



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ
ΔΥΤΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΠΜΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΚΑΙ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΠΟΡΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μελέτη Εγκατάστασης Υβριδικού Συγκεντρωτικού Ηλιακού
Θερμικού Σταθμού (PT CSP Plant / ISCC) στην Δυτική Μακεδονία:
Σύγκριση Τεχνολογιών και Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων

ΕΠΙΒΛΕΠΟΥΣΑ: ΣΩΤΗΡΟΠΟΥΛΟΥ ΡΑΦΑΕΛΛΑ ΕΛΕΝΗ

ΔΕΡΜΕΝΑΚΗΣ ΣΤΥΛΙΑΝΟΣ, ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΟΣ ΜΗΧΑΝΙΚΟΣ (ΑΕΜ 4)

ΚΑΣΤΟΡΙΑ, ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ 2018

**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΠΜΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΚΑΙ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΠΟΡΩΝ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μελέτη Εγκατάστασης Υβριδικού Συγκεντρωτικού Ηλιακού
Θερμικού Σταθμού (PT CSP Plant / ISCC) στην Δυτική Μακεδονία:
Σύγκριση Τεχνολογιών και Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων

ΕΠΙΒΛΕΠΟΥΣΑ: ΣΩΤΗΡΟΠΟΥΛΟΥ ΡΑΦΑΕΛΛΑ ΕΛΕΝΗ

ΔΕΡΜΕΝΑΚΗΣ ΣΤΥΛΙΑΝΟΣ, ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΟΣ ΜΗΧΑΝΙΚΟΣ (ΑΕΜ 4)

ΚΑΣΤΟΡΙΑ, ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ 2018

ΠΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ

Πιστοποιείται ότι η μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία με θέμα:

**«Μελέτη Εγκατάστασης Υβριδικού Συγκεντρωτικού Ηλιακού Θερμικού Σταθμού
(PT CSP Plant / ISCC) στην Δυτική Μακεδονία: Σύγκριση Τεχνολογιών και
Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων»**

του μεταπτυχιακού φοιτητή του Τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών της
Πολυτεχνικής Σχολής του Πανεπιστημίου Δυτικής Μακεδονίας

ΔΕΡΜΕΝΑΚΗ ΣΤΥΛΙΑΝΟΥ του ΠΕΤΡΟΥ

Αριθμός Ειδικού Μητρώου: 4

Παρουσιάστηκε δημόσια και εξετάσθηκε στο Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών στις

___ / ___ / 2018

Ο επιβλέπων:

Οι συνεπιβλέποντες:

Ραφαέλλα - Ελένη
Σωτηροπούλου

Περίληψη

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), όπως η ηλιακή ενέργεια, μπορούν να προσφέρουν εναλλακτικούς τρόπους παραγωγής ενέργειας. Ένας από αυτούς είναι η χρήση κατόπτρων για συγκέντρωση της ηλιακής ενέργειας και μετατροπή της σε θερμική για την παραγωγή ηλεκτρικής.

Στην παρούσα εργασία μελετώνται τρόποι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με Συγκεντρωτικά Ηλιακά Θερμικά Συστήματα (Concentrated Solar Power / CSP) χρησιμοποιώντας παραβολικά κάτοπτρα (Parabolic Trough / PT).

Συγκεκριμένα, μελετώνται υβριδικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας σαν δευτερεύουσα πηγή είτε συμβατικά καύσιμα (Λιγνίτη), είτε Φυσικό Αέριο, προσδίδοντας την απαραίτητη αξιοπιστία στο σύστημα για περιόδους νεφοκάλυψης, νυκτερινές ώρες κλπ. Τα δεδομένα αφορούν την περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας, και συγκεκριμένα τις αποκατεστημένες περιοχές του Λιγνιτικού Κέντρου Δυτικής Μακεδονίας (ΛΚΔΜ) της ΔΕΗ ΑΕ, υπό το πρίσμα της μετάβασης της χώρας σε καθεστώς χαμηλής λιγνιτικής παραγωγής.

Μετά την παρουσίαση της ηλιακής ακτινοβολίας και του τρόπου εκμετάλλευσής της, η κάθε περίπτωση παρουσιάζεται ξεχωριστά (χρησιμοποίηση μόνο ηλιακής ενέργειας, υβριδικό σύστημα με λιγνίτη, υβριδικό με φυσικό αέριο, υβριδικό σύστημα με συνδυασμένο κύκλο) και γίνεται μια σύγκριση τεχνολογιών και τεχνολογικών επιπτώσεων σε σχέση με το υπάρχον σύστημα Θερμικών Ατμοηλεκτρικών Σταθμών με καύση λιγνίτη, και ειδικότερα με τον ΑΗΣ Καρδιάς που –σε θεωρητικό επίπεδο- κλείνει την κύκλο λειτουργίας του λόγω παλαιότητας και εκπομπών ρύπων.

Λέξεις Κλειδιά

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, Ηλιακή Ενέργεια, Θερμική Ενέργεια, Συγκεντρωτικά Ηλιακά Θερμικά, Παραβολικά Κάτοπτρα, PT CSP, Υβριδικό Σύστημα, Ατμοστρόβιλος, Αεριοστρόβιλος, ISCC, Ατμοηλεκτρικός Σταθμός, Λιγνίτης, Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις

Abstract

Renewable energy sources (RES), like solar power, can provide new forms of energy production. One of them is using mirrors to concentrate solar power and convert it to thermal and eventually electric power.

The subject of this study is energy production using solar power with Concentrated Solar Power Plants (CSP Plants) using Parabolic Trough (PT).

Specifically, the study subject contains hybrid power plants using auxiliary fuel, such as Lignite (Coal), or even Natural Gas, providing the necessary reliability in periods without sun (cloudy days, dusk or night). Data is provided for the areas of the Western Macedonia Lignite Centre of the Public Power Corporation, in lieu of the future country's low-carbon energy production status.

Firstly, solar power and solar irradiance is presented and afterwards, all the different technologies (PT CSP) are studied (using only solar power, fossil fuel hybridization, natural gas hybridization). A comparison is afterwards presented, between each technology and the Coal-fired (lignite) Thermal Power Plants being used now by PPC SA, and especially Kardica Thermal Power Plant (Steam Electrical Station) which is moving towards decommissioning due to ageing and emissions in the near future.

Key words

Renewable energy, solar energy, thermal energy, Concentrated Solar Power Plants, PT CSP, Parabolic Trough, Hybrid System, Steam Turbine, Gas Turbine, ISCC, Thermal Power Station, Lignite, Environmental Impact

Ευχαριστίες

Ευχαριστώ θερμά την καθηγήτριά μου και επιβλέπουσα της διπλωματικής εργασίας κα Σωτηροπούλου Ραφαέλλα όπως και τον συνεπιβλέποντα κο Τάγαρη Ευθύμιο για την καθοδήγησή και τις πολύτιμες συμβουλές τους σε ότι αφορά την εκπόνηση και ολοκλήρωση της παρούσης μεταπτυχιακής διπλωματικής εργασίας.

Ευχαριστώ επίσης τους κ.κ. Τσίγκα Βασίλειο (Δ/ντή ΑΗΣ Αγίου Δημητρίου, πρώην Διευθυντή ΑΗΣ Καρδιάς, ΔΕΗ ΑΕ) και Πετρίδη Ιωάννη (Υποτομεάρχη Χημικής Τεχνολογίας και Περιβάλλοντος ΑΗΣ Καρδιάς) για την ευγενική παραχώρηση στοιχείων ρύπων και λειτουργίας του ΑΗΣ Καρδιάς.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω την σύζυγό μου Άννυ για την αμέριστη στήριξη της και την έμπνευση σε όλη αυτή την περίοδο των μεταπτυχιακών σπουδών μου όπως και τον γιό μου Πέτρο για το κίνητρο και τους ευχάριστους μπελάδες που μου έβαζε όλους αυτούς τους μήνες. Ευχαριστώ τέλος τους γονείς και την οικογένειά μου για ό,τι μου προσέφεραν μέχρι τώρα.

Πάνω απ' όλα όμως, ευχαριστώ τον Θεό γιατί σε Αυτόν οφείλω ό,τι είμαι και ό,τι έχω.

Περιεχόμενα

Ευρετήριο Πινάκων, Εικόνων, Σχημάτων, Διαγραμμάτων	3
Εισαγωγή	6
1. Ηλιακή Ενέργεια	8
1.1 Γενικά	8
1.2 Ακτινοβολία στην Δυτική Μακεδονία.....	13
2. Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί	19
2.1 Γενικά	19
2.2 Συστήματα Παραβολικών Κατόπτρων (Parabolic Trough)	23
2.3 Συστήματα Ηλιακού Πύργου (Solar Tower).....	26
2.4 Ηλιακοί Δίσκοι (Dish Engine)	33
2.5 Ηλιακά Αεροηλεκτρικά (Solar Aero-Electric)	35
3. Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί Παραβολικών Κατόπτρων	38
3.1 Γενικά	38
3.2 Περιγραφή Σταθμού	40
3.2.1 Ηλιακό Πεδίο.....	40
3.2.2 Μονάδα Παραγωγής Ατμού.....	51
3.2.3 Μονάδα Παραγωγής Ενέργειας.....	56
3.2.4 Μονάδα Αποθήκευσης	60
4. Υβριδικοί Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί Παραβολικών Κατόπτρων με Ορυκτά Καύσιμα	63
4.1 Γενικά	63
4.2 Τεχνολογία	64
4.3 Υβριδοποίηση με Βιομάζα	68
4.4 Τρόποι Λειτουργίας	69
5. Υβριδικοί Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί Παραβολικών Κατόπτρων – Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου	71
5.1 Γενικά	71
5.2 Τεχνολογία	72
6. Υφιστάμενη Κατάσταση: Συμβατικοί Λιγνιτικοί Θερμικοί Σταθμοί	79
6.1 Υφιστάμενη Κατάσταση στην Δυτική Μακεδονία	79

6.2 ΑΗΣ Καρδιάς.....	80
6.3 Λειτουργία Σταθμού	82
7. Προσομοίωση Εγκατάστασης Μονάδων PT CSP	88
7.1 Ηλεκτροπαραγωγή από PT CSP.....	88
7.2 Παραγωγή Θερμικής Ενέργειας από PT CSP	92
7.3 Ηλεκτροπαραγωγή από Υβριδικές Μονάδες PT CSP	95
7.4 Ηλεκτροπαραγωγή από Μονάδα ISCC	98
8. Σύγκριση Τεχνολογιών και Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων.....	101
8.1 Βαθμοί Απόδοσης	101
8.2 Κύκλοι Λειτουργίας.....	101
8.3 Κόστη Εγκατάστασης	102
8.4 Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις.....	103
8.4.1 Ρύποι ΑΗΣ Καρδιάς	104
8.4.2 Ρύποι Ηλιακών Θερμικών Σταθμών.....	105
8.4.3 Ρύποι Μονάδων Φυσικού Αερίου και ISCC	107
9. Συμπεράσματα	108
10. Βιβλιογραφία	110
Παράρτημα	114

Ευρετήριο Πινάκων, Εικόνων, Σχημάτων, Διαγραμμάτων

Πίνακες	Σελ
<i>Πίνακας 1: Μέση Μηνιαία Ακτινοβολία</i>	13
<i>Πίνακας 2: Στοιχεία Ακτινοβολίας για την περιοχή Μαυροδενδρίου/Καρδιάς Κοζάνης</i>	14
<i>Πίνακας 3: Στοιχεία Ακτινοβολίας για την περιοχή Μαυροδενδρίου/Καρδιάς Κοζάνης</i>	16
<i>Πίνακας 4: Κατάσταση εγκατεστημένων σταθμών Ηλιακού Πύργου</i>	30
<i>Πίνακας 5: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΗΣ στην Δυτική Μακεδονία</i>	79
<i>Πίνακας 6: Συγκριτικός πίνακας Βαθμών Απόδοσης</i>	101
<i>Πίνακας 7: Συγκριτικός πίνακας εκτάσεων σταθμών</i>	104
<i>Πίνακας 8: Ετήσιοι ρύποι ΑΗΣ Καρδιάς</i>	105
<i>Πίνακας 9: Ημερήσιοι ρύποι ΑΗΣ Καρδιάς το 2009</i>	105
<i>Πίνακας 10: Ημερήσιοι ρύποι ΑΗΣ Καρδιάς σε επίπεδο σταθμού το 2016, 2017</i>	105
<i>Πίνακας 11: Σύγκριση ρύπων ανά καύσιμο υβριδοποίησης</i>	106
<i>Πίνακας 12: Εκλυόμενοι ρύποι σε gr ανά kWh εισερχόμενης θερμότητας φυσικού αερίου</i>	107
Εικόνες	
<i>Εικόνα 1: Ηλιακοί παραβολικοί δίσκοι</i>	34
<i>Εικόνες 2,3: Οπίσθια όψη κατόπτρων/συλλεκτών LUZ</i>	43
<i>Εικόνες 4,5: Οπίσθια όψη συλλεκτών Eurotrough</i>	44
<i>Εικόνα 6: Οπίσθια όψη συλλέκτη SENERTROUGH-1</i>	44
<i>Εικόνα 7: Διάταξη υποπεδίων σε σχήμα Η</i>	49
<i>Εικόνα 8: Διάταξη δεξαμενών διαστολής: στο ίδιο επίπεδο , σε δύο επίπεδα</i>	50
<i>Εικόνα 9: Συμπυκνωτής μονάδας</i>	52
<i>Εικόνα 10: Πύργοι ψύξης τριών και τεσσάρων στοιχείων</i>	55
<i>Εικόνα 11: Αεροσυμπυκνωτής</i>	55
<i>Εικόνα 12: Κατασκευή ατμοστρόβιλου για CSP</i>	56
<i>Εικόνα 13: Δεξαμενές Θερμικής Αποθήκευσης (TES) σε Συγκεντρωτικό Ηλιακό Θερμικό Σταθμό</i>	62
<i>Εικόνα 14: Συστοιχία εναλλακτών ανάμεσα από τις δύο δεξαμενές</i>	62
<i>Εικόνα 15: Βοηθητικοί λέβητες υβριδικών σταθμών</i>	67
<i>Εικόνα 16: Άποψη από βοηθητικούς λέβητες υβριδικών σταθμών</i>	68
<i>Εικόνα 17: Υβριδικός σταθμός με καύση βιομάζας</i>	69
<i>Εικόνα 18: Ο σταθμός Ain Beni Mathar στο Μαρόκο</i>	74
<i>Εικόνα 19: Γενική Διάταξη Εξοπλισμού Σταθμού Συνδυασμένου Κύκλου</i>	75
<i>Εικόνα 20: ΑΗΣ Καρδιάς, Σεπτέμβριος 2018</i>	80
<i>Εικόνα 21: Αεροφωτογραφία ΑΗΣ Καρδιάς</i>	81
<i>Εικόνα 22: Εγκαταστάσεις ΔΕΤΗΠ</i>	84

Σχήματα	Σελ
Σχήμα 1: Εκμετάλλευση ηλεκτρικής ενέργειας	11
Σχήμα 2: Απόσταση γης από τον ήλιο	11
Σχήμα 3: Βασικές αρχές της τεχνολογίας Ηλεκτροπαραγωγής με Ηλιακή Συγκέντρωση	20
Σχήμα 4: Σύστημα θερμικής αποθήκευσης <i>Therмоcline</i>	23
Σχήμα 5: Διάγραμμα ροής υβριδικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής παραβολικών κατόπτρων	24
Σχήμα 6: Διάγραμμα ροής σταθμού Ηλιακού Πύργου	27
Σχήμα 7: Μοντέλο λειτουργίας σταθμού ηλεκτροπαραγωγής ηλιακού πύργου	29
Σχήμα 8: Υβριδική μονάδα πύργου ισχύος με συνδυασμένο κύκλο.	32
Σχήμα 9: Ηλιακό αεροηλεκτρικό σύστημα	36
Σχήμα 10 Σύστημα παραβολικών κοίλων με κύκλο <i>Rankine</i>	39
Σχήμα 11: Αρχιτεκτονική παραβολικού συλλέκτη	41
Σχήμα 12: Διάταξη και σύνδεση συλλεκτών σε βρόχους	42
Σχήμα 13: Σχέδια κατόπτρων-συλλεκτών <i>Luz</i>	43
Σχήμα 14: Απώλειες στο Ηλιακό Πεδίο	47
Σχήμα 15: Οι τρεις διατάξεις βρόχων ηλιακού πεδίου	48
Σχήμα 16: Σχηματική απεικόνιση κυκλώματος νερού-ατμού στο πρόγραμμα <i>PT Solar Thermal Power Plant Simulator</i>	51
Σχήμα 17: Τοποθέτηση βαλβίδων <i>bypass</i>	52
Σχήμα 18: Ισοζύγια μάζας για το <i>HTF</i> και κύκλωμα νερού/ατμού	53
Σχήμα 19: Χωροθέτηση εξοπλισμού σε σταθμό <i>PT CSP</i>	54
Σχήμα 20: Τυπικός ατμοστρόβιλος δύο βαθμίδων	56
Σχήμα 21: Τομή πόλων γεννήτριας και παραγωγή τάσης	57
Σχήμα 22: Έλεγχος και διάταξη γεννήτριας	57
Σχήμα 23: <i>Block</i> διάγραμμα σταθμού <i>CSP</i>	59
Σχήμα 24: Μονογραμμικό Διάγραμμα Εγκατάστασης	59
Σχήμα 25: Τυπική διάταξη εξοπλισμού <i>TES</i>	62
Σχήμα 26: Δομή λειτουργίας Υβριδικού Θερμοηλεκτρικού Σταθμού <i>SEGS I</i>	65
Σχήμα 27: Δομή λειτουργίας Υβριδικού Θερμοηλεκτρικού Σταθμού <i>SEGS II</i>	65
Σχήμα 28: Σημερινή τοποθέτηση βοηθητικού λέβητα σε υβριδικό σταθμό	66
Σχήμα 29: Δομή λειτουργίας Υβριδικού Θερμοηλεκτρικού Σταθμού <i>SEGS VIII</i>	67
Σχήμα 30: Σύστημα συνδυασμένου κύκλου	71
Σχήμα 31: Σχέδιο λειτουργίας σταθμού <i>ISCC</i> και χωρισμός σε νησίδες	73
Σχήμα 32: Σχέδιο/τομή αεριοστροβίλου με τα επιμέρους τμήματά του	75
Σχήμα 33: Απλός Κύκλος Αεριοστροβίλου	75
Σχήμα 34: Σχηματικό διάγραμμα <i>HRSG</i> μονής πίεσης	76
Σχήμα 35: Διάταξη <i>HRSG</i>	77
Σχήμα 36: Τυπική διάταξη και εξοπλισμός <i>AHΣ</i>	80
Σχήμα 37: Τυπικός κύκλος λειτουργίας <i>AHΣ</i> με κύκλο <i>Rankine</i> με αναθέρμανση	82
Σχήμα 38: Σχηματική αναπαράσταση μονάδας <i>AHΣ</i> Καρδιάς	83
Σχήμα 39: Γενική διάταξη εξοπλισμού κύκλου νερού/ατμού	84
Σχήμα 40: Απομάστευση ατμού από βαθμίδα χαμηλής πίεσης ατμοστροβίλου	85
Σχήμα 41: Τομή και εξοπλισμός πύργου ψύξης <i>AHΣ</i>	85
Σχήμα 42: Σύγκριση ροών ενέργειας και απωλειών <i>AHΣ</i> και <i>AHΣ</i> με <i>ΣΗΘ</i>	86

Διαγράμματα	Σελ
<i>Διάγραμμα 1: Ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο, στις 90° και Άμεση κάθετη ακτινοβολία</i>	15
<i>Διάγραμμα 2: Λόγος διάχυτης προς ολική ακτινοβολία</i>	15
<i>Διάγραμμα 3: Ύψος ήλιου κατά το θερινό και χειμερινό ηλιοστάσιο</i>	16
<i>Διάγραμμα 4: Ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο, στις 90° και Άμεση κάθετη ακτινοβολία</i>	17
<i>Διάγραμμα 5: Λόγος διάχυτης προς ολική ακτινοβολία</i>	17
<i>Διάγραμμα 6: Ύψος ήλιου κατά το θερινό και χειμερινό ηλιοστάσιο</i>	18
<i>Διάγραμμα 7: Συνολική ισχύς μονάδων ΑΗΣ Δυτικής Μακεδονίας</i>	79
<i>Διάγραμμα 8: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή για 25 χρόνια, σταθμός χωρίς TES</i>	89
<i>Διάγραμμα 9: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή για 25 χρόνια, σταθμός με TES 7h</i>	89
<i>Διάγραμμα 10: Ληφθείσα ηλιακή ενέργεια και παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια</i>	90
<i>Διάγραμμα 11: Παραχθείσα ηλεκτρική ισχύς ανά μήνα</i>	91
<i>Διάγραμμα 12: Παραχθείσα θερμική ισχύς ανά μήνα</i>	93
<i>Διάγραμμα 13: Ωριαία παραγόμενη θερμική ισχύς</i>	94
<i>Διάγραμμα 14: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή για 25 χρόνια, σταθμός με TES 7h και 15% υβριδική λειτουργία</i>	96
<i>Διάγραμμα 15: Παραχθείσα ηλεκτρική ισχύς ανά μήνα</i>	96
<i>Διάγραμμα 16: Παραχθείσα θερμική ισχύς από το ηλιακό πεδίο, παραχθείσα θερμική ισχύς από βοηθητικό λέβητα και συνολική ηλεκτρική ισχύς</i>	97
<i>Διάγραμμα 17: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή που αποδίδεται στο ηλιακό πεδίο μόνο</i>	98
<i>Διάγραμμα 18: Παραχθείσα θερμική ισχύς ανά μήνα</i>	99
<i>Διάγραμμα 19: Ετήσια παραχθείσα θερμική ισχύς από το ηλιακό πεδίο του ISCC</i>	99
<i>Διάγραμμα 20: Διαγράμματα Rankine, Brayton, Συνδυασμένου Κύκλου</i>	102

Εισαγωγή

Θέλοντας να μελετήσουμε εναλλακτικές μορφές ηλεκτροπαραγωγής -καθώς η γενική παγκόσμια τάση είναι η κίνηση προς την απομάκρυνση των συμβατικών λιγνιτικών/ανθρακικών μονάδων (low carbon/decarbonization)- προσεγγίζουμε την επιλογή των ανερχόμενων τεχνολογιών των Συγκεντρωτικών Ηλιακών Θερμικών Σταθμών. Αφορμή στάθηκε ο επερχόμενος παροπλισμός μεγάλων θερμικών μονάδων παραγωγής της ΔΕΗ, όπως αυτές του ΑΗΣ Καρδιάς και του ΑΗΣ Αμυνταίου στην Δυτική Μακεδονία.

Οι Ανανεώσεως Πηγές Ενέργειας ή αλλιώς Ήπιες Μορφές Ενέργειας (ΑΠΕ ή ΗΜΕ), είναι μορφές ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές πηγές και διαδικασίες (όπως ο ήλιος, ο άνεμος, τα κύμματα κλπ) και μπορούν να εκμεταλλευτούν από τον άνθρωπο για μετατροπή σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας. Η ορολογία «ήπιες» αναφέρεται σε δύο βασικά χαρακτηριστικά που τις διέπουν: α) γίνεται εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση, χωρίς να απαιτείται κάποια ανθρώπινη παρέμβαση (όπως π.χ. εξόρυξη και καύση υλικού), όπως απαιτείται για τις συμβατικές πηγές ενέργειας (όπως τα ορυκτά καύσιμα) και β) πρόκειται για μορφές ενέργειας οι οποίες είναι φιλικές προς το περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν επικίνδυνα (τοξικά ή ραδιενεργά) απόβλητα, υδρογονάνθρακες ή διοξείδιο του άνθρακα κατά την εκμετάλλευσή τους.

Οι ήπιες μορφές ενέργειας που βασίζονται στην ηλιακή ακτινοβολία είναι ανανεώσιμες, γιατί όσο υπάρχει ο ήλιος δεν πρόκειται να εξαντληθούν.

Ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη των συγκεντρωτικών ηλιακών θερμικών συστημάτων προς εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας για παραγωγή θερμότητας και στη συνέχεια ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιώντας παραβολικά κάτοπτρα. Τα συστήματα αυτά εξελίσσονται συνεχώς τεχνολογικά, οδηγώντας στην αύξηση της απόδοσής τους και στην αύξηση της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η βασική λειτουργία των σταθμών αυτών περιγράφεται συνοπτικά ως εξής: αρχικά, η ηλιακή ακτινοβολία εισερχόμενη στην ατμόσφαιρα, προσπίπτει στο παραβολικό κάτοπτρο (parabolic trough / reflector) και ανακλάται ώστε να συγκεντρωθεί πάνω στον δέκτη (collector / receiver), ο οποίος είναι τοποθετημένος πάνω στο σημείο εστίασης της παραβολής του κατόπτρου. Το μεγαλύτερο μέρος της ανακλώμενης αυτής ακτινοβολίας απορροφάται στην συνέχεια από τον απορροφητή του δέκτη (absorber), που βρίσκεται εσωτερικά του, με αποτέλεσμα την θέρμανση του υγρού που ρέει μέσα στον απορροφητή

(heat transfer fluid / HTF). Στη συνέχεια το θερμό αυτό υγρό κατευθύνεται στον εναλλάκτη θερμότητας, όπου θερμαίνει το νερό του κύκλου νερού/ατμού, με αποτέλεσμα την ατμοποίησή του. Ο υπέρθερμος αυτός ατμός στρέφει έναν ατμοστρόβιλο που κινεί μια ηλεκτρογεννήτρια, με αποτέλεσμα την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Τελικός σκοπός είναι να παρουσιαστούν τα διάφορα συστήματα PT CSP, με θερμική αποθήκευση ή όχι, με υβριδικό σχεδιασμό χρησιμοποιώντας και δευτερεύον καύσιμο όπως λιγνίτη ή φυσικό αέριο με πιθανή εγκατάσταση και χρήση στην Δυτική Μακεδονία, ως αντικατάσταση συμβατικών θερμικών μονάδων με καύση λιγνίτη. Η τελευταία κρίνεται αρκετά επιβαρυντική για το περιβάλλον, δεδομένου ότι έχει αρκετές εκπομπές σε NOx, SOx και ιπτάμενα σωματίδια, υποβιβάζοντας την ποιότητα αέρα.

Έγινε μια προσπάθεια προσομοίωσης των παραπάνω τεχνολογιών, χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα System Advisor Model (SAM), τόσο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση μόνο ηλιακού πεδίου, όσο και με υβριδική λειτουργία, αλλά και παραγωγή μόνο θερμικής ενέργειας (παροχή ζεστού νερού) για τις ανάγκες της τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας. Το πρόγραμμα χρησιμοποιεί κλιματολογικά δεδομένα για τον ελληνικό χώρο και υπολογίζει αυτόματα τις παραμέτρους του συστήματος για να παράγει την επιθυμητή ενέργεια.

Χρησιμοποιήθηκε επίσης το πρόγραμμα PT SOLAR THERMAL POWER PLANT (SOLAR CV SIMULATOR) της Ισπανικής Renovetec, ώστε να μελετηθεί σε μεγαλύτερη έκταση η λειτουργία και οι διαδικασίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από έναν Συγκεντρωτικό Ηλιακό Θερμικό Σταθμό. Το συγκεκριμένο πρόγραμμα παρουσιάζει εις βάθος την δομή και χαρακτηριστικά συγκεκριμένου Σταθμού, δίνοντας στον χρήστη την δυνατότητα να «χειριστεί» ο ίδιος τον σταθμό, από την εκκίνησή του, μέχρι την τροφοδοσία στο δίκτυο και το «σβήσιμό» του.

1. Ηλιακή Ενέργεια

1.1 ΓΕΝΙΚΑ

Ο Ήλιος αποτελεί την βασικότερη πηγή ενέργειας για τον πλανήτη μας. Η ενέργεια που απελευθερώνεται στον πυρήνα του, ακτινοβολείται προς όλες τις κατευθύνσεις προς το διάστημα. Παρότι αυτό συμβαίνει συνεχόμενα για χιλιετίες, ο ήλιος αποτελείται ακόμη από 70% υδρογόνο [1], επομένως για αρκετά χρόνια ακόμη δεν αναμένεται να υπάρξει μείωση της ενέργειας που ακτινοβολείται από αυτόν. Η ακτινοβολούμενη ισχύς από τον Ήλιο ανέρχεται σε 63MW από κάθε τετραγωνικό μέτρο (m^2) της επιφάνειάς του. Από αυτή, μετά από 8 λεπτά της ώρας, φθάνει στα όρια της γήινης ατμόσφαιρας ισχύς 1353W, σε κάθε τετραγωνικό μέτρο της επιφάνειάς της, το 30% της οποίας ανακλάται και επιστρέφει στο διάστημα, ενώ το υπόλοιπο απορροφάται από την ατμόσφαιρα.

Άμεση Ακτινοβολία (Direct Irradiance)

Άμεση ακτινοβολία ονομάζεται το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην γη κατευθείαν από τον Ήλιο χωρίς να μεσολαβήσει ανάκλαση ή σκέδαση μέσα στην ατμόσφαιρα [2]. Η γνώση των τιμών της ακτινοβολίας αυτής τόσο σε ωριαία όσο και σε ετήσια βάση είναι απαραίτητη για την μελέτη συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων, καθώς τα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα μπορούν να εκμεταλλευτούν μόνο ακτινοβολία αυτής της μορφής.

Διάχυτη Ακτινοβολία (Diffuse Irradiance)

Διάχυτη ακτινοβολία ονομάζεται το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην γη υστέρως από αλλαγή κατεύθυνσης λόγω ανάκλασης και σκέδασης κατά τη διαδρομή μέσα στην ατμόσφαιρα [2]. Τα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα δεν μπορούν να εκμεταλλευτούν την ακτινοβολία αυτή.

Άμεση Κάθετη Ακτινοβολία (Direct Normal Irradiance)

Άμεση Κάθετη ακτινοβολία ονομάζεται το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην γη και μετράται σε επιφάνεια κάθετη στην κατεύθυνση των ακτινών του ήλιου [2].

Ολική Ακτινοβολία (Global Irradiance)

Ολική ακτινοβολία ονομάζεται το άθροισμα της άμεσης και της διάχυτης ακτινοβολίας [3].

Η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει τελικά στην ατμόσφαιρα είναι αυτή που θερμαίνει την γη, προκαλώντας παράλληλα και την εξάτμιση του νερού, την κίνηση των αέριων μαζών και των θαλάσσιων ρευμάτων, όπως και τα καιρικά φαινόμενα [2]. Επίσης, το μικρό ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που μετασχηματίζεται σε χημική ενέργεια μέσω της φωτοσύνθεσης, είναι εξάλλου υπεύθυνο για τη ζωή πάνω στη Γη και εξαιτίας αυτού, έχουν δημιουργηθεί μέσα στο πέρασμα των αιώνων τα ορυκτά καύσιμα.

Ενώ όμως η ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει στα όρια της γήινης ατμόσφαιρας είναι σταθερή σε κάθε σημείο, δεν γίνεται τελικά το ίδιο και με την ακτινοβολία που φθάνει τελικά στο έδαφος, με ισχύ η οποία σπάνια είναι πάνω από τα 1000W/m^2 [3]. Η ισχύς αυτή εμφανίζει εξάρτηση τόσο από την εποχή, όσο και από την ώρα της ημέρας, τις ατμοσφαιρικές συνθήκες που επικρατούν (παρουσία νεφών, σκόνης), ενώ μειώνεται όσο μικρότερη είναι και η γωνία που αυτή προσπίπτει στην επιφάνεια του.

Ο τελευταίος αυτός παράγοντας, η γωνία πρόσπτωσης δηλαδή, αποτελεί τον σημαντικότερο παράγοντα για τη διαμόρφωση της (τελικής) μέσης έντασης της ηλιακής ενέργειας που φθάνει τελικά στο έδαφος. Γι' αυτό τον λόγο τα γεωγραφικά δεδομένα (γεωγραφικό πλάτος, όπως και το υψόμετρο) μιας συγκεκριμένης περιοχής παίζουν τόσο μεγάλο ρόλο στη διαμόρφωση του καιρού που επικρατεί σ' αυτήν. Είναι εμφανές ότι όσο πιο κοντά στον Ισημερινό βρίσκεται η συγκεκριμένη περιοχή, τόσο πιο μικρή γίνεται η διαδρομή της ηλιακής ακτινοβολίας και έτσι αυξάνεται η γωνία πρόσπτωσης έως και τις 90° , το οποίο έχει σαν αποτέλεσμα οι συνέπειές της να είναι πιο έντονες.

Λαμβάνοντας αυτόν τον παράγοντα υπόψη, η Ελλάδα σαν χώρα αποτελεί μία από τις πιο ευνοημένες περιοχές του πλανήτη, καθώς ο συνδυασμός του γεωγραφικού της πλάτους και ύψους, με την υψηλή ηλιοφάνεια, έχει σαν αποτέλεσμα την ετήσια πρόσπτωση κατά μέσο όρο περίπου 1570kWh ηλιακής ενέργειας σε κάθε τετραγωνικό της μέτρο (m^2), ενώ στο μεγαλύτερο τμήμα της, η ηλιοφάνεια έχει μεγάλη διάρκεια, με περισσότερες από 2700 ώρες ηλιοφάνειας κατά την περίοδο ενός έτους. Οι μικρότερες τιμές εμφανίζονται για την Ελλάδα στην περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας και της Ηπείρου, όπου η ηλιοφάνεια κυμαίνεται ανάμεσα στις 2200 με 2300 ώρες ετησίως, ενώ σε νότια νησιά όπως είναι η Ρόδος και η Κρήτη ο αριθμός ωρών ηλιοφάνειας είναι μεγαλύτερος των 3100 ωρών/έτος.

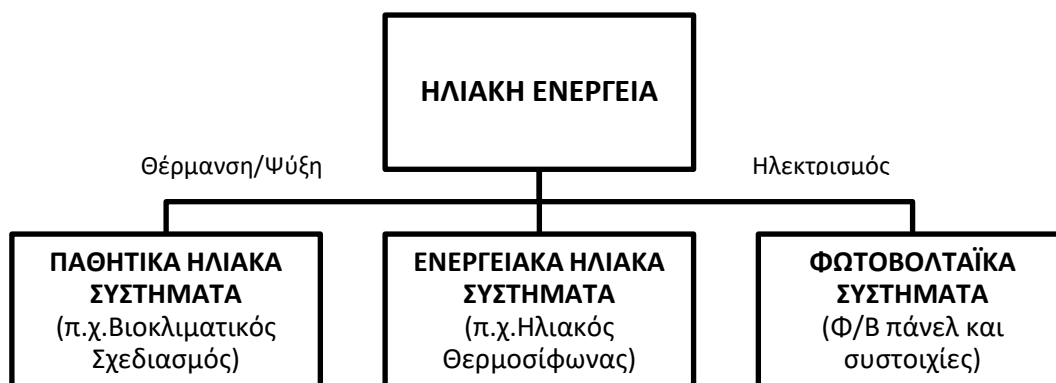
Αποτέλεσμα όλων των παραπάνω είναι να θεωρείται δυνατή σε όλη την ελληνική επικράτεια η οικονομικά επικερδής εκμετάλλευση της ακτινοβολίας που προέρχεται από τον Ήλιο, με σκοπό τις θερμικές χρήσεις, όπως μαρτυρά και η ευρεία διάδοση των μικρών ηλιακών θερμικών συστημάτων, με πιο συχνή εφαρμογή τους ηλιακούς θερμοσίφωνες [3].

Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας, θα μπορούσαμε την χωρίσουμε σε τρεις κύριες κατηγορίες εφαρμογών: α) τα παθητικά ηλιακά συστήματα, β) τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα, και γ) τα φωτοβολταϊκά συστήματα, όπως φαίνεται στο σχήμα 1 [4].

I. Παθητικά Ηλιακά Συστήματα: συνήθως αποτελούν στοιχεία του κτιριακού κελύφους, που αξιοποιώντας την μεταφορά θερμότητας, συγκεντρώνουν ηλιακή ενέργεια, την οποία αποθηκεύουν σε μορφή θερμότητας ώστε αυτή να διανεμηθεί ομοιόμορφα στο χώρο. Βασικό ρόλο στην συλλογή της ηλιακής ενέργειας παίζει το φαινόμενο του θερμοκηπίου το οποίο αξιοποιείται μέσω γυαλιού ή άλλου διαφανούς υλικού ή δομικού στοιχείου το οποίο έχει σαν σκοπό τον εγκλωβισμό της θερμότητας στο εσωτερικό του χώρου.

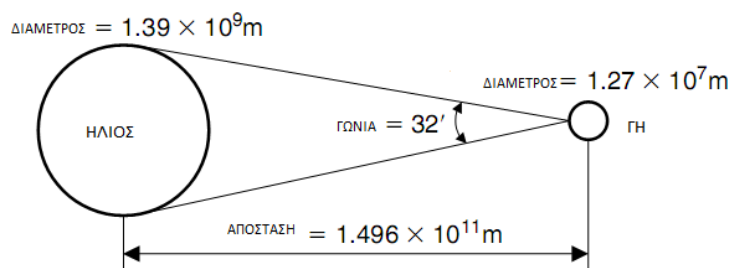
II. Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα: αποτελούν τα συστήματα που συλλέγουν την ηλιακή ενέργεια, την μετατρέπουν σε θερμότητα την οποία αποθηκεύουν ώστε στην συνέχεια αυτή να διανεμηθεί, είτε μέσω κάποιου υγρού μεταφοράς θερμότητας, είτε χρησιμοποιώντας τον αέρα ως ρευστό μεταφοράς της θερμότητας. Χρησιμοποιούνται κυρίως για να θερμανθεί νερό οικιακής χρήσης (Ζεστό Νερό Χρήσης / ZNX), για τη θέρμανση ή/και ψύξη χώρων, για βιομηχανικές διεργασίες (όπως αφαλάτωση, αγροτικές εφαρμογές, για θέρμανση του νερού σε πισίνες) και άλλα. Η πιο απλή και διαδεδομένη μορφή των θερμικών ηλιακών συστημάτων είναι οι οικιακοί ηλιακοί θερμοσίφωνες για παραγωγή ZNX.

III. Φωτοβολταϊκά Συστήματα: μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική, μέσω του φωτοβολταϊκού (Φ/Β) φαινομένου, παρέχοντας έτσι την λύση της ηλεκτροδότησης σε περιοχές εκτός δικτύου που είναι δύσκολο να ηλεκτροδοτηθούν (απομονωμένα σπίτια, φάρoi, κ.α.) και αποτελώντας μια μορφή παραγωγής καθαρής ενέργειας. Η χρήση τους επεκτείνεται και στα ηλεκτρονικά, καθώς μικροί υπολογιστές και ρολόγια χρησιμοποιούν τα Φ/Β για την αυτόνομη λειτουργία τους.



Σχήμα 1: Εκμετάλλευση ηλεκτρικής ενέργειας, προσαρμογή από [4]

Η Γη εκτελεί μία πλήρη περιστροφή γύρω από τον Ήλιο, σε διάστημα περίπου 365,25 ημερών, περιγράφοντας μία ελλειπτική τροχιά με τον Ήλιο τοποθετημένο στη μία από τις δύο εστίες της. Συνέπεια της ελλειπτικής τροχιάς είναι ότι η απόστασή της από τον Ήλιο δεν παραμένει σταθερή, αλλά μεταβάλλεται μεταξύ $146,1 \times 10^6 \text{ km}$ (όταν η Γη βρίσκεται στο «περιήλιο», περίπου στις 2 Ιανουαρίου) και $152,1 \times 10^6 \text{ km}$ (όταν η Γη βρίσκεται στο «αφήλιο», περίπου στις 3 Ιουλίου). Η μέση τιμή της απόστασης Γης- Ήλιου είναι $149,6 \times 10^6 \text{ km}$. Ταυτόχρονα με την περιστροφή της γύρω από τον Ήλιο, η Γη εκτελεί επίσης μία πλήρη περιστροφή γύρω από τον άξονά της, την νοητή ευθεία που συνδέει το Βόρειο με το Νότιο πόλο, κάθε 24 ώρες. Ο άξονας περιστροφής της Γης είναι στραμμένος κατά $23,45^\circ$ ως προς το επίπεδο της τροχιάς της Γης γύρω από τον Ήλιο, ενώ δείχνει πάντα προς τον Πολικό Αστέρα. Σε αυτό οφείλεται η αλλαγή των εποχών και η μεταβολή στη διάρκεια της μέρας κατά τη διάρκεια του χρόνου [3].



Σχήμα 2: Απόσταση γης από τον ήλιο [1]

Γωνία απόκλισης (δ) είναι η γωνία που σχηματίζει το επίπεδο του ισημερινού της Γης με τη διάκεντρο, την ευθεία που ενώνει τα κέντρα του Ηλίου και της Γης και εκφράζεται από την εξίσωση 1.1. Εξαιτίας του γεγονότος ότι ο άξονας της Γης είναι σταθερά προσανατολισμένος ως προς ένα εξωτερικό σύστημα αναφοράς, καθώς το βόρειο άκρο του δείχνει πάντα τον Πολικό Αστέρα, η γωνία αυτή μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια του έτους, ενώ είναι κοινή για όλα τα σημεία της επιφάνειας της Γης την κάθε ημέρα. Η γωνία απόκλισης λαμβάνει τις μέγιστες απόλυτες τιμές της κατά το θερινό και το χειμερινό ηλιοστάσιο (21 Ιουνίου και 21 Δεκεμβρίου), ενώ μηδενίζεται κατά την εαρινή και τη φθινοπωρινή ισημερία (21 Μαρτίου και 21 Σεπτεμβρίου). Επίσης, μια εναλλακτική θεώρηση της κίνησης της Γης γύρω από τον Ήλιο είναι να θεωρηθεί η Γη ως στατικό σώμα, και να εξεταστεί η φαινομενική κίνηση του Ήλιου ως προς ένα παρατηρητή στην επιφάνειά της [5]. Βάσει αυτής της θεώρησης, προκύπτει η ουράνια σφαίρα, με την προβολή του ισημερινού και των πόλων της γης ως ουράνιου ισημερινού και ουράνιων πόλων αντίστοιχα. Η φαινομενική τροχιά που ακολουθεί σε αυτή την περίπτωση ο Ήλιος, κατά την περιστροφή του στην ουράνια σφαίρα, ονομάζεται εκλειπτική. Στο μοντέλο αυτό ως γωνία απόκλισης δ ορίζεται η γωνία που σχηματίζουν οι ευθείες που ενώνουν το κέντρο της Γης με την εκλειπτική τροχιά και τον ουράνιο ισημερινό αντίστοιχα.

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360(284+n)}{365}\right) \quad [\text{Εξίσωση 1.1}]$$

Ηλιακή ωριαία γωνία (ω) για οποιοδήποτε σημείο X της επιφάνειας της Γης, είναι η γωνία μεταξύ του μεσημβρινού που περιέχει το σημείο X και του μεσημβρινού που είναι παράλληλος με τις ηλιακές ακτίνες. Δίνεται με βάση τον Πραγματικό Ηλιακό Χρόνο (True solar Time). Βάσει της ωριαίας γωνίας ω ορίζεται για κάθε σημείο της Γης ένα ωρολογιακό σύστημα που λέγεται Τοπική Φαινόμενη Ώρα (Local Apparent Time – LAT) και είναι διαφορετική από την Ηλιακή Ώρα [5].

$$h = \frac{(TST - 12)}{15} \quad [\text{Εξίσωση 1.2}]$$

Σε αυτό το σύστημα, το ηλιακό μεσημέρι είναι η στιγμή κατά την οποία ο μεσημβρινός του σημείου είναι παράλληλος στις ηλιακές ακτίνες και σε αυτή τη στιγμή η ηλιακή ωριαία γωνία λαμβάνει την τιμή μηδέν. Να σημειωθεί ότι η ωριαία γωνία κάθε στιγμή είναι κοινή για όλα τα σημεία του εκάστοτε μεσημβρινού, τα σημεία δηλαδή με κοινό γεωγραφικό μήκος. Εφόσον η περιστροφή της Γης γύρω από τον άξονά της διαρκεί 24 ώρες, τότε η ωριαία γωνία μεταβάλλεται κατά $360^\circ/24=15^\circ$ κάθε μία ώρα.

Αζιμούθιο Ήλιου (azimuth angle AZ): είναι η γωνία που σχηματίζεται από την προβολή της ευθείας όρασης του ηλίου στο οριζόντιο επίπεδο και της νότιας κατεύθυνσης.

$$\sin(AZ) = \frac{\cos(\delta)\sin(h)}{\cos(e\ell)} \quad [Εξίσωση 1.3]$$

1.2 ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ

Για τον υπολογισμό της ακτινοβολίας χρησιμοποιούμε δύο διαφορετικούς τρόπους.

- Με τον πρώτο, αντλήθηκαν δεδομένα από την Τεχνική Οδηγία του ΤΕΕ (ΤΟΤΕΕ) 20701-3/2010 για την περιοχή της Καστοριάς. Τα δεδομένα αφορούν την μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία σε kWh στο οριζόντιο επίπεδο
- Ο δεύτερος τρόπος υπολογισμού την ακτινοβολίας γίνεται με δεδομένα του PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) από το Συλλογικό Κέντρο Ερευνών (JRC) / Renewable Energy Unit της European Commission (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) για την περιοχή της Καρδιάς/ΛΚΔΜ.

Στον Πίνακα 1 δίνεται η μέση μηνιαία ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο για την περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας (Καστοριά), σύμφωνα με την [6].

	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο (kWh)	57.6	71.3	111.2	141.1	173.6	201.8	206.3	185.5	138.5	97	60	47.7
Διάχυτη ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο (kWh)	22.5	29.7	48.1	64.3	81.7	86.6	86	73.2	53.7	37.4	23	19.1

Πίνακας 1: Μέση Μηνιαία Ακτινοβολία [6]

Με παρόμοιο τρόπο παίρνουμε τους υπολογισμούς της ακτινοβολίας από την European Commission για δύο διαφορετικές βάσεις δεδομένων (PVGIS-CMSAF και PVGIS-classic) [7]:

Η βάση δεδομένων μας δίνει κατευθείαν την μέση ημερήσια ακτινοβολία κάθε μήνα, η οποία πολλαπλασιαζόμενη με τις μέρες του μήνα μας δίνει την μέση μηνιαία ακτινοβολία. Μας παρέχει επίσης μέση ημερήσια ακτινοβολία στις 90° κάθε μήνα για αυτήν. Τέλος, μας δίνει διαγράμματα σχετικά με την τροχιά του ήλιου και διαγράμματα ακτινοβολίας. Μπορούμε επίσης να πληροφορηθούμε για την ισχύ της ακτινοβολίας DNI ανά ώρα για

κάθε μήνα, βρίσκοντας έτσι τις χειρότερες μετρήσεις (Δεκέμβριο - Ιανουάριο) και τις καλύτερες (Ιούλιο - Αύγουστο).

Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται παρακάτω για τα δύο διαφορετικά μοντέλα:

- Solar radiation database used: **PVGIS-classic**

Μήνας	H _h	H(90)	DNI	D/G	T _{24h}	N _{DD}
Jan	1740	2450	1880	0.59	3.2	478
Feb	2460	2820	2340	0.56	4.6	394
Mar	3520	3010	2830	0.54	7.7	317
Apr	5030	3140	4010	0.48	12.1	149
May	5870	2730	4340	0.48	17.3	26
Jun	6820	2610	5550	0.42	21.6	7
Jul	6670	2750	5510	0.41	25.1	5
Aug	6020	3270	5280	0.41	25.3	11
Sep	4620	3680	4470	0.42	20.5	52
Oct	3260	3610	3440	0.47	14.2	207
Nov	2030	2800	2260	0.55	9.7	375
Dec	1260	1590	1060	0.71	4.2	491
Έτος	4120	2870	3590	0.47	13.8	2512

Πίνακας 2: Στοιχεία Ακτινοβολίας για την περιοχή Μαυροδενδρίου/Καρδιάς Κοζάνης [7]

H_h: Ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο (Wh/m²/day)

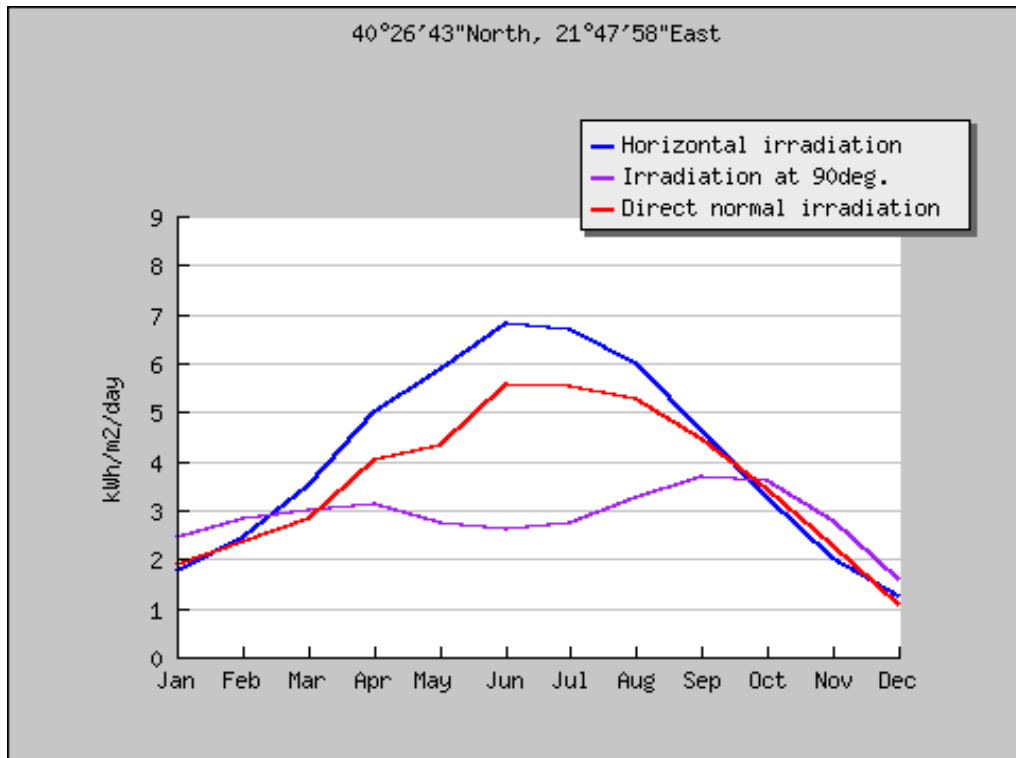
H(90): Ακτινοβολία στο επίπεδο των 90°. (Wh/m²/day)

DNI: Άμεση Κάθετη ακτινοβολία (Wh/m²/day)

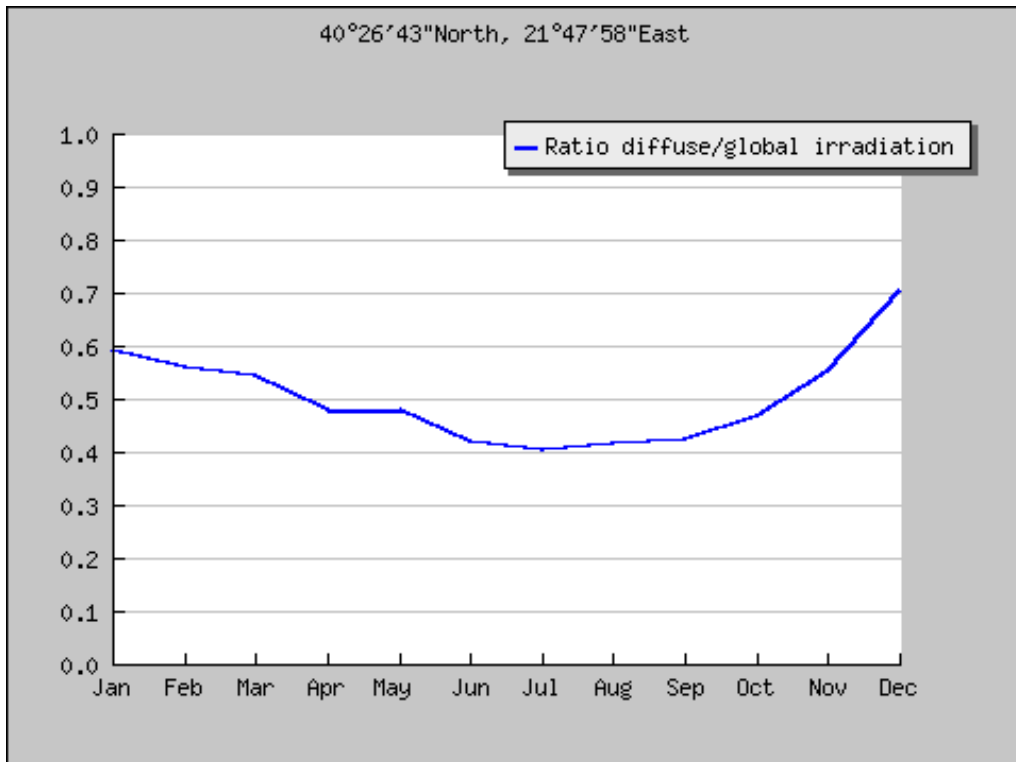
D/G: Λόγος Διάχυτης προς Ολική ακτινοβολία (-)

T_{24h}: Μέση ημερήσια θερμοκρασία (°C)

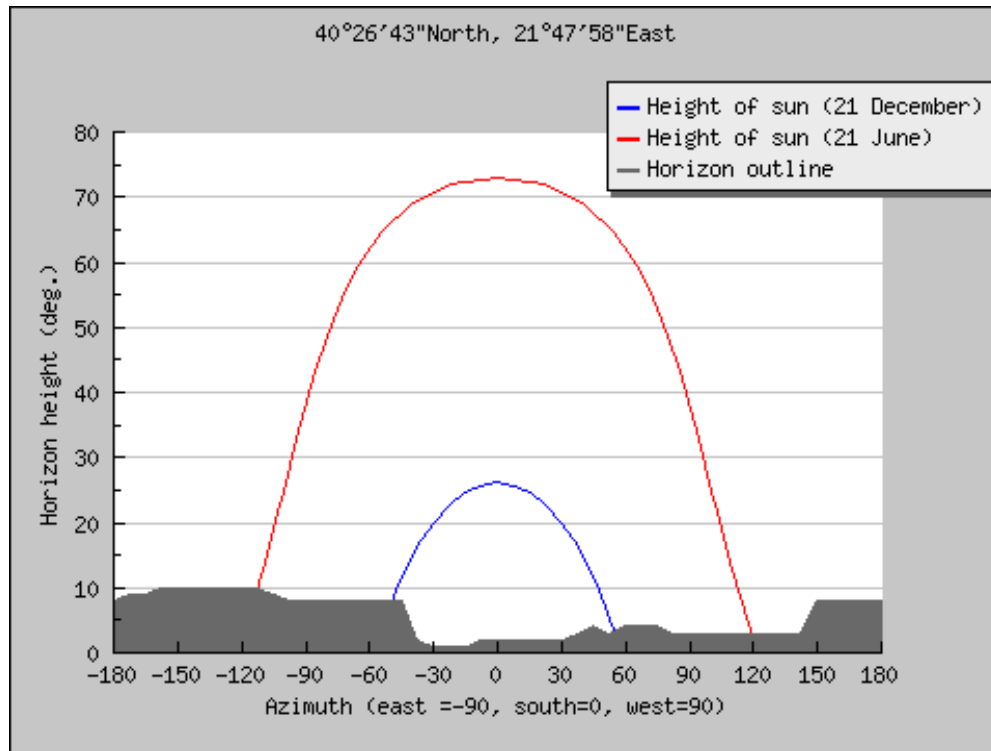
N_{DD}: Αριθμός βαθμομερών θέρμανσης (-)



Διάγραμμα 1: Ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο, στις 90° και Άμεση κάθετη ακτινοβολία [7]



Διάγραμμα 2: Λόγος διάχυτης προς ολική ακτινοβολία [7]

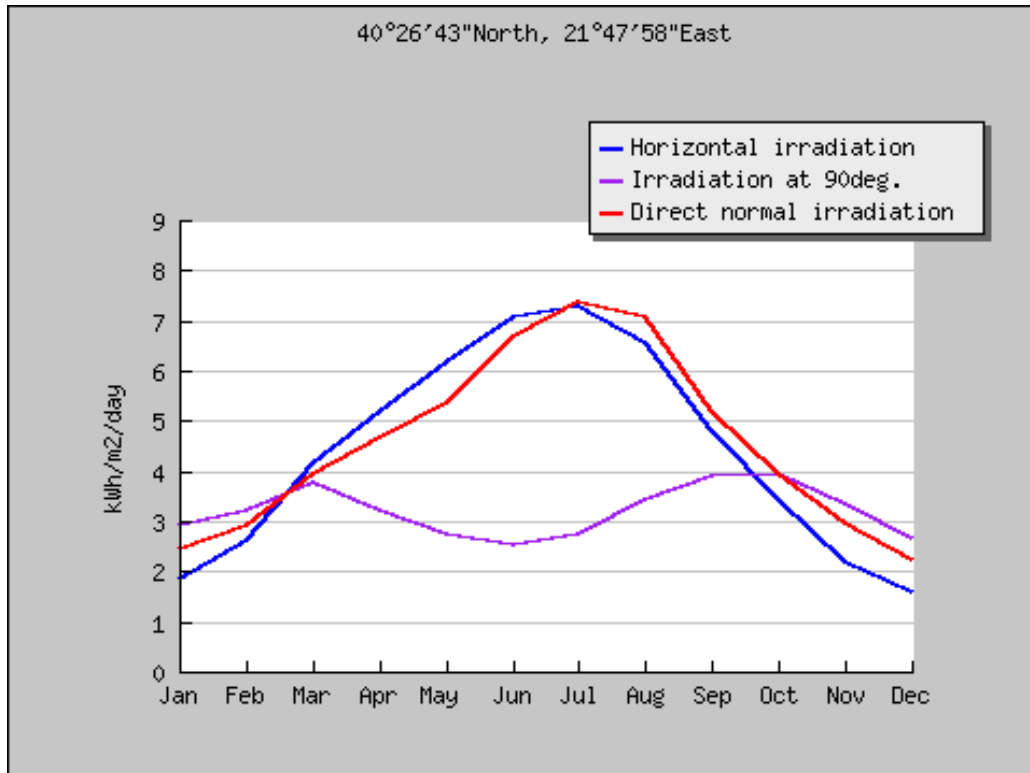


Διάγραμμα 3: Ύψος ήλιου κατά το θερινό και χειμερινό ηλιοστάσιο [7]

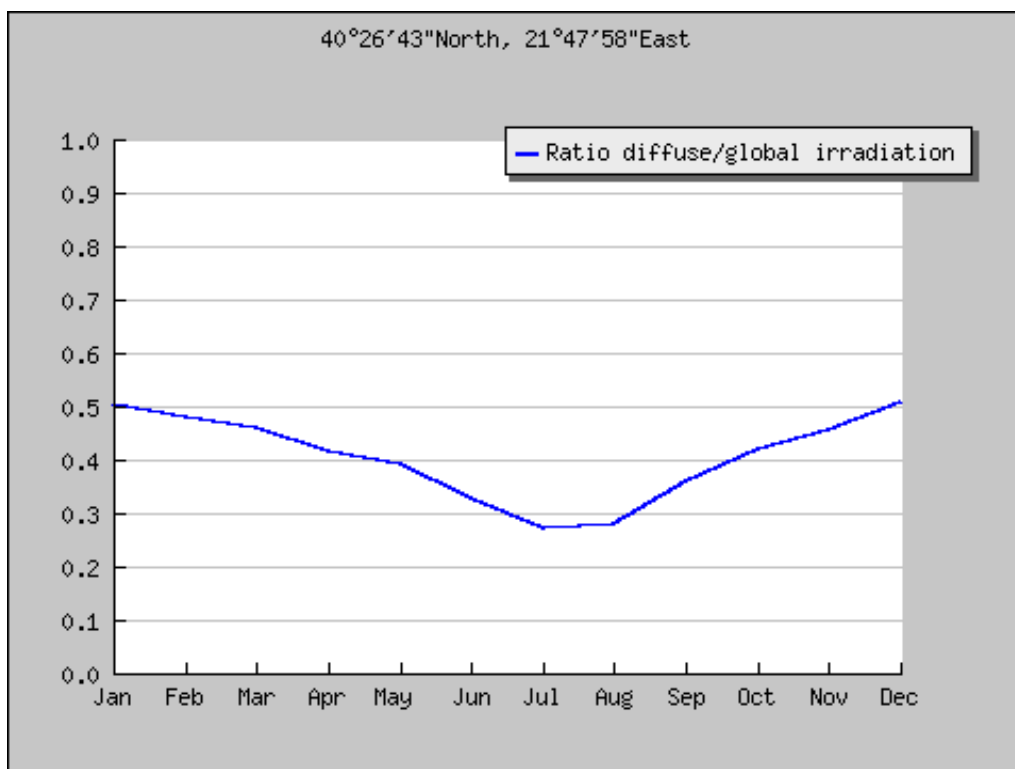
- Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Μήνας	H_h	H(90)	DNI	D/G	T_{24h}	N_{DD}
Jan	1850	2910	2440	0.50	3.2	478
Feb	2600	3210	2920	0.48	4.6	394
Mar	4150	3760	3960	0.46	7.7	317
Apr	5160	3220	4650	0.41	12.1	149
May	6170	2750	5340	0.39	17.3	26
Jun	7090	2510	6710	0.33	21.6	7
Jul	7260	2720	7360	0.27	25.1	5
Aug	6560	3440	7080	0.28	25.3	11
Sep	4800	3880	5170	0.36	20.5	52
Oct	3410	3920	3950	0.42	14.2	207
Nov	2180	3330	2950	0.46	9.7	375
Dec	1570	2660	2210	0.51	4.2	491
Έτος	4410	3190	4570	0.37	13.8	2512

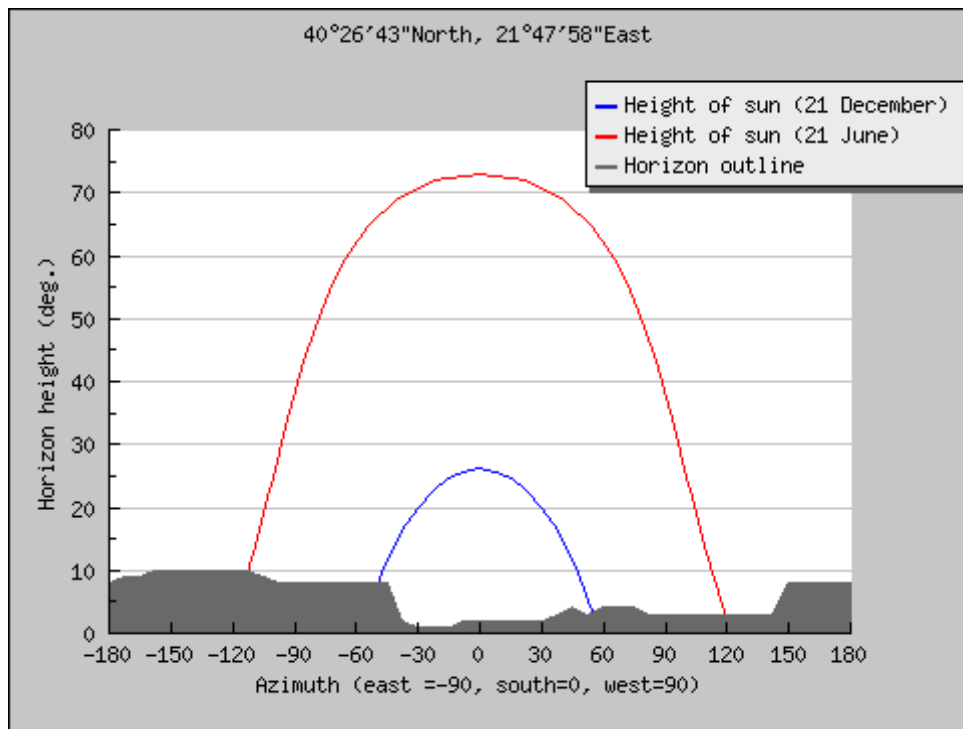
Πίνακας 3: Στοιχεία Ακτινοβολίας για την περιοχή Μαυροδενδρίου/Καρδιάς Κοζάνης [7]



Διάγραμμα 4: Ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο, στις 90° και Άμεση κάθετη ακτινοβολία [7]



Διάγραμμα 5: Λόγος διάχυτης προς ολική ακτινοβολία [7]



Διάγραμμα 6: Ύψος ήλιου κατά το θερινό και χειμερινό ηλιοστάσιο[7]

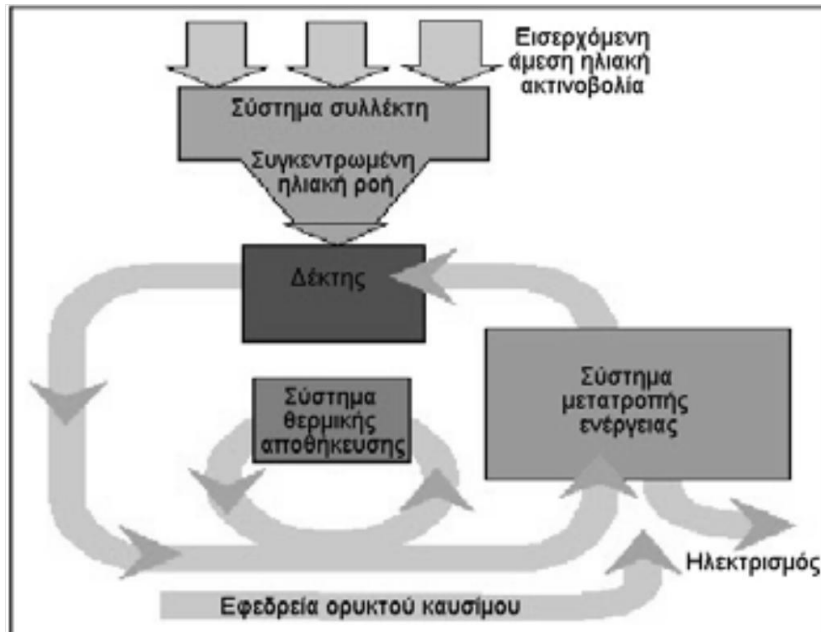
2. Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί

2.1 ΓΕΝΙΚΑ

Οι συγκεντρωτικές ηλιακές θερμικές μονάδες (Concentrating Solar Power Plants – CSP) εκμεταλλεύονται όπως είδαμε προηγουμένως την ηλιακή ενέργεια για την παραγωγή θερμότητας. Τα συγκεντρωτικά μέσα χρησιμοποιούν ειδικά σχεδιασμένους φακούς ή κάτοπτρα για να συγκεντρώσουν το φως του ήλιου επάνω σε ένα δέκτη, αυξάνοντας την θερμοκρασία του και θερμαίνοντας ένα υγρό για παραγωγή ατμού [4]. Σε υψηλή θερμοκρασία ο ατμός αυτός χρησιμοποιείται για την περιστροφή της γεννήτριας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελούν δηλαδή για μια φιλική προς το περιβάλλον τεχνολογία καθώς δεν περιλαμβάνει καύση συμβατικών καυσίμων η οποία εκλύει ρύπους και δεν επιτείνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Το κύριο μειονέκτημά της είναι πως απαιτεί μια μεγάλη έκταση για την εγκατάσταση ειδικών κατόπτρων τα οποία για να έχουν ικανή απόδοση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θα πρέπει να έχουν την δυνατότητα να παρακολουθούν την πορεία του ήλιου (tracking) σε όλη τη διάρκεια της ημέρας, αλλάζοντας την κλίση τους.

Στις συγκεντρωτικές ηλιακές θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, η ενέργεια που συγκεντρώνεται από τον ήλιο, θερμαίνει ένα ειδικό λάδι/υγρό (Heat Transfer Fluid/HTF) και μετατρέπεται σε θερμική ενέργεια που μεταφέρεται μέσω εναλλακτών σε νερό υπό μορφή ατμού σε ατμοστρόβιλο, ο οποίος στρέφει την ηλεκτρογεννήτρια. Για να υπάρχει η δυνατότητα οι ηλιακές θερμικές μονάδες να λειτουργούν ως μονάδες βάσης, απαιτείται να υπάρχει τρόπος μεγάλης αποθήκευσης ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται με την εγκατάσταση αποθηκών θερμικής ενέργειας, που ανάλογα με το μέγεθος τους μπορούν να εξασφαλίσουν την αδιάλειπτη λειτουργία του σταθμού έως και 24 ώρες ιδανικά, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3. Είναι λοιπόν προφανές ότι για την επιτυχή εγκατάσταση μεγάλης κλίμακας σταθμών αυτής της τεχνολογίας απαιτείται περιοχή με μεγάλη ηλιοφάνεια και μεγάλες εκτάσεις[8]. Υπάρχουν τέσσερις κύριες κατηγορίες συστημάτων συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας (CSP) [9]:

- Σταθμοί παραβολικών κατόπτρων (Parabolic Trough - PT) που θα μελετηθούν στην παρούσα εργασία
- Σταθμοί ηλιακού πύργου (Solar Tower - ST)
- Ηλιακοί δίσκοι (Dish Engine - DE)
- Ηλιακά αεροηλεκτρικά συστήματα (Solar Aero-Electric - SAE)



Σχήμα 3: Βασικές αρχές της τεχνολογίας Ηλεκτροπαραγωγής με Ηλιακή Συγκέντρωση[4]

Σωληνώσεις μεταφοράς θερμότητας

Κύριο ρόλο στην απόδοση ενός τέτοιου συστήματος παίζουν οι σωληνώσεις μεταφοράς (μέρος του Συστήματος Συλλέκτη Θερμότητας - Heat Collector Element) του θερμοαπορροφητικού υγρού. Οι τυπικές διαστάσεις ενός κυλινδρικού δέκτη είναι τα 4 μέτρα μήκος, 70mm διάμετρος, φτιαγμένος από ανοξείδωτο χάλυβα με ειδική επιλεκτική επιφάνεια απορρόφησης, που περιβάλλεται από έναν κενό αντιανακλαστικό σωλήνα διαμέτρου 115mm φτιαγμένο από γυαλί. Ανάμεσα σε αυτά τα δύο υλικά υπάρχει κενό έτσι ώστε να μειωθούν οι απώλειες θερμότητας σε υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας και να προστατευτεί η επιλεκτική επιφάνεια απορρόφησης από την οξείδωση.

Θερμοαπορροφητικό υγρό (HTF)

Το ειδικό υγρό μεταφοράς θερμότητας ή θερμικό έλαιο (Heat Transfer Fluid / HTF) αποτελεί τον συνδετικό κρίκο μεταξύ της ακτινοβολίας του ήλιου και του παραγόμενου ατμού που χρησιμοποιείται από τον ατμοστρόβιλο. Το υγρό κινείται μέσα στον εξοπλισμό του σταθμού, ξεκινώντας από τους συλλέκτες όπου θερμαίνεται, στους εναλλάκτες θερμότητας όπου μεταφέρει όλη η θερμότητά του στο κύκλωμα του νερού ώστε να το θερμάνει με σκοπό να το ατμοποιήσει, και πίσω ξανά στους συλλέκτες για να συνεχιστεί ο κύκλος του από την αρχή.

Στην αγορά υπάρχουν διαφορετικά είδη ελαίων HTF τα οποία διαφέρουν κυρίως στις ανώτερες και κατώτερες θερμοκρασίες που μπορούν να φτάσουν κατά τον κύκλο τους, παραμένοντας σε λειτουργική υγρή μορφή. Τα πιο δημοφιλή και ευρέως χρησιμοποιούμενα από αυτά είναι τα Therminol VP-1, Solar Salt, Caloria, Hitec XL, Hitec, Dowtherm Q, Dowtherm RP.9.

Ατμοστρόβιλος - γεννήτρια

Τα συστήματα παραβολικών κατόπτρων, θερμαίνουν το ειδικό υγρό (HTF) μέσω των παραβολικών κατόπτρων και συλλεκτών, και μέσω μιας σειράς εναλλακτών θερμότητας υπερθερμαίνεται το νερό ώστε να ατμοποιηθεί και ο υπέρθερμος ατμός να τροφοδοτήσει την γεννήτρια σε υψηλή πίεση. Οι θερμοκρασίες του ατμού στην είσοδο της γεννήτριας μπορεί να είναι από 300°C έως 500°C και οι αντίστοιχες πιέσεις από 40bar έως 90bar. Οι ατμοστρόβιλοι διαθέτουν επίσης ειδικό μηχανισμό ψύξης τους η οποία επιτυγχάνεται με νερό ή αέρα ή ακόμη και με χρήση ειδικού λαδιού. Η ιδιοκατανάλωση ενέργειας από αυτή την διαδικασία μπορεί να κυμαίνεται από 0,2 έως 0,5% της συνολικής παραγωγής, ενώ η κατανάλωση νερού για τους υδρόψυκτους ατμοστρόβιλους υπολογίζεται από 3,1 έως 3,8m³ νερό ανά MWh ηλεκτροπαραγωγής. Οι αερόψυκτοι ατμοστρόβιλοι χρησιμοποιούνται σε περιοχές που υπάρχει μεγάλο πρόβλημα εύρεσης νερού (όπως π.χ. ερημικές περιοχές).

Οι αποδόσεις των ατμοστρόβιλων κυμαίνονται από 0,3 (30%) έως και 0,4 και το μέσο κόστος τους υπολογίζεται στα 680 €/kW_e.

Θερμική αποθήκευση

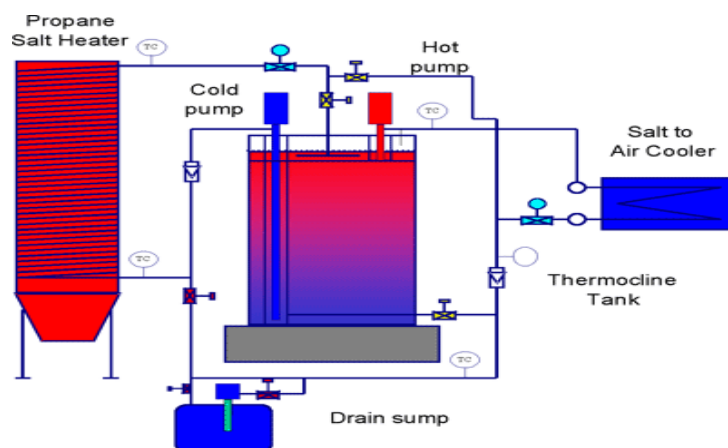
Πολύ σημαντική τεχνολογία των ηλιακών θερμικών εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί η μονάδα θερμικής αποθήκευσης ενέργειας (Thermal Energy Storage / TES). Αυτή η λειτουργία δεν είναι απαιτητή σε κάθε σταθμό αλλά τεχνικά χρησιμοποιείται συχνά τόσο γιατί μπορεί να αυξήσει την ετήσια απόδοση του εργοστασίου πάνω από 20%, αλλά και γιατί εξομαλύνει τις διαδικασίες παραγωγής (προσφοράς) και ζήτησης.

Ο τομέας της θερμικής αποθήκευσης σε ένα εργοστάσιο λειτουργεί ως εξής: το θερμοαπορροφητικό υγρό (HTF) πριν φτάσει στους εναλλάκτες θερμότητας με σκοπό την ατμοποίηση του νερού, εισέρχεται σε μία δεξαμενή στην οποία υπάρχει επίσης θερμοαπορροφητικό υγρό, ώστε να το θερμάνει. Στην περίπτωση που το υγρό που περιέχεται στην δεξαμενή είναι όμοιο με το θερμοαπορροφητικό υγρό των συλλεκτών έχουμε άμεση θερμική αποθήκευση, ενώ αν είναι διαφορετικό έχουμε έμμεση θερμική αποθήκευση. Οι δεξαμενές εγκαθίστανται σε συστοιχίες των δύο (ζεύγη), με την μια να ονομάζεται ψυχρή δεξαμενή και την δεύτερη θερμή δεξαμενή.

Η δυνατότητα θερμικής αποθήκευσης σε ώρες του συστήματος εξαρτάται άμεσα από το μέγεθος των δεξαμενών, καθώς όσο μεγαλύτερες είναι οι δεξαμενές, τόσο αυξάνεται η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας. Είναι προφανές ότι όσο αυξάνεται η θερμική αποθήκευση, αυξάνεται και το κόστος της εγκατάστασης, τόσο λόγω της αύξησης του μεγέθους της εγκατάστασης όσο και λόγω της αύξησης του χώρου που απαιτείται για τις δεξαμενές. Η μεγάλη θερμική αποθήκευση άνω των 8-9 ωρών δεν επιφέρει την ανάλογη αύξηση στην παραγωγή συγκριτικά με το κόστος που αυτή επιφέρει. Αυτό συμβαίνει κυρίως σε περιοχές με χαμηλή ηλιοφάνεια στις οποίες ενώ είναι απαιτητή η μεγάλη θερμική αποθήκευση ώστε να υπάρχει η δυνατότητα ικανοποιητικής ηλεκτροπαραγωγής, η ποσότητα θερμότητας που έχει παραχθεί κατά τις ώρες αιχμής και αφού έχει αποθηκευθεί στις δεξαμενές θερμικής αποθήκευσης, δεν έχει την ικανότητα να τροφοδοτήσει θερμικά τον σταθμό με ικανοποιητικό τρόπο παραπάνω από 5 έως 7 ώρες χωρίς την πρόσπτωση ηλιακής ενέργειας (όταν δηλαδή η ισχύ της ηλιακής ακτινοβολίας μειωθεί πλησιάζοντας χρονικά την δύση του ηλίου).

Εκτός από το σύστημα θερμικής αποθήκευσης δύο δεξαμενών στο υπάρχει και μία ακόμα τεχνολογία, αυτή του συστήματος θερμοκλίνης (Thermocline) με την οποία εξοικονομείται χώρος εγκατάστασης. Το συγκεκριμένο είδος θερμικής αποθήκευσης χρησιμοποιεί μία μόνο ενιαία δεξαμενή, στην οποία αποθηκεύονται τόσο τα θερμά, όσο και τα ψυχρά υγρά

τα οποία χωρίζονται με μία ενδιάμεση ζώνη η οποία ονομάζεται θερμοκλίνη όπως φαίνεται στο Σχήμα 4. Η συγκεκριμένη τεχνολογία, εκτός της μειωμένης έκτασης, έχει και ένα ακόμα πλεονέκτημα, καθώς τα περισσότερα από τα υγρά αποθήκευσης μπορούν να αντικατασταθούν με υλικά χαμηλότερου κόστους χωρίς να επηρεάζεται σημαντικά η τελική απόδοση του συστήματος.



Σχήμα 4: Σύστημα θερμικής αποθήκευσης Thermocline [4]

2.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΑΒΟΛΙΚΩΝ ΚΑΤΟΠΤΡΩΝ (PARABOLIC TROUGH)

Οι συλλέκτες παραβολικής σκάφης είναι η ευρύτερα διαδεδομένη διάταξη συλλογής και εστίασης της ηλιακής ακτινοβολίας στις ηλιοθερμικές μονάδες[10]. Όπως φαίνεται από επεξεργασία των στοιχείων του Εργαστηρίου Ανανεώσιμων Πηγών του αμερικανικού Υπουργείου Ενέργειας (NREL), από τα περίπου 2,02GW παγκόσμιας συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ηλιακών θερμικών μονάδων, τα 1,95GW παράγονται αξιοποιώντας πεδία συλλεκτών παραβολικής σκάφης (PT CSP), ενώ μονάδες επιπλέον ισχύος 2,175GW βρίσκονται υπό κατασκευή ή στο στάδιο της ανάπτυξης μετά την υπογραφή της σύμβασης, και αναμένεται να μπουν σταδιακά σε λειτουργία. Επιπλέον, η μεγαλύτερη ηλιακή θερμική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στον κόσμο ανήκει στην κατηγορία αυτή, η μονάδα SEGS στην Καλιφόρνια των ΗΠΑ, η οποία αποτελεί συνδυασμό 9 εγκαταστάσεων αυτής της τεχνολογίας με συνολική ισχύ 354MW.

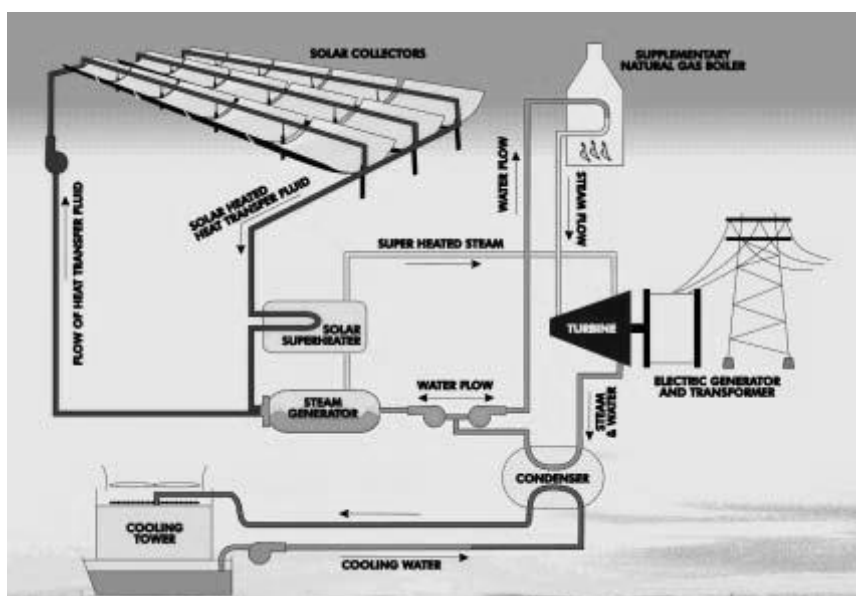
Οι παραβολικοί συλλέκτες χρησιμοποιούνται ευρέως στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος παγκοσμίως καθώς λόγω της μεγάλης συγκέντρωσης της ηλιακής ακτινοβολίας που

μπορούν να επιτύχουν, προκαλούν μεγάλες μεταβολές θερμοκρασίας από 50°C μέχρι και πάνω από 400°C, ενώ συνδυάζουν μεγάλη θερμική απόδοση και χαμηλό σχετικά κόστος. Το κόστος επένδυσης ενός συστήματος παραβολικών κατόπτρων πλησιάζει τα 240 ευρώ ανά τετραγωνικό μέτρο. Το κόστος κεφαλαίου για τέτοιους σταθμούς παραβολικών κατόπτρων κυμαίνεται μεταξύ 4500 και 7500€ (ευρώ)/ kW_e ανάλογα με την τεχνολογία και την αποθήκευση [10].

Ένας σταθμός παραβολικού ηλιακού συστήματος αποτελείται από τα παρακάτω βασικά μέρη:

- Τα παραβολικά κάτοπτρα
- Τους σωλήνες μεταφοράς θερμότητας (HCE) που περιέχουν θερμοαπορροφητικό υλικό (HTF)
- Τον ατμοστρόβιλο με την γεννήτρια
- Την μονάδα θερμικής αποθήκευσης
- Τον βοηθητικό λέβητα φυσικού αερίου ή άλλου καυσίμου αν το εργοστάσιο έχει υβριδική λειτουργία

Ένα απλοποιημένο διάγραμμα της δομής ενός συστήματος PTC φαίνεται στο Σχήμα 5



Σχήμα 5: Διάγραμμα ροής υβριδικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής παραβολικών κατόπτρων [11]

Όπως φαίνεται στο σχήμα, ρευστό μεταφοράς θερμότητας (κάποιο κατάλληλο θερμικό έλαιο) αντλείται στο πεδίο των παραβολικών ηλιακών συλλεκτών (solar collectors) μέσα σε μεταλλικούς αγωγούς, οι οποίοι θερμαίνονται μέσω της εστίασης της ηλιακής ακτινοβολίας

στην επιφάνειά τους, και μεταφέρουν τη θερμότητα στο ρευστό, αυξάνοντας τη θερμοκρασία του. Όταν το θερμικό έλαιο έχει αποκτήσει την κατάλληλη θερμοκρασία, μετά τη διαδρομή του μέσα από το πεδίο συλλεκτών, προωθείται στη διάταξη παραγωγής ατμού (steam generator στο σχήμα), όπου και θερμαίνει το ρευστό λειτουργίας (νερό), μέσω εναλλάκτη θερμότητας, για την παραγωγή ατμού. Στη συνέχεια, το ρευστό λειτουργίας προωθείται στο υποσύστημα παραγωγής ισχύος, όπου και εκτελείται ο κύκλος ισχύος στη θερμική μηχανή (στρόβιλος στο σχήμα) και επανέρχεται στη διάταξη παραγωγής ατμού για την εκ νέου πρόσληψη θερμότητας από το πεδίο συλλεκτών

Πρέπει να σημειωθεί ότι υπάρχουν πολλές δυνατότητες σε ότι αφορά στην ένταση ενός πεδίου συλλεκτών παραβολικής σκάφης σε ένα σύστημα παραγωγής ισχύος. Ανάλογα με την έκταση του πεδίου, και την τιμή της θερμοκρασίας που μπορεί να επιτευχθεί σε αυτό, οι συλλέκτες μπορούν να προσφέρουν την απαιτούμενη θερμότητα στο στάδιο της προθέρμανσης του ρευστού λειτουργίας ή για την υπερθέρμανση του ατμού. Οι συλλέκτες στο πεδίο διατάσσονται σειριακά ώστε να σχηματίζουν κλειστούς βρόχους, στους οποίους η είσοδος είναι ρευστό μεταφοράς (ή ρευστό λειτουργίας) σε χαμηλή θερμοκρασία και η έξοδος είναι ρευστό στην απαιτούμενη θερμοκρασία του κύκλου. Η θερμοκρασία που μπορεί να επιτευχθεί στο πεδίο επομένως εξαρτάται από τον αριθμό των συλλεκτών στο βρόχο (όπου κάθε συλλέκτης προσδίδει ενέργεια στο ρευστό με σταθερό ρυθμό) και από την ταχύτητα (ή οποία εξαρτάται από τη μαζική παροχή) του ρευστού στους αγωγούς-δέκτες των συλλεκτών.

Στα πλεονεκτήματα αυτών των συστημάτων συλλογής και εστίασης της ηλιακής ακτινοβολίας [4] συγκαταλέγονται τα:

- 1) Ωριμότητα τεχνολογίας: Οι εγκαταστάσεις συλλεκτών παραβολικής σκάφης συνοδεύονται από ελάχιστο κίνδυνο επένδυσης, καθώς έχουν δοκιμαστεί με επιτυχία σε εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, ήδη από τα τέλη της δεκαετίας του 1980.
- 2) Αρθρωτή εγκατάσταση: Ο τρόπος με τον οποίο διατάσσονται οι συλλέκτες (σε κλειστούς βρόχους, σχηματίζοντας σειρές συλλεκτών) επιτρέπει την επέκταση του πεδίου, με απλή προσθήκη επιπλέον βρόχων, δίνοντας μεγάλη ευελιξία σε ότι αφορά στην κλίμακα της εγκατάστασης.
- 3) Δυνατότητα θερμικής αποθήκευσης: Οι εγκαταστάσεις συλλεκτών παραβολικής σκάφης μπορούν να σχεδιαστούν έτσι ώστε μέρος του ρευστού μεταφοράς θερμότητας να αποθηκεύεται σε μία ή περισσότερες δεξαμενές για χρήση στον

κύκλο ισχύος όταν δεν υπάρχει ηλιοφάνεια ή κατά τις νυχτερινές ώρες, αυξάνοντας τη συνολική διαθεσιμότητα του συστήματος.

- 4) Δυνατότητα ενσωμάτωσης σε υπάρχουσες θερμοηλεκτρικές εγκαταστάσεις και υβριδική λειτουργία: Οι συλλέκτες παραβολικής σκάφης μπορούν εύκολα να ενσωματωθούν σε ήδη υπάρχουσες θερμοηλεκτρικές μονάδες, παρέχοντας θερμότητα μέσω εναλλακτών (ή παράγοντας ατμό άμεσα μέσω της τεχνολογίας DSG) ενώ η θερμοκρασία λειτουργίας τους τους επιτρέπει να συνεργάζονται με όλους τους κύκλους Rankine, Rankine με αναγέννηση και υπερθέρμανση, και οργανικούς κύκλους Rankine. Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα χρήσης συμβατικών καυσίμων για τη θέρμανση του ρευστού μεταφοράς θερμότητας, η υβριδική δηλαδή λειτουργία των συλλεκτών.

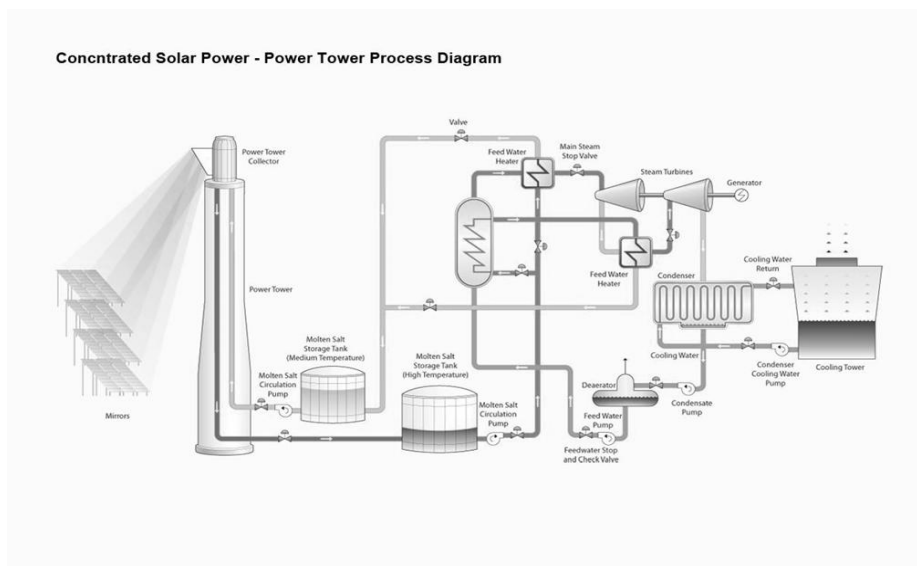
Τα κυριότερα μειονεκτήματα και περιορισμοί των συλλεκτών παραβολικής σκάφης είναι:

- 1) Η δυνατότητα περιστροφής των συλλεκτών γύρω από έναν μόνο άξονα: Αυτό παρά το ότι μειώνει το κόστος και την πολυπλοκότητα των μηχανισμών κίνησης και των αντίστοιχων συστημάτων ελέγχου, οδηγεί σε σημαντικές απώλειες συνημιτόνου κατά τους χειμερινούς μήνες (σε μία εγκατάσταση τοποθετημένη στη διεύθυνση Βορρά-Νότου).
- 2) Απαιτήση για σημαντικές εκτάσεις. Η επιφάνεια των συλλεκτών είναι ιδιαίτερα μεγάλη σε εγκαταστάσεις μεγάλης ισχύος. Αυτό, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η πραγματική έκταση που καταλαμβάνουν οι συλλέκτες είναι πολλές φορές υπερδιπλάσια της επιφάνειάς τους ώστε να περιορίζονται οι απώλειες σκίασης, αυξάνει το κόστος κεφαλαίου και περιορίζει την εγκατάστασή τους σε περιοχές όπου τέτοιες μεγάλες εκτάσεις είναι διαθέσιμες.

2.3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΙΑΚΟΥ ΠΥΡΓΟΥ (SOLAR TOWER)

Οι ηλιακοί πύργοι ισχύος (ή συστήματα κεντρικού δέκτη) είναι μία ηλιακή θερμική τεχνολογία υπό εξέλιξη [10]. Σε αντίθεση με τα παραβολικά κάτοπτρα, τα οποία εξελίσσονται και εφαρμόζονται ευρύτατα στην παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος ήδη από την δεκαετία του 1980, οι ηλιακοί πύργοι έχουν βρει προς το παρόν περιορισμένη εφαρμογή ως εμπορικά εκμεταλλεύσιμες ηλιακές θερμικές εγκαταστάσεις. Στο άμεσο μέλλον, αυτό αναμένεται να αλλάξει όταν εφαρμοστούν οικονομίες κλίμακας στην κατασκευή των

εξαρτημάτων τους, καθιστώντας τους ανταγωνιστικούς, ενώ και η έρευνα σε αυτή την τεχνολογία είναι συνεχής, αποδίδοντας διαρκώς αποδοτικότερα κάτοπτρα και συλλέκτες και βελτιστοποιώντας τις παραμέτρους κατασκευής και λειτουργίας τους. Ένα απλοποιημένο διάγραμμα της δομής ενός συστήματος ηλιακού πύργου φαίνεται στο Σχήμα 6.



Σχήμα 6: Διάγραμμα ροής σταθμού Ηλιακού Πύργου [12]

Στους ηλιακούς πύργους, η συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας επιτυγχάνεται μέσω της ανάκλασης της από εκατοντάδες κάτοπτρα, τους λεγόμενους ηλιοστάτες, σε δέκτη ο οποίος είναι τοποθετημένος στην κορυφή ενός πύργου. Όλοι οι ηλιοστάτες εστιάζουν στο ίδιο σημείο, σε μία πεπερασμένη περιοχή του δέκτη, ενώ ο δέκτης είναι κοινός για όλα τα κάτοπτρα. Για το λόγο αυτό τα συστήματα ηλιακών πύργων κατατάσσονται ως συστήματα κεντρικού δέκτη, σημειακής εστίασης. Στους αγωγούς της απορροφητικής επιφάνειας του δέκτη κυκλοφορεί ρευστό μεταφοράς θερμότητας, το οποίο θερμαίνεται με την προσθήκη της συγκεντρωμένης ηλιακής ενέργειας των κατόπτρων και μεταφέρεται σε εναλλάκτη θερμότητας για τη μεταφορά θερμότητας στο ρευστό λειτουργίας του κύκλου ισχύος και την παραγωγή ατμού σε ατμοηλεκτρική μονάδα.

Στο Σχήμα 7 φαίνεται ένα σύστημα ηλιακού πύργου, το οποίο χρησιμοποιεί ως αποθηκευτικό μέσο της συλλεγόμενης θερμότητας το τηγμένο άλας (συνήθως μείγμα νιτρικού νατρίου και νιτρικού καλίου). Αυτή η μέθοδος θεωρείται αρκετά αξιόπιστη και με μεγάλη απόδοση, καθώς το αλάτι είναι υγρό σε ατμοσφαιρική πίεση, έχει χαμηλό κόστος και είναι μη τοξικό. Οι αντλίες αντλούν το άλας από την ψυχρή δεξαμενή αποθήκευσης

στους 290°C και μέσω του δέκτη θερμαίνεται έως και τους 565°C οδηγούμενο στην θερμή δεξαμενή αποθήκευσης. Από την θερμή δεξαμενή αποθήκευσης το άλας μεταφέρει όλη την θερμότητα του ώστε να ατμοποιήσει νερό στο κύκλωμα νερού/ατμού, το οποίο οδηγείται στον ατμοστρόβιλο για να τον περιστρέψει. Με το πέρας αυτής της διαδικασίας το αλάτι οδηγείται πίσω στην ψυχρή δεξαμενή όπου αποθηκεύεται για να αρχίσει από την αρχή τον κύκλο του όπως περιγράφηκε με αυτή την διαδικασία.

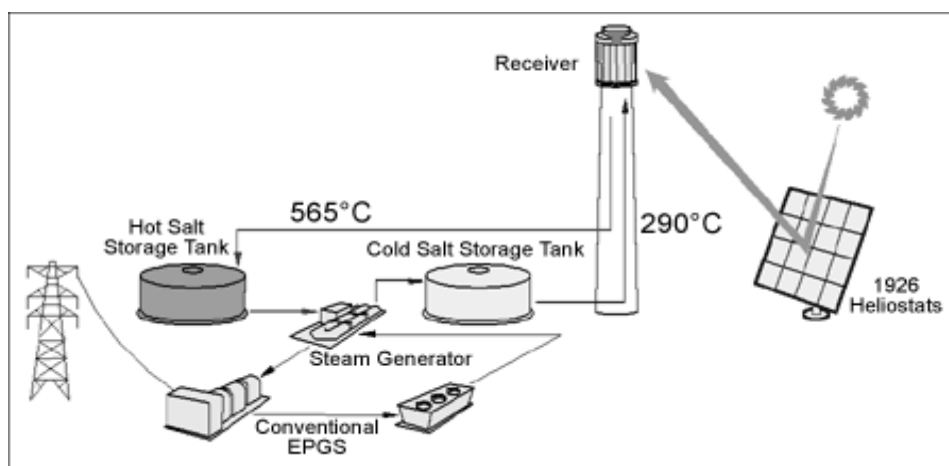
Σε μια τυπική εγκατάσταση ηλιακού πύργου, η συλλογή ηλιακής ενέργειας θα πρέπει να υπερβαίνει αυτή που απαιτείται για την παροχή ατμού στο στρόβιλο έτσι ώστε το σύστημα αποθήκευσης να μπορεί να γεμίζει ταυτόχρονα κατά την διάρκεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον σταθμό. Για να είναι οικονομικά επικερδές ένα τέτοιο σύστημα, θα πρέπει να σχεδιάζεται με μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ και η τοποθεσία που θα επιλεγεί να παρέχει χαμηλό κόστος γης αλλά και μεγάλες τιμές προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας, για αρκετές ώρες στην διάρκεια του έτους.

Η κατανάλωση σε νερό εξαρτάται άμεσα από το σύστημα ψύξης του στρόβιλου. Εάν ο στρόβιλος είναι υδρόψυκτος, η κατανάλωση νερού υπολογίζεται από 3,1 έως 3,8 m³ νερού ανά MWh ηλεκτροπαραγωγής, ενώ οι αερόψυκτοι ατμοστρόβιλοι συνήθως χρησιμοποιούνται σε περιοχές όπου υπάρχει μεγάλο πρόβλημα παροχής νερού.

Για την βελτίωση της απόδοσης τέτοιων τεχνολογιών, δύναται να χρησιμοποιηθεί και εφεδρικός λέβητας συμβατικών καυσίμων, όπως και στις τεχνολογίες παραβολικών κατόπτρων. Η έξοδος του λέβητα μπορεί να χρησιμοποιηθεί είτε ως είσοδος στον ατμοστρόβιλο ξεχωριστά από τον θερμικό κύκλο του εργοστασίου είτε συνηθέστερα, ως είσοδος στην δεξαμενή αποθήκευσης του εργοστασίου.

Κατά τη διάρκεια της λειτουργίας του πύργου δεν απελευθερώνονται επικίνδυνα αέρια η υγρά από τη μονάδα. Σε περίπτωση που χυθεί τηγμένο άλας, αυτό παγώνει πριν γίνει κάποια σημαντική ρύπανση του εδάφους. Το αλάτι στη συνέχεια μπορεί να μαζευτεί και να ανακυκλωθεί αν είναι απαραίτητο. Σε μια υβριδική μονάδα ηλιακού πύργου και συμβατικού ορυκτού καυσίμου εκπομπές θα απελευθερωθούν στην ατμόσφαιρα, όχι όμως από το ηλιακό τμήμα της μονάδας.

Το κόστος κεφαλαίου ενός τέτοιου σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πλησιάζει τα 3000 ευρώ/kW_e, το κόστος εγκατάστασης των κατόπτρων κυμαίνεται μεταξύ 140 και 220 ευρώ/ kW_e ενώ η έκταση που απαιτείται για την εγκατάσταση κυμαίνεται από 5000 έως 7000m²/kW_e. Το τελικό προβλεπόμενο κόστος λειτουργίας κυμαίνεται μεταξύ 14-20 λεπτά του ευρώ ανά kWh (0,14€/ kWh).



Σχήμα 7: Μοντέλο λειτουργίας σταθμού ηλεκτροπαραγωγής ηλιακού πύργου [4]

Παρόλο που οι ηλιακοί πύργοι ισχύος είναι εμπορικά λιγότερο ώριμοι από τα συστήματα παραβολικών κοίλων ένας αριθμός από τέτοια συστήματα έχει δοκιμαστεί σε όλο το κόσμο τα τελευταία 25 χρόνια, αποδεικνύοντας τις οικονομικές δυνατότητες της τεχνολογίας [13]. Από τις αρχές της δεκαετίας του 80 οι ηλιακοί πύργοι έχουν κατασκευασθεί στη Ρωσία, την Ιταλία, την Ισπανία, την Ιαπωνία, τη Γαλλία και τις Ηνωμένες Πολιτείες. Στον Πίνακα 4, αναφέρονται αυτές οι πειραματικές εγκαταστάσεις καθώς και μερικά από τα πιο σημαντικά τους χαρακτηριστικά. Σκοπός της κατασκευής τους ήταν εκτός από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η βελτίωση των επιμέρους στοιχείων του συστήματος και η συγκέντρωση πληροφοριών που αφορούν το σχεδιασμό, τις επιδόσεις, τη λειτουργία και τη συντήρησή τους.

Πρόγραμμα (Όνομα Σταθμού)	Χώρα Εγκατάστασης	Ισχύς εξόδου (MWe)	Ρευστό μεταφοράς Θερμότητας (HTF)	Μέσο αποθήκευσης θερμότητας	Έτος ένταξης
SSPS	Ισπανία	0.5	Υγρό νάτριο	Νάτριο	1981
EURELIOS	Ιταλία	1	Ατμός	Νιτρικό άλας/νερό	1981

SUNSHINE	Ιαπωνία	1	Ατμός	Νιτρικό άλας/νερό	1981
Solar One	Η.Π.Α.	10	Ατμός	Έλαιο	1982
CESA-1	Ισπανία	1	Ατμός	Νιτρικό άλας	1983
MSEE/Cat B	Η.Π.Α.	1	Τηγμένο άλας	Νιτρικό άλας	1984
THEMIS	Γαλλία	2.5	Άλας Hi-Tec	Άλας Hi-Tec	1984
SPP-5	Ρωσία	5	Ατμός	Νερό/Ατμός	1986
TSA	Ισπανία	1	Ατμοσφαιρικός αέρας	Κεραμικά	1993
Solar Two	Η.Π.Α.	10	Τηγμένο νιτρικό άλας	Νιτρικό άλας	1996

Πίνακας 4: Κατάσταση εγκατεστημένων σταθμών Ηλιακού Πύργου

Στα πλεονεκτήματα αυτών των συστημάτων ηλιακών πύργων είναι:

- i. Δυνατότητα επίτευξης υψηλών θερμοκρασιών: Οι ηλιακοί πύργοι μπορούν να πετύχουν πολύ υψηλούς γεωμετρικούς λόγους συγκέντρωσης της ακτινοβολίας με χρήση ηλιοστατών μικρού μεγέθους και αντίστοιχους δέκτες, και θερμοκρασίες που περιορίζονται μόνο από τη θερμική αντοχή των υλικών του δέκτη. Με χρήση νέων, κεραμικών υλικών και ογκομετρικών δεκτών, οι ηλιακοί πύργοι θα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε εφαρμογές υψηλών θερμοκρασιών, όπως η παραγωγή υδρογόνου και η συνεργασία με κύκλους αεριοστροβίλων Brayton υψηλών θερμοκρασιών.
- ii. Δυνατότητα κίνησης των κατόπτρων σε δύο άξονες: Με τον τρόπο αυτό περιορίζονται οι απώλειες συνημιτόνου, καθώς τα κάτοπτρα παρακολουθούν επακριβώς την ηλιακή κίνηση, ωστόσο αυξάνεται το κόστος και η πολυπλοκότητα των μηχανισμών κίνησης και των αντίστοιχων συστημάτων ελέγχου, ειδικά όσο αυξάνεται ο αριθμός των ηλιοστατών και μειώνεται το μέγεθός τους. Επίσης, τα κάτοπτρα μπορούν να τοποθετηθούν περιμετρικά του πύργου, καθώς μπορούν να εκμεταλλευθούν την αυξημένη ακτινοβολία στη διεύθυνση Ανατολής-Δύσης κατά τους χειμερινούς μήνες.

- iii. Δυνατότητα θερμικής αποθήκευσης: Οι εγκαταστάσεις ηλιακών πύργων μπορούν να σχεδιαστούν έτσι ώστε μέρος του ρευστού μεταφοράς θερμότητας να αποθηκεύεται σε μία ή περισσότερες δεξαμενές για χρήση στον κύκλο ισχύος όταν δεν υπάρχει ηλιοφάνεια, ή κατά τις νυχτερινές ώρες, αυξάνοντας τη συνολική διαθεσιμότητα του συστήματος. Επίσης, οι υψηλές θερμοκρασίες που επιτυγχάνουν καθιστούν δυνατή την άμεση χρήση ρευστών με εξαιρετικές δυνατότητες αποθήκευσης, όπως είναι τα τήγματα νιτρικών αλάτων.
- iv. Δυνατότητα ενσωμάτωσης σε υπάρχουσες θερμοηλεκτρικές εγκαταστάσεις: Οι ηλιακοί πύργοι μπορούν να ενσωματωθούν σε ήδη υπάρχουσες θερμοηλεκτρικές μονάδες, παρέχοντας θερμότητα μέσω εναλλακτών, ή απευθείας ενώ η θερμοκρασία λειτουργίας τους τους επιτρέπει να συνεργάζονται με όλους τους κύκλους Rankine και Brayton των θερμοηλεκτρικών μονάδων.

Τα κυριότερα μειονεκτήματα και περιορισμοί των ηλιακών πύργων είναι:

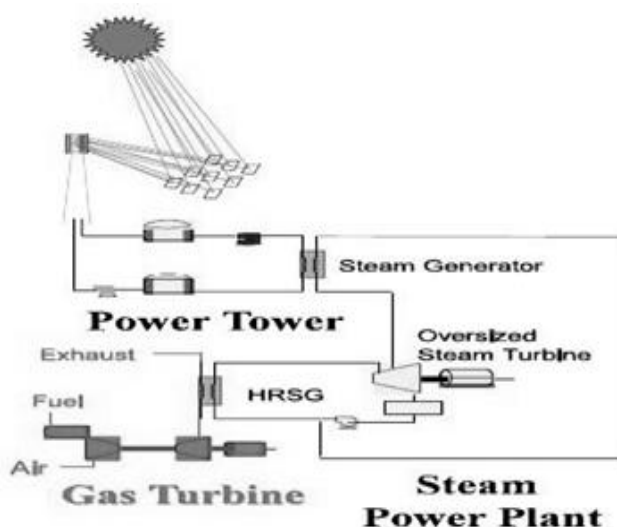
- i. Κόστος: Τα αποτελέσματα στις μέχρι τώρα εγκαταστάσεις δείχνουν ότι το κόστος κεφαλαίου και συντήρησης των ηλιακών πύργων καθιστούν ασύμφορη τη λειτουργία τους σε εγκαταστάσεις με ισχύ μικρότερη από 30MW[13],[14]. Επιπλέον, η εγκατάστασή τους δεν είναι αρθρωτή, καθώς τυπικά, η εγκατάσταση νέου πεδίου ηλιοστατών απαιτεί και την ανέγερση νέου πύργου.
- ii. Απαίτηση για σημαντικές εκτάσεις: Η επιφάνεια των ηλιοστατών είναι ιδιαίτερα μεγάλη σε εγκαταστάσεις μεγάλης ισχύος. Αυτό, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η πραγματική έκταση που καταλαμβάνουν οι συλλέκτες είναι πολλές φορές υπερδιπλάσια της επιφάνειάς τους (ώστε να περιορίζονται οι απώλειες σκίασης), αυξάνει το κόστος κεφαλαίου και περιορίζει την εγκατάστασή τους σε περιοχές όπου τέτοιες εκτάσεις είναι διαθέσιμες.

Υβριδικοί σταθμοί

Για τη μείωση των οικονομικών κινδύνων που συνδέονται με την ανάπτυξη μιας νέας τεχνολογίας παραγωγής ενέργειας καθώς και για τη μείωση του κόστους είναι αρκετά πιθανό οι πρώτοι εμπορικού πύργοι ισχύος να συνδυαστούν με συμβατικά συστήματα παραγωγής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα. Υπάρχουν πολλές διαφορετικές επιλογές για

ένα τέτοιο υβριδικό σύστημα όπως ο συνδυασμένος κύκλος με φυσικό αέριο, άνθρακα ή πετρέλαιο. Σε μια υβριδική μονάδα, η ηλιακή ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να μειώσει τη χρήση ορυκτών καυσίμων ή για να αυξήσει την παραγόμενη ισχύ του ατμοστροβίλου. Στο Σχήμα 8 βλέπουμε τη παραγωγή ισχύος μιας υποθετικής υβριδικής μονάδας αύξησης ισχύος. Στην υβριδική μονάδα αύξησης ισχύος μπορεί να παραχθεί επιπλέον ηλεκτρική ενέργεια μεγαλώνοντας το μέγεθος του ατμοστροβίλου έτσι ώστε να μπορεί να λειτουργήσει ταυτόχρονα με ενέργεια από ορυκτά καύσιμα καθώς και με ηλιακή ενέργεια όταν αυτή είναι διαθέσιμη. Έρευνες σε αυτό το θέμα έχουν δείξει ως βέλτιστη την αύξηση του μεγέθους του ατμοπαραγωγού κατά 25% με 50% [14] σε σχέση με αυτό που παράγει ο στρόβιλος όταν λειτουργεί μόνο με τη χρήση ορυκτών καυσίμων. Αύξηση του μεγέθους του ατμοστροβίλου πέρα από αυτές τις τιμές δεν προτείνεται επειδή θα οδηγήσει σε μείωση της απόδοσης μετατροπής της θερμικής ενέργειας σε ηλεκτρική όταν η λειτουργία γίνεται μόνο με ορυκτά καύσιμα.

Σε μια τέτοια υβριδική μονάδα ο ηλιακός πύργος συνεισφέρει το 25% της παραγόμενης ενέργειας αιχμής και μεταξύ 10% και 25% της ετήσιας ηλεκτρικής ενέργειας. Το υψηλότερο ετήσιο ηλιακό κλάσμα μπορεί να επιτευχθεί όταν υπάρχει θερμική αποθήκευση διάρκειας 13 ωρών και το μικρότερο με αποθήκευση μόλις λίγων ωρών. Σχεδιάζοντας μονάδες με ένα σχετικά μέτριο ηλιακό κλάσμα μειώνει τον οικονομικό κίνδυνο επειδή το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από τα “δοκιμασμένα” ορυκτά καύσιμα και εξασφαλίζεται η σταθερή πληρωμή για τις πωλήσεις της ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 8: Υβριδική μονάδα πύργου ισχύος με συνδυασμένο κύκλο.

Οφέλη Αποθήκευσης ενέργειας

Η διαθεσιμότητα φθηνού και αποτελεσματικού συστήματος αποθήκευσης ενέργειας μπορεί να δώσει στους πύργους ισχύος ένα ανταγωνιστικό πλεονέκτημα. Η αποθήκευση θερμικής ενέργειας σε ένα πύργο ισχύος επιτρέπει την αποστολή ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο όταν η ζήτηση είναι υψηλότερη, αυξάνοντας έτσι τη χρηματική αξία της ηλεκτρικής ενέργειας. Συνεπώς οι πύργοι ισχύος όπως συμβαίνει με τα υδροηλεκτρικά έργα δεν θεωρούνται ως μια διακοπτόμενη μονάδα ανανεώσιμης ενέργειας. Πέρα από τη δυνατότητα αποστολής ισχύος, η θερμική αποθήκευση δίνει την ελευθερία στους σχεδιαστές του συστήματος να αναπτύξουν ένα μεγάλο εύρος από παράγοντες χωρητικότητας έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις του δικτύου [15].

Αλλάζοντας το μέγεθος του ηλιακού πεδίου, του δέκτη καθώς και το μέγεθος της θερμικής αποθήκευσης οι μονάδες μπορούν να σχεδιαστούν με ετήσιους συντελεστές δυναμικού που κυμαίνονται από 20% έως 65%. Οικονομικές μελέτες έχουν δείξει ότι τα σταθμισμένα ενεργειακά κόστη μειώνονται με την προσθήκη παραπάνω αποθηκευτικού χώρου έως το όριο των 13 ωρών (περίπου 65% συντελεστής δυναμικού). Ενώ είναι αλήθεια ότι η αποθήκευση αυξάνει το κόστος της μονάδας είναι επίσης αλήθεια ότι μονάδες με μεγαλύτερους συντελεστές δυναμικού έχουν καλύτερη οικονομική αξιοποίηση του στρόβιλου. Από τη στιγμή που η αποθήκευση άλατος είναι φθηνή το επιπλέον κόστος που προκαλεί η προσθήκη αποθήκευσης αποζημιώνεται .

2.4 ΗΛΙΑΚΟΙ ΔΙΣΚΟΙ (DISH ENGINE)

Τα συστήματα ηλιακών δίσκων μετατρέπουν την θερμική ενέργεια της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε αυτά σε μηχανική και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Χρησιμοποιούνται μεγάλης κλίμακας ηλιακά κάτοπτρα (Εικόνα 1), με σκοπό την αντανάκλαση και να συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας στον δέκτη, έτσι ώστε να επιτευχθεί η αύξηση θερμοκρασίας που απαιτείται για να μετατρέψει αποτελεσματικά την θερμότητα σε έργο. Απαραίτητη προϋπόθεση είναι να παρακολουθεί ο δίσκος τον ήλιο με την βοήθεια ειδικού μηχανισμού παρακολούθησης (tracking) δύο αξόνων. Η ηλιακή ακτινοβολία αφού συγκεντρωθεί, απορροφάται από το δέκτη και μεταφέρεται σε έναν κινητήρα.



Εικόνα 1: Ηλιακοί παραβολικοί δίσκοι

Τα συστήματα ηλιακών δίσκων έχουν σχετικά υψηλή απόδοση, ενώ χαρακτηρίζονται και από την ικανότητα της αυτόνομης λειτουργίας και την υβριδική τους ικανότητα, καθώς μπορούν να λειτουργούν είτε με ηλιακή ενέργεια ή με ορυκτά καύσιμα, ή και με τα δύο. Τα τελευταία έχουν την υψηλότερη απόδοση μετατροπής από ηλιακή σε ηλεκτρική ενέργεια (που φτάνει το 30%), από όλες τις ηλιακές θερμικές τεχνολογίες και έτσι καθίστανται ως τα πιο οικονομικά. Ένα τελευταίο πολύ σημαντικό πλεονέκτημα που παρουσιάζουν σαν τεχνολογία είναι ότι μπορούν να αναπτυχθούν μεμονωμένα αλλά και σε μικρές ομάδες (συστοιχίες)[14].

Τα συστήματα ηλιακών δίσκων συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία μέσω των συλλεκτών (Concentrators) που αντανακλά την ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει πάνω τους σε μια μικρή περιοχή που ονομάζεται «επίκεντρο». Το επιλεγόμενο μέγεθος του ηλιακού συλλέκτη καθορίζεται κάθε φορά από την ισχύ κινητήρα, καθώς για παράδειγμα, σε μία περιοχή με $DNI\ 1000W/m^2$, ο ηλιακός συλλέκτης ενός συστήματος 25kW, έχει διάμετρο περίπου 10m. Οι πιο διαδεδομένοι τύποι συλλεκτών αποτελούνται από καθρέφτη παρόμοιο με τους οικιακούς, έχοντας επικάλυψη από ασήμι [4],[14].

Για την αύξηση της απόδοσής τους χρησιμοποιείται συχνά γυαλί με χαμηλή περιεκτικότητα σε σίδηρο, κάτι που αυξάνει την ικανότητα ανάκλασής τους. Η αποδοτικότητα των συλλεκτών εξαρτάται από το περιεχόμενο και το πάχος του σιδήρου, έχοντας ένα εύρος τιμών ανάκλασης από 90 έως και 94%. Το ιδανικότερο σχήμα των κατόπτρων είναι το παραβολικό.

Απέναντι από τον συλλέκτη βρίσκεται ο δέκτης (receiver) ο οποίος απορροφά την ακτινοβολία που συγκεντρώνεται πάνω του και την μεταφέρει στον κινητήρα. Υπάρχουν γενικά δύο διαφορετικοί τύποι δεκτών, οι δέκτες άμεσου φωτισμού (DIR) και οι δέκτες έμμεσου φωτισμού που χρησιμοποιούν ενδιάμεσο μέσο (υγρό/έλαιο) μεταφοράς θερμότητας.

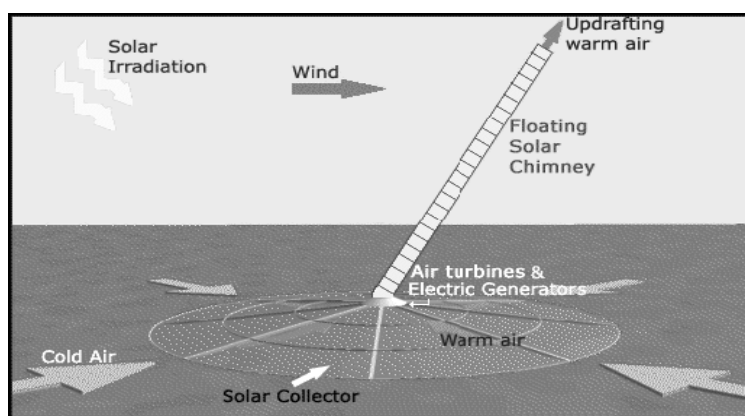
Ο κινητήρας σε ένα τέτοιο σύστημα μετατρέπει τη θερμότητα σε μηχανική ισχύ κατά τρόπο παρόμοιο με τους συμβατικούς κινητήρες εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ). Η παραγόμενη μηχανική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια από μία ηλεκτρική γεννήτρια. Οι κινητήρες των συγκεκριμένων συστημάτων χρησιμοποιούν διάφορους θερμικούς κύκλους όπως τον κύκλο Rankine, τον κύκλο Brayton και τον κύκλο Stirling. Η θερμότητα μπορεί επίσης να παράγεται και από εφεδρικό λέβητα αερίου για να επιτραπεί η λειτουργία κατά τη διάρκεια νεφοκάλυψης ή μειωμένης ηλιακής ακτινοβολίας, όπως κατά την ανατολή και δύση του ηλίου, αλλά και κατά την διάρκεια της νύχτας. Οι κινητήρες αυτών των συστημάτων δεν έχουν σύστημα ψύξης με νερό, επομένως τέτοιου είδους συστήματα δεν απαιτούν παροχή νερού όπως ήταν απαιτητό για τις προηγούμενες συγκεντρωτικές ηλιακές τεχνολογίες.

Ανάλογα με τον σταθμό και την περιοχή που γίνεται η εγκατάστασή του, τα συστήματα ηλιακού δίσκου καλύπτουν έκταση περίπου $10000 \text{ m}^2/\text{MWe}$ και κοστίζουν σχεδόν 1000 ευρώ/kWe για υβριδικά συστήματα μαζικής παραγωγής. Το κόστος κεφαλαίου ενός ηλιακού δίσκου με ισχύ περίπου 10kWe είναι από 10000 έως 14000 ευρώ/kWe, ενώ, το κόστος λειτουργίας είναι λιγότερο από 15 λεπτά του ευρώ (cents) ανά kWh (0,15€/ kWh) [14],[15].

2.5 ΗΛΙΑΚΑ ΑΕΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ (SOLAR AERO-ELECTRIC)

Ένα ηλιακό αεροηλεκτρικό σύστημα (Σχήμα 9) αποτελείται συνήθως από ένα κυκλικό «θερμοκήπιο», μια εγκατάσταση δηλαδή με διάφανη οροφή τοποθετημένη λίγο πάνω από το έδαφος. Στο κέντρο της ηλιακής οροφής βρίσκεται μία «Ηλιακή Καμινάδα» που αιωρείται και στην βάση της είναι τοποθετημένοι αεριοστρόβιλοι και γεννήτριες. Η «Ηλιακή Καμινάδα» είναι μια ηλιακή θερμική μονάδα που χρησιμοποιεί ένα συνδυασμό ηλιακών συλλεκτών αέρα και ενός κεντρικού κάθετου κυλινδρικού σωλήνα. Αρχικά εκμεταλλεύεται την ηλιακή ακτινοβολία για να θερμάνει τα στρώματα αέρα που βρίσκονται κάτω από μια

μεγάλη γυάλινη επιφάνεια. Στη συνέχεια ο θερμός αέρας κινείται ανοδικά στη καμινάδα όπου κινεί αεριοστρόβιλους που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια.



Σχήμα 9: Ηλιακό αεροηλεκτρικό σύστημα [16]

Τα τρία σημαντικά στοιχεία μιας εγκατάστασης ηλιακής καμινάδας είναι ο ηλιακός συλλέκτης αέρα, η καμινάδα/πύργος και οι αεριοστρόβιλοι. Ένας τέτοιος σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, προτείνεται για εγκατάσταση σε περιοχές με υψηλά επίπεδα ηλιακής ακτινοβολίας και με διαθέσιμες μεγάλες επίπεδες εκτάσεις γης όπως στις ερήμους, όπου εκμεταλλεύεται την υψηλή ηλιακή ακτινοβολία και ελαχιστοποιεί την όχληση, ενώ ταυτόχρονα προσφέρει ενεργειακές λύσεις σε κοινωνίες που σήμερα δεν έχουν πρόσβαση σε υπηρεσίες ηλεκτρισμού[4].

Με την τεχνολογία της ηλιακής καμινάδας είναι εφικτή η δημιουργία μεγάλων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής της τάξης των 200-400 MW. Για μια μονάδα 200 MW απαιτείται μια γυάλινη επιφάνεια διαμέτρου 7km και μια καμινάδα 1000m. Με την τοποθέτηση κάτω από την γυάλινη επιφάνεια απλών σωληνώσεων, στις οποίες υπάρχει νερό, μπορεί να εξασφαλιστεί συνεχής λειτουργία, ακόμη και τις νυχτερινές ώρες. Αυτό επειδή την ημέρα με την ηλιοφάνεια θερμαίνεται το νερό και το βράδυ αποδίδει την θερμότητα πίσω στον αέρα κάτω από την γυάλινη επιφάνεια. Οι εν λόγω σωλήνες χρειάζεται να πληρωθούν μία μόνο φορά και δεν χρειάζεται επιπλέον νερό. Το πρώτο πιλοτικό έργο έγινε στην Ισπανία το 1980. Ήταν ένα απλό έργο, μόλις 200 μέτρα διάμετρο και 200 μέτρα ύψος καμινάδας[17].

Ωστόσο οι ηλιακές καμινάδες είναι πολύ ακριβές κατασκευές. Κατά συνέπεια, το κόστος επένδυσης ανά παραγόμενη kWh στον τεχνολογία ηλιακής καμινάδας είναι υψηλότερο από τις προαναφερθείσες θερμικές ηλιακές τεχνολογίες (πχ 1,5 έως και 2 φορές μεγαλύτερο από το κόστος των παραβολικών συλλεκτών).

Τα ηλιακά συστήματα καμινάδας παρουσιάζουν τα εξής πλεονεκτήματα [4]:

- i. Ο συλλέκτης μπορεί να χρησιμοποιήσει όλη την ηλιακή ακτινοβολία , τόσο την άμεση όσο και την διάχυτη. Αυτό είναι ζωτικής σημασίας για τις τροπικές χώρες όπου υπάρχουν αρκετές νεφώσεις.
- ii. Εξαιτίας του εδάφους κάτω από το συλλέκτη που λειτουργεί ως ένα φυσικό σύστημα αποθήκευσης θερμότητας οι εγκαταστάσεις μπορούν να λειτουργούν μόνο με ηλιακή ενέργεια, με μειωμένη ισχύ τις βραδινές ώρες. Αν είναι επιθυμητό επιπλέον σωλήνες με νερό μπορούν να τοποθετηθούν κάτω από την οροφή. Έτσι τα συστήματα αυτά μπορούν να λειτουργήσουν ως μονάδες βάσης.
- iii. Οι μονάδες είναι αρκετά αξιόπιστες και δεν είναι επιρρεπείς σε φθορές σε αντίθεση με άλλες μονάδες ισχύος. Αυτή η απλή κατασκευή εξασφαλίζει λειτουργία με μικρή συντήρηση και χωρίς καύσιμα.
- iv. Αντίθετα με άλλους σταθμούς παραγωγής ισχύος τα συστήματα ηλιακής καμινάδας δεν χρειάζονται ψύξη με νερό. Αυτό αποτελεί ένα σημαντικό πλεονέκτημα σε αρκετές χώρες με μεγάλη ηλιοφάνεια οι οποίες αντιμετωπίζουν προβλήματα με τη παροχή του νερού.
- v. Τα υλικά που απαιτούνται για να κατασκευαστεί η εγκατάσταση, κυρίως τσιμέντο και γυαλί είναι διαθέσιμα παντού σε επαρκείς ποσότητες.
- vi. Οι μονάδες μπορούν να κατασκευαστούν σήμερα σε λιγότερο ανεπτυγμένες χώρες. Η βιομηχανία των περισσότερων κρατών επαρκεί πλήρως για τις απαιτήσεις τέτοιων εγκαταστάσεων. Δεν είναι απαραίτητες οι επενδύσεις σε τομείς υψηλής τεχνολογίας.
- vii. Ακόμα και σε φτωχές οικονομικά χώρες είναι δυνατόν να κατασκευαστούν μεγάλες μονάδες χωρίς να υπάρχουν δαπάνες σε ξένα νομίσματα με χρήση τοπικών πόρων και εργατικού δυναμικού. Αυτό μπορεί να μειώσει τις απαιτούμενες επενδύσεις κεφαλαίου και έτσι το κόστος της παραγωγής ενέργειας.

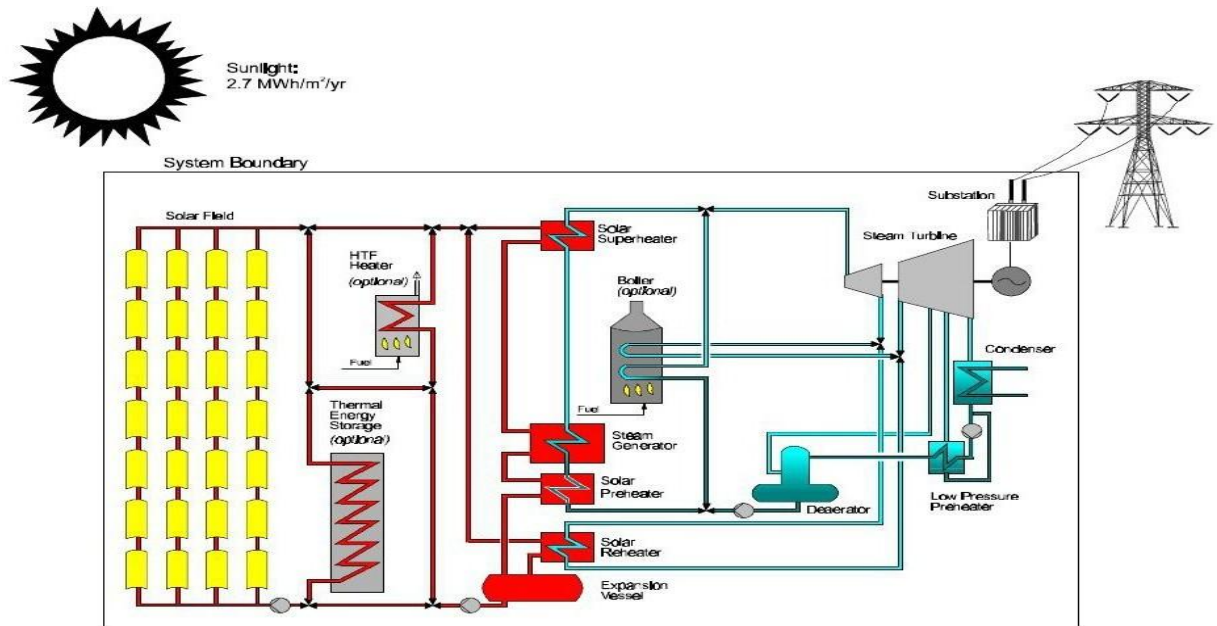
3. Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί Παραβολικών Κατόπτρων

3.1 ΓΕΝΙΚΑ

Το ηλιακό πεδίο ενός τέτοιου σταθμού αποτελείται από παράλληλες σειρές ηλιακών συλλεκτών που ευθυγραμμίζονται οριζόντια ώστε να παρακολουθούν τον ήλιο κατά μήκος ενός άξονα, συνήθως κατά τον άξονα βορά – νότου (BN). Κάθε ηλιακός συλλέκτης αποτελείται από μια ανακλαστική επιφάνεια η οποία έχει παραβολικό σχήμα και η οποία συγκεντρώνει την άμεση ηλιακή ακτινοβολία πάνω σε έναν σωληνωτό δέκτη που είναι τοποθετημένος κατά μήκος της εστιακής γραμμής του κοίλου. Αυτό θερμαίνει ένα ρευστό μεταφοράς θερμότητας (HTF) καθώς κυκλοφορεί διαμέσου του δέκτη και καταλήγει σε μια σειρά εναλλακτών θερμότητας (η οποία ονομάζεται γεννήτρια ατμού) που παράγουν υπέρθερμο ατμό περίπου στους 400°C [17]. Ο υπέρθερμος αυτός ατμός τροφοδοτεί στην συνέχεια έναν ατμοστρόβιλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ατμός οδηγείται στην συνέχεια από την έξοδο του στροβίλου σε έναν εναλλάκτη θερμότητας, τον συμπυκνωτή, στον οποίον ρέει μέσα σε σωλήνες ψυχρό νερό, με αποτέλεσμα την συμπύκνωση του ατμού σε κορεσμένο υγρό. Το νερό του συμπυκνωτή ρέει σε κλειστό κύκλωμα, το κύκλωμα ψύξης, καθώς ψύχεται στην συνέχεια σε πύργους ψύξης (οι οποίοι είναι και αυτοί στην ουσία εναλλάκτες θερμότητας με ψυκτικό μέσο τον αέρα του περιβάλλοντος). Το κορεσμένο υγρό νερό από το συμπυκνωτή αντλείται από τις αντλίες τροφοδοσίας του λέβητα και οδηγείται στο διαχωριστή ατμού, απ' όπου η υγρή φάση του νερού οδηγείται στην γεννήτρια του ατμού, κλείνοντας έτσι ο κύκλος του νερού.

Οι εγκαταστάσεις παραβολικών κατόπτρων έχουν σχεδιαστεί για να χρησιμοποιούν την ηλιακή ενέργεια ως πρωταρχική πηγή για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας [18]. Οι εγκαταστάσεις μπορούν να λειτουργήσουν σε πλήρη ισχύ χρησιμοποιώντας μόνο την ηλιακή είσοδο, όταν αυτή είναι επαρκής. Αυτό εξαρτάται προφανώς από τον σχεδιασμό του συστήματος και την επιλογή του σημείου σχεδιασμού της λειτουργίας του σταθμού (design point). Κατά τη διάρκεια των θερινών μηνών, οι εγκαταστάσεις μπορούν θεωρητικά να λειτουργούν για 10 έως και 12 ώρες ημερησίως σε ονομαστική ηλεκτρική έξοδο. Σήμερα, όλες οι εγκαταστάσεις επιλέγεται να είναι υβριδικές, να έχουν δηλαδή έναν εφεδρικό λέβητα ατμού (που λειτουργεί με ορυκτά καύσιμα) που χρησιμοποιείται για να συμπληρώσει την ηλιακή έξοδο κατά τη διάρκεια περιόδων χαμηλής ηλιακής ακτινοβολίας.

Επίσης παράλληλα με τη γεννήτρια ατμού μπορούν να χρησιμοποιηθούν προαιρετικοί βοηθητικοί λέβητες ορυκτών καυσίμων, όπως θα αναφερθεί στο επόμενο κεφάλαιο.



Σχήμα 10: Σύστημα παραβολικών κοίλων με κύκλο Rankine [4]

Στο Σχήμα 10 βλέπουμε τη λειτουργία του συστήματος που είναι αντιπροσωπευτικό για την πλειοψηφία των συστημάτων παραβολικών κοίλων που λειτουργούν σήμερα. Το πεδίο του συλλέκτη συνίσταται από ένα μεγάλο πεδίο από παραβολικούς κοίλους ηλιακούς συλλέκτες που έχουν έναν άξονα παρακολούθησης. Το ηλιακό πεδίο αποτελείται από πολλές παράλληλες σειρές ηλιακών συλλεκτών ευθυγραμμισμένες με έναν οριζόντιο άξονα βορρά-νότου. Κάθε ηλιακός συλλέκτης έχει μια παραβολικού-σχήματος γραμμική ανακλαστική επιφάνεια που εστιάζει την άμεση ακτινοβολία του ήλιου σε έναν γραμμικό δέκτη που βρίσκεται κατά μήκος της εστιακής γραμμής. Οι συλλέκτες παρακολουθούν τη κίνηση του ήλιου από την ανατολή στη δύση κατά τη διάρκεια της μέρας για να εξασφαλιστεί ότι ο ήλιος είναι συνεχώς εστιασμένος στο γραμμικό δέκτη.

Ένα ρευστό μεταφοράς θερμότητας θερμαίνεται καθώς κυκλοφορεί μέσω του δέκτη και επιστρέφει σε μια σειρά από εναλλάκτες θερμότητας, όπου το υγρό χρησιμοποιείται για να παραχθεί υπέρθερμος ατμός υψηλής πίεσης. Ο υπέρθερμος ατμός στη συνέχεια τροφοδοτεί μια συμβατική στροβιλογεννήτρια με αναθέρμανση για τη παραγωγή ηλεκτρισμού. Στη συνέχεια ο ατμός που διέρχεται από το στρόβιλο συμπυκνώνεται σε ένα συμπυκνωτή και επιστρέφει στους εναλλάκτες θερμότητας μέσω αντλιών για να μετατραπεί ξανά σε ατμό. Η ψύξη στο συμπυκνωτή επιτυγχάνεται από πύργους ψύξης.

Στο Σχήμα 10 ο προαιρετικός θερμαντήρας φυσικού αερίου ή λιγνίτη βρίσκεται σε παράλληλη σύνδεση με το ηλιακό πεδίο. Τα ορυκτά καύσιμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια κατά τη διάρκεια συννεφιάς ή κατά τις νυχτερινές περιόδους. Στο ίδιο σχήμα βλέπουμε επίσης ότι μια πιθανή λύση για να λυθεί το πρόβλημα της διακοπτόμενης παραγωγής είναι η προσθήκη θερμικής αποθήκευσης.

Ένας Συγκεντρωτικός Ηλιακός Θερμικός Σταθμός απαρτίζεται από τέσσερα βασικά μέρη [19]:

1. Ηλιακό πεδίο
2. Μονάδα παραγωγής ατμού
3. Μονάδα παραγωγής ενέργειας
4. Μονάδα αποθήκευσης

Παρακάτω θα δούμε τις βασικές αρχές λειτουργίας του σταθμού καθώς και τα βασικά μέρη του εξοπλισμού που τον απαρτίζουν.

3.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΤΑΘΜΟΥ

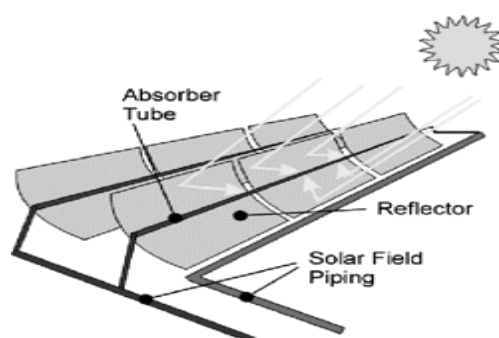
3.2.1. ΗΛΙΑΚΟ ΠΕΔΙΟ

ΣΥΛΛΕΚΤΕΣ

Ένας παραβολικός συλλέκτης αποτελείται όπως είδαμε από ένα παραβολικό κάτοπτρο, καθώς και από έναν κυλινδρικό δέκτη (Heat Collection Element), ο οποίος αποτελείται από περίβλημα το οποίο περικλείει έναν επίσης κυλινδρικό απορροφητή. Ανάμεσα στο περίβλημα και τον απορροφητή μεσολαβεί κενό αέρος, ελαχιστοποιώντας έτσι τις απώλειες λόγω συναγωγής [19].

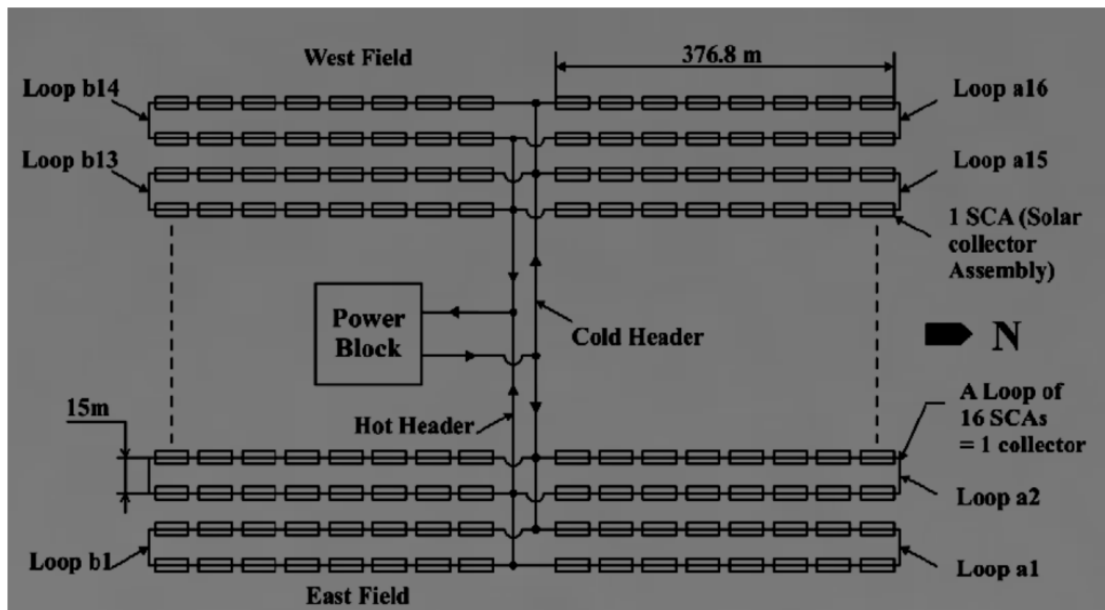
Η ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στο ανακλαστικό κάτοπτρο, ανακλάται προς το σημείο εστίασης (Focal Point) της παραβολής, στο οποίο συγκεντρώνεται έως και 80 φορές περισσότερο, πάνω στον τοποθετημένο δέκτη (Σχήμα 11). Οι καθρέπτες έχουν μια ειδική επίστρωση η οποία χρησιμοποιείται έτσι ώστε να προστατεύει την ανακλαστική επίστρωση στο πίσω μέρος του καθρέπτη, καθιστώντας έτσι την κατοπτρική τους ικανότητα (ανακλαστικότητα) στην τάξη του 93,5%. Το κάτοπτρο μαζί με τον κυλινδρικό απορροφητή (δέκτη) είναι τοποθετημένα και στηρίζονται πάνω στον δομικό σκελετό της συστοιχίας, έτσι ώστε να διατηρούν την οπτική τους ευθυγράμμιση με τον ήλιο και να μην επηρεάζονται

από της δυνάμεις του αέρα. Οι τελευταίες είναι αρκετά μεγάλες σε σημείο που συχνά να απαιτείται η περιστροφή της συστοιχίας σε «ουδέτερη» θέση, έτσι ώστε να προστατευθεί. Επιπλέον, επάνω στον σκελετό υπάρχει προσαρμοσμένο σύστημα παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου (tracking control unit) έτσι ώστε ο συλλέκτης να μετακινείται διαρκώς στην βέλτιστη γωνία προς την ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει επάνω του.



Σχήμα 11: Αρχιτεκτονική παραβολικού συλλέκτη[4]

Καθώς ο σκοπός του παραβολικού κατόπτρου είναι να ανακλά προς τον συλλέκτη όσο το δυνατόν μεγαλύτερο ποσοστό της απευθείας ηλιακής ακτινοβολίας δέχεται, χρησιμοποιούνται υλικά με μεγάλη ανακλαστικότητα. Τα πιο συνηθισμένα από αυτά που χρησιμοποιούνται στη βιομηχανία για την επίστρωση της ανακλαστικής επιφάνειας του κατόπτρου είναι ο χάλυβας ή το αλουμίνιο, ανάλογα με την εταιρία κατασκευής. Το αλουμίνιο παρουσιάζει μικρότερη ανακλαστικότητα, έχει όμως μικρότερο κόστος και είναι αρκετά ανθεκτικό στις μεταβολές των συνθηκών του περιβάλλοντος και αυτός είναι ο λόγος που αποτελεί επιλογή αρκετών εταιρειών [19]. Μερικοί από τους πιο εμπορικούς τύπους συλλεκτών παρουσιάζονται παρακάτω.



Σχήμα 12: Διάταξη και σύνδεση συλλεκτών σε βρόχους[19]

Η συνθηθέστερη διάταξη των συλλεκτών είναι να τοποθετούνται αξονικά στην γραμμή Ανατολής-Δύσης και το σύστημα παρακολούθησης του ήλιου (tracker) να ελέγχει πόσο βόρεια ή πόσο νότια «κοιτάζουν». Το αντίθετο έχει επίσης χρησιμοποιηθεί αρκετά (τοποθέτηση Β-Ν και tracking κατά Α-Δ, Σχήμα 12), σε κάθε περίπτωση όμως σημαντικό ρόλο παίζουν η τοπολογία της περιοχής και η ηλιακή ακτινοβολία που δέχεται [18].

Το σύστημα παρακολούθησης του ήλιου (tracking) περιλαμβάνει τρία βασικά μέρη:

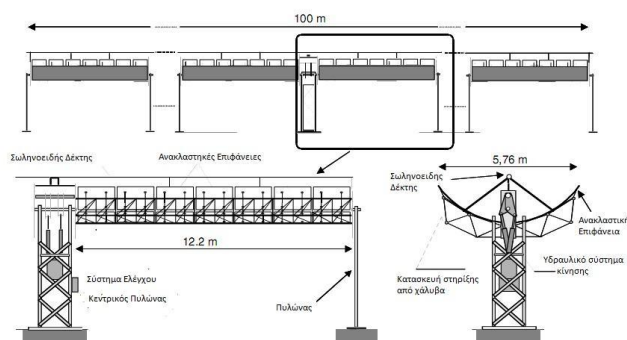
1. Την μονάδα ελέγχου tracking
2. Την μονάδα μετάδοσης κίνησης
3. Εύκαμπτες συνδέσεις

Η μονάδα ελέγχου παρακολούθησης του ήλιου (tracking control unit) είναι αυτή που ελέγχει την θέση του συλλέκτη σε σχέση με τον ήλιο και χρησιμοποιεί είτε ηλιακό αισθητήρα είτε κάποιο μαθηματικό μοντέλο. Αυτή ορίζει την κίνηση που θα πρέπει να γίνει και μεταδίδεται μέσα από την μονάδα μετάδοσης κίνησης (transmission/drive unit). Η τελευταία μπορεί να είναι είτε ηλεκτρική, είτε υδραυλική, είτε ηλεκτροϋδραυλική. Για να επιτευχθεί η ομαλή κίνηση των συλλεκτών χωρίς να υπάρχουν ζημιές στους σωλήνες μεταφοράς του υγρού, είναι απαραίτητο να υπάρχουν εύκαμπτες συνδέσεις (ball joints, flex pipes). Οι σφαιρικοί σύνδεσμοι παρουσιάζουν μικρότερη ευχέρεια κινήσεων με αποτέλεσμα να σπάνε. Στον αντίποδα, οι εύκαμπτοι σωλήνες είναι μεν φθηνότεροι, αλλά παρουσιάζουν περισσότερες βλάβες από τους σφαιρικούς συνδέσμους και έχουν μικρότερη διάρκεια ζωής [19].

Συλλέκτες Luz: Πρόκειται για συλλέκτες της αμερικανο-ισραηλινής εταιρίας Luz International Ltd., η οποία έχει σχεδιάσει 3 γενιές συλλεκτών, τους LS-1, LS-2 και LS-3. Άποψη των τελευταίων ακολουθεί στις Εικόνες 2 και 3.



Εικόνες 2,3: Οπίσθια όψη κατόπτρων/συλλεκτών LUZ [20]

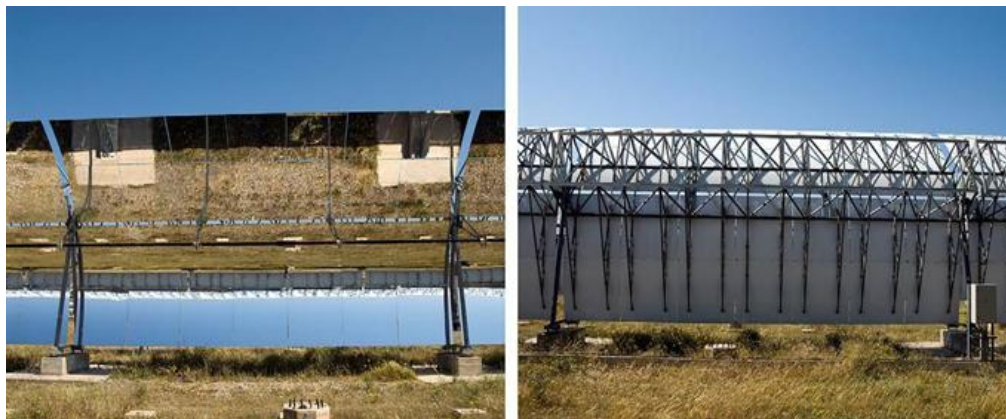


Σχήμα 13: Σχέδια κατόπτρων-συλλεκτών Luz [21]

Στα πρώτα δύο μοντέλα (LS-1 και LS-2, Σχήμα 13) η διάταξη προσαρμόζεται σε έναν άκαμπτο μεταλλικό κύλινδρο στήριξης, τον κύλινδρο ροπής, ο οποίος στηρίζει τα μεταλλικά προφίλ πάνω στα οποία προσαρμόζονται τα παραβολικά κάτοπτρα. Στο LS-3, ο κύλινδρος ροπής αντικαταστάθηκε από ένα μεταλλικό πλέγμα, ενώ η εγκάρσια διάσταση των κατόπτρων αυξήθηκε κατά 14% σε σχέση με το LS- 2, και το μήκος τους διπλασιάστηκε. Επίσης, αλλαγές έγιναν στη βάση και στις στηρίξεις των κατόπτρων, ενώ οι συλλέκτες κινούνται με τη βοήθεια υδραυλικού συστήματος, σε αντίθεση με το LS-2 όπου η κίνηση γίνεται μέσω γραναζιών και συρματόσχοινων.

Συλλέκτες Eurotrough: Οι συλλέκτες EuroTrough (Εικόνες 4,5) αναπτύχθηκαν από έναν συνεταιρισμό ευρωπαϊκών εταιριών, ως διάδοχοι των μοντέλων της Luz. Τα γεωμετρικά τους χαρακτηριστικά είναι παρόμοια με αυτών της Luz, με τη διαφορά ότι η διάταξη στήριξης των κατόπτρων αποτελείται από δικτύωμα ορθογωνικής διατομής, συνδυάζοντας

έτσι την ακαμψία των κυλίνδρων ροπής του μοντέλου LS-2 με το χαμηλό κόστος μιας δικτυωτής κατασκευής, παρόμοιας με αυτής στο LS-3.



Εικόνες 4,5: Οπίσθια όψη συλλεκτών Eurotrough [20]

SGX-1, SGX-2: Συλλέκτες της αμερικανικής εταιρείας Solargenix Energy. Ο SGX1 είναι βασισμένος στον LS-2 της Luz, και χρησιμοποιεί πανομοιότυπα κάτοπτρα και δέκτη, αλλά έχει διπλάσιο μήκος. Χρησιμοποιεί πλαίσιο στήριξης από αλουμίνιο και διαθέτει βελτιωμένα συστήματα ελέγχου και κίνησης. Ο SGX2 υπερτερεί του SGX1 στο χρόνο κατασκευής.

SENERROUGH-1: Συλλέκτης της ισπανικής εταιρείας SENER, ίδιου μεγέθους με τον LS-3 της Luz, αλλά με κίνηση μέσω κυλίνδρου ροπής, στον οποίο προσαρμόζονται βραχίονες στήριξης των επιμέρους κατόπτρων που συνθέτουν την επιφάνεια ανάκλασης του συλλέκτη, όπως φαίνεται στην Εικόνα 6.



Εικόνα 6: Οπίσθια όψη συλλέκτη SENERROUGH-1 [20]

Υπό ανάπτυξη βρίσκεται ο συλλέκτης SENERROUGH-2, με μεγαλύτερη επιφάνεια κατόπτρων και διαστάσεις δέκτη, σε σχέση με τον προκάτοχό του.

Albiana Trough: Συλλέκτης της ισπανικής εταιρείας Albiana Solar. Παρόμοιος με τον SENERTROUGH, με τη διαφορά ότι ο κύλινδρος ροπής αποτελείται από τόξα 90 μοίρες.

ENEA: Συλλέκτης του ιταλικού κέντρου περιβαλλοντικών ερευνών και ΑΠΕ, με κυψελωτή δομή και μεγαλύτερα κάτοπτρα από τα συνήθη (διατομής ίσης με το ήμισυ της παραβολής). Προορίζεται για λειτουργία σε υψηλότερες θερμοκρασίες (μέχρι 550°C) και με τήγμα αλάτων ως ρευστό μεταφοράς θερμότητας.

Skytrough: Συλλέκτες της αμερικανικής εταιρείας SkyFuel, παρομοίων διαστάσεων με τον LS-3 της Luz, αλλά με διαφορετικό υλικό κατόπτρων. Τα κάτοπτρα είναι κατασκευασμένα από πολυμερικό φιλμ, με επίχρισμα από ασήμι, ονομαζόμενο ReflecTech. Το φιλμ αυτό είναι φθινό στην κατασκευή, ελαφρύ, άθραυστο, με καλές οπτικές ιδιότητες (ανακλαστικότητα 94%) και με καλή αντοχή στις περιβαλλοντικές συνθήκες. Το φιλμ επικάθεται σε κοίλα πάνελ αλουμινίου για το σχηματισμό της παραβολικής γεωμετρίας, τα οποία στηρίζονται σε δικτύωμα αλουμινίου. Ο συλλέκτης χρησιμοποιεί μία βελτιωμένη εκδοχή του δέκτη Schott και το σύστημα ελέγχου της κίνησης SkyTracker.

Τα πεδία συλλεκτών παραβολικής σκάφης μπορούν να παρέχουν θερμότητα σε ατμοηλεκτρικές μονάδες ισχύος με δύο τρόπους [20]:

- i. Έμμεσα, με την κυκλοφορία κατάλληλου ρευστού μεταφοράς θερμότητας (θερμικού ελαίου) στους αγωγούς, και παραγωγή προσθήκη θερμότητας στο βραστήρα για την παραγωγή του ατμού (τεχνολογία HTF – Heat Transfer Fluid).
- ii. Άμεσα, με την κυκλοφορία νερού στους αγωγούς του δέκτη, και την παραγωγή ατμού απευθείας στο πεδίο συλλεκτών (τεχνολογία DSG – Direct Steam Generation).

Η τεχνολογία DSG είναι πολλά υποσχόμενη και παρουσιάζει αρκετά πλεονεκτήματα σε σχέση με την τεχνολογία HTF, ορισμένα εκ των οποίων είναι [22]:

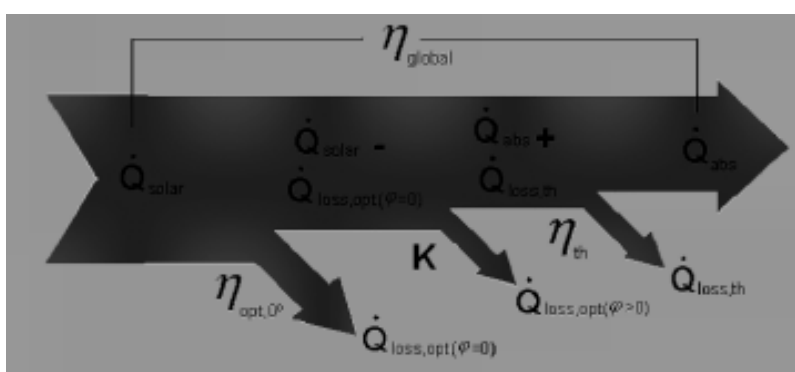
- i. Αύξηση της μέγιστης θερμοκρασίας λειτουργίας στο πεδίο συλλεκτών, και κατά συνέπεια αύξηση της μέγιστης απόδοσης του κύκλου (Τα περισσότερα θερμικά έλαια που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά θερμότητας παρουσιάζουν προβλήματα αποδόμησης πάνω από τους 400°C).

- ii. Μείωση του κόστους κατασκευής, λόγω έλλειψης εναλλακτών θερμότητας μεταξύ θερμικού ελαίου και ατμού, καθώς και των συστημάτων προθέρμανσης και άντλησης του ελαίου.
- iii. Εξάλειψη των κινδύνων από διαρροές του θερμικού ελαίου.
- iv. Μείωση του κόστους λόγω αντικατάστασης του ελαίου (περίπου 3% του ρευστού μεταφοράς θερμότητας που κυκλοφορεί στο πεδίο συλλεκτών πρέπει να αντικαθίσταται κάθε χρόνο).

Ωστόσο, η τεχνολογία DSG παρουσιάζει και ορισμένες δυσκολίες και προβλήματα στην υλοποίησή της, όπως:

- i. Αυξημένες πιέσεις για την κυκλοφορία του ρευστού, που απαιτούν ακριβότερο υδραυλικό εξοπλισμό. Προβλήματα από την πήξη του νερού σε χαμηλές θερμοκρασίες.
- ii. Η παροχή του νερού πρέπει πάντα να είναι μεγαλύτερη από την ελάχιστη απαιτούμενη, ώστε να αποφεύγονται προβλήματα διαστρωμάτωσης της ροής στη ζώνη εξάτμισης.
- iii. Τα συστήματα ελέγχου που απαιτούνται είναι πολυπλοκότερα και ακριβότερα, λόγω της διφασικής ροής στους αγωγούς και των διαφορετικών θερμοδυναμικών ιδιοτήτων νερού και ατμού.
- iv. Λόγω των αβεβαιοτήτων που υπεισέρχονται στη διφασική ροή, προς το παρόν δεν υπάρχουν εμπορικές εγκαταστάσεις που να αξιοποιούν την τεχνολογία DSG. Η έρευνα όμως είναι εντατική, με εγκαταστάσεις επίδειξης, ισχύος 5MWe στην Ισπανία να δίνουν ικανοποιητικά αποτελέσματα.

Σημαντικό είναι να δούμε και τις απώλειες που υπάρχουν στο ηλιακό πεδίο. Αρχικά έχουμε τις ηλιακές απώλειες. Η γη κινείται γύρω από τον ήλιο, συνεπώς έχουμε γεωμετρικές απώλειες που μειώνουν την άμεση κάθετη ακτινοβολία (DNI). Στην συνέχεια έχουμε τις απώλειες στο σύστημα του ηλιακού πεδίου (κάτοπτρα, συλλέκτες). Αυτές αφορούν τις οπτικές-γεωμετρικές απώλειες στο κάτοπτρο και στον αγωγό απορρόφησης οι οποίες οφείλονται στην ανακλαστικότητα του κατόπτρου, την γωνία πρόσπτωσης στον αγωγό, την απορροφητικότητα του, την ποσότητα ακτινοβολίας που το γυάλινο περίβλημά του επιτρέπει να περάσει κλπ, δίνοντας οπτικό ΒΑ περίπου 78%. Τέλος, έχουμε τις θερμικές απώλειες στον αγωγό, που μας δίνει βαθμό θερμικής απόδοσης της τάξης του 72%. Τελικά έχουμε ολικό ηλιακό βαθμό απόδοσης 56%, με τον τρόπο που φαίνεται στο Σχήμα 14.



Σχήμα 14: Απώλειες στο Ηλιακό Πεδίο[19]

Συντελεστής Μεγέθους Ηλιακού Πεδίου (Solar Multiple, SM)

Ως Συντελεστής Μεγέθους Ηλιακού (ΣΜΗΠ-SM) Πεδίου ορίζεται ο λόγος της ληφθείσας από το ηλιακό πεδίο ωφέλιμης θερμικής ενέργειας στην ονομαστική του λειτουργία, προς την απαιτούμενη από το σύστημα παραγωγής ενέργειας θερμότητα για λειτουργία του στο ονομαστικό φορτίο. ΣΜΗΠ ίσος με την μονάδα (SM=1) σημαίνει ότι στο σημείο σχεδιασμού (design point) το ηλιακό πεδίο παρέχει ακριβώς την απαιτούμενη ενέργεια για την λειτουργία του θερμικού κύκλου στην ονομαστική ισχύ. Η τιμή του ΣΜΗΠ που βελτιστοποιεί το ανηγμένο κόστος παραγωγής ενέργειας για περιοχές με υψηλές τιμές της προσπίπτουσας ακτινοβολίας είναι 1,15. Στην πράξη θεωρούμε ότι σύστημα χωρίς θερμική αποθήκευση έχει συντελεστή 1,1, ενώ με αποθήκευση λαμβάνουμε συντελεστή τουλάχιστον 2,0 [23].

ΔΙΑΤΑΞΗ ΗΛΙΑΚΟΥ ΠΕΔΙΟΥ

Για το Ηλιακό πεδίο τρεις είναι οι επικρατέστερες διατάξεις με τις οποίες τοποθετούνται οι γραμμές/βρόχοι (loops). Σε όλες τις διατάξεις, οι σωληνώσεις εξόδου είναι πιο κοντές από

τις σωληνώσεις εισόδου έτσι ώστε να μειώνονται οι θερμικές απώλειες [19],[24]. Οι διατάξεις αυτές είναι:

1. Άμεσης Επιστροφής (Direct Return)

Είναι η πιο συχνά χρησιμοποιούμενη διάταξη. Παρουσιάζει μεγάλες διαφορές στην πίεση εισόδου και εξόδου κάθε βρόχου, απαιτώντας βαλβίδες ισορροπίας. Οι βαλβίδες αυτές όμως προκαλούν πτώση πίεσης τόσο στην αρχή κάθε σειράς, όσο και σε όλο το σύστημα, προκαλώντας με την σειρά της αυξημένη ιδιοκατανάλωση στο πεδίο (ισχύ άντλησης).

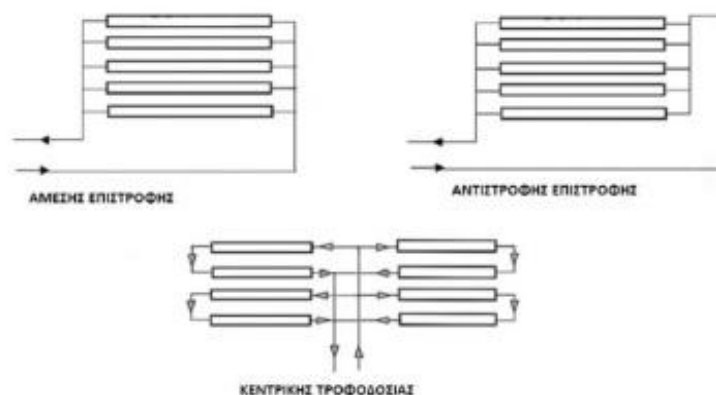
2. Αντίστροφης Επιστροφής (Reverse Return)

Χαρακτηρίζεται από πιο ομαλή ροή, αλλά ενώ χρειάζονται βαλβίδες για την διατήρηση της ισορροπίας στο σύστημα, οι διαφορές πίεσης είναι αρκετά μικρότερες από την διάταξη Άμεσης Επιστροφής. Χαρακτηρίζεται επίσης από μεγάλου μήκους σωληνώσεις, κάτι που αυξάνει τις θερμικές απώλειες αλλά και το κόστος.

3. Κεντρικής Τροφοδοσίας (Central Feed)

Χρησιμοποιείται περισσότερο σε μεγάλα Ηλιακά Πεδία. Οι απώλειες πίεσης είναι μεγαλύτερες όταν χρησιμοποιούνται βαλβίδες ισορροπίας, αλλά σαν διάταξη χρησιμοποιεί μικρότερο μήκος σωληνώσεων και επιτρέπει τον έλεγχο και επιθεώρηση κάθε βρόχου με μεγαλύτερη ευκολία.

Οι παραπάνω διατάξεις των γραμμών (βρόχων) φαίνονται στο Σχήμα 15:



Σχήμα 15: Οι τρεις διατάξεις βρόχων ηλιακού πεδίου[21]

Υπολογίζουμε ότι κάθε βρόχος (loop) μπορεί να παράξει 1,6MWh περίπου. Για να υπολογίσουμε τον αριθμό των βρόχων ,πρέπει να βρούμε την απαιτούμενη θερμική ισχύ [19]:

$$P_{th} = \frac{P_{el}}{\eta} \quad [\text{Εξίσωση 3.1}]$$

Όπου P_{el} η απαιτούμενη ηλεκτρική ισχύς και η ο βαθμός απόδοσης, περίπου 38% ή 0,38.

$$\text{Loops} = \frac{P_{th}}{1,6} * \text{SM} \quad [\text{Εξίσωση 3.2}]$$

Όπου ο SM παίρνει τις συνήθεις τιμές 1,1 ή 2,0 όπως είδαμε προηγούμενα.

Οι κύριες σωληνώσεις θα πρέπει να είναι σύμφωνες με το πρότυπο ASME B3.1 [19], κατά το οποίο λαμβάνονται υπόψη δύο κύριοι καθημερινοί κύκλοι εργασίας [24]:

- Πρωινή Εκκίνηση του Σταθμού
- Βραδινό Σταμάτημα του Σταθμού

Η συνηθέστερη διάταξη των υποπεδίων του ηλιακού πεδίου είναι σε σχήμα Η, με την μονάδα ενέργειας (Power Block) τοποθετημένη στην μέση, όπως φαίνεται στην Εκόνα 7.



Εικόνα 7: Διάταξη υποπεδίων σε σχήμα Η [19]

ΔΕΞΑΜΕΝΕΣ ΔΙΑΣΤΟΛΗΣ

Η πυκνότητα του HTF αλλάζει ανάλογα με την θερμοκρασία του (πχ στους 15°C η πυκνότητά του είναι 1,063kg/m³ ενώ στους 400°C είναι 680kg/m³) συνεπώς αλλάζει και ο όγκος του, σύμφωνα με την σχέση $\rho = \frac{m}{V}$, όπου ρ η πυκνότητα του μέσου, m η μάζα του (σταθερή σε αυτή την περίπτωση) και V ο όγκος του.

Για αυτό τον λόγο είναι απαραίτητο σε έναν τέτοιο σταθμό να υπάρχουν δεξαμενές διαστολής (Expansion Tanks), τοποθετημένες στο ψηλότερο σημείο της εγκατάστασης του HTF με όρια λειτουργίας την χαμηλότερη θερμοκρασία (15°C) έως και 30% πάνω από την μέγιστη (420°C +30%) [19].

Λόγω της μεγάλης ποσότητας HTF (ενδεικτικά 1300Tn HFT για μια εγκατάσταση 50MW με θερμική αποθήκευση), η εγκατάσταση μιας μόνο δεξαμενής δεν είναι τεχνικά και οικονομικά εφικτή, οπότε τοποθετούνται περισσότερες (συνήθως τρεις). Τουλάχιστον η μία από αυτές πρέπει να τοποθετείται στο ψηλότερο σημείο της εγκατάστασης του HTF για λόγους πίεσης και αποφυγής βλαβών στις αντλίες κυκλοφορίας, σύμφωνα με τον κανονισμό UNE 9 310 92/2R. Για λόγους ασφαλείας σε περίπτωση διαρροής, ένα τοιχείο ή μια τάφρος κατασκευάζεται περιμετρικά των δεξαμενών στο έδαφος για να περιορίσει τον διασκορπισμό του υγρού.

Οι συνηθέστερες διατάξεις δεξαμενών διαστολής είναι δύο (Εικόνα 8):

- Τρεις δεξαμενές στο ίδιο επίπεδο, στο ψηλότερο σημείο της εγκατάστασης του HTF
- Δύο δεξαμενές σε χαμηλό επίπεδο (Δεξαμενές Υπερπλήρωσης) και μια Τρίτη στο ψηλότερο σημείο (Δεξαμενή Διαστολής)



Εικόνα 8: Διάταξη δεξαμενών διαστολής: στο ίδιο επίπεδο (αριστερά), σε δύο επίπεδα (δεξιά) [19]

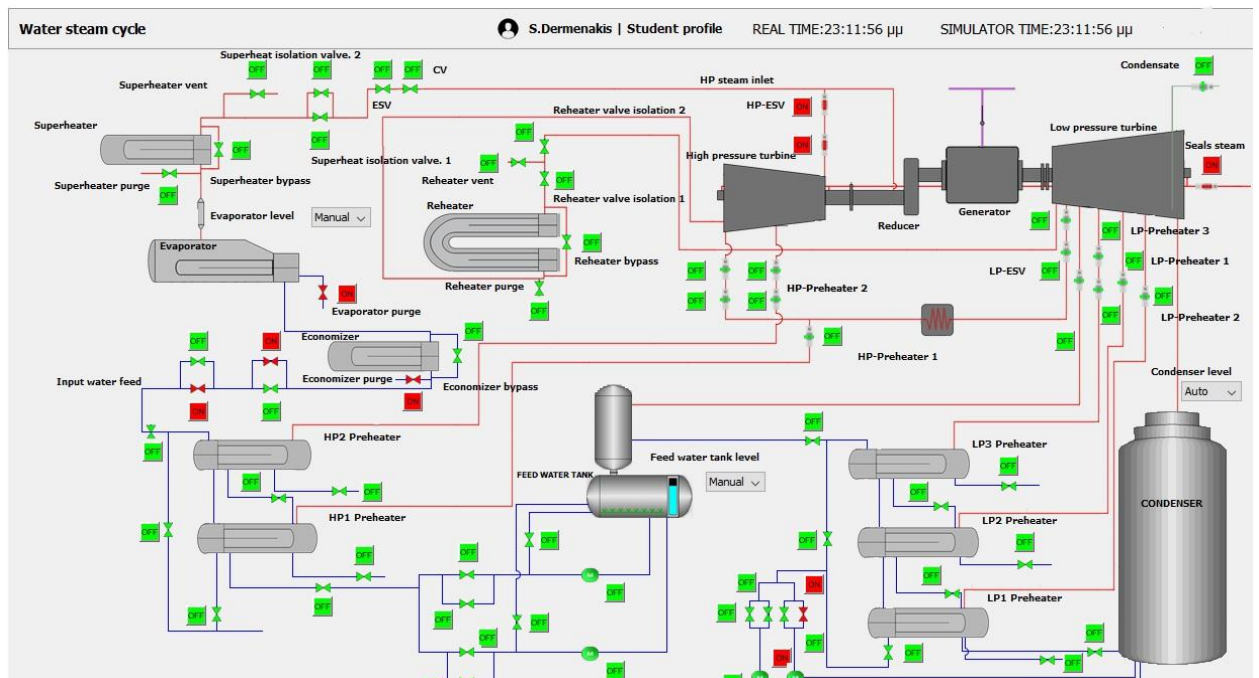
Το HTF υπόκειται σε γήρανση και οξείδωση καθώς περνάει ο καιρός, εγκυμονώντας έτσι κίνδυνο πυρκαγιάς. Για αυτό τον λόγο οι δεξαμενές πρέπει να βρίσκονται υπό σταθερή πίεση, άσχετα με τις διαφορές πίεσης στο περιβάλλον. Αυτό πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας αδρανές αέριο μέσα στο κύκλωμα του υγρού. Πιο συχνά χρησιμοποιείται το άζωτο (N₂) καθώς βρίσκεται σε αφθονία και είναι φθηνό. Το σύστημα αδρανούς αερίου περιλαμβάνει δύο μέρη:

- Την δεξαμενή αποθήκευσης αδρανούς αερίου
- Το σύστημα εξάτμισης (αεριοποίησης)

Το άζωτο αποθηκεύεται στον σταθμό στους -190°C σε υγρή μορφή. Για να αλλάξει κατάσταση και να πάει σε αέρια φάση, χρησιμοποιείται το σύστημα αεριοποίησης σαν μέσο θέρμανσης. Αυτό στην ουσία είναι ένα σύνολο σωληνώσεων σε μορφή σπειρών (coils), που λειτουργώντας ως εναλλάκτης απορροφούν θερμότητα από τον εξωτερικό αέρα, αεριοποιώντας σταδιακά το άζωτο.

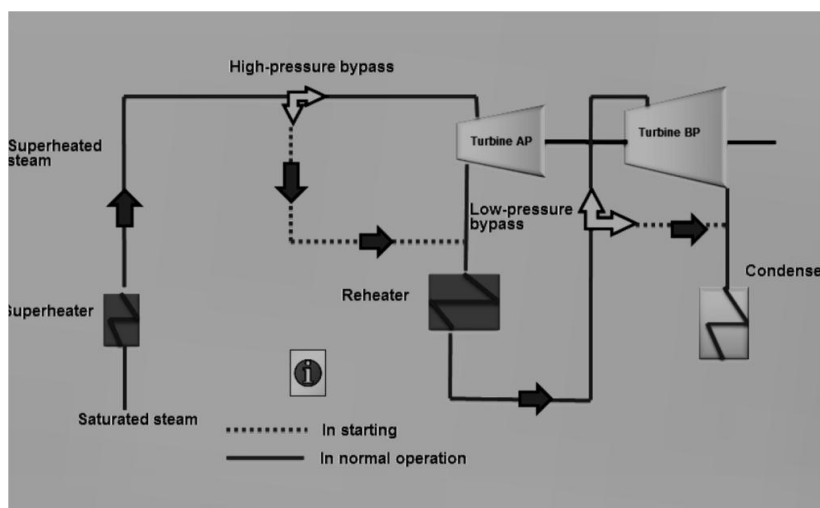
3.2.2. ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΤΜΟΥ

Η μονάδα αυτή έχει σαν σκοπό τον έλεγχο του κύκλου νερού – ατμού, την ατμοποίηση του νερού και την εκμετάλλευσή του από τον ατμοστρόβιλο (Σχήμα 16).



Σχήμα 16: Σχηματική απεικόνιση κυκλώματος νερού-ατμού στο πρόγραμμα PT Solar Thermal Power Plant Simulator [25]

Περιλαμβάνει αρχικά δύο βαλβίδες παράκαμψης του ατμοστρόβιλου που χρησιμοποιούνται κυρίως κατά την εκκίνηση του Σταθμού (Σχήμα 17). Σκοπός τους είναι να επιτρέψουν στον ατμό να περάσει μετά τον στρόβιλο χωρίς να εισέλθει σε αυτόν, δίνοντας του τα χαρακτηριστικά (πίεση) που θα είχε αν περνούσε μέσα από αυτόν.



Σχήμα 17: Τοποθέτηση βαλβίδων bypass [19]

Περιλαμβάνει επίσης τον συμπυκνωτή (Εικόνα 9). Αυτός έχει σαν κύρια λειτουργία το να συμπυκνώνει τον ατμό που εξέρχεται από τον στρόβιλο χαμηλής πίεσης, όπως και τον ατμό από τις βαλβίδες παράκαμψης. Η τελική πίεση του μείγματος είναι 40mbar και η θερμοκρασία 30°C, το οποίο οδηγείται στους δύο προθερμαντές χαμηλής πίεσης,.



Εικόνα 9: Συμπυκνωτής μονάδας [19]

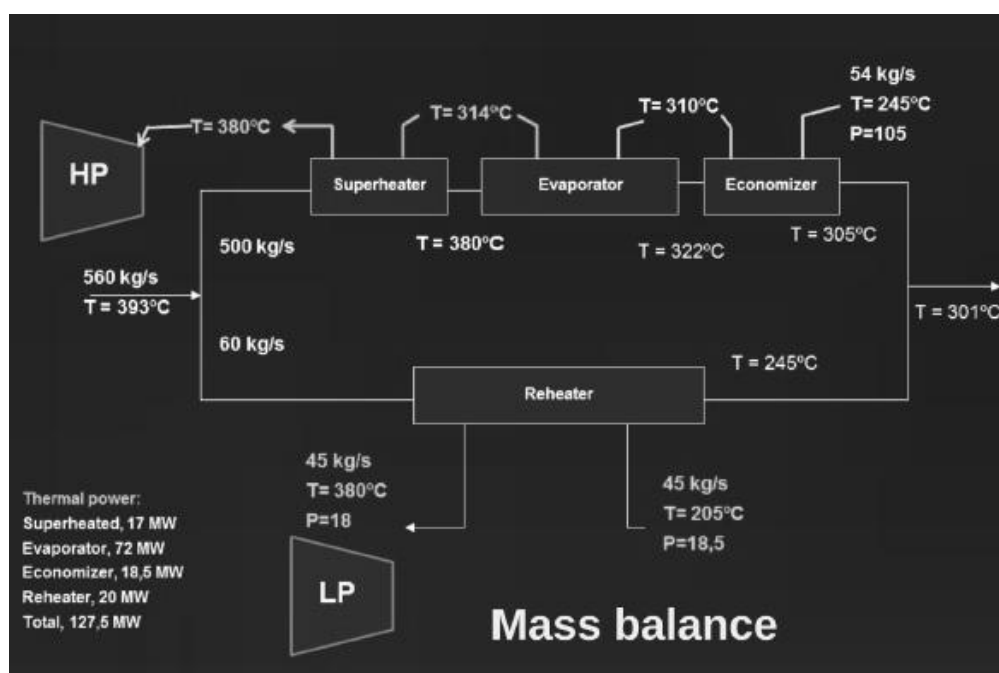
Στην συνέχεια υπάρχει ο Απαεριωτής (Deaerator) και η δεξαμενή τροφοδοσίας που έχουν σαν σκοπό την αφαίρεση του οξυγόνου (O_2) και διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) από το νερό τροφοδοσίας του κύκλου, τα οποία προκαλούν διάβρωση σε μεταλλικό εξοπλισμό.

Τέλος το μείγμα οδηγείται μέσω αντλιών στους προθερμαντές υψηλής πίεσης, οι οποίοι είναι τύπου U σωληνωτοί εναλλάκτες, και είναι μέρος της διαδικασίας ατμοποίησης (Steam Generation Train).

Ο κύκλος Rankine που χρησιμοποιείται περιλαμβάνει τις εξής διεργασίες για να φτάσει απόδοση 40%:

- Προθέρμανση
- Εξαέρωση
- Υπερθέρμανση
- Αναθέρμανση

Οι φορές ροής του HTF και του νερού είναι αντίθετες (Σχήμα 18). Το μεν HTF μπαίνει πρώτα στον υπερθερμαντήρα, ενώ το νερό μπαίνει πρώτα στον οικονομητήρα. Η μεγαλύτερη ποσότητα HTF οδηγείται στην «άμεση» παραγωγή ατμού (περίπου 90%), ενώ το υπόλοιπο αφορά την αναθέρμανση («έμμεση» παραγωγή).

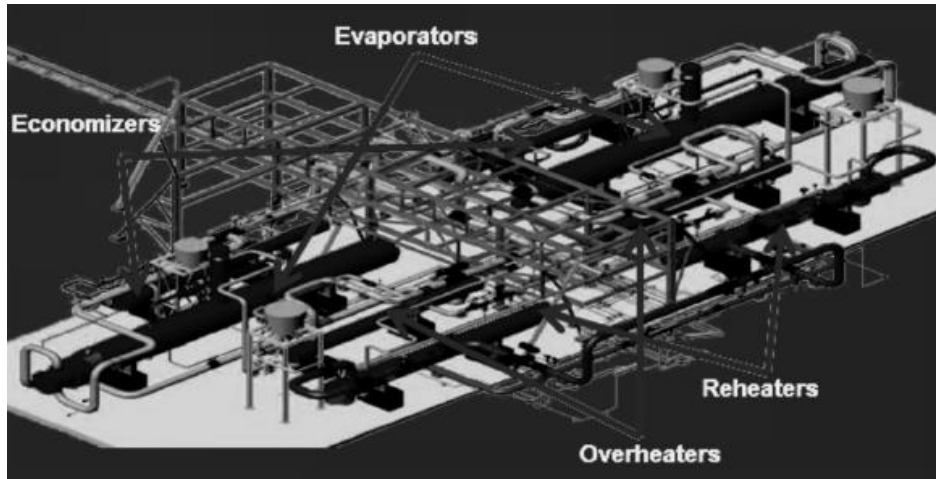


Σχήμα 18: Ισοζύγια μάζας για το HTF και κύκλωμα νερού/ατμού[19]

- Ο οικονομητής ή προθερμαντήρας είναι υπεύθυνος για την αύξηση της θερμοκρασίας του νερού από τους 245°C στους 310°C πολύ κοντά αλλά όχι ίσα με την θερμοκρασία βρασμού του νερού στα 104bar που είναι 314°C.
- εξατμιστήρας αλλάζει την φάση του νερού από υγρό σε κορεσμένο ατμό στους 314°C στα 104 bar.
- υπερθερμαντήρας αυξάνει την θερμοκρασία του κορεσμένου ατμού στους 380°C.

- αναθερμαντήρας αυξάνει την θερμοκρασία του ατμού που βγαίνει από τον στρόβιλο υψηλής πίεσης από τους 200° στους 380°C.

Μια σχηματική διάταξη των πιο πάνω φαίνεται στο Σχήμα 19.



Σχήμα 19: Χωροθέτηση εξοπλισμού σε σταθμό PT CSP

ΣΥΣΤΗΜΑ ΨΥΞΗΣ

Για τα συστήματα ψύξης που παίρνουν μέρος στον κύκλο Rankine, υπάρχουν δύο διαδεδομένες τεχνολογίες [19]:

- Πύργος Ψύξης
- Αεροσυμπυκνωτής

Οι πύργοι ψύξης μπορεί να είναι τριών στοιχείων ή τεσσάρων στοιχείων (Εικόνα 10). Αυτοί με τα τρία στοιχεία είναι φθηνότεροι και απαιτούν λιγότερη συντήρηση, αλλά έχουν μικρότερη ευελιξία στην χρήση τους καθώς επιμερίζουν δυσκολότερα την κατανάλωσή τους αν δεν χρειάζεται να λειτουργούν σε πλήρη φορτίο. Αντίθετα, αυτοί με τα τέσσερα στοιχεία κοστίζουν περισσότερο και χρειάζονται περισσότερη συντήρηση, αλλά παρουσιάζουν καλύτερα χαρακτηριστικά ευελιξίας.

Η κατανάλωση ανά αντλία είναι 300kW, ενώ ανά ανεμιστήρα στοιχείου είναι 110kW. Η ροή του νερού είναι 8800m³/h με ετήσια κατανάλωση νερού περίπου 400.000m³. Η αυξημένη αυτή κατανάλωση σε νερό (είτε μέσω εξάτμισης είτε μέσω απόρριψης στο σύστημα επεξεργασίας νερού) αποτελεί πρόβλημα για περιοχές που υπάρχει έλλειψη νερού ή που η διάθεσή του δεν είναι εύκολη.



Εικόνα 10: Πύργοι ψύξης τριών και τεσσάρων στοιχείων [19]

Οι αεροσυμπυκνωτές (aerocondensers, Εικόνα 11) δεν χρησιμοποιούν νερό για ψύξη, αφού όπως δηλώνει ο όρος, η θερμότητα μεταφέρεται στον αέρα. Παρουσιάζουν μικρότερο βαθμό απόδοσης λόγω των μεγάλων καταναλώσεων στους ανεμιστήρες που χρησιμοποιούν.

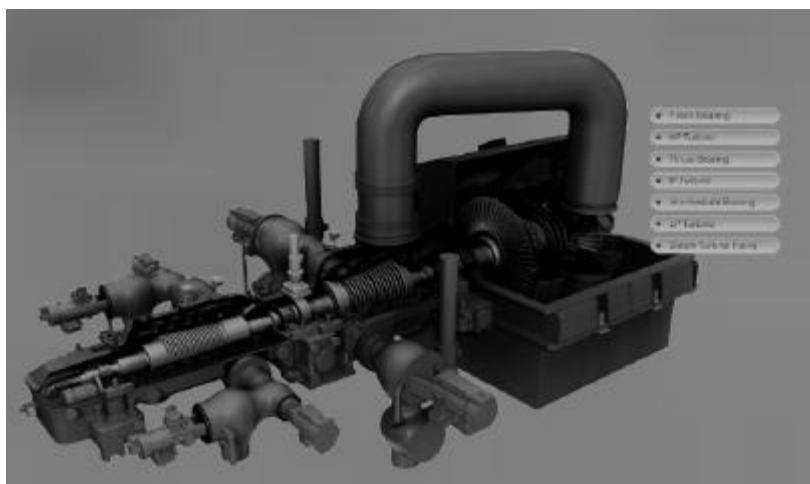


Εικόνα 11: Αεροσυμπυκνωτής [19]

3.2.3. ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

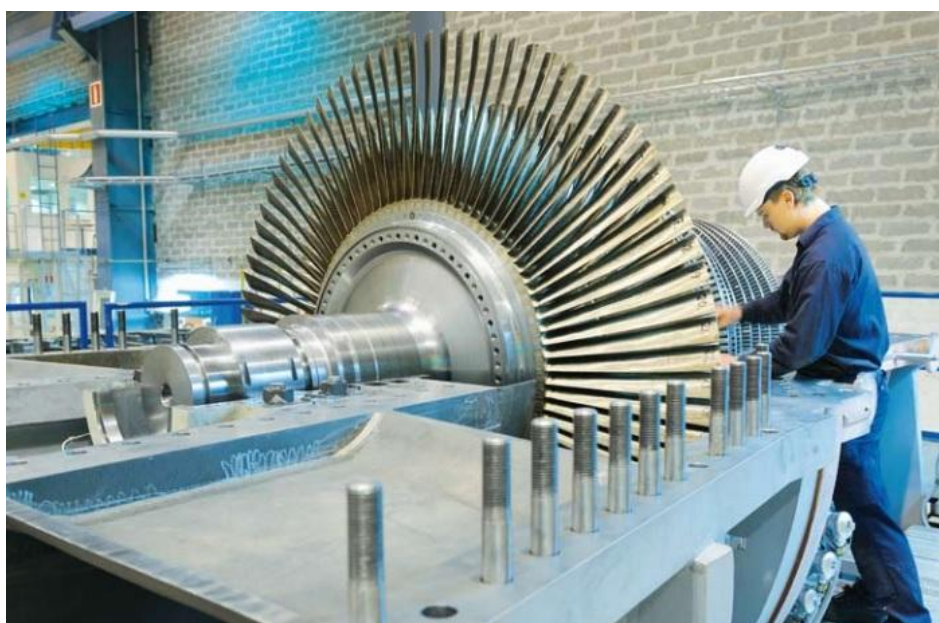
ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ

Όπως και σε συνηθισμένους Ατμοηλεκτρικούς σταθμούς, ο ατμοστρόβιλος αποτελείται από διαφορετικά μέρη ανάλογα με την πίεση. Συγκεκριμένα εδώ έχουμε στρόβιλο υψηλής και χαμηλής πίεσης (Σχήμα 20). Οι στρόβιλοι μπορεί να είναι δράσεως (impulse) ή αντιδράσεως (reaction).



Σχήμα 20: Τυπικός ατμοστρόβιλος δύο βαθμίδων [19]

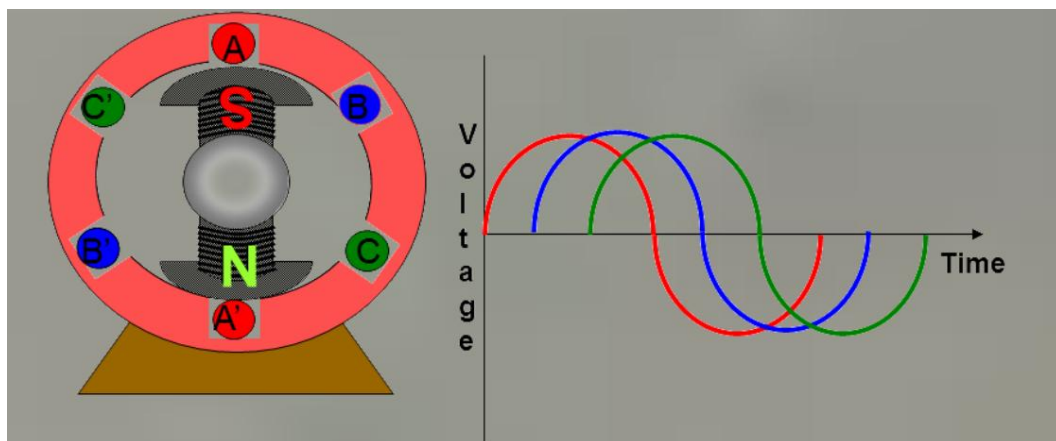
Χαρακτηρίζονται συνήθως από μικρούς χρόνους έναυσης έτσι ώστε να μπορούν να ανταπεξέρχονται στις καθημερινές εκκινήσεις και σταματήματα των σταθμών. Στην Εικόνα 12 φαίνεται ανοιγμένος ένας ατμοστρόβιλος της Siemens κατά το στάδιο κατασκευής του.



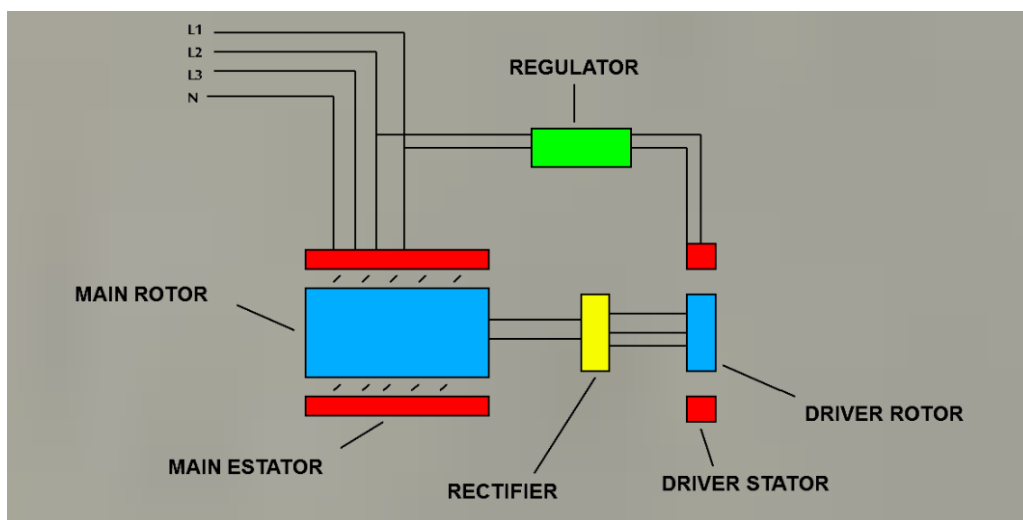
Εικόνα 12: Κατασκευή ατμοστρόβιλου για CSP [Siemens]

ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Ο ατμοστρόβιλος στρέφει με την σειρά του την γεννήτρια εναλλασσομένου ρεύματος. Η περιστροφή του ρότορα (δρομέα) μέσα στον στάτη (Σχήμα 21), ενώ υπάρχει ρεύμα διέγερσης στον γεννήτρια, δημιουργεί μια τάση ημιτονοειδή σε τρεις φάσεις. Οι φάσεις του συστήματος (A,B,C) έχουν διαφορά φάσης 120° μεταξύ τους, όση είναι και η γεωμετρική διαφορά των βρόχων φάσεων στον στάτη της γεννήτριας. Η γεννήτρια ελέγχεται μέσω του ρυθμιστή (regulator) ώστε ο ρυθμός περιστροφής της να είναι εντός των ορισμένων ορίων (Σχήμα 22).



Σχήμα 21: Τομή πόλων γεννήτριας και παραγωγή τάσης [19]



Σχήμα 2 Έλεγχος και διάταξη γεννήτριας [19]

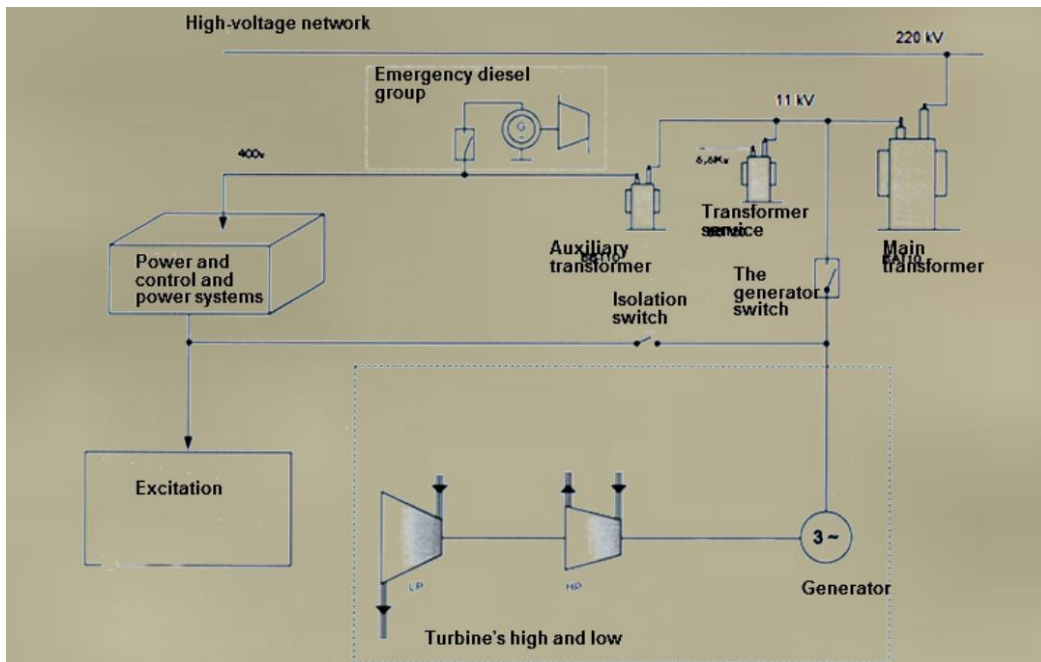
ΣΥΣΤΗΜΑ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ

Τα συστήματα υψηλής τάσης του σταθμού περιλαμβάνουν

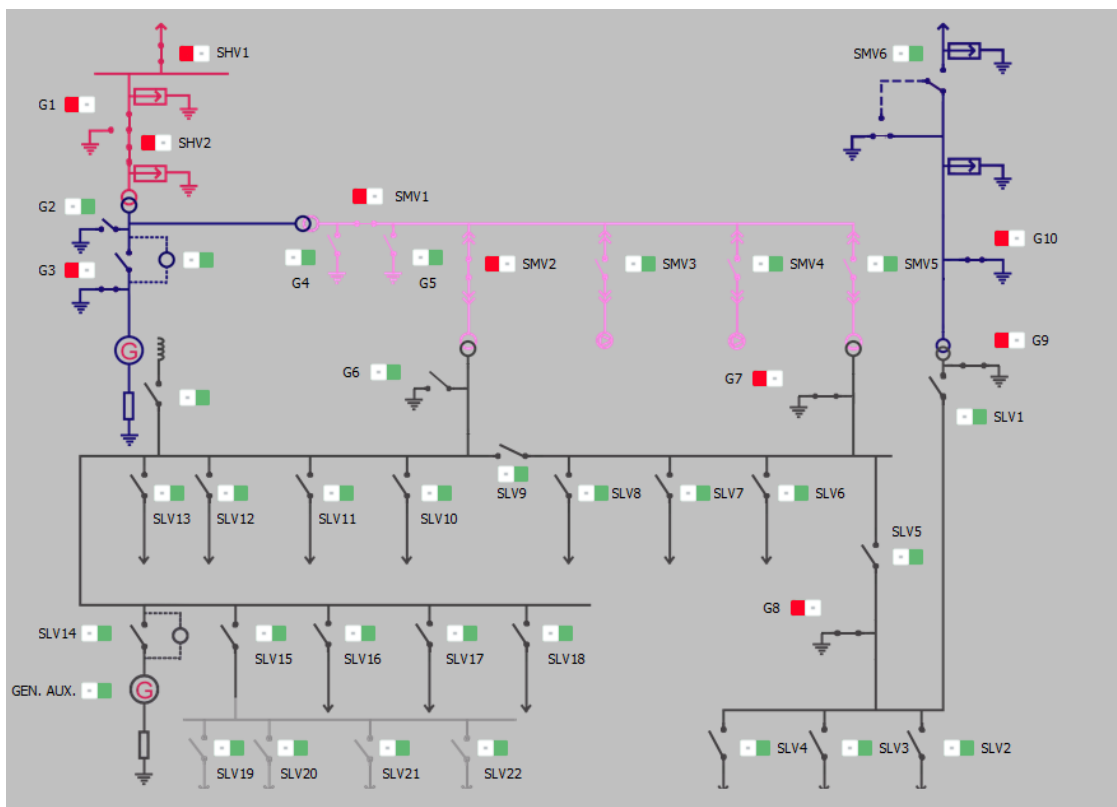
- Αγωγούς μεταφοράς
- Μετασχηματιστές (Κύριο, χαμηλής τάσης και βοηθητικό)
- Διακόπτες και αποζεύκτες
- Γεννήτρια εφεδρική και συσκευές διακοπής της
- Κύκλωμα παρακολούθησης και πίνακες
- Υποσταθμό
- Ζυγούς Μέσης Τάσης και πεδία
- Προστασία έναντι υπερτάσεων, υπερεντάσεων και διαφορικού ρεύματος (διαρροής)
- Σύστημα Γείωσης
- Αντικεραυνική προστασία
- Διόρθωση Συντελεστή Ισχύος ($\cos\phi$)
- Αναλυτές Δικτύου
- Μετρητικές διατάξεις

Όλα αυτά συνθέτουν ένα πολύπλοκο ηλεκτρολογικό σύστημα, που θα μπορούσε να αποτελέσει αντικείμενο ξεχωριστής μελέτης. Οι διαδικασίες εκκίνησης του Σταθμού περιλαμβάνουν μια σειρά από κινήσεις που πρέπει να ακολουθηθούν με λεπτομέρεια για αποφυγή ατυχημάτων και προβλημάτων εξοπλισμού [19],[25].

Ένα ενδεικτικό γενικό διάγραμμα ενός σταθμού φαίνεται στο Σχήμα 23.



Σχήμα 23: Block διάγραμμα σταθμού CSP [19]



Σχήμα 24: Μονογραμμικό Διάγραμμα Εγκατάστασης [25]

Στο πρόγραμμα PT Solar Thermal Power Plant Simulator παίρνουμε την οθόνη του ηλεκτρολογικού κυκλώματος που μας δίνει το μονογραμμικό του Σταθμού (Σχήμα 24), όπου με γκρι χρώμα (κάτω) είναι το κύκλωμα χαμηλής τάσης 230/400V, με μπλε και ανοιχτό ροζ

το κύκλωμα μέσης τάσης(6kV) που περιλαμβάνει την γεννήτρια, και με σκούρο ροζ (πάνω αριστερά) το κύκλωμα υψηλής τάσης στα 220kV που αναχωρεί για το δίκτυο.

Τα προαναφερθέντα υλικά και εξοπλισμός βρίσκονται εντός υποσταθμών που μπορεί να είναι δύο ειδών [19]:

- Ανοικτού τύπου (Weather Substations)
- Κλειστού τύπου – GIS (Armored Substations)

Οι πρώτοι είναι υπαίθριοι και χρησιμοποιούν γυμνούς αγωγούς και αποζεύκτες. Αυτό σημαίνει ότι καταλαμβάνουν περισσότερο χώρο καθώς χρειάζεται να υπάρχει απόσταση μεταξύ των αγωγών για αποφυγή διάσπασης διακένου αέρα και δημιουργία τόξων. Είναι όμως οικονομικότεροι καθώς ο εξοπλισμός είναι φθηνότερος

Οι δεύτεροι (Gas Insulated Substations) καταλαμβάνουν λιγότερο χώρο καθώς οι αγωγοί είναι μονωμένοι και όχι στον αέρα, ενώ οι διακοπτικές διατάξεις είναι πιο συμπαγείς καθώς μονώνονται με Εξαφθοριούχο Θείο (SF₆) και βρίσκονται εντός μικρών μεταλλικών περιβλημάτων. Είναι πιο αξιόπιστες σαν εγκαταστάσεις, αλλά είναι πολύ ακριβότεροι (3 με 5 φορές μεγαλύτερο κόστος σε σχέση με τους υπαίθριους ανοικτού τύπου).

3.2.4 ΜΟΝΑΔΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

Μέχρι και σήμερα δεν έχει βρεθεί αξιόπιστος τρόπος αποθήκευσης μεγάλης ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον λόγο αυτό, σε Συγκεντρωτικούς Ηλιακούς Θερμικούς σταθμούς επικρατεί η αποθήκευση θερμικής ενέργειας (Thermal Energy Storage – TES) χρησιμοποιώντας την ενέργεια που απορροφάται από τους αγωγούς μέσω των συλλεκτών. Ενώ υπάρχουν και Σταθμοί χωρίς θερμική αποθήκευση, δεν κρίνεται τεχνικά αποδοτικό πλέον, συνεπώς η θερμική αποθήκευση είναι ο κανόνας για ένα τέτοιο σταθμό (Εικόνα 13) [19]. Η χρήση συστήματος αποθήκευσης προσφέρει μια σειρά πλεονεκτημάτων στην μονάδα παραγωγής ενέργειας.

- Αυξάνει την ικανότητα ηλεκτροπαραγωγής. Μέσω του συστήματος είναι εφικτή η αποθήκευση πλεονάζουσας ενέργειας και η διάθεσή της σε περιόδους αυξημένης ζήτησης, παράγοντας έτσι ενέργεια με πιο σταθερό και αποδοτικό τρόπο.
- Αυξάνει την αξιοπιστία του συστήματος, περιορίζοντας τις αιχμές ηλεκτροπαραγωγής και μειώνοντας τις πιθανότητες βλαβών.

- Μειώνει το κόστος παραγωγής ενέργειας καθώς οι ενεργειακές ανάγκες των καταναλωτών δεν είναι σταθερές αλλά μεταβάλλονται, δίνοντας έτσι την δυνατότητα να ταιριαστεί η παραγωγή με την ζήτηση.

Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2, τα συστήματα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας μπορεί να χρησιμοποιούν άμεση αποθήκευση (χρησιμοποίηση του ίδιου HTF) ή έμμεση αποθήκευση (διαφορετικό υλικό, τηγμένο άλας). Τα δεύτερα χρησιμοποιούνται συχνότερα, με πιο συνηθισμένη τεχνολογία την εγκατάσταση δύο δεξαμενών. Τα μείγματα αλάτων είναι KNO_3 (40%) – NaNO_3 (60%). Άλλα άλατα που έχουν χρησιμοποιηθεί είναι το HITEC (με μείγμα NaNO_3 , NaNO_2 , KNO_3), και το HITEC XL (μείγμα $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, NaNO_3 , KNO_3). Βασικό πλεονέκτημα της τεχνολογίας αυτής είναι η απουσία τηγμένων αλάτων στο κύκλωμα μεταφοράς θερμότητας του ηλιακού πεδίου.

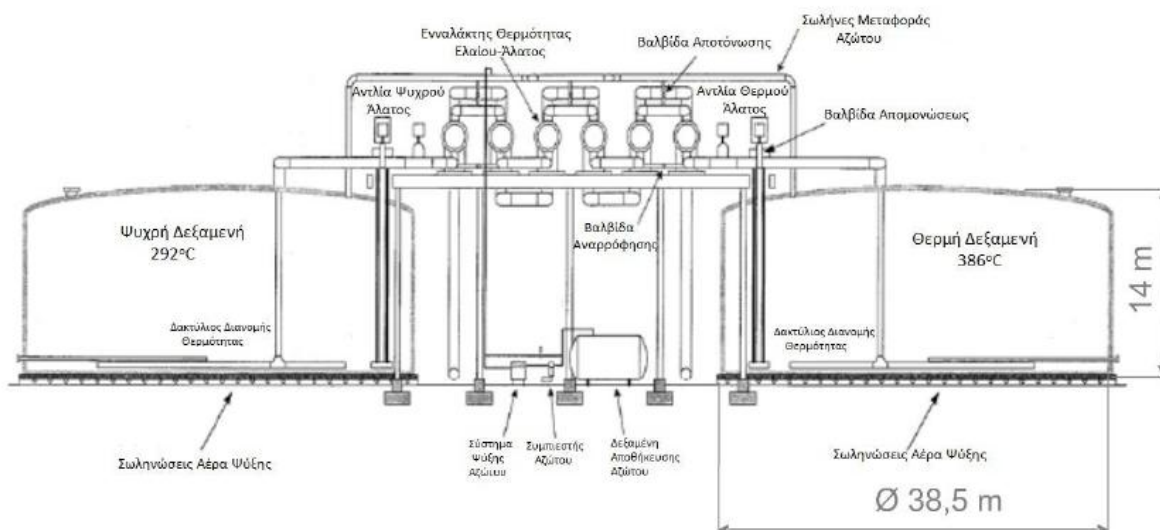
Το ρευστό μεταφοράς θερμότητας θερμαίνει μέσω εναλλακτών το ρευστό αποθήκευσης που κυκλοφορεί από την ψυχρή προς την θερμή δεξαμενή. Το HTF εισέρχεται στον εναλλάκτη σε θερμοκρασία 390°C και εξέρχεται στους 300°C περίπου. Αντίθετα, τα τηγμένα άλατα εισέρχονται στους 280°C και εξέρχονται στους 380°C για να οδηγηθούν στην συνέχεια στην θερμή δεξαμενή.

Οι μέγιστες διαστάσεις σύμφωνα με τον κανονισμό API 650 είναι 40m διάμετρος και 16m ύψος, δίνοντας συνολικό όγκο 20000m^3 και ωφέλιμο όγκο 16000m^3 (Σχήμα 25). Η εσωτερική πίεση της δεξαμενής διατηρείται στα 1,05bar με χρήση αζώτου ενώ οι τοίχοι και η οροφή είναι μονωμένα με πετροβάμβακα για να μειωθούν οι απώλειες. Υπολογίζεται ότι ένα σύστημα 28800tn χάνει 30°C σε διάστημα 6 εβδομάδων. Για λόγους ασφαλείας, ώστε να μην πέσει ποτέ η θερμοκρασία της δεξαμενής κάτω από την θερμοκρασία πήξης των αλάτων, σε κάθε δεξαμενή τοποθετούνται 8 αντιστάσεις 150kW.

Το σύστημα θερμικής αποθήκευσης περιλαμβάνει επίσης τις αντλίες για την μεταφορά των αλάτων, σωληνωτούς εναλλάκτες (3 έως 6, Εικόνα 14) καθώς και το σύστημα αποστράγγισης.



Εικόνα 13: Δεξαμενές Θερμικής Αποθήκευσης (TES) σε Συγκεντρωτικό Ηλιακό Θερμικό Σταθμό [19]



Σχήμα 25: Τυπική διάταξη εξοπλισμού TES [26]



Εικόνα 14: Συστοιχία εναλλακτών ανάμεσα από τις δύο δεξαμενές

4. Υβριδικοί Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί Παραβολικών Κατόπτρων με Ορυκτά Καύσιμα

4.1 ΓΕΝΙΚΑ

Για την επίτευξη της αύξησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλά συγκεντρωτικά ηλιακά θερμικά συστήματα, επιλέγεται η υβριδική λειτουργία με την βοήθεια κάποιου ορυκτού καυσίμου (όπως πχ λιγνίτη ή φυσικού αερίου) [27]. Αυτό σημαίνει ότι εκτός από τις τεχνολογίες και την διάταξη του σταθμού που περιγράφηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο (παραβολικά κάτοπτρα και συλλέκτες, σωληνώσεις μεταφοράς HTF, σύστημα θερμικής αποθήκευσης, ατμοστρόβιλο - -γεννήτρια) παρεμβάλλεται ένας καινούργιος τομέας στον σταθμό, ο οποίος αποτελείται από έναν λέβητα που λειτουργεί με φυσικό αέριο (ή οποιοδήποτε άλλο καύσιμο), συνδεδεμένος μέσω των σωληνώσεων μεταφοράς νερού από τους εναλλάκτες θερμότητας και τις δεξαμενές θερμικής αποθήκευσης προς τον ατμοστρόβιλο.

Σε παλιότερα συστήματα ο καυστήρας λειτουργούσε ως εφεδρεία σε περίπτωση βλάβης κατά την λειτουργία του σταθμού και όχι για την βελτίωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Καθώς όμως η παραγωγή ηλεκτρισμού ενός τέτοιου σταθμού έχει άμεση εξάρτηση από πολλές παραμέτρους όπως είναι η ηλιοφάνεια και η θερμοκρασία περιβάλλοντος και λόγω του χαμηλού σχετικά κόστους εγκατάστασης ενός λέβητα φυσικού αερίου, ξεκίνησε η λειτουργία του πλέον παράλληλα και βοηθητικά στο κυρίως ηλιακό σύστημα.

Η χρησιμοποίηση υβριδικής λειτουργίας σε έναν σταθμό, συνδυάζοντας μαζί και την θερμική αποθήκευση του, αυξάνουν κατά μεγάλο βαθμό την απόδοση του σταθμού, καθώς αυξάνουν την παραγωγή στις ώρες που υπάρχει χαμηλή ηλιοφάνεια λόγω νέφωσης, υποβοηθώντας το σύστημα, ενώ επίσης, λόγω της αποθηκευμένης ενέργειας στις δεξαμενές αποθήκευσης, αυξάνονται και οι ώρες ηλεκτροπαραγωγής [19]. Η νομοθεσία στην Ελλάδα για τις ΑΠΕ επιτρέπει με σαφή τρόπο στους ηλιακούς θερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής σε αυτούς με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο, την χρησιμοποίηση εφεδρικής ενέργειας που προέρχεται από φυσικό αέριο, LPG, βιοντίζελ ή άλλα βιοκαύσιμα, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται απαραίτητα αναγκαία για την πλήρη αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας [19],[28]. Η ενέργεια που προέρχεται από φυσικό αέριο, LPG ή ντίζελ δεν

επιτρέπεται να υπερβαίνει σε χρήση το 15% της συνολικής ενέργειας που παράγεται σε ετήσια βάση από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας. Το όριο αυτό επιτρέπεται να αυξάνεται επιπλέον κατά 5% (σύνολο 20%) σε περίπτωση χρησιμοποίησης βιοαερίου ή άλλων βιοκαυσίμων. Παρόμοιο όριο υπάρχει και σε άλλες χώρες (η Ισπανία π.χ. επίσης περιορίζει την ηλεκτροπαραγωγή από ορυκτά καύσιμα στο 15%) [19],[28],[29].

4.2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

Όπως προαναφέρθηκε, το μεγαλύτερο πρόβλημα με τους συμβατικούς Συγκεντρωτικούς Ηλιακούς Θερμικούς Σταθμούς είναι η κλιματολογική εξάρτηση. Εφόσον η απευθείας αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι εφικτή προς το παρόν, είναι σχεδόν αδύνατο η παραγωγή να ταυτιστεί με την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Η θερμική αποθήκευση όπως μελετήθηκε είναι μεν εφικτή, αλλά ασύμφορη για μεγαλύτερες διάρκειες. Για αυτό τον λόγο (εξομάλυνση παραγωγής και ταύτιση με καμπύλες ζήτησης φορτίων) αναπτύχθηκαν οι τεχνολογίες υβριδοποίησης μέσω βοηθητικού λέβητα (Auxiliary Fossil Fuel Boiler) [30].

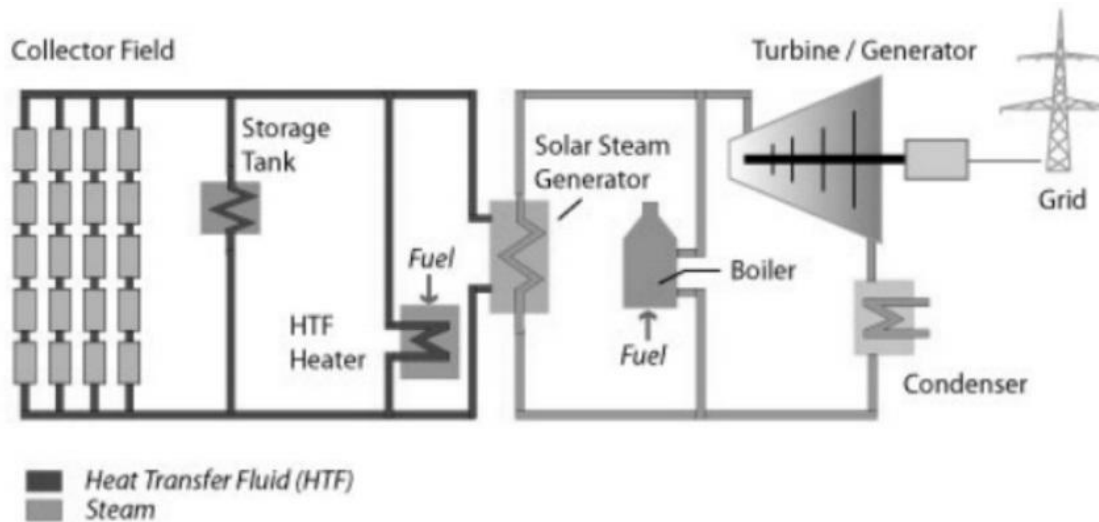
Η υβριδοποίηση με ορυκτά καύσιμα στην πράξη λύνει δύο προβλήματα που είχαν παρουσιαστεί [19]:

- Αποφυγή πλήρους εξάρτησης από τον καιρό (ηλιοφάνεια, θερμοκρασία, άνεμοι που εμποδίζουν τα κάτοπτρα να αναπτυχθούν σωστά).
- Αποφυγή πήξης θερμικού ελαίου (HTF) το οποίο έχει σημείο πήξης στους 12°C μέσω θέρμανσής του.

Η βέλτιστη τοποθέτηση του βοηθητικού λέβητα αποτέλεσε μεγάλη πρόκληση για την μηχανική και για αυτό τον λόγο τροποποιήθηκε ανά διαστήματα [30].

ΑΡΧΙΚΗ ΔΙΑΡΡΥΘΜΙΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ (SEGS I)

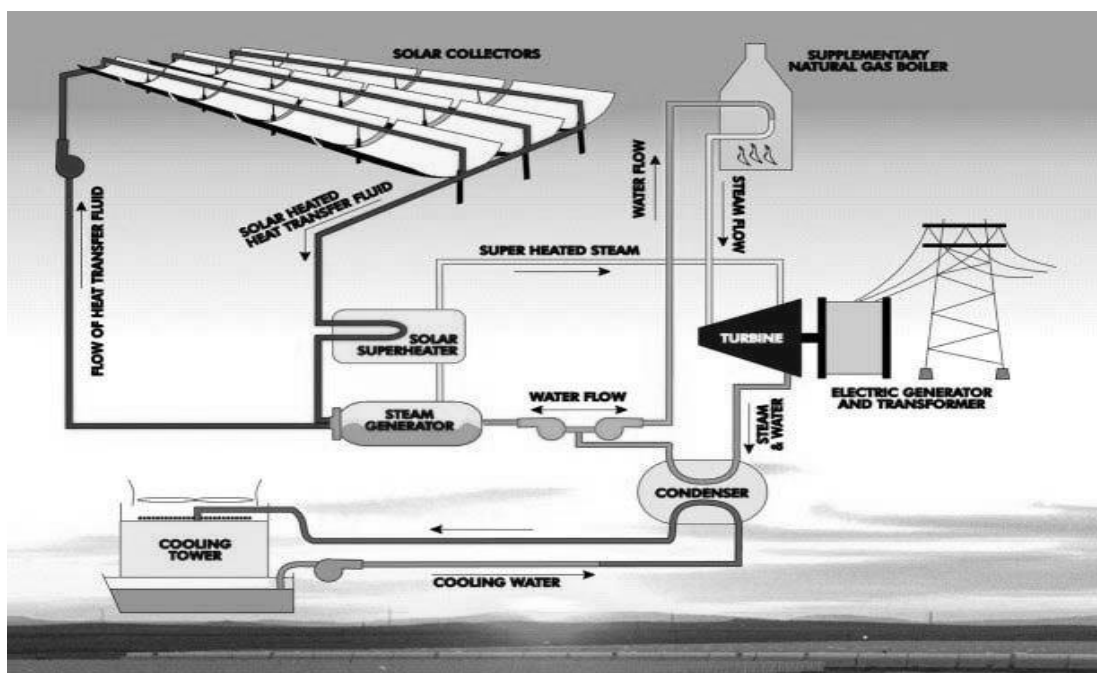
Αρχικά ο βοηθητικός λέβητας είχε τοποθετηθεί στον κύκλο ατμοποίησης (κύκλο νερού-ατμού) όπως στον σταθμό SEGS I στην Καλιφόρνια (Σχήμα 26). Ο λέβητας υπερθέρμανε τον ατμό, βελτιώνοντας την απόδοση του κύκλου. Το μεγάλο μειονέκτημα της διαρρύθμισης αυτής ήταν ότι το εργοστάσιο δεν μπορούσε να λειτουργήσει χωρίς τον λέβητα, επομένως εάν υπήρχε βλάβη στο σημείο αυτό, ο σταθμός δεν λειτουργούσε. Επίσης, ο βοηθητικός λέβητας δεν παρείχε προστασία πήξης στο θερμικό έλαιο [31],[32].



Σχήμα 26: Δομή λειτουργίας Υβριδικού Θερμοηλεκτρικού Σταθμού SEGS I [19]

ΔΙΑΡΡΥΘΜΙΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ SEGS II

Στην συνέχεια, ο βοηθητικός λέβητας τοποθετήθηκε ώστε να παρέχει ατμό στην βαθμίδα υψηλής πίεσης της τουρμπίνας (103bar, 510°C), ενώ το ηλιακό πεδίο παρείχε ατμό χαμηλής πίεσης στην δεύτερη βαθμίδα του ατμοστρόβιλου (27bar, 360°C). Η διαρρύθμιση αυτή χρησιμοποιήθηκε στον σταθμό SEGS II και παρουσίαζε τα ίδια προβλήματα με την πρώτη (Σχήμα 27).



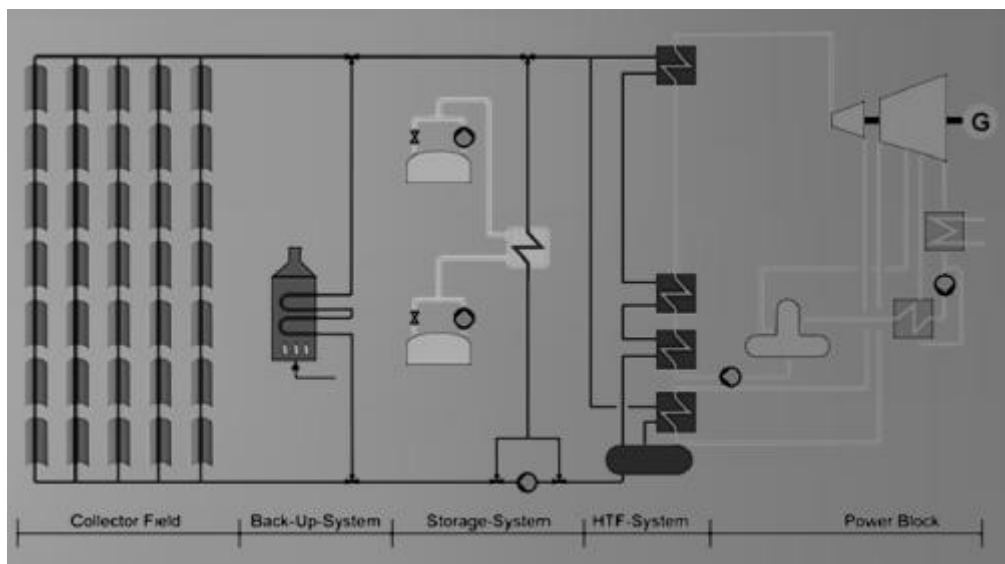
Σχήμα 27: Δομή λειτουργίας Υβριδικού Θερμοηλεκτρικού Σταθμού SEGS II [33]

ΔΙΑΡΡΥΘΜΙΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ SEGS VII

Για τον σταθμό SEGS VII ο βοηθητικός λέβητας συνέχιζε να παρέχει ατμό στην βαθμίδα υψηλής πίεσης, μαζί με υπέρθερμο ατμό από το ηλιακό πεδίο ενώ η βαθμίδα χαμηλής πίεσης χρησιμοποιούσε αναθερμασμένο ατμό από την βαθμίδα υψηλής πίεσης.

ΤΕΛΙΚΗ ΔΙΑΡΡΥΘΜΙΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ (SEGS VIII)

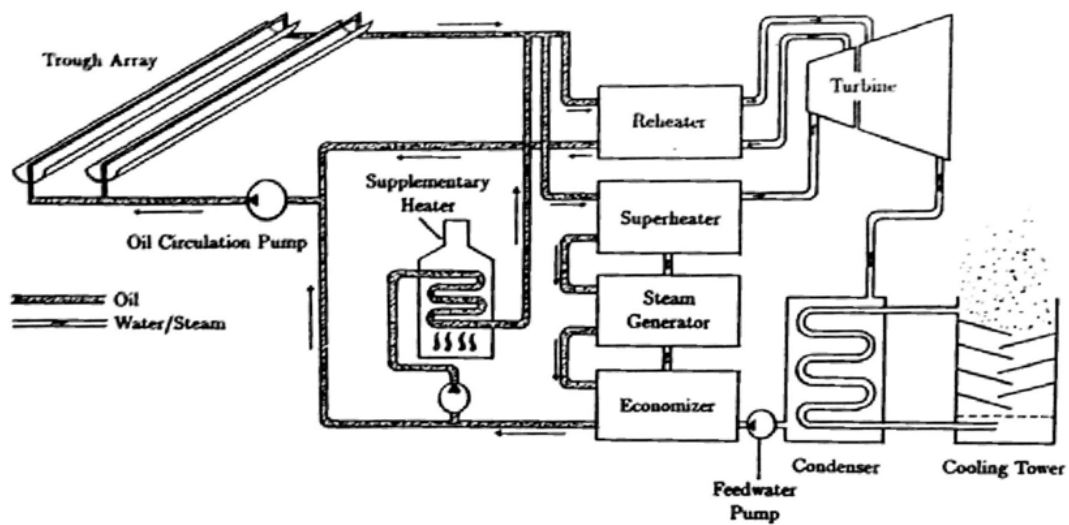
Τέλος, η τεχνολογία που επιλέχθηκε και συνεχίζει να χρησιμοποιείται μέχρι και σήμερα τοποθετεί τον βοηθητικό λέβητα στο κύκλωμα του θερμού ελαίου και όχι στο κύκλωμα του νερού-ατμού (Σχήμα 28). Με αυτό τον τρόπο θερμαίνεται το HTF ώστε να βελτιώνεται η θερμική απόδοσή του και αποφεύγεται το να πέσει η θερμοκρασία του κάτω από τους 12°C. Αποδείχθηκε ότι είναι η βέλτιστη χρησιμοποίηση του λέβητα, μετατρέποντας έτσι τον σταθμό σε εν μέρει συμβατικό σταθμό ορυκτών καυσίμων.



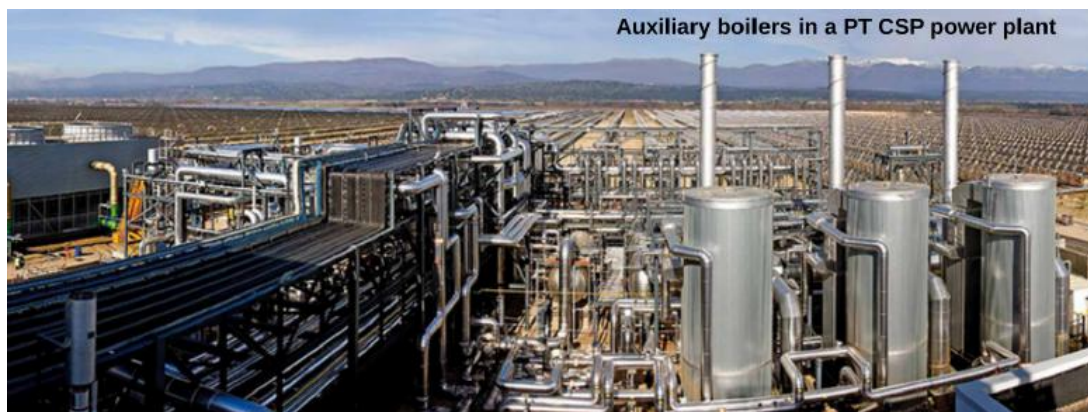
Σχήμα 28: Σημερινή τοποθέτηση βοηθητικού λέβητα σε υβριδικό σταθμό [19]

Είναι προφανές ότι η εγκατάσταση βοηθητικού λέβητα αυξάνει την παραγωγή και το κέρδος, αφού σαν τεχνολογία είναι φθηνότερη η παραγωγή σε σχέση με την καθαρά συγκεντρωτική ηλιακή. Παρ' όλο που υπάρχει το θεωρητικό όριο στην συμμετοχή των ορυκτών καυσίμων (ΦΑ ή άνθρακας) στην παραγωγή, πολλές εταιρείες έχουν βρει παράθυρα στον νόμο κάθε κράτους που τους επιτρέπουν την χρησιμοποίηση του λέβητα ορυκτών καυσίμων για μεγαλύτερη διάρκεια. Ένα από αυτά είναι η χρησιμοποίησή του κατά την έναυση του σταθμού κατά την οποία αφού δεν λειτουργεί η γεννήτρια (μέχρι να έρθει το θερμικό έλαιο και το νερό σε κατάλληλη θερμοκρασία και πίεση), η καύση δεν

προσμετράται στην ηλεκτροπαραγωγή. Με αυτό τον τρόπο το εργοστάσιο είναι έτοιμο να ξεκινήσει την παραγωγή ακριβώς όταν το επιτρέψει η ηλιοφάνεια (και λίγο νωρίτερα, με την «νόμιμη» παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στα ορισμένα πλαίσια από ορυκτά καύσιμα), μειώνοντας κατά πολύ τις απώλειες και την ενέργεια που σπαταλάται κατά την εκκίνηση του σταθμού (Εικόνες 15 και 16). Ένα ακόμα σχεδιάγραμμα του σταθμού SEGS VIII φαίνεται στο Σχήμα 29.



Σχήμα 29: Δομή λειτουργίας Υβριδικού Θερμοηλεκτρικού Σταθμού SEGS VIII [34]



Εικόνα 15: Βοηθητικοί λέβητες υβριδικών σταθμών [19]



Εικόνα 16: Άποψη από βοηθητικούς λέβητες υβριδικών σταθμών [19]

4.3 ΥΒΡΙΔΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΒΙΟΜΑΖΑ

Μια άλλη επιλογή υβριδοποίησης είναι αυτή με βοηθητικό λέβητα βιομάζας (Εικόνα 17). Η βιομάζα θεωρείται ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, καθώς είναι άφθονη και για την παραγωγή της δεν υπάρχει υποβάθμιση του περιβάλλοντος όπως με την εκσκαφή λιγνίτη πχ ή την άντληση φυσικού αερίου. Σε αυτή την περίπτωση τα επιτρεπτά όρια καύσης βιομάζας είναι ανεβασμένα σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα, της τάξης του 50% στην Ισπανία [19].

Υπάρχει επίσης η δυνατότητα τριπλής υβριδοποίησης, όπως:

- Ενέργεια παρεχόμενη από Ηλιακή Θερμική 42,5%
- Ενέργεια παρεχόμενη από Φυσικό Αέριο 7,5%
- Ενέργεια παρεχόμενη από βιομάζα 50%

Ένας Συγκεντρωτικός Ηλιακός Θερμικός σταθμός χωρίς θερμική αποθήκευση και βοηθητικό λέβητα υπολογίζεται ότι δουλεύει περίπου 2400 ώρες ετησίως με ονομαστικά μεγέθη (δεδομένα Ισπανίας), ή περίπου το 25-30% των ετησίων ωρών μόλις. Αυτός ο αριθμός αυξάνεται κατακόρυφα, υπερδιπλασιάζοντάς τις ώρες αποδοτικής λειτουργίας στο 70% περίπου [19],[34].

Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την μείωση των κύκλων εκκίνησης-σβησίματος του σταθμού, αυξάνοντας την απόδοση του σταθμού, μειώνοντας την θερμική καταπόνηση του εξοπλισμού και μειώνοντας έτσι τελικά τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης.

Τα άμεσα αποτελέσματα από την καύση της βιομάζας είναι :

- Μεγάλη ευελιξία κατά την λειτουργία για ανταπόκριση σε φορτία αιχμής
- Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πάσα στιγμή, άσχετα με την ηλεκτρική ακτινοβολία,
- Μειωμένα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας, καθώς για τις ίδιες παραχθείσες MWh, χρειάζεται μικρότερο εργοστάσιο, άρα και μικρότερη επένδυση.

Η ίδια διαδικασία που περιγράφηκε προηγουμένως με ορυκτά καύσιμα ώστε να φέρουν τον σταθμό σε ιδανικές θερμοκρασιακές συνθήκες παραγωγής, είναι πλέον πλήρως νόμιμη και διαφανής με καύση βιομάζας.



Εικόνα 17: Υβριδικός σταθμός με καύση βιομάζας [19]

4.4 ΤΡΟΠΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Σε γενικές γραμμές, οι διακριτοί τρόποι λειτουργίας (operation mode) ενός υβριδικού σταθμού μπορούν να κατηγοριοποιηθούν στις παρακάτω 9 περιπτώσεις [19]:

1. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στο ηλιακό πεδίο προσδίδεται στην Μονάδα Παραγωγής Ενέργειας (Power Block)
2. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στο ηλιακό πεδίο προσδίδεται εν μέρει στην Μονάδα Ενέργειας και η υπόλοιπη στην θερμική αποθήκευση
3. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στο ηλιακό πεδίο προσδίδεται εξ ολοκλήρου στην θερμική αποθήκευση
4. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στο ηλιακό πεδίο και αυτή που προέρχεται από την θερμική αποθήκευση προσδίδεται στην Μονάδα Ενέργειας

5. Η θερμική ενέργεια που προέρχεται από την θερμική αποθήκευση προσδίδεται στην Μονάδα Ενέργειας
6. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στο ηλιακό πεδίο συν την ενέργεια που παράγεται από τον βοηθητικό λέβητα προσδίδεται στην Μονάδα Ενέργειας
7. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στον βοηθητικό λέβητα προσδίδεται εξ ολοκλήρου στην θερμική αποθήκευση
8. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στον βοηθητικό λέβητα προσδίδεται στην Μονάδα Ενέργειας
9. Η θερμική ενέργεια που παράγεται στον βοηθητικό λέβητα και αυτή που προέρχεται από την θερμική αποθήκευση προσδίδεται στην Μονάδα Ενέργειας

Οι κυριότεροι τρόποι λειτουργίας όπως είναι κατανοητό είναι οι 1,6 και 8. Ο τρόπος 8 (όπως και ο 6) χρησιμοποιείται κατά την εκκίνηση του σταθμού, σε ημέρες με νεφοκάλυψη και σε νυχτερινά φορτία αιχμής. Είναι περιορισμένη σαν λειτουργία λόγω του περιορισμού του 15% κατά την πλήρη λειτουργία, αλλά και του χαμηλού βαθμού απόδοσης (κοντά στο 19%). Ο τρόπος 7 είναι μια έμμεση παράκαμψη του ορίου 15%, αφού στην πράξη η ποσότητα φυσικού αερίου δεν προσμετράται στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η λειτουργία 9 είναι αυτή που στην ουσία αυξάνει την περίοδο λειτουργίας του εργοστασίου, επεκτείνοντας την λειτουργία του κατά τις ώρες που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια.

Επομένως έχουμε τρία στοιχεία των οποίων την λειτουργία μπορούμε να διαμορφώσουμε:

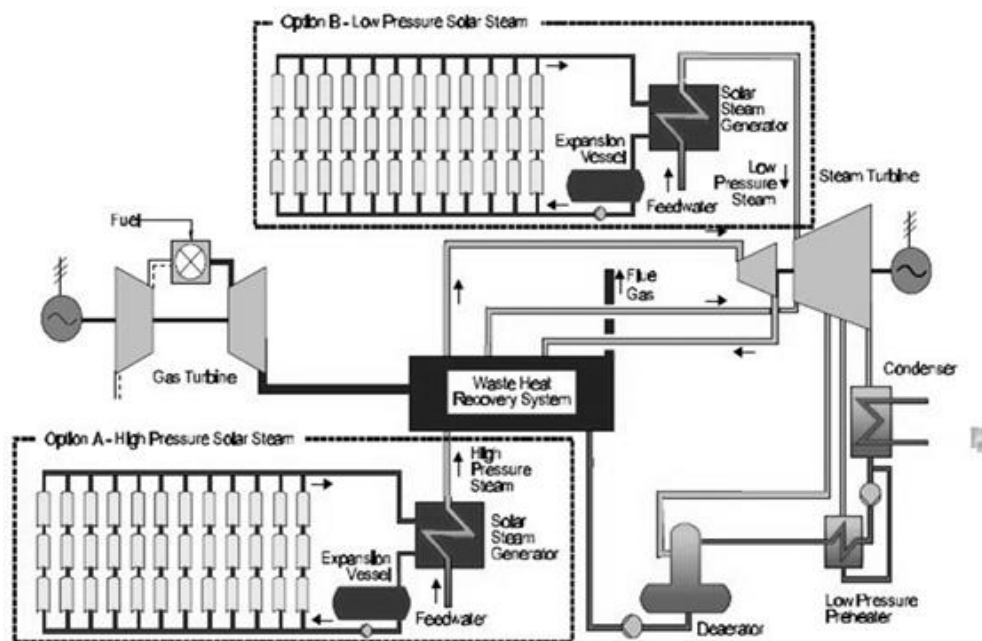
- Το ηλιακό πεδίο (ως πάροχο)
- Τον βοηθητικό λέβητα (ως πάροχο)
- Την θερμική αποθήκευση (ως πάροχο και ως καταναλωτή)

5. Υβριδικοί Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί Παραβολικών Κατόπτρων – Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου

5.1 ΓΕΝΙΚΑ

Το σύστημα Συνδυασμένου Κύκλου με Ενσωματωμένο Ηλιακό Πεδίο (Integrated Solar Combined Cycle – ISCC) είναι μια καινούρια ιδέα η οποία ενσωματώνει μια εγκατάσταση παραβολικών κοίλων με μια μονάδα αεριοστροβίλου συνδυασμένου κύκλου. Το ISCC έχει κερδίσει μεγάλο ενδιαφέρον επειδή προσφέρει ένα επαναστατικό τρόπο για να μειωθεί το κόστος και να αυξηθεί η συνολική απόδοση μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρισμό [35]. Ένα διάγραμμα ροής των διαδικασιών ενός ISCC φαίνεται στο παρακάτω σχήμα. Το σύστημα συνδυασμένου κύκλου χρησιμοποιεί ηλιακή θερμότητα για να συμπληρώσει τις θερμικές απώλειες από τον αεριοστρόβιλο, με σκοπό να αυξήσει τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο κύκλο ατμού του Rankine.

Με αυτό το σχεδιασμό η ηλιακή ενέργεια γενικά χρησιμοποιείται για να παραχθεί επιπλέον ατμός και οι απώλειες θερμότητας του αεριοστροβίλου χρησιμοποιούνται για να υπερθερμάνουν τον ατμό (Σχήμα 30). Το σχέδιο του ISCC πιθανώς να προτιμηθεί σε σχέση με την ηλιακή μονάδα Rankine σε περιοχές όπου μονάδες συνδυασμένου κύκλου έχουν ήδη κατασκευαστεί.



Σχήμα 30: Σύστημα συνδυασμένου κύκλου [35]

Το πρόβλημα που υπάρχει με τα ορυκτά καύσιμα όπως ο άνθρακας (λιγνίτης) είναι ότι, ενώ είναι αρκετά φθηνά σαν πρωτογενής ενέργεια και είναι ευέλικτα ως προς την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είναι αρκετά ρυπογόνα.

Από την άλλη πλευρά, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η ηλιακή, ενώ είναι καθαρές μορφές ενέργειας, έχουν τρία μεγάλα μειονεκτήματα:

- Κλιματολογική εξάρτηση
- Μεγάλη αρχική επένδυση
- Μεγάλος αριθμός εκκινήσεων-σταματημάτων των εργοστασίων

Επομένως η λύση συνδυασμού της ηλιακής θερμικής τεχνολογίας με την τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου φαντάζει ως η βέλτιστη λύση. Από μόνος του ένας σταθμός Συνδυασμένου Κύκλου (ΣΚ /Combined Cycle - CC) παράγει περίπου 50% παραπάνω ενέργεια από ένα συμβατικό σταθμό παραγωγής με ατμοστρόβιλο [19]. Αυτό γίνεται μέσω της Μονάδας (Γεννήτριας) Ανάκτησης Θερμότητας και Παραγωγής Ατμού (Heat Recovery Steam Generator – HRSG) η οποία εκμεταλλεύεται την θερμότητα των απαερίων της καύσης μετά τον αεριοστρόβιλο θερμαίνει και ατμοποιεί το νερό του κύκλου νερού-ατμού του ατμοστρόβιλου. Επομένως η διαδικασία ενός σταθμού Συνδυασμένου Κύκλου αποτελείται από τρία στάδια [35],[36]:

1. Ο αεριοστρόβιλος (gas turbine) καίει καύσιμο (φυσικό αέριο). Ο αεριοστρόβιλος συμπιέζει αέρα τον οποίο αναμιγνύει με καύσιμο το οποίο αναφλέγεται μετακινούμενο μέσα στα πτερύγια του αεριοστρόβιλου, κάνοντας τον να περιστρέφεται. Η περιστροφή αυτή κινεί την γεννήτρια, μετατρέποντας την κινητική ενέργεια σε ηλεκτρική
2. Η Μονάδα Ανάκτησης Θερμότητας λαμβάνει την θερμότητα από τα καυσαέρια της καύσης και την μεταδίδει στο κύκλωμα νερού, παράγοντας ατμό.
3. Ο ατμός οδηγείται στον ατμοστρόβιλο, παράγοντας επιπλέον ενέργεια μέσω της γεννήτριας στην οποία είναι συνδεδεμένος

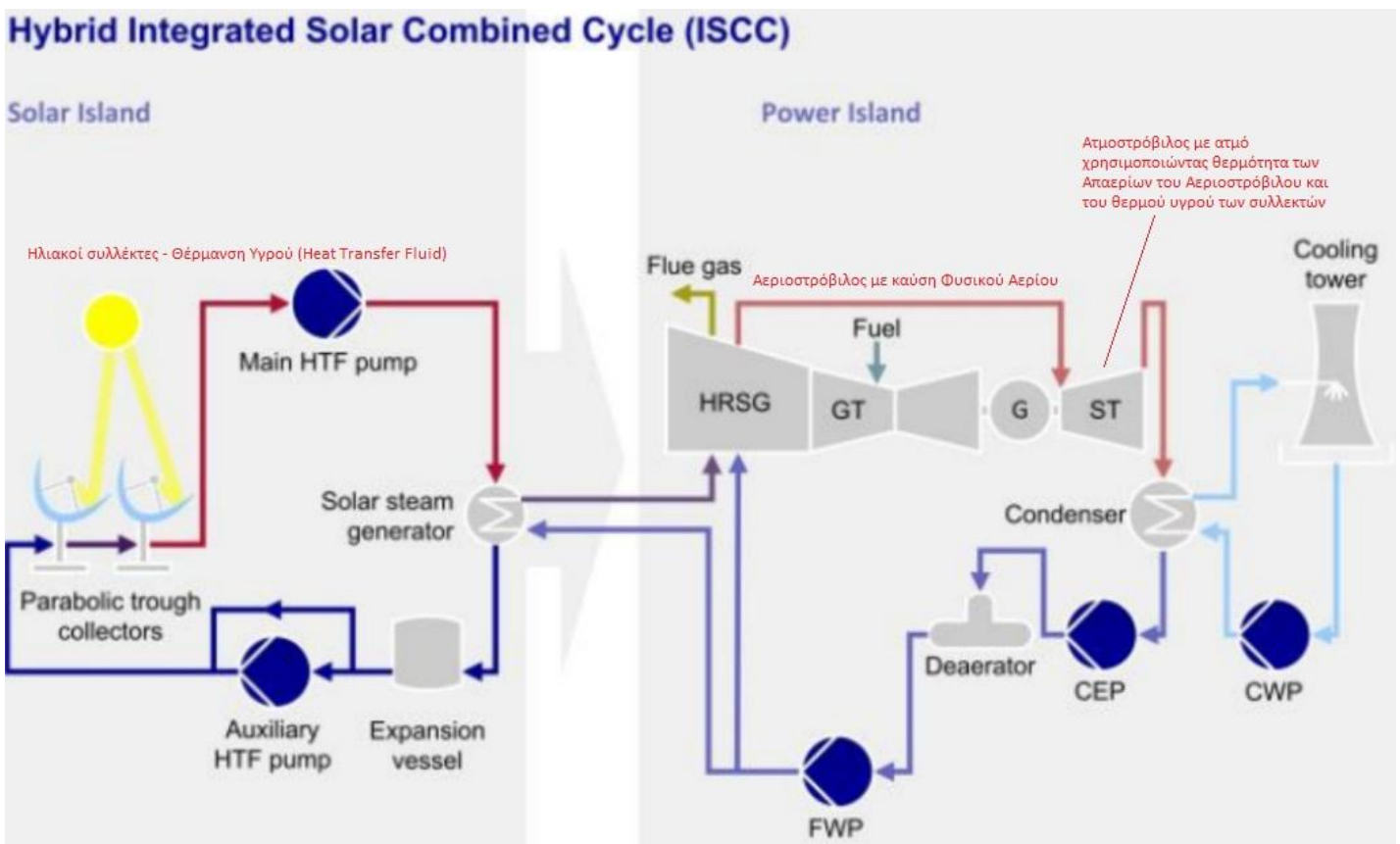
5.2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

Οι σταθμοί που μπορούν να αναμείξουν τον ατμό που παράγεται από την συγκεντρωτική ηλιακή τεχνολογία και τον ατμό που παράγεται μετά τον αεριοστρόβιλο ονομάζονται Συνδυασμένου Κύκλου με Ενσωματωμένο Ηλιακό Πεδίο (ISCC). Αντίθετα με τους σταθμούς

που είδαμε στα προηγούμενα κεφάλαια, οι ISCC δεν χρειάζεται να εκκινούν και να σταματούν συνεχώς, αφού ο ατμός παράγεται από δύο πηγές. Δεν υπάρχουν επίσης βοηθητικά συστήματα για την ηλιακή θερμική τεχνολογία, περιορίζοντας τον εξοπλισμό που αφορά αυτό το κομμάτι του σταθμού στο ηλιακό πεδίο (κάτοπτρα παραβολικής σκάφης, συλλέκτες κλπ), το κύκλωμα HTF και το κύκλωμα παραγωγής ατμού μόνο [37].

Παρουσιάζουν όμως ένα μεγάλο μειονέκτημα: Η λειτουργία του σταθμού εξαρτάται από τον αεριοστρόβιλο, αφού τα καυσάερά του είναι αυτά που χρησιμοποιούνται και για την υπερθέρμανση του ατμού στους 650°C. Χωρίς αυτόν, ο ατμός δεν υπερθερμαίνεται και ο σταθμός δεν λειτουργεί [19].

Η λειτουργία του σταθμού σε χωρισμένες «νησίδες» φαίνεται στο Σχήμα 31, όπου Solar Island είναι η Ηλιακή Νησίδα και Power Island η Νησίδα Ενέργειας .



Σχήμα 31: Σχέδιο λειτουργίας σταθμού ISCC και χωρισμός σε νησίδες [38]

Οι μεγαλύτερες διαφορές με τους συμβατικούς και υβριδικούς Συγκεντρωτικούς Ηλιακούς Σταθμούς που είδαμε στα προηγούμενα κεφάλαια είναι τρείς [19],[37]:

1. Απουσία αναθερμαντήρων. Στις προηγούμενες τεχνολογίες υπήρχε ανάγκη να αναθερμανθεί ο ατμός πριν την βαθμίδα χαμηλής πίεσης του ατμοστρόβιλου. Στους ISCC εάν χρησιμοποιηθεί αναθέρμανση, αυτή γίνεται μέσω της HRSG (Εικόνα 19).
2. Απουσία προθερμαντήρων και οικονομητήρων. Στους ISCC αυτές οι λειτουργίες διεκπεραιώνονται μέσω της HRSG.
3. Η διεργασίες του θερμικού ηλιακού κύκλου δεν χρειάζονται βοηθητικά συστήματα όπως προαναφέρθηκε αφού χρησιμοποιούνται τα βοηθητικά συστήματα του συνδυασμένου κύκλου.

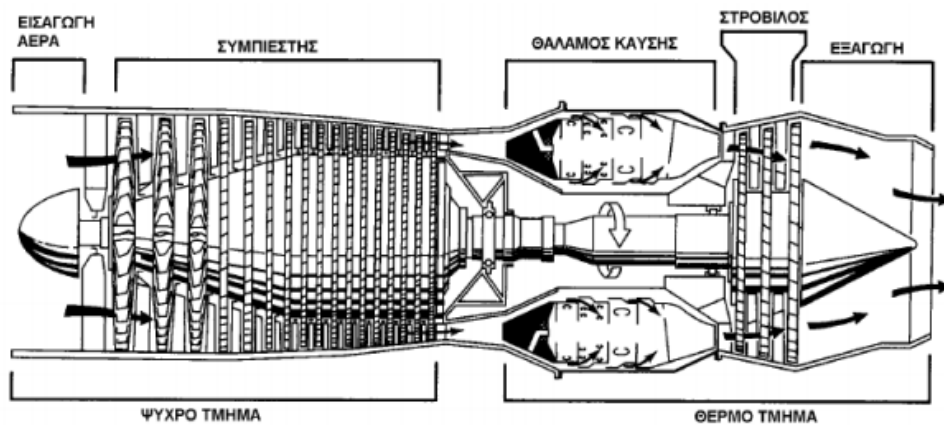


Εικόνα 18: Ο σταθμός Ain Beni Mathar στο Μαρόκο [39]

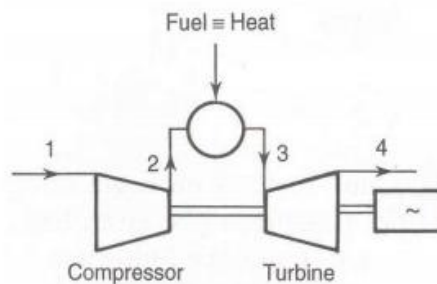


Εικόνα 19: Γενική Διάταξη Εξοπλισμού Σταθμού Συνδυασμένου Κύκλου [36]

ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ



Σχήμα 32: Σχέδιο/τομή αεριοστρόβιλου με τα επιμέρους τμήματά του [40]



Σχήμα 33: Απλός Κύκλος Αεριοστρόβιλου [40]

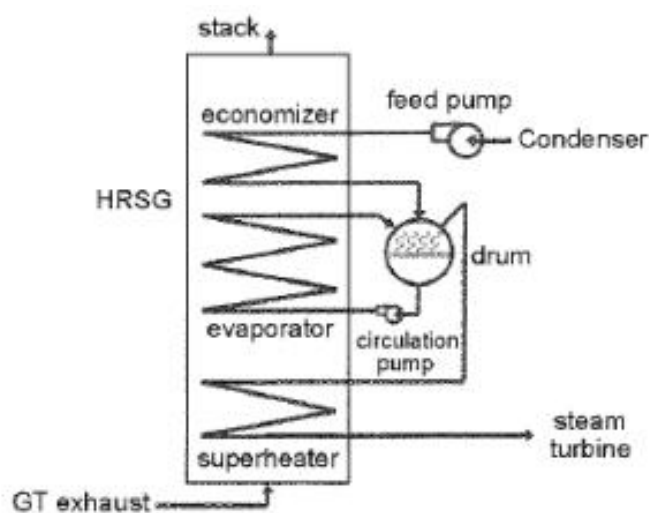
Σε ένα τέτοιο σταθμό, κυρίαρχο ρόλο παίζει ο αεριοστρόβιλος του. Όπως προαναφέρθηκε, παίζει τον σημαντικότερο ρόλο σε ένα σταθμό ISCC αφού χωρίς αυτόν ο σταθμός δεν μπορεί να παράξει ρεύμα. Χρησιμοποιεί τον κύκλο Brayton, χωρίς αναθέρμανση ή εναλλαγή θερμότητας (Σχήμα 32,33).

HRSG

Η Μονάδα (Γεννήτρια) Ανάκτησης Θερμότητας και Παραγωγής Ατμού είναι μια βασική συνιστώσα του συνδυασμένου κύκλου, αφού πραγματοποιεί την σύνδεση μεταξύ των κύκλων αερίου και ατμού. Είναι στην ουσία ένας πολλαπλός εναλλάκτης θερμότητας μεταξύ των καυσαερίων του ατμοστρόβιλου και του κύκλου νερού/ατμού.

Περιλαμβάνει τέσσερα κύρια τμήματα, στα οποία γίνεται μια διαφορετική διεργασία (Σχήμα 34):

- Προθερμαντήρα, στον οποίο προθερμαίνεται το νερό
- Εξατμιστήρα, στον οποίο γίνεται η εξαέρωση
- Υπερθερμαντήρα, στον οποίο γίνεται η υπερθέρμανση του ατμού
- Τύμπανο ατμού, στο οποίο γίνεται ο διαχωρισμός ατμού από την υγρή φάση του μείγματος



Σχήμα 34: Σχηματικό διάγραμμα HRSG μόνης πίεσης [36]

Στον υπερθερμαντήρα προσδίδεται και ο ατμός που προέρχεται από τον θερμικό ηλιακό κύκλο (Ηλιακή Νησίδα) ώστε να υπερθερμανθεί και να προωθηθεί τελικά στον ατμοστρόβιλο.

Μια τυπική εικόνα HRSG φαίνεται στο σχήμα 35.



Σχήμα 35: Διάταξη HRSG[19]

ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Ο συνδυασμός υπερκρίσιμου ατμού με συγκεντρωτική ηλιακή θερμική τεχνολογία βελτιώνει την απόδοση μετατροπής ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική, μειώνει την κατανάλωση καυσίμου, όπως και πολλούς ρύπους.

Το ενεργειακό ισοζύγιο σε ένα σταθμό ISCC είναι [41]:

$$E_{input} = E_{sol} + Q_f = P_{GT} + P_{ST} + Q_{stack} + Q_{cw} \quad [Εξίσωση 5.1]$$

Όπου E_{input} είναι ο ρυθμός συνολικής παρεχόμενης ενέργειας, E_{sol} ο ρυθμός ηλιακής παρεχόμενης ενέργειας, Q_f ο ρυθμός παρεχόμενης ενέργειας καυσίμου, P_{GT} η αποδιδόμενη ισχύς του αεριοστροβίλου, P_{ST} η αποδιδόμενη ισχύς του ατμοστροβίλου, Q_{stack} ο ρυθμός θερμικών απωλειών στα καυσαέρια και Q_{cw} ο ρυθμός απωλειών στο νερό ψύξης στον συμπυκνωτή.

Η μηχανική ισχύς ενός ISCC δίνεται από τον τύπο

$$P_{ISCC,M}=P_{GT}+P_{ST} \quad [Εξίσωση 5.2]$$

ενώ η αντίστοιχη ηλεκτρική από τον τύπο

$$P_{el}=(P_{GT}+P_{ST})\eta_g \quad [Εξίσωση 5.3]$$

όπου η_g η απόδοση της ηλεκτρογεννήτριας

Ο τελικός βαθμός απόδοσης (BA) του σταθμού θα είναι προφανώς χαμηλότερος από αυτόν ενός απλού σταθμού συνδυασμένου κύκλου, αφού υπάρχουν οι ηλιακές απώλειες. Τελικά, ο BA θα είναι

$$\eta_{el}=P_{el}/E_{input}=\eta_c\eta_{cc}\eta_g \quad [Εξίσωση 5.4]$$

όπου η_c η απόδοση του ηλιακού συλλέκτη, και η_{cc} η απόδοση του συνδυασμένου κύκλου.

Η εξοικονόμηση καυσίμου λόγω αξιοποίησης ηλιακής ενέργειας θα είναι

$$m_{f,sav}=E_{sol}/(\eta_bLHV) \quad [Εξίσωση 5.5]$$

Όπου η_b η απόδοση του καυστήρα και LHV η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του καυσίμου.

6. Υφιστάμενη κατάσταση: Συμβατικοί Λιγνιτικοί Θερμικοί Σταθμοί

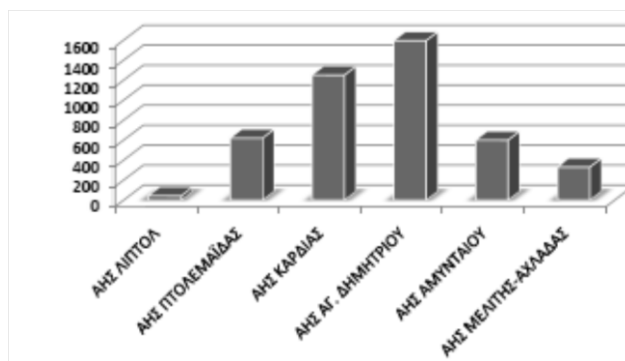
6.1 ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ

Οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής στην Δυτική Μακεδονία είναι αθροιστικά έξι με 18 μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4388MW με τα αντίστοιχα ορυχεία εξόρυξης λιγνίτη.

Οι σταθμοί και η ισχύς τους ανά ξεχωριστή μονάδα όπως είχαν εγκαταστασθεί στην περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας έως το 2018 φαίνονται στον παρακάτω Πίνακα 5 και Διάγραμμα 7:

ΣΤΑΘΜΟΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΝΑ ΜΟΝΑΔΑ(MW)
ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ (παροπλισμένος)	10+33
ΑΗΣ Πτολεμαΐδας (παροπλισμένος)	70+125+125+300
ΑΗΣ Καρδιάς (σύντομα σε παροπλισμό)	300+300+325+325
ΑΗΣ ΑΓ. Δημητρίου	300+300+310+310+375
ΑΗΣ Αμυνταίου (σύντομα σε παροπλισμό)	300+300
ΑΗΣ Μελίτης	330
ΣΥΝΟΛΟ	4438

Πίνακας 5: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΗΣ στην Δυτική Μακεδονία [42]

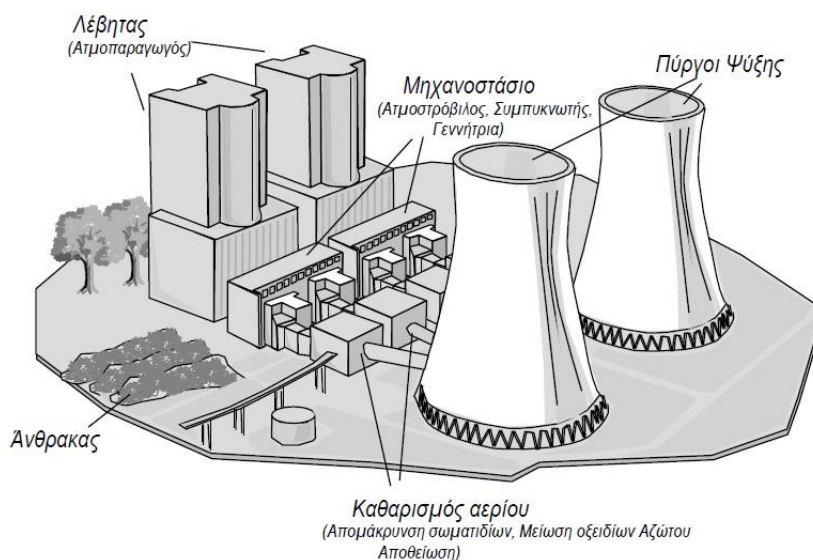


Διάγραμμα 7: Συνολική ισχύς μονάδων ΑΗΣ Δυτικής Μακεδονίας [43]

Υπό κατασκευή είναι η Μονάδα V του ΑΗΣ Πτολεμαΐδας (νέος σταθμός), ισχύος 660MW, με προβλεπόμενη έναρξη παραγωγής το 2020. Λαμβάνοντας υπόψη τον επικείμενο παροπλισμό των ΑΗΣ Καρδιάς και Αμυνταίου (λόγω εκπομπών και δεδομένης της παλαιότητας των σταθμών σύμφωνα με την Οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών 2010/75/ΕΕ, έχουν τεθεί σε καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας), αλλά και τον –από καιρό- παροπλισμό των ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ και Πτολεμαΐδας (I-IV), αυτή την στιγμή σε

ηλεκτροπαραγωγή βρίσκονται δύο μόνο σταθμοί με συνολική ισχύ 1925MW και δύο σε καθεστώς περιορισμένης λειτουργίας με 1850MW.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η πόλη της Πτολεμαΐδας βασίζει την τηλεθέρμανση της στον ΑΗΣ Καρδιάς μόνο, περιμένοντας την σύνδεση με την νέα Μονάδα V.



Σχήμα 36: Τυπική διάταξη και εξοπλισμός ΑΗΣ [44]

6.2 ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ



Εικόνα 20: ΑΗΣ Καρδιάς, Σεπτέμβριος 2018

Ο ΑΗΣ Καρδιάς (Εικόνα 20) βρίσκεται στο 14^ο χλμ της οδού Κοζάνης-Πτολεμαΐδας και αποτελείται από τέσσερις θερμοηλεκτρικές μονάδες. Οι πρώτες δύο (300MW έκαστη) τέθηκαν σε λειτουργία το 1974 και 1975 ενώ οι μονάδες III και IV (325MW έκαστη) τα έτη 1980 και 1981. Αποτελεί σαν σταθμός το 11% περίπου της εγκατεστημένης ισχύος την Ελλάδα.

Σαν καύσιμο χρησιμοποιείται ο λιγνίτης που εξάγεται από το Ορυχείο Καρδιάς, παράγει ρεύμα υψηλής τάσης (400kV) και λειτουργεί επί 24ωρη βάση. Η εγκατάσταση του σταθμού περιλαμβάνει τα παρακάτω βασικά τμήματα:

- Υπαίθριες αποθήκες (αυλή) λιγνίτη
- Μονάδα πρόθραυσης και κονιορτοποίησης του λιγνίτη
- Κύρια εγκατάσταση που περιλαμβάνει τους λέβητες καύσης, κύκλωμα νερού και ατμοποίησης, στροβιλογεννήτριες, καπνοδόχους, πύργους ψύξης, βοηθητικά μηχανήματα, κυκλώματα αέρα και καυσαερίων
- Σύστημα συλλογής ιπτάμενης και υγρής τέφρας, ηλεκτροστατικά φίλτρα (ESP), σιλό αποθήκευσης, διατάξεις ύγρυνσης και εκφόρτωσης τέφρας, ταινιόδρομοι μεταφοράς κλπ
- Δεξαμενές νερού και συστήματα επεξεργασίας αυτού
- Εγκαταστάσεις υποστήριξης (μηχανουργείο, ηλεκτροτεχνείο, κλπ), διοικητήριο, εγκαταστάσεις προσωπικού

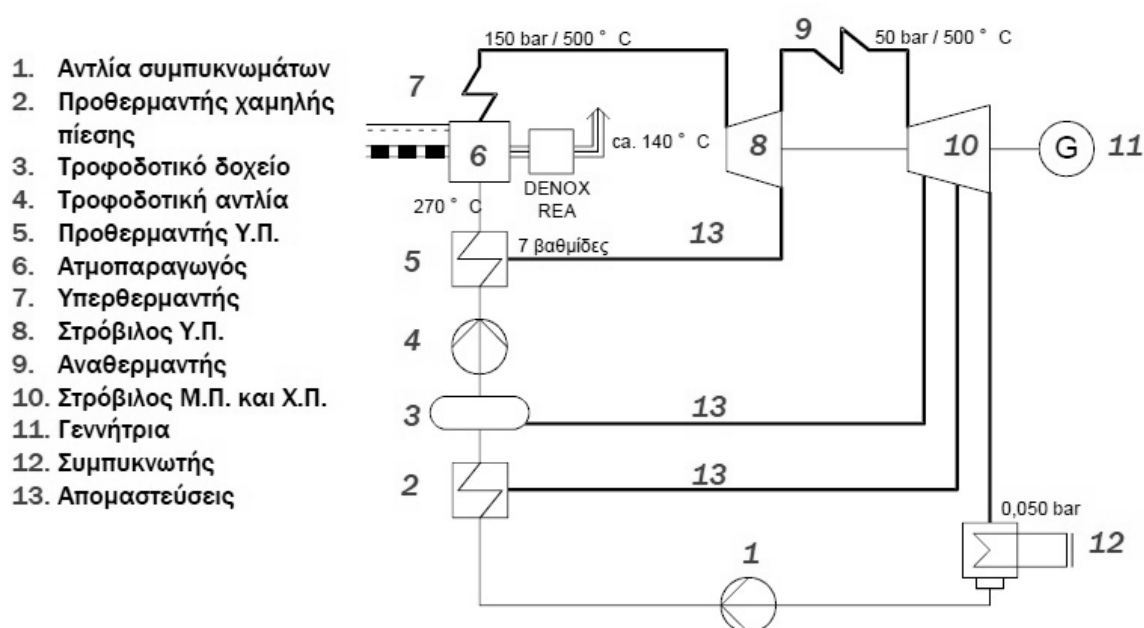
Η συνολική εγκατάσταση του σταθμού αγγίζει τα 1.100.000m² (1,1km²), όπως φαίνεται στην Εικόνα 21.



Εικόνα 21: Αεροφωτογραφία ΑΗΣ Καρδιάς [45]

6.3 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟΥ

Από την αυλή λιγνίτη, ο λιγνίτης οδηγείται στους μύλους των λεβήτων. Εκεί κονιορτοποιείται το υλικό και προωθείται στις εστίες καύσης. Η προώθηση του λιγνίτη υποβοηθείται από τα καυσαέρια που αναρροφώνται από την εστία και καταθλίβονται στους καυστήρες συμπαρασύροντας λιγνίτη. Με αυτή την διαδικασία γίνεται και η ξήρανση του λιγνίτη. Ο κύκλος του νερού/ατμού φαίνεται στο Σχήμα 37:



Σχήμα 37: Τυπικός κύκλος λειτουργίας ΑΗΣ με κύκλο Rankine με αναθέρμανση [44]

Ο λιγνίτης καίγεται σε θερμοκρασία 1100°C περίπου και καίόμενος αποδίδει θερμότητα καύσης, όπως και :

- Καυσαέρια με κύρια συστατικά το άζωτο, υδρατμούς, οξυγόνο, διοξείδιο του άνθρακα, διοξείδιο του θείου και οξείδια του αζώτου
- Ιπτάμενη τέφρα η οποία είναι τα ανόργανα (άκαυστα) συστατικά που παρασύρονται με τα καυσαέρια
- Υγρή τέφρα, η οποία αποτελεί μόλις το 3% της συνολικής τέφρας, συγκεντρώνεται στο κάτω μέρος του λέβητα (σύστημα ρευστοστερεάς κλίνης).

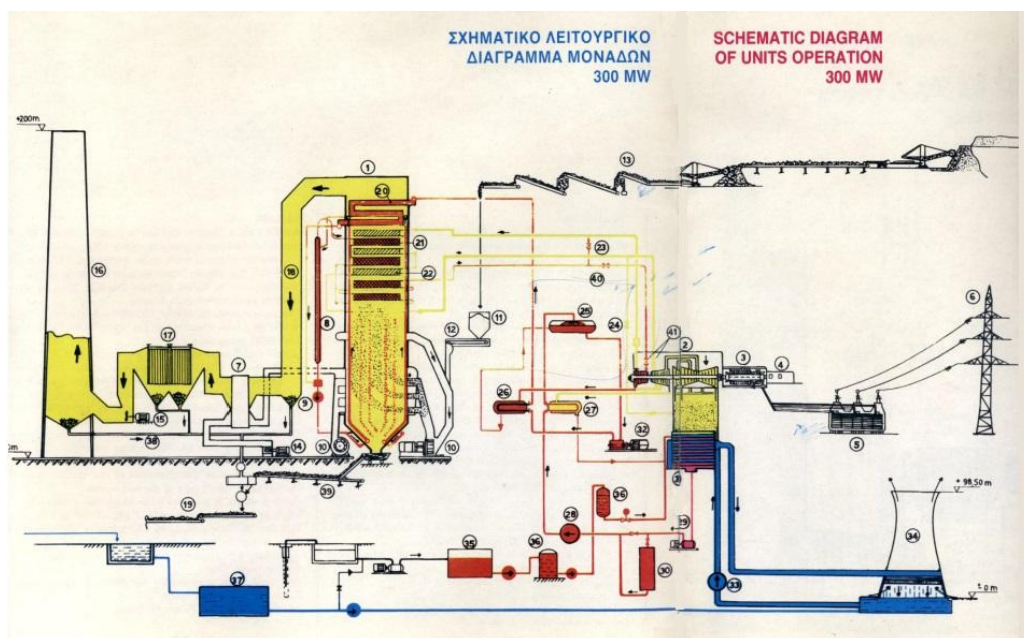
Ο παραγόμενος ατμός (μέσω της υπερθέρμανσης) οδηγείται στον στρόβιλο υψηλής πίεσης και αφού αναθερμανθεί, στον στρόβιλο μέσης και χαμηλής πίεσης, στρέφοντας την

γεννήτρια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η ψύξη του μείγματος γίνεται μέσω του συμπυκνωτή και του πύργου ψύξης.

Τα καυσαέρια έλκονται από ανεμιστήρες και αφού προθερμάνουν τον αέρα καύσης περνούν μέσα από τα ηλεκτροστατικά φίλτρα όπου γίνεται κατακράτηση της ιπτάμενης τέφρας, σε ποσοστό που εξαρτάται από τον βαθμό απόδοσης των ESP και από άλλους λειτουργικούς παράγοντες. Στην συνέχεια τα απαέρια οδηγούνται στην ατμόσφαιρα διαμέσω καπνοδόχων ύψους 200m. Η ιπτάμενη τέφρα που έχει συλλεχθεί στα ηλεκτροστατικά φίλτρα, όπως και η υγρή τέφρα που συλλέγεται από τις τεφρολεκάνες των λεβήτων, παραλαμβάνεται και μεταφέρεται μέσω ταινοδρόμων στα ορυχεία (Ορυχείο Καρδιάς στην συγκεκριμένη περίπτωση) ώστε να αποθεθεί σε ειδικά διαμορφωμένους χώρους μέσω αποθετών.

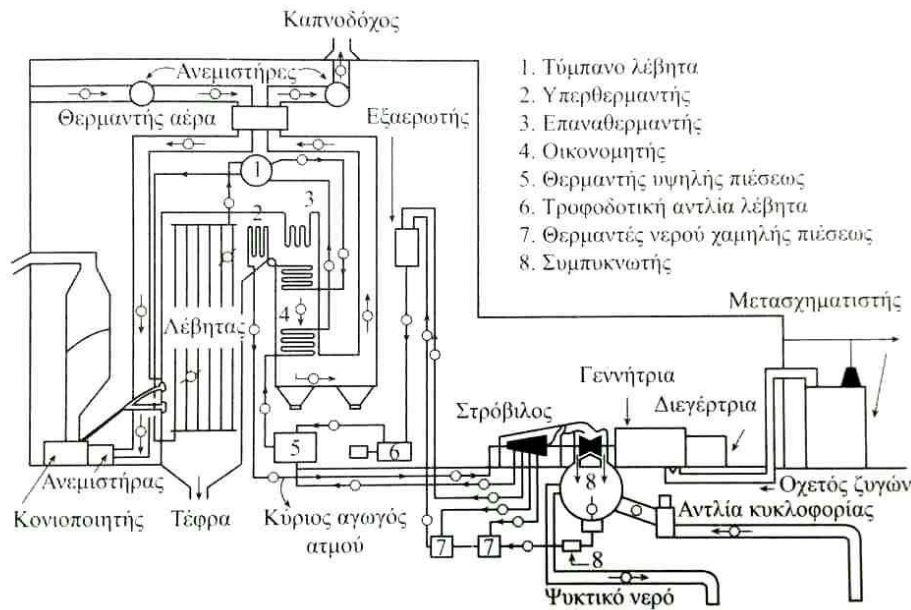
Επομένως κατά την λειτουργία του σταθμού και την καύση του λιγνίτη παράγονται αέρια και στερεά βιομηχανικά απόβλητα. Τα μεν πρώτα είναι τα καυσαέρια που περιέχουν αιωρούμενα σωματίδια και εκπομπές NOx, SOx, CO₂, ενώ τα δεύτερα είναι τα αδρανή και άκαυστα υλικά του λιγνίτη. Αναλυτική αναφορά στις εκπομπές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις του σταθμού θα γίνει στο επόμενο κεφάλαιο.

Η λειτουργία του ΑΗΣ Καρδιάς φαίνεται σχηματικά στο Σχέδιο 38.



Σχήμα 38: Σχηματική αναπαράσταση μονάδας ΑΗΣ Καρδιάς (ΔΕΗ ΑΕ)

Ένα γενικό σχέδιο διάταξης εξοπλισμού ΑΗΣ φαίνεται στο Σχήμα 39.



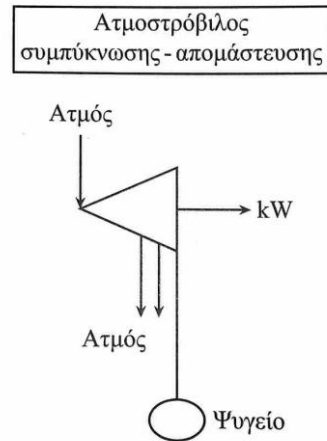
Σχήμα 39: Γενική διάταξη εξοπλισμού κύκλου νερού/ατμού [44]

Ο ΑΗΣ Καρδιάς τροφοδοτεί την Τηλεθέρμανση Πτολεμαΐδας (Εικόνα 22) μέσω των μονάδων III και IV, και όπως προαναφέρθηκε είναι η μόνη πηγή τροφοδοσίας της πόλης αυτή την στιγμή. Η Δημόσια Επιχείρηση Τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας (ΔΕΤΗΠ) έχει δύο εναλλάκτες των 45MW έκαστος και υπό κατασκευή βρίσκονται άλλοι δύο των 30MW ο καθένας, ανεβάζοντας την συνολική ισχύ στα 150MW. Έχει επίσης λεβητοστάσιο αιχμής-εφεδρείας με λέβητα θερμού νερού ισχύος 25 MWth και τέσσερις δεξαμενές θερμικής αποθήκευσης συνολικής χωρητικότητας 3800m³.

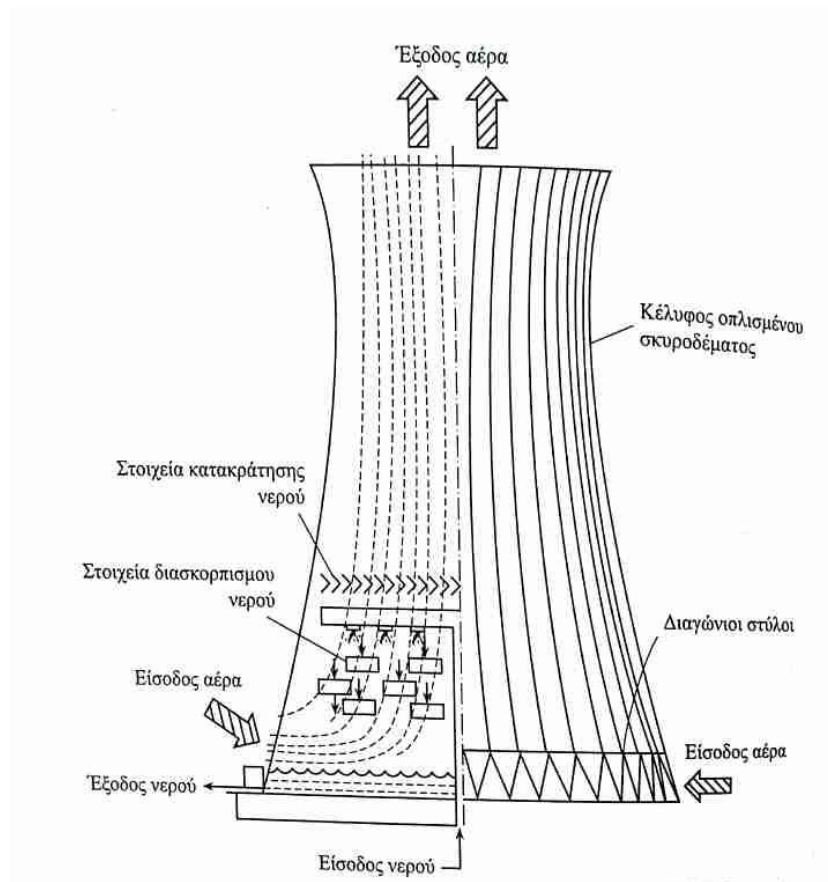


Εικόνα 22: Εγκαταστάσεις ΔΕΤΗΠ [46]

Η απομάστευση του ατμού προς την ΔΕΤΗΠ γίνεται με την περίσσεια μείγματος που βγαίνει από τον στρόβιλο χαμηλής πίεσης, συνολικής ισχύος 80MWth και για τις δύο μονάδες (Σχήμα 40), ενώ ένα υπόλοιπο ατμού οδηγείται στον συμπυκνωτή που ψύχεται μέσω του Πύργου Ψύξης φυσικής κυκλοφορίας αέρα (Σχήμα 41).



Σχήμα 40: Απομάστευση ατμού από βαθμίδα χαμηλής πίεσης ατμοστροβίλου [44]



Σχήμα 41: Τομή και εξοπλισμός πύργου ψύξης ΑΗΣ [44]

Η Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ) ανεβάζει κατακόρυφα τον βαθμό απόδοσης μιας ατμοηλεκτρικής μονάδας. Τυπικά ενεργειακά ισοζύγια συμβατικού ΑΗΣ και μιας εγκατάστασης ΣΗΘ φαίνονται στο σχήμα, ενώ ο συνολικός βαθμός απόδοσης φτάνει μέχρι και το 85% όπως φαίνεται στην εξίσωση [44]:

$$\eta = \frac{E_c + H_{chp}}{F_c} = \frac{E_c}{F_c} + \frac{H_{chp}}{F_c} = \eta_e + \eta_h \quad [\text{Εξίσωση 6.1}]$$

όπου:

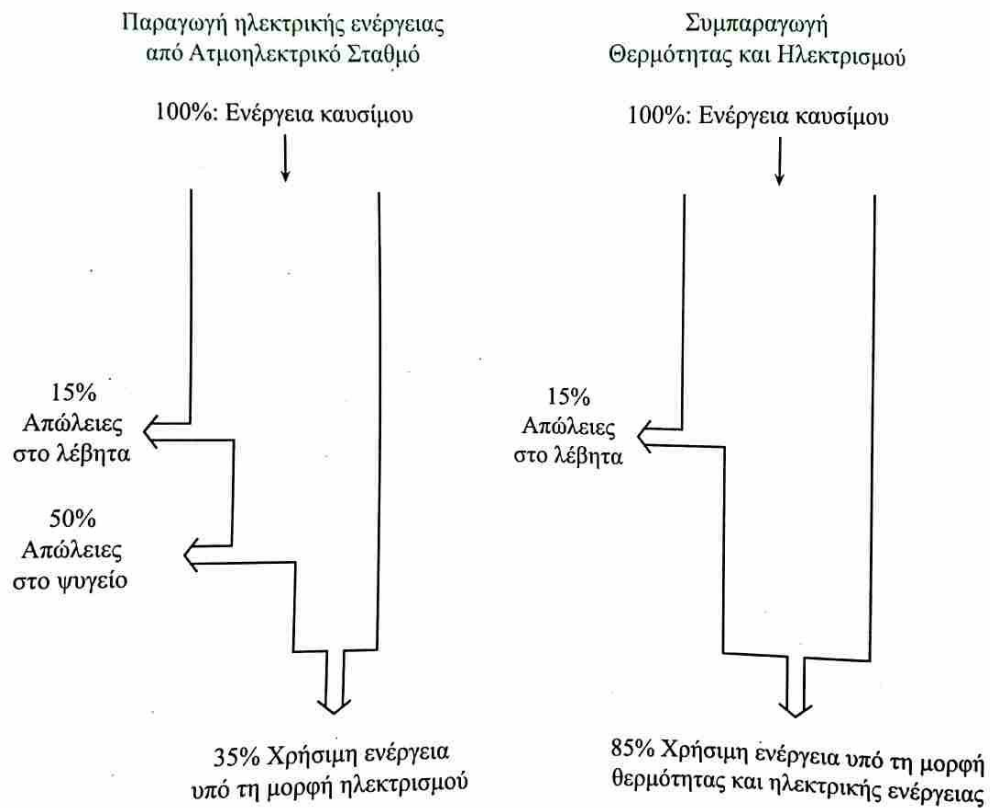
E_c η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την μονάδα ΣΗΘ

H_{chp} η παραγόμενη χρήσιμη θερμική ενέργεια από την μονάδα ΣΗΘ

F_c Το ενεργειακό περιεχόμενο από το καύσιμο που χρησιμοποιήθηκε για την παραγωγή των E_c και H_{chp}

η_e ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της συμπαράγωγής

η_h ο θερμικός βαθμός απόδοσης της συμπαράγωγής



Σχήμα 42: Σύγκριση ροών ενέργειας και απωλειών ΑΗΣ και ΑΗΣ με ΣΗΘ [44]

Είναι εμφανές ότι σε ιδανικές συνθήκες, οι μόνες απώλειες θα ήταν αυτές του λέβητα, ανεβάζοντας έτσι τον βαθμό απόδοσης στο 0,85 (Σχήμα 42). Στην πράξη είναι αρκετές παραπάνω, καθιστώντας έτσι τον βαθμό απόδοσης λίγο χαμηλότερα. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης ενός σταθμού ΣΗΘ θα είναι προφανώς μικρότερος, καθώς δεν λειτουργούν όλες οι μονάδες με ίδιο βαθμό απόδοσης, αλλά και δεν παρέχουν όλες οι μονάδες θερμική ενέργεια (κάτι το οποίο συμβαίνει και στον ΑΗΣ Καρδιάς), ούτε παρέχουν όλη την απορριπτόμενη θερμική ενέργειά τους για παραγωγή χρήσιμης θερμικής ενέργειας. Στην ουσία, μέρος της θερμικής ενέργειας χρησιμοποιείται για και για προθέρμανση νερού, όπως φαίνεται στο σχήμα 36, ενώ άλλη απορρίπτεται μέσω του συμπυκνωτή χωρίς να χρησιμοποιηθεί. Είναι επίσης προφανές ότι η παροχή θερμικής ενέργειας για τηλεθέρμανση έχει νόημα μόνο τους χειμερινούς μήνες (στην πράξη Οκτώβριο με Μάιο), επομένως το υπόλοιπο διάστημα το σύστημα δουλεύει μόνο για ηλεκτροπαραγωγή σαν συμβατικός ΑΗΣ.

Στον ΑΗΣ Καρδιάς ο πραγματικός βαθμός απόδοσης είναι χαμηλότερος, πολύ κάτω του 80% κατά τους χειμερινούς μήνες λόγω παλαιότητας σταθμού, απωλειών κλπ. Τις περιόδους που ο σταθμός περιορίζεται σε ηλεκτροπαραγωγή, ο ΒΑ είναι της τάξης του 35% [47].

Στο Κεφάλαιο 8 θα εξεταστούν οι κυριότερες διαφορές στην τεχνολογία των σταθμών ΑΗΣ με ΣΗΘ, των Συγκεντρωτικών Ηλιακών Σταθμών και των Υβριδικών ISCC, καθώς και οι επιπτώσεις που αυτές οι διαφορές επιφέρουν στον περιβάλλον.

7. Προσομοίωση Εγκατάστασης Μονάδων PT CSP

Για τις προηγούμενες τεχνολογίες εγκατάστασης σταθμού PT CSP διεξήχθησαν προσομοιώσεις για τέσσερις διαφορετικές περιπτώσεις:

- Εγκατάσταση μονάδων PT CSP για ηλεκτροπαραγωγή
- Εγκατάσταση μονάδας PT CSP για παραγωγή θερμικής ενέργειας για τηλεθέρμανση
- Εγκατάσταση υβριδικών μονάδων PT CSP με καύση ορυκτών καυσίμων
- Εγκατάσταση μονάδας ISCC

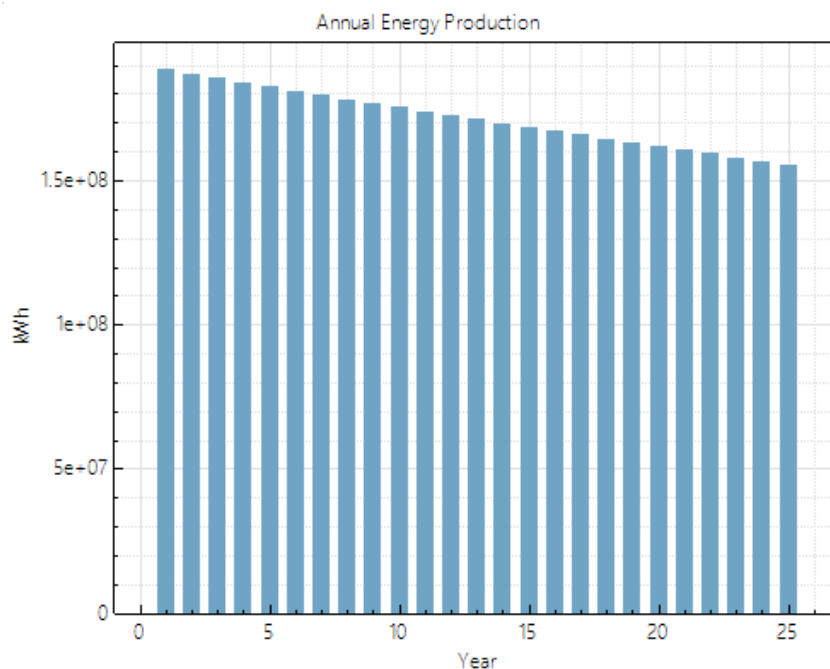
Χρησιμοποιήσαμε το πρόγραμμα System Advisor Model, το οποίο προσομοιώνει σταθμούς παραγωγής με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, για να δούμε την συμπεριφορά ενός θεωρητικού σταθμού για τον Ελληνικό χώρο [48]. Σύνομη περιγραφή του προγράμματος ακολουθεί στο παράρτημα.

7.1 ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ PT CSP

Η ισχύς (Gross) του σταθμού ορίζεται στα 122MWe, που σημαίνει ότι με τις απώλειες (ιδιοκαταναλώσεις εργοστασίου κλπ), η τελική καθαρή (Net) ισχύς ηλεκτροπαραγωγής εκτιμάται περίπου 110MWe σύμφωνα με τον προσομοιωτή. Τρεις τέτοιοι σταθμοί θα είχαν συνολική ισχύ 330 MWe που θα μπορούσαν να αντικαταστήσουν μια από τις μονάδες III ή IV του ΑΗΣ Καρδιάς (ισχύος 325MW). Ως σημείο σχεδιασμού (design point) της εγκατάστασης, στο ποίο ο σταθμός παράγει την ονομαστική ισχύ επιλέχθηκαν τα 500W/m², σαν μια μέση τιμή ακτινοβολίας για την περιοχή της Κοζάνης-Πτολεμαΐδας (υπολογισμένο από την βάση της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το σημείο που είναι σήμερα ο ΑΗΣ Καρδιάς). Ενδεικτικά η ελάχιστη τιμή της μέγιστης (μεσημβρινής) ακτινοβολίας είναι 330W/m² τα μεσημέρια του Δεκεμβρίου και η μέγιστη 780 W/m² τον Ιούλιο. Ο Συντελεστής Μεγέθους Ηλιακού Πεδίου επιλέχθηκε ίσος με 2, ενώ επιλέχθηκαν κάτοπτρα Solargenix SGX-1, θερμικοί συλλέκτες Schott PTR70 και υγρό μεταφοράς θερμότητας (HTF) το Therminol VP-1 σαν πιο διαδεδομένο. Σαν ατμοστρόβιλος επιλέχθηκε ο Siemens 400C HTF με «υγρή» ψύξη.

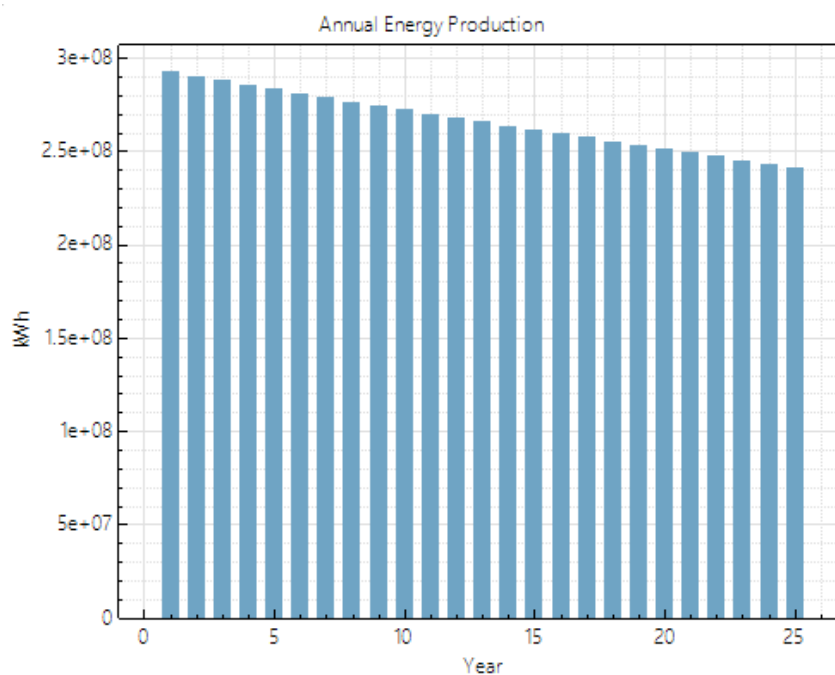
Η φθορά – υποβιβασμός του εξοπλισμού και της απόδοσης του εργοστασίου ορίστηκε στο 0,8% ανά έτος, το οποίο είναι αρκετά μεγάλο, έτσι ώστε να μελετηθεί ένα δυσμενές σενάριο. Στο Παράρτημα φαίνονται αναλυτικά τα δεδομένα που εισήχθησαν. Στην αρχή προσομοιώσαμε την εγκατάσταση σταθμού χωρίς θερμική αποθήκευση που

είναι το απλούστερο σύστημα. Η Συνολική, ετήσια ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα 110 MWe για τα επόμενα 25 έτη φαίνεται στο Διάγραμμα 8 και υπολογίζεται σε 188.445.072kWh.



Διάγραμμα 8: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή για 25 χρόνια, σταθμός χωρίς TES

Η αντίστοιχη ηλεκτροπαραγωγή με θερμική αποθήκευση 7 ωρών είναι η παρακάτω (Διάγραμμα 9), κατά την οποία είναι εμφανές ότι η ηλεκτροπαραγωγή είναι αρκετά μεγαλύτερη, υπολογιζόμενη στις 292.563.072kWh

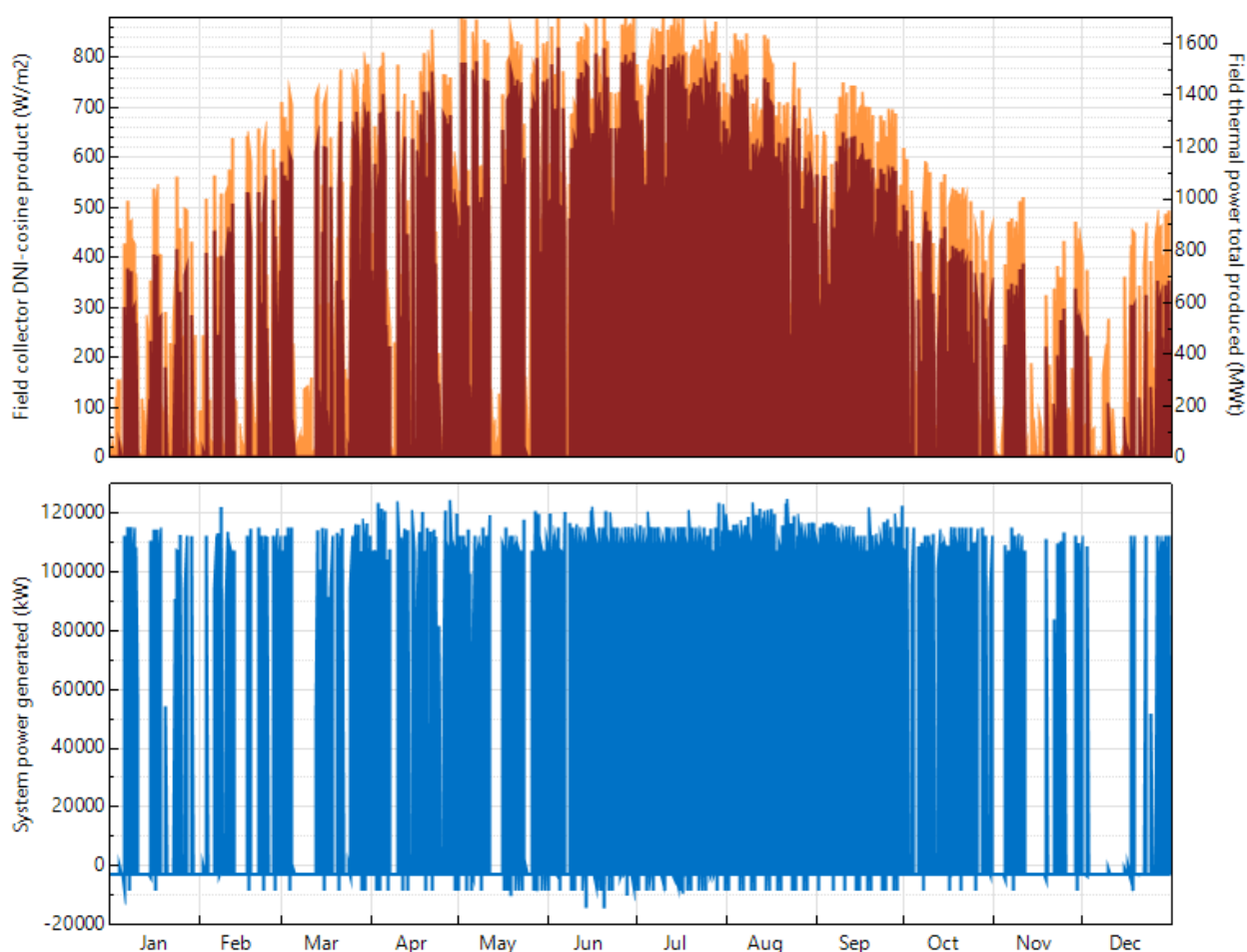


Διάγραμμα 9: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή για 25 χρόνια, σταθμός με TES 7h

Η επιλογή των 7 ωρών αποθηκευμένης ενέργειας είναι μια λύση που έχει υλοποιηθεί με επιτυχία σε πολλούς σταθμούς και αποτελεί μια μέση αποδοτική λύση. Σήμερα η αποθήκευση έχει φτάσει και ξεπεράσει τις 9 ώρες, και μένει να αποδειχθεί κατά πόσο είναι εφικτή η μόνιμη λειτουργία με τόσο μεγάλη αποθήκευση χωρίς προβλήματα και κατά πόσο είναι οικονομικά συμφέρουσα.

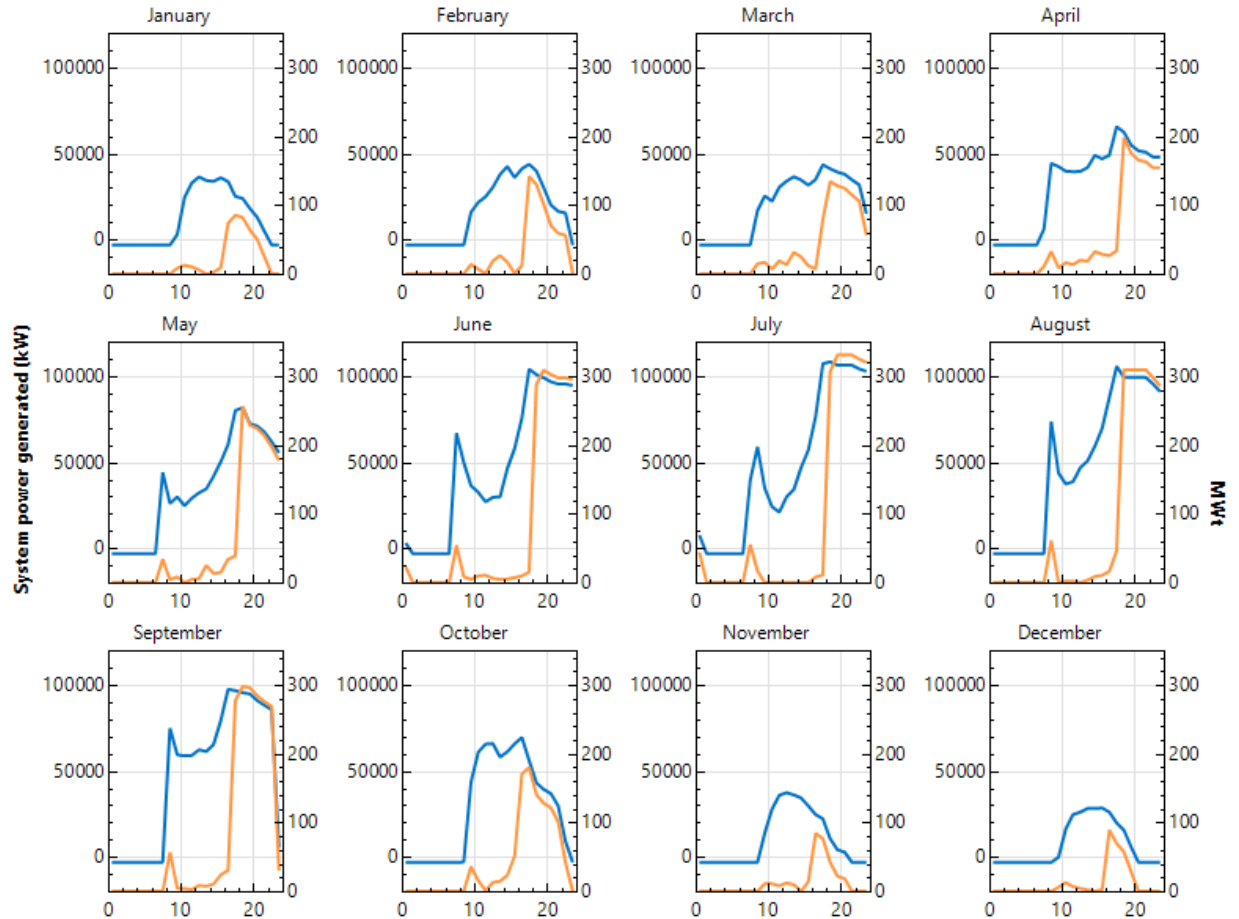
Είναι προφανές ότι η ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα τριπλασιάζεται σε περίπτωση εγκατάστασης τριών ίδιων μονάδων, έτσι ώστε να αντικαθιστά την μία μονάδα του ΑΗΣ Καρδιάς.

Για τα παραπάνω δεδομένα, μετά την προσομοίωση του προγράμματος μπορούμε να πάρουμε διάφορα διαγράμματα, όπως το παρακάτω:



Διάγραμμα 10: Ληφθείσα ηλιακή ενέργεια και παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια

Η ληφθείσα ισχύς από τον ήλιο για όλο το έτος φαίνεται στο Διάγραμμα 10 μαζί με την παραχθείσα από το ηλιακό πεδίο θερμική ισχύ (με σκούρο κόκκινο χρώμα). Η ηλεκτροπαραγωγή φαίνεται κάτω με μπλέ χρώμα.



Διάγραμμα 11: Παραχθείσα ηλεκτρική ισχύς ανά μήνα

Η ισχύς που παράγεται από τον ατμοστρόβιλο σε μια τυπική μέρα κάθε μήνα φαίνεται στο Διάγραμμα 11 με μπλε χρώμα. Το πορτοκαλί μας δείχνει την θερμική ενέργεια που παρέχεται από το σύστημα αποθήκευσης.

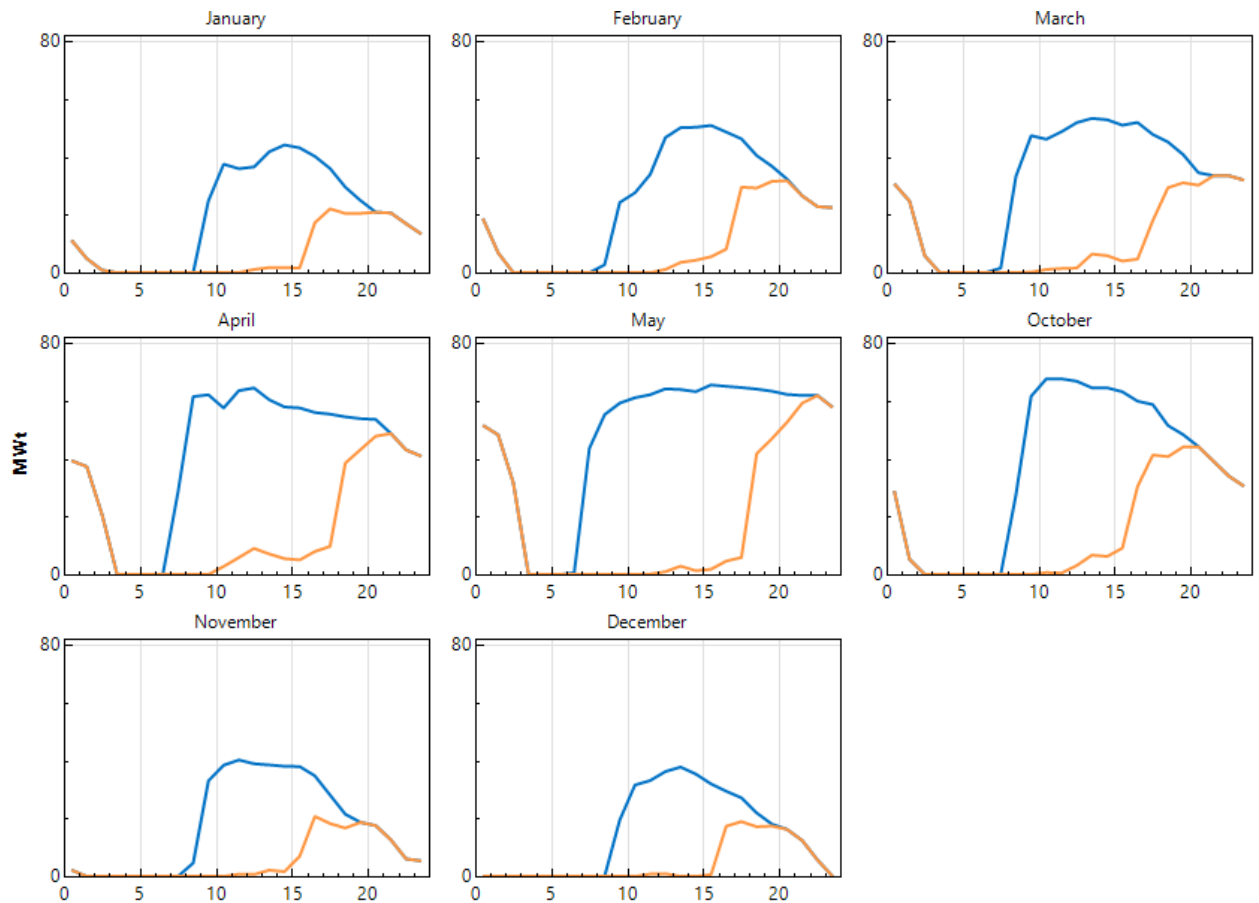
7.2 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΡΤ CSP

Μία άλλη περίπτωση που προσομοιώθηκε είναι αυτή του συγκεντρωτικού ηλιακού θερμικού σταθμού για παραγωγή θερμικής ενέργειας και όχι για ηλεκτροπαραγωγή. Ένας τέτοιος σταθμός θα μπορούσε να υποβοηθά την τηλεθέρμανση της Πτολεμαΐδας (ΔΕΤΗΠ) αρκετές ώρες της ημέρας (μέσω της θερμικής της αποθήκευσης και τις ώρες πέραν της παραγωγής από ηλιακή ενέργεια). Λαμβάνοντας υπόψη ότι το κεντρικό λεβητοστάσιο της ΔΕΤΗΠ περιλαμβάνει και δεξαμενή εφεδρείας, η εγκατάσταση κρίνεται επαρκής σαν μια δευτερεύουσα λύση ανάγκης.

Κατά τον σχεδιασμό επιλέχθηκε η τελική ισχύς του συστήματος να είναι τα 80MWth, όσα παρέχει και σήμερα ο ΑΗΣ Καρδιάς στην ΔΕΤΗΠ. Για να επιτευχθεί αυτό, αλλά και η ταυτόχρονη αποθήκευση το σύστημα σχεδιάζεται ώστε να μπορεί να αποδίδει την διπλάσια ισχύ την έξοδο του ηλιακού πεδίου. Αντίθετα με πριν, σαν σημείο σχεδιασμού του σταθμού επιλέχθηκαν τα 390W/m², μια μικρή τιμή ακτινοβολίας για την περιοχή της Κοζάνης-Πτολεμαΐδας που πλησιάζει τα 330W/m² ώστε να έχει μέγιστη απόδοση το σύστημα κατά τους χειμερινούς μήνες. Ο Συντελεστής Μεγέθους Ηλιακού Πεδίου επιλέχθηκε πάλι ίσος με 2, ενώ επιλέχθηκαν κάτοπτρα Luz LS-3, θερμικοί συλλέκτες Schott PTR80 και υγρό μεταφοράς θερμότητας (HTF) το νερό υπό πίεση.

Η φθορά – υποβιβασμός του εξοπλισμού και της απόδοσης του εργοστασίου ορίστηκε πάλι στο 0,8% ανά έτος.

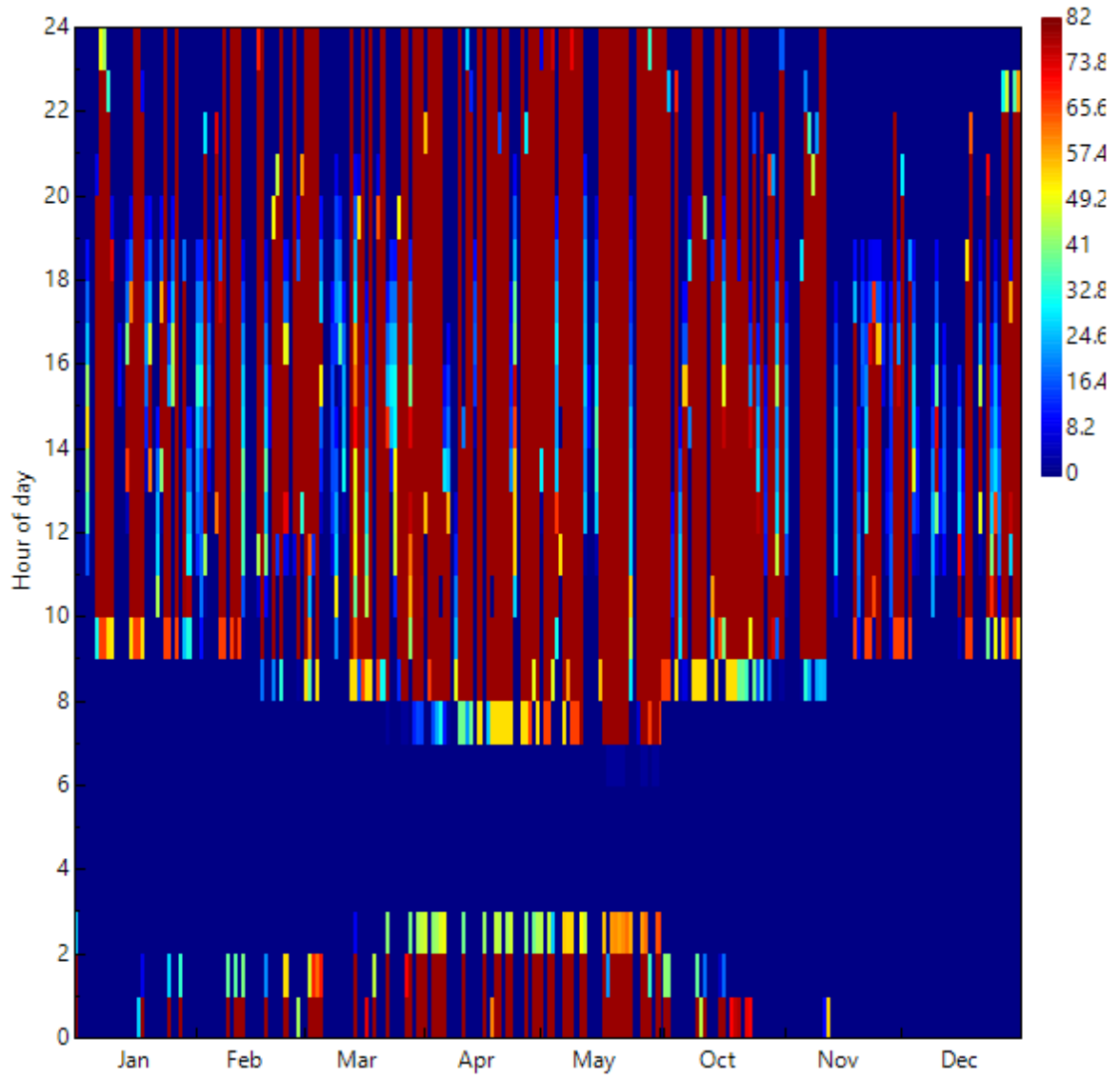
Στην περίπτωση αυτή η θερμική αποθήκευση επιλέχθηκε να είναι λίγο μεγαλύτερη, της τάξης των 8 ωρών. Όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 11 όμως, στην πράξη τους χειμερινούς μήνες δεν αποδίδει όπως περιμένουμε, καθώς η ηλιακή ακτινοβολία δεν επαρκεί για να πληρώσει τις δεξαμενές, ενώ και η παραγωγή είναι αρκετά χαμηλότερα από τους υπόλοιπους μήνες. Η τυπική ημερήσια παραγωγή ανά μήνα φαίνεται παρακάτω στο Διάγραμμα 12.



Διάγραμμα 12: Παραχθείσα θερμική ισχύς ανά μήνα

Με μπλέ χρώμα έχουμε την παραγωγή θερμικής ισχύος στην έξοδο του σταθμού και με πορτοκαλί την παρεχόμενη θερμική ισχύ από την αποθήκευση. Μας ενδιαφέρουν μόνο οι μήνες από Οκτώβριο έως Μάιο, αφού στην ουσία μόνο αυτοί είναι οι μήνες λειτουργίας της τηλεθέρμανσης Πτολεμαΐδας. Παρατηρούμε ότι κατά τους μήνες αυτούς η παραγωγή δεν πλησιάζει καν την επιθυμητή, γι' αυτό καλό είναι το σύστημα αυτό να χρησιμοποιηθεί ως συμπληρωματικό σε κάποιον άλλο σταθμό και όχι ως πρωτεύον.

Η παραγόμενη ισχύς για κάθε ώρα της ημέρας σε κάθε μήνα φαίνεται στο Διάγραμμα 13.



Διάγραμμα 13: Ωριαία παραγόμενη θερμική ισχύς

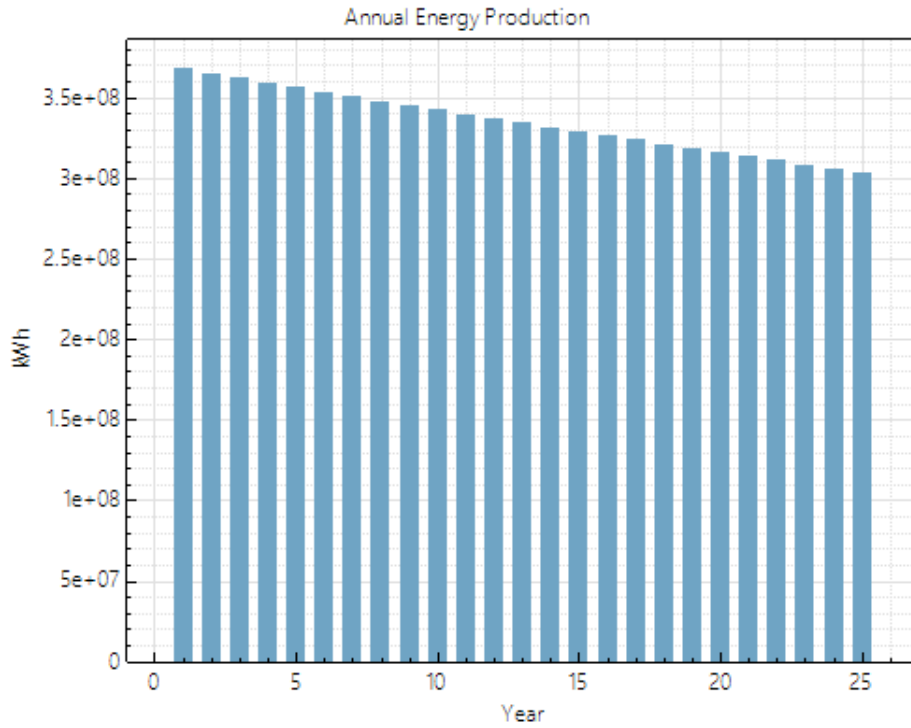
7.3 ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΥΒΡΙΔΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΡΤ CSP ΜΕ ΚΑΥΣΗ ΟΡΥΚΤΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ

Όπως και στην πρώτη περίπτωση (7.1), προσομοιώσαμε την εγκατάσταση σταθμού με θερμική αποθήκευση και υποβοήθηση λειτουργίας από ορυκτά καύσιμα, χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα SAM. Η ισχύς του σταθμού ορίζεται στα 122MWe, που σημαίνει ότι με τις απώλειες η τελική ισχύς ηλεκτροπαραγωγής εκτιμάται περίπου 110MWe σύμφωνα με τον προσομοιωτή. Τρεις τέτοιοι σταθμοί θα είχαν συνολική ισχύ 330 MWe όπως και στην πρώτη περίπτωση που θα μπορούσαν να αντικαταστήσουν μια από τις μονάδες III ή IV του ΑΗΣ Καρδιάς (ισχύος 325MW). Ως σημείο σχεδιασμού του σταθμού επιλέχθηκαν τα 500W/m², σαν μια μέση τιμή ακτινοβολίας για την περιοχή της Κοζάνης-Πτολεμαΐδας (υπολογισμένο από την βάση της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το σημείο που είναι σήμερα ο ΑΗΣ Καρδιάς). Ενδεικτικά η ελάχιστη τιμή της μέγιστης (μεσημβρινής) ακτινοβολίας είναι 330W/m² τα μεσημέρια του Δεκεμβρίου και η μέγιστη 780 W/m² τον Ιούλιο. Ο Συντελεστής Μεγέθους Ηλιακού Πεδίου επιλέχθηκε ίσος με 2, ενώ επιλέχθηκαν κάτοπτρα Solargenix SGX-1, θερμικοί συλλέκτες Schott PTR70 και υγρό μεταφοράς θερμότητας (HTF) το Therminol VP-1. Σαν ατμοστρόβιλος επιλέχθηκε πάλι ο Siemens 400C HTF.

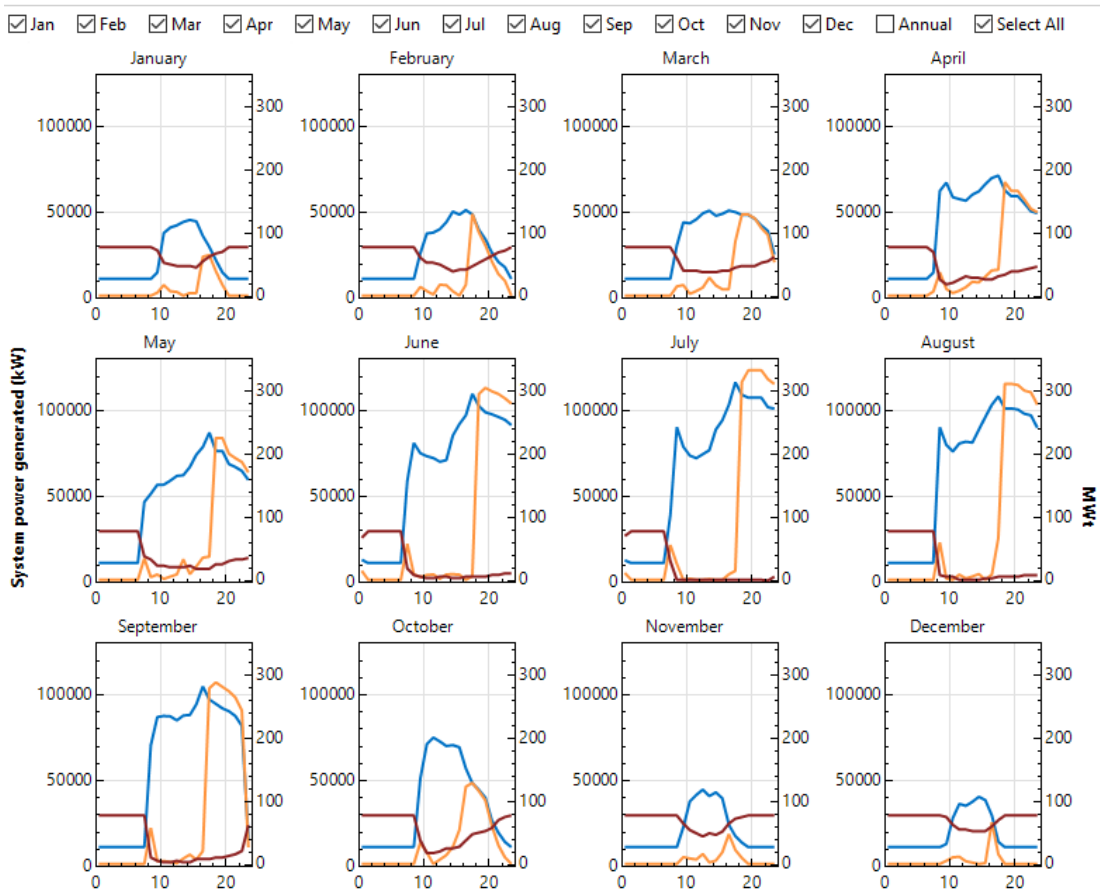
Η φθορά – υποβιβασμός του εξοπλισμού και της απόδοσης του εργοστασίου ορίστηκε στο 0,8% ανά έτος.

Η Συνολική ετήσια ηλεκτροπαραγωγή για μια μονάδα 110MWe για τα επόμενα 25 έτη φαίνεται στο Διάγραμμα 14. Τα δεδομένα που εισήχθησαν στο σύστημα, ο Συντελεστής Μεγέθους Ηλιακού Πεδίου, η επιλογή κατόπτρων, συλλεκτών, και αποθήκευσης είναι ίδια με την πρώτη περίπτωση, το μόνο που αλλάζει είναι η συμμετοχή ορυκτών καυσίμων στο ενεργειακό μείγμα για την τελική ηλεκτροπαραγωγή. Παρατηρούμε ότι η συνολική ετήσια παραγωγή είναι μεγαλύτερη από την προηγούμενη περίπτωση, κάτι που ήταν αναμενόμενο καθώς αποτελεί το μεγάλο πλεονέκτημα της τεχνολογίας με υβριδικό σύστημα.

Η ισχύς που παράγεται από τον σταθμό χρησιμοποιώντας τόσο το ηλιακό πεδίο όσο και τον εφεδρικό λέβητα και την θερμική αποθήκευση σε μια τυπική μέρα κάθε μήνα φαίνεται στο Διάγραμμα 15 και υπολογίζεται σε 367.999.936kWh.

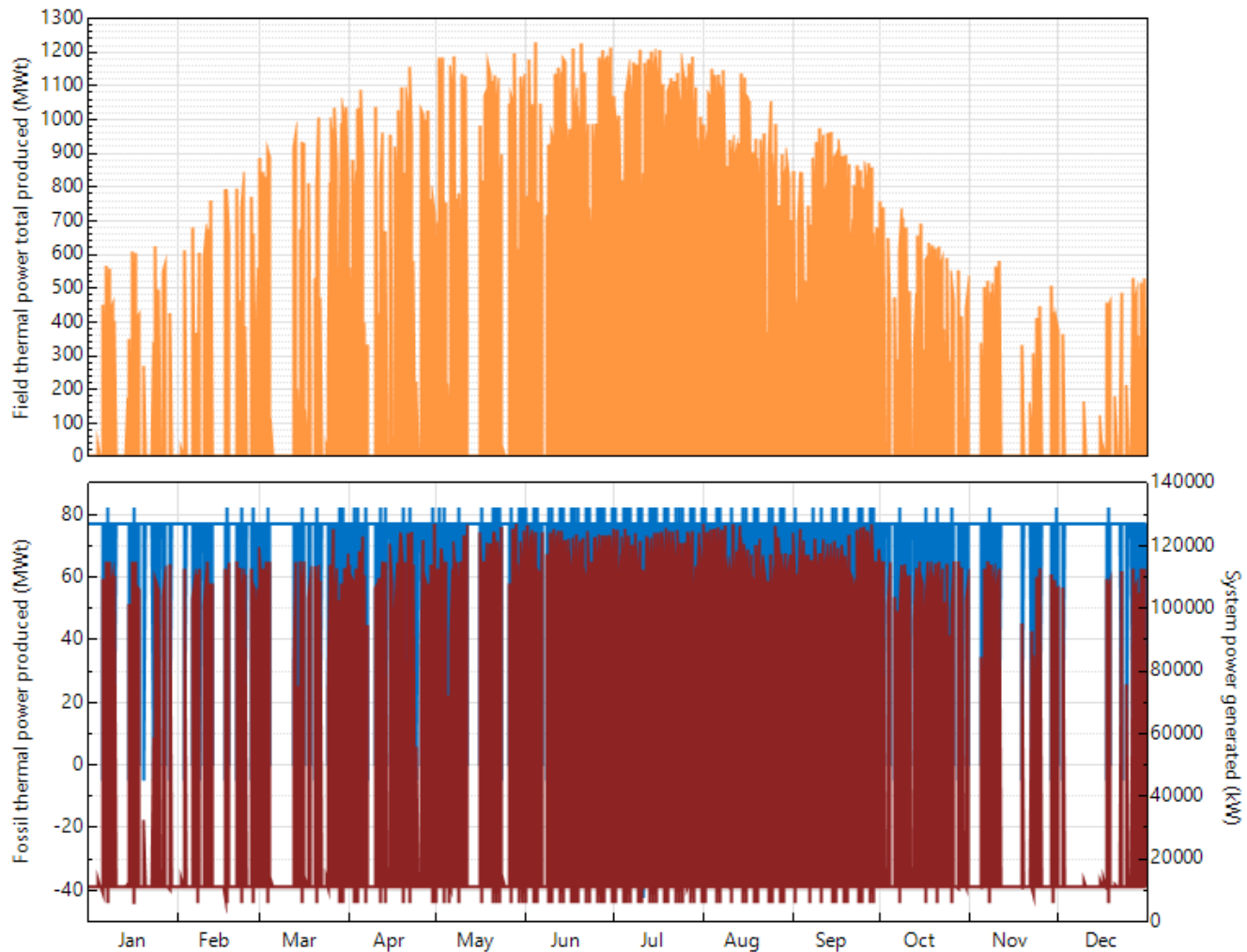


Διάγραμμα 14: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή για 25 χρόνια, σταθμός με TES 7h και 15% υβριδική λειτουργία



Διάγραμμα 15: Παραχθείσα ηλεκτρική ισχύς ανά μήνα

Η ισχύς που παράγεται από τον ατμοστρόβιλο σε μια τυπική μέρα κάθε μήνα φαίνεται στα παραπάνω σχήματα στο Διάγραμμα 15 με μπλε χρώμα. Το πορτοκαλί μας δείχνει την θερμική ενέργεια που παρέχεται από το σύστημα αποθήκευσης, ενώ με σκούρο καφέ έχουμε την παρεχόμενη θερμική ενέργεια από το σύστημα βοηθητικού λέβητα.



Διάγραμμα 16: Παραχθείσα θερμική ισχύς από το ηλιακό πεδίο, παραχθείσα θερμική ισχύς από βοηθητικό λέβητα και συνολική ηλεκτρική ισχύς

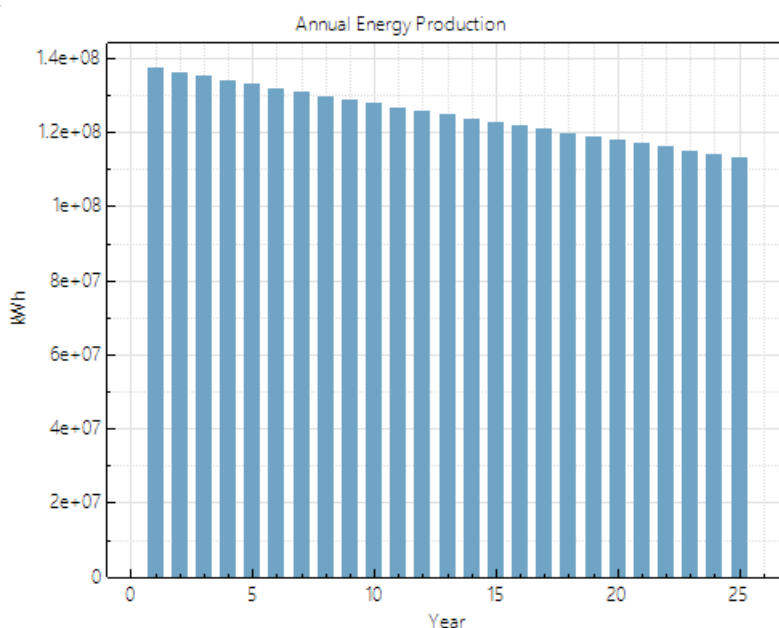
Η παραχθείσα από το ηλιακό πεδίο θερμική ενέργεια για όλο το έτος φαίνεται στο Διάγραμμα 16 με πορτοκαλί χρώμα. Η ηλεκτροπαραγωγή φαίνεται κάτω (με σκούρο κόκκινο χρώμα), ενώ με μπλε χρώμα είναι η συμμετοχή των ορυκτών καυσίμων στην παραγωγή θερμικής ενέργειας.

7.4 ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΑ ISCC

Η μονάδα ISCC μπορεί να λειτουργήσει αυτόνομα σαν μια μονάδα με σαφώς μεγαλύτερη ισχύ που φτάνει τα 300MWe, αφού τροφοδοτείται από συμβατικό καύσιμο (Φυσικό Αέριο) και δεν εξαρτάται πλήρως από το ηλιακό πεδίο. Αυτό μας επιτρέπει να έχουμε σταθερή παραγωγή όπως σε ένα συμβατικό σταθμό και απλά να έχουμε εξοικονόμηση καυσίμου και ρύπων ενσωματώνοντας το ηλιακό πεδίο. Την ισχύ των 300MWe επιμερίζουμε σε έναν αεριοστρόβιλο 200MW και έναν ατμοστρόβιλο 100MW. Η επιθυμητή ενσωμάτωση και χρήση του ηλιακού πεδίου είναι 25% περίπου, δηλαδή 75MWe. Για βελτιωμένη απόδοση του συστήματος κατά τους χειμερινούς μήνες αλλά και λόγω απωλειών, ορίζουμε ένα σύστημα PT CSP λίγο μεγαλύτερο, στα 100MW που σημαίνει ότι με τις απώλειες η τελική καθαρή (Net) ισχύς ηλεκτροπαραγωγής εκτιμάται περίπου 90MWe σύμφωνα με τον προσομοιωτή.

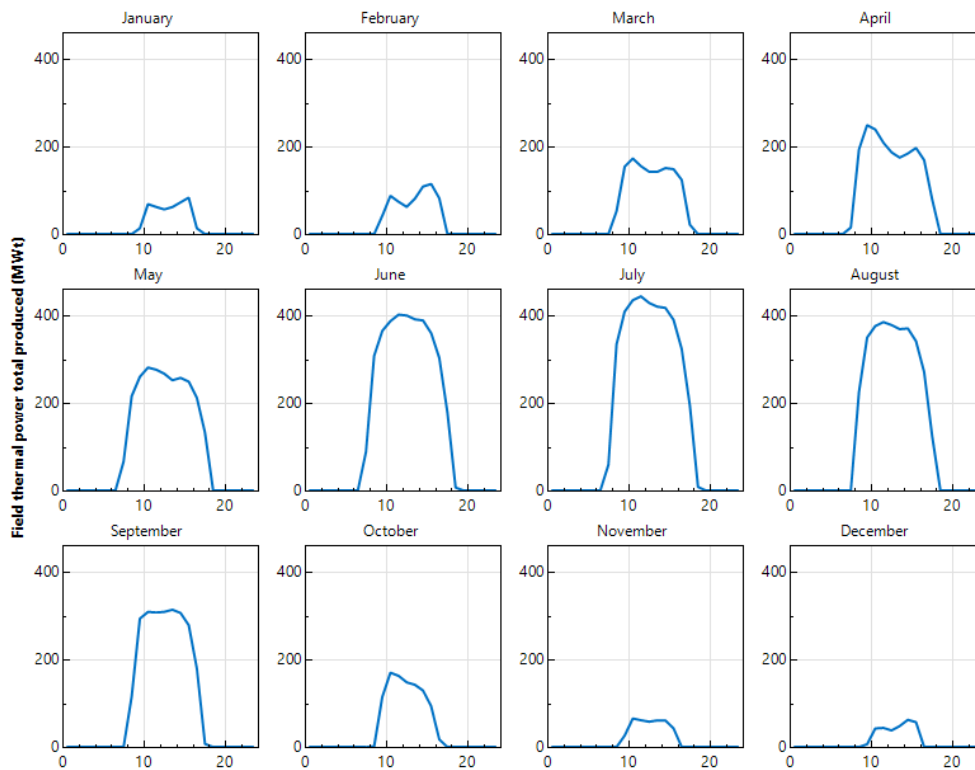
Ως σημείο σχεδιασμού επιλέχθηκαν πάλι τα $500\text{W}/\text{m}^2$, σαν μια μέση τιμή ακτινοβολίας για την περιοχή της Κοζάνης-Πτολεμαΐδας. Ο Συντελεστής Μεγέθους Ηλιακού Πεδίου επιλέχθηκε ίσος με 1.1, χωρίς αποθήκευση, ενώ επιλέχθηκαν κάτοπτρα Solargenix SGX-1, θερμικοί συλλέκτες Schott PTR70 και υγρό μεταφοράς θερμότητας Therminol VP-1. Η φθορά – υποβιβασμός του εξοπλισμού και της απόδοσης του εργοστασίου ορίστηκε στο 0,8% ανά έτος.

Η εκτιμώμενη ηλεκτροπαραγωγή που οφείλεται στο ηλιακό πεδίο, εκτιμάται όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 17 σε 137.293.424kWh.

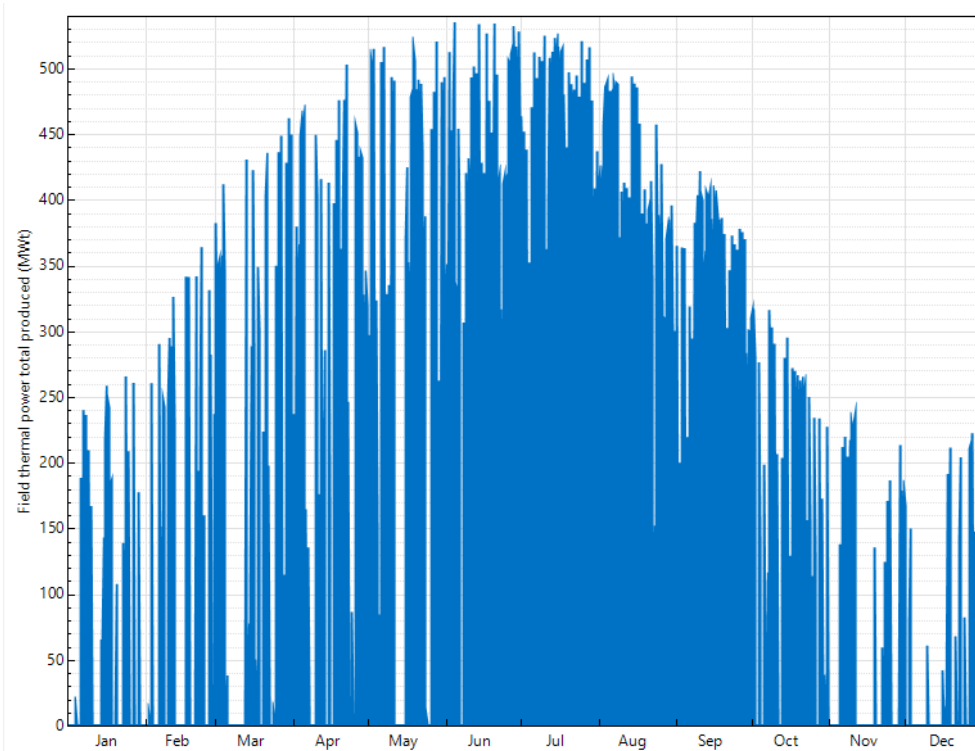


Διάγραμμα 17: Ετήσια Ηλεκτροπαραγωγή που αποδίδεται στο ηλιακό πεδίο μόνο

Η ισχύς που παράγεται από τον ατμοστρόβιλο σε μια τυπική μέρα κάθε μήνα φαίνεται στο Διάγραμμα 18 με μπλε χρώμα. Η παραχθείσα από το ηλιακό πεδίο θερμική ενέργεια για όλο το έτος φαίνεται στο Διάγραμμα 19.



Διάγραμμα 18: Παραχθείσα θερμική ισχύς ανά μήνα



Διάγραμμα 19: Ετήσια παραχθείσα θερμική ισχύς από το ηλιακό πεδίο του ISCC

Η ισχύς που παράγεται από την μονάδα τελικά θα είναι αυτή των 200MW από τον αεριοστρόβιλο και των 100MW από τον ατμοστρόβιλο, και αν θεωρηθεί ότι η μονάδα θα δουλεύει συνεχόμενα όλο το 24ωρο, όλο τον χρόνο, τότε θα παράγει 2.628.000MWh. Αν θεωρήσουμε ότι η μονάδα θα είναι εκτός λειτουργίας για 10% του έτους, λόγω βλαβών ή/και ετήσιας συντήρησης, τότε η συνολική ηλεκτροπαραγωγή της θα είναι 2.365.200MWh.

Για τα έτη 2016 και 2017, η ετήσια ηλεκτροπαραγωγή του ΑΗΣ Καρδιάς ήταν 4.342.080 και 4.572.010MWh αντίστοιχα [47]. Αυτό σημαίνει ότι κάθε μονάδα παρήγαγε περίπου 1.000.000MWh (όντας σε καθεστώς περιορισμένης λειτουργίας).

8. Σύγκριση Τεχνολογιών και Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων

8.1 ΒΑΘΜΟΙ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Οι μονάδες που μελετήθηκαν στην παρούσα εργασία παρουσιάζουν μεγάλο εύρος βαθμών απόδοσης. Κάποιοι ενδεικτικοί φαίνονται στον παρακάτω πίνακα, ενώ για τον ΑΗΣ Καρδιάς σύμφωνα με τα στοιχεία που έχουν δοθεί, για το 2016 ο ΒΑ ήταν 0,345 ενώ για το 2017 ήταν 0,354, οπότε έχει ληφθεί ο μέσος όρος των δύο τελευταίων ετών λειτουργίας (Πίνακας 6) [19],[47],[35],[49],[50].

	PT CSP	Hybrid PT CSP	ΑΗΣ Καρδιάς	ISCC (Natural Gas)
Βαθμός Απόδοσης	0,15	0,20	0,35	0,50

Πίνακας 6: Συγκριτικός πίνακας Βαθμών Απόδοσης

Ο χαμηλός βαθμός απόδοσης του ηλιακού πεδίου από μόνο του (ηλιακές απώλειες), μαζί με τις απώλειες στις σωληνώσεις του HTF και τους εναλλάκτες είναι αυτός που μας δίνει τον πολύ χαμηλό βαθμό απόδοσης των PT CSP. Η χρησιμοποίηση βοηθητικού λέβητα σε υβριδική λειτουργία είναι αυτή που ανεβάζει τον βαθμό απόδοσης στο 20% ενώ αν χρησιμοποιηθεί και σύστημα θερμικής αποθήκευσης, ο ΒΑ πέφτει.

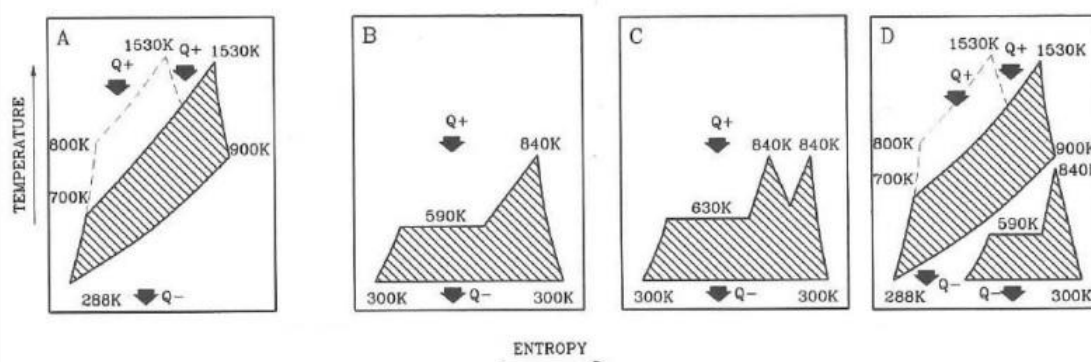
Ο γενικός βαθμός απόδοσης των ΑΗΣ με ατμοστρόβιλο με κύκλο Rankine είναι της τάξης του 36%, όπως δηλαδή αυτός του ΑΗΣ Καρδιάς, ενώ ο βαθμός αυτός αυξάνεται αρκετά εάν υπάρχει και συμπαραγωγή θερμικής ενέργειας.

Τέλος, ο ΒΑ των σταθμών συνδυασμένου κύκλου γενικά είναι μεγαλύτερος, της τάξης του 60% ενώ αν ενσωματωθεί και ηλιακό πεδίο και τεχνολογία ISCC, τότε ο ΒΑ πέφτει στο 50%.

8.2 ΚΥΚΛΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Οι ΑΗΣ χρησιμοποιούν κύκλο Rankine με ατμοστρόβιλο, ενώ η πλέον χρησιμοποιούμενη τεχνολογία είναι αυτή με αναθέρμανση. Αντίθετα, οι σταθμοί που χρησιμοποιούν αεριοστρόβιλο με χρήση φυσικού αερίου, χρησιμοποιούν κύκλο Brayton, συνήθως με διαδοχική καύση. Στις μονάδες συνδυασμένου κύκλου δεν χρησιμοποιείται διαδοχική

καύση, ενώ στον ατμοστρόβιλο δεν υπάρχει αναθέρμανση. Οι κύκλοι λειτουργίας σε διαγράμματα Εντροπίας-Θερμοκρασίας φαίνονται στο Διάγραμμα 20.



Διάγραμμα 20: Διαγράμματα Rankine, Brayton, Συνδυασμένου Κύκλου [40]

Στο διάγραμμα A βλέπουμε τον κύκλο Brayton με και χωρίς διαδοχική καύση. Στο B έχουμε τον κύκλο Rankine χωρίς αναθέρμανση, ενώ στο C έχουμε αναθέρμανση. Τέλος, στο D έχουμε τον συνδυασμένο κύκλο, όπου στο πάνω μέρος είναι η διεργασία του αεριοστρόβιλου και κάτω του ατμοστρόβιλου (συνδυασμός Brayton-Rankine).

8.3 ΚΟΣΤΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Είναι προφανές ότι καθώς σαν τεχνολογίες, οι Συγκεντρωτικοί Ηλιακοί Θερμικοί Σταθμοί, είναι σχετικά πρόσφατοι, τα κόστη κατασκευής της εγκατάστασης είναι σχετικά αυξημένα. Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, τα κόστη κεφαλαίου μπορούν να φτάσουν τα 7500€ / kW_e. Πράγματι, σύμφωνα με τις προτεινόμενες από το πρόγραμμα SAM τιμές, το συνολικό κόστος μιας εγκατάστασης 122MW με υβριδική λειτουργία ανέρχεται σε 889.079.104\$, δηλαδή σε περίπου 7287\$/ kW_e. Σε αυτό το κόστος συμπεριλαμβάνονται κόστη τροποποίησης της γης ώστε να γίνει η εγκατάσταση, τα κόστη ηλιακού πεδίου 150\$/m², κόστη HTF 60\$/m² (όπου η καθαρή επιφάνεια των συλλεκτών υπολογίζεται περίπου 1,9km²), κόστη 65\$/kWht για την θερμική αποθήκευση (υπολογιζόμενη στα 2289.61MWh), 600 \$/kW_e για τον βοηθητικό λέβητα και 1150\$/kW_e για τον σταθμό παραγωγής.

Σε περίπτωση που δεν χρησιμοποιείται βοηθητικός λέβητας, τότε τα κόστη είναι ελαφρώς λιγότερα.

Για τα κόστη εγκατάστασης σταθμού ISCC, θα πρέπει να προστεθούν τα κόστη ενός σταθμού συνδυασμένου κύκλου συν τα κόστη του ηλιακού πεδίου και HTF. Σύμφωνα με την βιβλιογραφία [51], το κόστος κεφαλαίου για έναν σταθμό συνδυασμένου κύκλου (CC) είναι μεταξύ 1100 και 1800\$/kW_e, με τυπική τιμή τα 1300\$/kW_e ή τα 1700\$/kW_e [52] για 300MW, ενώ το κόστος ηλιακού πεδίου 100MW_e ανέρχεται σύμφωνα με το SAM στα 202.175.138\$.

Για την υφιστάμενη τεχνολογία με κονιορτοποιημένο λιγνίτη, το κόστος κεφαλαίου είναι περίπου 2000\$/kW_e [52].

Το αυξημένο αυτό κόστος εγκατάστασης ενός Υβριδικού Συγκεντρωτικού Ηλιακού Θερμικού Σταθμού είναι ίσως το μεγαλύτερο μειονέκτημά του, πρέπει να ληφθεί υπόψη όμως ότι εφόσον πρόκειται για τεχνολογίες ανανεώσιμων μορφών ενέργειας, το κόστος καυσίμου είναι μηδαμινό, ενώ καθώς περνούν τα χρόνια και οι τεχνολογίες αναπτύσσονται όλο και περισσότερο, το κόστος αναμένεται να πέσει, όπως έγινε και με τις τεχνολογίες φωτοβολταϊκών.

8.4 ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ

Όπως όλες οι ανθρώπινες παρεμβάσεις και διεργασίες, έτσι και η εγκατάσταση σταθμών παραγωγής ενέργειας έχει επιπτώσεις στο περιβάλλον, είτε αυτές είναι υποβάθμιση του εδάφους, του υδροφόρου ορίζοντα ή αέρια ρύπανση. Εκτός από τους ρύπους που παρουσιάζονται παρακάτω, υπάρχει σίγουρα και η οπτική ρύπανση των σταθμών παραγωγής ενέργειας.

Το μέγεθος των σταθμών PT CSP εξαρτάται από την συνολική ισχύ τους, καθώς το μεγαλύτερο μέρος της έκτασής τους καταλαμβάνει το ηλιακό πεδίο. Στα παραδείγματα που προσομοιάστηκαν με το πρόγραμμα SAM στην παρούσα εργασία για ισχύ σταθμού 120MW η έκταση που απαιτείται είναι 2000 εκτάρια. Για την περίπτωση του μικρότερου σταθμού για παραγωγή θερμικής ενέργειας για τηλεθέρμανση που μελετήθηκε, ισχύος 80MWth, η αντίστοιχη έκταση που απαιτείται είναι 433 εκτάρια. Για το ηλιακό πεδίο του ISCC απαιτούνται 637 εκτάρια, ενώ για τις υπόλοιπες εγκαταστάσεις του σταθμού υπολογίζεται 1km². Συνολικά, ο Πίνακας 7 παρουσιάζει την έκταση των σταθμών όπως προσομοιάστηκαν για τα παραδείγματα της παρούσας εργασίας.

	PT CSP (120MW)x3	Hybrid PT CSP (120MW)x3	PT CSP process heat (80MWth)	ISCC (300MW+100MW PT)	ΑΗΣ Καρδιάς (1250MW)
Έκταση Ηλιακού Πεδίου (km ²)	(5,8x3) 17,4	(5,8x3) 17,4	1,6	2,6	-
Συνολική Έκταση (km ²)	(8,1x3) 24,3	(8,124,3x3)	1,8	3,6	1,1

Πίνακας 7: Συγκριτικός πίνακας εκτάσεων σταθμών [45],[48]

Είναι εμφανές ότι λόγω του ηλιακού πεδίου η έκταση των μονάδων PT CSP θα είναι πολύ μεγαλύτερες από τον ΑΗΣ Καρδιάς, αλλά θα πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι ο ΑΗΣ Καρδιάς απαιτεί σε πλήρη λειτουργία το Ορυχείο Καρδιάς του οποίου η έκταση είναι πολύ μεγάλη (περίπου 13km² κατά προσέγγιση) αλλά και υποστηρικτική παροχή λιγνίτη από το Ορυχείο Κύριου Πεδίου. Εκτάσεις ανεκμετάλλευτες βρίσκονται σε όλη την έκταση του ΛΚΔΜ.

8.4.1 ΡΥΠΟΙ ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ

Κατά την λειτουργία του Σταθμού εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα καυσαέρια και σωματίδια που προέρχονται από την καύση του λιγνίτη και υδρατμοί από τους πύργους ψύξης. Μαζί με τα καυσαέρια απελευθερώνεται και η ποσότητα ιπτάμενης τέφρας που δεν έχει συγκρατηθεί από τα ηλεκτροστατικά φίλτρα.

Οι κυριότεροι ρύποι του ΑΗΣ Καρδιάς είναι τα σωματίδια που απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα, τα NO_x, το SO₂ και το CO₂. Τα στοιχεία του ΑΗΣ για το έτος 2009 μας δίνουν τον Πίνακα 8.

	ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΕΞΟΡΥΞΗ		ΚΑΜΙΝΑΔΕΣ		ΣΥΝΟΛΟ	
	t/χρόνο	Kg/MWhel	t/χρόνο	Kg/MWhel	t/χρόνο	Kg/MWhel
Σωματίδια	6,1	0,0007	4.549	0,591	4555,1	0,591
SO ₂	381,6	0,049	9.203	1,2	9.584	1,25
NO _x	915	0,119	17.301	2,25	18.216	2,369
CO	65	0,008	-	-	65	0,008

H/C	28	0,003	-	-	28	0,0036
CO ₂	460	0,059	9.482.386	1.232	9.482.846	1.232,9

Πίνακας 8: Ετήσιοι ρύποι ΑΗΣ Καρδιάς [53]

Παρατηρούμε ότι ρυπογόνα δεν είναι μόνο η παραγωγή στον σταθμό, αλλά και η εξόρυξη του λιγνίτη από το Ορυχείο Καρδιάς. Οι αντίστοιχοι μέσοι ημερήσιοι ρύποι ανά μονάδα ανά m³ είναι για το 2009 φαίνονται στον Πίνακα 9.

ΡΥΠΟΙ		ΜΟΝΑΔΑ I	ΜΟΝΑΔΑ II	ΜΟΝΑΔΑ III	ΜΟΝΑΔΑ IV
Σωματίδια	mg/m ³	81	62	43	49
SO ₂	mg/m ³	194	144	239	219
NO _x	mg/m ³	368	337	565	461
CO ₂	t/year	9.482.386			

Πίνακας 9: Ημερήσιοι ρύποι ΑΗΣ Καρδιάς το 2009 [53]

Για τα έτη 2016 και 2017 οι ίδιοι ρύποι σε επίπεδο σταθμού ήταν (Πίνακας 10):

Έτος	SO ₂ (mg/Nm ³ , dry, 6% O ₂)	NO ₂ (mg/Nm ³ , dry, 6% O ₂)	Σωματίδια (mg/Nm ³ , dry, 6% O ₂)	CO ₂ (%)
2016	180,85	267,96	77,72	10,62
2017	167,79	259,07	99,21	11,50

Πίνακας 10: Ημερήσιοι ρύποι ΑΗΣ Καρδιάς σε επίπεδο σταθμού το 2016, 2017 [47]

Παρατηρούμε ότι τα σωματίδια αυξάνονται με την πάροδο των χρόνων και αυτό οφείλεται εν μέρει στην γήρανση του εξοπλισμού κατακράτησης σωματιδίων (ESP) -τα οποία εγκαταστάθηκαν για τις μεν μονάδες I και II το 1993 με απόδοση 99,9%, για τις δε μονάδες III και IV το 2003 και 2004 με απόδοση 99,99%- και εν μέρει στην αύξηση παραγωγής του σταθμού λόγω παροπλισμού του ΑΗΣ Πτολεμαΐδας το 2014.

8.4.2 ΡΥΠΟΙ ΗΛΙΑΚΩΝ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ

Τα ηλιακά πεδία από την άλλη πλευρά δεν παρουσιάζουν εκπομπές NO_x, SO_x και σωματιδίων, αφού πρόκειται για ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Οι εκπομπές CO₂ είναι αρκετά μειωμένες σε σχέση με τις τεχνολογίες με καύση είτε άνθρακα είτε φυσικού αερίου και οφείλονται σε βοηθητικές εργασίες (συντήρηση εξοπλισμού, εργασίες κατασκευών κλπ) και όχι στην κυρίως παραγωγή ενέργειας, όπως συμβαίνει και με την φωτοβολταϊκή τεχνολογία [54].

Αντίθετα επιβαρύνουν το περιβάλλον με άλλους τρόπους, αφού όπως και οι συμβατικοί σταθμοί έχουν μεγάλη κατανάλωση νερού για ψύξη, ενώ προκαλούν και διάβρωση του εδάφους. Έρευνες στην Κίνα [55] έδειξαν ότι η εγκατάσταση των κατόπτρων του ηλιακού πεδίου μείωσε την θερμοκρασία μεταξύ 0,5 και 4° C την άνοιξη και το καλοκαίρι, ενώ αύξησε την θερμοκρασία από 0,5 έως και 4° C τον χειμώνα. Ο λόγος για την θερμοκρασιακή αυτή αλλαγή είναι η σκίαση που προκαλούν τα κάτοπτρα και η αλλαγή στην ροή του ανέμου που αυτά προκαλούν.

Είναι κατανοητό ότι τα παραπάνω αφορούν μόνο Συγκεντρωτικούς Ηλιακούς Θερμικούς Σταθμούς χωρίς βοηθητικό λέβητα. Σε περιπτώσεις υβριδοποίησης, προστίθεται και οι εκπομπές ρύπων που προκαλεί το καύσιμο του βοηθητικού λέβητα, είτε αυτό είναι άνθρακας (οπότε οι εκπομπές αναλύονται όπως παραπάνω), είτε φυσικό αέριο, είτε βιομάζα. Για ένα σταθμό 60MW στην Ισπανία, οι κανονικοποιημένοι ρύποι ανά MWh φαίνονται στον Πίνακα 11 (όπου «kg 1,4-DB», μονάδα μέτρησης τοξικότητας σε ισοδύναμα κιλά 1,4-διχλωροβενζίνης).

	Ισοδύναμη μονάδα μέτρησης	Υβριδικό CSP (12% καύσιμο)					
		Φυσικό Αέριο	Άνθρακας	Πετρέλαιο	Βιομεθάνιο	Pellets Ξύλου	Άχυρο
Κλιματική Αλλαγή	kg CO ₂	125	187	159	64.1	37.5	34.2
Οξείδωση εδάφους	g SO ₂	216	1686	1024	284	277	286
Ευτροφισμός	g P	9.4	84.7	12.6	14.9	14.9	11.3
Ανθρώπινη Τοξικότητα	kg 1,4-DB	12.1	64.3	20.1	20.0	21.4	19.4
Φωτοχημική Δημιουργία	g NMVOC	300	892	844	276.1	242	213
Σωματίδια	g P	89.1	524	323	107	105	96.9
Οικοτοξικότητα Νερού	g 1,4-DB	306	1600	420	480	428	355

Πίνακας 11: Σύγκριση ρύπων ανά καύσιμο υβριδοποίησης [56]

Είναι εμφανές ότι μετά την απλή λειτουργία σταθμού μόνο με ηλιακή ενέργεια, η φιλικότερη προς το περιβάλλον είναι η υβριδοποίησή του με βιομάζα με προέλευση από

άχυρο. Αντίθετα, περιβαλλοντικά πιο επιβλαβής είναι η χρησιμοποίηση λέβητα με καύση άνθρακα [56].

8.4.3 ΡΥΠΟΙ ΜΟΝΑΔΩΝ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ISCC

Το φυσικό αέριο είναι το πιο καθαρό σε σχέση με τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα, αποδίδοντας λιγότερους ρύπους. Αυτό συμβαίνει γιατί η καύση του παράγει λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα, οπότε συμβάλλει στην μείωση του φαινομένου του θερμοκηπίου εάν σαν μονάδες αντικαθιστούν άλλες συμβατικές καύσης λιγνίτη. Δεν περιέχει ενώσεις του θείου, επομένως δεν παράγει SO_x που ρυπαίνουν το περιβάλλον και προκαλούν το φαινόμενο της όξινης βροχής [57]. Τέλος, η καύση του είναι καθαρή, χωρίς να υπάρχει εκπομπή αιωρούμενων σωματιδίων και αιθάλης. Αυτό σημαίνει και αυξημένη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού και μειωμένη κόστη συντήρησης.

Οι εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση του φυσικού αερίου σε gr ανά kWh εισερχόμενης θερμότητας καυσίμου φαίνονται στον Πίνακα 12.

CO ₂	SO ₂	CO	NO	Υδρογονάνθρακες	Σωματίδια
177	0,000	0,022	0,137	0,005	0,007

Πίνακας 12: Εκλυόμενοι ρύποι σε gr ανά kWh εισερχόμενης θερμότητας φυσικού αερίου [43]

Η χρησιμοποίηση ηλιακού πεδίου για παραγωγή μέρους του ατμού σε μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου, όπως γίνεται στους σταθμούς ISCC, μειώνει περαιτέρω τις εκπομπές.

Ενδεικτικά, για μια μεγάλη μονάδα 100MW, εάν το ποσοστό χρησιμοποίησης ηλιακής θερμικής ενέργειας στην παραγωγή είναι 15% και οι εκπομπές του φυσικού αερίου ανά kg καυσίμου είναι 2,55kg, τότε η παραγωγή από ηλιακή ενέργεια θα είναι $P_{el,sol}=15MW$ και η εξοικονόμηση καυσίμου θα είναι [41]:

$$m_{f,sav} = \frac{15MW}{50MJ/kg} = 0,3kg/s \quad [Εξίσωση 8.1]$$

και η μείωση σε εκπομπές CO₂ θα είναι:

$$m_{CO_2,red} = g_{\Delta} m_{f,sav} = 2,55 * 0,3kg/s = 0,76kg/s \text{ ή } 2,75t/h \quad [Εξίσωση 8.2]$$

9. Συμπεράσματα

Στην σημερινή εποχή, με τον πλανήτη να πληγώνεται όλο και περισσότερο από την ανθρώπινη βιομηχανική δραστηριότητα, είναι επιτακτικό να βρεθούν λύσεις στον ενεργειακό τομέα που θα βάζουν την αειφορία σε πρώτη θέση. Η ολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα, δεν δείχνει προς το παρόν να είναι δυνατή αφού ακόμα υπάρχει το πρόβλημα της μαζικής αποθήκευσης ενέργειας και παροχής της σε σημεία αιχμής. Το αιολικό και ηλιακό δυναμικό δεν ταυτίζεται με την ανθρώπινη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια και αυτό είναι που τοποθετεί τους σταθμούς βάσης σε πρώτο πλάνο στην παραγωγή ενέργειας.

Ένας ενδιάμεσος σταθμός, μέχρι να είναι εφικτή η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μόνο από ήπιες μορφές ενέργειας, δείχνει να μπορεί να αποτελέσει η εγκατάσταση Συγκεντρωτικών Ηλιακών Σταθμών.

Για την περιοχή της Ελλάδας, το ηλιακό δυναμικό είναι αρκετό για να δικαιολογεί την περεταίρω έρευνα επί του θέματος. Ήδη η Ισπανία, πρωτοπόρος στον χώρο των Συγκεντρωτικών Ηλιακών Συστημάτων, δείχνει τον δρόμο με αρκετές εγκατεστημένες μονάδες συγκεντρωτικής ηλιακής τεχνολογίας. Η τοποθεσία της Δυτικής Μακεδονίας, με τους αποκατεστημένους χώρους των ορυχείων του Λιγνιτικού Κέντρου Δυτικής Μακεδονίας της ΔΕΗ ΑΕ δίνει μια καλή ευκαιρία για αξιοποίηση, έστω και πιλοτικά μιας τέτοιας μονάδας.

Μελετήθηκαν διάφορες τεχνολογίες σταθμών παραβολικών κατόπτρων (PT CSP) και σύμφωνα με τις προσομοιώσεις, η εγκατάσταση τέτοιων σταθμών κρίνεται ελκυστική. Η αποθήκευση θερμικής ενέργειας, αλλά και η υβριδοποίηση με ορυκτό καύσιμο μπορούν να αποδώσουν σε σταθερή βάση ηλεκτρική ενέργεια, αντικαθιστώντας –έστω και λίγο- την συμβατική παραγωγή με καύση λιγνίτη. Ο επικείμενος παροπλισμός των ΑΗΣ Αμυνταίου και ΑΗΣ Καρδιάς επιδεινώνει το πρόβλημα, καθώς θα πρέπει να βρεθούν εναλλακτικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η υβριδική λειτουργία μπορεί να επιτευχθεί είτε με τα αποθέματα λιγνίτη που απομένουν, είτε ιδανικότερα με φυσικό αέριο, εκμεταλλευόμενοι μελλοντικά την διέλευση του αγωγού TAP από την περιοχή. Το φυσικό αέριο όπως είδαμε είναι ιδανικότερη λύση, καθώς είναι καθαρότερο κατά την καύση.

Μια άλλη συνιστώσα που θα μπορούσε να μελετηθεί είναι αυτή της εγκατάστασης σταθμού PT CSP για παραγωγή θερμικής ενέργειας για τηλεθέρμανση της περιοχής της

Εορδαίας, καθώς με αυτό τον τρόπο το σύστημα τηλεθέρμανσης θα αποκτήσει μια αξιόπιστη εναλλακτική, τόσο στην μεταβατική περίοδο μετά το κλείσιμο του ΑΗΣ Καρδιάς, όσο και μελλοντικά σε περιπτώσεις βλαβών στον ΑΗΣ Πτολεμαΐδας V.

Τέλος, η περίπτωση μονάδας συνδυασμένου κύκλου με ενσωματωμένο ηλιακό πεδίο φαντάζει σαν την βέλτιστη τεχνικά λύση, αν και για αυτή την περίπτωση θα πρέπει αρχικά να εξασφαλιστεί η παροχή φυσικού αερίου και θα πρέπει να προβληθεί στην κοινωνία σαν μια επιλογή που θα βελτιώσει τόσο το βιοτικό επίπεδο (περιβαλλοντικά), όσο και τον τομέα της απασχόλησης της περιοχής. Σαν σταθμός βάσης είναι κατανοητό ότι είναι πολύ πιο εύκολο και αξιόπιστο να λειτουργήσει, καθώς η τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου είναι ώριμη εδώ και δεκαετίες, ενώ η ενσωμάτωση ηλιακού πεδίου μπορεί να δοκιμαστεί και σταδιακά να αυξήσει το μερίδιό της στην παραγωγή (από 5% πχ έως και 25%). Θα δημιουργήσει νέες θέσεις εργασίας και θα απορροφήσει μεγάλο μέρος του εργασιακού ανθρώπινου δυναμικού της περιοχής, τόσο κατά την κατασκευή, όσο και κατά την λειτουργία του.

Μειονέκτημα στα παραπάνω αποτελούν οι χαμηλές θερμοκρασίες του χειμώνα, με ημέρες χαμηλής ηλιοφάνειας, αλλά όπως είδαμε, με σωστή διαστασιολόγηση του ηλιακού πεδίου και υβριδική λειτουργία που θα αποτρέπει την πήξη του ΗΤF, θα είναι εφικτή η απρόσκοπτη λειτουργία ενός τέτοιου σταθμού. Η μεγάλη έκταση που απαιτούν αυτοί οι σταθμοί ανά MW δεν αποτελεί μεγάλο πρόβλημα για την περιοχή, καθώς υπάρχουν τεράστιες εκτάσεις στα σημεία που αποκαθιστά η ΔΕΗ ΑΕ μετά την εξόρυξη τα οποία μένουν ανεκμετάλλευτα.

Προτείνεται η περαιτέρω αναλυτικότερη έρευνα επί του θέματος τόσο στην βελτιστοποίηση όσον αφορά το σημείο σχεδιασμού, την θερμική αποθήκευση αλλά και την βέλτιστη ισχύ της μονάδας, όσο και στην επιλογή καταλληλότερης τεχνολογίας υβριδοποίησης, καθώς και η καταβολή κάθε δυνατής προσπάθειας για έστω και πιλοτική λειτουργία ενός σταθμού με τεχνολογία παραβολικών κατόπτρων συγκεντρωτικής ηλιακής ενέργειας.

10. Βιβλιογραφία

- [1] **Κρασσάς Βασίλειος**, *Συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα, μια οικονομοτεχνική μελέτη για την ελληνική επικράτεια*, ΕΜΠ, 2011
- [2] **Sen Zekai**, *Solar Energy Fundemendal and modeling Techniques*, Springer-Verlag London Limited, 2008. ISBN 978-1-84800-133-6.
- [3] **Kalogirou Soteris**, *Solar Energy Engineering:Processes and Systems*, Elsevier, 2009. ISBN 978-0-12-374501-9.
- [4] **Δημητρίου Αντώνιος**, *Ηλεκτροπαραγωγή από συγκεντρωτικούς θερμικούς συλλέκτες*, Εργασία, ΤΕΙΔΜ, 2018
- [5] *The Sun as a source of energy, Part 3: Calculating Solar Angles*, www.itacanet.org, Ημερομηνία πρόσβασης 25/6/2018
- [6] **Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας**, *TOTEE 20701-3/2010*, 2010
- [7] Photovoltaic Graphical Information System, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> Ημερομηνία πρόσβασης 10/7/2018
- [8] **Δάφλος Δημήτριος**, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Συγκεντρωμένη Ηλιακή ενέργεια. Σχεδιασμός εγκατάστασης συλλεκτών παραβολικής σκάφης για την υβριδοποίηση του ΑΗΣ της περιοχής Σορωνής Ρόδου*, Διπλ. Εργασία, ΕΜΠ, 2012
- [9] **Dr Geyer Michael**, *Concentrated Solar Thermal Power Now*, SolarPaces, 2005.
- [10] **National Renewable Energy Laboratory**, www.nrel.gov, Ημερομηνία πρόσβασης 25/6/2018
- [11] **Sargent & Lundy LLC Consulting Group**, *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*, NREL/Subcontractor Report 550-34440.
- [12] www.flowserve.com, Ημερομηνία πρόσβασης 25/6/2018
- [13] **SolarPACES** , *Solar Power Tower*, An Implementing Agreement of the International Energy Agency.
- [14] **Mills D.**, *Advances in solar thermal electricity technology*, Solar Energy 76, 2004
- [15] **SolarPACES**, *Solar Dish Engine*, An Implementing Agreement of the International Energy Agency.
- [16] **Papageorgiou Christos**, *Floating Solar Chimney Technology*, 10.5772/8069, 2010
- [17] **Γεωργοστάθης Παναγιώτης**, *Μελέτη Συγκεντρωτικών Φωτοβολταϊκών/Θερμικών Σταθμών*, Διπλ. Εργασία, Πανεπιστήμιο Πατρών, 2010
- [18] **Bernhard Brand et al**, *The value of dispatchability of CSP plants in the electricity*

- systems of Morocco and Algeria*, Energy Policy 47, Elsevier, 2012.
- [19] **SolarCV** study material, EU Erasmus+/Renovetec, 2017
- [20] **Garcia A. F. et al**, Parabolic-trough solar collectors and their applications, Renewable and sustainable energy sources, 2010
- [21] **Alvarez Romero Manuel**, *Concentrating Solar Thermal Power*, Taylor& Francis Group, LLC, 2007
- [22] **Cabello J.M. et al**, *Optimization of the size of a solar thermal electricity plant by means of genetic algorithms*, Renewable Energy 36 (2011) 3146-3153
- [23] **Monte M.J. et al**, *Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant*. Solar Energy, 2009
- [24] **GFA Consulting Group**, *HTF, Supplementary Firing , ISCC & Hybridisation with other RE*, REC III CSP Training workshop, 2015
- [25] **PT Solar Thermal Power Plant Simulator**, Renovetec/SolarCV, 2016
- [26] **Laing, Doerte**, 2008. <http://www.docstoc.com/docs/20679049/Solar-Thermal-Energy-Storage-Technologies>, Ημερομηνία πρόσβασης 20/9/2018
- [27] **W.B.Stine, R.W.Harrigan**, *Solar Energy Systems Design*, John Wiley and Sons, Inc. 1986
- [28] N.3468/ΦΕΚ 129/27-6-2006
- [29] **PAE**, *Οδηγός αξιολόγησης έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας*, 2010
- [30] **Esmail M.A. Mokheimer et al**, *Optimal integration of solar energy with fossil fuel gas turbine cogeneration plants using three different CSP technologies in Saudi Arabia*, Applied Energy 185 (2017) 1268–1280, 2015
- [31] **Dhyia Aidroos Baharoon et al**, *Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 41, pp. 996, 2015
- [32] **Hank Price**, *Parabolic Trough Technology Review*, NREL, Sandia National Laboratories
- [33] **Kearney D**, *Solar Electric Generating Stations (SEGS)*, IEEE Power Engineering Review. IEEE. 9 (8): 4–8. doi:10.1109/MPER.1989.4310850, 1989
- [34] **Bannister Paul**, *An Experimental and Analytical Assessment of a Steam Rankine Solar Thermal Power System*, 10.13140/RG.2.2.20340.76167, 1991
- [35] **Behar Omar et al**, *A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 39, 2014
- [36] **Τουρλιδάκης Αντώνιος**, *Σταθμοί παραγωγής συνδυασμένου κύκλου*, Σημειώσεις

Μαθήματος, ΠΔΜ.

- [37] **Tobias Vogel et al**, *Hybridization of parabolic trough power plants with natural gas*, Energy Procedia 49, 1238 – 1247, 2014
- [38] <https://www.sulzer.com/en/shared/applications/2017/04/24/08/04/feed-water-pump-for-solar-power-generation>, Ημερομηνία πρόσβασης 20/9/2018
- [39] <https://www.flickr.com/photos/worldbank/4842168024>, Ημερομηνία πρόσβασης 20/9/2018
- [40] **Τουρλιδάκης Αντώνιος**, *Θερμικοί Σταθμοί*, Σημειώσεις Μαθήματος, ΠΔΜ
- [41] **Khartchenko Nikolai**, *Advanced Energy Systems*, CRC Press, 2013
- [42] **Κακαράς Ε**, *Μέτρα αύξησης βαθμού απόδοσης ατμοηλεκτρικών μονάδων*, 2008
- [43] **Ζησιάκης Χ**, *Ανάλυση περιβαλλοντικών επιπτώσεων της λιγνιτικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρισμού ΑΗΣ Καρδιάς-Σύγκριση με μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού με καύσιμο φυσικό αέριο*, Διπλ. Εργασία ΑΠΘ, 2011
- [44] **Βουρνάς Κ, Παπαδιάς Κ, Ντελκής Κ**, *Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, Έλεγχος και ευστάθεια συστήματος*, Εκδόσεις Συμμετρία, 2011
- [45] **Google Maps**, maps.google.com, Ημερομηνία πρόσβασης 25/9/2018
- [46] **ΔΕΤΗΠ**, www.tpt.gr, Ημερομηνία πρόσβασης 25/9/2018
- [47] Υποτομέας Χημικής Τεχνολογίας και Περιβάλλοντος ΑΗΣ Καρδιάς, 2018
- [48] **System Advisor Model**, Version 2017.9.5, NREL
- [49] **Lazhar Achour et al**, *Performance assessment of an integrated solar combined cycle in the southern of Algeria*, Energy Reports Volume 4, 207-217, 2018
- [50] **Anneli Carlqvist**, *Overview of Concentrating Solar Power for Electricity Production, with Emphasis on Steam Turbine Aspect*, Division of Heat and Power Kungliga Tekniska högskolan, 2009
- [51] **Energy Technology Network**, *Energy Technology Systems Analysis Programme (IEA ETSAP), Technology Brief E04*, 2010
- [52] **Breeze Paul**, *The Cost of Power Generation: current and future competitiveness of renewable and traditional technologies*, Business Insights, 2010
- [53] Τμήμα Περιβάλλοντος ΑΗΣ Καρδιάς, 2010
- [54] **NREL**, *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Concentrating Solar Power*, 2012
- [55] **Wu Z., Hou A., Chang C. et al**, *Environmental impacts of large-scale CSP plants in northwestern China. Environmental Science Processes & Impacts*, 16(10), 2432–41, 2014

[56] **Corona B., San Miguel G. et al**, *Environmental analysis of a Concentrated Solar Power (CSP) Plant hybridised with different fossil and renewable fuels*, Universidad Politécnica de Madrid

[57] **World Bank**, *Project appraisal document on a proposed grant from the global environmental facility trust fund to the office national de l'electricite of the kingdom of morocco for an intergrated solar combined cycle power plant project*, 2007

Παράρτημα

Το πρόγραμμα System Advisor Model (SAM) αναπτύχθηκε από το Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών του αμερικανικού Υπουργείου Ενέργειας (NREL) και είναι ένα πρόγραμμα μοντελοποίησης οικονομικής και τεχνικής απόδοσης συστημάτων, σχεδιασμένο ώστε να διευκολύνει την μεθοδολογία λήψης αποφάσεων και σχεδιασμού όσων ασχολούνται με την βιομηχανία ανανεώσιμων πηγών. Συγκεκριμένα βρίσκει εφαρμογές από:

- Project Managers και Μηχανικούς
- Αναλυτές οικονομικής πολιτικής
- Σχεδιαστές τεχνολογίας
- Ερευνητές

Το SAM δημιουργεί προβλέψεις απόδοσης, καθώς και εκτιμήσεις κόστους για πρότζεκτ ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συνδεδεμένα με το δίκτυο παραγωγής / μεταφοράς / διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, βασισμένο σε κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας της κάθε τεχνολογίας, όπως και στα στοιχεία σχεδιασμού των εγκαταστάσεων, τα οποία εισάγει ο χρήστης σαν δεδομένα στο μοντέλο σχεδιασμού.

Αρχικά πρέπει να επιλεχθεί η τεχνολογία που θα προσομοιωθεί, τα δεδομένα για την περιοχή (κλιματικά, κλπ) καθώς και τα κόστη εγκατάστασης, πολλά από τα οποία είναι ήδη προτεινόμενα μέσα από αποθηκευμένες βιβλιοθήκες του προγράμματος. Στην συνέχεια επιλέγονται ξεχωριστά και με λεπτομέρεια κατασκευαστικά στοιχεία της εγκατάστασης και αφού συμπληρωθούν όλα τα απαραίτητα πεδία, το πρόγραμμα «τρέχει» την προσομοίωση και παρουσιάζει τα αποτελέσματά του μέσα από πίνακες, διαγράμματα και στατιστικά στοιχεία. Τα δεδομένα που μπορούν να εξαχθούν είναι πάρα πολλά, και μπορούν να αναλυθούν σε ετήσια, μηνιαία, ημερήσια, ακόμα και ωριαία βάση.

Στην παρούσα εργασία παρουσιάζονται τα κυριότερα σημεία των παραπάνω, που απεικονίζουν ικανοποιητικά την απόδοση των τεχνολογιών έτσι ώστε να εξαχθούν τα απαραίτητα συμπεράσματα.

Στις επόμενες σελίδες παρατίθενται σε Εικόνες τα δεδομένα που εισήχθησαν στο σύστημα SAM Version 2017.9.5, όπως ο συντελεστής μεγέθους ηλιακού πεδίου, το σημείο σχεδίασης και η ισχύς συστήματος, η επιλογή κατόπτρων, συλλεκτών, σχεδιασμός συστήματος αποθήκευσης κλπ.

1. Περίπτωση σταθμού PT CSP για ηλεκτροπαραγωγή

Field Layout

Option 1: Solar Multiple
 Option 2: Solar Field Area m²

Distance Between SCAs in Row m
 Row Spacing, Center to Center m
 Number of SCAs per Row
 Deploy Angle deg
 Stow Angle deg

Heat Transfer Fluid

Solar Field HTF Type

Property table for user-defined HTF

Field HTF Min Operating Temp. °C
 Field HTF Max Operating Temp. °C
 Solar Field Inlet Temp. °C
 Solar Field Outlet Temp. °C
 Solar Field Initial Temp. °C
 Piping Heat Loss at Design Temp. W/m²
 Piping Heat Loss Coefficient 1
 Piping Heat Loss Coefficient 2
 Piping Heat Loss Coefficient 3
 Solar Field Piping Heat Losses W/m²
 Minimum HTF Temp. °C
 HTF Gallons per Area gal/m²

Solar Multiple (Design Point)

Calculated Values
 Solar Multiple
 Aperture Reflective Area m²

Solar Multiple Reference Conditions
 Ambient Temp. °C
 Direct Normal Radiation W/m²
 Wind Velocity m/s

Reference Condition (SM=1)
 Exact Aperture Reflective Area m²
 Exact Number of SCAs

Values From Other Pages
 Aperture Area per SCA m²/SCA
 HCE Thermal Losses W/m²
 Optical Efficiency
 Design Turbine Thermal Input MWt

Orientation

Collector Tilt deg
 Collector Azimuth deg
 Tilt: horizontal=0, vertical=90
 Azimuth: equator=0, west=90, east=-90

Land Area

Solar Field Land Area acres
 Non-Solar Field Land Area Multiplier
 Total Land Area acres

Εικόνα Π1: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων συστήματος

Solar Collector Assembly (SCA) Library

Search for: Name

Name	SCA Length	Aperture	Aperture Area	Focal Len	IAM Coefficient
EuroTrough ET150	150	5.75	817.5	2.1	1
Luz LS-2	50	5	235	1.8	1
Luz LS-3	100	5.75	545	2.1	1
Solargenix SGX-1	100	5	470.3	1.8	1
AlbisaTrough AT150 (Manufacturer Specifications)	150	5.774	817.5	1.71	1
Siemens SunField 6	95.2	5.776	545	2.17	1

Solar Collector Assembly (SCA) Properties

Use library values

SCA Length	<input type="text" value="100"/> m	Tracking Error and Twist	<input type="text" value="0.994"/>
SCA Aperture	<input type="text" value="5"/> m	Geometric Accuracy	<input type="text" value="0.98"/>
SCA Aperture Reflective Area	<input type="text" value="470.3"/> m ²	Mirror Reflectance	<input type="text" value="0.935"/>
Average Focal Length	<input type="text" value="1.8"/> m	Mirror Cleanliness Factor (avg)	<input type="text" value="0.97"/>
Incidence Angle Modifier Coef. F0	<input type="text" value="1"/>	Dust on Envelope (avg)	<input type="text" value="0.98"/>
Incidence Angle Modifier Coef. F1	<input type="text" value="0.0506"/>	Concentrator Factor	<input type="text" value="1"/>
Incidence Angle Modifier Coef. F2	<input type="text" value="-0.1763"/>	Solar Field Availability	<input type="text" value="0.99"/>

Εικόνα Π2: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων κατόπτρων

Heat Collection Element (HCE) / Receiver Properties

	Receiver 1	Receiver 2	Receiver 3	Receiver 4
	<input type="button" value="Apply Library"/>	<input type="button" value="Apply Library"/>	<input type="button" value="Apply Library"/>	<input type="button" value="Apply Library"/>
Name from Library	2008 Schott PTR7	2008 Schott PTR7	2008 Schott PTR7	none
Condition from Library	Vacuum	Lost Vacuum	Broken Glass	none
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Percent of Solar Field:	0.985	0.01	0.005	0
Optical Parameters:				
Bellows Shadowing	0.963	0.963	0.963	0
Envelope Transmissivity	0.963	0.963	1	0
Absorber Absorption	0.96	0.96	0.8	0
Unaccounted	1	1	1	0
Optical Efficiency (HCE)	0.770807	0.770807	0.680632	0
Optical Efficiency (Weighted)	0.770356			
Heat Loss Parameters:				
Heat Loss Coeff A0	4.05	50.8	-9.95	0
Heat Loss Coeff A1	0.247	0.904	0.465	0
Heat Loss Coeff A2	-0.00146	0.000579	-0.000854	0
Heat Loss Coeff A3	5.65e-06	1.13e-05	1.85e-05	0
Heat Loss Coeff A4	7.62e-08	1.73e-07	6.89e-07	0
Heat Loss Coeff A5	-1.7	-43.2	24.7	0
Heat Loss Coeff A6	0.0125	0.524	3.37	0
Heat Loss Factor	1	1	1	0
HCE Heat Losses (W/m)	154.646	1161.04	3313.19	0
Thermal Losses (Weighted W/m)	180.503			
Thermal Losses (Weighted W/m ²)	36.1005			

Εικόνες Π3: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων συλλεκτών

Plant Characteristics

Design Gross Output	122.2 MWe	-Availability and Curtailment <input type="button" value="Edit losses..."/> Constant loss: 4.0 % Hourly losses: None Custom periods: None
Estimated Gross to Net Conversion Factor	0.9	
Estimated Net Output at Design	110.0 MWe	

Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.

Power Cycle Library

Search for: Description

Description	Type	Efficiency	Max Output	Min Output	Startup Energy
APS Ormat 1MWe 300C	Recuperated ...	0.2071	1.15	0.25	0.05
Dry Cooled SEGS 80 MWe Turbine	Steam RH Dry ...	0.3774	1.15	0.25	0.2
Siemens 400C HTF	Steam RH Wet...	0.3736	1.15	0.25	0.2
Nexant 500C HTF	Steam RH Wet...	0.4076	1.15	0.25	0.2

Power Cycle Properties

Use library values

Description from Library	Siemens 400C HTF	Steam RH Wet Cooling			
Design Cycle Thermal Input	327.088 MWt	Frac of thermal power for startup	0.2		
Rated Cycle Conversion Efficiency	0.3736	Boiler LHV Efficiency	0.9		
Max turbine over design operation*	1.15	Max. Thermal Input	373.723 MWt		
Min turbine operation*	0.25	Min. Thermal Input	102.129 MWt		
	F0	F1	F2	F3	F4
Cycle Part-load Therm to Elec	-0.0298	0.7219	0.7158	-0.5518	0.143
Cycle Part-load Elec to Therm	0.044964	1.1829	-0.56388	0.46719	-0.13009
Cooling Tower Correction	1	0	0	0	0
Temp. Correction Mode	Wet-bulb Basis <input type="button" value="v"/>				

* Fraction of Design Point

Εικόνα Π4: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων ατμοστρόβιλου

Thermal Energy Storage (TES)

Equivalent Full Load Hours of TES	7 hours	Maximum Energy Storage	2289.61 MWh
Storage System Configuration	Two Tank	Design Turbine Thermal Input	327.088 MW
Storage Fluid Type	Hitec Solar Salt	Max. Power To Storage	327.088 MW
Turbine TES Adj. - Efficiency	0.985	Max. Power From Storage	331.405 MW
Turbine TES Adj. - Gross Output	0.998	Heat Exchanger Duty*	1
Initial Energy as Fraction of Maximum	0 MWh	Storage HTF min operating temp	238 °C
Tank Heat Losses	0.97 MW	Storage HTF max operating temp	593 °C

Dispatch Control

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0.1	0.1	1.05	0
Period 2:	0.1	0.1	1	0
Period 3:	0.1	0.1	1	0
Period 4:	0.1	0.1	1	0
Period 5:	0.1	0.1	1	0
Period 6:	0.1	0.1	1	0
Period 7:	0.1	0.1	1	0
Period 8:	0.1	0.1	1	0
Period 9:	0.1	0.1	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Εικόνα Π5: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων θερμικής αποθήκευσης

2. Περίπτωση σταθμού PT CSP για παραγωγή θερμικής ενέργειας

Design Point Parameters

-Solar Field	Design point DNI	390 W/m ²	Heat Sink	Heat sink power	80.00 MW
	Target solar multiple	2		Pumping power for HTF through heat sink	0.55 kW/kg/s
	Target receiver thermal power	160.00 MW		Choose Number of Loops	
	Loop inlet HTF temperature	90 °C	-Thermal Storage	Hours of storage at design point	8 hours
	Loop outlet HTF temperature	140 °C			
-System Availability and Curtailment	Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Edit losses...				
	Constant loss: 4.0 % Hourly losses: None Custom periods: None				
System Summary	Actual number of loops	140	Actual solar multiple	2.01	
	Total aperture reflective area	610,400.0 m ²	Actual field thermal output	160.63 MW	

Εικόνα Π7: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων συστήματος

Collector Type 1

Collector name from library

Collector Geometry			
Reflective aperture area	<input type="text" value="545"/> m ²	Number of modules per assembly	<input type="text" value="12"/>
Aperture width, total structure	<input type="text" value="5.75"/> m	Average surface-to-focus path length	<input type="text" value="2.11"/> m
Length of collector assembly	<input type="text" value="100"/> m	Piping distance between assemblies	<input type="text" value="1"/> m

Optical Parameters			
Incidence angle modifier coefficients	<input type="button" value="Edit data..."/>	Geometry effects	<input type="text" value="0.98"/>
Tracking error	<input type="text" value="0.99"/>	Mirror reflectance	<input type="text" value="0.935"/>
General optical error	<input type="text" value="0.99"/>	Dirt on mirror	<input type="text" value="0.97"/>

Optical Calculations			
Length of single module	<input type="text" value="8.33333"/> m	End loss at summer solstice	<input type="text" value="0.999547"/>
IAM at summer solstice	<input type="text" value="1.0016"/>	Optical efficiency at design	<input type="text" value="0.871124"/>

Εικόνα Π8: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων κατόπτρων

Receiver Type 1

Receiver name from library

Receiver Geometry			
Absorber tube inner diameter	<input type="text" value="0.076"/> m	Absorber flow plug diameter	<input type="text" value="0"/> m
Absorber tube outer diameter	<input type="text" value="0.08"/> m	Internal surface roughness	<input type="text" value="4.5e-05"/>
Glass envelope inner diameter	<input type="text" value="0.115"/> m	Absorber flow pattern	<input type="text" value="Tube flow"/>
Glass envelope outer diameter	<input type="text" value="0.12"/> m	Absorber material type	<input type="text" value="304L"/>

Parameters and Variations				
	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Absorber Parameters:				
Absorber absorptance	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="0.8"/>	<input type="text" value="0"/>
Absorber emittance	<input type="text" value="Table..."/>	<input type="text" value="0.65"/>	<input type="text" value="0.65"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope Parameters:				
Envelope absorptance	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope emittance	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope transmittance	<input type="text" value="0.964"/>	<input type="text" value="0.964"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Gas Parameters:				
Annulus gas type	<input type="text" value="Hydrogen"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Air"/>
Annulus pressure (torr)	<input type="text" value="0.0001"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="0"/>
Heat Loss at Design:				
Estimated avg. heat loss (W/m)	<input type="text" value="190"/>	<input type="text" value="1270"/>	<input type="text" value="1500"/>	<input type="text" value="0"/>
Optical Effects:				
Bellows shadowing	<input type="text" value="0.935"/>	<input type="text" value="0.935"/>	<input type="text" value="0.935"/>	<input type="text" value="0.963"/>
Dirt on receiver	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0.98"/>

Εικόνα Π9: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων συλλεκτών

System Design Parameters	
Design Point DNI	390 W/m ²
Target solar multiple	2.00
Target receiver thermal power	160.00 MWt
Loop inlet HTF temperature	90.0 °C
Loop outlet HTF temperature	140.0 °C

Solar Field Design Point	
Single loop aperture	4,360.0 m ²
Loop optical efficiency	0.7410
Total loop conversion efficiency	0.6748
Total required aperture, SM=1	303,999.2 m ²
Required number of loops, SM=1	69.72
Actual number of loops	140
Total aperture reflective area	610,400.0 m ²
Actual solar multiple	2.01
Actual field thermal output	160.63 MWt

Solar Field Parameters	
Row spacing	15 m
Stow angle	170 deg
Deploy angle	10 deg
Header pipe roughness	4.57e-05 m
HTF pump efficiency	0.85
Piping thermal loss coefficient	0.45 W/m ² -K
Wind stow speed	25.0 m/s
Tracking power per SCA	125.0 W/sca
Total tracking power	140,000.0 W
Number of field subsections	1
Model piping through heat sink?	<input type="checkbox"/>
Length of piping through heat sink	50.0 m

Heat Transfer Fluid	
Field HTF fluid	Pressurized Water
User-defined HTF fluid	Edit...
Field HTF min operating temp	10 °C
Field HTF max operating temp	220 °C
Freeze protection temp	10 °C
Min single loop flow rate	1 kg/s
Max single loop flow rate	12 kg/s
Min field flow velocity	0.228212 m/s
Max field flow velocity	2.8511 m/s
Header design min flow velocity	2 m/s
Header design max flow velocity	3 m/s

Collector Orientation	
Collector tilt	0 deg
Collector azimuth	0 deg
Tilt: horizontal=0, vertical=90	
Azimuth: equator=0, west=90, east=-90	

Εικόνα Π10: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων ηλιακού πεδίου I

Mirror Washing	Plant Heat Capacity
Water usage per wash	0.7 L/m ² ,aper.
Washes per year	12
Hot piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MWt
Cold piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MWt
Field loop piping thermal inertia	4.5 Wht/K-m

Land Area		
Solar field area	393 acres	Non-solar field land area multiplier
		1.1
Total land area	433 acres	

Single Loop Configuration	
The specification below is only for one loop in the solar field.	
Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAs, HCEs or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.	
Number of SCA/HCE assemblies per loop:	8 <input checked="" type="radio"/> Edit SCAs <input type="radio"/> Edit HCEs <input type="radio"/> Edit Defocus Order <input type="button" value="Reset Defocus"/>

Εικόνες Π11: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων ηλιακού πεδίου II

Design Point Parameters

-Solar Field

Design point DNI W/m²
 Target solar multiple
 Target receiver thermal power MWt
 Loop inlet HTF temperature °C
 Loop outlet HTF temperature °C

-Heat Sink

Heat sink power MWt
 Pumping power for HTF through heat sink kW/kg/s

-Thermal Storage

Hours of storage at design point hours

-System Availability and Curtailment

Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Constant loss: 4.0 %
 Hourly losses: None
 Custom periods: None

System Summary

Actual number of loops
 Total aperture reflective area m²
 Actual solar multiple
 Actual field thermal output MWt

Εικόνα Π12: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων συστήματος

3. Περίπτωση Υβριδικού σταθμού PT CSP

Τα δεδομένα που εισήχθησαν είναι ίδια με την περίπτωση 1, ενώ για τον βοηθητικό λέβητα και την συμμετοχή του στην παραγωγή (15%) τα δεδομένα φαίνονται παρακάτω.

Thermal Energy Storage (TES)

Equivalent Full Load Hours of TES hours
 Storage System Configuration
 Storage Fluid Type
 Turbine TES Adj. - Efficiency
 Turbine TES Adj. - Gross Output
 Initial Energy as Fraction of Maximum MWht
 Tank Heat Losses MWt

Maximum Energy Storage MWht
 Design Turbine Thermal Input MWt
 Max. Power To Storage MWt
 Max. Power From Storage MWt
 Heat Exchanger Duty*
 Storage HTF min operating temp °C
 Storage HTF max operating temp °C

Dispatch Control

	Storage dispatch		Turb. out. fraction	Fossil fill fraction
	w/ solar	w/o solar		
Period 1:	0.1	0.1	1.05	0.15
Period 2:	0.1	0.1	1.05	0.15
Period 3:	0.1	0.1	1	0.15
Period 4:	0.1	0.1	1	0.15
Period 5:	0.1	0.1	1	0.15
Period 6:	0.1	0.1	1	0.15
Period 7:	0.1	0.1	1	0.15
Period 8:	0.1	0.1	1	0.15
Period 9:	0.1	0.1	1	0.15

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Εικόνα Π13: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων θερμικής αποθήκευσης και υβριδικής λειτουργίας

4. Περίπτωση σταθμού ISCC

Τα δεδομένα κατόπτρων και συλλεκτών παραμένουν ίδια, θερμική αποθήκευση δεν υπάρχει, ενώ για τα γενικά στοιχεία του συστήματος, έχουμε τα παρακάτω δεδομένα.

Field Layout <input checked="" type="radio"/> Option 1: Solar Multiple <input type="text" value="1.1"/> <input type="radio"/> Option 2: Solar Field Area <input type="text" value="887875"/> m ² Distance Between SCAs in Row <input type="text" value="1"/> m Row Spacing, Center to Center <input type="text" value="15"/> m Number of SCAs per Row <input type="text" value="4"/> Deploy Angle <input type="text" value="10"/> deg Stow Angle <input type="text" value="170"/> deg		Solar Multiple (Design Point) Calculated Values Solar Multiple <input type="text" value="1.1"/> Aperture Reflective Area <input type="text" value="860,320"/> m ² Solar Multiple Reference Conditions Ambient Temp. <input type="text" value="20"/> °C Direct Normal Radiation <input type="text" value="500"/> W/m ² Wind Velocity <input type="text" value="5"/> m/s	
Heat Transfer Fluid Solar Field HTF Type <input type="text" value="Therminol VP-1"/> <input type="button" value="Edit..."/> Property table for user-defined HTF <input type="button" value="Edit..."/> Field HTF Min Operating Temp. <input type="text" value="12"/> °C Field HTF Max Operating Temp. <input type="text" value="400"/> °C Solar Field Inlet Temp. <input type="text" value="293"/> °C Solar Field Outlet Temp. <input type="text" value="391"/> °C Solar Field Initial Temp. <input type="text" value="100"/> °C Piping Heat Loss at Design Temp. <input type="text" value="10"/> W/m ² Piping Heat Loss Coefficient 1 <input type="text" value="0.001693"/> Piping Heat Loss Coefficient 2 <input type="text" value="-1.683e-05"/> Piping Heat Loss Coefficient 3 <input type="text" value="6.78e-08"/> Solar Field Piping Heat Losses <input type="text" value="10.6373"/> W/m ² Minimum HTF Temp. <input type="text" value="50"/> °C HTF Gallons per Area <input type="text" value="0.614"/> gal/m ²		Reference Condition (SM=1) Exact Aperture Reflective Area <input type="text" value="781719"/> m ² Exact Number of SCAs <input type="text" value="1662.17"/> Values From Other Pages Aperture Area per SCA <input type="text" value="470.3"/> m ² /SCA HCE Thermal Losses <input type="text" value="35,5818"/> W/m ² Optical Efficiency <input type="text" value="0.770356"/> Design Turbine Thermal Input <input type="text" value="264.971"/> MWt	
		Orientation Collector Tilt <input type="text" value="0"/> deg Collector Azimuth <input type="text" value="0"/> deg Tilt: horizontal=0, vertical=90 Azimuth: equator=0, west=90, east=-90	
		Land Area Solar Field Land Area <input type="text" value="637"/> acres Non-Solar Field Land Area Multiplier <input type="text" value="1.4"/> Total Land Area <input type="text" value="892"/> acres	
Plant Characteristics Design Gross Output <input type="text" value="100"/> MWe Estimated Gross to Net Conversion Factor <input type="text" value="0.9"/> Estimated Net Output at Design <input type="text" value="90.0"/> MWe Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power		-Availability and Curtailment <input type="button" value="Edit losses..."/> Constant loss: 4.0 % Hourly losses: None Custom periods: None Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.	

Εικόνα Π14: Εισαγωγή στοιχείων και δεδομένων συστήματος
