

Refroidissement sec des centrales solaires thermodynamiques par géothermie : modélisation du comportement thermique du sous-sol à long terme

Fabien DELALEUX ^{*}, Régis OLIVES, Xavier PY

¹ Laboratoire PROcédés Matériaux Energie Solaire PROMES-CNRS UPR 8521, Université de Perpignan Via Domitia, Rambla de la Thermodynamique, Tecnosud - 66100 Perpignan

^{*}(auteur correspondant : fabien.delaleux@promes.cnrs.fr)

Résumé - Le refroidissement des centrales solaires thermodynamiques est une problématique actuelle. En effet, la source froide au condenseur du cycle vapeur est habituellement assurée soit par des aérothermes soit par des tours humides. La première technologie induit une forte consommation électrique et est tributaire de la température extérieure bien souvent élevée dans les régions très ensoleillées. La seconde technologie induit une consommation d'eau qui peut s'avérer compromettante pour les projets dans les régions arides. Des travaux précédents ont montré que la dissipation de cette chaleur fatale par géothermie dans le sous-sol était possible [1]. La question ici posée est de connaître le comportement thermique du sous-sol en exploitation à long terme. Ainsi, nous pouvons déterminer si une certaine saturation thermique est atteinte, pouvant entraîner des chutes de performances du système de refroidissement. Pour cela, un modèle numérique a été développé sous COMSOL®.

Nomenclature

d	diamètre, m	η	rendement
h	coefficient convectif, $\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$	<i>Indices et exposants</i>	
T	température, K ou °C	ext	extérieur
<i>Symboles grecs</i>		int	intérieur
λ	conductivité thermique, $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$		

1. Introduction

Les procédés de production d'électricité par voie solaire thermique mettent en œuvre un cycle thermodynamique pour transformer l'énergie solaire incidente en électricité. Un schéma du cycle thermodynamique du bloc électrique d'une centrale électro-solaire est décrit par la figure 1(a). Le diagramme thermodynamique réalisé est représenté par la figure 1(b).

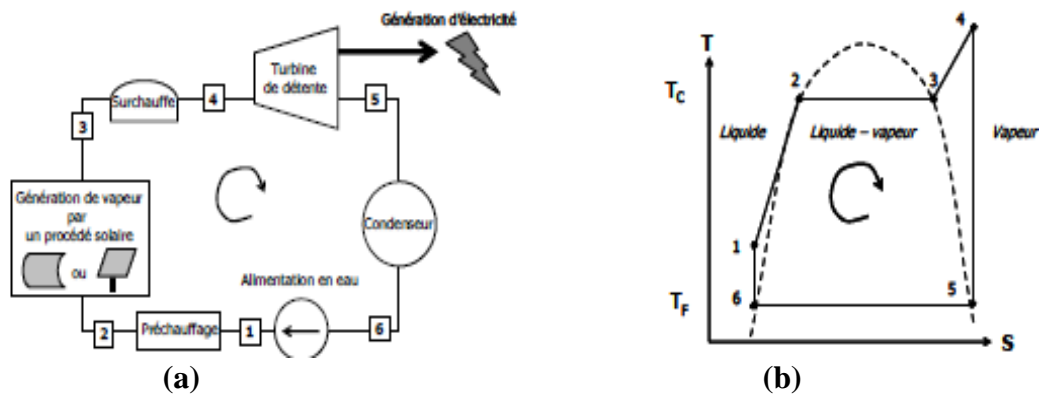


Figure 1 : (a) Schéma du cycle thermodynamique du bloc électrique d'une centrale électro-solaire, (b) diagramme thermodynamique

Le rendement de Carnot d'un tel cycle thermodynamique est défini par ([2] et [3]) :

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{froid}}{T_{chaud}} \quad (1)$$

Ce rendement est d'autant plus élevé que le système de concentration produit une température T_{chaud} élevée et que la température T_{froid} disponible au condenseur est basse.

Actuellement, les centrales électro-solaires doivent résoudre la problématique du refroidissement de leur condenseur par des moyens propres, économiques et à-faible impact environnemental pour remplacer les procédés existants qui sont coûteux et peu performants pour certains. En effet, le bloc électrique d'une centrale solaire à concentration doit évacuer environ deux fois plus de puissance thermique au condenseur que la puissance électrique qu'il produit. Cette puissance est assurée soit par des tours de refroidissement soit par des aérothermes. Ces deux systèmes ont chacun leur défaut : une forte consommation en eau pour le premier et une limitation en puissance aux heures les plus chaudes de l'année pour le second.

	Condenseur	Déminéralisation	Stockage	Champ solaire	Fuites	Total
$m^3 MWh^{-1}$	3,3	0,21	0,11	0,05	0,03	3,7
%	89	5,7	3,1	1,2	1	100

Tableau 1 : Répartition de la consommation en eau des centrales SEGS [4]

Le Tableau 1 représente la consommation d'eau d'une centrale SEGS. On constate que la part du condenseur est de 89% sur les $3,7 m^3$ d'eau consommés par MWh électrique que produit la centrale. Concernant le procédé utilisant un échange direct avec l'air extérieur (aérotherme), la figure 2 nous montre que le gradient thermique disponible pour la dissipation de l'énergie nécessaire au refroidissement du condenseur, est sévèrement réduit aux heures les plus chaudes de l'année. Ceci entraîne une chute du rendement global de production de la centrale.

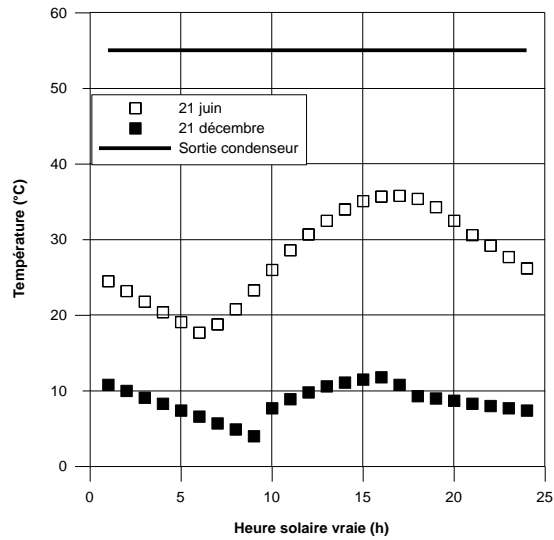


Figure 2: Température ambiante à Murcia en fonction de l'heure solaire vraie le 21 juin (□) et le 21 décembre (■) et température en sortie du condenseur (-)

Ce travail s'attache à étudier les moyens de réduire ou d'éliminer les consommations d'eau et la dépendance à la température extérieure sur la base de la centrale du type linéaire Fresnel de PE1 de Murcia en Espagne. Cette centrale produit 1,5 MWe et la puissance à évacuer au condenseur est de 3 MWth à 60°C. Des travaux précédents ont montré que la dissipation de cette chaleur fatale par géothermie dans le sous-sol était possible [1]. Appliqué à PE1, le dimensionnement du champ de sondes géothermiques comportant un coulis de bentonite dopée au graphite [5], conduit à réaliser, sous le champ solaire, 150 forages de 100 m de profondeur avec un espace entre forages de 15 mètres (Figure 3). Les premiers résultats ont montré que sur un mois de fonctionnement, l'élévation de la température du sous-sol était négligeable. Par contre, avec un champ de sondes géothermiques classiques à plus faible puissance linéique (non dopées au graphite), l'espace entre forages est de 10 mètres, entraînant une légère saturation thermique du sous-sol (Figure 3).

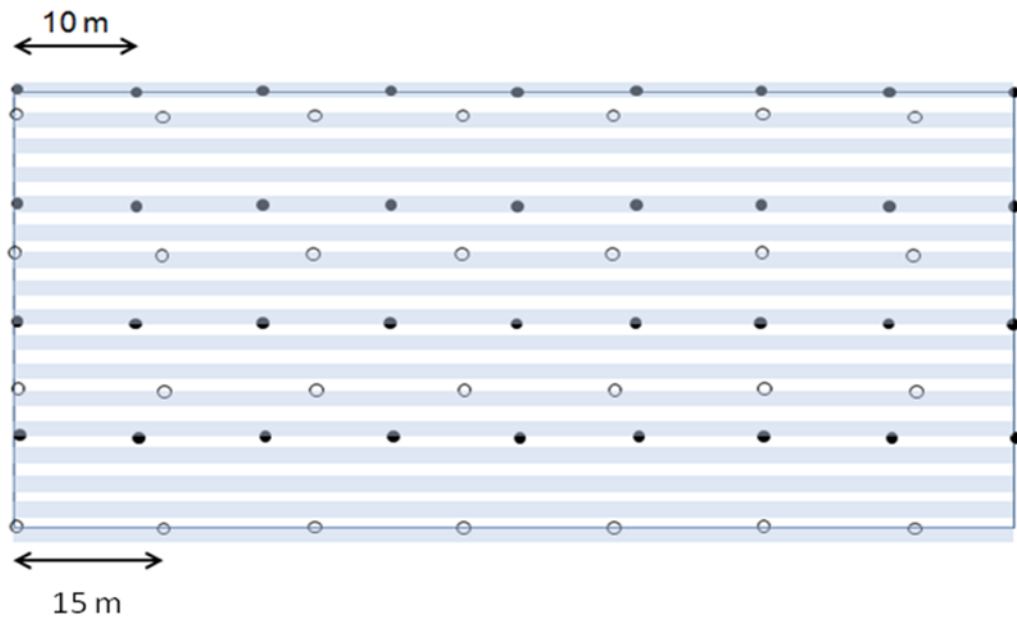


Figure 3: Répartition des forages sous le champ solaire de PE1: (●) forages classiques, (○) forages dopés

2. Refroidissement sec par géothermie

2.1. Modèle numérique

La question ici posée est de connaître le comportement thermique du sous-sol en exploitation à long terme intégrant les variations climatiques annuelles. Ainsi, nous pouvons déterminer si une certaine saturation thermique est atteinte, susceptible d'entraîner des chutes de performances du système de refroidissement.

Pour cela, un modèle numérique a été réalisé sous Comsol® avec la géométrie décrite par la Figure 4, tenant compte des paramètres décrits par le tableau 2.

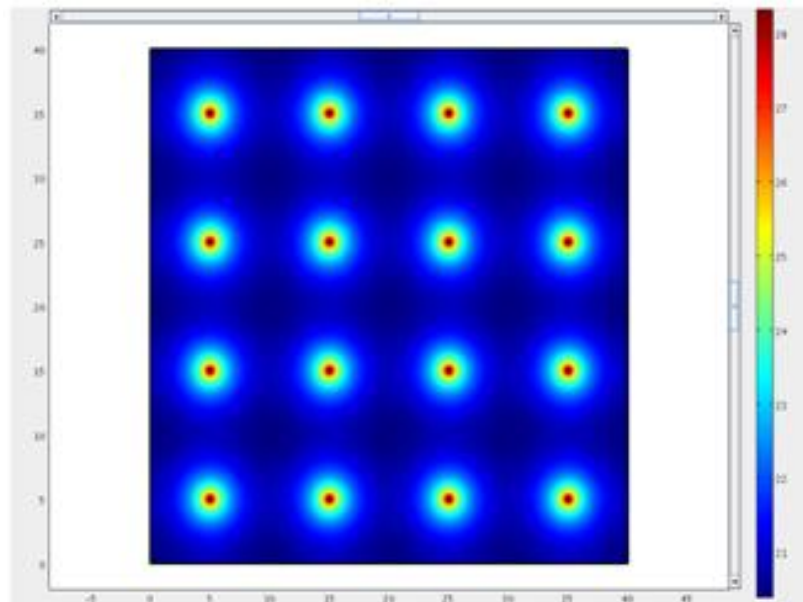


Figure 4 : Géométrie simulée sous COMSOL®

Fluide (eau)	λ	$0,6 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$
	T	55°C
	h	$2500 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$
Tube en PEHD	λ	$0,6 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$
	d_{int}	$2,6 \cdot 10^{-2} \text{ m}$
	d_{ext}	$3,2 \cdot 10^{-2} \text{ m}$
Forage (bentonite)	λ	$1,5 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$
	$\lambda_{\text{dopé}}$	$5 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$
	d	0,16 m
Sol	λ	1 à $4 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$
	T	17°C
Ecartement des forages	Bentonite pure	10 m
	Bentonite dopée	15 m

Tableau 2 : Paramètres utilisés lors de la modélisation numérique.

La géométrie simulée sous Comsol® représente une partie du champ de sondes vu en coupe. Des conditions de symétrie (flux nuls) ont été imposées aux limites du champ simulé, afin de se placer dans les conditions les plus défavorables (au centre du champ de sondes). En effet, les forages situés aux bords du champ pourront plus facilement dissiper la chaleur sans subir l'influence des forages voisins.

Pour notre modèle, nous prenons comme hypothèse une centrale solaire ayant des besoins de refroidissement au condenseur pendant 12 heures puis une période de relaxation naturelle les 12 heures suivantes et ceci sur les 365 jours de l'année. Ceci est représenté dans le modèle par un fluide caloporteur circulant dans les sondes géothermiques à 55°C 12 heures par jour. Ces hypothèses simplificatrices ont pour but de se placer volontairement dans les conditions les plus défavorables. La température initiale du sous-sol a été fixée à 17°C.

2.2. Evolution au cours de l'année

Les résultats obtenus sont représentés sur les graphes ci-dessous. Les Figure 5 et 6 représentent l'évolution de la température du sol au centre du champ de sondes géothermiques en fonction du temps sur un an, et ceci pour des forages dopés (Figure 5) ou classiques (Figure 6) et pour des valeurs de conductivité thermique du sol comprises entre 1 et 4 $\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$.

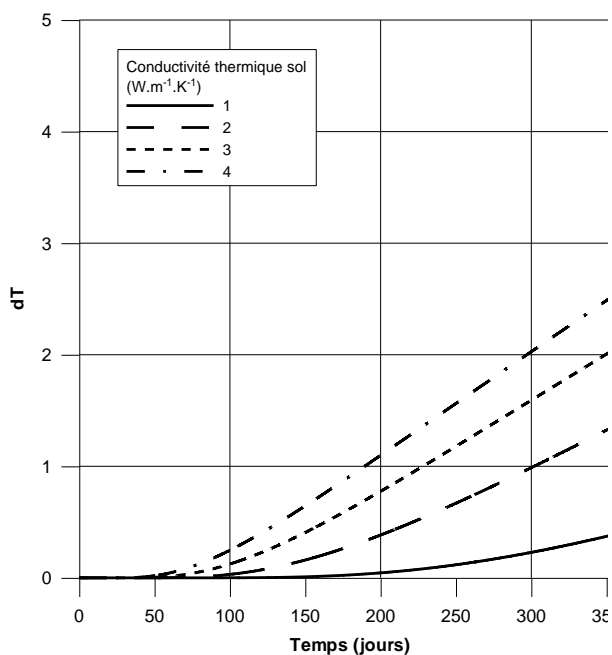


Figure 5 : Evolution relative de la température au centre d'un champ de **forages dopés** sur un an

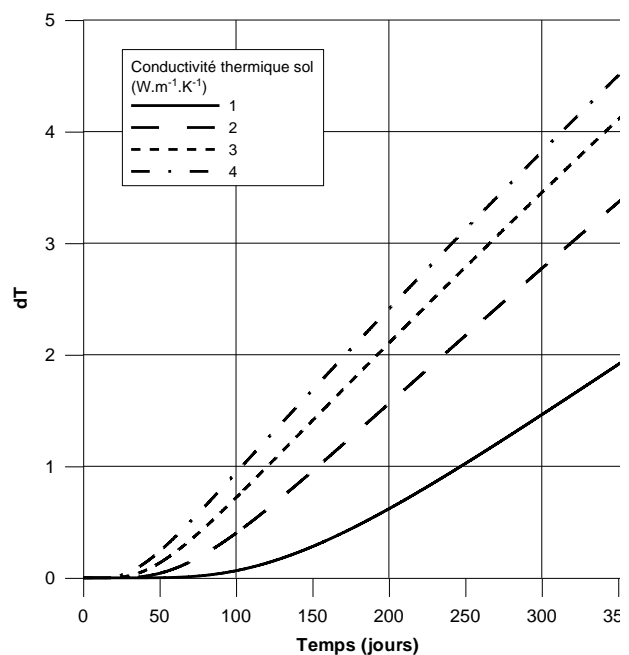


Figure 6 : Evolution relative de la température au centre d'un champ de **forages non dopés** sur un an

Les graphes nous montrent une évolution de la température du sol au centre du champ de sondes dopées au bout d'un an comprise entre 0.5 et 2.5°C (pour des conductivités thermiques du sol de 1 à 4 $\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$). Ces valeurs sont comprises entre 2 et 4.8°C pour un champ de sondes classiques (non dopées).

Ces résultats s'expliquent par le fait qu'un sol plus conducteur augmente la zone d'influence thermique de chaque forage, et c'est pour cela que nous retrouvons une augmentation de sa température au centre du champ de sondes plus élevée. Ceci est confirmé par la simulation utilisant des sondes géothermiques non dopées. En effet, dans ce cas-là, les forages sont distants les uns les autres de 10 mètres (et non plus 15m), entraînant ainsi une superposition plus forte des zones d'influence respectives de chaque forage, conduisant à une élévation de température d'autant plus importante.

Une autre donnée importante à exploiter est l'évolution de la température d'un forage, après une période de relaxation de 12 heures (donc à chaque fin de nuit). Cette température étant la source froide de notre système de refroidissement, elle va nous permettre de connaître le gradient thermique disponible pour dissiper la chaleur et ainsi évaluer l'évolution de la performance du refroidissement au cours du temps. Ces résultats sont représentés pour différentes valeurs de conductivité thermique du sol, sur les Figure 7 et 8 ci-dessous.

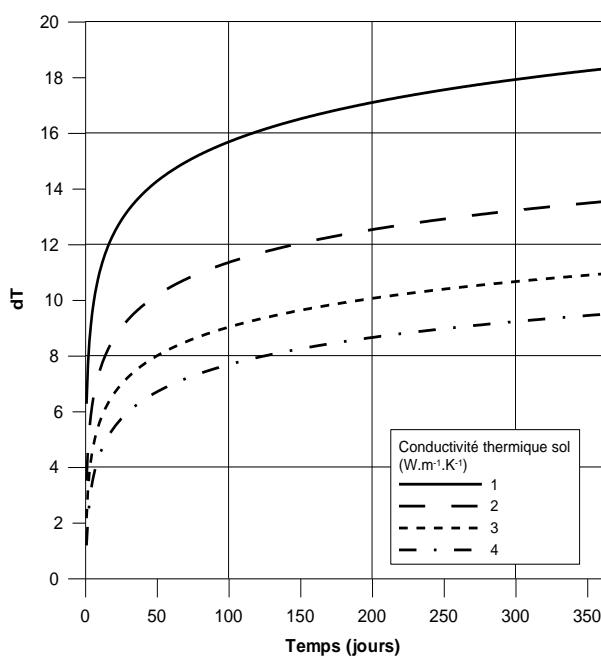


Figure 7 : Evolution relative de la température d'un forage dopé en fin de nuit sur un an

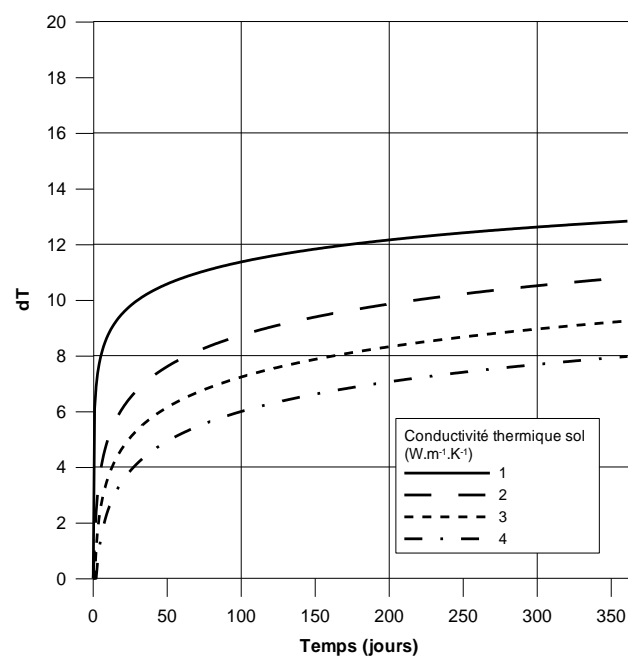


Figure 8 : Evolution relative de la température d'un forage non dopé en fin de nuit sur un an

La Figure 7 représente l'évolution relative de la température d'un forage dopé sur un an en fin de nuit alors que la Figure 8 représente la même évolution pour un forage classique. Dans les deux cas cette évolution est de forme logarithmique pour atteindre des valeurs de 9 à 18°C pour un forage dopé, et de 6 à 13°C pour un forage classique. Les courbes d'évolution de la température se stabilisent au bout de quelques mois et semblent n'avoir qu'une faible évolution après avoir atteint un régime quasi-permanent.

On constate que la température du forage au bout d'un an est plus élevée pour des conductivités thermiques du sol plus élevées. En effet, un sol plus conducteur va permettre de dissiper plus d'énergie dans son environnement et ainsi mieux répartir la chaleur dans l'ensemble de la surface disponible.

La température du forage est plus élevée dans le cas de sondes géothermiques dopées puisque la résistance thermique de la bentonite dopée est largement réduite et n'est pas un

frein au transfert thermique vers le sol. Elles permettent de dissiper plus de chaleur entraînant ainsi une augmentation de la température du sol proche du forage plus prononcée.

3. Conclusion

Un refroidissement du condenseur des centrales solaires en utilisant des forages géothermiques permet, pour un coût équivalent aux technologies actuelles, d'obtenir des performances améliorées et garanties tout au long de l'année puisque cette technologie est indépendante de la température extérieure. Nos interrogations quant à une possible saturation thermique à long terme du sous-sol ont pu être levées grâce à l'utilisation d'un modèle numérique.

Celui-ci nous montre qu'utiliser un champ de sondes géothermiques dopées au graphite dans la configuration préalablement définie, entraîne une élévation de la température du sous-sol mais dans des proportions raisonnables.

En effet, la plupart des matériaux constituant les sous-sols ont des conductivités thermiques comprises entre 2 et 3 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$. Pour ces valeurs de conductivités classiques du sous-sol, la température au centre du champ de sondes est faiblement impactée (de 1 à 2°C) et celle du forage, source froide de notre système de refroidissement se stabilise au bout d'un an autour de 10 à 12°C. Cette augmentation de température est significative mais conduit à des températures maximales atteintes de 27 à 29°C (à comparer aux températures de l'air pouvant dépasser les 40°C). Il faut également noter que les simulations ont été faites avec des conditions les plus défavorables possibles (température du fluide calorifique et du sous-sol initiale élevées notamment). Les résultats obtenus sont donc les valeurs maximales qu'il serait possible d'atteindre pour une telle configuration.

Références

- [1] Olivès R, Delaleux F, Py X, Dominguez A, Refroidissement sec des centrales solaires thermodynamiques par sondes géothermiques, Congrès SFT 2012 Bordeaux.
- [2] Kelly B, Nexant parabolic through solar power plant systems analysis; Task 2 comparison of wet and dry Rankine cycle heat rejection, *Subcontrat report NREL/SR-550-40163*, 2006.
- [3] Maulbetsch J.S, Di Filippo M.N, Cost and value of water use at combined-cycle power plants; *California Energy Commission, PIER Energy-related environmental research*, 2006.
- [4] Cohen G, Kearney D, Kolb G, Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants, *Centrale SEGS*, 1999.
- [5] Delaleux F, Py X, Olivès R, Dominguez A, Enhancement of geothermal borehole heat exchangers performances by improvement of bentonite grouts conductivity; *Applied Thermal Engineering* 33-34 (2012) 92-99.