

EFFICACITE OPTIQUE DES MIROIRS DE FRESNEL COMPAREE A CELLE DES CAPTEURS CYLINDRO PARABOLIQUES POUR LA CONCENTRATION DE L'ENERGIE SOLAIRE

J.J. BEZIAN,

Centre RAPSODEE UMR CNRS 2392, Ecole des Mines d'Albi, 81000 ALBI France
bezian@enstimac.fr

RESUME

La concentration de l'énergie solaire est une des alternatives les plus crédibles pour la production d'électricité à grande échelle. Actuellement, la technologie la plus employée est basée sur des collecteurs cylindro paraboliques, associés à des tubes sous vide, dans lesquels passe le fluide caloporteur, qui alimente ensuite un cycle thermodynamique.

Cependant, une solution concurrente est en phase de développement dans plusieurs équipes de recherche : les collecteurs à miroirs de FRESNEL. L'objet de cette communication est de démontrer leur meilleure efficacité, à surface de terrain donnée.

Nous avons utilisé un logiciel basé sur des lancers de rayons pour comparer l'efficacité annuelle d'un hectare de terrain occupé par des capteurs cylindro paraboliques ou des miroirs de FRESNEL. On note un net avantage en production annuelle (+ 30 à 50 %), grâce à une meilleure occupation de la surface disponible, pour les systèmes utilisant des collecteurs à miroirs de FRESNEL.

1. INTRODUCTION

Les recherches menées depuis quelques années sur les collecteurs d'énergie solaire concentrée participent à des tentatives de réponses données pour résoudre deux problèmes sociétaux concordants, la lutte contre le changement climatique et la raréfaction des ressources énergétiques fossiles. Ces deux phénomènes surviennent alors que la demande d'énergie devrait croître encore pendant des décennies, malgré les efforts faits pour rendre les procédés de plus en plus efficaces.

En général, l'énergie solaire possède de nombreux atouts par rapport aux autres sources renouvelables concurrentes :

- les flux récupérables par énergie solaire « directe » sont de plusieurs ordres de grandeurs supérieurs ;
- cette énergie peut être utilisée sous forme de chaleur, à tous niveaux de température, et sous forme électrique ;
- elle est disponible en tout point de la Terre ;
- bien que l'énergie solaire reçue au sol soit diffuse (1000 W/m^2 par beau temps), les puissances (et énergies annuelles) électriques récupérables sur une surface donnée sont largement supérieures : environ 50 MW électriques par km^2 , contre plutôt 10 MW pour l'énergie éolienne.

C'est l'énergie solaire concentrée qui permet, au travers de cycles thermodynamiques plus ou moins performants, de générer de l'énergie mécanique, que l'on peut ensuite transformer facilement et efficacement en énergie électrique.

Le fait de capter l'énergie solaire sous forme de chaleur, que l'on peut éventuellement stocker de façon économiquement réaliste, permet de pallier à la discontinuité de la ressource solaire, et d'envisager une production électrique calquée sur une courbe de charge.

On ne parlera pas, dans cette communication, de la concentration du rayonnement solaire pour les applications photovoltaïques. Ce domaine est en plein essor, et utilise parfois des solutions proches de celles qui ont été développées pour la concentration thermodynamique. Ces solutions sont traditionnellement classées en 3 grandes catégories :

- les paraboles STIRLING ;
- les centrales à tour ;
- les systèmes à concentration linéaire (collecteurs cylindro – paraboliques, et, plus récemment, miroirs de FRESNEL).

Nous nous intéressons ici aux systèmes à concentration linéaire, qui sont ceux qui, depuis les années 1990, ont produit au monde la plus grande quantité d'électricité solaire. Si les capteurs cylindro paraboliques (figure 1) sont considérés maintenant comme une technologie mature, un concurrent sérieux, les collecteurs à miroirs de FRESNEL est en phase de développement, avec des prototypes de démonstration de taille industrielle (figure 2).



Figure 1 : capteur cylindro parabolique



Figure 2 : Collecteur à miroirs de FRESNEL

Le développement de ce nouveau mode de collecte de l'énergie solaire s'appuie sur un certain nombre d'avantages *a priori*. On peut citer notamment :

- La moindre prise au vent (les miroirs de FRESNEL étant proches du sol) ;
- Des coûts d'investissement moindres, avec des structures plus simples et plus modulaires ;
- Une meilleure occupation du sol (notamment pour des installations urbaines, sur des surfaces limitées).

L'étude que nous avons menée ne s'intéresse qu'à l'efficacité « optique » des 2 différents systèmes de collecte, et l'on considérera que tous les autres composants (récepteur, cycle thermodynamique ...) sont identiques.

2. OUTILS DEVELOPPES

Notre laboratoire travaille depuis plus d'une dizaine d'années sur les outils d'évaluation des transferts radiatifs, notamment dans des géométries complexes, avec milieu participatif. Appliqués

d'abord à la recherche dans le domaine de la combustion, nous les adaptions, depuis plus de 3 années, aux procédés de collecte d'énergie solaire concentrée.

2.1 Problème posé

On peut définir l'efficacité optique d'un champ de collecteurs solaires de nombreuses façons, soit en termes d'énergie annuelle, soit en termes de puissance nominale. De plus, si la variable au numérateur est toujours le flux solaire en entrée de récepteur, le dénominateur peut être :

- le flux solaire multiplié par la surface de miroir réflecteur ;
- le flux solaire intercepté par les miroirs.

Notre étude est basée sur une autre efficacité « optique » : nous essayons de déterminer les performances comparées des 2 systèmes de collecte, à surface de terrain donnée. Ce ratio peut avoir une grande importance, notamment quand les surfaces disponibles sont réduites (zones urbaines, toits de bâtiments, prix du foncier élevé...).

Dans ce cas, le dénominateur sera le produit de la surface de terrain occupé par les collecteurs par l'ensoleillement direct annuel. Ce ratio est déjà connu, en puissance et en énergie, pour les grosses centrales solaires thermodynamiques à tour (environ 60 à 80 MW et 90 à 150 GWh par km²) et pour les grosses éoliennes (environ 10 MW et 30 GWh par km²).

Le problème que nous nous sommes posé est donc celui-ci : pour une surface donnée, toutes choses égales par ailleurs (ensoleillement, récepteur, cycle thermodynamique ...), quelle énergie électrique annuelle peut fournir une centrale solaire thermodynamique dont les collecteurs sont soit des capteurs cylindro paraboliques soit des miroirs de FRESNEL.

2.2 Méthodologie employée

Nos travaux s'appuient sur une approche intégrale de la résolution de l'Equation des Transferts Radiatifs (ETR) par une méthode statistique de type Monte-Carlo. Les algorithmes de résolution sont ensuite intégrés à une bibliothèque logicielle d'outils de synthèse d'image. Les résultats obtenus sont comparés à ceux du logiciel SOLTRACE, développé par le National Renewable Energy Laboratory du département de l'Energie des Etats Unis. Malgré ces lourdeurs, ce logiciel est à l'heure actuelle considéré comme un des meilleurs outils de calcul des flux solaires [1].

2.2.1 Algorithmes de Monte-Carlo : approche intégrale

Cette méthode, très générale et applicable à de très nombreux domaines de calcul, est considérée comme une méthode de référence, car elle donne automatiquement l'erreur statistique sur les résultats obtenus. Elle permet même d'obtenir, sans surcoût de calcul, la sensibilité des solutions à la variation de tous les paramètres, même géométriques [2]. Elle consiste à faire la moyenne d'un grand nombre de réalisations aléatoires, et le résultat correspond à la moyenne de ces réalisations.

La grandeur A est estimée, après N réalisation de la variable x_i , par l'équation : $A \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$

La fiabilité de cette estimation est donnée par l'écart type : $\sigma_A = \frac{\sqrt{\langle x_i^2 \rangle_N - \langle x_i \rangle_N^2}}{\sqrt{N}} = \frac{\sigma_x}{\sqrt{N}}$

Dans notre cas, nous résolvons l'ETR dans sa forme intégrale. Cela nous permet, pour une position de soleil donnée et une configuration de champ d'héliostats donnée, de connaître la carte des flux solaires arrivant sur une cible. Nous pourrions ainsi prédire la qualité de cette carte de flux, et l'influence des divers paramètres sur son homogénéité, sa densité ...

$$I = \int_a^b f(x) dx$$

Si l'intégrale est écrite sous la forme suivante :

on lui associe une fonction de densité de probabilité $p(x)$, et le poids W_I

$$I = \int_a^b p_X(x) \frac{f(x)}{p_X(x)} dx = \int_a^b p_X(x) w_I(x) dx \quad W_I = \frac{f(X)}{p_X(X)}$$

On effectue ensuite N tirages aléatoires de la variable x_i $\{x_i\}_{i=1,N} \Rightarrow \{w_{I,j} = w_I(x_j)\}_{j=1,N}$
pour obtenir la valeur de l'intégrale I (espérance de W_I , et de la précision du calcul (écart type).

$$I = E(W_I) \approx \tilde{I} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N w_{I,j} \quad \sigma_{\tilde{I}} = \frac{\sigma_{W_I}}{\sqrt{N}} \approx \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N w_{I,j}^2 - \left(\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N w_{I,j}\right)^2}}{\sqrt{N}}$$

2.2.2 La bibliothèque logicielle de synthèse d'images : PBRT

La résolution de l'ETR, appliquée au calcul des flux reçus par concentration de l'énergie solaire sur une surface donnée, ne pose pas de problème théorique particulier. Cependant, les champs d'héliostats sont constitués de plusieurs centaines (voire plusieurs milliers) d'éléments unitaires, eux-mêmes composés d'au moins une dizaine de miroirs. La complexité géométrique induite doit être prise en compte par le calcul, notamment au niveau des ombres et des blocages liés aux interférences entre héliostats.

Nous avons déjà travaillé avec des chercheurs en outils de synthèse d'images pour améliorer la rapidité de nos algorithmes [3]. Plutôt que d'introduire des algorithmes de synthèses d'images dans nos codes de résolution, nous avons préféré intégrer nos codes dans une bibliothèque logicielle libre disponible : l'environnement PBRT (Physically Based Rendering Technics [4]). L'ensemble des sources de cette bibliothèque, rédigé en C++, est disponible, portable et modifiable. Le traitement de la complexité géométrique est intégré, il « suffit » de considérer notre champ d'héliostats éclairé par le soleil comme une scène.

Nous avons donc codé la résolution de l'ETR en langage C++, en en gardant l'ensemble des potentialités, et l'avons intégrée à la bibliothèque logicielle PBRT.

2.2.3 Le logiciel de « référence » : SOLTRACE

Pour comparer les résultats obtenus par notre nouvel environnement de simulation, nous nous sommes équipés du logiciel dédié SOLTRACE, développé par une équipe du laboratoire public américain en charge des recherches sur l'énergie solaire concentrée. Ce logiciel libre est disponible gratuitement, sous la forme d'un exécutable tournant dans un environnement WINDOWS. Son manuel d'utilisation permet une prise en main rapide, mais il est impossible de le modifier, et le pré (et le post) traitement passe par un tableur, qu'il faut développer en fonction des applications.

Il utilise une méthode classique de lancers de rayons. Chaque photon issu du disque solaire vers le champ d'héliostats subit un certain nombre d'événements (absorption, réflexion, diffusion), tous définis par des lois probabilistes. Il arrive ensuite, ou non, sur la cible. Après un nombre N de tirages, on obtient ainsi la carte des flux interceptés par celle-ci.

2.2.4 La mise au point des algorithmes

La formulation de notre problème peut être envisagée de plusieurs façons. Cependant, nous présentons ici la méthode qui a donné les meilleurs résultats en temps de calcul.

Dans un premier temps, on effectue un tirage sur la position du soleil dans le ciel. L'ensemble des positions possibles dépend de la latitude du lieu (et de masques éventuels). Le poids associé à ce tirage dépend de l'énergie solaire annuelle provenant de la région du ciel considéré (prise en compte de la fréquence de passage du soleil et d'éventuelles données météorologiques modificatrices).

Puis on effectue un tirage sur le point du disque solaire qui émet le rayonnement. Le poids associé dépend de l'hypothèse faite sur la forme du disque solaire (de type « pillbox », profil gaussien ...).

On tire ensuite la position de l'impact du rayon solaire sur le champ de capteurs (qui peut être sur un miroir ou entre les capteurs). A cet impact on associe, dans la formulation, un certain nombre de caractéristiques, le plus souvent gaussiennes (erreurs de planéité, de courbure, d'orientation...).

Puis, on détermine le point d'impact sur la cible, et on élabore ainsi une carte de flux moyenne annuelle (ensemble des rayons émis par le soleil sur une année qui interceptent la cible).

Le paramètre que l'on fait varier, pour les 2 catégories de collecteurs, est le ratio entre la surface d'interception du rayonnement solaire et la surface de terrain.

3. RESULTATS OBTENUS

Nous avons d'abord vérifié la cohérence des résultats obtenus pour plusieurs positions de soleil, en comparant les résultats de notre outil avec ceux obtenus par le logiciel SOLTRACE, pour des géométries simples.

3.1 Données initiales

Puis nous avons choisi une zone géographique correspondant à des météorologies favorables : cela correspond à des lieux désertiques à environ 30 ° de latitude nord, avec un indice d'ennuage et un trouble atmosphérique très faible. Par m² de sol, on peut espérer recevoir 2500 kWh d'ensoleillement direct.

Nous avons choisi une conception classique de capteurs cylindro paraboliques, avec une focale de 2 m pour 5 m d'ouverture et une longueur de 1 km (pour négliger les effets de bords). Pour les collecteurs à miroirs de FRESNEL, nous avons choisi des miroirs de 1 m de large, de longueur 1 km, avec une ligne réceptrice à 10 m de haut. L'espacement entre les lignes focales est de 10 m.

Pour les 2 calculs, les miroirs sont orientés nord – sud, ce qui correspond à la meilleure orientation pour des concentrateurs linéiques. Le rendement du récepteur a été fixé à 0,85, et celui du cycle thermodynamique à 36 %.

Nous avons fait varier le ratio d'occupation du sol de 0,2 à 0,8. L'optimum technico-économique pour chacun des systèmes de collecte dépend de nombreux facteurs. Toutes choses étant égales par ailleurs, le coût des collecteurs a une grosse influence sur cet optimum. Or, les coûts constatés sur le terrain vont, en gros, du simple au triple. Nous nous sommes basés sur un coût de collecteur de 360 € le m² pour des capteurs cylindro paraboliques, et 120 pour des collecteurs à miroirs de FRESNEL.

3.2 Les configurations optimales obtenus

Dans les 2 configurations données ci-dessous, nous avons trouvé un optimum technico-économique pour chacun des 2 systèmes.

Pour le champ de capteurs cylindro paraboliques, le ratio optimal est d'environ 0,3, avec une efficacité optique moyenne annuelle d'environ 57 %. Cela donne donc, pour 1 km² de terrain, une production annuelle d'environ 130 GWh. La puissance « nominale » installée est d'environ 60 MW électriques. Le coût d'une telle centrale, avec les données économiques actuelles, serait d'environ 180 M€.

Pour le collecteur à miroirs de FRESNEL, l'optimum se situe plutôt autour de 0,7, mais avec une efficacité optique de 44 %. La production annuelle est alors de 235 GWh par an pour une puissance nominale installée proche de 110 MWe. Cela place ce système loin devant les autres procédés en termes de densité de puissance électrique produite, et malgré des performances optiques moindres, en termes d'énergie électrique annuelle livrée au réseau. Le coût d'une telle centrale peut être estimé à environ 200 M€.

CONCLUSIONS

Nous avons mis au point une méthode d'optimisation de conception de champ de collecteurs d'énergie solaire concentrée, basée sur des outils statistiques de type Monte Carlo. Cette méthode, très générale, a été appliquée, dans cette communication, à 2 procédés différents de collecte d'énergie, avec concentration sur une ligne focale.

Avec cet outil, nous devrions être capable de faire d'autres études paramétriques, soit sur la qualité ou la taille des miroirs, soit la hauteur ou l'espacement des lignes focales, ... Ces études seront bientôt menés dans le cadre d'un travail de thèse dans notre laboratoire.

On pourrait aussi l'appliquer à d'autres procédés de collecte de l'énergie solaire, tels que les centrales à tour, les champs à double réflexion ...

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] P. Garcia, A. Ferrière et J-J Bézian, « *Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: a comparative review* », Solar Energy, vol. 82, n° 3, (2008), 189-197
- [2] M Roger, S. Blanco, M. El Hafi et R. Fournier, « *Monte-Carlo estimates of domain-deformation sensitivities* », Physical Review Letters, vol. 95, n° 18, (2005), 180601.1-180601.4
- [3] P. Perez, « *Algorithmes de synthèse d'images et propriétés spectrales des gaz de combustion : méthode de Monte-Carlo pour la simulation des transferts radiatifs dans les procédés à haute température* », Thèse de l'INP Toulouse, (2003)
- [4] M. Pharr and G. Humphreys, « *PBRT: Physically Based Rendering from theory to implementation* », Elsevier, (2004)

L'auteur tient à remercier la Direction de la Recherche de Electricité de France, qui participe au financement de ces travaux.