



# Simulation du Transfert de Chaleur dans un Récepteur de Centrale Solaire à Tour

Yamani.N<sup>1</sup>, Khellaf.A<sup>\*2</sup>, Mohammedi.K<sup>#3</sup>

<sup>1</sup> Département Génie Mécanique, LEMI/Université M'hamed Bougara, Boumerdès, 35100, Algérie

Phone (213) 778 490 433 E-Mail: [n\\_yamani@hotmail.fr](mailto:n_yamani@hotmail.fr)

<sup>2</sup> Centre de Développement Energies Renouvelables, CDER, Alger, Algérie,

E-Mail : [khellaf@hotmail.com](mailto:khellaf@hotmail.com)

<sup>3</sup> Département Génie Mécanique, LEMI/Université M'hamed Bougara, Boumerdès, 35100, Algérie

E-Mail : [mohammedik@yahoo.com](mailto:mohammedik@yahoo.com)

**Abstract**— Les centrales solaires à concentration sont d'excellentes alternatives aux centrales conventionnelles surtout dans les pays qui se situent dans la ceinture solaire. Parmi ces centrales solaires, il y a les centrales à tour qui ont montré leur capacité.

Dans notre travail, nous proposons l'étude et la simulation d'une centrale solaire à tour avec deux configurations de récepteur : une avec un récepteur à air, l'autre avec un récepteur à eau. On peut généralement diviser une centrale solaire en deux sous-systèmes : le champ solaire et le cycle de puissance (cycle de Rankine). Un modèle numérique du champ solaire et du cycle de puissance a été établi en utilisant la bibliothèque STEC sous le logiciel TRNSYS.

Le site qui a été retenu pour la simulation est celui de Tamanrasset situé dans l'extrême sud algérien.

**Mots-clés:** Centrale solaire à tour, TRNSYS, Simulation, Energie solaire

La centrale solaire à tour [3] est constituée de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers un récepteur situé au sommet d'une tour. L'avantage de la tour solaire par rapport aux capteurs cylindro-paraboliques est que les pertes à l'ambiance sont inférieures car la surface exposée est limitée.

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et le réfléchit en direction d'un récepteur au sommet de la tour solaire. Le facteur de concentration varie entre 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C

Notre travail consiste à étudier et simuler les performances de deux types de ces centrales pour le site de Tamanrasset : une centrale utilisant un récepteur à air

## II. PRINCIPE DE CONCENTRATION

I. INTRODUCTION

Le potentiel solaire algérien [1] figure par parmi les plus importants du monde. Plus de 2.000.000 km<sup>2</sup> du pays reçoivent un ensoleillement de l'ordre de 2.500 KWh/m<sup>2</sup>/an. L'exploitation de ce potentiel solaire nous permet de compléter les programmes d'électrification rurale. Le taux d'électrification de notre pays est aujourd'hui de 95%. L'utilisation des énergies renouvelables nous permet d'atteindre, en particulier, les régions isolées et très éloignées du réseau électrique national.

On désigne par « solaire thermodynamique » l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée [2], puis celle-ci en énergie mécanique (et électrique) à travers un cycle thermodynamique. Les technologies solaires à concentration permettent de transformer le rayonnement solaire en chaleur à un niveau de température situé entre 200°C et 2000°C [2], avec un rendement supérieur à 70%. Cette chaleur primaire peut ensuite être utilisée dans des procédés de transformation ou de synthèse de matériaux ou bien être convertie en vecteur énergétique comme l'électricité ou l'hydrogène. Ces techniques sont encore, pour l'essentiel, à un état expérimental.

Le capteur solaire de ce type de centrale est constitué d'un champ d'héliostats orientables sur deux axes (azimut et élévation) qui réfléchit les rayons du soleil vers un récepteur placé au sommet d'une tour au centre ou au sud du champ. Les variations saisonnières des performances sont moins prononcées et la concentration atteinte sur le récepteur solaire est plus élevée, ce qui permet d'atteindre des températures plus élevées. En effet le fluide caloporteur peut atteindre des températures comprises entre 250 et 1000 °C selon le type de récepteur et de caloporteur, ce qui permet de mettre en oeuvre un cycle de Rankine, ou même un cycle à gaz (Brayton) ou combiné. Le facteur de concentration optique d'une installation CRS varie de 200 à 1000 et sa capacité est généralement envisagée entre 10 et 200 MWe. La plupart des projets industriels en cours correspondent à des centrales exclusivement solaires d'une capacité de 10 à 20 MWe, alors que certains auteurs privilégient des concepts hybrides solaire-fossile avec polygénération, mieux adaptés à des plus faibles puissances.

Par ailleurs cette filière n'a pas la maturité des centrales à capteurs cylindro-paraboliques, puisque la première centrale à tour commerciale a été inaugurée en 2007 près de Séville (PS10). Cette filière se décline en quatre principales



technologies, qui se différencient principalement par la nature du fluide caloporteur.

Pour travailler à température élevée, ce qui est nécessaire ici pour alimenter un cycle thermodynamique performant, il faut diminuer fortement la surface de réception pour maintenir, en proportion, ces pertes à un niveau raisonnable. C'est ce que l'on fait en disposant devant le récepteur des miroirs « héliostats » qui concentrent sur celui-ci le rayonnement capté sur une surface bien supérieure. On caractérise la performance du système par la valeur de sa " concentration " qui est le rapport de la surface de collecte sur la surface du capteur. Figure 1 illustre le principe de concentration.

Toute installation des centrales solaire à tour doit remplir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie du rayonnement incident en énergie électrique avec la meilleure efficacité possible. On les examine ci-après dans l'ordre suivant :

- la concentration du rayonnement à l'entrée du récepteur,
- son absorption par les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur,
- le transport et éventuellement le stockage de cette chaleur,
- le transfert de cette chaleur à un cycle thermodynamique associé à un alternateur pour la production d'électricité.

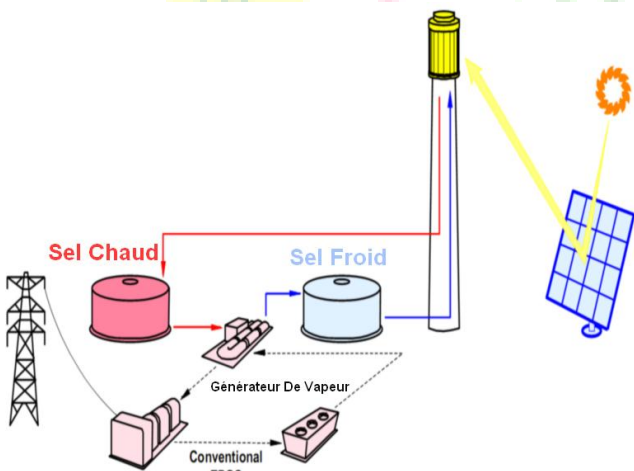


Fig1. Principe de concentration

Le récepteur est le composant qui doit convertir la lumière du soleil en chaleur fournie au milieu de transfert. Il est exposé aux dures conditions environnementales (gradients de la température, poussière, pluie, humidité..).

### III. ETUDE THERMIQUE DE RECEPTEUR

Notre étude consiste à modéliser deux types de récepteur : un récepteur à air avec l'air comme caloporteur et un récepteur à eau avec l'eau comme caloporteur.

Une centrale thermique solaire emploie l'énergie du rayonnement du soleil ; la convertit en chaleur et puis en électricité au moyen d'un processus thermodynamique. Par conséquent, l'absorbeur est chauffé par l'énergie déposée par la lumière du soleil, cette énergie calorifique doit être extraite pour actionner le cycle de conversion [5]

Comme le montre la Figure 2, en termes de flux le bilan énergétique est :

$$q_{sol} + q_{pro} + q_{amb} + q_{per} = 0 \quad (1)$$

avec :

$q_{sol}$  : le flux incident d'énergie solaire

$q_{pro}$  : le flux fourni au processus

$q_{amb}$  : le flux provenant de l'ambient

$q_{per}$  : les processus de perte.

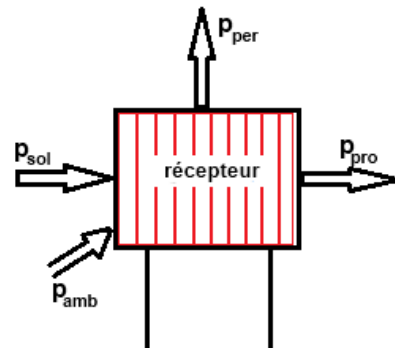


Fig2. Bilan énergétique pour un absorbeur chauffé par la lumière solaire

#### A. ETUDE THERMIQUE D'UN CAPTEUR SOLAIRE A EAU

On commence par l'étude de bilan énergétique thermique du fluide caloporteur (eau)[6], qui nous amène à résoudre une équation différentielle partielle de température; la distance le long du tube absorbeur est notée par  $z$ . Figure3 montre la disposition d'un récepteur à eau

Le transfert thermique à l'environnement dû au rayonnement peut s'exprimer par

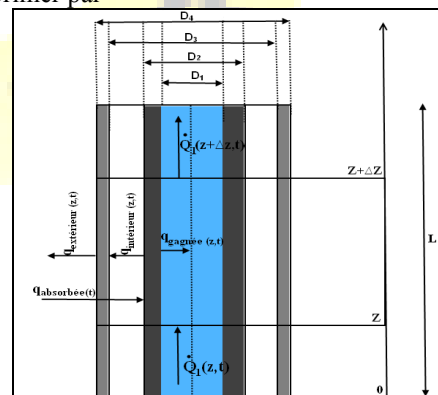


Fig.3. Schéma de bilan thermique



$$q_{\text{extérieur, rayonnement}} = \varepsilon \sigma \pi D_4 (T_3^4 - T_{\text{amb}}^4) \quad (2)$$

avec

$\varepsilon$  : l'émissivité de verre de couverture

$\sigma$  : Coefficient de Stefan-Boltzman

$T_3$  : température de tube de verre

Transfert thermique entre l'absorbeur et l'enveloppe du verre

$$q_{\text{intérieur, rayonnement}} = \frac{\sigma \pi D_2 (T_2^4 - T_3^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{\text{abs}}} + \frac{1 - \varepsilon}{\varepsilon} \left( \frac{D_2}{D_3} \right)} \quad (3)$$

avec

$\varepsilon_{\text{abs}}$  : l'émissivité de l'absorbeur, elle dépend de la température de l'absorbeur.

$T_2$  : température de l'absorbeur

Transfert thermique entre l'absorbeur et l'eau

$$q_{\text{gagnée}} = h_1 \pi D_1 (T_2 - T_1) \quad (4)$$

$h_1$  : Coefficient de transfert de chaleur à l'intérieur de l'absorbeur

$T_1$  : température de l'eau

#### a. Etude thermique d'un récepteur à air

La configuration d'un récepteur à air est montrée schématiquement en Figure 4.

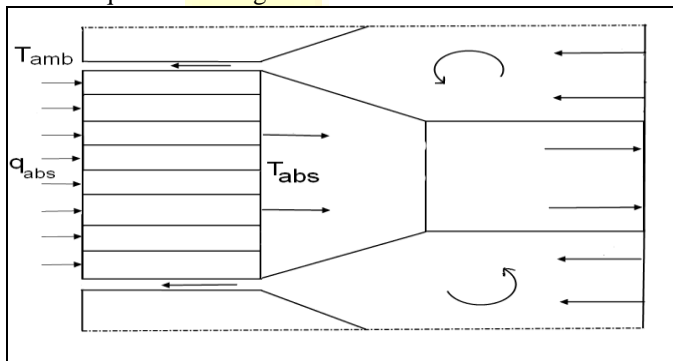


Fig 4. Schéma de bilan thermique

Les transferts de chaleur se font principalement par rayonnement et par convection et peuvent être écrits sous une forme simplifiée comme suit : [7]

$$q_{\text{absorbé}} = \varepsilon \sigma T_{\text{absorbé}}^4 + h (T_{\text{absorbé}} - T_{\text{amb}}) \quad (5)$$

avec

$\varepsilon$  : coefficient d'émissivité du matériau d'absorbeur

$\sigma$  : constante de Stefan-Boltzmann

$h$  : coefficient de transfert de chaleur par convection

#### IV. SIMULATION SOUS TRNSYS

Le logiciel de simulation TRNSYS « TRAnSientSYstem Simulation » est un environnement complet et extensible, dédié à la simulation dynamique des systèmes [8]

La bibliothèque STEC « Solar Thermal Electric Components » [9] est une collection de modèles TRNSYS spécialement développée pour simuler la production d'électricité solaire thermique. Il s'agit d'un supplément au logiciel TRNSYS standard

Nous présentons la simulation, d'une centrale thermique à tour solaire sur le site de Tamanrasset.

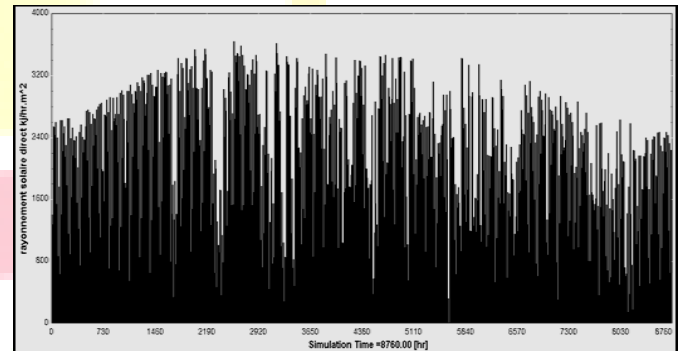


Fig 5. Rayonnement solaire direct annuel de Tamanrasset

La variation de l'irradiation directe est représentée en Figure 5. La moyenne de rayonnement directe sur le site de Tamanrasset est de l'ordre de 2400 KWh/m<sup>2</sup> à partir de la et pour des raisons d'insolation importante, notre choix du site porté sur Tamanrasset

Nous avons étudié l'effet de la nature du récepteur sur la performance de la centrale. A cette fin, nous avons d'abord considéré une centrale munie d'un récepteur à air. Par la suite, un récepteur à eau.

Le modèle initial, représenté en Figure 6, se compose d'un champ de 1000 héliostats de taille de 10.36m<sup>2</sup> chacun. Les héliostats focalisent les rayons solaires sur un récepteur, de type à air puis de type à eau.

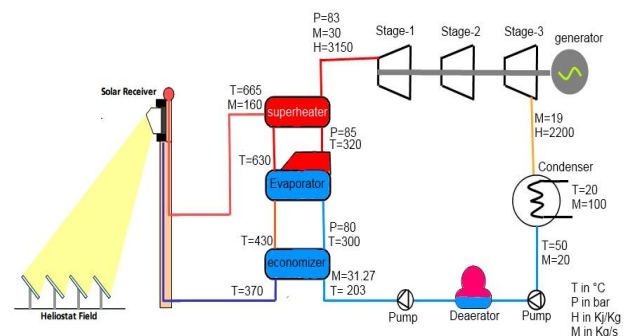


Fig 6. Schéma de l'installation de tour solaire



Figure 7 et montre le schéma de simulation d'une centrale respectivement à récepteur à air et à récepteur à eau.

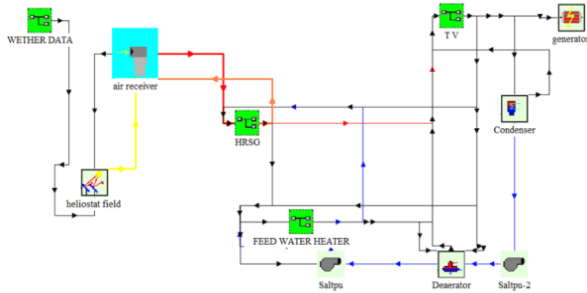


Fig 7. schéma de simulation d'une centrale solaire à récepteur à air

## V. RÉSULTATS ET INTERPRÉTATION

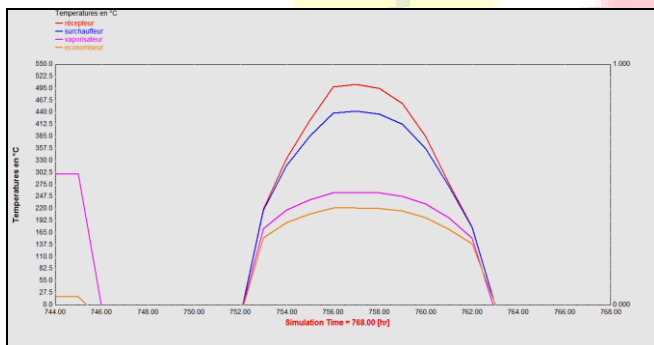


Fig.9. graphique de variation de température du récepteur et des composants de la chaudière pour le 1<sup>er</sup> jour de février « cas de air »



Figure8. graphique de variation de température du récepteur et des composants de la chaudière pour le 1<sup>er</sup> jour de février« cas de l'eau »

Figures 9 et 10 illustrent la variation de la température de récepteur et les trois principaux éléments de l'échangeur HRSG : l'évaporateur, le surchauffeur et l'économiseur en fonction de temps. Le temps, exprimé en heure, indique ici la période de l'année. On a considéré ici le premier février, ce qui correspond à t variant entre 744 et 768. L'origine du temps est prise à partir du premier janvier.

On note de ces graphes qu'il y a globalement une augmentation de la température jusqu'à midi avec une décroissance jusqu'à la fin de journée. On note aussi que la température du récepteur est nettement plus élevée que pour le reste des autres composants. Ceci est dû à la perte de chaleur au cours de cycle.

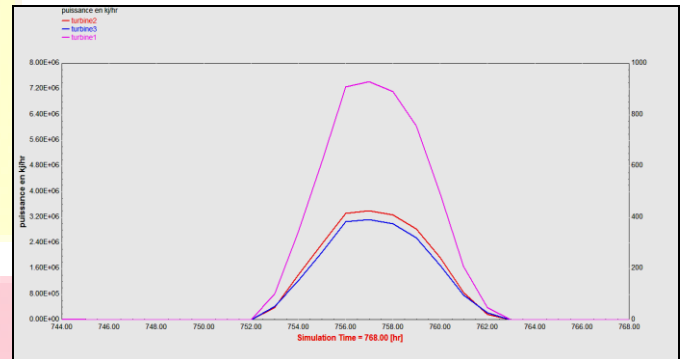


Figure11. Graphique de variation de puissance des turbines pour le 1<sup>er</sup> jour de février « cas de l'air »

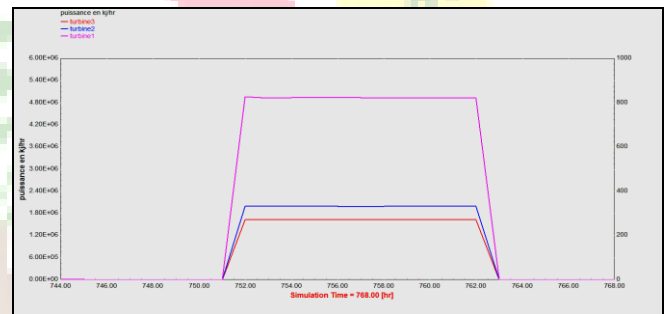


Figure12. Graphique de variation de puissance des turbines pour le 1<sup>er</sup> jour de février « cas de l'eau »

Figures 11 et 12 représentent la variation de la puissance des trois turbines pour les deux centrales en fonction du temps au cours de la journée du premier février. On remarque que la turbine1 « itage1 » atteint la puissance maximale dans les deux cas. Puis nous notons une réduction considérable pour la turbine 2 et 3. On constate un très bon accord entre les mesures effectuées dans notre simulation et les propriétés des turbines à vapeur « hot pression moyenne pression et base pression »



# Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

## The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014

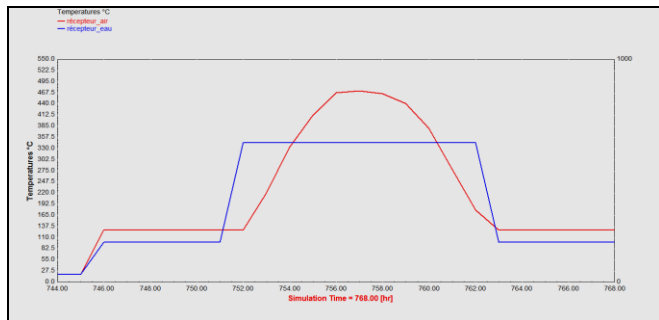


Figure.13. Graphique de température des deux récepteurs

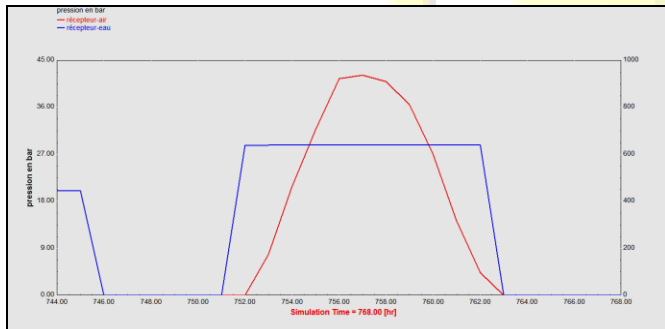


Figure.14. Graphique de variation de pression du deux récepteur en fonction de temps

On observe en Figure 13 et 14 que l'eau une fois chauffée garde une certaine stabilité dans le rendement énergétique (la température et la pression) tout au long de la phase d'échauffement. Dans ce cas, les turbines ont un très bon cycle et sont plus stable, i.e, les trois turbines donnent une puissance stable pendant tout la journée comme le montre la figure 12. Ce qui n'est pas le cas pour l'air comme le montre la figure 11.

TABLE.1. RESULTAT NUMERIQUE DE TRNSYS « COMPARAISON ENTRE LES DEUX MODELES DE CENTRAL »

paramètre		centrale à air	centrale à eau
générateur de vapeur (HRSG)	température max	440 °C	340 °C
	Flux moyen	4.23 kg/s	2.82 kg/s
	Enthalpie moyenne	3384 kj/kg	3107 kj/kg
	pression	42 bars	28 bars
Puissance des turbines	Turbine 1	7442191 Kj/hr	4944328 Kj/hr
	Turbine 2	3145813 Kj/hr	1998402 Kj/hr
	Turbine 3	3411295 Kj/hr	1635902 Kj/hr
Puissance Electrique	Alternateur 1	2.01 Mw	1.31Mw
	Alternateur 2	0.80 Mw	0.52 Mw
	Alternateur 3	0.9 Mw	0.42 Mw
	puissance totale	3.71 Mw	2.25 Mw

Grace à sa capacité calorifique de l'ordre de 5700 j/kg°C le rendement de l'eau est mieux que l'air malgré sons augmentation de température (500°C), cela est bien montré dans les graphique « figure9 et 10 » ou en trouve que la température de récepteur a eau et de l'ordre de 350°C et la température de sorte de l'échangeur « HRSG » et de 340°C par contre ou niveau de récepteur a air en remarque une température de 500°C avec une température de sorte de l'échangeur de 440°C.

Concernant le rendement de la centrale l'air a preuve sons efficacité au niveau d'échangeur 440°C contrairement pour l'air qui il est réduite 340 °C

Pour la température des récepteurs, c'est évident que l'air peut atteindre des températures très haute 500°C par contre pour l'eau, nous avons besoin des milliers des héliostats pour des températures ne dépassant pas pratiquement 360°C

Bien que le système de stockage soit nécessaire dans une telle installation on doit néanmoins surveiller de très près les



## Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

### The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



phases d'amorçement des turbines à chaque enclenchement de ce système, particulièrement dans le cas de air « instabilité de température » en effet l'arrêt est le démarrage rapproché dans le temps causent de grands problèmes pour les turbomachines. On remarque également que l'évolution de la pression « figure14 » dans le cas de l'air (42 Bar) est nettement supérieure à la pression dans le cas de l'eau (30 Bar)

#### VI. CONCLUSION

Concernant la simulation, TRNSYS dispose de nombreux différents atouts. Premièrement une analyse thermodynamique plus fine permet à l'utilisateur de connaître les températures, pressions, débits et enthalpies en tout point du cycle, et de définir le système selon ses choix de conception (matériaux, géométries, performances...). Deuxièmement, TRNSYS est capable de prendre en compte l'inertie des systèmes et pourrait donc estimer le comportement de l'installation à des pas de temps plus faibles à partir de nouveaux modèles dynamiques de composants.

#### REFERENCES

1. L'atlas solaire de l'Algérie TOME 2 (aspects énergétiques) [B230/32.2] et TOME 3 (aspects géométriques, synthèse géographique) [B230/33.A2]
2. W. Meinecke, DLR (Germany), M. Bohn NREL (USA) « Solar energy concentrating systems. Applications and technologies », 1994.
3. Romero, M.Buck, R.Pacheco. (2002). An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies. Journal of Solar Energy Engineering, 124(2), 98-108.
4. Casal.G. Solar thermal power plants, Springer-Verlag New York Inc.,New York, NY, 1987
5. W.P. Teagan, « Review: Status of Markets for Solar Thermal Power Systems » 2001.Greenpeace Int. & European Solar Thermal Industry Association, NL, 2003.
6. R. Pitz-Paal et al, ECOSTAR the annual energy from central receiver power plants NTIS (Springfield USA 1987).Road Map Document <ftp://ftp.dlr.de/ecostar/> (2005).
7. D.G. Kröger. Air-cooled heat exchangers and cooling towers. Pennwell Corp, 2003.
8. S.A. Klein et al. TRNSYS A Transient System Simulation Program User Manual. Solar Energy Laboratory, Univ. of Wisconsin-Madison, 2005.
9. Components (STEC), A reference manual Release 2.2, (2002). M. C. Stoddard, S. E. Faas, C. J. Chiang, J. A. Dirks, SOLERGY: A computer code for calculating.