

Optimisation du rendement optique et de la puissance thermique de la centrale thermo-solaire de Aïn Béni-Mathar, Maroc

A. Bouskour¹, M. Benelmostafa^{1*} et B. Lahmidi²

¹ Département de Physique, Faculté des Sciences
Université Mohammed 1^{er}. Oujda, Maroc

² Centrale Thermo-Solaire de Aïn Béni Mathar, Maroc

(reçu le 09 Février 2015 – accepté le 30 Juin 2015)

Résumé - La centrale thermo-solaire de Aïn Béni-Mathar (Maroc) utilise les collecteurs cylindro-paraboliques pour générer une portion de la vapeur. La production de la vapeur souhaitée exige un rendement élevé des collecteurs, ce qui nécessite leur nettoyage permanent en vue d'une réflectivité optimale, ainsi qu'un entretien des tubes récepteurs. Le but de ce travail est l'étude des caractéristiques optiques des différents tubes proposés par le marché afin d'opter pour celui qui donnera le rendement du champ solaire le plus élevé.

Abstract - The thermo-solar power plant of Aïn Béni-Mathar (Morocco) uses the cylindro-parabolic collectors to generate a portion of the vapor. The desired vapor production requires a high efficiency of the collectors, which requires their permanent cleaning with a view to optimum reflectivity as well maintenance of receiver tubes. The purpose of this work is the study of the optical characteristics of the various tubes proposed by the market to choose which one will give the highest solar field efficiency.

Mots clés: Energie thermo-solaire – Collecteurs - Tubes récepteurs - Rendement optique.

1. INTRODUCTION

La centrale Thermo-Solaire à Cycle Combiné Intégré de Aïn Béni Mathar (ISCC) s'inscrit dans le cadre de la stratégie du Gouvernement du Maroc pour le développement des énergies renouvelables et la valorisation des ressources énergétiques nationales dans la production de l'énergie électrique.

Le site de la centrale, dont la superficie totale est de 160 hectares, se caractérise par un gisement solaire très important dont le champ couvre une superficie de 88 hectares environ. Le système solaire à concentration offre la possibilité de produire de l'électricité à partir du rayonnement du soleil avec des températures pouvant aisément dépasser les 390 °C. En exploitant le rayonnement solaire direct, considéré comme la ressource principale, ces technologies offrent une véritable alternative à la consommation des ressources fossiles avec impact environnemental quasi nul et un fort potentiel de réduction de coûts, ainsi que la possibilité de l'hybridation de ces installations. Le suivi, ainsi que l'évaluation des paramètres de performances de la composante solaire dans le cycle combiné nécessite un traitement précoce de plusieurs paramètres (DNI, vitesse du vent, surface de chauffe solaire, rendement thermique et optique).

Dans son fonctionnement en cycle combiné, cette centrale intègre dans la production de la vapeur, l'utilisation de l'énergie solaire thermique pour améliorer le rendement du cycle. Les miroirs utilisés sont de type cylindro-paraboliques qui concentrent les rayons solaires sur un tube situé au milieu. Dans ce tube, passe un fluide caloporteur qui se chauffe en atteignant de grandes températures, ce fluide cède son énergie à l'eau pour

* moustafa_55@yahoo.fr

l'évaporer. Les collecteurs sont assemblés en série et formant des fils en parallèle sous forme des boucles qui engendrent la superficie de captation nécessaire qui donne la puissance thermique voulue.

2. ETUDE COMPARATIVE DES DIFFERENTS TUBES RECEPTEURS RELATIVEMENT AU RENDEMENT OPTIQUE ET LA PUISSANCE THERMIQUE GENEREE PAR LE CHAMP SOLAIRE

2.1 Tubes absorbeurs disponibles dans le marché

Le tableau suivant dresse les différents tubes récepteurs existant sur le marché.

Récepteur	Fabricant	Disponible	Longueur (mm)	Diamètre Extérieur absorbeur	Longueur active	Absorptivité	Emissivité à 400°C	Transmittivité
PTR70	Schott	2007	4.060	70	>90%	95% ISO 95% AS	<10%	≥96%
UVAC 2010	Siemens CSP	2009	4.060	70	96.3%	≥96%	≤9%	≥96.5
HEOI	Archi mède	2011	4.060	70	95%	≥95%	10%	96.5%
HEM S08	Archi mède	2011	4.060	70	95%	≥95%	14% à 580°C	96%

L'état du vide dans les tubes doit être vérifié de temps en temps. La température seuil du tube récepteur, c'est-à-dire, la température au-delà de laquelle on peut indiquer que le tube a perdu le vide, est donnée par la formule suivante:

$$T_{\text{seuil}} = T_{\text{ambt}} + 50 + \frac{T_{\text{huile}} - 300}{3}$$

Où, T_{ambt} , température ambiante en °C, au moment de réaliser la mesure;

T_{huile} , température du fluide caloporteur (Huile HTF) en °C, au moment de réaliser la mesure.

La procédure se base essentiellement sur un thermographe infrarouge qui permet de mesurer la température du tube en verre.

Si la température du tube en verre mesurée par le thermographe est inférieure à la température seuil calculée, le tube est dans les bonnes conditions (bon état du vide), sinon, la température du tube en verre mesurée par le thermographe sera supérieure à la température seuil calculée et le tube aura perdu le vide.

2.2 Calcul de la puissance thermique

Afin de pouvoir visualiser la variation du rendement et la puissance thermique, il est nécessaire de fixer les paramètres suivants:

- Le rayonnement solaire direct incident, 931.98 W/m².
- La vitesse du vent, 6 m/s.
- La température ambiante, $T_a = 298$ K.
- La température du récepteur $T_r = 673$ K.

2.2.1 Calcul de la puissance thermique pour le récepteur PTR70

a. Superficie du réflecteur

Pour connaître la puissance et l'énergie totale que génère une centrale, il faut connaître la superficie irradiée qui correspond à l'aire d'ouverture. Cette surface irradiée

n'est pas la superficie totale, mais seulement celle couverte par des miroirs. L'aire d'ouverture est inférieure à l'aire disponible. Dans une centrale thermo-solaire CCP, pour chaque hectare de terrain, il y a seulement 0.27 Ha qui font partie de 'l'aire d'ouverture'.

Pour accéder à la superficie nécessaire, il faut connaître les dimensions et le nombre des modules que contient la centrale thermo-solaire d'Aïn Béni Mathar (ABM):

- L'aire d'ouverture d'un module ABM est,

$$A = 5.77 \times 11.81 = 68.145 \text{ m}^2$$

- Une boucle à 48 modules, groupés en quatre collecteurs de 12 modules chacun.

- L'aire totale de la centrale ABM contenant 56 boucles est de,

$$\text{Ouverture totale} = 68.145 \times 56 \times 4 \times 12 = 183\,170 \text{ m}^2$$

$$S_{\text{ouverte}} = 183170 \text{ m}^2$$

La superficie de l'absorbeur est calculée via les données suivantes,

- L'aire d'ouverture d'un absorbeur de la centrale de ABM est,

$$A = 3.6 \times 0.12 = 0.44 \text{ m}^2$$

- Un module groupe trois (03) tubes, donc $S_{a\text{totale}}$ est,

$$S_a = 0.44 \times 3 \times 12 \times 4 \times 56 = 3548 \text{ m}^2$$

$$S_a = 3548 \text{ m}^2$$

Le rapport de captation est le facteur de l'énergie reflétée par le réflecteur de la centrale, il vaut,

$$\Gamma = (183170 - 3548) / 183170 = 98 \%$$

b. Calcul des rendements

Rendement optique

Le rendement optique η_{opt} dépend des propriétés du vitrage et de la sélectivité de l'absorbeur, pour la centrale d'ABM η_{opt} est donné par:

$$\eta_{\text{opt}} = 0.98 \times 0.92 \times 0.95 \pm 0.96 = 0.82226$$

$$\eta_{\text{opt}} = 82.226 \%$$

Rendement thermique

Le rendement thermique représente la proportion de l'énergie de ventilation que le système permet de récupérer après un bilan incluant différentes pertes.

Pertes par convection

Le coefficient d'échange convectif, $h_{\text{cv}} = 7.3 \times V_{0.8}$, pour $4 \text{ m/s} \leq V \leq 40 \text{ m/s}$, avec V , la vitesse du vent, (6 m/s).

$$\text{Ce qui nous donne } h_{\text{cv}} = 7.3 \times 6^{0.8} = 30.6$$

$$P_{\text{cv}} = h_{\text{cv}} \times S_A \times (T_r - T_a)$$

$$P_{\text{cv}} = 30.6 \times 3548 \times (673 - 298)$$

$$P_{cv} = 40713300 \text{ W}$$

Pertes par rayonnement

Ces pertes dépendent de la forme du récepteur, mais plus particulièrement la température du récepteur. Ils sont proportionnels à l'émissivité de l'absorbeur.

$$P_{ray} = \varepsilon \times \sigma \times S_r \times (T_r^4 - T_a^4)$$

$$P_{ray} = 0.1 \times 5.67 \times 10^{-8} \times 3548 \times (634^4 - 298^4)$$

$$P_{ray} = 3968281.385 \text{ W}$$

Pertes globales

Les pertes par conduction sont petites comparées aux pertes par convection ou par rayonnement

$$P_G = P_{conv} + P_{ray} = 44.68158138 \text{ MW}$$

Finalement

$$\eta_{th} = \frac{(P_c \times \eta_{opt})}{(P_c \times \eta_{opt}) + P_G} = 0.758661$$

$$\eta_{th} = 75.8661 \%$$

Rendement global

Le rendement global est le reflet de toutes les pertes liées à l'installation du champ solaire, il vaut donc,

$$\eta_G = 82.226 \% \times 75.8661 \% = 62.3 \%$$

Maintenant, on est en mesure de déduire des données précédentes, la puissance thermique pour le récepteur PTR70,

$$P_{th} = P_c \times \eta_{opt} \times \eta_{th}$$

$$P_{th} = 170.711 \times 0.82226 \times 0.758661$$

$$P_{th} = 106.5605725 \text{ MW}$$

P_c est la puissance solaire captée par le réflecteur et qui correspond au produit de l'aire d'ouverture déjà calculée, par le rayonnement solaire direct incident.

$$P_c = 931.98 \times 183170 = 170711 \text{ MW}$$

2.2.2 Calcul de la puissance thermique pour les autres récepteurs

En procédant de la même façon pour les autres récepteurs, on regroupe tous les résultats dans le tableau suivant:

Tableau: Propriétés pour le calcul de la puissance des récepteurs

	PTR70	UVAC 2010	HEOI09	HEMS08
Transmissivité du verre	0.96	0.965	0.965	0.96
Absorptivité du récepteur	0.95	0.96	0.95	0.95
Réflectivité du miroir	0.92	0.92	0.92	0.92
Emissivité du récepteur	0.1	0.09	0.1	0.14
Rendement optique	0.822787808	0.822787808	0.822787808	0.822787808

Tableau: Propriétés pour le calcul de la puissance des récepteurs (suite)

	PTR70	UVAC 2010	HEOI09	HEMS08
Pertes par convection	40713300	40713300	40713300	40713300
Pertes par rayonnement	3968281.382	3571453.244	3968281.382	5555593.934
Pertes globales	44.68158138	44.28475324	44.68158138	46.26889393
Rendement thermique	0.758661	0.763134078	0.759610864	0.752211863
Puissance thermique	106.5605725	108.8813111	107.2496871	105.6547348

Calcul de la puissance thermique pour les quatre tubes en suivant la méthode ci-dessous

A partir de ce tableau, on trace la courbe correspond à la variation de la puissance thermique, et le rendement optique en fonction du tube récepteur.

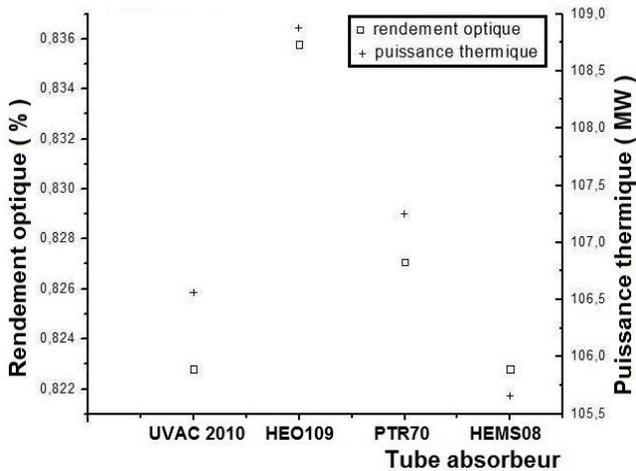


Fig. 1: Evolution de la puissance thermique (MW) et du rendement optique (%) pour les différents tubes absorbants

Parmi les quatre tubes, on remarque aisément que c'est le tube récepteur HEOI09 qui donne un meilleur rendement optique et une puissance thermique optimale.

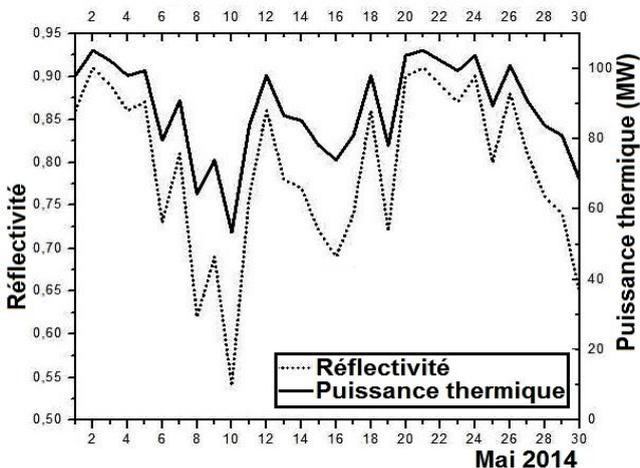


Fig. 2: Evolution de la puissance thermique (MW) selon la variation de la réflectivité du miroir (%) pour le tube récepteur PTR70

3. INFLUENCE DE LA REFLECTIVITE DES MIROIRS SUR LA PUISSANCE THERMIQUE ET LE RENDEMENT OPTIQUE

A présent, on va étudier la variation de la puissance thermique du tube absorbeur PTR70 qui est utilisé par la centrale et son rendement optique selon la réflectivité des miroirs pour un mois donné (on a choisi le mois de Mai).

Les courbes suivantes visualisent l'influence de la réflectivité du miroir sur la puissance thermique et le rendement optique. On constate que l'augmentation de la réflectivité des miroirs entraîne une augmentation continue de la puissance thermique et par la suite du rendement optique.

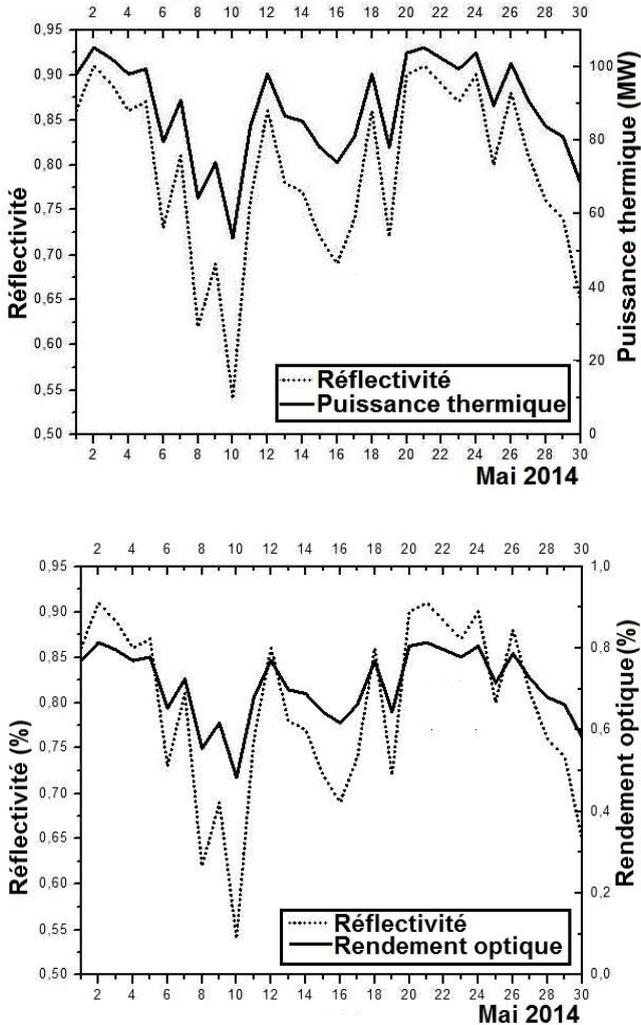


Fig. 3: Evolution du rendement optique selon la variation de la réflectivité du miroir (%) pour le tube récepteur PTR70

4. CONCLUSION

L'étude comparative entre les différents récepteurs de la centrale thermo solaire à Cycle Combiné Intégré de Ain Béni Mathar (ISCC), concernant la puissance thermique générée par le champ solaire, ainsi que le rendement optique qui montre clairement que

c'est le tube HEOI09 qui génère un rendement optimal, comparativement aux autres récepteurs existant sur le marché et surtout avec le récepteur PTR70 utilisé actuellement par la centrale.

Ce travail, a mis aussi en exergue, l'influence directe et réciproque de la réflectivité sur les paramètres physiques du tube absorbeur. Un choix judicieux du tube est une condition nécessaire pour le bon fonctionnement de la centrale, sachant pertinemment que la poussière qui existe souvent dans la région influe énormément sur la capacité réfléchive des miroirs et, par ricochet, leur nettoyage exige une quantité considérable d'eau.

En guise de conclusion, on peut affirmer, grâce aux études réalisées à travers ce travail, qu'à contraintes semblables, le choix ne peut se faire que sur le tube HEOI09.

REFERENCES

- [1] Santiago Garcia Garrido, '*Integrated Solar Combined Cycle*', 2010.
- [2] J.A. Duffie and W.A. Beckman, '*Solar Engineering of Thermal Processes*', 2nd Edition JohnWiley, 1991.
- [3] J.M. Chassériaux, '*Conversion Thermique du Rayonnement Solaire*', Edition Dunod, France, 273 p., 1984.
- [4] E. Zarza, Collection Document Ciemat, '*Solar Thermal Desalination Project First Phase Results & Second Phase Description*', 1991.
- [5] S. Kalogirou, '*Parabolic Trough Collector System for Low Temperature Steam Generation: Design and Performance Characteristics*', Applied Energy, Vol. 55, N°1, pp. 1 - 19. 1996.
- [6] M. Rönnelid, B. Perers and B. Karlson, '*On the Factorisation of Incidence Angle Modifiers for CPC Collectors*', Solar Energy, Vol. 59, N°4-6, pp. 281 - 286, 1997.
- [7] C. Armenta-Deu and B. Lukac, '*A Correlation Model to Compute the Incidence Angle Modifier to Estimate its Effect on the Collectible Solar Radiation*', Renewable Energy, Vol. 1, N°5-6, pp. 803 - 809, 1991.
- [8] C.J. Saltiel and M. Sokolov, '*Thermal and Optical Analysis of an Evacuated Circular Cylindrical Concentrating Collector*', Solar Energy, Vol. 29, N°5, pp. 391 - 396, 1989.
- [9] F. Henault and C. Royere, '*Concentration du Rayonnement Solaire: Analyse et Réponses Impulsionnelles et des Défauts de Réglage de Facettes Réfléchissantes*', Journal of Optics, Vol. 20, N°5, pp. 225 - 240, 1989.
- [10] F. Kreith and J.F. Kreider, '*Principles of Solar Engineering*', Mac Graw-Hill Book Company, New York, 1978.
- [11] J.R. Vaillant, '*Utilisation et Promesses de l'Energie Solaire*', Ed. Eyrolles, 1978.
- [12] S. Kalogirou, S. Lloyd and J. Ward, '*A Simplified Method for Estimating Intercept Factor of Parabolic Through Collectors*', Proceedings of the Forth World Renewable Energy Congress, Denver, Colorado, USA, Vol. 3, pp. 1782 - 1786, 1996.
- [13] S. Kalogirou, S. Lloyd and J. Ward, '*Modelling, Optimisation, and Performance Evaluation of a Parabolic Trough Solar Collector Steam Generation System*', Solar Energy, Vol. 60, N°1, pp. 49 - 59, 1997.
- [14] S. Kalogirou and C. Constantinou, '*A Comparative Study of Methods for Estimating Intercept Factor of Parabolic Trough Collectors*', Solar Energy, 2005.
- [15] M. Sanchez and A. Delgado, '*Geometrical Factors for Almeria Collectors which Track the Sun an East-West Axis Applied to the Acurex Field*', Internal report R-34/85 MSAD, Almeria, Plataforma Solar de Almeria, 2002.

- [16] A. Gama, M. Haddadi and A. Malek, '*Etude et Réalisation d'un Concentrateur Cylindro Parabolique avec Poursuite Solaire Aveugle*', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 11, N°3, pp. 437 – 451, 2008.
- [17] S. Kalogirou, '*Seawater Desalination using Renewable Energy Sources*', Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 31, N°3, pp. 242 – 281, 2005.
- [18] E. Zarza, '*Direct Stream Generation in Parabolic Troughs operation and Maintenance Experience Update Project Status*', Proceedings of Solar Forum 2001, Solar Energy: The Power to Choose, Washington, DC, April 21 - 25, 2001.
- [19] S.C. Mullick and S.K. Nanda, '*An Improved Technique for Computing the Heat Loss Factor of a Tubular Absorber*', Solar Energy, Vol. 42, N°1, pp. 1-7, 1989.