



ANALYSE NUMÉRIQUE ET EXPÉRIMENTATION D'UN ABSORBEUR SOLAIRE CÉRAMIQUE HAUTE TEMPÉRATURE

Cédric LERAY ^a, Adrien TOUTANT ^{a,b}, Alain FERRIERE ^a, Gabriel OLALDE ^a

^a Laboratoire PROMES-CNRS, 7 rue du four solaire, 66120 ODEILLO

^b Université de Perpignan Via Domitia, 52 avenue Paul Alduy, 66860 PERPIGNAN cedex 9

Contact e-mail : cedric.leray@promes.cnrs.fr

RÉSUMÉ

Dans le mix énergétique envisagé pour subvenir aux besoins futurs de nos sociétés, les centrales solaires thermodynamiques occupent une place non négligeable. Il est alors naturel de chercher à améliorer le rendement de ces installations. Pour ce faire, il est possible d'utiliser des cycles thermodynamiques combinés plutôt que de simples cycles Rankine comme c'est actuellement le cas. Cette voie, bien qu'intéressante, requière néanmoins l'utilisation d'un fluide de travail à 1000°C et 10 bar minimum. Les récepteurs actuels fonctionnant à des températures de l'ordre de 500-550°C ne sont alors plus adaptés et une nouvelle technologie de récepteur doit donc être développée.

Le récepteur est au cœur même des centrales solaires à tour. Il doit pouvoir résister aux flux solaires concentrés qui lui sont imposés et assurer le transfert de chaleur vers le fluide de travail. Ainsi, le choix du matériau est un élément clef puisqu'il doit résister aux conditions de températures qui seront rencontrées. Dans le cadre de nos travaux nous avons choisi le carbure de silicium, matériau qui est capable de travailler sous air à 1200°C sans oxydation majeure et qui garde une conductivité thermique d'environ 45W/m/K (l'équivalent de l'acier à température ambiante). Son principal inconvénient est induit par sa nature de céramique, à savoir qu'il supporte mal les contraintes de tractions. Il convient donc de surveiller le comportement thermomécanique du récepteur afin de limiter les risques de rupture. Nous avons opté pour un concept de récepteur surfacique modulaire. Surfacique afin de s'affranchir de l'utilisation d'un hublot et modulaire pour simplifier les procédés et les coûts de fabrication.

Comme expliqué, un des problèmes majeurs rencontrés pour cette technologie est d'ordre mécanique. Les modules absorbeurs étant irradiés asymétriquement, de forts gradients thermiques et donc d'importantes dilatations sont générés. Les contraintes de tractions ainsi engendrées présentent un véritable risque pour la viabilité des modules. Des simulations ont ainsi été menées afin de réduire les risques encourus via une optimisation de la géométrie des modules ainsi que les conditions nominales de fonctionnement (flux solaire incident, débit du fluide de travail...). Une géométrie a été arrêtée et retenue pour procéder à des expérimentations à la centrale solaire Thémis (Targasonne 66). Il s'agit d'un module de dimensions 1280x167mm (Figure 1) constitué de 2 coques brasées de 6 et 12mm. Il est parcouru par 4 canaux de 10mm de hauteur. Les derniers essais en date ont permis d'atteindre des températures de matériaux de l'ordre de 1000°C en face avant montrant ainsi la viabilité de ce type de technologie.



Figure 1 : Module solaire céramique au sein de la cavité de la centrale solaire THEMIS