

## LE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

*Claude Acket pour « Sauvons le Climat »  
Septembre 2010*

### **Présentation du document**

Alors que par l'effet photovoltaïque la production d'électricité paraît directe et simple à exploiter, pourquoi voit-on en parallèle se développer une autre filière : celle du solaire thermodynamique ? Pourquoi passer par la chaleur pour produire de l'électricité, lorsque grâce aux photons on peut l'éviter ?

Après une présentation de cette filière solaire thermodynamique, nous verrons qu'elle présente en fait de tels avantages que pour les fortes puissances elle pourrait supplanter le photovoltaïque pour l'obtention d'électricité solaire.

-----

### **1) Introduction**

L'utilisation de la chaleur solaire pour produire indirectement de l'électricité est beaucoup moins connue que celle mettant en œuvre l'effet photoélectrique, celle que nous pouvons voir de plus en plus apparaître sur nos toits sous la forme de ces panneaux de couleur en général bleutée.

Pour cette autre filière de production d'électricité dite solaire thermodynamique (aussi appelée solaire à concentration, ou héliothermodynamique, ou héliothermique) avons-nous peut être encore en mémoire la tentative française du projet Thémis qui n'a pas été couronnée de succès ? Thémis (pour Thermo-Hélio-Electrique-Mégawatt) désigne en fait le nom du centre situé à Odeillo dans les Pyrénées, centre dédié aux recherches sur l'électricité solaire. La première centrale Thémis étudiée en 1976 (en pleine crise pétrolière) fut inaugurée en 1983. Thémis comportait un champ de 200 héliostats (miroirs plans orientables) installés sur 5 ha orientant leurs rayons vers le sommet d'une tour (voir figure 2), où un sel fondu (nitrate de potassium et de sodium) voyait sa température monter de 250 à 450 °C. Ce sel traversait ensuite un échangeur générateur de vapeur pour produire de la vapeur à 50 bars et 430 °C. Un groupe turbo-alternateur fournissait au réseau une puissance de 2,5 MW. Suite à des difficultés techniques notamment sur les sels fondus et dans un contexte de bas prix de l'énergie (la crise pétrolière est passée et déjà oubliée) l'expérience est arrêtée en 1986. Etait-ce la fin de cette filière ?

En France, les études sur cette filière ne furent pas vraiment abandonnées mais maintenues à un rythme réduit dans un objectif plus de R&D fondamentale. Dans ce cadre fut récemment lancé le nouveau projet Pégase. La technique est toujours basée sur des héliostats et une tour, mais le fluide caloporteur est de l'air sous pression. Cet air, dont la température sera portée à 800 °C, se détendra dans une turbine à gaz entraînant un alternateur d'une puissance de 1,4 MW. Les premiers kWh sont attendus pour 2013. Cette reprise tardive ne traduit-elle pas le fait que, pendant ces 20 ans, la France ait laissé passer l'opportunité d'être un élément moteur dans le développement de cette filière ?

Le lancement de la filière thermodynamique est venu de l'étranger et notamment de Californie et d'Espagne. Dans ces pays les réalisations foisonnent. Fin 2009, environ 800 MW de puissance électrique étaient en service dans le monde (en Californie, le groupe de centrales SEGS de 1 à 9 a une puissance totale de 354 MW), et d'ici l'année 2012, au vu des constructions en cours, ce sont environ 4 000 MW de centrales de cette filière qui devraient être opérationnelles, pour produire environ 10 TWh d'électricité. Au-delà sont déjà annoncés des projets supplémentaires pour 18 000 MW (10 000 aux USA, 1 000 en Espagne et 7 000 pour le reste du monde). Ces derniers chiffres, en apparence élevés, restent toutefois négligeables si nous les comparons à l'autre utilisation du solaire pour la production d'électricité : le photovoltaïque. Celui-ci fin 2009 représentait environ 30 000 MW installés (en général il est précisé Wc, pour « watt crête », c'est à dire la puissance maximale qui peut être obtenue dans les meilleures conditions de position relative du soleil). Sur ces 30 000 MW 9 800 sont installés en Allemagne qui, bien que n'étant pas le pays le mieux pourvu en exposition solaire est le leader mondial du photovoltaïque. Sur cette base et dans la continuité du facteur 10 tout les 10 ans, une perspective mondiale à 300 000 MW est envisagée pour 2020.

Mais pourquoi en parallèle ce regain d'intérêt pour cette autre filière, celle du solaire thermodynamique, et pourquoi passer par un cycle eau vapeur ou un cycle similaire type moteur Stirling, avec les pertes à la source froide et le fameux rendement de Carnot, alors que par l'effet photovoltaïque la production d'électricité est directe et paraît si simple à exploiter ?

Après une présentation de cette filière solaire thermodynamique, nous verrons qu'elle présente en fait de tels avantages, que pour les fortes puissances elle pourrait supplanter le photovoltaïque pour l'obtention d'électricité solaire.

## 2) Rappel quelques données sur le soleil

L'irradiation solaire qui arrive au niveau du sol terrestre est à son maximum d'environ 1 kW/m<sup>2</sup>. Cette valeur maximale de 1 kW/m<sup>2</sup>, obtenue par temps clair sur une surface perpendiculaire aux rayons solaires, tient compte de l'absorption et de la diffusion du rayonnement solaire dans l'atmosphère. Mais l'ensoleillement n'est pas permanent à ce maximum. La hauteur du soleil varie journalièrement (de zéro pour monter à son maximum vers midi puis retour à zéro) et en fonction de la saison (par exemple à Lyon l'énergie reçue entre un jour de juillet et un jour de janvier varie d'un facteur 5). Pour chiffrer l'énergie produite il faut intégrer dans le temps la puissance. En prenant une surface fixe inclinée à la latitude du lieu nous obtenons l'énergie thermique totale (ou brute) due à l'ensoleillement journalier moyen en kWh/m<sup>2</sup>. Il est par exemple de 3 dans le nord de la France pour atteindre 5 dans le midi (3,3 à Paris, 3,9 à Lyon). Mesuré sur l'année en énergie thermique, le gisement solaire varie en France de 1 000 kWh/m<sup>2</sup> dans le nord, à 1 800 dans le sud (le gisement solaire se définit par rapport à une surface fixe inclinée à la latitude du lieu). Au milieu du Sahara, ce gisement monte à 2 500.

Mais seule une fraction de cette énergie thermique pourra être captée. Par exemple, compte tenu des rendements avec les capteurs plans fixes utilisés pour le seul chauffage, nous pouvons compter annuellement en France de 400 à 700 kWh/m<sup>2</sup>. Il faut souligner qu'il s'agit bien ici de kWh thermiques, alors que par la suite nous parlerons aussi de kWh électriques. Lorsqu'il y a risque de confusion nous préciserons pour

l'énergie: kWh<sub>t</sub> (t pour thermique) et kWh<sub>e</sub> (e pour électrique), et de même kW<sub>t</sub> et kW<sub>e</sub> pour la puissance. Entre les deux intervient le rendement de la machine de conversion, dont celui dit de Carnot. Toutefois en dépit de ces pertes, avec un coefficient de conversion global de 10 %, un seul km<sup>2</sup> de Sahara pourrait produire 250 GWh d'électricité par an. Ainsi il suffirait de couvrir un carré de 300 km de côté pour répondre aux besoins actuels d'énergie électrique dans le monde entier (20 000 TWh). Mais comme les panneaux ne peuvent être jointifs, qu'ils doivent être un peu éloignés pour ne pas se faire mutuellement de l'ombre et qu'il faut de la place pour circuler, le chiffre réel serait plutôt un carré de 500 km de côté. Néanmoins, ceci fait rêver, car au milieu du Sahara la surface ne manque pas.

### 3) La concentration solaire

Avec une plaque chauffante de puissance 600 We, qui produira 600 Wt, nous pouvons amener l'eau d'une casserole à ébullition à 100 °C. Compte tenu de la surface de la plaque de chauffe, par exemple un diamètre de 20 cm, l'irradiation est de 20 kWt/m<sup>2</sup>. C'est 20 fois plus que la puissance maximale du solaire de 1 kWt/m<sup>2</sup>. Avec le simple soleil en direct pas question de faire bouillir de l'eau et de faire cuire un œuf. Il faut concentrer la lumière du soleil pour arriver au même résultat.

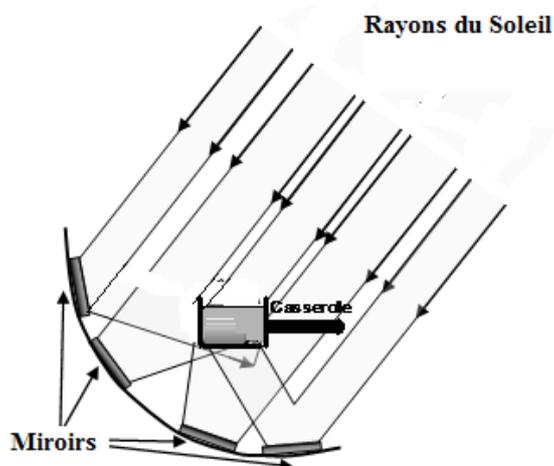


Figure 1 Du besoin de concentration pour simplement faire bouillir de l'eau

Il est donc nécessaire de concentrer le rayonnement solaire pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Les technologies de concentration solaire se basent sur des collecteurs réflecteurs qui concentrent la radiation solaire et réchauffent un fluide à haute ou très haute température.

- Ce fluide (eau-vapeur ou gaz ou voire de l'air) peut être utilisé directement pour transformer son potentiel d'énergie thermique en énergie mécanique.
- Ce fluide (sel fondu ou liquide organique ou métal liquide ou gaz) peut n'être qu'un fluide intermédiaire transmettant sa chaleur par exemple à de l'eau pour, via la vapeur produite, entraîner une turbine et produire de l'électricité (cycle classique de Rankine : eau-vapeur turbine et condenseur).

L'intensité de la concentration solaire se mesure par le facteur de concentration. Plus ce facteur est élevé plus la température atteinte sera importante, mais aussi les

risques de surchauffes locales avec détériorations de matériel en cas de déséquilibre arrivée/extraction de chaleur. Si un facteur de concentration de 20 est prévu dans notre exemple pour faire bouillir l'eau de la casserole, des facteurs de concentration pouvant atteindre plusieurs milliers peuvent être obtenus. Une telle super concentration ne sera en fait utilisée que dans le four solaire à destination de la R&D, par exemple pour la recherche fondamentale sur le comportement des matériaux à très hautes températures ou sous très haut flux. Pour la production énergétique, seuls des facteurs de concentration proches de 100 ou de plusieurs centaines seront visés.

Cette concentration dépend des surfaces de miroirs. Mais si ceux-ci sont fixes elle n'atteindra son maximum qu'à un moment précis de la journée et décroîtra autour de ce moment. Pour limiter cette décroissance la majorité des systèmes disposent d'un mécanisme de suivi du soleil. L'orientation est adaptée pour optimiser la position de la surface réfléchissante par rapport à celle du soleil. Comme la position du soleil se caractérise par 2 valeurs : la hauteur variant de 0 à 90°, et son azimut variant de - 180° à + 180, deux axes d'orientation des miroirs répondront à l'objectif du suivi. Mais une optimisation du coût, un choix de simplicité d'exploitation pourront conduire à n'adopter qu'un paramètre de réglage, ou un suivi approximatif, au détriment du facteur moyen de conversion.

### **Concentration point**

La concentration peut se faire sur un point, ce sera le cas des centrales à tour ou de celles à parabole orientable.

Pour une centrale à tour, les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil par la combinaison de deux rotations et le réfléchit en direction du receveur, véritable four au sommet de la tour. Selon la taille relative du four des concentrations de plusieurs milliers et des températures dépassant 1 000 °C sont atteignables, mais pour la production d'électricité des objectifs moins ambitieux sont visés.

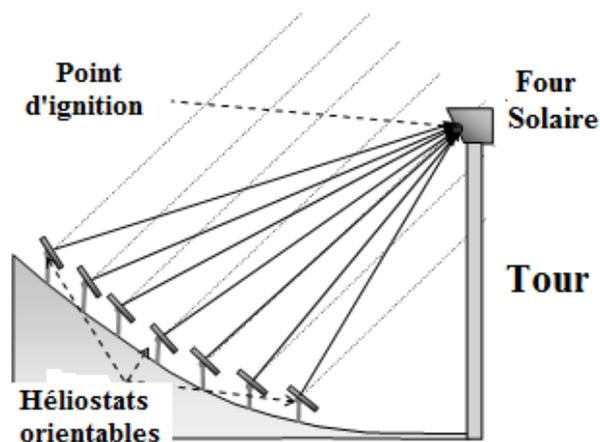


Figure 2 Concentration en un point, centrale à tour

Un seul miroir préformé peut répondre au même objectif et nous arrivons à la parabole. L'unique miroir parabole a 2 axes de rotation pour suivre le soleil. Le rapport de concentration variable de 700 à 1 000 peut même atteindre 2 000 pour une réalisation spécifique et la température 750°C.

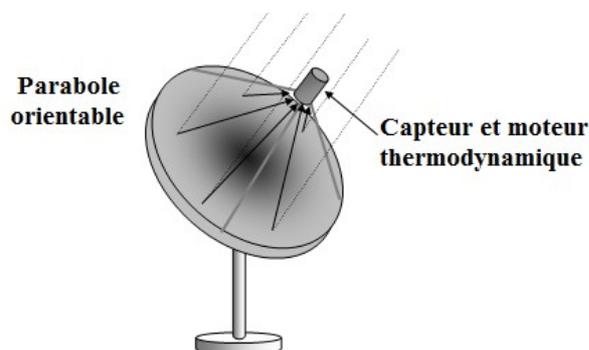


Figure 3 La concentration en un point : le concentrateur parabolique

### Concentration en ligne

La concentration peut se faire sur une ligne, ce sera le cas des centrales cylindro-paraboliques ou de celles basées sur les miroirs de Fresnel.

Il n'y a plus un point précis de focalisation, mais une ligne. Face aux deux paramètres de position du soleil, il suffit d'un seul paramètre de réglage pour optimiser en permanence la focalisation linéaire, le déplacement le long de la ligne couvrant l'autre variable solaire. Le développement de cette technique de focalisation en ligne est venu après celle en un point. Elle semble devoir désormais prendre le pas sur la première. En fait, une analyse classique de la valeur, courante en analyse des systèmes, y conduit naturellement : pourquoi focaliser en un point, y concentrer la chaleur, s'il faut ensuite de toute façon pour l'évacuer, redistribuer par les lignes des circuits de transfert de chaleur, autant se positionner dès le départ en ligne.

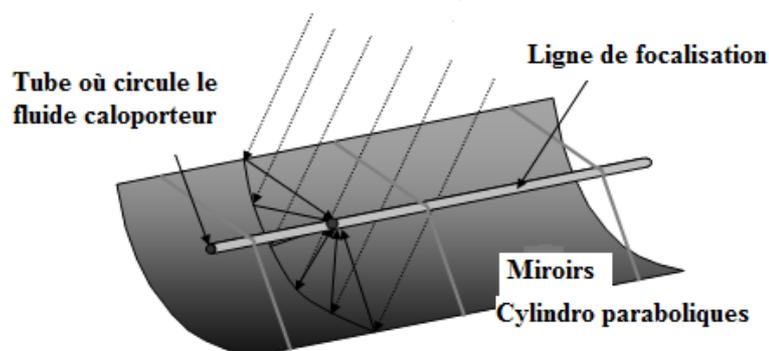


Figure 4 La concentration en ligne : concentrateur cylindro-parabolique

Avec les collecteurs alignés dans la direction nord-sud, une simple orientation, perpendiculaire dans la direction est-ouest ramène quelle que soit l'heure de la journée l'image concentrée du soleil sur le tube récepteur disposé sur la directrice focale du concentrateur. La concentration solaire obtenue varie, selon la saison et l'heure, entre 60 et 400. Ce type de concentration représente à ce jour l'essentiel des installations thermodynamiques du monde.

Mais le choix peut être fait de sacrifier une partie de la focalisation en adoptant le système des miroirs de Fresnel. La parabole est reconstituée approximativement à l'aide de miroirs plats (selon les projets le nombre varie de 15 à 50) dont l'inclinaison sera réglée en fonction de la position du soleil. Un second étage de réflexion fixe dit secondaire redirige le rayonnement vers le tube récepteur. Cette focalisation est plus

simple que la précédente à parabole, plus facile à monter, moins coûteuse en investissement, mais le rendement est un peu réduit.

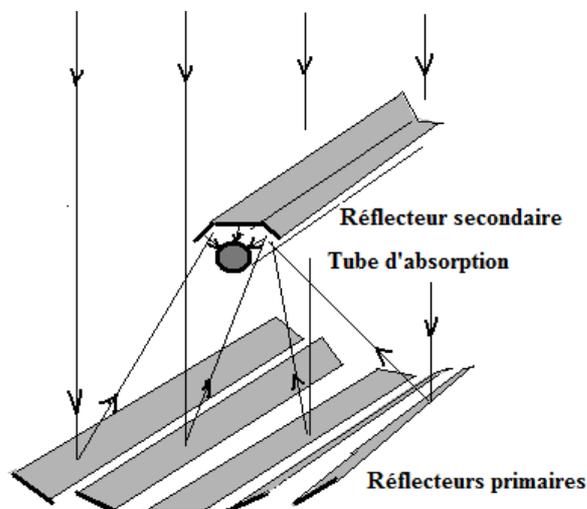


Figure 5 La concentration en ligne, les miroirs de Fresnel

#### 4) Les fluides récepteurs, la production d'électricité, le stockage d'énergie

Les possibilités de passage de la chaleur solaire à l'électricité sont multiples.

- Un premier classement des solutions peut porter sur la nature du fluide que nous désignons primaire. Le fluide dans les tubes chauffés directement ou au passage dans l'enceinte du four reçoit la chaleur. Les fluides utilisés peuvent être des gaz (de l'air sous pression, de l'hydrogène, de l'hélium, du gaz carbonique), des liquides qui le restent en se réchauffant (sels, liquides organiques, métaux liquides comme le sodium) ou de l'eau qui se vaporise directement en traversant le foyer chaud.

Cette solution de vaporisation directe d'eau semble a priori la plus séduisante et a été testée dès le début des années 80. Mais se pose toutefois le problème classique des écoulements diphasiques sous flux thermiques dans des tubes en parallèle (instabilités statiques et dynamiques) bien connu des chaudiéristes. Ce problème est accentué par les risques de modification subite de l'insolation, surtout si les tubes chauffés sont horizontaux. Solar One en Californie et ses 71 500 m<sup>2</sup> de miroirs a testé cette technique de 1982 à 1996, avant d'être transformé en centrale à sel fondu en 1996 (arrêt définitif en 1999).

- Le classement des solutions peut porter sur l'utilisation directe du fluide primaire comme fluide de travail pour la production d'électricité ou au contraire sur son utilisation comme fluide intermédiaire. Ce fluide intermédiaire transfère la chaleur d'origine solaire à un autre fluide de travail, dit secondaire, en général de l'eau qui se vaporise et sous forme de vapeur actionne la turbine.

- Le classement peut aussi porter sur la capacité de stockage de chaleur et la continuité de fourniture en l'absence de soleil. Cette capacité de stockage, lorsqu'elle est mise en œuvre, est un des atouts du solaire thermodynamique. Lorsque l'ensoleillement est supérieur aux capacités de la turbine ou aux besoins du réseau électrique la chaleur en surplus est dirigée vers un stockage thermique qui se remplit. La chaleur emmagasinée permet de continuer à produire en cas de passage nuageux, ainsi qu'à la tombée de la nuit. La chaleur peut être stockée dans un liquide (sel fondu, eau sous pression saturée) ou dans une matière solide (graphite, béton...) afin de poursuivre la production d'électricité ou de l'adapter à la demande. Pour des capacités importantes seules les solutions du type sel fondu apparaissent techniquement à retenir. Mais les quantités de sel à mettre en œuvre sont telles, qu'il n'est pas envisagé d'aller au-delà de quelques heures de fonctionnement sans soleil. Ce stockage ne devrait pas permettre la couverture électrique de plusieurs jours consécutifs sans ou avec peu de soleil, et encore moins d'assurer les écarts entre l'été et l'hiver.

Ce stockage s'il est important permet de répondre en partie à la critique fondamentale visant l'électricité solaire : « il n'y a pas d'électricité solaire lorsqu'on en a besoin le plus besoin, c'est-à-dire le soir ». Il est vrai que dans nos régions tempérées, le maximum d'appel d'électricité se produit le soir vers 18 heures en hiver et le soleil est bien couché. Mais il faut noter d'un autre côté que le minimum d'appel de courant se produit la nuit vers 4 heures du matin et pendant ces nombreuses heures l'absence du soleil n'est pas un manque. En outre dans les régions plus chaudes, mais aussi à l'avenir dans nos pays tempérés avec les avancées de la climatisation, il y a accroissement des besoins de jour en plein soleil. Si la critique doit donc être nuancée, il reste qu'il faut reconnaître que la courbe de production du solaire hors stockage ne suit pas et de loin celle des besoins.

## **5) Quelques références.**

De multiples solutions ont été testées ces dernières dizaines d'années notamment dans les centres de recherche comme Odeillo en France, Jülich en Allemagne, Almería en Espagne et d'autres notamment en Californie, en Israël. Beaucoup de tentatives se sont révélées sans suite. Nous donnons ci dessous quelques exemples qui paraissent les plus significatifs ou porteurs d'avenir.

### **A) Tour et air (fluide primaire et fluide moteur).**

Cet exemple illustre ce que pourrait être une des meilleures solutions sous l'aspect rendement thermodynamique, en tirant le maximum profit des températures très élevées que la concentration de soleil peut donner.

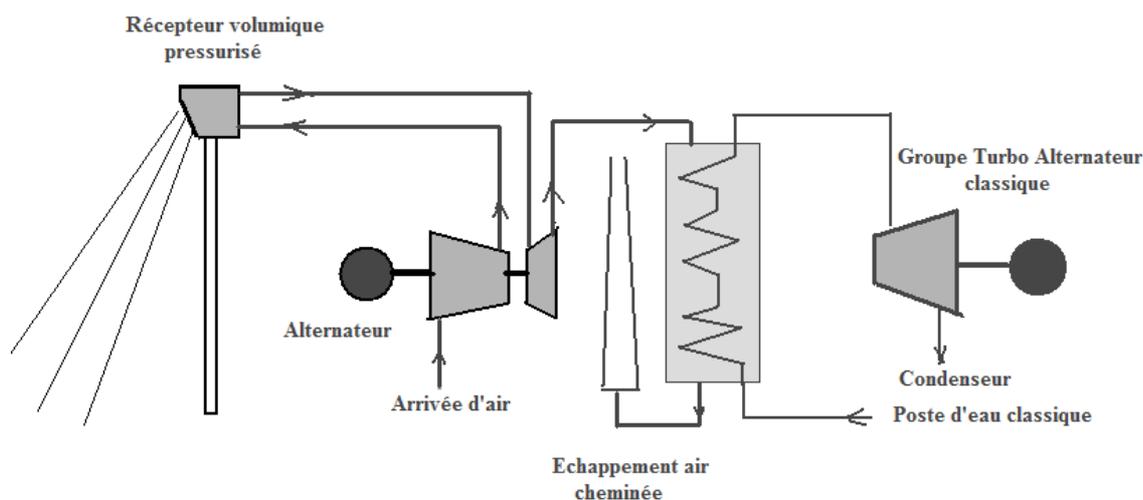


Figure 6 Exemple de système air

Une première unité « turbo-compresseur-alternateur » comprime l'air extérieur et l'envoie sous pression dans le récepteur volumique point de focalisation du rayonnement solaire. L'air surchauffé sous pression connaît une première étape de détente en entraînant la turbine du groupe compresseur-alternateur avant de céder sa chaleur résiduelle, à travers un générateur de vapeur, à de l'eau réalisant un cycle standard eau-vapeur.

La difficulté majeure de cette technologie concerne le transfert de chaleur dans la partie « four » du récepteur solaire. L'air même sous pression n'est pas un très bon fluide pour les échanges de chaleur, et les risques de points chauds destructeurs pour les structures ne sont pas négligeables (éclatements de tubes). La R&D pourra-t-elle débloquer cette situation ? C'est en partie ce qui est attendu de Pégase (la relance française de Thémis). Pour Pégase le récepteur solaire devrait monter à 1 000 degrés, avec de l'air comprimé à 10 bars.

### B) Variante à gaz et cycle de Stirling.

L'air chaud sous pression, considéré ci-dessus, peut agir d'une autre façon en étant intégré à un cycle du moteur Stirling (un autre gaz que l'air peut être utilisé). Cette solution est souvent mise en œuvre en association avec la parabole (voir figure 3). Le moteur Stirling est aussi appelé « moteur à combustion externe » ou « moteur à air chaud ». Dans ce type de moteur deux chambres de compression-décompression, communiquant par leurs échappements, sont mécaniquement liées afin que leurs cycles compression-détente opèrent dans le temps avec un décalage d'un quart de période. L'une des chambres de compression sera chauffée à partir du récepteur solaire. L'autre chambre dite froide sera refroidie par l'air extérieur (source froide).

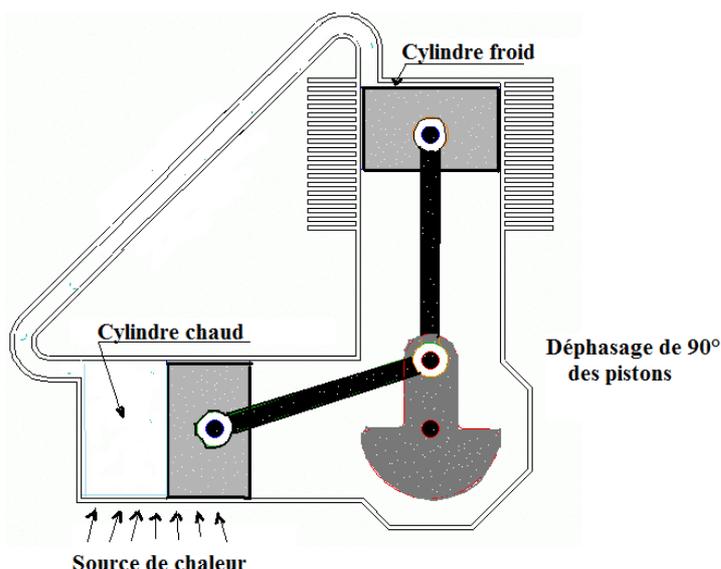


Figure 7 Schéma simplifié d'un type de moteur Stirling.

Ici, le cylindre froid vient de se vider. Tout le gaz refroidi après son passage dans le cylindre froid a été transféré dans le cylindre chaud où sous l'effet de la chaleur pression et température vont monter...

Le système est simple à mettre en place, relativement autonome (site isolé de quelques dizaines de kW), il demande a priori peu de maintenance, mais la fiabilité du moteur Stirling (surtout au niveau des joints) reste toujours problématique en dépit de gros progrès. Un des principaux avantages de la parabole est la modularité qui s'adapte particulièrement dans des régions peu peuplées. Par exemple une parabole de 10 mètres de diamètre produira 25 kWh d'électricité à partir de 100 kWh d'énergie thermique absorbée.

### C) Tour et production directe de vapeur. Exemple : PS 10 et 20.

Une centrale de ce type appelée PS10 a été mise en service en 2007 en Espagne sur un site près de Séville. Sa puissance est de 11 MWe et sa production annuelle d'électricité de 24,3 GWhe (2 200 heures équivalent pleine puissance, soit facteur de charge de 0,25). Elle comprend 624 héliostats orientables. Chaque héliostat a une surface de 120 m<sup>2</sup>, ce qui donne à l'ensemble une surface totale de 75 000 m<sup>2</sup>. Le bilan est donc de 320 kWh/m<sup>2</sup> par an. Compte tenu du gisement solaire du site, qui est de 2 200 kWh/m<sup>2</sup> et par an, le rendement est donc de 14,5 %. La tour fait 115 mètres de hauteur. La vapeur produite est à 40 bars et 250 °C. Un stockage d'eau saturée, réparti en 4 réservoirs, constitue une réserve de 20 MWht et donne 25 minutes d'autonomie hors soleil. L'objectif de ce stockage est surtout de lisser les variations momentanées d'ensoleillement et non de prolonger la production d'électricité le soir.

Une seconde centrale PS 20 de 20 MWe, avec 1 255 héliostats et une tour de 165 mètres de hauteur, a été mise en service en 2009.

Ces tours ont été mises en place, alors que les conditions de rachat de l'électricité solaire en Espagne étaient de 0.3 €/kWh.

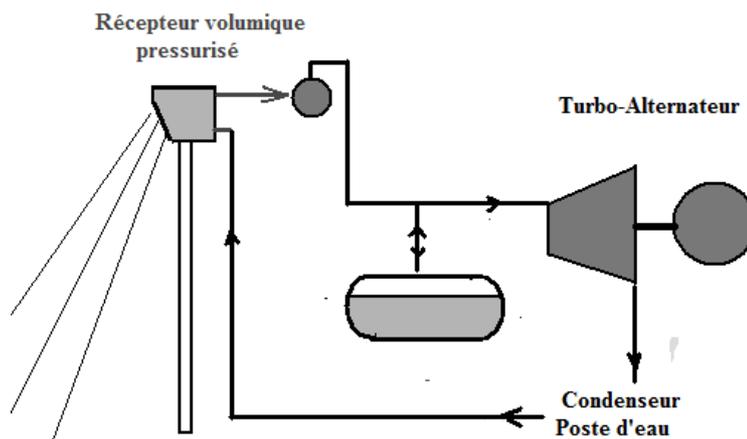


Figure 8 Centrale à tour PS 10 et PS 20

#### D) Récepteur cylindro-parabolique, l'exemple d'Andasol.

La description simple des unités d'Andasol (en Andalousie) nous donne une vue claire de cette technologie, qui apparaît comme la plus prometteuse parmi les modèles thermodynamiques.

Deux unités de 50 MWe pour une production chacune de 190 GWhe/an (soit 3 800 h/an à pleine charge, facteur de charge 0,43) sont en service. Une 3<sup>e</sup> unité est en construction, dont la mise en service est prévue en 2011. Comme vu au § 3 et sur la figure 4, les tubes collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud. La structure support des miroirs cylindro-paraboliques dispose d'un système de rotation dans la direction est-ouest.

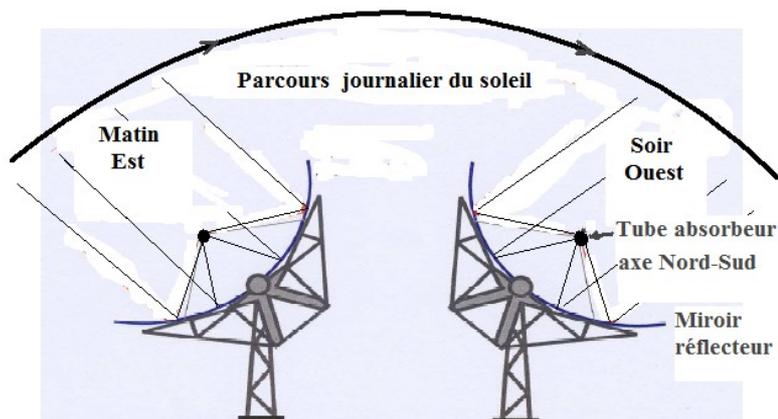


Figure 9 Orientation des capteurs

Les tubes absorbeurs de 70 mm de diamètre ont une longueur totale de 90 km. Ils sont disposés sur 156 lignes parallèles de 600 mètres de long. Chaque ligne comprend 4 tronçons de 150 mètres, et chaque tronçon est constitué de 12 tubes de 12 mètres. La surface totale de miroirs est de 510 000 m<sup>2</sup> et l'ensemble du terrain occupe 195 hectares. Ceci donne une occupation au sol d'environ 100 GWhe/km<sup>2</sup> et par an. A titre de comparaison cette occupation est d'environ 30 GWhe/km<sup>2</sup> et par an pour l'éolien. C'est

plus d'énergie à l'hectare que pour l'éolien, mais il faut prendre en compte que l'essentiel de la surface sous l'éolien peut être cultivé, ce qui n'est pas le cas du solaire. Le fluide primaire qui circule dans les tubes est un nitrate de potassium et de sodium. Il passe de 292 à 392 °C. Il transmet sa chaleur au circuit eau vapeur (à 100 bars) à travers un échangeur générateur de vapeur. Le rendement global du cycle est de 37 % (puissance thermique 134 MWt).

Un stockage de chaleur est assuré par 28 500 tonnes du nitrate, représentant une capacité de stockage thermique de 1 010 MWht. Lors des heures chaudes de la journée, une partie du débit de nitrate est dérivée pour réchauffer du nitrate secondaire remontant du stockage froid vers le stockage chaud. En l'absence de soleil, un transfert de nitrate secondaire du stockage chaud vers le stockage froid réchauffe le nitrate en circulation du circuit principal. Ce stockage de chaleur permet de continuer à produire du courant en l'absence de soleil (7 heures de production électrique à pleine puissance). Globalement, la puissance maximale de production est ainsi assurée 18 heures par jour en été et 10 heures par jour en hiver (voir figure 11). Mais pour arriver à ce résultat un volume de stockage d'environ 13 000 m<sup>3</sup> est prévu, avec 4 réservoirs d'environ 20 mètres de diamètre et 20 mètres de haut. Ce gigantisme fixe les limites du stockage. Il est clair que pour des raisons de coût, des risques associés au stockage d'énormes quantités de nitrates, la prolongation de fourniture peut difficilement aller au-delà du cadre de la journée de 24 heures. Il n'est pas prévu de couvrir plusieurs jours successifs sans soleil, et bien sûr encore moins d'imaginer de couvrir une partie de l'hiver par un stockage d'été. Si la chaleur se stocke mieux que l'électricité, ceci aussi a ses limites.

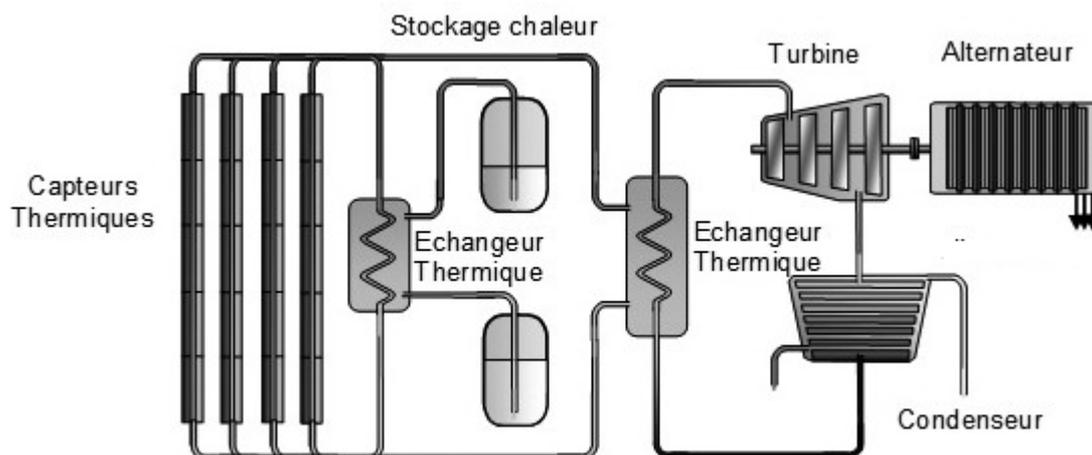


Figure 10 Schéma de principe d'une unité Andasol

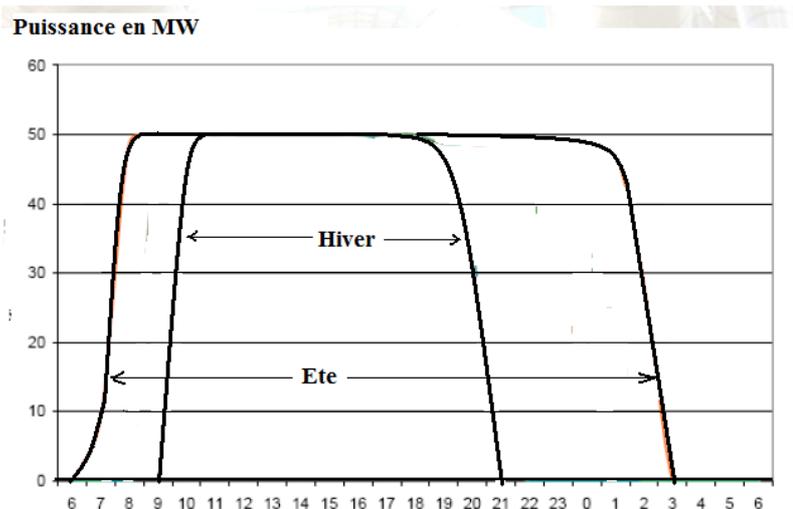


Figure 11 Andasol, production d'électricité, rôle du stockage.

Le coût d'investissement est de 260 millions € par unité, soit 5 200 €/kWe. Un coût de 0.27 €/kWh à la production a été annoncé pour la dernière tranche d'Andasol. Ce coût total à la production est à prendre avec réserves, car ne sont connues pour la part investissement ni le taux d'actualisation, ni la durée de l'amortissement prises en compte. En supposant toutefois un taux d'actualisation de 8 % et d'un amortissement sur 20 ans nous obtenons pour la part du seul investissement : 0,14 €/kWh. Mais ceci donne par différence un coût pour la part exploitation-maintenance de 0,13 €/kWh, qui semble très élevé. Si l'ordre de grandeur que donne cette estimation s'avère correct, il est clair que si des baisses de coût pour cette filière s'imposent, comme nous le verrons dans le § 6, elles concernent tout autant l'investissement, que les dépenses d'exploitation, ce qui passe par un accroissement des tailles d'installation (il ne faut pas plus de personnel pour exploiter un ensemble groupe turbo-alternateur et son poste d'eau d'une puissance de 250 MWe, que pour l'ensemble d'une puissance de 50MWe).

### E) Bilan global de l'intermittence, couverture solaire thermodynamique.

La production d'énergie solaire étant intermittente (jour-nuit, moindre ensoleillement hiver/été), le stockage ayant des limites (techniques et financières), il faut compter sur d'autres sources pour assurer la continuité d'alimentation électrique du réseau. Les exemples espagnols donnent des premiers ordres de grandeur de l'importance relative que peut prendre cette production solaire (la couverture solaire) dans le bilan électrique annuel. Cette couverture solaire représente sans stockage 25 % et avec stockage 43 %. En fait, dans tous les cas, ce n'est pas le solaire qui assure l'essentiel de la production, il ne permet pas de réduire les équipements en autres sources (investissements à prévoir), mais il permet de réduire la consommation combustible de ces autres sources de 25 % (sans stockage) à 43 % (avec stockage).

Il est possible de limiter l'investissement en hybridant une partie des équipements solaires avec ceux d'une source de type combustible comme la biomasse, le gaz (hors cycle combiné). Cette hybridation portera sur la mise en commun de l'ensemble groupe turbo-alternateur et poste d'eau, qui recevra la vapeur soit du solaire soit de l'autre chaudière.

## F) La situation en France

Dans le contexte des directives européennes fixant des objectifs que synthétise la formule simple et très médiatisée des 3 fois 20 : (moins 20 % d'émission de gaz à effet de serre, plus 20 % d'efficacité énergétique et 20 % de part de renouvelables dans la consommation énergétique finale) la France a pris quelques mesures spécifiques, dont un plan de développement des énergies renouvelables. Dans ce plan sont prévus la multiplication par 2 du bois énergie, par 6 de la géothermie, ainsi qu'un changement d'échelle majeur pour l'éolien et le photovoltaïque. Les mesures s'appuient d'une part sur des crédits d'impôts, des prêts bonifiés, des subventions et d'autre part sur des tarifs de rachat de l'électricité produite.

Pour l'électricité solaire jusqu'à ce jour tout paraît reposer sur le photovoltaïque. Si le lancement de la filière photovoltaïque a été un peu plus lent que dans certains pays voisins, il est maintenant bien soutenu avec + 40 % de production en 1 an. Mais avec une puissance cumulée installée fin 2009 de 272 MWc, c'est très peu en comparaison de l'Allemagne qui présente une puissance cumulée installée de 9,8 GWe et de l'Espagne pour 4,5 GWe, en notant que cette dernière grâce à un meilleur ensoleillement a, si on y associe le thermodynamique, une production pratiquement équivalente à celle de l'Allemagne.

En France le solaire thermodynamique semble oublié. Est-ce la déconvenue du projet Thémis qui marquerait encore ? En fait à côté du photovoltaïque de toit, que celui-ci repose sur l'habitat individuel ou sur des plate formes spécifiques, se développe l'idée de parcs photovoltaïques de puissances significatives au niveau par exemple des départements ou des régions. Et alors se pose la question : ne faut-il pas pour ces puissances plus élevées aussi regarder la filière solaire thermodynamique, à côté du photovoltaïque ?

Dans cette perspective, un premier projet d'une puissance de 20 MWe (coût annoncé 80 M€), appelé Solenha, visait une installation dans les Hautes Alpes. Le projet était bien avancé, puisqu'une convention avait été signée en octobre 2007 avec le département et la région PACA. Il était basé sur la technique cylindro-parabolique avec caloporteur huile et stockage. Son démarrage était prévu pour 2010. Mais le classement Seveso de cette installation incompatible avec les plans d'urbanisation locaux et l'inquiétude de la population conduisit à l'abandon du projet en avril 2009.

Le nouveau projet prévoit une installation en Corse à Alba Nova pour une puissance de 12 MWe. Il est basé sur la technologie des miroirs de Fresnel avec production directe de vapeur. Les solutions mettant en œuvre un stockage pour améliorer la continuité de la fourniture semblent abandonnées au profit d'une solution totalement hybride faisant appel à une chaudière bois. La couverture solaire ne devrait être que de l'ordre de 25 %, mais ainsi on reste bien dans le domaine des renouvelables, et un bilan zéro émission de gaz carbonique pourra être présenté.

Une transposition du modèle Andasol, vu ci-dessus, à la France devrait prendre en compte le flux solaire plus faible. De 2 200 kWh/m<sup>2</sup> et par an en Andalousie, il passerait à 1 800 dans le sud de la France. C'est un écart de 18 % en moins qui se traduirait directement sur le coût, mais à titre comparatif ceci affecte de la même façon le photovoltaïque quel que soit le lieu d'installation.

## 6) Thermodynamique ou photovoltaïque ? Le futur ?

Pour les petites et moyennes installations, du fait de sa modularité et de sa simplicité d'exploitation, le photovoltaïque s'impose face au solaire thermodynamique. Ceci est évident pour les simples couvertures de toit ou de hangar agricole. Par contre, au-delà d'une certaine puissance, photovoltaïque et thermodynamique vont être en concurrence directe. Mais où placer cette limite entre moyenne et forte puissance ?

Pour apporter des éléments de réponse à cette question, nous considérerons deux installations couvrant les deux filières, installations très voisines en puissance et en situation géographique donc d'ensoleillement, puisque l'une se situe en Andalousie et l'autre au sud du Portugal.

La référence espagnole est celle d'une tranche Andasol de 50MW citée ci-dessus, avec un coût d'installation de 5 200 €/kW. La référence portugaise est la centrale d'Amareleja. Cette centrale photovoltaïque est en service depuis fin 2008. La puissance totale est de 46 MWe, la production 93 000 MWhe/an (soit 2 020 h/an et un facteur de charge de 0,23). Sur 250 hectares sont installés 2 520 modules. Chaque module, qui comporte 104 panneaux solaires, fait 13 mètres de large et 10,8 mètres de haut. Le module incliné à 45° peut pivoter sur son axe et ainsi suivre la trajectoire du soleil. Par rapport au potentiel solaire du site de 2 200 kWh/m<sup>2</sup> et par an, le rendement est de 11,9 %. Le coût est de 5 150 €/kWc installé.

Technologie	Surface capt. m <sup>2</sup>	Surface sol ha	Puissance MWe	Production GWhe/an	Coût M €	Coût/ prod.an
Photovolt. (Portugal)	355 000	130	46	93	237	2,55
Thermodyn. (Espagne)	510 000	125	50	190	260	1,44

c

Tableau : comparaison PV/ Thermodynamique avec stockage

Trois avantages importants sont en faveur de la solution thermodynamique.

- Les investissements ramenés au MW étant proches, le meilleur facteur de charge de la solution thermodynamique avec stockage aura un effet direct sur la part de l'investissement qui entre dans le coût du kWh produit. Le rapport coût d'investissement / production annuelle indiqué dans le tableau (en €/kWh) est un indice direct de cet avantage du solaire thermodynamique avec stockage. Le coût est 1,86 plus faible que celui du photovoltaïque.

En supposant un taux d'actualisation de 4 % sur 20 ans, la part de l'investissement dans le coût du kWh qui est de 0,1 €/kWh pour le solaire thermodynamique monte à 0,19 pour le photovoltaïque. Ces valeurs seraient respectivement de 0,14 et de 0,25 pour un taux d'actualisation de 8 %.

- Le stockage de chaleur permet de faire face aux variations de luminosité et d'allonger le nombre d'heures de production d'électricité dans la soirée en dehors des périodes ensoleillées, heures où les besoins sont en général au maximum. Le stockage permet aussi d'adapter la production à la demande.
- Enfin la possibilité d'hybridation avec une autre source d'énergie, comme la biomasse, rentabilise l'investissement de la partie production d'électricité classique. Cet investissement devrait de toute façon être fait à l'extérieur de la centrale photovoltaïque. Ce serait un investissement en attente de fonctionnement. Lorsque le soleil brille, seule la part combustible non consommée est économisée. Ceci est une caractéristique de toutes les sources renouvelables intermittentes comme le soleil et l'éolien : la nécessité de disposer de réserves installées à financer, comme aussi les équipes d'exploitation à payer en attente.

De son côté la centrale photovoltaïque a comme avantage une facilité de mise en œuvre sur le terrain et un moindre coût de l'exploitation-maintenance, second terme après l'investissement entrant dans le coût complet du kWh. La surveillance en continue des matériels, dont de nombreuses machines tournantes, des circuits à hautes températures et sous pression parfois à risques, imposent des équipes d'exploitation beaucoup plus étoffées dans le cas du solaire thermodynamique. Mais le coût total d'exploitation varie peu avec la puissance, il faudrait pratiquement la même équipe pour assurer l'exploitation maintenance d'une unité de 250 MWe que celle d'une unité de 50 MWe ou même de 10 MWe. Donc la part sur le kWh produit varie en sens inverse de la puissance. A puissance élevée le surcoût relatif de l'exploitation du solaire thermodynamique sera moins significatif et la balance penchera en faveur de son moindre coût d'investissement au kWh.

Le fait que le photovoltaïque ne fasse pas appel à une source froide de refroidissement et donc à d'énormes consommations d'eau est souvent présenté comme un avantage majeur de cette filière, surtout si l'on se place dans le cadre d'un développement en zone désertique. Cet argument est plus qu'à nuancer et en fait il n'est pas recevable, puisqu'avec le développement du refroidissement sec à l'air (notamment la technologie Heller et son condenseur spécifique à injection d'eau) la baisse du rendement thermodynamique est en fait limitée. La variation relative du rendement de Carnot faisant intervenir une source froide air, par exemple dans le Sahara, serait de - 15 %, d'où la nécessité de prévoir + 15 % d'investissement thermique. Mais si celui-ci est à la base presque 2 fois plus cher que celui du photovoltaïque, le choix est vite fait, surtout en plein désert, où le terrain ne coûte rien.

Nous pouvons retenir que l'Espagne pionnière dans l'énergie solaire a choisi le solaire thermodynamique lorsque la puissance dépasse quelques dizaines de MW, puisqu'après Andasol 1 sont venues Andasol 2 et 3. Nous notons par ailleurs que toutes les présentations faites du projet « Desertec », même si à ce jour elles ne sont guère détaillées sur les centrales, reposent uniquement sur la filière solaire thermodynamique et non sur le photovoltaïque. Les promoteurs de ce projet semblent avoir clairement fait le choix. Il faut rappeler que ce projet vise des installations de production soit thermodynamiques, soit éoliennes en Afrique du Nord et Sahara et une transmission du courant par lignes CCHT vers l'Europe. Les promoteurs du projet (essentiellement allemands) annoncent une puissance totale installée de 100 GWe en 2050 pour une énergie de 400 TWhe par an, un coût total pour les centrales de 350 Md €. Le facteur de charge de 4 000 heures par an rappelle celui du modèle Andasol. Le coût annoncé de 3 500 €/kW est par contre beaucoup plus faible. Est-ce explicable par l'effet de taille, ou

ne faut il y voir que l'optimisme forcé, classique lors de tout lancement d'un projet nouveau. A ce coût il faudra aussi ajouter celui des lignes CCHT. Rien ne dit si ce projet « futuriste, audacieux, certains diront utopique » se fera au moins avec cette ampleur, mais il ressort clairement que le solaire thermodynamique prend, pour les fortes puissances les devants, sous la forme du cylindro-parabolique.

L'AIE (Agence Internationale de l'Energie) dans le document intitulé « Scenarios & Strategies to 2050 » annonce une puissance installée mondiale comprise entre 300 et 900 GW en 2050 pour le solaire thermodynamique. Il faut noter que l'AIE annonce par ailleurs 1 000 GW pour le photovoltaïque en cette même année. Si le développement du photovoltaïque repose essentiellement sur la multiplication d'installations de petites (sur toitures) et de moyennes puissances, celui du solaire thermodynamique repose sur des installations de fortes puissances, d'où des délais plus longs de mise en œuvre et du coup l'avance actuelle du photovoltaïque perdure en 2050.

Une restriction importante apparaît : le coût du kWh thermodynamique. Pour des fortes puissances, si ce coût est moins cher que celui du photovoltaïque, il est à ce jour encore 5 à 6 fois plus élevé que celui à la production sur le marché de l'électricité (environ 0,05 €/kWh).

La forte pénétration annoncée par l'AIE ne sera possible que si les coûts d'investissement, comme ceux d'exploitation baissent fortement, car il n'est pas possible de continuer à subventionner à grande échelle cette énergie, pas plus que le photovoltaïque, en maintenant longtemps les conditions actuelles de rachat d'électricité, venant pour certains pays comme la France s'ajouter à des crédits d'impôt pour les installations de faible puissance chez la particulier. Cette baisse du coût devrait donc être de ce même ordre de grandeur de 5 à 6 dans les conditions actuelles du prix de l'énergie.

Toutefois, il est clair que l'ère de l'énergie bon marché, que nous vivons encore, risque vite d'être révolue, avec l'envolée probable du prix des combustibles fossiles et l'éventuelle « pénalisation » financière des rejets de gaz carbonique qui par exemple pourrait conduire à développer la coûteuse CSC (captation, stockage, carbone). Si le prix du baril de pétrole est revenu au voisinage de 70 à 80 \$ après l'envolée à 140 \$ en 2008, tout laisse à penser que le haut niveau du prix du baril pourrait rapidement à nouveau être rencontré, bien au-delà des 100 \$, avec en concomitance une hausse généralisée du coût des autres combustibles, dont celui du charbon qui est à ce jour au niveau mondial le principal combustible utilisé pour la production d'électricité. Un autre fait : la mise en place éventuelle d'une taxe carbone, ainsi que son équivalence sous la forme des quotas payants, pourrait entraîner la hausse du coût de l'énergie. L'effort relatif indispensable de baisse de l'investissement du solaire thermodynamique pourrait ainsi en être réduit, mais il resterait néanmoins important.

Mais à la concurrence thermodynamique-photovoltaïque vue ci-dessus s'en ajoute une autre dans le domaine des énergies renouvelables : celle de l'éolien. L'éolien est déjà très en avance avec 350 TWh produits en 2009, pour seulement environ 40 TWh pour l'ensemble des filières solaires. Les coûts d'investissements, corrigés du facteur de charge, sont plus faibles pour l'éolien (y compris celui en mer dit offshore) que ceux du thermodynamique et encore plus que ceux du photovoltaïque. Cet avantage financier ne devrait pas être modifié en intégrant les coûts d'exploitation, relativement faibles autant pour l'éolien que pour le photovoltaïque, plus significatif pour le thermodynamique, surtout pour les installations de puissance moyenne. Globalement l'éolien devrait rester largement moins cher au kWh produit que les sources solaires. Mais les conséquences

négligables de l'intermittence, qui affecte toutes ces filières, sont particulièrement marquées pour l'éolien et ses variations brutales de production. Cette intermittence affecte aussi le solaire de façon générale, mais les variations sont plus prévisibles, moins brutales et donc plus gérables pour l'ensemble du réseau électrique. Le thermodynamique avec stockage, atténuant encore plus fortement les conséquences de cette intermittence solaire, a ses atouts en comparaison au photovoltaïque. Mais pour ces deux filières reste le coût à réduire.