθηκών που επικρατούν μέσα σε αυτόν. Αναφέρουμε «εκτίμηση» καθώς σε αυτήν τη φάση δεν έχουμε τη διάνοιξη γεωτρήσεων που να φτάνουν μέχρι τον ταμιευτήρα ώστε να είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε ακριβώς τις γεωλογικές διεργασίες που λαμβάνουν χώρα μέσα στον ταμιευτήρα. Αντιθέτως, σε αυτή τη φάση διενεργούνται μελέτες ως επί το πλείστον από την επιφάνεια. Οι μόνες γεωτρήσεις που διανοίγονται είναι αυτές της λεπτής οπής και ενδιάμεσου βάθους, όπως και αυτές της μέτρησης της γεωθερμικής βαθμίδας που επικρατεί στο υπέδαφος της περιοχής που βρίσκεται στο επίκεντρο του ενδιαφέροντος. Ο ρόλος αυτών των γεωτρήσεων έχει αναλυθεί στη παράγραφο 3.2.1.

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να αναφέρουμε ορισμένες παραδοχές που έχουν γίνει προκειμένου να υπολογίσουμε το κόστος της φάσης εξερεύνησης. Σαν αρχή, λοιπόν, θεωρήσαμε ότι στα γεωθερμικά προγράμματα των 90 και 100°C διανοίχθηκαν ένα (1) φρεάτιο λεπτής οπής ενδιάμεσου βάθους (ID) και δύο (2) φρεάτια υπολογισμού της γεωθερμικής βαθμίδας (TG). Αντίστοιχα για θερμοκρασίες γεωρευστού 120 και 140°C έχουμε 2 ID φρεάτια και 5 TG φρεάτια. Σε κανένα γεωθερμικό πρόγραμμα δεν συμπεριλάβαμε το κόστος διενέργειας μαγνητοτελλουρικής έρευνας (MT). Όπως είπαμε και στην παράγραφο 3.2.1, η νέα τάση κατά τη φάση εξερεύνησης γεωθερμικών πεδίων είναι η χρησιμοποίηση MT έρευνας, ωστόσο από την εμπειρία της GeothermEx (2004) έχει αποδειχτεί ότι αυτές οι έρευνες έχουν ανάμικτα αποτελέσματα ως προς τη χωροθέτηση τόσο των ID όσο και των παραγωγικών φρεατίων στα χαμηλής και μέσης ενθαλπίας πηγές, οπότε και αυτού του είδους οι έρευνες δεν συμπεριλήφθηκαν στην παρούσα μελέτη.

Με βάση αυτά, λοιπόν, για ένα γεωθερμικό πεδίο με θερμοκρασία γεωρευστού 90°C και για εργαζόμενο μέσο το R134a το κόστος της φάσης εξερεύνησης αναλύεται όπως φαίνεται στον πίνακα 6.1.

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 90°C - R134a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	609,60	73.426,72 €	Ένα (1) ID φρεάτιο μικρής οπής
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	304,80	3.933,57 €	Δύο (2) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	1	43.017,96 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	1	4.301,80 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	1	34.414,37 €	
Διοίκηση	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			291.575,32 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			416,54 € /kW	

Πίνακας 6.1 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 90°C και R134a

Όπως θα δούμε και παρακάτω, για τα υπόλοιπα εργαζόμενα μέσα, οι διακυμάνσεις του κόστους της φάσης της εξερεύνησης ενός γεωθερμικού πεδίου δεν παρουσιάζουν μεγάλες αποκλίσεις, καθώς κανένας παράγοντας κόστους της φάσης αυτής δεν παρουσιάζει εξάρτηση είτε από το μέγεθος της εγκατάστασης παραγωγής είτε από τη θερμοκρασία του γεωρευστού. Οι μόνες διαφοροποιήσεις θα οφείλονται στον αριθμό των ID και TG φρεατίων που διανοίχθηκαν σε κάθε περίπτωση. Για αυτόν το λόγο σε κάθε οικονομική ανάλυση ενός έργου παραγωγής ενέργειας (ηλεκτρικής, θερμικής ή και των δύο) τα κόστη αναγράφονται σε μονάδες κόστους ανά εγκατεστημένο kW (ή MW). Στην περίπτωση του εργαζόμενου μέσου R134a τα εγκατεστημένα kW για την περίπτωση των 90°C είναι 700kW_{installed}. Διαιρώντας λοιπόν το συνολικό κόστος δαπανών της φάσης εξερεύνησης με την εγκατεστημένη ισχύ προκύπτει ότι το κόστος της φάσης εξερεύνησης για το R134a είναι 416,54€/kW.

Μετά το πέρας της φάσης εξερεύνησης σειρά έχει η φάση επιβεβαίωσης. Σε αυτό το στάδιο έχουμε την πρώτη γεώτρηση, πλήρους διαμέτρου, παραγωγικού φρεατίου. Το φρεάτιο αυτό έχει σα σκοπό την επιβεβαίωση του 25% του συνολικού μεγέθους της εγκατάστασης παραγωγής, προκειμένου να γίνει δυνατή η δανειοδότηση του έργου. Προκειμένου να διανοιχθεί ένα φρεάτιο θα πρέπει να έχει καθοριστεί από τη φάση της εξερεύνησης (μέσω των TG φρεατίων) το ακριβές βάθος στο οποίο βρίσκεται η παραγωγική ζώνη του ταμιευτήρα. Στην περίπτωση μας, καθώς δεν υπάρχουν γνωστά δεδομένα από προηγούμενες μελέτες στην περιοχή της Ικαρίας, θεωρήσαμε μία μέση γεωθερμική βαθμίδα των 0,1°C/m. Αυτή είναι μία μέση τιμή γεωθερμικής βαθμίδας που χρησιμοποιήθηκε σε αυτήν τη μελέτη. Την επίδραση που αυτή έχει ως προς τη βιωσιμότητα του έργου θα την μελετήσουμε σε επόμενη παράγραφο καθώς αυτή αποτελεί μία από τις παραμέτρους στις οποίες θα διενεργηθεί ανάλυση ευαισθησίας.

Με βάση τα παραπάνω προκύπτει ο πίνακας 6.2, όπου έχουμε την ανάλυση του προγράμματος επιβεβαίωσης για το R134a σε θερμοκρασία γεωρευστού 90°C. Σε αυτόν τον πίνακα βλέπουμε, στην αριστερή στήλη κατ' αρχήν, πως η απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης είναι 0,2MW τη στιγμή που κάθε φρεάτιο αναμένεται να έχει παραγωγικότητα 0,38MW/φρεάτιο, όπως υπολογίζεται από τη σχέση 3.2. Αυτό σημαίνει ότι ο εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων θα έπρεπε να είναι μικρότερος από το μηδέν (0). Για τις περιπτώσεις των γεωτρήσεων όμως όποιος αριθμός είναι θετικός και μικρότερος από τη μονάδα έχει στρογγυλοποιηθεί στο ένα (1). Επίσης στην παράγραφο 3.2.2 , και ποιο συγκεκριμένα στον πίνακα 3.3, είχαμε πει ότι η GeothermEx (2004) στους υπολογισμούς της είχε χρησιμοποιήσει ως ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης για τη φάση της επιβεβαίωσης την τιμή του 60%. Παρόλα αυτά, όμως εμείς χρησιμοποιήσαμε ένα ποσοστό της τάξης του 50% καθώς για γεωθερμικά έργα τόσο μικρής εγκατεστημένης ισχύος αλλά και θερμοκρασίας γεωρευστού, θα προέκυπτε ένα ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης για την φάση της επιβεβαίωσης της τάξης του 100%. Αυτό βέβαια δεν είναι ποτέ δυνατό να συμβαίνει, καθώς ιδίως στη φάση της επιβεβαίωσης η γνώση μας για το πεδίο είναι ακόμα περιορισμένη και δεν θα μπορούσε να δικαιολογηθεί ένα τέτοιο ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων. Επίσης βλέπουμε ότι το βάθος της γεώτρησης έχει υπολογιστεί στα 900m. Αυτή η τιμή έχει προκύψει καθώς σε όλη την εργασία έχουμε εκλάβει σαν μέση γεωθερμική βαθμίδα για την περιοχή της Ικαρίας τους 0,1°C/m. Έτσι λοιπόν προκύπτει ότι για να επιτύχουμε θερμοκρασία γεωρευστού 90°C θα πρέπει να φτάσουμε σε βάθος 900m. Με αυτά τα δεδομένα λοιπόν και τον τύπο 3.1 που δώσαμε στο 3^ο κεφάλαιο είμαστε σε θέση να υπολογίσουμε το κόστος γεώτρησης ενός παραγωγικού φρεατίου. Τέλος στην αριστερή στήλη υπολογίζεται το συνολικό κόστος γεώτρησης του προγράμματος επιβεβαίωσης. Σε αυτό το κόστος προστίθενται και τα υπόλοιπα κόστη που απαρτίζουν ένα πρόγραμμα επιβεβαίωσης με βάση τον πίνακα 3.3, ώστε να προκύψει το συνολικό κόστος της φάσης επιβεβαίωσης για το R134a και για θερμοκρασία γεωρευστού 90°C. Όπως κάναμε και στο πρόγραμμα εξερεύνησης έτσι και εδώ διαιρώντας το συνολικό κόστος επιβεβαίωσης με την εγκατεστημένη ισχύ της εγκατάστασης βρίσκουμε ότι το κανονικοποιημένο κόστος του προγράμματος επιβεβαίωσης ανέρχεται στα 3.326,86€/kW_{installed}.

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 90°C - R134a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	0,7	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	1.766.031,86 €	
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,2	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €	
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,38	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €	
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €	
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	88.301,59 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	88.301,59 €	
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	900,00	m	Διοίκηση	162.474,63 €	
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	883.015,93 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.328.803,07 €	
			Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης	3.326,86 €	/kW

Πίνακας 6.2 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 90°C και R134a

Μόλις επιβεβαιωθεί το 25% της απαιτούμενης χωρητικότητας του γεωθερμικού πεδίου ξεκινά η φάση της ανάπτυξης του πεδίου. Κατά τη διάρκεια αυτού του προγράμματος έχουμε τη γεώτρηση του συνολικού απαιτούμενου αριθμού φρεατίων προκειμένου να λειτουργήσει η μονάδα παραγωγής. Σε αυτήν τη φάση, σε αντίθεση με αυτήν της επιβεβαίωσης, χρησιμοποιήσαμε ως ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης μία τιμή της τάξης του 80%. Κατά τη GeothermEx (2004) είναι μία πού καλή προσέγγιση, καθώς σε αυτήν τη φάση είναι διαθέσιμα στους υπεύθυνους ανάπτυξης του έργου πιο σαφή στοιχεία, καθώς από τη φάση της επιβεβαίωσης υπάρχει μία εικόνα τόσο του υπεδάφους όσο και των συνθηκών που επικρατούν μέσα στον ταμιευτήρα. Για αυτό το λόγο χρησιμοποιήσαμε και εμείς ως ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης για τη φάση της ανάπτυξης του πεδίου την τιμή 80%. Πέραν των φρεατίων παραγωγής σε αυτό το στάδιο έχουμε και τη γεώτρηση των φρεατίων επανέγχυσης του γεωρευστού πίσω στον ταμιευτήρα αμέσως μετά την έξοδο του από την εγκατάσταση παραγωγής της ενέργειας. Καθώς απευθυνόμαστε για μία μονάδα δυαδικού θερμοδυναμικού κύκλου ο λόγος των φρεατίων επανέγχυσης προς αυτών της παραγωγής είναι 0,95 (ή 95%).

Πέραν των γεωτρήσεων το πρόγραμμα της ανάπτυξης περιλαμβάνει και την εγκατάσταση του συστήματος παραγωγής της ενέργειας καθώς και αυτό της συλλογής του ατμού. Στον πίνακα 3.4 έχουμε τις τιμές κόστους που βρίσκουμε στην βιβλιογραφία. Με βάση αυτόν πίνακα υπολογίζουμε ότι η μέση τιμή κόστους του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού κυμαίνεται στα 2.030,45€/kW. Όπως έχουμε πει στο 3^ο κεφάλαιο αυτή είναι μία ενδεικτική τιμή κόστους καθώς οι τιμές του πίνακα 3.4 παρουσιάζουν μεγάλη αβεβαιότητα. Μάλιστα έχουμε πει ότι η διακύμανση αυτής της τιμής είναι της τάξεως του $\pm 25\%$ ή και ακόμα περισσότερο. Για αυτόν τον λόγο αυτή θα είναι μία από τις παραμέτρους των γεωθερμικών έργων την διακύμανση της οποίας θα μελετήσουμε ως προς την οικονομική βιωσιμότητα του έργου.

Τα κόστη των γεωτρήσεων αλλά και των εγκαταστάσεων παραγωγής και συλλογής ατμού συγκαταλέγονται στα εντός πεδίου έξοδα (on-site costs). Συχνά στα έργα παραγωγής ενέργειας ενδέχεται να απαιτηθούν και έξοδα εκτός του πεδίου όπου στεγάζονται οι εγκαταστάσεις παραγωγής. Στην περίπτωση μας ένα τέτοιου είδους κόστος αποτελούν οι γραμμές μεταφοράς. Όπως έχουμε και στο 3^ο κεφάλαιο, τα γεωθερμικά πεδία ενδέχεται να βρίσκονται σε περιοχές μακριά από τα τοπικά δίκτυα διανομής. Έτσι στην περίπτωση μας έχει υποτεθεί ότι η εγκατάσταση παραγωγής βρίσκεται σε μία απόσταση δύο χιλιομέτρων από το τοπικό δίκτυο μεταφοράς και διανομής. Επίσης έχει χρησιμοποιηθεί μία μέση τιμή κόστους της γραμμής μεταφοράς στα 143.273,45€/kW, όπως την παίρνουμε από τη GeothermEx (2004).

Με βάση λοιπόν αυτά προέκυψε ο πίνακας 6.3, στον οποίο βλέπουμε την ανάλυση του κόστους ανάπτυξης για ένα γεωθερμικό θερμοκρασίας γεωρευστού 90°C για εργαζόμενο μέσο R134a. Στην αριστερή στήλη του βλέπουμε και την κανονικοποιημένη τιμή κόστους των γεωτρήσεων. Αυτό βέβαια δεν αφορά το συνολικό κόστος γεώτρησης, καθώς ένα κομμάτι του βρίσκεται και στη φάση επιβεβαίωσης. Επίσης, στη δεξιά στήλη έχουμε συμπεριλάβει ένα επιπλέον κόστος το οποίο αναφέρεται ως «Λοιπά κόστη ανάπτυξης». Αυτό το κόστος αναφέρεται σε τυχόν επιπλέον κόστη που ενδέχεται να προκύψουν κατά τη διάρκεια της φάσης αυτής. Σε αυτήν τη μελέτη αυτά τα κόστη για όλα τα εργαζόμενα μέσα, αλλά και για όλες τις θερμοκρασίες γεωρευστού έχουν υποτεθεί μηδενικά.

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 90°C - R134a

<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>			<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>		
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,2	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	0,7	MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,6	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,38	MW(105%)	Συνολικό κόστος	1.421.313,39 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	<u>Λοιπά</u>		
Φρ. Επανεγχυσης/φρ. Παραγωγής	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Φρεάτια επανεγχυσης (I)	1	φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	3.187.345,25 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	<u>Γραμμή μεταφοράς</u>		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	900	m	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	883.015,93 €		Συνολική απόσταση	2	km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	1.766.031,86 €		Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	2.522,90 €	/kW	Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	3.473.892,15 €	
			Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	4.962,70 €	/kW

Πίνακας 6.3 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 90°C για R134a

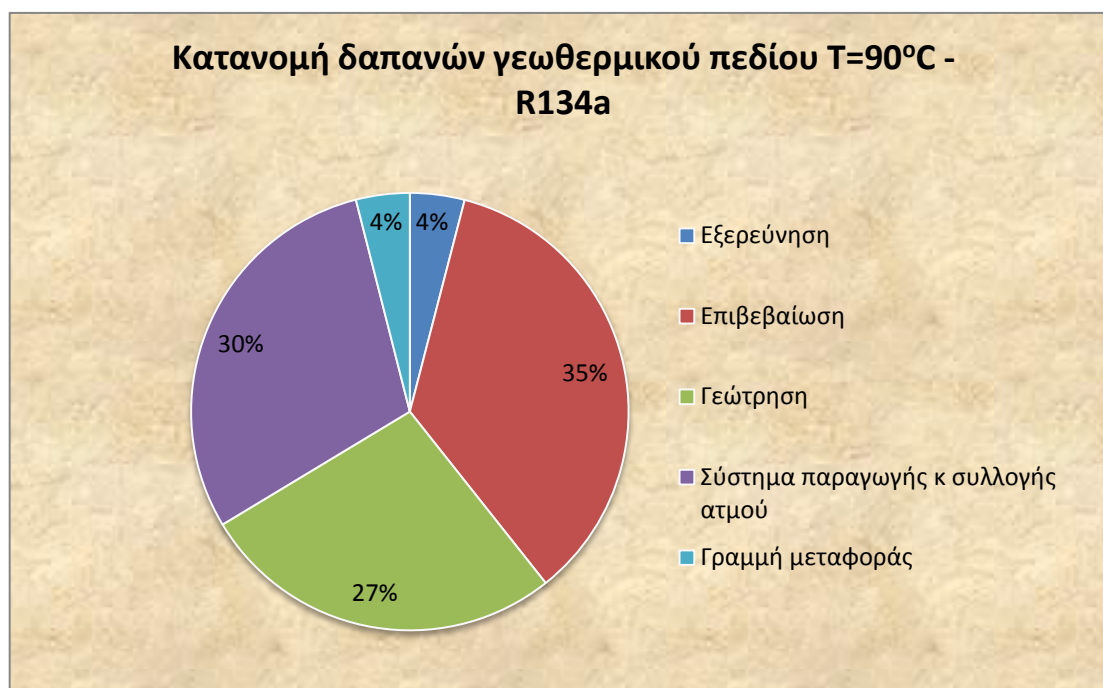
Μετά το τέλος της φάσης ανάπτυξης μπορούμε να δούμε, πλέον, τα συγκεντρωτικά κόστη όλου του προγράμματος όπως αυτά έχουν διαμορφωθεί, στον πίνακα 6.4.

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 90oC - R134a

Συνολικό κόστος εξερεύνησης	291.575,32 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.328.803,07 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	2.620.378,40 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	3.187.345,25 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	5.807.723,65 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	6.094.270,55 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	8.706,10 € /kW

Πίνακας 6.4 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 90°C και για R134a

Έτσι, λοιπόν βλέπουμε ότι το συνολικό κόστος ενός γεωθερμικού έργου για θερμοκρασία γεωρευστού 90°C και εργαζόμενου μέσου R134a κυμαίνεται στα 6,1Μ€ περίπου. Το αντίστοιχο κανονικοποιημένο συνολικό κόστος του είναι 8.706,10€/kW. Στον πίνακα 6.5 βλέπουμε την αντίστοιχη κατανομή του συνολικού κόστους ενός γεωθερμικού έργου στα επιμέρους κόστη που το απαρτίζουν,



Σχήμα 6.1 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 90°C και για R134a

Εδώ θα πρέπει να επαναλάβουμε ότι η φάση επιβεβαίωσης εμπεριέχει ένα κομμάτι από τις δαπάνες γεώτρησης όλου του έργου και για αυτό το λόγο καταλαμβάνει τόσο μεγάλο κομμάτι από την πίττα κατανομής κόστους του γεωθερμικού έργου. Αντίστοιχα, η φάση ανάπτυξης του έργου αποτελεί συνολικά το 61% των δαπανών ενός γεωθερμικού έργου, ενώ η φάση της εξερεύνησης μόλις το 4% αυτού.

Με τον ίδιο τρόπο ακριβώς προκύπτουν τα αντίστοιχα κόστη για θερμοκρασίες γεωρευστού 100, 120 και 140 °C όπως παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες.

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 100°C - R134a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	609,60	73.426,72 €	Ένα (1) ID φρεάτιο μικρής οπής
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	304,80	3.933,57 €	Δύο (2) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	1	43.017,96 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	1	4.301,80 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	1	34.414,37 €	
Διοίκηση	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			291.575,32 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			276,37 € /kW	

Πίνακας 6.5 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 100°C και R134a

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 100°C - R134a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	1,055	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	1.951.690,54 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,26	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,74	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	97.584,53 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	97.584,53 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1000	m	Διοίκηση	177.791,47 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	975.845,27 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.548.344,46 €
			Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης	2.415,49 € /kW

Πίνακας 6.6 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 100°C και R134a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 100°C - R134a

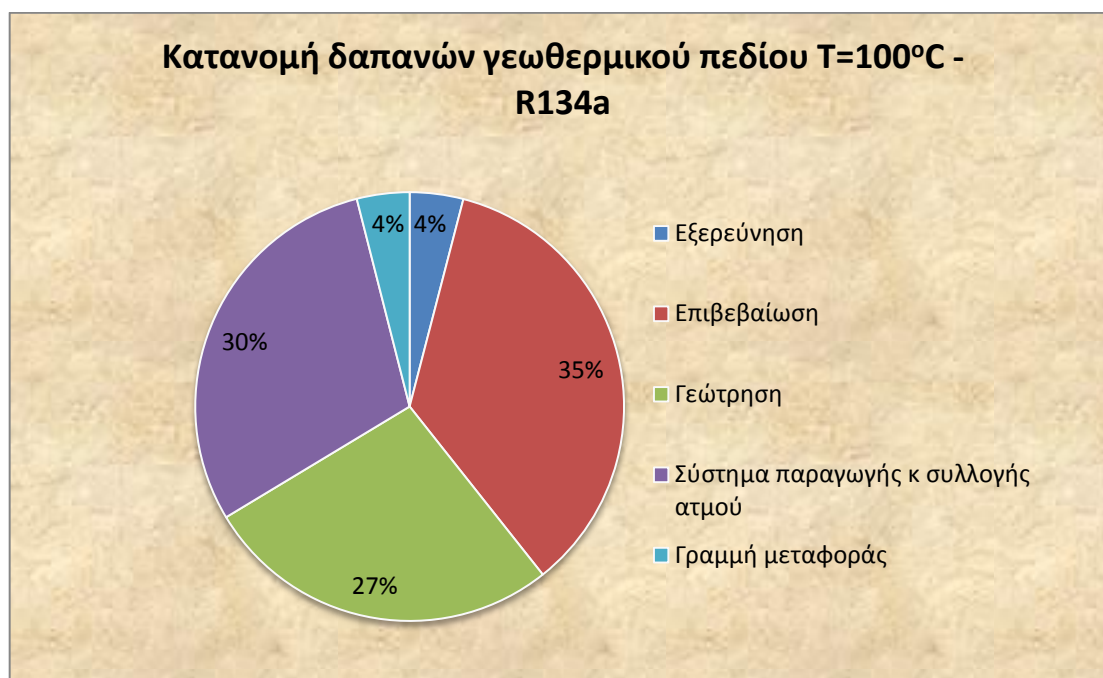
<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>			<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>		
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,7	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	1,055	MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,3	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45	€/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,8	MW(105%)	Συνολικό κόστος	2.142.122,32	€
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	<u>Λοιπά</u>		
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00	€
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	4.093.812,86	€
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	<u>Γραμμή μεταφοράς</u>		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1000	m	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45	€/km
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	975.845,27	€	Συνολική απόσταση	2	km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	1.951.690,54	€	Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90	€
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	1.849,94	€/kW	Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	4.380.359,76	€
			Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	4.152,00	€

Πίνακας 6.7 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 100°C για R134a

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 100oC - R134a

Συνολικό κόστος εξερεύνησης	291.575,32 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.548.344,46 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	2.839.919,78 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	4.093.812,86 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	6.933.732,65 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	7.220.279,54 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	6.843,87 € /kW

Πίνακας 6.8 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 100°C και για R134a



Σχήμα 6.2 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 100°C και για R134a

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 120oC – R134a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	1219,20	146.853,43 €	Δύο (2) ID λεπτά φρεάτια
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	762,00	9.833,94 €	Πέντε (5) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	2	86.035,92 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	2	8.603,59 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	2	68.828,74 €	
Διοίκηση	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			484.848,76 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			222,92 € /kW	

Πίνακας 6.9 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 120°C και R134a

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 120oC – R134a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	2,175	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	2.344.199,14 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,54	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	1,46	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	117.209,96 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	117.209,96 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1200	m	Διοίκηση	210.173,43 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.172.099,57 €		<u>Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης</u>	<u>3.012.485,87 €</u>
			<u>Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης</u>	<u>1.385,05 € /kW</u>

Πίνακας 6.10 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 120°C και R134a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 120oC – R134a

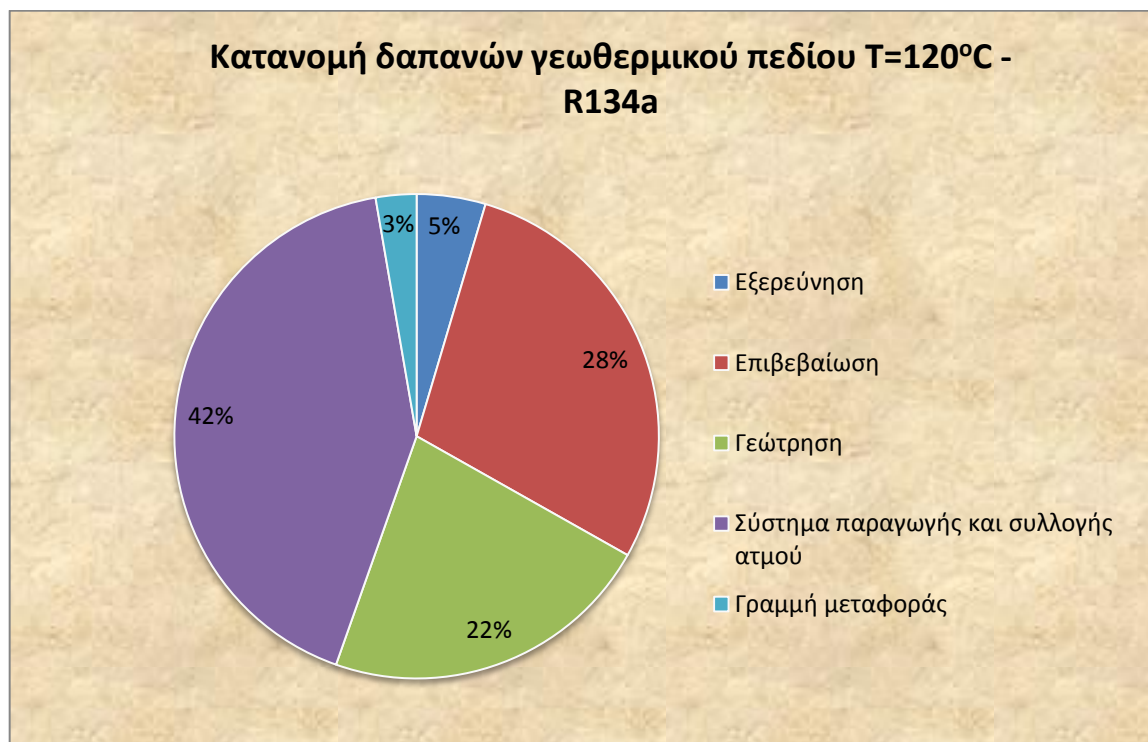
Κόστος Γεωτρήσεων			Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού		
Πλάνο επιβεβαίωσης	1,46	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	2,175	MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,75	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	1,53	MW(105%)	Συνολικό κόστος	4.416.223,75 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	Λοιπά		
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	6.760.422,89 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Γραμμή μεταφοράς		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1200	m			
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.172.099,57 €		Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	2.344.199,14 €		Συνολική απόσταση	2	km
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	1.077,79 €	/kW	Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
			Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	7.046.969,78 €	
			Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	3.239,99 €	/kW

Πίνακας 6.11 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 120°C για R134a

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 120oC – R134a

Συνολικό κόστος εξερεύνησης	484.848,76 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	3.012.485,87 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	3.497.334,64 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	6.760.422,89 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	10.257.757,52 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	10.544.304,42 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	4.847,96 € /kW

Πίνακας 6.12 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 120°C και για R134a



Σχήμα 6.3 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 120°C και για R134a

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 140°C - R134a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	1219,20	146.853,43 €	Δύο (2) ID λεπτά φρεάτια
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	762,00	9.833,94 €	Πέντε (5) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	φρεάτιο	2	86.035,92 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	φρεάτιο	2	8.603,59 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	φρεάτιο	2	68.828,74 €	
Διοίκηση	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			484.848,76 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			150,57 € /kW	

Πίνακας 6.13 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 140°C και R134a

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 140°C - R134a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	3,22	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	2.072.866,17 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,8	MW	Κόστος ελέγχου γεωτρήσεων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / γεώτρηση	2,2	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός γεωτρήσεων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	103.643,31 €
Συνολικός αριθμός γεωτρήσεων	2	φρ.	Έκθεση	103.643,31 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1400,00	m	Διοίκηση	187.788,46 €
Εκτιμώμενο κόστος / γεώτρηση	1.036.433,09 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.691.634,65 €
			Κόστος επιβεβαίωσης ανά kW	835,91 € /kW

Πίνακας 6.14 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 140°C και R134a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 140°C - R134a

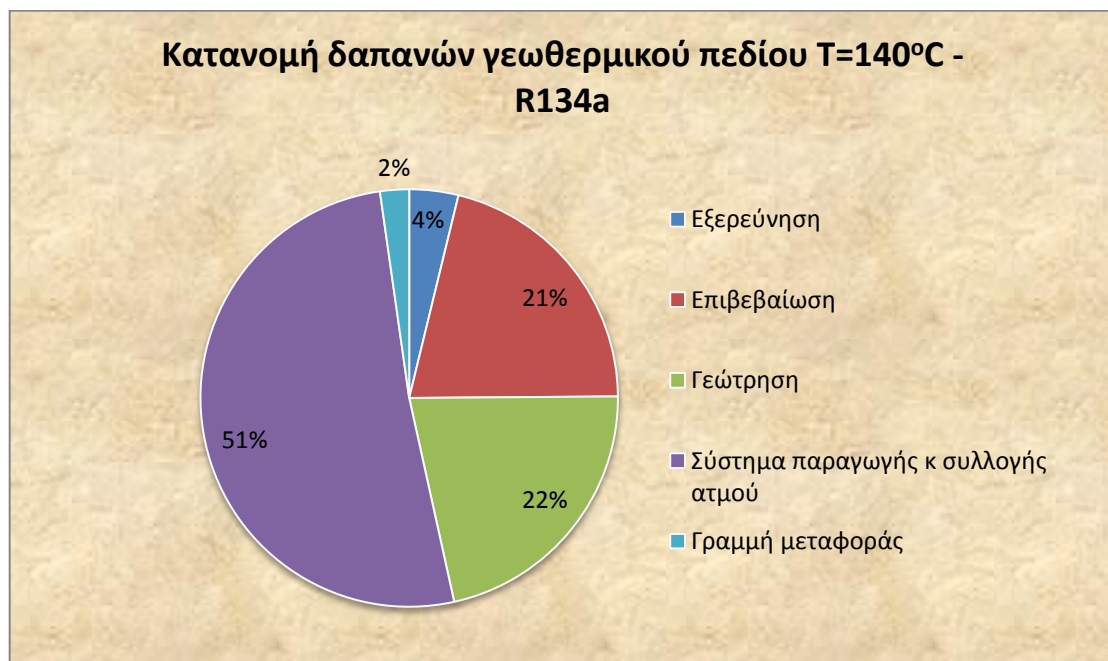
<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>			<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>		
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,8	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	3,22	MW
Πλάνο ανάπτυξης	2,5	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	2,2	MW (105%)	Συνολικό κόστος	6.538.041,60 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	<u>Λοιπά</u>		
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	9.303.004,32 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	<u>Γραμμή μεταφοράς</u>		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1400,00	m	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.382.481,36 €		Συνολική απόσταση	2	km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	2.764.962,72 €		Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
Κόστος γεώτρησης ανά kW	858,68 €	/kW	<u>Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης</u>		
			Κόστος ανάπτυξης ανά εγκατεστημένο kW	2.978,12 €	/kW

Πίνακας 6.15 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 140°C για R134a

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 140°C - R134a

Συνολικό κόστος εξερεύνησης	484.848,76 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.691.634,65 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	3.176.483,41 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	9.303.004,32 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	12.479.487,73 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	12.766.034,63 €
Συνολικό κόστος ανά kW	3.964,61 € /kW

Πίνακας 6.16 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 140°C και για R134a



Σχήμα 6.4 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 140°C και για R134a

Έως τώρα έχουμε δει την ανάλυση κόστους της κύριας επένδυσης για ένα γεωθερμικό έργο θερμοκρασίας γεωρευστού 90, 100, 120 και 140°C, και εγκατεστημένης ισχύος 700, 1055, 2375 και 3220MW αντίστοιχα. Αυτές οι τιμές προέκυψαν όπως έχουμε πει από το 4^ο κεφάλαιο τη παρούσας εργασίας και αντιστοιχούν στις πιέσεις ατμοποίησης κατά τις οποίες είχαμε μέγιστη καθαρή παραγόμενη ισχύ για το R134a. Πέραν, όμως, του κόστους κύριας επένδυσης υπάρχει και αυτό της Λειτουργίας και Συντήρησης των γεωθερμικών εγκαταστάσεων, συμπεριλαμβανομένων των φρεατίων παραγωγής και επανέγχυσης.

Στην παράγραφο 3.3.2 είχαμε δει ότι το κόστος λειτουργίας ανέρχεται σε 6,02€/MWh, το κόστος συντήρησης των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας σε 7,74€/MWh, ενώ το κόστος συντήρησης του πεδίου ατμού & οι δαπάνες γεώτρησης για τη συντήρηση των φρεατίων σε 6,88€/MWh.

Σε αυτήν εργασία έχει υποθεθεί ότι ο συντελεστής διαθεσιμότητας της μονάδας παραγωγής θα είναι 92%. Αυτό σημαίνει ότι η μονάδα θα παράγει ενέργεια για το 92% ενός ημερολογιακού έτους. Αυτός ο συντελεστής διαθεσιμότητας αποτελεί μία τυπική τιμή για τις γεωθερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας. Μάλιστα μπορεί να επιτευχθεί και ακόμα

μεγαλύτερος, της τάξης του 95-98%, όμως θα είχε μεγάλο αντίκτυπο στα λειτουργικά έξοδα της εγκατάστασης. Με βάση, λοιπόν, αυτόν το συντελεστή διαθεσιμότητας η μονάδα θα λειτουργεί για 7.948,8 ώρες ανά έτος, και με βάση τη καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ της μονάδας όπως αυτή δίνεται από τον πίνακα 4.4 προκύπτει ότι οι παραγόμενες MWh της μονάδας για το R134a είναι 4.705,69, 7.095,58, 14.421 και 20181,47MWh/έτος, για θερμοκρασίες 90, 100, 120 και 140 °C αντίστοιχα. Επίσης έχει προστεθεί στα έξοδα Λ&Σ και τα τέλη προς τις Τοπικές Αρχές. Σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση Δ6/Φ1/11444 (ΦΕΚ 826/28.06.2001), κάθε σταθμός παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ υπόκειται σε μία ετήσια χρέωση, με τη μορφή ειδικού ετήσιου τέλους, ίσο με το 2% της ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο. Αυτό το τέλος συλλέγεται από τη ΔΕΗ και δίνεται στις Τοπικές Αρχές, όπου στεγάζεται ο σταθμός παραγωγής. Έτσι λοιπόν πολλαπλασιάζοντας τις παραγόμενες MWh με τα κόστη στα οποία μοιράζεται το συνολικό κόστος Λ&Σ προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα :

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 90°C - R134a

Κόστος λειτουργίας	6,02 €	/MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 €	/MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 €	/MWh
Τέλος προς τις Τοπικές Αρχές	14.117,07 €	/έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	97.166,00 €	/έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	23,65 €	/MWh

Πίνακας 6.17 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 90°C και για R134a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 100°C - R134a

Κόστος λειτουργίας	6,02 €	/MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 €	/MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 €	/MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	14.113,11 €	/έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	160.627,01 €	/έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64 €	/MWh

Πίνακας 6.18 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 100°C και για R134a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 120°C - R134a

Κόστος λειτουργίας	6,02 €	/MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 €	/MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 €	/MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	28.685,03 €	/έτος
Συνολικό κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης	326.476,00 €	/έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64 €	/MWh

Πίνακας 6.19 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 120°C και για R134a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 140°C - R134a

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	40.140,95 € /έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	456.860,48 € /έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64 € /MWh

Πίνακας 6.20 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 140°C και για R134a

Γνωρίζοντας πλέον όλα τα οικονομικά δεδομένα που μας είναι απαραίτητα μπορούμε να προχωρήσουμε στην οικονομική αξιολόγηση του επενδυτικού σχεδίου.

Όπως είπαμε και στην εισαγωγική παράγραφο του κεφαλαίου ,παράγραφος 6.1, οι οικονομικοί δείκτες που θα χρησιμοποιηθούν είναι ο δείκτης της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) και η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DBP). Επίσης θα μελετήσουμε δύο διαφορετικούς τρόπους χρηματοδότησης της επένδυσης. Σύμφωνα με το ΦΕΚ Τεύχος Α 85/04-062010 Νόμος 3851 στο Άρθρο 5 αναφέρεται ότι η παραγόμενη ενέργεια από σταθμούς Α.Π.Ε. πλην φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών, εφόσον οι επενδύσεις υλοποιούνται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, τιμολογείται με βάση τις τιμές που αναγράφονται στο ΦΕΚ προσαυξημένες κατά ποσοστό 20%. Άρα, στην περίπτωση μας και για γεωθερμικές πηγές χαμηλής θερμοκρασίας, δηλαδή για γεωθερμικά πεδία έως και 90°C όπως αυτά ορίζονται από το νόμο 3175/2003, η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από 150€/MWh γίνεται 180€/MWh. Αντίστοιχα για τις γεωθερμικές πηγές υψηλής θερμοκρασίας, δηλαδή για γεωθερμικά πεδία πάνω από 90°C, η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από 99,45€/MWh γίνεται 119,35€/MWh. Έτσι λοιπόν στο πρώτο χρηματοδοτικό πρόγραμμα δεν θα χρησιμοποιήσουμε κρατική επιχορήγηση, εκμεταλλευόμενοι την προσαύξηση στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Αντιθέτως στο δεύτερο χρηματοδοτικό πρόγραμμα θα χρησιμοποιήσουμε και κρατική επιχορήγηση κατά ποσοστό 40% επί του συνολικού κόστους του προγράμματος, προκειμένου να διαπιστώσουμε εάν η προσαύξηση της τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας στην πρώτη περίπτωση είναι αρκετή ώστε να αντισταθμίσει την μη χρήση κρατικής επιχορήγησης. Επομένως, τα χρηματοδοτικά προγράμματα που θα χρησιμοποιηθούν φαίνονται στον πίνακα 6.21.

Χρηματοδοτικό Πρόγραμμα	Δομή Κεφαλαίου	Παραδοχές Δανείου
Χωρίς κρατική επιχορήγηση	30% Ίδια κεφάλαια 70% Μακροπρόθεσμο δάνειο	Συντελεστής φορολογίας 35% Επιτόκιο 9%
Με κρατική επιχορήγηση	30% Ίδια κεφάλαια 40% Κρατική επιδότηση 30% Μακροπρόθεσμο δάνειο	Περίοδος αποπληρωμής 20έτη

Πίνακας 6.21 Δομή χρηματοδοτικών προγραμμάτων

Οι υπολογισμοί όλων των κριτηρίων αξιολόγησης έγινε στο Excel. Η καθαρή παρούσα αξία προσδιορίζεται με τη σχέση 6.1.

$$NPV = -K + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+d)^t} \quad (6.1)$$

Όπου, K είναι το ύψος των ιδίων κεφαλαίων, F_t το ετήσιο καθαρό όφελος, N ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης και d η επιθυμητή απόδοση κεφαλαίου.

Το ύψος των ιδίων κεφαλαίων, K , μίας επένδυσης προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$K = C - C_e - L = (1 - \pi_e - l) * C \quad (6.2)$$

Όπου C είναι το συνολικό κόστος του προγράμματος όπως αυτό προκύπτει από τους πίνακες 6.4, 6.8, 6.12 και 6.16, C_e το ποσό κρατικής επιδότησης, L το ποσό προερχόμενο από δανεισμό, π_e το ποσοστό επιδότησης ($\pi_e = C_e/C$) και l το ποσοστό δανεικού κεφαλαίου ($l = L/C$).

Η ετήσια δόση αποπληρωμής του δανείου προκύπτει από τη σχέση 6.3, και είναι:

$$A_L = L \cdot CRF(N_L, r) \quad (6.3)$$

Όπου, N_L είναι η περίοδος αποπληρωμής του δανείου, r το επιτόκιο δανεισμού και CRF ο συντελεστής τοκοχρεωλυτικής απόσβεσης που υπολογίζεται από τη σχέση 6.4.

$$CRF(N_L, r) = \frac{r(1+r)^{N_L}}{(1+r)^{N_L} - 1} \quad (6.4)$$

Η δόση αυτή αποτελείται από ένα μέρος του δανεικού κεφαλαίου και από τους τόκους. Οι τόκοι μειώνονται σταδιακά κατά τη διάρκεια της περιόδου αποπληρωμής του δανείου, διότι εξαρτώνται από το ποσό δανεισμού που έχει απομείνει στη αρχή του κάθε έτους. Είναι χρήσιμα τα εξής μεγέθη:

L_t υπολειπόμενο ποσό δανείου στην αρχή του έτους t . Για $t=1$, είναι $L_1=L$

I_{Lt} τόκοι του δανείου κατά το έτος t . $I_{Lt}=r L_t$.

ΔL_t μείωση του ποσού του δανείου στο τέλος του έτους t . $\Delta L_t=A_L-I_{Lt}$

L_{t+1} υπολειπόμενο ποσό δανείου στην αρχή του έτους $t+1$. $L_{t+1}=L_t-\Delta L_t$

Το ετήσιο καθαρό όφελος το οποίο προκύπτει από την έναρξη ενός γεωθερμικού συστήματος σε λειτουργία προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$F_t = f_t - A_L - \varphi f_{\varphi t} \quad (6.5)$$

Όπου, F_t είναι το καθαρό όφελος κατά το έτος t , f_t το λειτουργικό όφελος κατά το έτος t , φ η φορολογική κλίμακα του επενδυτή και $f_{\varphi t}$ τα φορολογητέα κέρδη κατά το έτος t που δίνονται από τη σχέση:

$$f_{\varphi t} = f_t - A - I_{Lt} \quad (6.6)$$

Όπου A είναι η ετήσια λογιστική απόσβεση που δίνεται από τον τύπο:

$$A = \frac{C}{v} \quad (6.7)$$

Όπου v η διάρκεια της λογιστικής απόσβεσης. Έτσι, λοιπόν με αντικατάσταση της σχέσης 6.6 στην 6.5, προκύπτει :

$$F_t = (1 - \varphi)f_t + \varphi A - (A_L - \varphi I_{Lt}) \quad (6.8)$$

Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αποτελεί το πιο σωστό θεωρητικά μοντέλο αξιολόγησης της καταλληλότητας της εκάστοτε επένδυσης.

Εάν $NPV > 0$, τότε η επένδυση είναι βιώσιμη κάτω από τις δεδομένες συνθήκες (οικονομικός κύκλος ζωής, N , και επιθυμητός βαθμός απόδοσης της επένδυσης, d).

Εάν $NPV = 0$, τότε η επένδυση είναι βιώσιμη με ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με d .

Εάν $NPV < 0$, τότε η επένδυση είναι αντισυμβατική.

Όσον αφορά τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης είναι η τιμή του επιτοκίου αγοράς, IRR , που κάνει την παρούσα αξία μιας σειράς πληρωμών και εισπράξεων ίση με το μηδέν. Προσδιορίζεται ως η λύση της εξίσωσης :

$$NPV_{(d=IRR)} = 0 \quad (6.9)$$

Όπου NPV είναι η καθαρή παρούσα αξία από τη σχέση 6.1, ενώ η ένδειξη $d=IRR$ υπονοεί ότι η εξίσωση λύνεται ως προς d . Η εξίσωση 6.9 λύνεται με επαναληπτικές μεθόδους μέσω της διαδικασίας δοκιμής λάθους για διάφορες τιμές του επιτοκίου αναγωγής d . Βασική προϋπόθεση κατά τον υπολογισμό του IRR είναι ότι όλες οι μελλοντικές εισροές που δημιουργούνται από την επένδυση, επαναεπενδύονται με επιτόκιο ίσο με την τιμή του IRR .

Εάν $IRR > \text{Κόστος Κεφαλαίου}$, τότε το επενδυτικό σχέδιο αναμένεται να αποδώσει περισσότερο από τα αναμενόμενα.

Εάν $IRR = \text{Κόστος Κεφαλαίου}$, τότε το επενδυτικό σχέδιο αναμένεται να αποδώσει ίσα με τα αναμενόμενα

Εάν $IRR < \text{Κόστος Κεφαλαίου}$, τότε το επενδυτικό σχέδιο αναμένεται να αποδώσει λιγότερο από τα αναμενόμενα.

Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής (DPB) είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης καθώς και των τόκων που θα μπορούσαν να ληφθούν από μία μελλοντική τοποθέτηση του αρχικού κεφαλαίου. Προσδιορίζεται ως η λύση της εξίσωσης:

$$NPV_{(N=DPB)} = 0 \quad (6.10)$$

Όπου NPV η καθαρή παρούσα αξία όπως υπολογίζεται από τη σχέση 6.1, ενώ η ένδειξη $N=DPB$ υπονοεί ότι εξίσωση λύνεται ως προς N .

Τέλος θα δώσουμε και το Κανονικοποιημένο Κόστος της Ενέργειας ($LCOE$) που παράγεται, δηλαδή το πόσο κοστίζει μία μονάδα παραγόμενης ενέργειας εκφρασμένη σε €/kWh. Το $LCOE$ (συχνά αναφέρεται και ως COE) δίνεται υπολογίστηκε από τη σχέση :

$$LCOE = \frac{K + \sum_{t=1}^N \frac{(A_L)}{(1+d)^t} + \sum_{t=1}^N \frac{(O\&M)_{costs}}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (6.11)$$

Στη σχέση 6.11 το K αναφέρεται στο ύψος των ιδίων κεφαλαίων, το πρώτο άθροισμα του αριθμητή αναφέρεται στα έξοδα που σχετίζονται με τη δόση του δανείου, το δεύτερο άθροισμα αναφέρεται στα έξοδα $\Lambda\&\Sigma$, ενώ ο παρονομαστής αναφέρεται στην παραγωγικότητα της εγκατάστασης κατά το έτος t . Θα πρέπει να αναφέρουμε ότι τα έξοδα που σχετίζονται με τη δόση του δανείου επηρεάζουν τη σχέση 6.11 μόνο κατά τη διάρκεια αποπληρωμής του δανείου, άρα για τα πρώτα είκοσι χρόνια που βρίσκεται σε λειτουργία η μονάδα παραγωγής. Από εκεί και πέρα έχουμε μόνο τα έξοδα $\Lambda\&\Sigma$.

6.2.1 Οικονομική αξιολόγηση χωρίς κρατική επιδότηση για R134a

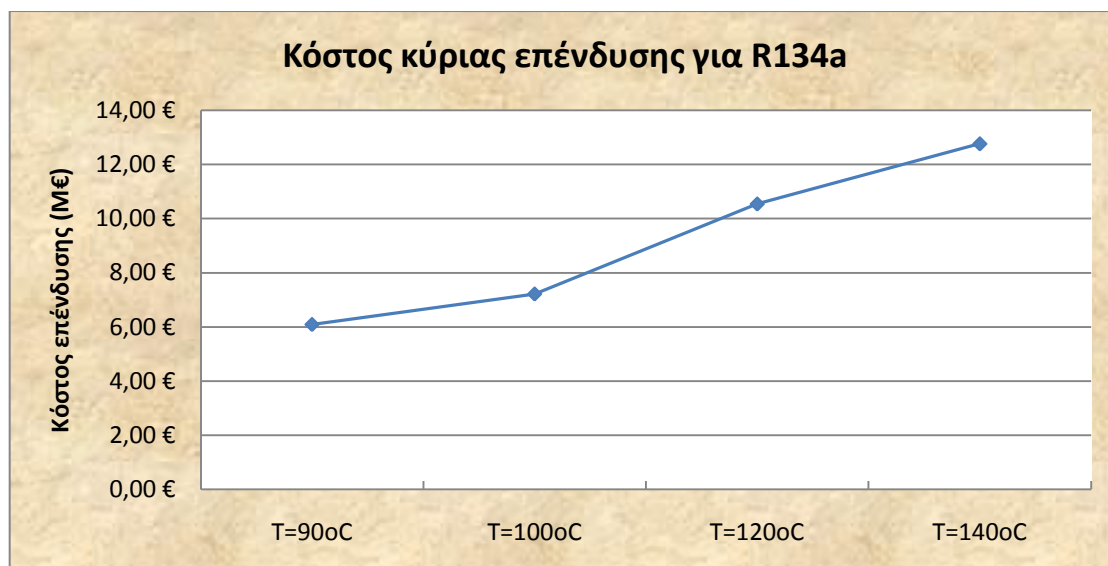
Με βάση, λοιπόν, αυτά που είπαμε στην προηγούμενη παράγραφο προέκυψαν τα παρακάτω αποτελέσματα για χρηματοδότηση της επένδυσης χωρίς κρατική επιδότηση, για εργαζόμενο μέσο R134a και για θερμοκρασίες γεωρευστού 90, 100, 120 και 140°C αντίστοιχα



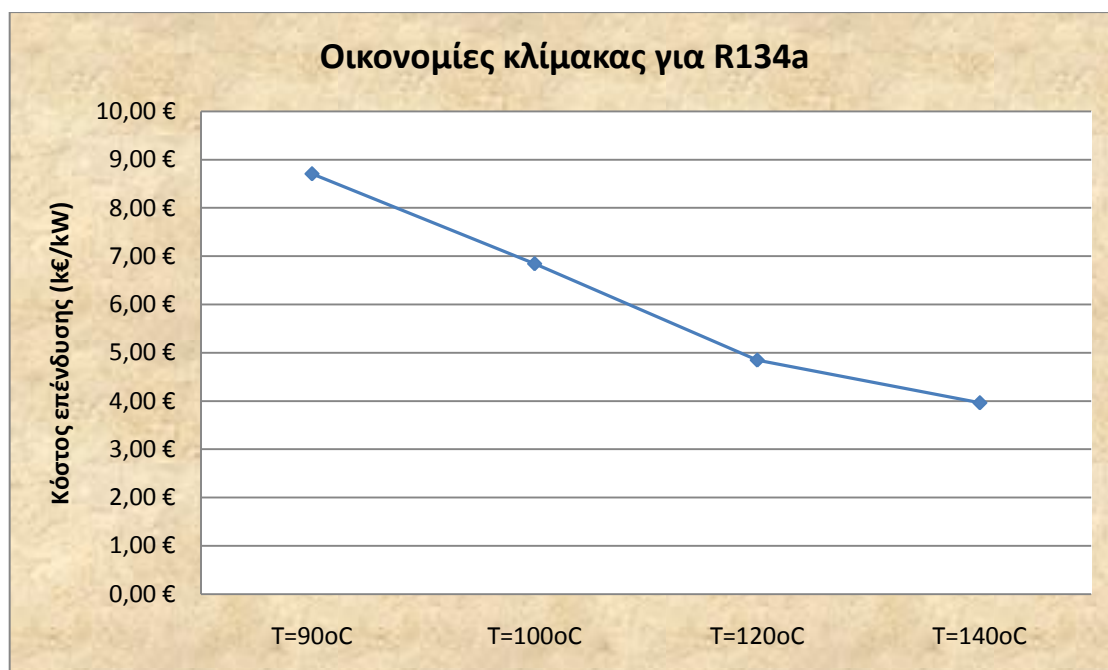
Σχήμα 6.5 Δείκτης καθαρής παρούσας αξίας για το R134a χωρίς κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.6 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης για το R134a χωρίς κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.7 Συνολικό κόστος κύριας επένδυσης συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R134a



Σχήμα 6.8 Συνολικό κόστος κύριας επένδυσης σε €/kW συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για τα R134a



Σχήμα 6.9 Κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R134a χωρίς κρατική επιδότηση

Τα σημαντικότερα αποτελέσματα για το R134a και για χρηματοδοτικό πρόγραμμα χωρίς επιδότηση συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα, που προέκυψαν με βάση τα παραπάνω διαγράμματα :

	T _{geo} =90°C	T _{geo} =100°C	T _{geo} =120°C	T _{geo} =140°C
NPV ₂₀ χρόνια (€)	761.163,73 €	-16.007,13 €	2.204.862,02 €	4.390.767,30 €
NPV ₃₀ χρόνια (€)	1.343.948,04 €	580.559,68 €	3.326.504,56 €	5.963.346,98 €
IRR ₂₀ χρόνια (%)	-1,73%	-*	4,62%	11,78%
IRR ₃₀ χρόνια (%)	4,39%	-6,24%	8,58%	14,07%
DPB (Έτη)	8,6	20,2	6,7	5,0
LCOE (€/kWh)	12,90	10,60	8,49	7,66

Πίνακας 6.22 Συγκεντρωτικός πίνακας αξιολόγησης επενδυτικού προγράμματος χωρίς κρατική επιδότηση για R134a

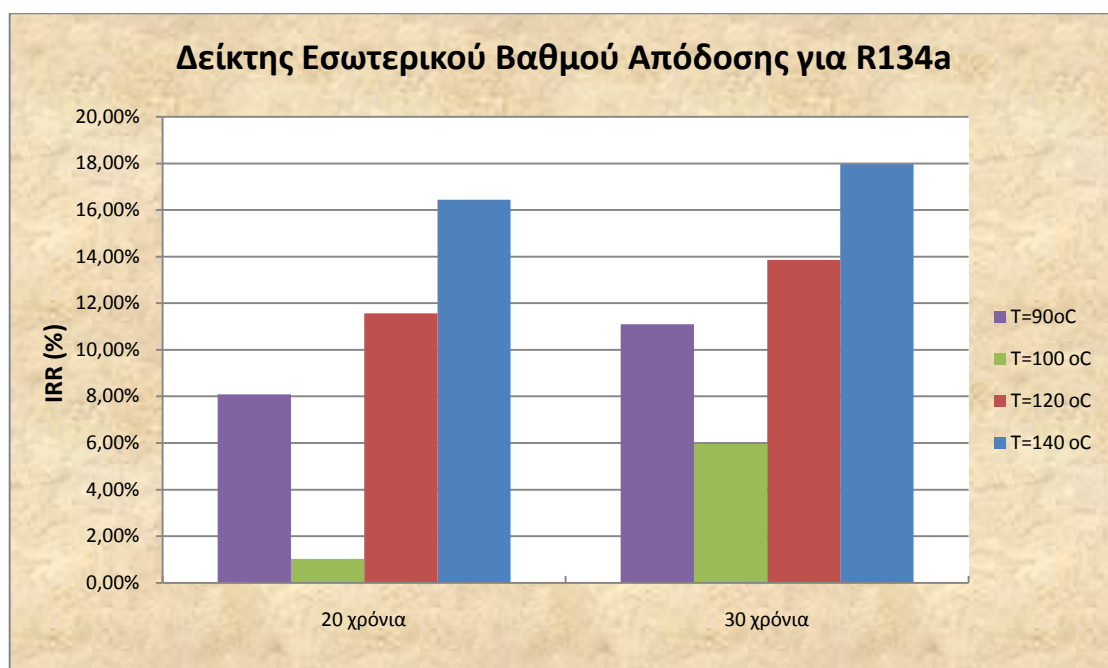
*Στην περίπτωση γεωρευστού 100°C η συνάρτηση του εσωτερικού βαθμού απόδοσης που χρησιμοποιεί το Excel δεν συνέκλινε για καμία τιμή πρόβλεψης, αφού για να εξάγει αποτέλεσμα θα πρέπει στις ταμειακές ροές να υπάρχει τουλάχιστον μία αρνητική και μία θετική τιμή. Στην περίπτωση όμως της καθαρής παρούσας αξίας στα 20 χρόνια η τιμή της παραμένει αρνητική.

6.2.2 Οικονομική αξιολόγηση με κρατική επιδότηση για το R134a

Σε αυτήν την περίπτωση, όπως φαίνεται και από τον πίνακα 6.21, θα χρησιμοποιήσουμε στο χρηματοδοτικό πρόγραμμα και κρατική επιδότηση ύψους 40% του συνολικού κόστους της επένδυσης. Το υπόλοιπο κόστος ισομοιράζεται σε ίδια κεφάλαια (30%) και σε μακροπρόθεσμο δάνειο (30%). Με βάση τον τρόπο που περιγράψαμε στην προηγούμενη παράγραφο προέκυψαν τα ακόλουθα διαγράμματα:



Σχήμα 6.10 Δείκτης καθαρής παρούσας αξίας για το R134a με κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.11 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης για το R134a με κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.12 Κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R134a με κρατική επιδότηση

Τα διαγράμματα των σχημάτων 6.7 και 6.8 δεν δίνονται καθώς είναι ακριβώς ίδια και σε αυτήν την περίπτωση επειδή τόσο το κόστος της επένδυσης όσο και οι οικονομίες κλίμακας δεν επηρεάζονται από το πρόγραμμα χρηματοδότησης.

Τα σημαντικότερα αποτελέσματα για το R134a για χρηματοδοτικό πρόγραμμα με κρατική επιδότηση δίνονται στον πίνακα 6.23.

	$T_{geo}=90^{\circ}\text{C}$	$T_{geo}=100^{\circ}\text{C}$	$T_{geo}=120^{\circ}\text{C}$	$T_{geo}=140^{\circ}\text{C}$
$NPV_{20 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	1.654.130,16 €	1.201.074,47 €	3.613.782,38 €	5.848.194,64 €
$NPV_{30 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	2.153.167,10 €	1.713.854,87 €	4.569.456,72 €	7.182.466,37 €
$IRR_{20 \text{ χρόνια}} (\%)$	8,09%	1,02%	11,57%	16,44%
$IRR_{30 \text{ χρόνια}} (\%)$	11,10%	5,96%	13,87%	17,97%
DPB (Ετη)	5,9	7,9	5,1	4,2
LCOE (€/kWh)	9,13	7,61	6,26	5,73

Πίνακας 6.23 Συγκεντρωτικός πίνακας αξιολόγησης επενδυτικού προγράμματος με κρατική επιδότηση για R134a

6.3 Εργαζόμενο R152a

Στην προηγούμενη παράγραφο εξηγήσαμε, αναλυτικά, τον τρόπο με τον οποίο προκύπτουν τα επιμέρους κόστη ενός γεωθερμικού προγράμματος. Στην περίπτωση του R152a η οικονομική ανάλυση προκύπτει ακριβώς με τον ίδιο τρόπο και για αυτό θα παραθέσουμε κατευθείαν τα αποτελέσματα της ανάλυσης όπως αυτά προέκυψαν μετά από την εισαγωγή των αποτελεσμάτων της παραγράφου 4.3.2 στα αντίστοιχα λογιστικά φύλλα του excel όπου γίνεται η οικονομική ανάλυση.

Έτσι, λοιπόν, προέκυψαν τα αποτελέσματά που ακολουθούν :

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 90°C - R152a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	609,60	73.426,72 €	Ένα (1) ID φρεάτιο μικρής οπής
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	304,80	3.933,57 €	Δύο (2) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	1	43.017,96 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	1	4.301,80 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	1	34.414,37 €	
Διοίκηση	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			291.575,32 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			441,78 € /kW	

Πίνακας 6.24 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 90°C και R152a

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 90°C - R152a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	0,66	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	1.766.031,86 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,2	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,38	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	88.301,59 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	88.301,59 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	900,00	m	Διοίκηση	162.474,63 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	883.015,93 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.328.803,07 €
			Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης	3.528,49 € /kW

Πίνακας 6.25 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 90°C και R152a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 90°C - R152a

<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>			<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>		
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,2	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	0,66	MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,5	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,38	MW(105%)	Συνολικό κόστος	1.340.095,48 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.			
Φρ. Επανεγχύσης/φρ. Παραγωγής	95,00%		<u>Λοιπά</u>		
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%				
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	900	m	Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	3.106.127,35 €	
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	883.015,93 €				
Συνολικό κόστος γεώτρησης	1.766.031,86 €		<u>Γραμμή μεταφοράς</u>		
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	2.675,81 €	/kW	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
			Συνολική απόσταση	2	km
			Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
			Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	3.392.674,24 €	
			Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	5.140,42 €	/kW

Πίνακας 6.26 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 90°C για R152a

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 90°C - R152a

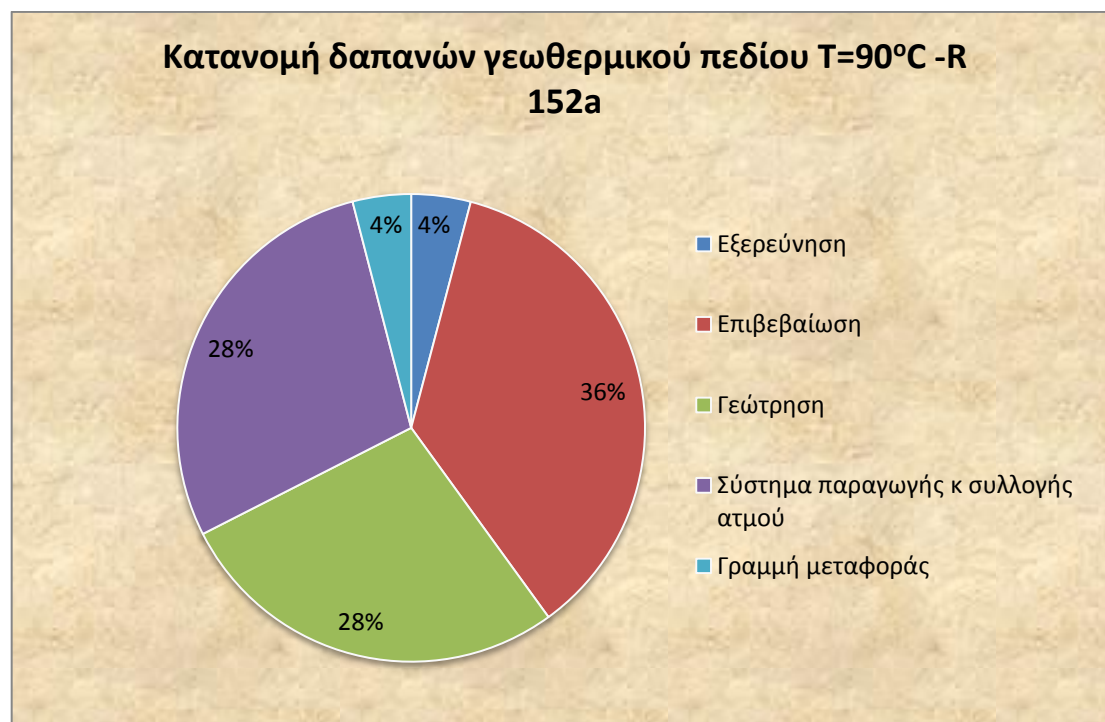
Συνολικό κόστος εξερεύνησης	291.575,32 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.328.803,07 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	2.620.378,40 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	3.106.127,35 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	5.726.505,74 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	6.013.052,64 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	9.110,69 € /kW

Πίνακας 6.27 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 90°C και για R152a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 90°C - R152a

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλος προς τις Τοπικές Αρχές	13.831,16 € /έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	109.029,29 € /έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	23,65 € /MWh

Πίνακας 6.28 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 90°C και για R152a



Σχήμα 6.13 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 90°C και για R152a

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 100°C - R152a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	609,60	73.426,72 €	Ένα (1) ID φρεάτιο μικρής οπής
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	304,80	3.933,57 €	Δύο (2) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	1	43.017,96 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	1	4.301,80 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	1	34.414,37 €	
Διοίκηση	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			291.575,32 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			293,04 €	/kW

Πίνακας 6.29 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 100°C και R152a

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης για Πηγής 100°C - R152a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	0,995 MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	1.951.690,54 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,25 MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,74 MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1 φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%	Κόστος συμμόρφωσης	97.584,53 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2 φρ.	Έκθεση	97.584,53 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1000 m	Διοίκηση	177.791,47 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	975.845,27 €	<u>Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης</u>	<u>2.548.344,46 €</u>
		<u>Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης</u>	<u>2.561,15 € /kW</u>

Πίνακας 6.30 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 100°C και R152a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 100°C - R152a

<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>		<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>	
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,7 MW	Μέγεθος εγκατάστασης	0,995 MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,3 MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 € /kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,8 MW(105%)	Συνολικό κόστος	2.020.295,46 €
Φρεάτια παραγωγής (P)	1 φρ.	<u>Λοιπά</u>	
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%	Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €
Φρεάτια επανεγχυσης (I)	1 φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>	
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%	Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	3.971.986,00 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2 φρ.	<u>Γραμμή μεταφοράς</u>	
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1000 m	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 € /km
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	975.845,27 €	Συνολική απόσταση	2 km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	1.951.690,54 €	Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	1.961,50 € /kW	Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	4.258.532,90 €
		Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	4.279,93 €

Πίνακας 6.31 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 100°C για R152a

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 100°C - R152a

Συνολικό κόστος εξερεύνησης	291.575,32 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.548.344,46 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	2.839.919,78 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	3.971.986,00 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	6.811.905,78 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	7.098.452,68 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	7.134,12 € /kW

Πίνακας 6.32 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 100°C και για R152a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 100°C - R152a

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	13.728,10 € /έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	156.245,06 € /έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64 € /MWh

Πίνακας 6.33 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 100°C και για R152a



Σχήμα 6.14 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 100°C και για R152a

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 120°C - R152a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	1220	146.949,35 €	Δύο (2) ID λεπτά φρεάτια
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	762	9.833,91 €	Πέντε (5) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	2	86.035,92 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	2	8.603,59 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	2	68.828,74 €	
Διοίκηση	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			484.848,76 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			244,14 €/kW	

Πίνακας 6.34 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 120°C και R152a

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 120°C - R152a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	1,93	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	2.344.199,14 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,48	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	1,46	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	117.209,96 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	117.209,96 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1200	m	Διοίκηση	210.173,43 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.172.099,57 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	3.012.485,87 €
			Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης	1.560,87 € /kW

Πίνακας 6.35 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 120°C και R152a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 120°C - R152a

<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>		<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>	
Πλάνο επιβεβαίωσης	1,46 MW	Μέγεθος εγκατάστασης	1,93 MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,49 MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 € /kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	1,53 MW(105%)	Συνολικό κόστος	3.918.764,06 €
Φρεάτια παραγωγής (P)	1 φρ.	<u>Λοιπά</u>	
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανάγχυσης	95,00%	Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €
Φρεάτια επανάγχυσης (I)	1 φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>	
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%	Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	6.262.963,20 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2 φρ.	<u>Γραμμή μεταφοράς</u>	
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1200 m		
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.172.099,57 €	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 € /km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	2.344.199,14 €	Συνολική απόσταση	2 km
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	1.214,61 € /kW	Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €
		<u>Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης</u>	6.549.510,10 €
		Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	3.393,53 € /kW

Πίνακας 6.36 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 120°C για R152a

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 120°C - R152a

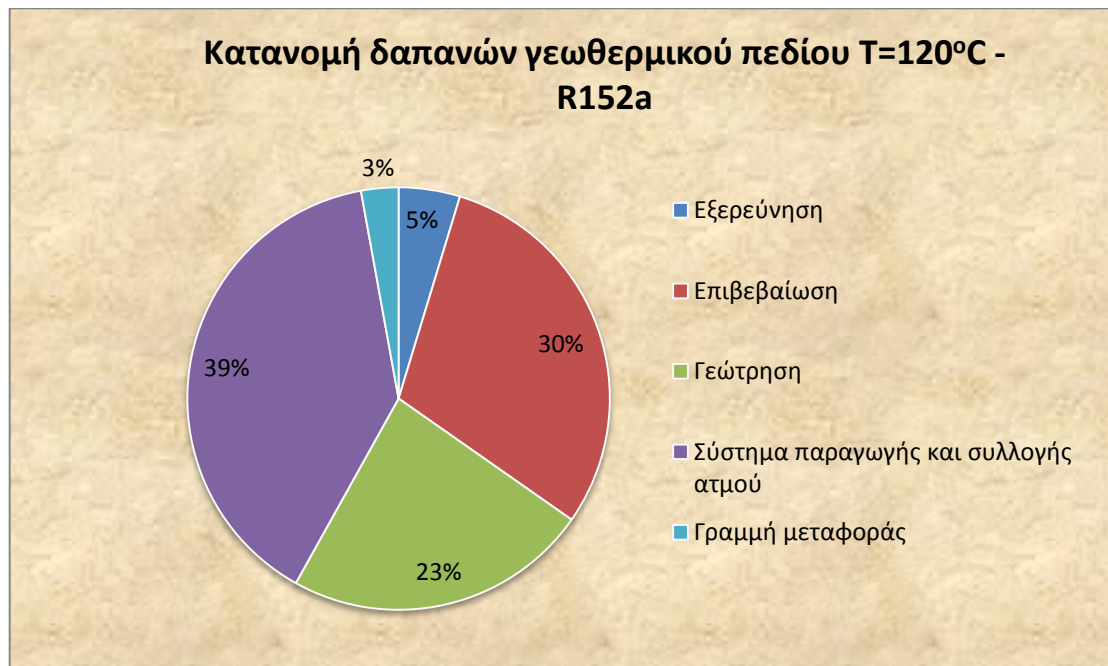
Συνολικό κόστος εξερεύνησης	471.198,08 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	3.012.485,87 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	3.483.683,96 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	6.262.963,20 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	9.746.647,16 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	10.033.194,05 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	5.198,55 €/kW

Πίνακας 6.37 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 120°C και για R152a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 120°C - R152a

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	26.114,37 € /έτος
Συνολικό κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης	297.218,35 € /έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64 € /MWh

Πίνακας 6.38 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 120°C και για R152a



Σχήμα 6.15 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 120°C και για R152a

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 140°C - R152a

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	1219,20	146.853,43 €	Δύο (2) ID λεπτά φρεάτια
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	762,00	9.833,94 €	Πέντε (5) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	φρεάτιο	2	86.035,92 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	φρεάτιο	2	8.603,59 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	φρεάτιο	2	68.828,74 €	
Διοίκηση	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			484.848,76 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			138,53 €	/kW

Πίνακας 6.39 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 140°C και R152a

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 140°C - R152a

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	3,5	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	2.072.866,17 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,9	MW	Κόστος ελέγχου γεωτρήσεων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / γεώτρηση	2,2	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός γεωτρήσεων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	103.643,31 €
Συνολικός αριθμός γεωτρήσεων	2	φρ.	Έκθεση	103.643,31 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1400,00	m	Διοίκηση	187.788,46 €
Εκτιμώμενο κόστος / γεώτρηση	1.036.433,09 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.691.634,65 €
			Κόστος επιβεβαίωσης ανά kW	769,04 € /kW

Πίνακας 6.40 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 140°C και R152a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 140°C - R152a

Κόστος Γεωτρήσεων			Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού		
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,9	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	3,5	MW
Πλάνο ανάπτυξης	2,8	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	2,2	MW(105%)	Συνολικό κόστος	7.106.566,95 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	Λοιπά		
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	9.871.529,68 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Γραμμή μεταφοράς		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1400,00	m	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.382.481,36 €		Συνολική απόσταση	2	km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	2.764.962,72 €		Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
Κόστος γεώτρησης ανά kW	789,99 €	/kW	Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	10.158.076,57 €	
			Κόστος ανάπτυξης ανά εγκατεστημένο kW	2.902,31 €	/kW

Πίνακας 6.41 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 140°C για R152a

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 140°C - R152a

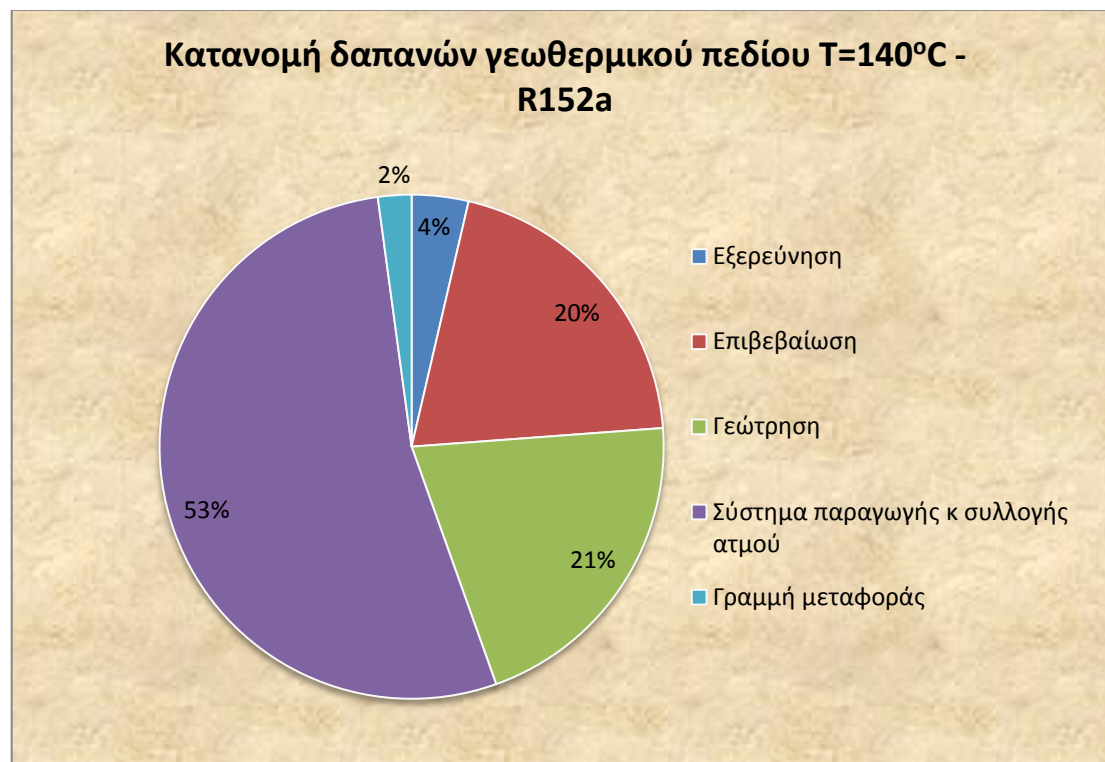
Συνολικό κόστος εξερεύνησης	484.848,76 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.691.634,65 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	3.176.483,41 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	9.871.529,68 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	13.048.013,09 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	13.334.559,98 €
Συνολικό κόστος ανά kW	3.809,87 € /kW

Πίνακας 6.42 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 140°C και για R152a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 140°C - R152a

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	45.437,14 € /έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	517.138,68 €
Κόστος Λ&Σ ανά εγκατεστημένο kW	22,64 € /MWh

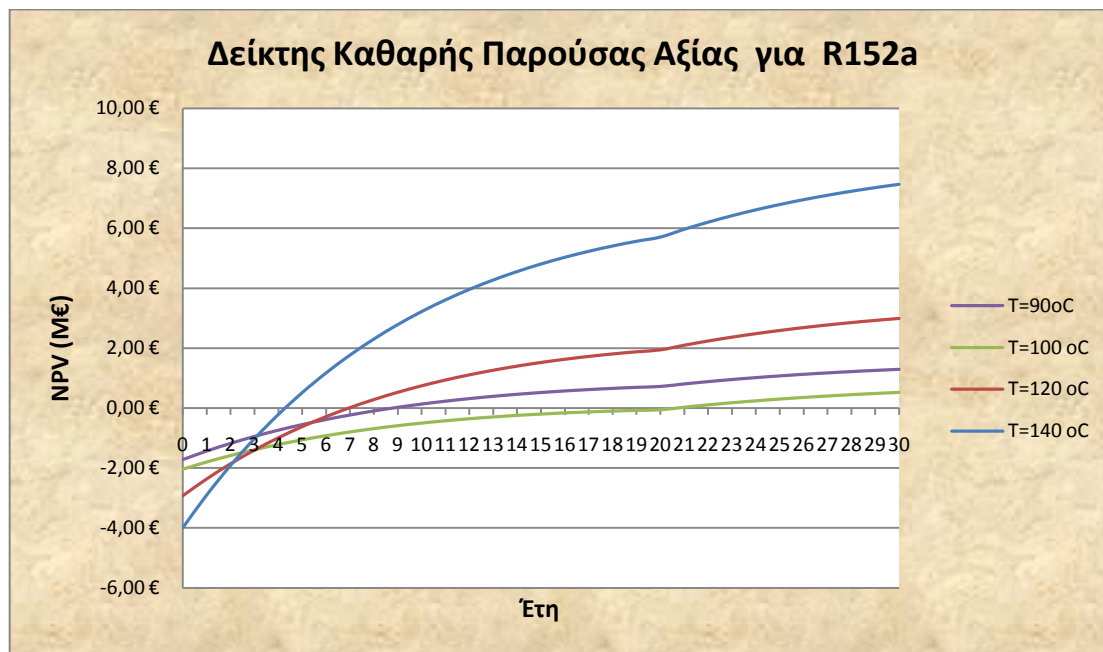
Πίνακας 6.43 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 140°C και για R152a



Σχήμα 6.16 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 140°C και για R152a

6.3.1 Οικονομική αξιολόγηση χωρίς κρατική επιδότηση για το R152a

Γνωρίζοντας πλέον τα επιμέρους κόστη των γεωθερμικών προγραμμάτων για θερμοκρασίες 90, 100, 120 και 140°C για το εργαζόμενο μέσο R152a, είμαστε σε θέση να αξιολογήσουμε τα αντίστοιχα επενδυτικά προγράμματα όπως κάναμε και στην περίπτωση του R134a. Έτσι λοιπόν μετά από επεξεργασία των παραπάνω αποτελεσμάτων στο excel προέκυψαν τα παρακάτω διαγράμματα :



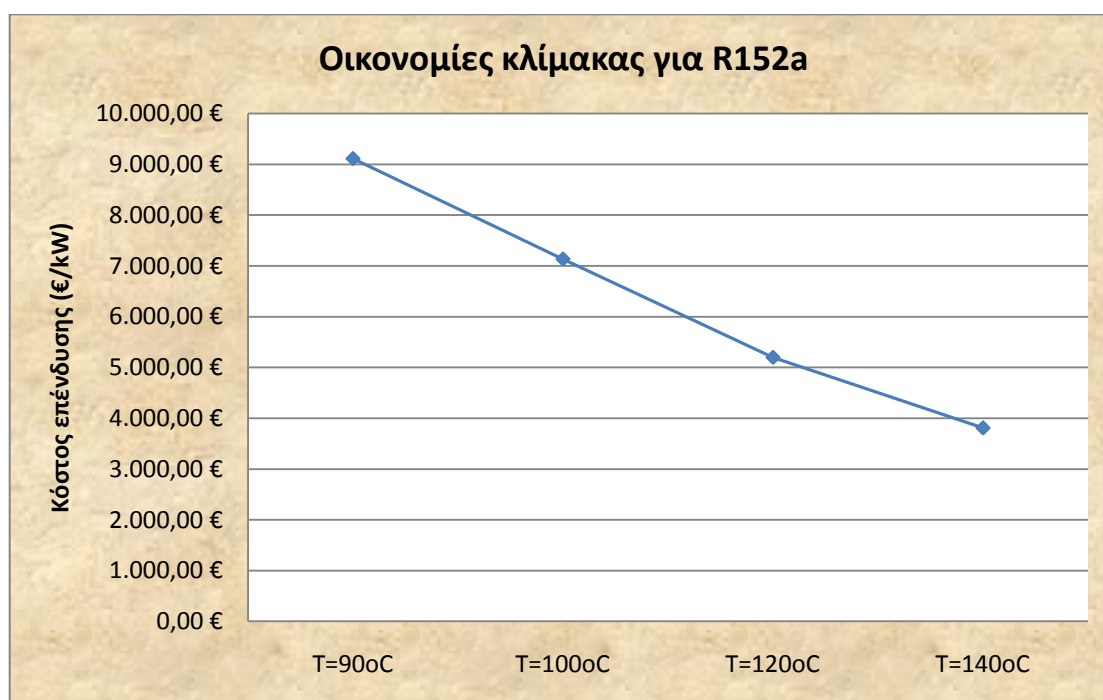
Σχήμα 6.17 Δείκτης καθαρής παρούσας αξίας για το R152a χωρίς κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.18 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης για το R152a χωρίς κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.19 Συνολικό κόστος κύριας επένδυσης συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R152a



Σχήμα 6.20 Συνολικό κόστος κύριας επένδυσης σε €/kW συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για τα R152a



Σχήμα 6.21 Κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R152a χωρίς κρατική επιδότηση

Τα σημαντικότερα αποτελέσματα για το R134a και για χρηματοδοτικό πρόγραμμα χωρίς επιδότηση συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα, που προέκυψαν με βάση τα παραπάνω διαγράμματα :

	$T_{geo}=90^{\circ}C$	$T_{geo}=100^{\circ}C$	$T_{geo}=120^{\circ}C$	$T_{geo}=140^{\circ}C$
$NPV_{20 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	726.068,13 €	-58.525,63 €	1.945.620,95 €	5.701.292,34 €
$NPV_{30 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	1.298.079,34 €	522.967,75 €	2.996.527,82 €	7.463.523,33 €
$IRR_{20 \text{ χρόνια}} (\%)$	-2,13%	-	3,64%	15,70%
$IRR_{30 \text{ χρόνια}} (\%)$	4,15%	-7,12%	7,90%	17,35%
DPB (Ετη)	8,8	20,7	6,9	4,3
LCOE (€/kWh)	12,96	10,68	8,61	7,24

Πίνακας 6.44 Συγκεντρωτικός πίνακας αξιολόγησης επενδυτικού προγράμματος χωρίς κρατική επιδότηση για R152a

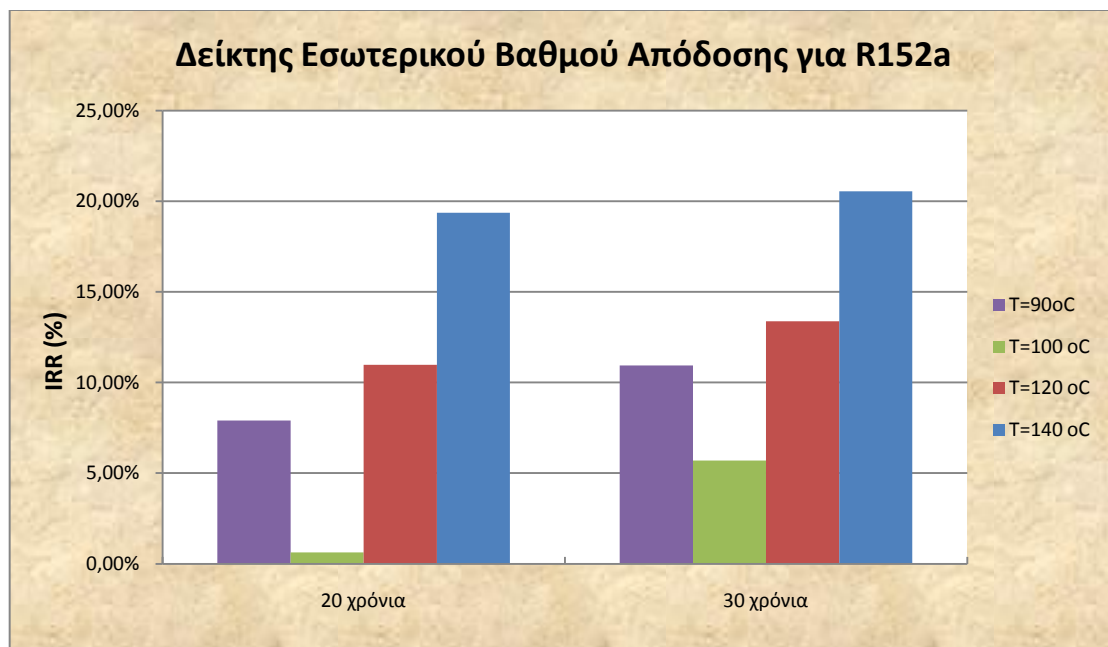
Και για αυτό το εργαζόμενο, όπως και για το R134a προηγουμένως, βλέπουμε ότι δεν ορίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης στα 20 χρόνια, καθώς όλες οι ταμιακές ροές μέχρι και την περίοδο υπολογισμού του IRR είναι αρνητικές.

6.3.2 Οικονομική αξιολόγηση με κρατική επιδότηση για το R152a

Αφού εξετάσαμε την οικονομική βιωσιμότητα των επενδυτικών έργων χωρίς κρατική επιδότηση, τώρα θα εξετάσουμε τα αντίστοιχα έργα με την χρήση κρατικής επιδότησης. Έτσι, λοιπόν, προέκυψαν τα διαγράμματα που ακολουθούν:



Σχήμα 6.22 Δείκτης καθαρής παρούσας αξίας για το R152a με κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.23 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης για το R152a με κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.24 Κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R152a με κρατική επιδότηση

Τα σημαντικότερα αποτελέσματα για το R152a και χρηματοδοτικό πρόγραμμα χωρίς κρατική επιδότηση φαίνονται στον πίνακα 6.45.

	$T_{\text{geo}}=90^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{geo}}=100^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{geo}}=120^{\circ}\text{C}$	$T_{\text{geo}}=140^{\circ}\text{C}$
$\text{NPV}_{20 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	1.610.868,74 €	1.144.755,14 €	3.313.097,98 €	7.029.468,15 €
$\text{NPV}_{30 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	2.100.767,40 €	1.644.747,85 €	4.208.969,57 €	8.521.948,83 €
$\text{IRR}_{20 \text{ χρόνια}} (\%)$	7,90%	0,63%	10,97%	19,37%
$\text{IRR}_{30 \text{ χρόνια}} (\%)$	10,95%	5,69%	13,38%	20,55%
DPB (Ετη)	5,9	8,0	5,2	3,8
LCOE (€/kWh)	9,17	7,67	6,33	5,46

Πίνακας 6.45 Συγκεντρωτικός πίνακας αξιολόγησης επενδυτικού προγράμματος με κρατική επιδότηση για R152a

6.4 Εργαζόμενο μέσο R245fa

Όμοια με πριν, έτσι και για το R245fa θα δώσουμε κατευθείαν τα αποτελέσματα που προέκυψαν μετά από εισαγωγή των αποτελεσμάτων της παραγράφου 4.3.3 στα λογιστικά φύλλα του excel όπου γίνεται οικονομική ανάλυση.

Έτσι λοιπόν τα αποτελέσματα που προέκυψαν για γεωθερμικές εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκμεταλλεύονται γεωθερμικό ρευστό θερμοκρασιών 90, 100, 120 και 140°C, εγκατεστημένης ισχύος 520, 925, 1500 και 2500kW αντίστοιχα, και χρησιμοποιούν σαν εργαζόμενο μέσο το R245fa, φαίνονται στους πίνακες που ακολουθούν.

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 90°C - R245fa

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	609,60	73.426,72 €	Ένα (1) ID φρεάτιο μικρής οπής
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	304,80	3.933,57 €	Δύο (2) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	1	43.017,96 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	1	4.301,80 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	1	34.414,37 €	
Διοίκηση	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			291.575,32 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			560,72 € /kW	

Πίνακας 6.46 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 90°C και R245fa

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 90°C - R245fa

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	0,52	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	1.766.031,86 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,1	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,38	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	88.301,59 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	88.301,59 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	900,00	m	Διοίκηση	162.474,63 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	883.015,93 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.328.803,07 €
			Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης	4.478,47 € /kW

Πίνακας 6.47 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 90°C και R245fa

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 90°C - R245fa

<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>	
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,1MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,4MW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,38MW(105%)
Φρεάτια παραγωγής (P)	1φρ.
Φρ. Επανεγχύσης/φρ. Παραγωγής	95,00%
Φρεάτια επανεγχύσης (I)	1φρ.
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2φρ.
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	900m
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	883.015,93 €
Συνολικό κόστος γεώτρησης	1.766.031,86 €
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	3.396,22 €/kW

<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>	
Μέγεθος εγκατάστασης	0,52MW
Κόστος συστήματος	2.030,45 €/kW
Συνολικό κόστος	1.055.832,80 €
<u>Λοιπά</u>	
Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €
<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>	
Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	2.821.864,67 €
<u>Γραμμή μεταφοράς</u>	
Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €/km
Συνολική απόσταση	2km
Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	3.108.411,56 €
Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	5.977,71 €/kW

Πίνακας 6.48 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 90°C για R245fa

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 90°C - R245fa

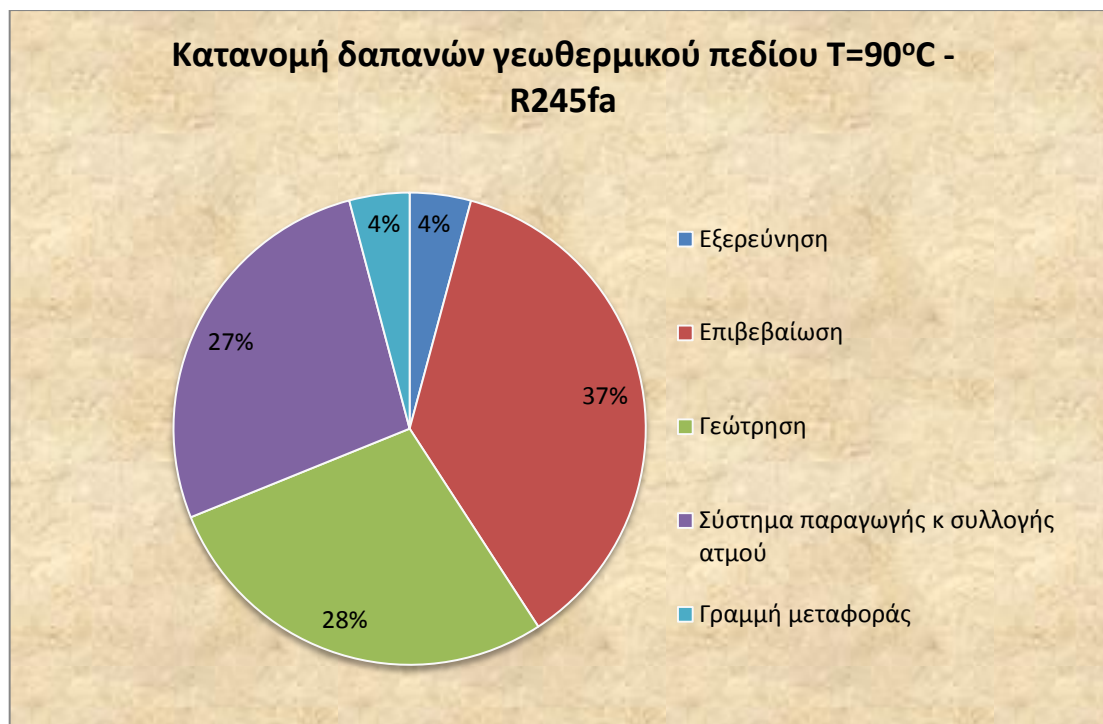
Συνολικό κόστος εξερεύνησης	291.575,32 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.328.803,07 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	2.620.378,40 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	2.821.864,67 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	5.442.243,07 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	5.728.789,96 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	11.016,90 €/kW

Πίνακας 6.49 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 90°C και για R245fa

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 90°C - R245fa

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλος προς τις Τοπικές Αρχές	11.442,75 € /έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	90.201,71 € /έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	20,65 € /MWh

Πίνακας 6.50 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 90°C και για R245fa



Σχήμα 6.25 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 90°C και για R245fa

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 100°C - R245fa

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	609,60	73.426,72 €	Ένα (1) ID φρεάτιο μικρής οπής
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	304,80	3.933,57 €	Δύο (2) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	1	43.017,96 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	1	4.301,80 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	1	34.414,37 €	
Διοίκηση	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	24.297,94 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			291.575,32 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			315,22 € /kW	

Πίνακας 6.51 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 100°C και R245fa

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης για Πηγή 100°C - R245fa

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	0,925	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	1.951.690,54 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,23	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,74	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	97.584,53 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	97.584,53 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1000	m	Διοίκηση	177.791,47 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	975.845,27 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.548.344,46 €
			Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης	2.754,97 € /kW

Πίνακας 6.52 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 100°C και R245a

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 100°C - R245fa

Κόστος Γεωτρήσεων			Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού		
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,7	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	0,925	MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,2	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	0,8	MW9105%)	Συνολικό κόστος	1.878.164,12 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	Λοιπά		
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	3.829.854,66 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Γραμμή μεταφοράς		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1000	m	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	975.845,27 €		Συνολική απόσταση	2	km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	1.951.690,54 €		Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	2.109,94 €	/kW	Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης	4.116.401,56 €	
			Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	4.450,16 €	

Πίνακας 6.53 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 100°C για R245fa

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 100°C - R245fa

Συνολικό κόστος εξερεύνησης	291.575,32 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.548.344,46 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	2.839.919,78 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	3.829.854,66 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	6.669.774,45 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	6.956.321,34 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	7.520,35 € /kW

Πίνακας 6.54 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 100°C και για R245fa

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 100°C - R245fa

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	13.535,95 € /έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	154.058,16 € /έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64 € /MWh

Πίνακας 6.55 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό προγράμματος θερμοκρασίας 100°C και για R245fa



Σχήμα 6.26 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 100°C και για R245fa

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 120°C - R245fa

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	1220	146.949,35 €	Δύο (2) ID λεπτά φρεάτια
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	762	9.833,91 €	Πέντε (5) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	γεώτρηση	2	86.035,92 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	γεώτρηση	2	8.603,59 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	γεώτρηση	2	68.828,74 €	
Διοίκηση	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			484.848,76 €	
Κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης			314,13 €/kW	

Πίνακας 6.56 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 120°C και R245fa

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 120°C - R245fa

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	1,5	MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	2.344.199,14 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,38	MW	Κόστος ελέγχου φρεατίων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	1,46	MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός φρεατίων	1	φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%		Κόστος συμμόρφωσης	117.209,96 €
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	Έκθεση	117.209,96 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1200	m	Διοίκηση	210.173,43 €
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.172.099,57 €		Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	3.012.485,87 €
			Κανονικοποιημένο κόστος επιβεβαίωσης	2.008,32 € /kW

Πίνακας 6.57 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 120°C και R245fa

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 120°C - R245fa

<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>			<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>		
Πλάνο επιβεβαίωσης	1,46	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	1,5	MW
Πλάνο ανάπτυξης	0,04	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	1,53	MW(105%)	Συνολικό κόστος	3.045.671,55 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	<u>Λοιπά</u>		
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	5.389.870,69 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	<u>Γραμμή μεταφοράς</u>		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1200	m			
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.172.099,57 €		Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	2.344.199,14 €		Συνολική απόσταση	2	km
Κανονικοποιημένο κόστος γεώτρησης	1.562,80 €	/kW	Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
			<u>Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης</u>	5.676.417,58 €	
			Κανονικοποιημένο κόστος ανάπτυξης	3.784,28 €	/kW

Πίνακας 6.58 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 120°C για R245fa

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 120°C - R245fa

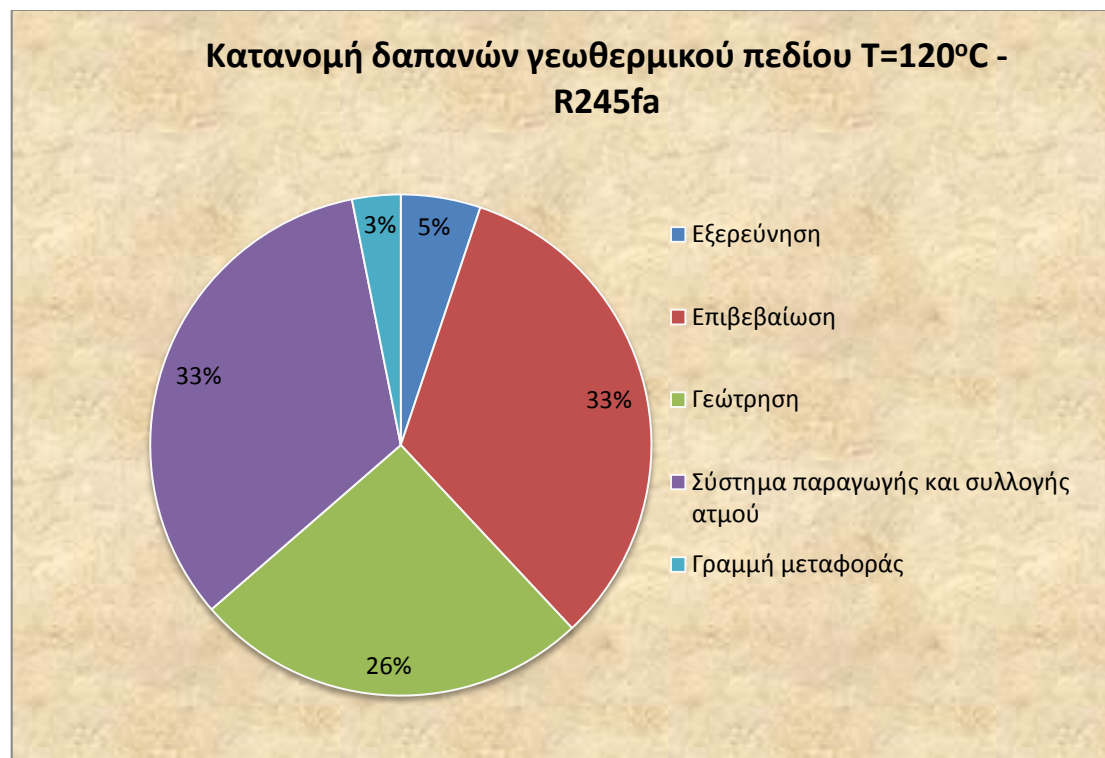
Συνολικό κόστος εξερεύνησης	484.848,76 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	3.012.485,87 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	3.483.683,96 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	5.389.870,69 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	8.873.554,64 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	9.173.752,22 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	6.115,83 € /kW

Πίνακας 6.59 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 120°C και για R245fa

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 120°C - R245fa

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	21.672,22 € /έτος
Συνολικό κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης	246.660,42 € /έτος
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64 € /MWh

Πίνακας 6.60 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό πρόγραμμα θερμοκρασίας 120°C και για R245fa



Σχήμα 6.27 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 120°C και για R245fa

Πρόγραμμα Εξερεύνησης Πηγής 140°C - R245fa

Μέθοδος	Μονάδες	Αρ. Μονάδων	Κόστος	Παρατηρήσεις
Γεώτρηση : ID (ενδιάμεσου βάθους) λεπτής οπής φρεάτια	μέτρα	1219,20	146.853,43 €	Δύο (2) ID λεπτά φρεάτια
Γεώτρηση : TG (θερμοκρασιακής βαθμίδας) φρεάτια	μέτρα	762,00	9.833,94 €	Πέντε (5) TG φρεάτια
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια : δρόμοι - πρόσβαση	φρεάτιο	2	86.035,92 €	
Γεώτρηση : ID λεπτά φρεάτια καταγραφής θερμοκρασίας	φρεάτιο	2	8.603,59 €	
Γεωλογία : χαρτογράφηση πεδίου	έργο	1	17.207,18 €	
Γεωφυσική έρευνα : βαρύτητα	έργο	1	21.508,98 €	
Γεωφυσική έρευνα : MT ή DC αντίστασης	έργο	0	0,00 €	
Γεωφυσική έρευνα : μαγνητική του εδάφους	έργο	1	10.754,49 €	
Γεωχημική έρευνα	έργο	1	25.810,78 €	
Λοιπά	έργο	1	8.603,59 €	
Έλεγχος φρεατίου : ID λεπτά φρεάτια , 3-10 μέρες	φρεάτιο	2	68.828,74 €	
Διοίκηση	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Έκθεση : συλλογή δεδομένων/μελετών/μοντέλων	έργο	1	40.404,06 €	10% των υπολοίπων δαπανών
Σύνολο δαπανών εξερεύνησης			484.848,76 €	
Κόστος προγράμματος εξερεύνησης ανά εγκατεστημένο kW			193,94 €	/kW

Πίνακας 6.61 Ανάλυση κόστους προγράμματος εξερεύνησης για γεωθερμική πηγή 140°C και R245fa

Πρόγραμμα Επιβεβαίωσης Πηγής 140°C - R245fa

Εκτιμώμενη χωρητικότητα πεδίου	2,5 MW	Συνολικό κόστος γεωτρήσεων	2.072.866,17 €
Απαιτούμενη χωρητικότητα επιβεβαίωσης	0,6 MW	Κόστος ελέγχου γεωτρήσεων	120.450,29 €
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / γεώτρηση	2,2 MW	Κόστος ελέγχου του πεδίου	86.035,92 €
Εκτιμώμενος αριθμός γεωτρήσεων	1 φρ.	Λοιπά	17.207,18 €
Ποσοστό επιτυχών γεωτρήσεων	50,00%	Κόστος συμμόρφωσης	103.643,31 €
Συνολικός αριθμός γεωτρήσεων	2 φρ.	Έκθεση	103.643,31 €
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1400,00 m	Διοίκηση	187.788,46 €
Εκτιμώμενο κόστος / γεώτρηση	1.036.433,09 €	Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.691.634,65 €
		Κόστος επιβεβαίωσης ανά kW	1.076,65 € /kW

Πίνακας 6.62 Ανάλυση κόστους προγράμματος επιβεβαίωσης για γεωθερμική πηγή 140°C και R245fa

Πρόγραμμα Ανάπτυξης Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 140°C - R245fa

<u>Κόστος Γεωτρήσεων</u>			<u>Κόστος εγκατάστασης συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού</u>		
Πλάνο επιβεβαίωσης	0,6	MW	Μέγεθος εγκατάστασης	2,5	MW
Πλάνο ανάπτυξης	2,0	MW	Κόστος συστήματος	2.030,45 €	/kW
Εκτιμώμενη χωρητικότητα / φρεάτιο	2,2	MW(105%)	Συνολικό κόστος	5.076.119,25 €	
Φρεάτια παραγωγής (P)	1	φρ.	<u>Λοιπά</u>		
Φρ. Παραγωγής/φρ. Επανεγχυσης	95,00%		Λοιπά κόστη ανάπτυξης	0,00 €	
Φρεάτια επανέγχυσης (I)	1	φρ.	<u>Υποσύνολο κόστους εντός πεδίου</u>		
Ποσοστό επιτυχίας P+I	80,00%		Κόστος δαπανών εντός πεδίου (on-site)	7.841.081,98 €	
Συνολικός αριθμός φρεατίων	2	φρ.	<u>Γραμμή μεταφοράς</u>		
Εκτιμώμενο βάθος γεώτρησης	1400,00	m	Κόστος γρ. μεταφοράς	143.273,45 €	/km
Εκτιμώμενο κόστος ανά γεώτρηση	1.382.481,36 €		Συνολική απόσταση	2	km
Συνολικό κόστος γεώτρησης	2.764.962,72 €		Συνολικό κόστος γρ. μεταφοράς	286.546,90 €	
Κόστος γεώτρησης ανά kW	1.105,99 €	/kW	<u>Συνολικό κόστος προγράμματος ανάπτυξης</u>		
			Κόστος ανάπτυξης ανά εγκατεστημένο kW	3.251,05 €	/kW

Πίνακας 6.63 Ανάλυση κόστους προγράμματος ανάπτυξης για γεωθερμική πηγή 140°C για R245fa

Συνολικό Κόστος Γεωθερμικού Πεδίου Πηγής 140°C - R245fa

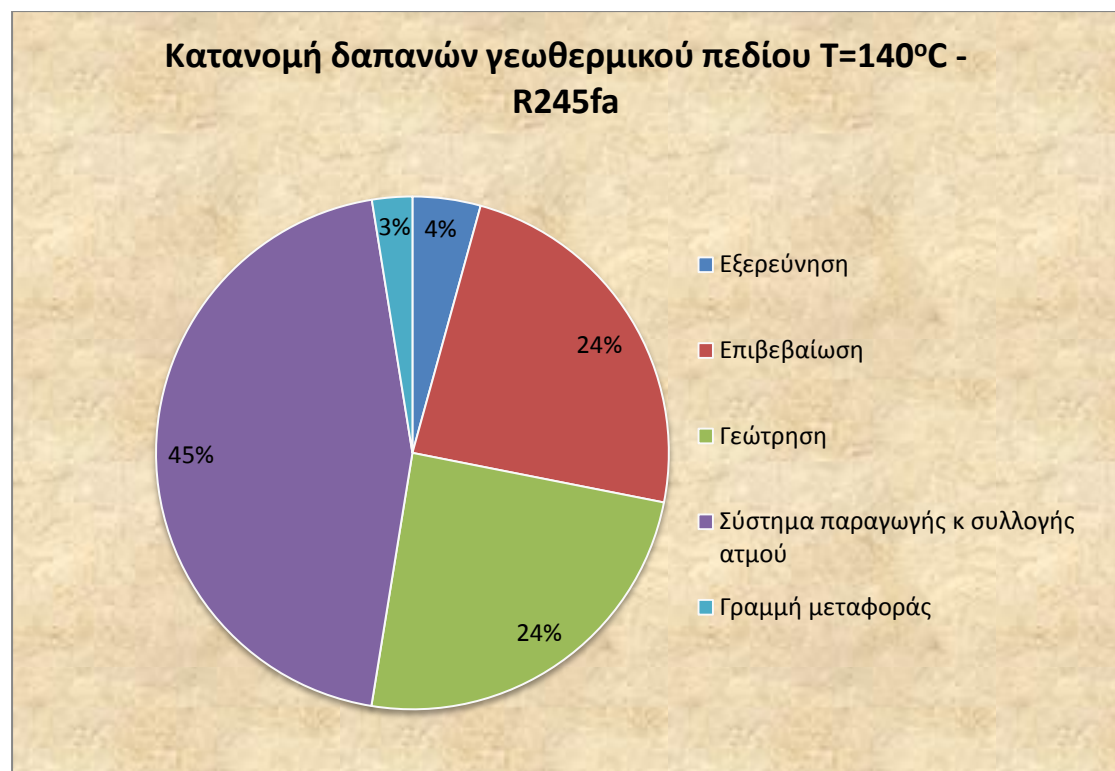
Συνολικό κόστος εξερεύνησης	484.848,76 €
Συνολικό κόστος επιβεβαίωσης	2.691.634,65 €
Σύνολο εξερεύνησης και επιβεβαίωσης	3.176.483,41 €
Συνολικό κόστος ανάπτυξης εντός πεδίου	7.841.081,98 €
Συνολικό κόστος εξερεύνησης, επιβεβαίωσης & ανάπτυξης	11.017.565,39 €
Συνολικό κόστος γραμμής μεταφοράς	286.546,90 €
Συνολικό κόστος γεωθερμικού προγράμματος	11.304.112,28 €
Συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της εγκατάστασης	4.521,64 € /kW

Πίνακας 6.64 Ανάλυση συνολικού κόστους γεωθερμικού προγράμματος θερμοκρασίας γεωρευστού 140°C και για R152a

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης για Πηγή 140°C - R245fa

Κόστος λειτουργίας	6,02 € /MWh
Κόστος συντήρησης	7,74 € /MWh
Κόστος συντήρησης πεδίου και φρεατίων	6,88 € /MWh
Τέλη προς τις Τοπικές Αρχές	35.897,50 € /έτος
Συνολικό κόστος λειτουργίας & συντήρησης	408.564,07 €
Κανονικοποιημένο κόστος λειτουργίας και Συντήρησης	22,64€ /MWh

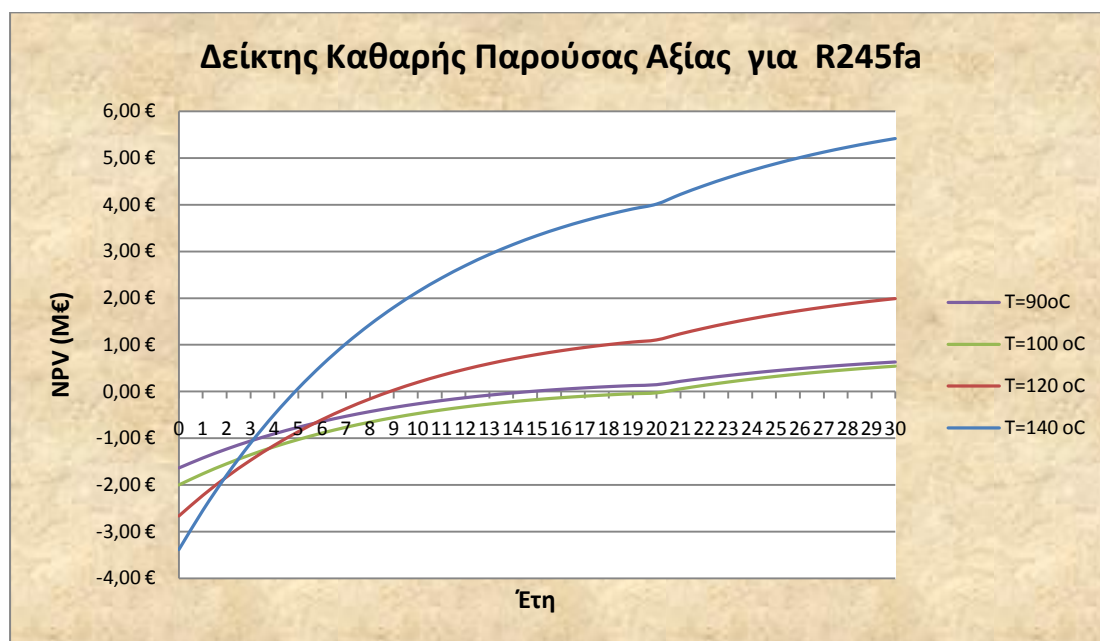
Πίνακας 6.65 Κόστος Λ&Σ γεωθερμικό πρόγραμμα θερμοκρασίας 140°C και για R152a



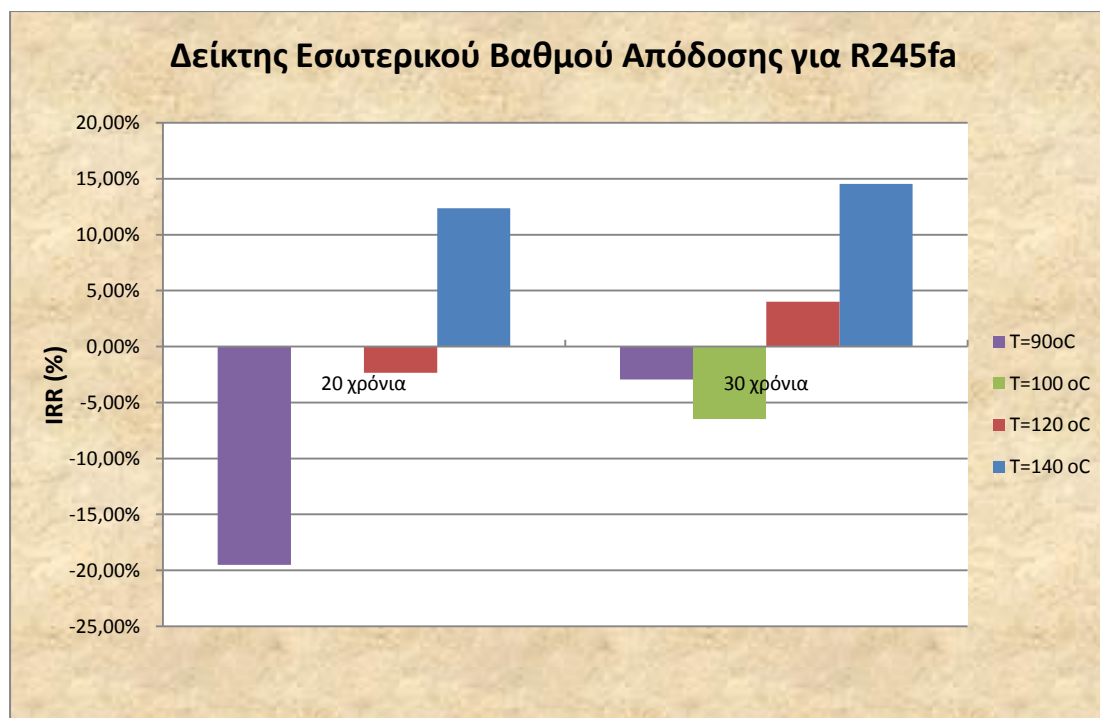
Σχήμα 6.28 Κατανομή κόστους γεωθερμικού έργου θερμοκρασίας 140°C και για R152a

6.4.1 Οικονομική αξιολόγηση χωρίς κρατική επιδότηση για το R245fa

Όπως κάναμε και για τα προηγούμενα εργαζόμενα μέσα, με γνωστά τα επιμέρους κόστη των γεωθερμικών προγραμμάτων για θερμοκρασίες γεωρευστού 90, 100, 120 και 140°C, είμαστε σε θέση να αξιολογήσουμε τις αντίστοιχες επενδύσεις για μία μονάδα παραγωγής που χρησιμοποιεί για εργαζόμενο μέσο το R245fa. Άρα, μετά από επεξεργασία των παραπάνω αποτελεσμάτων στο excel προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα :



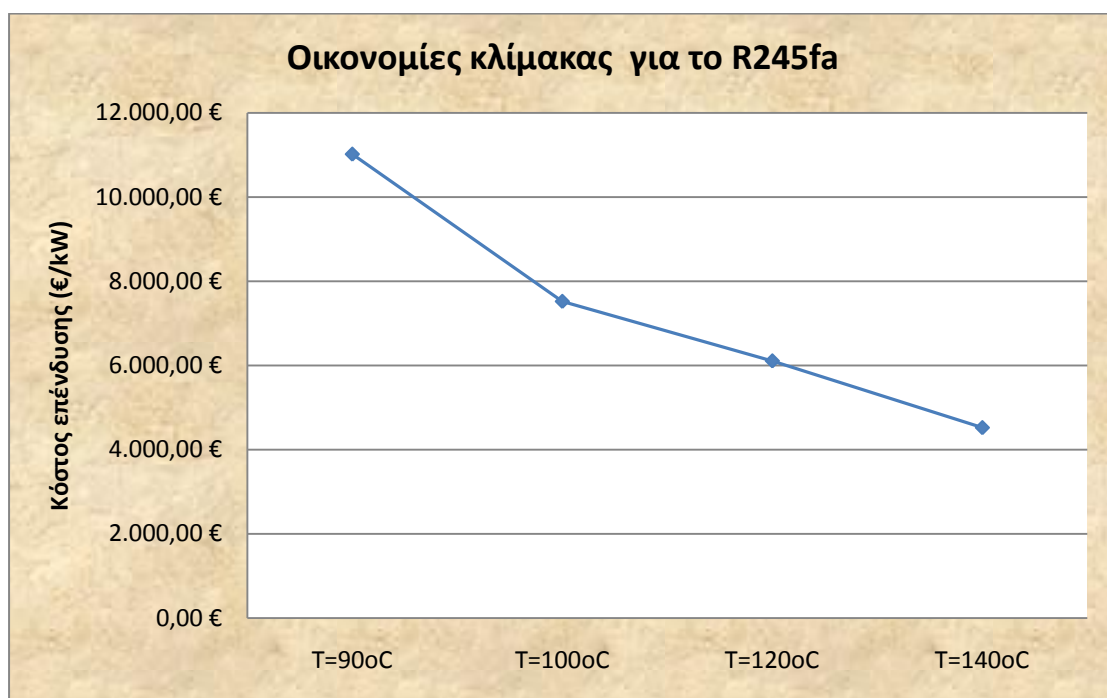
Σχήμα6.29 Δείκτης καθαρής παρούσας αξίας για το R245fa χωρίς κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.30 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης για το R245fa χωρίς κρατική επιδότηση



***Σχήμα 6.31** Συνολικό κόστος κύριας επένδυσης συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R245fa*



***Σχήμα 6.32** Συνολικό κόστος κύριας επένδυσης σε €/kW συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για τα R245fa*



Σχήμα 6.33 Κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R245fa χωρίς κρατική επιδότηση

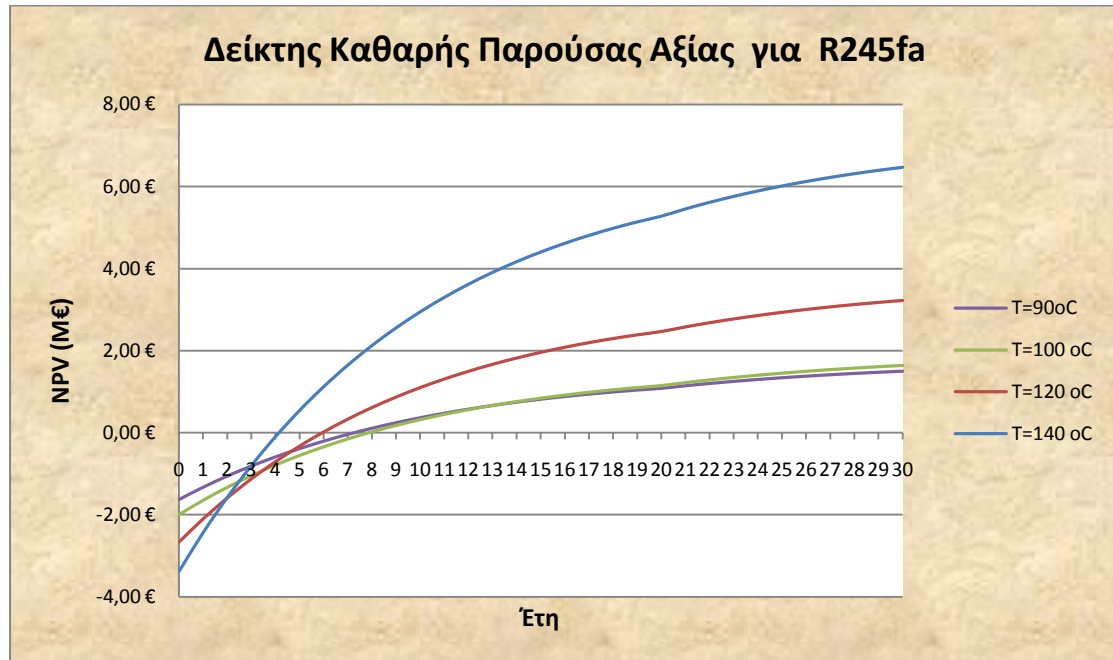
Με βάση λοιπόν τα παραπάνω διαγράμματα τα βασικότερα αποτελέσματα για το R245fa συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα:

	$T_{geo}=90^{\circ}\text{C}$	$T_{geo}=100^{\circ}\text{C}$	$T_{geo}=120^{\circ}\text{C}$	$T_{geo}=140^{\circ}\text{C}$
$NPV_{20 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	146.324,78 €	-26.448,80 €	1.106.089,29 €	4.000.244,69 €
$NPV_{30 \text{ χρόνια}} (\text{€})$	631.612,17 €	546.221,90 €	1.991.594,00 €	5.404.784,95 €
$IRR_{20 \text{ χρόνια}} (\%)$	-19,53%	-	-2,35%	12,36%
$IRR_{30 \text{ χρόνια}} (\%)$	-2,94%	-6,46%	4,02%	14,54%
DPB (Ετη)	14,7	20,3	8,8	4,9
LCOE (€/kWh)	14,54	10,63	9,22	7,61

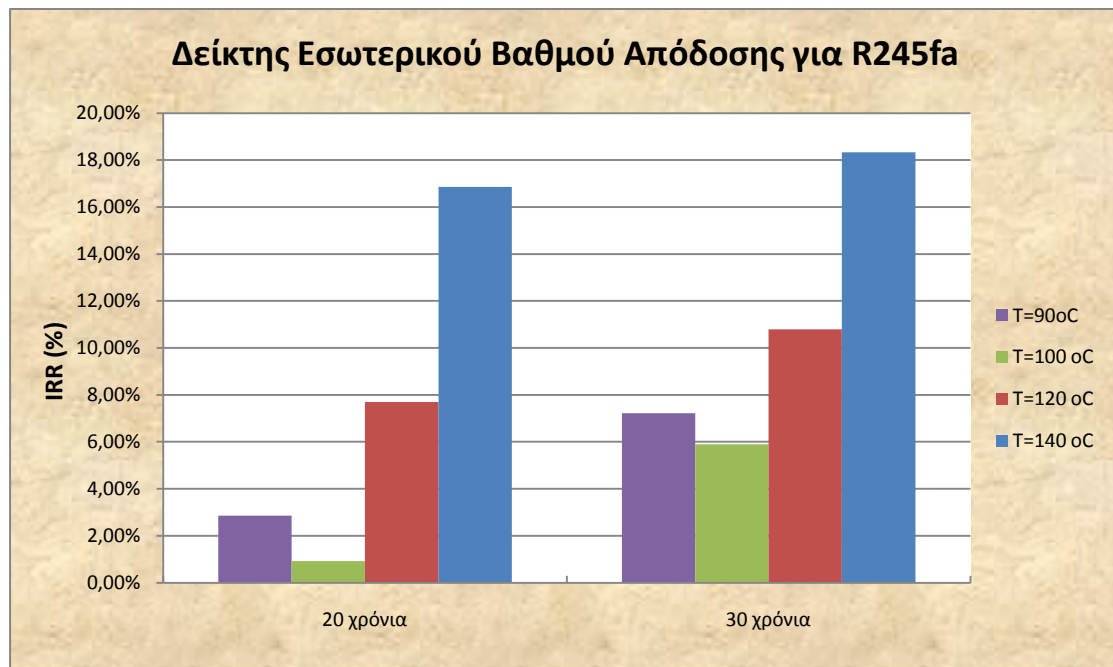
Πίνακας 6.66 Συγκεντρωτικός πίνακας αξιολόγησης επενδυτικού προγράμματος χωρίς κρατική επιδότηση για R245fa

6.4.2 Οικονομική αξιολόγηση με κρατική επιδότηση για το R245fa

Αφού εξετάσαμε την οικονομική βιωσιμότητα των επενδυτικών έργων χωρίς κρατική επιδότηση, τώρα θα εξετάσουμε τα αντίστοιχα έργα με την χρήση κρατικής επιδότησης. Έτσι, λοιπόν, προέκυψαν τα διαγράμματα που ακολουθούν:



Σχήμα 6.34 Δείκτης καθαρής παρούσας αξίας για το R245fa με κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.35 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης για το R245fa με κρατική επιδότηση



Σχήμα 6.36 Κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας συναρτήσει της θερμοκρασίας γεωρευστού για το R245fa με κρατική επιδότηση

Τα σημαντικότερα αποτελέσματα για το R245fa και για χρηματοδότηση χωρίς κρατική επιδότηση φαίνονται στον πίνακα που ακολουθεί:

	T _{geo} =90°C	T _{geo} =100°C	T _{geo} =120°C	T _{geo} =140°C
NPV ₂₀ χρόνια (€)	1.081.380,69 €	1.146.507,45 €	2.467.790,05 €	5.271.218,45 €
NPV ₃₀ χρόνια (€)	1.498.735,02 €	1.638.818,20 €	3.224.631,54 €	6.462.643,17 €
IRR ₂₀ χρόνια (%)	2,86%	0,92%	7,70%	16,86%
IRR ₃₀ χρόνια (%)	7,22%	5,89%	10,79%	18,33%
DPB (Ετη)	7,3	7,9	5,9	4,2
LCOE (€/kWh)	10,18	7,63	6,73	5,69

Πίνακας 6.67 Συγκεντρωτικός πίνακας αξιολόγησης επενδυτικού προγράμματος με κρατική επιδότηση για R245fa

6.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων - Συμπεράσματα

Στις παραγράφους που προηγήθηκαν είδαμε την οικονομική ανάλυση γεωθερμικών προγραμμάτων για θερμοκρασίες γεωρευστού 90, 100, 120 και 140°C για μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούν τρία διαφορετικά εργαζόμενα μέσα. Το συνολικό κόστος ενός γεωθερμικού προγράμματος το μοιράσαμε σε επιμέρους κόστη ανάλογα με τη φάση του προγράμματος και έτσι προέκυψαν τα αντίστοιχα κόστη για τις φάσεις εξερεύνησης, επιβεβαίωσης και ανάπτυξης. Τα δεδομένα τα οποία χρησιμοποιήσαμε είχαν υπολογιστεί προηγουμένως στο 4^ο κεφάλαιο. Στο τέλος κάθε οικονομικής ανάλυσης δόθηκαν πίνακες όπου αναφέρονται συγκεντρωτικά τα κόστη των επιμέρους φάσεων, καθώς και το συνολικό κόστος, τόσο σε απόλυτο νόμισμα όσο και σε κανονικοποιημένο (€/kW).

Όπως είπαμε και στην παράγραφο 6.2 σελ. 77, το κόστος της φάσης εξερεύνησης ενός γεωθερμικού προγράμματος δεν εξαρτάται ούτε από την παραγωγικότητα της εγκατάστασης ούτε από τη θερμοκρασία και το βάθος στο οποίο βρίσκεται η πηγή. Έτσι το κόστος αυτής της φάσης, όπως μπορούμε να δούμε και από τους αντίστοιχους πίνακες (πίνακες 6.1, 6.24, 6.46) βλέπουμε ότι το συνολικό κόστος των προγραμμάτων εξερεύνησης και για τα τρία εργαζόμενα μέσα είναι ακριβώς ίδια για θερμοκρασίες 90 και 100°C καθώς και για αυτές των 120 και 140°C. Αυτό συμβαίνει γιατί στις πρώτες δύο θερμοκρασίες έχουμε επιλέξει την διάνοιξη 1 ID φρεατίου και δύο TG φρεατίων, αντίθετα στις περιπτώσεις των 120 και 140°C

έχουμε επιλέξει τη διάνοιξη 2 ID και πέντε TG φρεατίων. Αντίθετα όμως αν κοιτάξουμε το συνολικό κανονικοποιημένο κόστος της φάσης εξερεύνησης και για τα τρία εργαζόμενα μέσα θα δούμε σημαντικές διαφορές μεταξύ τους. Έτσι, λοιπόν, στις περιπτώσεις των 90, 100 και 120°C βλέπουμε το R134a να παρουσιάζει το μικρότερο κανονικοποιημένο κόστος με τιμές 416,54€/kW, 2476,37€/kW και 198,40€/kW αντίστοιχα, κάτι το οποίο ήταν απολύτως αναμενόμενο από τη στιγμή που παρουσιάζει τη μεγαλύτερη παραγωγικότητα σε σύγκριση με τα άλλα δύο εργαζόμενα μέσα. Μετά ακολουθεί το R152a και τέλος έχουμε το R245fa. Αντίθετα, στη περίπτωση των 140°C η περίπτωση για το R152a παρουσιάζει το χαμηλότερο κανονικοποιημένο κόστος εξερεύνησης με 150,57€/kW. Στην παράγραφο 3.2.1 είχαμε δει ότι το κόστος αυτής της φάσης του γεωθερμικού προγράμματος μπορεί να κυμανθεί από 86,04€/kW μέχρι 172,02€/kW, με μία μέση τιμή της τάξης των 129,0€/kW. Ωστόσο η GeothermEx (2004) στις τελευταίες τις δημοσιεύσεις παρέχει κανονικοποιημένα κόστη για τη φάση της εξερεύνησης από 12,05€/kW μέχρι και 226,27€/kW. Βέβαια σε αυτά τα κόστη τιμές που πλησιάζουν τη τιμή των 226,27€/kW θεωρούνται πιο ρεαλιστικές. Με βάση αυτές τις τιμές μπορούμε να πούμε ότι ανταγωνιστικά κόστη εξερεύνησης έχουμε για την περίπτωση των 140°C και κυρίως για τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα. Αυτό είναι αναμενόμενο καθώς σε αυτήν την εργασία μελετάμε γεωθερμικές πηγές χαμηλής ενθαλπίας και, κατ' επέκταση, χαμηλής παραγωγικότητας, οπότε, λόγω οικονομικών κλίμακας, τα κανονικοποιημένα κόστη για κάθε φάση του έργου θα ήταν αρκετά υψηλότερα από αυτά που θεωρούνται από τη βιβλιογραφία ως «οικονομικά ανεκτά» για την πραγματοποίηση ενός γεωθερμικού προγράμματος.

Όσον αφορά τη φάση επιβεβαίωσης ο σημαντικότερος παράγοντας που επηρεάζει το κόστος της είναι η διάνοιξη του πρώτου παραγωγικού φρεατίου προκειμένου να εξασφαλιστεί το 25% της απαιτούμενης παραγωγικότητας του πεδίου. Το κόστος του φρεατίου είναι μία συνάρτηση του βάθους στο οποίο αυτό πρέπει διανοιχθεί, και ο αριθμός των φρεατίων εξαρτάται από την παραγωγικότητα του φρεατίου σε MW και από την εγκατεστημένη ισχύ του πεδίου σε MW. Αυτό που μπορούμε να δούμε από τους πίνακες που αντιστοιχούν στην ανάλυση κόστους της φάσης επιβεβαίωσης για όλες τις θερμοκρασίες γεωρευστού και για τα τρία εργαζόμενα μέσα (πίνακες 6.2, 6.6, 6.10, 6.14, 6.25, 6.30, 6.35, 6.40, 6.47, 6.52, 6.57, 6.62) είναι ότι σε αυτήν τη φάση για όλα τα εργαζόμενα μέσα και για όλες τις θερμοκρασίες έχουμε τη γεώτρηση δύο φρεατίων συνολικά (για ποσοστό ανεπιτυχούς γεώτρησης 50%). Επομένως, ο μόνος παράγοντας που επηρεάζει το κόστος επιβεβαίωσης είναι το βάθος των φρεατίων. Καθώς, λοιπόν, το βάθος εξαρτάται από τη γεωθερμική βαθμίδα και αυτή είναι σταθερή για όλες τις περιπτώσεις, έτσι και το κόστος του προγράμματος επιβεβαίωσης είναι σταθερό για σταθερή θερμοκρασία γεωρευστού. Έτσι, λοιπόν, και εδώ, όπως και στη φάση της εξερεύνησης, η εγκατεστημένη ισχύς του προκύπτει για κάθε εργαζόμενο μέσο παίζει καταλυτικό ρόλο στη διαμόρφωση του κανονικοποιημένου κόστους για αυτή τη φάση του γεωθερμικού προγράμματος. Και εδώ, λοιπόν, βλέπουμε το R134a να παρουσιάζει το χαμηλότερο κανονικοποιημένο κόστος για θερμοκρασίες γεωρευστού 90, 100 και 120°C, με αντίστοιχες τιμές 3.326,86€/kW, 2.415,49€/kW και 1.268,42€/kW. Αντίθετα, στην περίπτωση των 140°C το χαμηλότερο κανονικοποιημένο κόστος παρουσιάζεται για το R152a με 769,07€/kW.

Η οικονομική ανάλυση της φάσης ανάπτυξης ενός γεωθερμικού πεδίου είναι πιο σύνθετη από τις προηγούμενες, καθώς περιλαμβάνει πολλά επιμέρους κόστη όπως αυτό της γεώτρησης των υπόλοιπων φρεατίων παραγωγής (πέραν αυτών που διανοίχθηκαν κατά τη φάση της επιβεβαίωσης), όπως και αυτών που προορίζονται για την επανέγχυση του γεωρευστού πίσω στον ταμιευτήρα, το κόστος της εγκατάστασης του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού και το κόστος της διασύνδεσης στο κοντινότερο σημείο διασύνδεσης με το τοπικό δίκτυο. Από τους πίνακες που αναφέρονται στην ανάλυση κόστους της φάσης ανάπτυξης (πίνακες 6.3, 6.7, 6.11, 6.15, 6.26, 6.31, 6.36, 6.41, 6.48, 6.53, 6.58, 6.63) βλέπουμε ότι για όλες τις θερμοκρασίες γεωρευστού και για τα τρία εργαζόμενα μέσα σε αυτήν τη φάση του γεωθερμικού προγράμματος διανοίγονται ένα φρεάτιο παραγωγής και ένα επανέγχυσης. Θυμίζουμε ότι το ποσοστό επιτυχούς γεώτρησης σε αυτή τη φάση είναι 80%, και η αναλογία μεταξύ φρεατίων παραγωγής και επανέγχυσης για συστήματα δυαδικού κύκλου είναι 0,95. Επομένως, το κόστος γεώτρησης και για τα τρία εργαζόμενα μέσα είναι

ίδιο για τις αντίστοιχες θερμοκρασίες γεωρευστού. Σε ό,τι αφορά την εγκατάσταση του συστήματος παραγωγής της ενέργειας και συλλογής του ατμού, παρατηρώντας τους αντίστοιχους πίνακες, βλέπουμε να παρουσιάζονται διακυμάνσεις ανάμεσα στα τρία εργαζόμενα μέσα, καθώς αυτό το κόστος επηρεάζεται άμεσα από την παραγωγικότητα της εκάστοτε εγκατάστασης. Έτσι, βλέπουμε αυτό το κόστος να είναι μεγαλύτερο για το R134a για θερμοκρασίες γεωρευστού 90, 100 και 120°C, και για το R152a για θερμοκρασία 140°C. Αντίστοιχα το χαμηλότερο κόστος παρουσιάζεται για το R245fa για όλες τις θερμοκρασίες γεωρευστού. Τέλος, για το κόστος διασύνδεσης έχει υποτεθεί ότι οι εγκαταστάσεις παραγωγής βρίσκονται σε απόσταση 2 χιλιομέτρων από το κοντινότερο σημείο διασύνδεσης με το τοπικό δίκτυο, οπότε το κόστος αυτό παραμένει αμετάβλητο για όλες τις περιπτώσεις. Με βάση όλα αυτά, λοιπόν, βλέπουμε το χαμηλότερο κόστος για αυτήν τη φάση να παρουσιάζεται για το R245fa σε όλες τις θερμοκρασίες γεωρευστού με το R152a να το ακολουθεί, με εξαίρεση την περίπτωση των 140°C όπου αυτό το εργαζόμενο παρουσιάζει τη μεγαλύτερη παραγωγικότητα και άρα το υψηλότερο κόστος. Από την σκοπιά, ωστόσο, του κανονικοποιημένου κόστους βλέπουμε τα αποτελέσματα να αντιστρέφονται. Αυτό είναι αποτέλεσμα των οικονομιών κλίμακας βάση των οποίων, όπως θα δούμε και παρακάτω, μία επένδυση ενδέχεται παρουσιάζει υψηλότερο κόστος σε σχέση με μία άλλη, το μέγεθος της όμως να την καθιστά πιο ανταγωνιστική. Έτσι λοιπόν και στην περίπτωση μας το μειωμένο κόστος επένδυσης για την εγκατάσταση του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού για το εργαζόμενο μέσο R245fa έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους όλης της φάσης ανάπτυξης του γεωθερμικού προγράμματος. Όμως η μειωμένη παραγωγικότητα που προκύπτει για αυτό το εργαζόμενο μέσο σε σχέση με τα άλλα έχει σαν αποτέλεσμα να παρουσιάζει μεγαλύτερο κανονικοποιημένο κόστος.

Σε ότι αφορά το κανονικοποιημένο συνολικό κόστος της κύριας επένδυσης και για θερμοκρασίες 90, 100 και 120°C βλέπουμε να αυτό να είναι χαμηλότερο για το R134a με τιμές 8.706,10€/kW, 6.843,87€/kW και 4.610,69€/kW αντίστοιχα, με το R152a και το R245fa να ακολουθούν. Για θερμοκρασία γεωρευστού 140°C το χαμηλότερο κανονικοποιημένο κόστος κύριας επένδυσης παρουσιάζεται για το R152a με τιμή 3.809,87€/kW. Σύμφωνα με τα τελευταία κόστη που δημοσιεύτηκαν από την Επιτροπή Ενέργειας της Καλιφόρνια (California Energy Commission [29]) το κόστος για την ανάπτυξη ενός γεωθερμικού έργου δυαδικού κύκλου μεγέθους 10 με 30MW κυμαίνεται από 2.581,08€/kW έως 2.839,19€/kW. Μάλιστα οι η μεγαλύτερη τιμή αποτελεί και το ανώτατο όριο κόστους προκειμένου να καταστεί μία επένδυση οικονομικά βιώσιμη. Βλέπουμε, λοιπόν, πως οι τιμές που έχουμε υπολογίσει σε αυτήν την εργασία είναι αρκετά μακριά από αυτές που από την σχετική βιβλιογραφία χαρακτηρίζονται ως οικονομικά βιώσιμες. Ωστόσο κάτι τέτοιο ήταν αναμενόμενο καθώς η κλίμακα των επενδύσεων που εξετάζονται σε αυτήν την εργασία είναι μικρότερη από αυτών στις οποίες αναφέρονται οι τιμές αυτές.

Επίσης, στο τέλος κάθε οικονομικής ανάλυσης δόθηκαν και διαγράμματα (σχήματα 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.13, 6.14, 6.15, 6.16, 6.25, 6.26, 6.27, 6.28) που δείχνουν την κατανομή του κόστους ενός γεωθερμικού προγράμματος στις επιμέρους φάσεις. Έτσι, διακρίνουμε ότι το κόστος της φάσης της εξερεύνησης δεν υπερβαίνει σε καμία περίπτωση το 5% του συνολικού κόστους των δαπανών ενός γεωθερμικού προγράμματος, με έναν μέσο όρο της τάξης του 4%. Το κόστος της φάσης της επιβεβαίωσης σε ποσοστό επί του συνολικού κυμαίνεται περίπου στο 36% για θερμοκρασίες γεωρευστού 90 και 100°C, ενώ το ποσοστό αυτό μειώνεται αρκετά για αύξηση της θερμοκρασίας της πηγής και φτάνει μέχρι και 20% για το R152a και για θερμοκρασία 140°C. Όσον αφορά το κόστος ανάπτυξης του γεωθερμικού πεδίου, αυτό το μοιράσαμε στα επιμέρους κόστη από τα οποία αυτό αποτελείται και είναι αυτό της γεώτρησης, της εγκατάστασης του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού και, τέλος, στο κόστος των γραμμών μεταφοράς για τη διασύνδεση με το τοπικό δίκτυο. Άρα, λοιπόν, για το κόστος των γεωτρήσεων βλέπουμε αυτό να κυμαίνεται από 28% για τα προγράμματα χαμηλών θερμοκρασιών μέχρι και 21% για θερμοκρασία 140°C. Εδώ θα πρέπει να σημειώσουμε ότι αυτή η κατανομή κόστους δεν είναι απόλυτα σωστή, καθώς ένα κομμάτι των δαπανών για τις γεωτρήσεις βρίσκεται στη φάση της επιβεβαίωσης, και το οποίο δεν μπορεί να αμεληθεί. Σημαντικές μεταβολές ανάλογα με τη θερμοκρασία του γεωρευστού (και κατ' επέκταση με την παραγωγικότητα των εγκαταστάσεων) αλλά και ανά εργαζόμενο

μέσο παρουσιάζει το σύστημα παραγωγής και συλλογής του ατμού. Οι διακυμάνσεις, αυτές, είναι μεταξύ 27% για το R245fa και για θερμοκρασία 90°C, καθώς παρουσιάζει την μικρότερη παραγωγικότητα μεταξύ των τριών εργαζόμενων μέσων, έως και 53% για το R152a και για θερμοκρασία πηγής 140°C. Τέλος, έχουμε τις δαπάνες για τη διασύνδεση οι οποίες κυμαίνονται μεταξύ 2 και 4%.

Για να προχωρήσουμε στην ανάλυση της αξιολόγησης των επενδυτικών προγραμμάτων θα πρέπει να δώσουμε πρώτα κάποιες; Γενικές ποσοτικοποιήσεις για τους δείκτες αξιολόγησης που έχουμε χρησιμοποιήσει. Αυτές, λοιπόν, είναι:

- Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων θα πρέπει να κυμαίνεται πάνω από 15% στα 30 έτη.
- Το κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας θα πρέπει να είναι χαμηλότερο από 75% από την τιμή πώλησης της ενέργειας από τον φορέα εκμετάλλευσης του δικτύου (στην περίπτωση της Ικαρίας είναι η ΔΕΗ), άρα λοιπόν για την περίπτωση όπου δεν γίνεται χρήση κρατικής επιδότησης για τα πεδία χαμηλής ενθαλπίας είναι 13,5€/kWh και για αυτά υψηλής ενθαλπίας 8,95€/kWh, ενώ για την περίπτωση όπου γίνεται χρήση κρατικής επιδότησης είναι 11,25€/kWh για τα πεδία χαμηλής ενθαλπίας και 7,44€/kWh για αυτά της υψηλής ενθαλπίας.
- Ο δείκτης NPV θα πρέπει να μηδενίζεται σε λιγότερα από επτά (7) έτη.

Με βάση αυτές τις παραδοχές για τους δείκτες αξιολόγησης θα προχωρήσουμε στην ανάλυση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν. Ξεκινώντας λοιπόν από τα προγράμματα που χρησιμοποιούν χρηματοδοτικό πρόγραμμα χωρίς κρατική επιδότηση βλέπουμε, από τους πίνακες 6.22, 6.44 και 6.66, ότι η έντοκη περίοδος αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων συντελείται στα 8,6 έτη από την έναρξη στο δίκτυο της μονάδας παραγωγής για το R134a, σε 8,8 για το R152a και σε 14,7 έτη για το R245fa., για θερμοκρασία πηγής 90°C. Επίσης, βλέπουμε ότι οι δείκτες τόσο του NPV όσο και του IRR για τα είκοσι και τα τριάντα χρόνια βρίσκονται αρκετά κοντά για τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα ενώ το R245fa υπολείπεται σημαντικά αυτών, μάλιστα ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για το R245fa παραμένει αρνητικός στα τριάντα έτη τη στιγμή που για τα υγρά εργαζόμενα μέσα βρίσκεται περίπου στο 6%. Τέλος, το κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας κυμαίνεται εντός των ορίων που θέσαμε προηγουμένως για τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα ενώ υπερβαίνει αυτό το όριο το R245fa. Απόρροια του ανταγωνιστικού κόστους της παραγόμενης ενέργειας είναι η υψηλή τιμή πώλησης της ενεργείας από τον φορέα εκμετάλλευσης του δικτύου, που στην περίπτωση των γεωθερμικών πηγών χαμηλής ενθαλπίας, όπως έχουμε ήδη πει, είναι 150€/MWh και με την προσαύξηση του 20% γίνεται 180€/MWh. Όπως μπορούμε να δούμε και από τη σχέση 6.11, αυτός ο δείκτης είναι ανεξάρτητος της τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας έτσι είτε η τιμή αυτή είχε την προσαύξηση του 20% (όπως στην συγκεκριμένη περίπτωση) είτε όχι αυτός ο δείκτης θα παρέμενε αμετάβλητος. Αυτό το οποίο διαφοροποιείται μεταξύ των δύο αυτών περιπτώσεων είναι η τιμή με την οποία συγκρίνεται ο δείκτης του κανονικοποιημένου κόστους της παραγόμενης ενέργειας. Για αυτόν τον λόγο και παρότι τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα δεν ικανοποιούν τους υπόλοιπους δείκτες αξιολόγησης βρίσκονται εντός του ορίου σε ό,τι αφορά τον δείκτη LCOE.

Αντίθετα από ότι συνέβαινε στους 90°C, για τους 100°C κανένα από τα τρία εργαζόμενα δεν ικανοποιεί τα όρια που έχουν τεθεί για τους δείκτες αξιολόγησης. Πιο αναλυτικά ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για τα 20 έτη δεν ορίζεται για κανένα εργαζόμενο μέσο καθώς όλες οι ταμειακές ροές μέχρι και τα είκοσι έτη είναι αρνητικές. Έτσι δεν υπάρχει κάποιο επιτόκιο αναγωγής που να μηδενίζει τον NPV για αυτό το χρονικό διάστημα. Επίσης ο IRR που αναφέρεται στα 30 έτη είναι αρνητικός και για τα τρία εργαζόμενα μέσα και κυμαίνεται από -6,24% για το R134a έως -7,12% για το R152a. Αντίστοιχα με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης είναι τα αποτελέσματα και για την καθαρή παρούσα αξία καθώς η τιμή στα είκοσι έτη είναι αρνητική και για τα τρία εργαζόμενα μέσα καθώς ο χρόνος έντοκης περιόδου αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων είναι 20,2 έτη για το R134a, στα 20,3 έτη για το R245fa

Και στα 20,7 έτη για το R152a. Τέλος το κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας και για τα τρία εργαζόμενα μέσα ξεπερνά το όριο των 8,95€/kWh που έχουμε θέσει εξ αρχής, καθώς είναι 10,6€/kWh για το R134a, 10,68€/kWh για το R152a και 10,63€/kWh για το R245fa.

Στην περίπτωση γεωθερμικής πηγής θερμοκρασίας 120°C βλέπουμε τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα να δίνουν παραπλήσια αποτελέσματα ικανοποιώντας το κριτήριο της έντοκης περιόδου αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων καθώς αυτή συμβαίνει στα 6,9 έτη, ενώ η αντίστοιχη τιμή για το R245fa είναι 8,8 έτη. Επίσης εντός των τιθέμενων ορίων βρίσκονται και οι τιμές κόστους της παραγόμενης ενέργειας για τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα με τις αντίστοιχες τιμές να είναι 8,49€/kWh για το R134a και 8,61€/kWh για το R152a, τη στιγμή που για το R245fa είναι 9,22€/kWh. Από τη σκοπιά όμως του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και τα τρία εργαζόμενα δεν ικανοποιούν την τιμή του 15% για τα 30 έτη ευρισκόμενα αισθητά πιο χαμηλά. Πιο συγκεκριμένα η τιμή του IRR για τα 30 έτη είναι 8,58% για το R134a, 7,90% για το R152a και 4,02% για το R245fa.

Τέλος, για θερμοκρασία πηγής 140°C και το εργαζόμενο μέσο που ικανοποιεί όλα τα κριτήρια που έχουν τεθεί είναι το R152a. Έτσι, λοιπόν, για αυτό το εργαζόμενο μέσο η έντοκη περίοδος αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων έρχεται στα 4,3 έτη, ο αντίστοιχος εσωτερικός βαθμός απόδοσης για τα είκοσι έτη είναι 15,70% ενώ για τα τριάντα έτη 17,35% και το κόστος της παραγόμενης ενέργειας ανέρχεται στα 7,24€/kWh. Αντίστοιχα για το R245fa έχουμε 12,36% εσωτερικό βαθμό απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων στα 20 έτη και 14,54% στα 30 έτη, έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 4,9 έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας στα 7,61€/kWh. Τέλος, για το R134a έχουμε 11,78% εσωτερικό βαθμό απόδοσης ιδίων κεφαλαίων στα 20 έτη και 14,07% στα 30 έτη, έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 5,0 έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας στα 7,66€/kWh.

Συμπερασματικά λοιπόν μπορούμε να πούμε πως για την περίπτωση που στο χρηματοδοτικό πρόγραμμα για ένα γεωθερμικό έργο δεν συνυπολογίζεται κάποια κρατική επιδότηση τότε η επένδυση ενός προγράμματος για θερμοκρασίες γεωρευστού περίπου 100°C εμπεριέχει πολύ μεγάλο ρίσκο για τον επενδυτή, και άρα απορρίπτεται. Επομένως σε αυτήν την περίπτωση η προσαύξηση του 20% στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας δεν έχει το επιθυμητό αποτέλεσμα. Για την περίπτωση των 90°C, τα πράγματα είναι διαφορετικά σε σχέση με την περίπτωση των 100°C καθώς η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας έχει διαφορετική τιμή (180€/MWh εν αντιθέσει με τα 119,34€/MWh που είχαμε πριν) με αποτέλεσμα τα έσοδα να είναι εμφανώς βελτιωμένα. Για παράδειγμα στην περίπτωση του R134a η καθαρή παρούσα αξία στα είκοσι έτη είναι 761.163,73€ για τους 90°C, τη στιγμή που για τους 100°C η αντίστοιχη τιμή παραμένει ακόμα σε αρνητικά επίπεδα (-16.007,13€). Παρόλα αυτά όμως τόσο σε επίπεδο εσωτερικού βαθμού απόδοσης αλλά και σε αυτό της έντοκης περιόδου αποπληρωμής τα κριτήρια δεν ικανοποιούνται και για αυτό το λόγο μία τέτοια επένδυση απορρίπτεται. Στους 120°C βλέπουμε πως τόσο η αποπληρωμή των ιδίων κεφαλαίων αλλά και το κόστος της παραγόμενης ενέργειας να βρίσκονται εντός των ορίων για τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα, ενώ το R245fa να μην ικανοποιεί κανένα από τα δύο αυτά κριτήρια. Από την σκοπιά ωστόσο του βαθμού απόδοσης η επένδυση δεν κρίνεται ικανοποιητική για κανένα εργαζόμενο μέσο. Για αυτήν την περίπτωση εξαρτάται από τον ίδιο τον επενδυτή και από το ρίσκο που είναι διατεθειμένος να αναλάβει για τις επενδύσεις που αφορούν στα R134a και R152a. Τέλος για γεωθερμικά πεδία με θερμοκρασία γεωρευστού 140°C και τα τρία επενδυτικά προγράμματα αποδίδουν ικανοποιητικά αποτελέσματα ως προς όλα τα κριτήρια αξιολόγησης με το R152a να δείχνει ως η πιο συμφέρουσα λύση.

Στην περίπτωση που χρησιμοποιηθεί κρατική επιδότηση για την χρηματοδότηση του έργου τα αποτελέσματα που προκύπτουν είναι σαφώς βελτιωμένα με πριν. Έτσι βλέπουμε στην περίπτωση των 90°C και για εργαζόμενο μέσο R134a να έχουμε αποπληρωμή των ιδίων κεφαλαίων στα 5,9 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης στα 20 έτη 8,09% και στα 30 έτη 11,10%, ενώ το κόστος της παραγόμενης ενέργειας να είναι 9,13€/kWh. Ακολουθώντας έχουμε το R152a με έντοκη περίοδο αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων, επίσης, στα 5,9 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης στα 20 έτη 7,90% και 10,95% στα 30 έτη, τέλος το κόστος της παραγόμενης ενέργειας είναι στα 9,17€/kWh. Για το R245fa έχουμε έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 7,3 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης 2,86% στα 20 έτη και 7,22% στα 30

έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας στα 10,18€/kWh. Στους 100°C τα αποτελέσματα είναι αρκετά βελτιωμένα σε σχέση με την περίπτωση που δεν χρησιμοποιούσαμε κρατική επιδότηση, παρόλα αυτά και πάλι κανένα κριτήριο δεν ικανοποιείται για κανένα από τα τρία εργαζόμενα μέσα. Πιο αναλυτικά για το R134a έχουμε έντοκη περίοδο αποπληρωμής ιδίων κεφαλαίων στα 7,9 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης 1,02% στα 20 έτη και 5,96% στα 30 έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας 7,61€/kWh. Αντίστοιχα για το R152a έχουμε έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 8,0 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης στα 20 έτη 0,63% και 5,69% στα 30 έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας 7,67€/kWh. Τέλος για το R245fa η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι 7,9 έτη, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης στα 20 έτη είναι 0,92% και 5,89% στα 30 έτη και, τέλος, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας στα 7,63 €/kWh. Βλέπουμε ότι σε αυτήν την περίπτωση τα αποτελέσματα για το R245fa είναι αρκετά κοντά σε αυτά για το R134a. Αυτό είναι απόρροια της αρκετά κοντινής τιμής της παραγωγικότητας του σε σχέση με τα άλλα δύο εργαζόμενα μέσα, κάτι το οποίο το είχαμε επισημάνει και στο 4^ο κεφάλαιο. Επίσης βλέπουμε τα επενδυτικά προγράμματα για θερμοκρασία γεωρευστού 100°C να κρίνονται ασύμφορα και για τα δύο χρηματοδοτικά προγράμματα. Μία λύση, προκειμένου καταστούν πιο ανταγωνιστικές οι επενδύσεις για αυτές τις θερμοκρασίες, είναι να συμπεριληφθούν και αυτά τα πεδία στα γεωθερμικά πεδία χαμηλής ενθαλπίας προκειμένου να αυξηθεί η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από αυτά, όπως συμβαίνει με αυτά τα οποία έχουν θερμοκρασία γεωρευστού $\leq 90^{\circ}\text{C}$. Προχωρώντας με τη περίπτωση του γεωθερμικού πεδίου θερμοκρασίας 120°C βλέπουμε τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα να ικανοποιούν τα κριτήρια της έντοκης περιόδου αποπληρωμής και του κανονικοποιημένου κόστους της παραγόμενης ενέργειας, ενώ να μην ξεπερνούν το όριο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, με το R134a να δίνει ελαφρώς καλύτερα αποτελέσματα. Πιο συγκεκριμένα, για το R134a έχουμε έντοκη περίοδο αποπληρωμής ιδίων κεφαλαίων στα 5,2 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης 11,57% στα 20 έτη και 13,87% στα 30 έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας στα 6,31€/kWh, με το R152a να βρίσκεται και αυτό αρκετά κοντά σε αυτές τις τιμές. Από την άλλη το R245fa παρουσιάζει έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 5,9 έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας στα 6,73€/kWh, όμως ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης του στα 30 έτη είναι 10,79%. Άρα και για αυτό το χρηματοδοτικά πρόγραμμα βλέπουμε ότι ικανοποιούνται όλα τα κριτήρια εκτός από αυτό για τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης, με τα αποτελέσματα να είναι λίγο καλύτερα σε σχέση με πριν. Επομένως, και εδώ η πραγματοποίηση ή όχι εξαρτάται από το ρίσκο που είναι διατεθειμένος να αναλάβει ο επενδυτής, το οποίο είναι λιγότερο για από το χρηματοδοτικό πρόγραμμα. Τέλος στην περίπτωση των 140°C και τα τρία εργαζόμενα δίνουν αποτελέσματα ικανοποιώντας τα κριτήρια με το R152a να παρουσιάζει έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 3,8 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης στα 20 έτη 19,37% και 20,55% στα 30 έτη και κόστος παραγόμενης ενέργειας 5,46€/kWh. Ακολούθως έχουμε το R245fa με έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 4,2 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης στο 30 έτη 18,33% και κόστος παραγόμενης ενέργειας 5,69€/kWh. Τέλος έχουμε το R134a με έντοκη περίοδο αποπληρωμής στα 4,2 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης στα 30 χρόνια 17,97% και κόστος παραγόμενης ενέργειας 5,73€/kWh.

Συμπερασματικά, λοιπόν, μπορούμε να πούμε ότι η προσαύξηση του 20% στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας στην περίπτωση που δεν χρησιμοποιείται κρατική επιδότηση στο χρηματοδοτικό πρόγραμμα ενός γεωθερμικού προγράμματος στις περιπτώσεις των γεωθερμικών πεδίων με θερμοκρασίες γεωρευστού από τους 100°C και κάτω ουσιαστικά καθιστά την επένδυση ασύμφορη και για τα τρία εργαζόμενα μέσα. Στην περίπτωση της κρατικής επιδότησης και τα δύο υγρά εργαζόμενα μέσα ικανοποιούν τόσο το κριτήριο της εντόκου περιόδου αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων όσο και αυτό της καθαρής παρούσας αξίας για θερμοκρασία 90°C, με το R134a να δίνει ελαφρώς καλύτερα αποτελέσματα. Σε ότι αφορά τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης και τα δύο δίνουν τιμές χαμηλότερες από αυτή που ορίσαμε ως κατώτατο όριο. Για την περίπτωση των 100°C βλέπουμε ότι η χρησιμοποίηση της κρατικής επιδότησης βελτιώνει σε πολύ μεγάλο βαθμό τα αποτελέσματα των οικονομικών δεικτών και για τα τρία εργαζόμενα μέσα, καθώς στην περίπτωση που δεν χρησιμοποιήσαμε κρατική επιδότηση η αποπληρωμή των ιδίων κεφαλαίων συνέβαινε και στις τρεις περιπτώσεις μετά τα είκοσι (20) έτη, ενώ ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης στα

30 έτη παρέμενε ακόμα σε αρνητικά επίπεδα. Αυτά τα αποτελέσματα σημείωσαν αισθητή βελτίωση με τη χρησιμοποίηση κρατικής επιδότησης, σε ποσοστό 40% επί του συνολικού κόστους της επένδυσης, ωστόσο, και πάλι, κανένα εργαζόμενο μέσο δεν ικανοποίησε τους χρηματοοικονομικούς δείκτες. Αντίθετα στις περιπτώσεις των γεωθερμικών πεδίων με θερμοκρασίες γεωρευστού άνω των 100°C η προσαύξηση της τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας δίνει αποτελέσματα παραπλήσια με αυτά που γίνεται χρήση κρατικής επιδότησης. Οι μόνες διαφοροποιήσεις που παρουσιάστηκαν είναι για θερμοκρασίες γεωρευστού 140°C όπου η μη χρησιμοποίηση κρατικής επιδότησης έδινε εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης και για τα τρία εργαζόμενα μέσα ελάχιστα κάτω από το όριο του 15%, ενώ η χρησιμοποίηση κρατικής επιδότησης καθιστούσε τους αντίστοιχους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης αποδεκτούς.

Κεφάλαιο 7^ο Οικονομική ανάλυση ευαισθησίας

7.1 Εισαγωγή

Στις προηγούμενες παραγράφους υπολογίσαμε αναλυτικά το κόστος ενός γεωθερμικού προγράμματος για τα τρία εργαζόμενα μέσα και για θερμοκρασίες γεωρευστού στην είσοδο της εγκατάστασης 90, 100, 120 και 140°C. Επίσης μελετήσαμε την οικονομική βιωσιμότητα μίας τέτοιας επένδυσης χρησιμοποιώντας διάφορους οικονομικούς δείκτες όπως η καθαρή παρούσα αξία, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης κ.λπ. Τέλος μελετήσαμε της επίδραση που έχει σε ένα οικονομικό πρόγραμμα η προσαύξηση του 20% επί της τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας για την περίπτωση που δεν γίνεται χρήση κρατικής επιδότησης στο χρηματοδοτικό πρόγραμμα.

Σε αυτήν τη παράγραφο θα μελετήσουμε πως επιδρά στη βιωσιμότητα ενός γεωθερμικού προγράμματος η μεταβολή μερικών παραμέτρων που είναι χαρακτηριστικές σε αυτού του είδους τα ενεργειακά έργα. Στην παράγραφο 3.2.5.3 είχαμε τονίσει ότι το κόστος του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής του ατμού που χρησιμοποιήθηκε σε αυτήν τη μελέτη (2.031€ kW⁻¹) είναι μία προσεγγιστική τιμή στην οποία μπορεί να περιέχεται μία αβεβαιότητα της τάξης του $\pm 25\%$. Επίσης από τα διαγράμματα των παραγράφων που προηγήθηκαν στα οποία φαίνεται η ποσοστιαία κατανομή του κόστους των γεωθερμικών έργων, βλέπουμε ότι στο κόστος του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού, ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης αλλά και της θερμοκρασίας του γεωρευστού, αντιστοιχεί ένα ποσοστό που κυμαίνεται από 27% και μπορεί να φτάσει μέχρι και 51%, δηλαδή περισσότερο από το μισό του συνολικού κόστους του γεωθερμικού προγράμματος! Επίσης, ένας ακόμα σημαντικός παράγοντας που διαδραματίζει πρωτεύοντα ρόλο στο συνολικό κόστος της κύριας επένδυσης είναι το συνολικό κόστος των γεωτρήσεων. Όπως έχουμε ήδη πει το κόστος αυτό είναι μία συνάρτηση της παραγωγικότητας του γεωθερμικού πεδίου αλλά και του βάθους στο οποίο βρίσκεται ο ταμιευτήρας. Το μέγεθος που μας δείχνει το βάθος στο οποίο βρίσκεται ο γεωθερμικός ταμιευτήρας είναι η γεωθερμική βαθμίδα. Στο βασικό σενάριο, που έχουμε αξιολογήσει μέχρι στιγμής, η τιμή της γεωθερμικής βαθμίδας παρέμενε σταθερή για όλες τις θερμοκρασίες γεωρευστού που εξετάστηκαν και ίση με 0,1°C/m. Σε αυτήν την παράγραφο θα μεταβάλλουμε τη τιμή της γεωθερμικής βαθμίδας από τη τιμή 0,07°C/m έως 0,13°C/m με βήμα 0,01°C/m.

Τέλος θα πρέπει να αναφέρουμε ότι η οικονομική ανάλυση ευαισθησίας θα γίνει για χρηματοδοτικό πρόγραμμα το οποίο δεν περιλαμβάνει κρατική επιδότηση, καθώς, όπως έχουμε ήδη πει, το πρόγραμμα με την κρατική επιδότηση μελετήθηκε με σκοπό να δούμε την επίδραση που έχει η προσαύξηση στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Επίσης θα μελετήσουμε για κάθε θερμοκρασία γεωρευστού μόνο την περίπτωση του εργαζόμενου μέσου για το οποίο προέκυψαν τα καλύτερα αποτελέσματα στις προηγούμενες παραγράφους. Έτσι, για τις περιπτώσεις των 90, 100 και 120°C έχουμε το R314a και για την περίπτωση των 140°C το R152a.

7.2 Σύστημα παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού

Σε αυτή την παράγραφο θα μεταβάλλουμε το κόστος του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής του ατμού από -25% έως +25% με βήμα 5% και θα μελετηθεί η διακύμανση των χρηματοοικονομικών δεικτών που έχουν ήδη χρησιμοποιηθεί. Ο υπολογισμός των αποτελεσμάτων έγινε, όπως και η υπόλοιπη οικονομική ανάλυση, στο Excel. Οι τιμές του κόστους του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής του ατμού που αντιστοιχούν στα ποσοστά που προαναφέρθηκαν δίνονται στο πίνακα 6.68.

Ποσοστιαία Μεταβολή	Κόστος συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού (€/kW)
-25%	1.522,84
-20%	1.624,36
-15%	1.725,88
-10%	1.827,40
-5%	1.928,93
0%	2.030,45
5%	2.131,97
10%	2.233,49
15%	2.335,01
20%	2.436,54
25%	2.538,06

Πίνακας 7.1 Κόστος συστήματος παραγωγής και συλλογής ατμού ανά ποσοστιαία μεταβολή

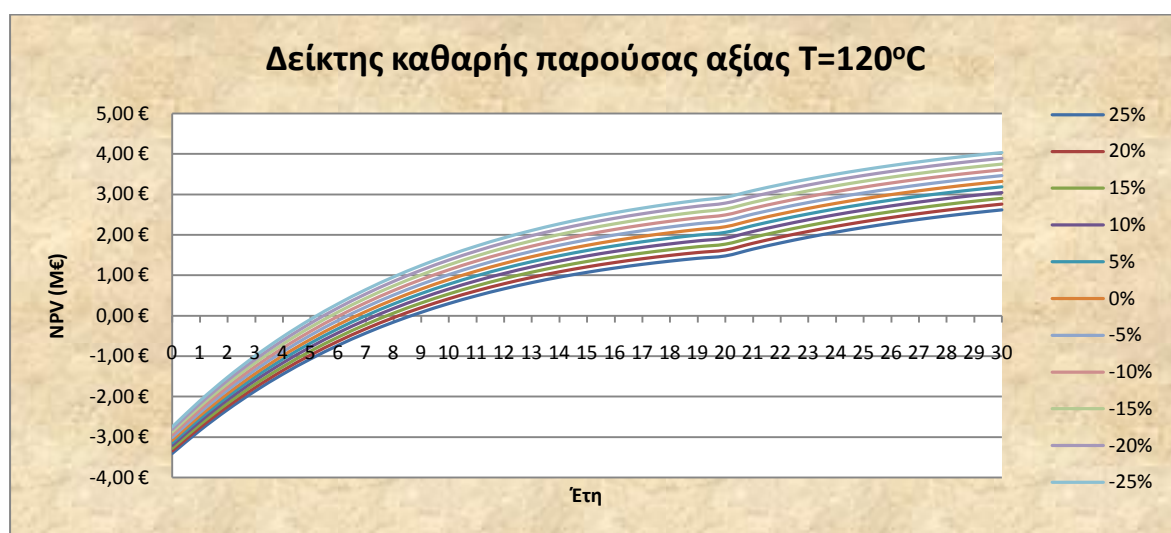
Με βάση, λοιπόν, τις τιμές του πίνακα 6.68 προέκυψαν τα αποτελέσματα που ακολουθούν



Σχήμα 7.1 Μεταβολή NPV συναρτήσει του κόστους συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού για $T=90^{\circ}\text{C}$



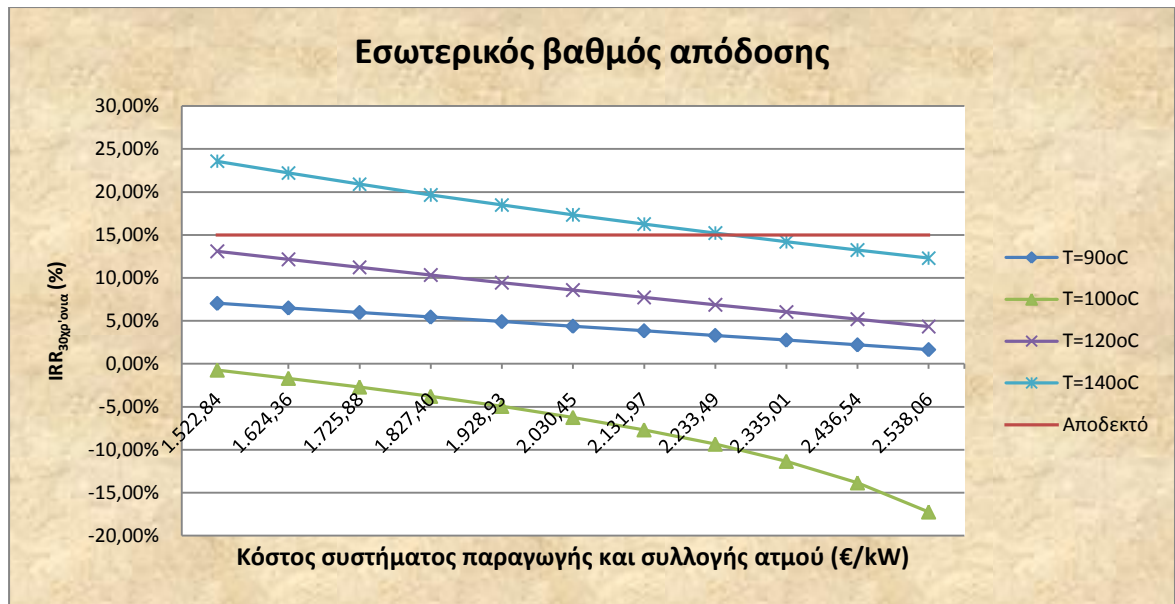
Σχήμα 7.2 Μεταβολή NPV συναρτήσει του κόστους συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού για $T=100^{\circ}\text{C}$



Σχήμα 7.3 Μεταβολή NPV συναρτήσει του κόστους συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού για $T=120^{\circ}\text{C}$



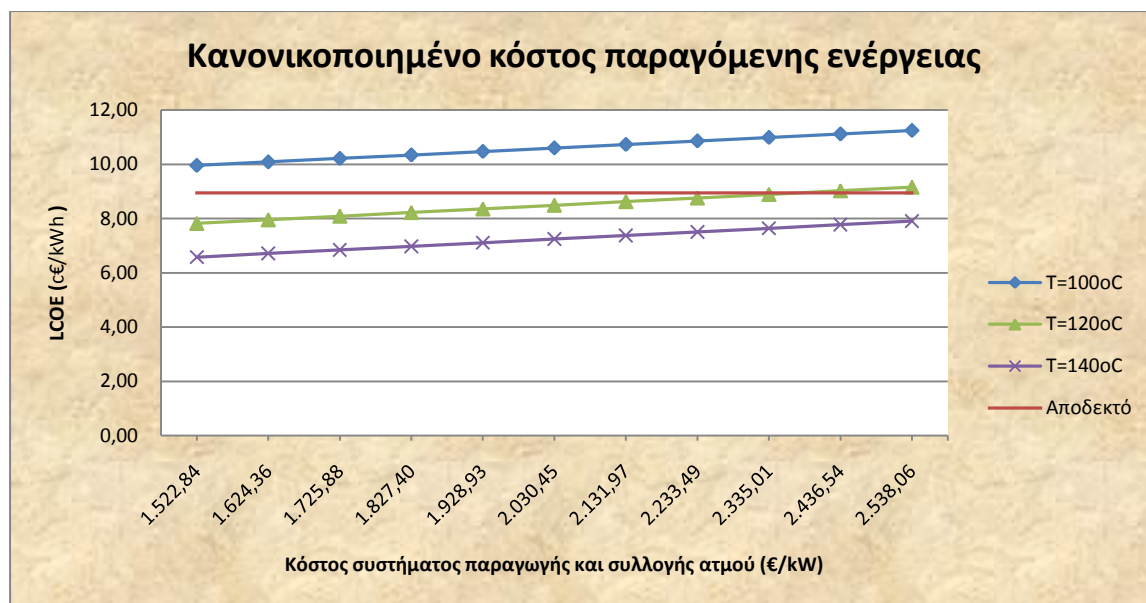
Σχήμα 7.4 Μεταβολή NPV συναρτήσει του κόστους συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού για $T=140^{\circ}\text{C}$



Σχήμα 7.5 Μεταβολή IRR συναρτήσει του κόστους συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού



Σχήμα 7.6 Μεταβολή LCOE συναρτήσει του κόστους συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού για θερμοκρασία 90°C



Σχήμα 7.7 Μεταβολή LCOE συναρτήσει του κόστους συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής ατμού για θερμοκρασίες 100, 120 και 140°C

Στα σχήματα 7.6 και 7.7 βλέπουμε τα διαγράμματα που αναφέρονται στη μεταβολή του κανονικοποιημένου κόστους παραγόμενης ενέργειας συγκρινόμενο με το ανώτερο αποδεκτό κόστος όπως αυτό έχει υπολογιστεί σύμφωνα με την τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Για αυτόν το λόγο, λοιπόν, χρησιμοποιήθηκαν ξεχωριστά διαγράμματα καθώς οι τιμές πώλησης της παραγόμενης διαφοροποιούνται μεταξύ των γεωθερμικών πεδίων χαμηλής θερμοκρασίας (25°C-90°C) και αυτών υψηλής θερμοκρασίας (>90°C).

7.3 Γεωθερμική βαθμίδα

Σε αυτή την παράγραφο θα μεταβάλλουμε την τιμή της γεωθερμικής βαθμίδας του πεδίου, από την οποία, ουσιαστικά, εξαρτάται το βάθος στο οποίο βρίσκεται ο γεωθερμικός ταμιευτήρας. Όπως έχουμε ήδη δει από το προηγούμενο κεφάλαιο το κόστος γεώτρησης σε ένα πεδίο διαδραματίζει μεγάλο ρόλο στο συνολικό κόστος ενός γεωθερμικού προγράμματος. Όπως μπορούμε να δούμε και από τα σχήματα που αναφέρονται στην ποσοστιαία κατανομή του κόστους των γεωθερμικών έργων, το κομμάτι της γεώτρησης καταλαμβάνει ένα ποσοστό που κυμαίνεται από 21% έως και 28%, με το μεγαλύτερο ποσοστό να εμφανίζεται στα γεωθερμικά έργα χαμηλών θερμοκρασιών όπως είναι αυτά των 90 και 100°C. Ωστόσο, αυτό δεν είναι ένα απολύτως αντιπροσωπευτικό ποσοστό για το συνολικό κόστος των γεωτρήσεων ενός γεωθερμικού προγράμματος, καθώς ένα μέρος του βρίσκεται και στη φάση της επιβεβαίωσης. Έτσι λοιπόν το πραγματικό ποσοστό που καταλαμβάνει το κόστος της γεώτρησης σε ένα γεωθερμικό έργο επί του συνολικού είναι μεγαλύτερο από αυτό που προαναφέραμε.

Όπως είπαμε και στην εισαγωγή του κεφαλαίου σε αυτήν τη παράγραφο θα μεταβάλλουμε τη γεωθερμική βαθμίδα από 0,07°C/m έως 0,13°C/m με βήμα 0,01°C/m. Από τη μεταβολή αυτών των τιμών έχουμε και ταυτόχρονη μεταβολή του βάθους γεώτρησης για το κάθε γεωθερμικό πεδίο ανάλογα με τη θερμοκρασία του γεωρευστού. Όλοι οι υπολογισμοί έγιναν στο Excel και τα αποτελέσματα φαίνονται στα διαγράμματα που ακολουθούν.

Τέλος στον πίνακα 7.3 φαίνονται τα βάθη των γεωτρήσεων που αντιστοιχούν στις τιμές της γεωθερμικής βαθμίδας που εξετάζουμε ανάλογα με τη θερμοκρασία του γεωρευστού.

Γεωθερμική βαθμίδα (°C/m)	Βάθος γεώτρησης (m)			
	90°C	100°C	120°C	140°C
0,07	1285,71	1428,57	1714,29	2000,00
0,08	1125,00	1250,00	1500,00	1750,00
0,09	1000,00	1111,11	1333,33	1555,56
0,1	900,00	1000,00	1200,00	1400,00
0,11	818,18	909,09	1090,91	1272,73
0,12	750,00	833,33	1000,00	1166,67
0,13	692,31	769,23	923,08	1076,92

Πίνακας 7.2 Βάθος γεώτρησης σε συνάρτηση με τη γεωθερμική βαθμίδα ανά πεδίο



Σχήμα 7.8 Μεταβολή NPV συναρτήσει της γεωθερμικής βαθμίδας για T=90°C



Σχήμα 7.9 Μεταβολή NPV συναρτήσει της γεωθερμικής βαθμίδας για T=100°C



Σχήμα 7.10 Μεταβολή NPV συναρτήσει της γεωθερμικής βαθμίδας για $T=120^{\circ}\text{C}$



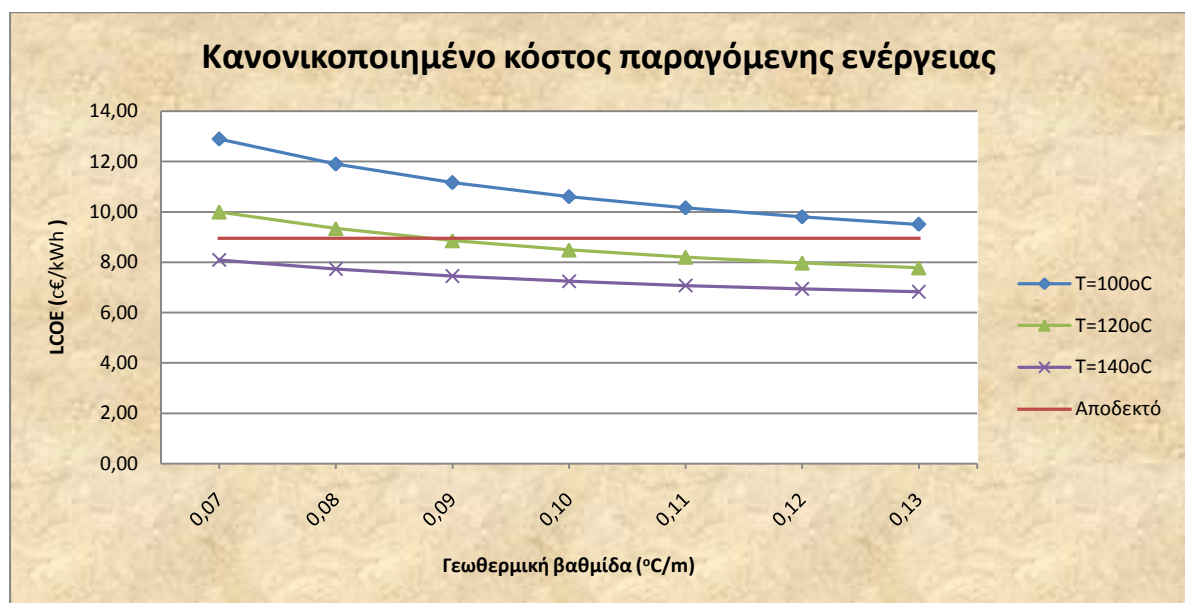
Σχήμα 7.11 Μεταβολή NPV συναρτήσει της γεωθερμικής βαθμίδας για $T=140^{\circ}\text{C}$



Σχήμα 7.12 Μεταβολή IRR συναρτήσει της γεωθερμικής βαθμίδας



Σχήμα 7.13 Μεταβολή LCOE συναρτήσει της γεωθερμικής βαθμίδας για θερμοκρασία 90°C



Σχήμα 7.14 Μεταβολή LCOE συναρτήσει της γεωθερμικής βαθμίδας για θερμοκρασίες 100, 120 και 140°C

7.4 Ανάλυση αποτελεσμάτων-συμπεράσματα

Στις παραγράφους που προηγήθηκαν σε αυτό το κεφάλαιο μελετήσαμε την επίδραση που έχει η μεταβολή των τιμών δύο σημαντικών παραμέτρων ενός γεωθερμικού προγράμματος. Αυτές οι παράμετροι είναι το κόστος του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής του ατμού καθώς και της γεωθερμικής βαθμίδας που επικρατεί στο γεωθερμικό πεδίο. Αυτό που μπορούμε να δούμε από τα διαγράμματα που προηγήθηκαν είναι ότι η μεταβολή των παραμέτρων αυτών επιδρά δραματικά ως προς τη βιωσιμότητα όλου του επενδυτικού προγράμματος.

Θα ξεκινήσουμε την ανάλυση των αποτελεσμάτων από το κόστος του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής του ατμού. Στην περίπτωση των 90°C και από το σχήμα 7.1 βλέπουμε ότι η περίοδος αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων κυμαίνεται από 7,3 έτη έως και 10,4 έτη και ο αντίστοιχος εσωτερικός βαθμός δεν ξεπερνά σε καμία περίπτωση το 15% (σχήμα 7.5). Αντίθετα στην περίπτωση του κόστους παραγόμενης ενέργειας για τους 90°C η

τιμή του βρίσκεται κάτω από τα 13,5€/kWh εκτός από την περίπτωση που το κόστος του συστήματος παραγωγής ξεπερνά τα 2.500€/kW (σχήμα 7.6). Επομένως, για την περίπτωση των 90°C δεν υπάρχει κάποια τιμή του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού για την οποία η επένδυση να είναι οικονομικά βιώσιμη. Σε αυτήν τη θερμοκρασία γεωρευστού το συνολικό κόστος της κύριας επένδυσης κυμαίνεται μεταξύ των 8.198,49€/kW και 9.213,71€/kW.

Στην περίπτωση των 100°C τα αποτελέσματα είναι παρόμοια με αυτά για τους 90°C. Η περίοδος αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων όπως φαίνεται 7.2 και από το σχήμα κυμαίνεται από 12,3 έτη έως και 24,9 έτη. Παράλληλα από το σχήμα 7.5 βλέπουμε τον εσωτερικό βαθμό της επένδυσης να βρίσκεται μόνιμα σε αρνητικά επίπεδα και το κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας, από το σχήμα 7.7, να βρίσκεται πάνω από το όριο των 8,95€/kWh. Εδώ το συνολικό κόστος της επένδυσης ξεκινά από τα 6.636,25€/kW έως τα 7.351,48€/kW.

Για θερμοκρασία γεωρευστού 120°C από το σχήμα 7.3 βλέπουμε ότι η αποπληρωμή των ιδίων κεφαλαίων συντελείται σε λιγότερα από τα επτά έτη για τιμές του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού μικρότερες των 2.200€/kW περίπου που αντιστοιχούν σε συνολικό κόστος κύριας επένδυσης 5.000€/kW περίπου. Αντίθετα ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης δεν υπερβαίνει το 15% για (σχήμα 7.5) για καμία τιμή κόστους του συστήματος παραγωγής της ενέργειας. Τέλος, από το σχήμα 7.7, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας ξεπερνά την τιμή των 8,95€/kWh για τιμές μεγαλύτερες των 2.335€/kW και για συνολικό κόστος κύριας επένδυσης μεγαλύτερο των 5.200€/kW περίπου.

Τέλος, για θερμοκρασία 140°C η περίοδος αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων κυμαίνεται από 3,9 έτη έως και 6,4 έτη με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης να υπερβαίνει το 15% για τιμές κόστους του συστήματος παραγωγής μικρότερες των 2.233,49€/kW και συνολικό κόστος επένδυσης τα 4.012,92€/kW. Το κόστος παραγόμενης ενέργειας είναι κάτω από 8,95€/kWh, με τις τιμές του να κυμαίνονται από 6,58€/kWh έως και 7,91€/kWh.

Σε ό,τι αφορά την τιμή της γεωθερμικής βαθμίδας βλέπουμε ότι για θερμοκρασία γεωρευστού 90°C η αποπληρωμή των ιδίων κεφαλαίων σε λιγότερα από επτά έτη συντελείται για τιμές γεωθερμικής βαθμίδας μεγαλύτερες των 0,12°C/m, όπως φαίνεται και από το σχήμα 7.8, και για βάθος γεώτρησης μικρότερο των 750 μέτρων με το συνολικό κόστος κύριας επένδυσης να είναι 7.879,11€/kW. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι μικρότερος από 15% για όλο το εύρος τιμών (σχήμα 6.48), με τιμές από -14,65% έως 10,39%. Το κόστος της παραγόμενης ενέργειας παραμένει κάτω από τα 13,5€/kWh για τιμές της γεωθερμικής βαθμίδας πάνω από 0,09°C/m (σχήμα 6.49).

Για θερμοκρασία 100°C η περίοδος αποπληρωμής υπερβαίνει τα επτά έτη για όλες τις τιμές που δοκιμάστηκαν (σχήμα 7.9) με τους αντίστοιχους βαθμούς απόδοσης να κυμαίνονται κάτω από 15% (σχήμα 7.12). Μάλιστα για γεωθερμικές βαθμίδες 0,07 και 0,08°C/m ο εσωτερικός βαθμός δεν οριζόταν, καθώς όλες οι ταμειακές ροές ήταν αρνητικές. Το κόστος της παραγόμενης ενέργειας, όπως μπορούμε να δούμε και από το σχήμα 7.14, κυμαίνεται πάνω από την τιμή των 8,95€/kWh για όλες τις τιμές.

Στην περίπτωση των 120°C η περίοδος αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων της επένδυσης κυμαίνεται από 5,2 έτη έως 12,9 έτη. Η περίοδος αποπληρωμής είναι μικρότερη των επτά ετών για τιμές γεωθερμικής βαθμίδας μεγαλύτερες από 0,09°C/m (σχήμα 7.10) και για συνολικό κόστος κύριας επένδυσης μικρότερο των 5.000€/kW περίπου. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης δεν υπερβαίνει το 15% για καμία τιμή γεωθερμικής βαθμίδας. Το κανονικοποιημένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας είναι μικρότερο από 8,95€/kWh για τιμές γεωθερμικής βαθμίδας μεγαλύτερες από 0,08°C/m, όπως μπορούμε να δούμε και από το σχήμα 7.14.

Τέλος, για θερμοκρασία 140°C η αποπληρωμή των ιδίων κεφαλαίων συντελείται σε λιγότερα από επτά έτη για όλες τις τιμές γεωθερμικής βαθμίδας που εξετάστηκαν (σχήμα , με τις τιμές να κυμαίνονται από 3,7 έτη για γεωθερμική βαθμίδα 0,13°C/m έως και 5,8 έτη για γεωθερμική βαθμίδα 0,07°C/m όπου το συνολικό κόστος της κύριας επένδυσης είναι 4.459,31€/kW. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης ξεκινά από 11,01% για γεωθερμική βαθμίδα 0,07°C/m φτάνοντας έως και 21,09% για 0,13°C/m. Από το διάγραμμα του σχήματος 7.14, τέλος, βλέπουμε πως το κόστος της παραγόμενης ενέργειας βρίσκεται για

όλο το εύρος τιμών γεωθερμικής βαθμίδας που εξετάστηκαν κάτω από το όριο των 8,95€/kWh, με τις τιμές να κυμαίνονται από 6,83€/kWh έως και 8,09€/kWh.

Συμπερασματικά μπορούμε να πούμε πως μείωση του κόστους του συστήματος παραγωγής ενέργειας και συλλογής του ατμού έχει πολύ μεγάλο αντίκτυπο στη βιωσιμότητα μιας επένδυσης σε ένα γεωθερμικό πεδίο υψηλής θερμοκρασίας, καθώς όπως είδαμε για την περίπτωση των πεδίων χαμηλής θερμοκρασίας όσο και να χαμηλώσαμε αυτό το κόστος η επένδυση δεν έγινε ποτέ βιώσιμη. Αντίθετα στα πεδία υψηλής θερμοκρασίας, όπου το μέγεθος της εγκατάστασης είναι μεγαλύτερο και καθώς ξέρουμε ότι αυτό το κόστος είναι άμεσα συσχετιζόμενο με το μέγεθος της εγκατάστασης, είδαμε όλους τους δείκτες να έχουν μεγάλη βελτίωση, μάλιστα στην περίπτωση των 140°C είχαμε τιμές εσωτερικού βαθμού απόδοσης στα 30 έτη της τάξης του 35%. Αυτό το γεγονός μπορεί να επαληθευτεί και από τα διαγράμματα του προηγούμενου κεφαλαίου όπου φαινόταν η κατανομή του κόστους στα επιμέρους τμήματα ενός γεωθερμικού προγράμματος, όπου το ποσοστό που αντιστοιχούσε στο σύστημα παραγωγής και συλλογής του ατμού στα γεωθερμικά έργα χαμηλών θερμοκρασιών καταλάμβανε ένα ποσοστό της τάξης του 28 με 30% ενώ στα αντίστοιχα έργα υψηλών θερμοκρασιών έφτανε μέχρι και λίγο πάνω από 50% επί του συνολικού κόστους.

Αντίθετα με το κόστος του συστήματος παραγωγής, σε αυτό που σχετίζεται με το κόστος των γεωτρήσεων ενός γεωθερμικού πεδίου και πιο συγκεκριμένα με το βάθος αυτών, είδαμε πως μείωσή του μπορεί να αποβεί καθοριστική για τη βιωσιμότητα ενός γεωθερμικού έργου ακόμα και πεδία χαμηλής θερμοκρασίας όπως είναι αυτά των 90°C που εξετάστηκαν σε αυτήν την εργασία, και πιο συγκεκριμένα για την περίπτωση των 90°C οικονομικά βιώσιμα βάθη γεώτρησης είναι αυτά που κυμαίνονται χαμηλότερα από τα 750m. Για την περίπτωση των 100°C η επένδυση δεν καθίσταται βιώσιμη ακόμα και για γεωθερμικά πεδία το βάθος των οποίων είναι 769m. Για πεδία θερμοκρασίας 120°C ανεκτά βάθη είναι αυτά που δεν ξεπερνούν τα 1200m, ενώ τέλος για τους 140°C το βάθος στο οποίο βρίσκεται ο ταμιευτήρας δεν θα πρέπει να ξεπερνά τα 1555,56m. Θα πρέπει να επισημάνουμε ότι στις περιπτώσεις των 90 και 120°C δεν ικανοποιείται το κριτήριο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων για περίοδο 30 ετών.

Επομένως, και από τις δύο αυτές παραμέτρους των οποίων μελετήθηκε η επίδραση, συμπεραίνουμε ότι μία επένδυση σε ένα γεωθερμικό πεδίο θερμοκρασίας 90°C γίνεται οικονομικά βιώσιμη για συνολικό κόστος κύριας επένδυσης μικρότερο από 7.880€/kW περίπου, καθώς σε αυτό το κόστος η επιστροφή των ιδίων κεφαλαίων συντελείται στα 6,6 έτη και το κόστος της παραγόμενης ενέργειας είναι 11,85€/kWh. Ωστόσο, για αυτό το κόστος κύριας επένδυσης ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης στα 30 έτη είναι 8,73%, αρκετά χαμηλότερος από το 15% που έχουμε θέση ως κατώτατο όριο. Για γεωθερμικά πεδία θερμοκρασίας 120°C οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις θεωρούνται αυτές που το συνολικό κόστος κύριας επένδυσης δεν ξεπερνά τα 4.310,16€/kW, καθώς σε αυτό το κύριο κόστος η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων συντελείται στα 5,2 έτη, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι στα 13,93% και το κόστος της κύριας επένδυσης κυμαίνεται στα 7,78€/kWh. Τέλος, για τα γεωθερμικά πεδία με θερμοκρασία γεωρευστού 140°C το συνολικό κόστος κύριας επένδυσης δεν θα πρέπει να ξεπερνά τα 4.012,92€/kW όπου έχουμε επιστροφή ιδίων κεφαλαίων στα 4,7 έτη, εσωτερικό βαθμό απόδοσης 15,22% και κόστος παραγόμενης ενέργειας 7,51€/kWh.

Κεφάλαιο 8^ο Συμπεράσματα

Στην εργασία αυτή μελετήσαμε τη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμικές πηγές χαμηλής ενθαλπίας στα νησιά της Ελλάδας, και ειδικότερα για το νησί της Ικαρίας. Στην περιοχή της Ικαρίας, μέχρι στιγμής, δεν έχει πραγματοποιηθεί εκτενής μελέτη για την εξακρίβωση του γεωθερμικού δυναμικού της από κάποιον φορέα και η μόνη ένδειξη πιθανών γεωθερμικών πεδίων προέρχεται από επιφανειακές εκδηλώσεις όπως είναι η ύπαρξη θερμών πηγών, κυρίως στην περιοχή του Αγ. Κήρυκου με νερά θερμοκρασιών 50°C (σχήμα 1.10). Οπότε υποτέθηκαν θερμοκρασίες γεωρευστού στην είσοδο των εγκαταστάσεων 90, 100, 120 και 140°C προκειμένου να εξετάσουμε όλο το εύρος των γεωθερμικών πηγών που ανήκουν στην κατηγορία των χαμηλής και μέσης ενθαλπίας, ικανών για ηλεκτροπαραγωγή. Η ροή του γεωρευστού υποτέθηκε στα 100kg/s και υπό πίεση 8bar.

Στο 4^ο κεφάλαιο μελετήσαμε αρχικά της επίδραση της πίεσης ατμοποίησης στον θερμοδυναμικό κύκλο και καταλήξαμε στο συμπέρασμα ότι αύξησή της προκαλεί ταυτόχρονη μείωση της ροής μάζας του εργαζόμενου μέσου καθώς αυξάνεται η θερμοκρασιακή διαφορά στα άκρα του συστήματος των εναλλακτών θερμότητας. Με τη σειρά της η αύξηση της θερμοκρασιακής αυτής διαφοράς οδηγεί σε ταυτόχρονη αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής της εγκατάστασης. Στη συνέχεια εξετάσαμε τρία διαφορετικά εργαζόμενα μέσα. Αυτά ήταν το R134a και R152a που συγκαταλέγονται στην κατηγορία των υγρών εργαζόμενων μέσων και το R245fa που συγκαταλέγεται στα ξηρά εργαζόμενα μέσα. Και για τα τρία εργαζόμενα μέσα μεταβάλαμε την πίεση ατμοποίησης για τις προαναφερθείσες θερμοκρασίες γεωρευστού και καταγράψαμε τη μεταβολή διαφόρων παραμέτρων του κύκλου όπως παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς (P_{el}), ισχύς τροφοδοτικής αντλίας (P_{pump}), ροή μάζας εργαζόμενου μέσου (m_{wf}), θερμικός βαθμός απόδοσης κύκλου (η_{th}), συνολικός βαθμός απόδοσης κύκλου (η_{system}) και θερμοκρασία υπερθέρμανσης (T_{sh}). Συγκρίνοντας αυτά τα αποτελέσματα και για τα τρία εργαζόμενα μέσα και για τις τέσσερις θερμοκρασίες γεωρευστού καταλήξαμε σε αυτό που προσφέρει τα καλύτερα αποτελέσματα με βάση την καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ. Έτσι, λοιπόν, προέκυψε ότι για θερμοκρασίες 90, 100 και 120°C κατάλληλο εργαζόμενο μέσο είναι το R134a, ενώ για τους 140°C το R152a.

Στο 5^ο κεφάλαιο μελετήσαμε τη διακύμανση της ηλεκτροπαραγωγής μίας γεωθερμικής εγκατάστασης σε ένα έτος μεταβάλλοντας τη θερμοκρασία του νερού ψύξης. Καθώς η μελέτη απευθύνεται σε νησιωτική περιοχή υποτέθηκε ότι θα είναι δυνατή η τροφοδοσία με θαλασσινό νερό της εγκατάστασης προκειμένου να συμπυκνωθεί ο ατμός μετά την έξοδό του από το στρόβιλο. Το σύστημα ψύξης που μελετήθηκε είναι ανοικτό σύστημα ψύξης με νερό θάλασσας. Οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν ήταν οι μέσες μηνιαίες τιμές θερμοκρασίας επιφάνειας της θάλασσας για το έτος 2010 από την περιοχή της Σάμου (καθώς δεν υπήρχαν αντίστοιχες μετρήσεις για την Ικαρία) όπως αυτές μας δόθηκαν από την Υδρογραφική Υπηρεσία Πολεμικού Ναυτικού κατόπιν αιτήσεως. Από τις μετρήσεις που έγιναν διαπιστώσαμε ότι οι μεταβολή της ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να παρουσιάσει αύξηση κατά τους χειμερινούς μήνες έως και 18,21% ενώ η αντίστοιχη μείωση κατά τους θερινούς μήνες μπορεί να φτάσει και 32,8%, με τις τιμές αυτές να αναφέρονται στο R134a και για θερμοκρασία γεωρευστού 90°C. Στη συνέχεια υπολογίσαμε την απαιτούμενη επιφάνεια συναλλαγής που απαιτείται να έχει ο συμπυκνωτής της εγκατάστασης ανάλογα με το εργαζόμενο μέσο που χρησιμοποιείται.

Στο 6^ο κεφάλαιο κάναμε μία εκτενή τεchnοοικονομική ανάλυση και για τα τρία εργαζόμενα μέσα και στις τέσσερις θερμοκρασίες γεωρευστού. Η αξιολόγηση των επενδυτικών προγραμμάτων έγινε μέσω των δεικτών της καθαρής παρούσας αξίας (NPV), του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR), της έντοκης περιόδου αποπληρωμής (DPB) και του κόστους της παραγόμενης ενέργειας (LCOE). Στο βασικό σενάριο χρησιμοποιήσαμε γεωθερμική βαθμίδα του πεδίου ίση με 0,1°C/m και κόστος του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού 2.030,45€/kW. Η μελέτη αυτή βασίστηκε στα στοιχεία που παρέχει η GeothermEx μετά από μία εκτενή μελέτη των γεωθερμικών έργων και πεδίων των Η.Π.Α. [24]. Το βασικό χρηματοδοτικό πρόγραμμα αποτελούταν από 30% ίδια κεφάλαια και 70%

μακροπρόθεσμο δάνειο με επιτόκιο δανεισμού 9%. Το επιτόκιο αναγωγής για τον δείκτη NPV επιλέχθηκε στο 10%. Επίσης μελετήθηκε και η περίπτωση χρηματοδοτικού προγράμματος που περιελάμβανε και κρατική επιδότηση της τάξης του 40% προκειμένου να εξεταστεί εάν η προσαύξηση κατά 20% της τιμής πώλησης της παραγόμενης MWh στην περίπτωση που δεν χρησιμοποιείται κρατική επιδότηση είναι αρκετή ώστε να αντισταθμίσει τη μη χρήση κρατικής επιδότησης. Μέσα από αυτήν την ανάλυση προέκυψε ότι για γεωθερμικά έργα που αφορούν πηγές με θερμοκρασίες γεωρευστού της τάξης των 90°C η μη χρήση κρατικής επιδότησης καθιστά την επένδυση μη βιώσιμη. Αντίστοιχα είναι τα αποτελέσματα και για την περίπτωση των 100°C, με τη διαφορά ότι και στην περίπτωση της κρατικής επιδότησης η επένδυση παραμένει μη βιώσιμη. Στην περίπτωση των γεωθερμικών πηγών με θερμοκρασίες γεωρευστού της τάξης των 100°C θα πρέπει να μελετηθεί η περίπτωση να συμπεριληφθούν και αυτά στην κατηγορία των πεδίων χαμηλής θερμοκρασίας (όπως είναι αυτά με τιμές θερμοκρασίας >90°C) προκειμένου να αυξηθεί η τιμή πώλησης της παραγόμενης MWh. Αντίθετα, για γεωθερμικά πεδία μεγαλύτερων θερμοκρασιών γεωρευστού όπως είναι αυτά των 120 και 140°C τα αποτελέσματα είναι σαφώς καλύτερα καθώς τόσο οι δείκτες NPV και DPB όσο και αυτός του LCOE είναι εντός ορίων. Αντίθετα ο δείκτης IRR για τη περίπτωση των 120°C βρίσκεται αρκετά κάτω από το τιθέμενο όριο του 15%. Για την περίπτωση των 140°C ικανοποιούνται και οι τέσσερις οικονομικοί δείκτες που εξετάστηκαν.

Τέλος, στο 7^ο κεφάλαιο μελετήσαμε την επίδραση που έχει η μεταβολή της γεωθερμικής βαθμίδας και του κόστους του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού στην βιωσιμότητα της επένδυσης. Συμπερασματικά καταλήξαμε ότι οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις για τα γεωθερμικά πεδία των 90°C είναι αυτές των οποίων το συνολικό κόστος κύριας επένδυσης δεν ξεπερνά τα 7.880€/kW. Για την περίπτωση των 100°C η επένδυση δεν ήταν βιώσιμη για καμία τιμή τόσο ως προς το κόστος του συστήματος παραγωγής και συλλογής του ατμού όσο και ως προς αυτό που σχετίζεται με τη γεωθερμική βαθμίδα. Για τις περιπτώσεις των 120 και 140°C οικονομικά βιώσιμες επενδύσεις είναι αυτές που το κόστος κύριας επένδυσης δεν ξεπερνά τις 4.310,16€/kW και 4.012,92€/kW αντίστοιχα.

Τα παραπάνω αποτελέσματα συνοψίζονται στον πίνακα που ακολουθεί (πίνακας 8.1).

T_{geo} (°C)	Εργαζό- μενο μέσο	p (bar)	P_{net} (kW)	η_{system} (%)	A (m ²)	DPB (έτη)	IRR _{30έτη} (%)	Κόστος Κύριας Επένδυσης (€/kW)
90	R134a	18	591,5581	1,5669	239,65	8,6	4,39	8.706,10
100	R134a	20	892,6603	2,1275	309,82	20,2	-6,24	6.843,87
120	R134a	29	1768,2252	3,5069	435,19	6,7	7,90	4.847,96
140	R152a	35	2873,9199	4,8753	550,37	4,3	17,35	3.809,87

Πίνακας 8.1 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα

Βιβλιογραφία

- [1] Mary H. Dickinson & Mario Fanelli, «What is Geothermal Energy».
- [2] Ronald DiPippo, «Geothermal Power Plants, Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact», Second Edition.
- [3] Ronald DiPippo, «Small geothermal power plants: design, performance and economics», GHC Bulletin, June 1999.
- [4] John W. Lund, «Characteristics, development and utilization of geothermal resources», GHC Bulletin, June 2007.
- [5] Κυριάκης Σωτήριος, «Μελέτη υβριδικών ανανεώσιμων συστημάτων παραγωγής ενέργειας με Γεωθερμία», Διπλωματική εργασία, 2010 ΕΜΠ.
- [6] ΚΑΠΕ, «Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ», Αθήνα Αύγουστος 2001.
- [7] http://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal_electricity
- [8] <http://www.sciencephoto.com>
- [9] <http://www1.eere.energy.gov>
- [10] Chandrasekharam D. & Jochen Bundschuh, «Low-Enthalpy Geothermal Resources for power Generation».
- [11] http://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal_energy
- [12] Michael Fytikas, Nikolaos Andritsos, Paschalis Dalabakis and Nikolaos kolios, «Greek Geothermal Update 2000-2004», Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- [13] J. Karl, Decentralized Energy Systems, «New Technologies in Liberised Energy Market (Dezentrale Energiesysteme, Neue Technologien im Liberalisierenden Energiemarkt)», Oldenbourg Verlag, Munhen, 2004
- [14] A. Schuster, S. Karellas, E. Kakaras, H. Spliethoff, «Energetic and economic investigation of Organic Rankine Cycle applications», Elsevier 2008.
- [15] James M Calm, «Comparative efficiencies and implications for greenhouse gas emissions of chiller refrigerants», International Journal of refrigeration 29(2006) 833-841.
- [16] A. Schuster, S. Karellas, R. Aumann, «Efficiency optimization potential in supercritical Organic Rankine Cycles», Elsevier 2009.
- [17] James M Calm, «Comparative efficiencies and implications for greenhouse gas emissions of chiller refrigerants», International Journal of refrigeration 29(2006) 833-841.
- [18] Bahaa Saleh, Gerald Koglbauer, Martin Wendland, Johann Fischer, «Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles», Elsevier 2007.
- [19] Pedro J. Mago, Louay M. Chamra, Kalyan Srinivasan, Chandramohan Somayaji, «An examination of regenerative organic Rankine cycles using dry fluids», Elsevier 2008.

- [20] Marco Astofli, Luca Xodo, Matteo C. Romano, Ennio Macchi, «Technical and economical analysis of a solar-geothermal hybrid plant based on an Organic Rankine Cycle», Elsevier 2011.
- [21] Κατσοτούρχης Μιχάλης, «Ανάλυση κόστους γεωθερμικών εγκαταστάσεων για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας», Μεταπτυχιακή εργασία, Αθήνα, Ιανουάριος 2008.
- [22] Cedric Nathanael Hance, «Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development», August 2005.
- [23] Γκαρδιάκος Χρήστος, «Αξιοποίηση της γεωθερμίας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας», Διπλωματική εργασία, Αθήνα 2010.
- [24] GeothermEx, Inc., «New geothermal site identification and qualification», California 2004.
- [25] Σφετσιώρης Κωνσταντίνος, «Σύγκριση βαθμού απόδοσης Θερμοηλεκτρικών Μονάδων σε 3 περιοχές της Ελλάδος με εναλλακτικά συστήματα ψύξης», Διπλωματική εργασία.
- [26] Εμμ. Κ. Κακαράς, «Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί», Εκδόσεις Fountas, 2^η Έκδοση, Αθήνα, Ιανουάριος 2003.
- [27] Χρίστος Φραγκόπουλος, Ηλίας Καρυδιγιάννης, Γιάννης Καραλής, «Συμπααραγωγή Θερμότητας και Ηλεκτρισμού», Ελληνικό Κέντρο Παραγωγικότητας, Αθήνα 1994.
- [28] Υδρογραφική Υπηρεσία Πολεμικού Ναυτικού, Διεύθυνση Ωκεανογραφίας.
- [29] California Energy Commission, « Comparative Study of Transmission Alternatives – Background Report», June 2004.