

I-INTRODUCTION :

La production d'électricité dans les tours solaires suit le même principe que les autres transformations de chaleur en électricité (centrales thermiques, centrales nucléaires...). On transforme la chaleur en énergie mécanique, sous la forme d'un gaz porté à haute température et haute pression qui fait tourner une turbine. Puis cette énergie mécanique est transformée en électricité : la turbine entraîne un alternateur. Pour que le système ait un bon rendement, il est indispensable d'obtenir des hautes températures pour chauffer le gaz. Les capteurs solaires, même sous vide, ne permettent pas d'atteindre les très hautes températures nécessaires. Le principe d'une centrale solaire va donc être de concentrer les rayons solaires vers un point, comme on le fait avec une loupe pour enflammer un bout de papier ![5]

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

La figure 2 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.[6]

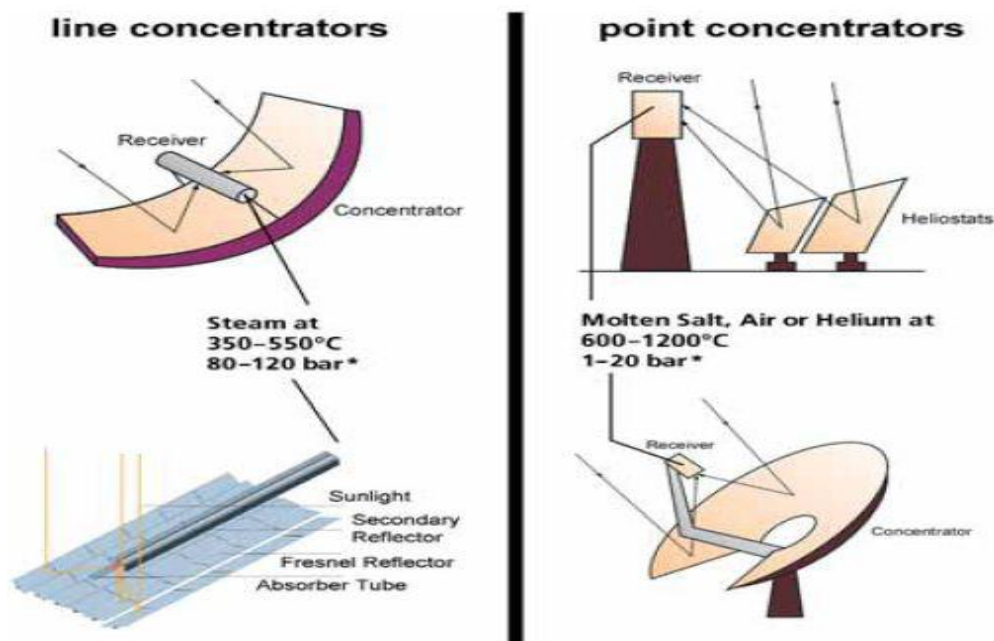


Figure [I.1] : les principaux systèmes de concentration

I-1-Les centrales solaires:

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Il existe différents types de centrales solaires mais toutes sont basées sur le même principe.

Elles concentrent les rayons du soleil pour chauffer à très haute température un liquide particulier non vaporisable. Ce liquide chauffe à son tour l'eau d'une chaudière à vapeur, elle-même reliée à une turbine et à un alternateur pour produire de l'électricité. La vapeur d'eau est alors condensée (retourne à l'état liquide) grâce à une tour de refroidissement.[7]

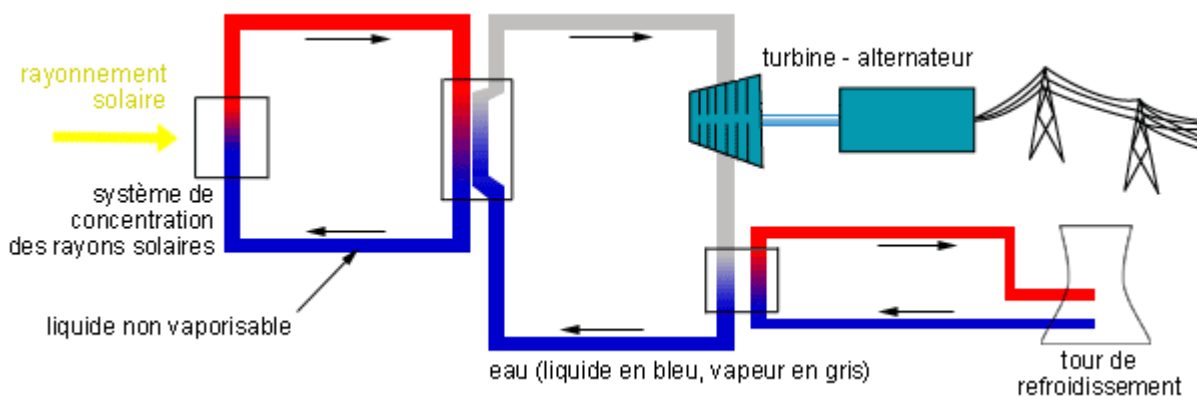


Figure [I.2] : centrale solaire

L'inconvénient des centrales solaires est qu'elles ne peuvent pas produire d'électricité la nuit.

Pour palier à ce problème, on a deux solutions :

- soit on stocke durant le jour une partie de la chaleur apportée par le fluide non vaporisable dans un accumulateur (cette chaleur sera libérée durant la nuit et exploitée pour produire de l'électricité) ;
- soit on utilise des carburants fossiles comme le gaz par exemple pour chauffer le liquide non vaporisable. Pour cela, on installe dans la centrale une chaudière à gaz qui prend le relais des miroirs la nuit et qui s'arrête au matin.

Comme il existe différents moyens pour concentrer le rayonnement solaire, on aboutit à différentes centrales. Les plus courantes sont :

- les centrales à gouttières cylindro-paraboliques ;
- les centrales à tour ;
- les systèmes à collecteurs paraboliques.

I-2-Rendement:

Les centrales solaires ont un faible rendement, environ 15 %, en comparaison des autres centrales existantes: centrales thermiques, entre 38 et 55% et centrales nucléaires, environ 33%. Du fait de ce faible rendement, on installe ces centrales dans des zones dites favorables, c'est-à-dire des zones de climat sec avec un ensoleillement fort (supérieur à 1800 kWh/m²) et longue durée (supérieure à 3000 heures par an). [7]

I-3-Aperçu de la technologie :

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc [8]

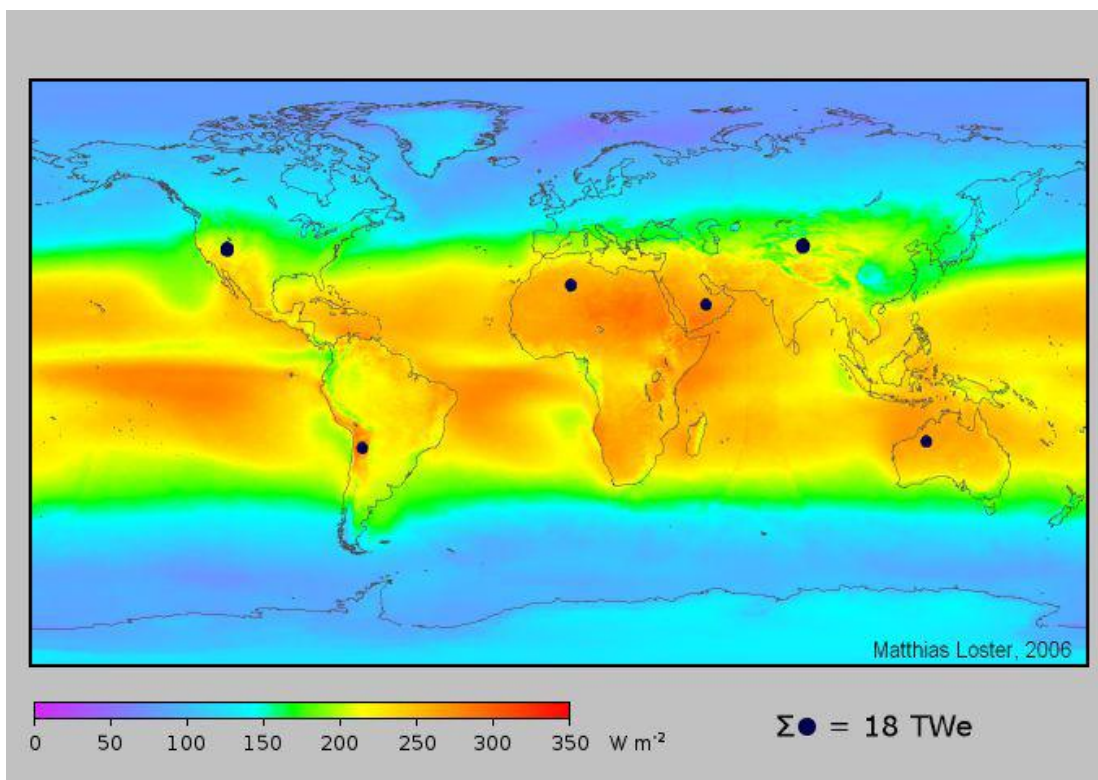


Figure [I.3] : irradiation solaire moyenne

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 Gwh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW.

I-4-Les centrales solaires à haute température :

[9]La concentration optique des rayons du soleil permet d'obtenir de très hautes températures. Selon les différentes technologies de captage, la chaleur produite est généralement comprise entre 400°C et 1000°C. On distingue deux usages principaux:

- la production de chaleur (thermique),
- la production d'électricité (thermodynamique).

Dans leur principe, les concentrateurs optiques superposent en un même point des rayons solaires collectés sur une surface de captage le plus souvent formée de miroirs. Différentes géométries de concentrateurs ont été expérimentées. Ils sont dotés de dispositifs de suivi de la course du soleil, en hauteur ou en hauteur et en azimut.

- La concentration optique ne concerne que le rayonnement direct, provenant du soleil par temps clair.

I-5-L'intérêt d'une centrale solaire à haute température :

[10]En concentrant l'énergie solaire, on obtient une température très élevée qui permet de produire de la vapeur, qui, en faisant tourner une turbine, génère de l'électricité destinée au réseau de distribution général. C'est l'héliothermodynamique, soit l'art de produire de l'électricité avec la chaleur du soleil.

- Dans les centrales solaires à concentration, on peut produire de grandes quantités d'électricité. Cette filière, promue dans les années 70, est retombée en sommeil suite au contre choc pétrolier de 1986. Elle intéresse à nouveau les industriels, les investisseurs et les compagnies électriques, car elle est source de kilowattheures propres et participe ainsi à la lutte contre l'effet de serre. On peut voir quelques grandes centrales de ce type en Californie. Pour le moment, l'héliothermodynamique n'est compétitive que lorsque le soleil est abondant.

I-6-Les centrales à tour :

Dans ce type de centrale, on utilise de nombreux miroirs qui concentrent le rayonnement solaire sur une chaudière placée en haut d'une tour. Les miroirs ou "héliostats" sont conçus pour tourner avec le soleil et ainsi, réfléchir les rayons du soleil sur le foyer de la

chaudière. Le rayonnement solaire doit être dirigé vers le foyer en haut de la tour avec une grande précision. Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000°C .[11]

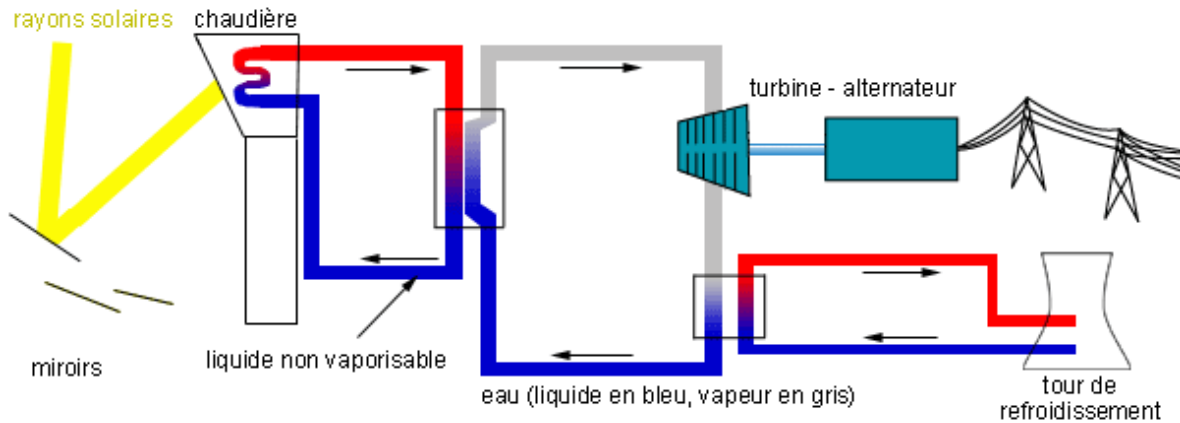


Figure [I.4] : centrale à tour

I-7-Les principales réalisations

TYPE : centrale à tour			
	situation	puissance (kW)	mise en service
Solar one / two	USA, Californie	10 000	1982 / 1997
SES 5	Ukraine, Crimée	5 000	1985
Thémis	France, Targassonne	2 500	1983
CESA 1	Espagne, Almería	1 000	1983
Eurelios	Italie, Sicile	1 000	1981
NIO	Japon, Shikoku	1 000	1981
SSPS-CRS	Espagne, Almeria	500	1981

I-8-Les aspects techniques :

[12] Toute installation thermodynamique solaire 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 sur l'entrée du récepteur,

- son absorption sur les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur,
- le transport et, éventuellement, le stockage de cette chaleur,
- sa délivrance à un cycle thermodynamique associé à un alternateur pour la production d'électricité.

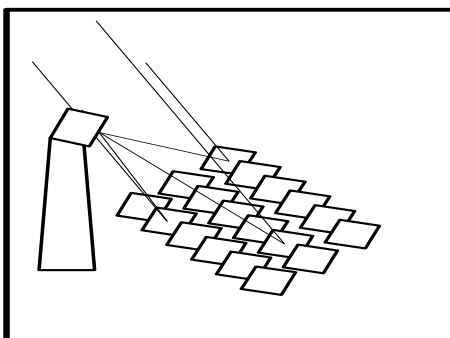
I-8-a-La concentration :

Pour transformer le rayonnement solaire en chaleur, il suffit en principe de le réceptionner sur une plaque noire. Mais un tel capteur, même parfaitement absorbant, doit supporter les pertes que son propre échauffement provoque au bénéfice de l'air ambiant. Ces pertes sont, en première approximation, proportionnelles à cet échauffement et à la surface développée.

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 une optique qui concentre sur celui-ci le rayonnement capté sur une surface bien supérieure. On caractérise la performance du système par le chiffre de sa « concentration » qui est le rapport de la surface de collecte sur la surface du capteur.

Dans la pratique cette optique est systématiquement constituée de miroirs. C'est la nature géométrique des surfaces réfléchissantes mises en œuvre qui va définir la « filière » utilisée.

Les principes



Ici, on ambitionne d'emblée de déployer des surfaces de miroir très importantes. On renonce donc à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile ce qui est inimaginable en grande taille) et on la remplace par une pseudo-parabole, à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables. On utilise ici l'image de la pseudo-parabole parce que, à chaque instant, les rayons solaires atteignant le centre de chaque héliostat sont réfléchis par le dispositif en direction d'un point unique, fixe dans le temps, et qui joue donc le rôle du foyer de la parabole. La surface réfléchissante de cette « parabole » étant fatalement déployée au sol, son

« foyer » se trouve en altitude. Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de grande hauteur qui donne son nom à la filière.

Pour faire fonctionner ce dispositif, il faut réaliser un « tir croisé » des héliostats et pour cela animer chaque miroir d'un mouvement de suivi du soleil particulier.

Il faut encore avoir optimisé la position des miroirs (ou plutôt la distribution de leur densité sur le terrain), la hauteur du foyer (qui conditionne la hauteur de tour et donc son coût) et la géométrie de l'ouverture du récepteur. A travers un calcul difficile, on minimise le rapport coût d'investissement/rendement thermo-optique de l'ensemble champ d'héliostats-récepteur. Les optima trouvés, en particulier en ce qui concerne l'altitude du foyer, se traduisent par des courbes très plates qui laissent pas mal de liberté au concepteur (autrement dit, il peut faire varier dans une large fourchette la hauteur de tour sans dégrader gravement le rendement).

Si ce travail a été bien mené, et si l'ouverture du récepteur est située dans le plan focal de l'optique, on peut obtenir par ce moyen des concentrations de l'ordre de 700 (cas de **Thémis** par exemple à 42,5° de latitude). Cette dernière condition n'est pas facilement remplie dans le cas de champs circulaires (la tour est située au milieu du champ d'héliostats et non au sud comme à **Thémis**). Dans ce cas, les concentrations atteintes sont plus faibles (235 à **Solar One** par exemple), mais la formule a d'autres avantages (essentiellement, une hauteur de tour diminuée pour une taille de champ donné) qui peuvent être déterminants aux basses latitudes. C'est la solution mise en œuvre à **Barstow** ou à **Nio** pour des latitudes proches de 35° mais également à **Shchelkino** implantée plus haut que **Thémis** en latitude (à 45°) ce qui montre bien que les optima recherchés ne sont pas déterminés avec une rigueur mathématique.

I-8-b- La réception du rayonnement :

Il faut absorber le rayonnement concentré sur une surface noire (ou dans un volume semi-transparent, noir dans son épaisseur), et de ce seul fait absorbante pour le spectre visible (et donc pour le spectre solaire qui en est énergétiquement très proche), et transférer la chaleur ainsi générée à un fluide caloporteur.

Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas.

I-8-b- 2.1. Le récepteur à eau-vapeur :

Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression. Cela pose déjà un problème de sollicitation mécanique des tubes bien connu dans le cas des

chaudières à vapeur classiques : leur entretien est coûteux car l'éclatement, et donc le changement d'un tube de chaudière, est ici un événement courant. De plus, les possibilités d'extraction des calories sont très différentes dans les parties des panneaux qui sont « en eau » et dans celles qui sont « en vapeur ». La conduite d'un tel récepteur est donc délicate car elle implique que la cartographie des flux solaires soit contrôlée en permanence, une mauvaise répartition de ceux-ci entraînant une surchauffe et une fusion du tube. Dans la pratique elle impose une conduite sophistiquée des héliostats impliquant le calcul et la mise en œuvre de dépointages fins en permanence. Voilà deux des raisons de l'abandon aujourd'hui avéré du recours à l'eau-vapeur.

Notons aussi la nécessité de disposer de tubes le plus « noir » possible pour assurer le niveau d'absorptivité le plus élevé. Ce problème est général et concerne tous les récepteurs surfaciques, mais il est plus aigu pour les chaudières « ouvertes » (celles qu'on met en œuvre le plus souvent dans le cas de la formule optique du champ circulaire).

I-8-b- 2. 2. Le récepteur à sel fondu :

On utilise ici des solutions qui ressemblent à la précédente (chaudières à tubes) avec les différences suivantes :

- le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins),
- il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge,
- les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au dessous d'une valeur critique,
- ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours figeable (au-dessus de 140°C à **Thémis**, et de 220°C à **Solar Two**).

Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel, d'où un entretien à priori peu coûteux. De plus, le contrôle de cette cartographie peut être abandonné, surtout dans le cas d'une chaudière en cavité à la surface de réception généreuse (cas de **Thémis**). Il est donc facile à conduire.

I-8-b-2. 3. Le récepteur à métal fondu :

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel.

I-8-b-2. 4. Le récepteur à air :

Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements.

Le récepteur doit ici réchauffer de l'air à une température très élevée (typiquement : 800°C). Des tentatives ont été menées à bien pour obtenir ce résultat à partir d'un absorbeur métallique à paroi (l'expérience « **Sirocco** » entreprise par le **CNRS** au grand four solaire d'**Odeillo** au début des années 80 et qui mettait en œuvre une paroi métallique gaufrée en « boîte à œufs » pour augmenter sa surface d'échange). C'était d'ailleurs l'option envisagée lors des premières esquisses de **Gast**. Mais de telles solutions, chères et fragiles, présentent en plus l'inconvénient d'offrir des surfaces de pertes à température plus élevée que celle de l'air chaud produit (du fait du gradient de température existant dans la paroi métallique).

I-8-c- Le transport et le stockage de la chaleur :

Là encore il nous faudra distinguer les cas des différents fluides caloporteurs utilisés.

I-8-c- 2. 1. Cas de l'eau-vapeur :

On est encore dans le cas où le fluide caloporteur et le fluide thermodynamique se confondent et il n'y a donc pas de commentaire particulier à faire à propos du transport de la chaleur. Mais, contrairement à ce qu'il vient d'être dit pour la filière parabolique, on ne peut ignorer ici la fonction de stockage qui doit être assurée avec un minimum d'autonomie pour permettre un fonctionnement correct de la turbine à vapeur (elle ne supporterait pas un régime de fonctionnement trop haché). C'est là l'autre gros problème de la filière car le stockage de la vapeur vive est particulièrement malaisé. Son contenu énergétique volumique est

dramatiquement faible, ce qui oblige à mettre en œuvre des réservoirs à pression de grande taille. On conçoit qu'on atteigne vite les limites raisonnables de capacité de ce stockage. On utilisera donc cette technique pour réaliser des stockages dits « nébulaires » qui sont dimensionnés au plus juste : ils assurent uniquement les conditions de régularité à très court terme de la production de vapeur qui assurent un fonctionnement correct de la turbine.

Si l'on veut aller plus loin en autonomie, on est tenu de concevoir une boucle de stockage séparée réalisée avec un fluide plus approprié qui échangera ses calories soit avec la vapeur pour en épuiser le contenu énergétique, soit au contraire avec l'eau pour la vaporiser en cas d'absence de soleil. Un tel concept a été utilisé à Solar One.

I-8-c-2. 2. Cas du sel fondu :

Cette filière résout particulièrement bien le problème du stockage de l'énergie. Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique ($2,4 \text{ joule/}^\circ\text{C cm}^3$ pour le **Hitec** de **Thémis**, à comparer aux $4,18$ de l'eau) et ne présente pas de difficulté particulière de manipulation si l'on excepte la nécessaire mise en œuvre d'un réchauffage par traçage électrique lors du remplissage des tuyauteries. Il assure aussi le transport de la chaleur récoltée dans de bonnes conditions bien que sa haute densité puisse apparaître comme un inconvénient (elle rend en effet coûteux en énergie le transport du sel froid en haut de tour). Il faut cependant noter les différences qui séparent le sel à trois composants utilisé à **Thémis** « Hitec » du sel à deux composants de **Solar Two** (« **Draw-salt** ») : le **Hitec** fond à 140°C mais ne peut guère être chauffé à plus de 500°C tandis que le **Draw-salt** fond à 220°C et peut être utilisé jusqu'à 570°C .

Deux formules de stockage sont envisageables : celle qui met en œuvre un seul bac vertical de grand allongement (c'est le stockage dit « à stratification » où le sel chaud flotte sur le sel froid), et celle qui utilise deux bacs ayant chacun la pleine capacité de **réten**tion du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de 200°C à **Thémis**, de 290°C à **Solar Two**) et l'autre le sel chaud. La première formule est en tout point préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux). Elle présente pour certains l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée une couche « tiède » dont l'épaisseur augmente avec le temps. Cet inconvénient est toutefois plus apparent que réel car il n'entraîne pas en lui-même de perte thermique mais seulement une légère baisse de capacité de stockage par rapport à sa capacité géométrique.

I-8-c -2. 3. Cas du sodium :

On a dit plus haut que le sodium, excellent caloporteur, était un mauvais calostockeur. On peut en effet évaluer sa capacité calorifique dans les conditions de température adéquates aux environs de $1,2 \text{ J/}^\circ\text{C cm}^3$, soit à la moitié de celle du sel fondu.

A cette importante différence près, un stockage de sodium sera conçu selon les mêmes principes qu'un stockage de sel fondu.

I-8-c- 2. 4. Cas de l'air :

L'air ne constitue pas un caloporteur très efficace dans la mesure où sa capacité calorifique volumique est très faible. On calcule par exemple que le débit volumique d'air chaud ($185\text{-}800^\circ\text{C}$) nécessaire pour transporter l'énergie thermique récoltée par un récepteur est environ 2000 fois plus grand que celui du sel fondu à $250\text{-}500^\circ\text{C}$ qui assurerait la même fonction. On calcule également, dans le cas étudié, que les tuyauteries à sel de 32 cm de diamètre devraient être remplacées, pour véhiculer l'air, par des conduites de 4,60m de diamètre. C'est là une très réelle faiblesse des filières à air qui entraîne coût et **déperditions**. Mais il en est une autre, plus subtile, qui affecte le circuit d'air non dans sa partie chaude, mais dans sa partie froide.

I-8-d- La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée :

Cette transformation se fait le plus souvent de manière tout à fait conventionnelle grâce à une turbine à vapeur d'eau couplée à un alternateur. Nous avons cependant signalé la voie originale du générateur Stirling, étudiée pour les petites unités autonomes, et fait allusion à l'utilisation possible d'un cycle combiné dans la filière « centrale à tour » à air.

I-8-d-1. Le cycle à vapeur :

Ce cycle qui, en eau, est limitée en température haute à 565°C (au-delà, des problèmes d'incompatibilité chimique apparaissent entre la vapeur et les aciers), est néanmoins capable d'excellents rendements. C'est certainement le transformateur thermo-mécanique le mieux connu parce que le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne. Il a été utilisé exclusivement dans les réalisations dont il est question ici au chapitre des filières « centrale à tour » et cylindro-parabolique.

Les performances atteintes ne sont cependant pas toutes du même niveau. En effet, elles dépendent beaucoup des conditions de vapeur mises en œuvre (pression, température), de la sophistication du cycle (resurchauffe de la vapeur ou non) et encore, et peut-être surtout, de la taille du groupe. Cela est en effet moins connu, mais les performances de ce genre de machine sont dégradées par les fuites de vapeur entre étages. Celles-ci sont elles-mêmes provoquées par les indispensables jeux mécaniques qu'il faut ménager entre rotor et stator pour autoriser les dilatations différentielles lors de la mise en température de la machine. Or ces jeux sont proportionnellement moins importants pour les grosses machines que pour les petites et entraînent la chute des performances de ces dernières. C'est ce type de dégradation qu'envisageait de combattre la société **Bertin** en proposant la mise en œuvre à **Vignola** d'une turbine à vapeur de toute petite puissance (500kW) où l'eau était remplacée par le fréon.

Pour illustrer ces propos, on peut passer en revue les caractéristiques et les performances de quelques-uns des groupes qui ont été utilisés dans les centrales solaires en cause ici :

- **Thémis** : 2,5 Mwe, vapeur surchauffée à 430°C – 50 bars, rendement nominal 28%,
- **Solar One** : 12,5 Mwe, vapeur surchauffée à 515°C – 100 bars, rendement nominal 35%,
- **SEGS VII de Luz** : 30MWe. vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal. 37,5%,
- **SEGS IX de Luz** : 80Mwe, vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal 37,6%.

On voit que la taille du groupe est un paramètre essentiel puisque celui de Solar one, alimenté en vapeur d'excellente qualité, est moins performant que ceux des centrales **Luz** alimentés en vapeur médiocre, mais beaucoup plus puissants (et, il est vrai, à resurchauffe).

On peut pronostiquer un rendement supérieur à 40% pour le groupe d'une centrale à tour à **Draw-salt**, produisant de la vapeur au meilleur niveau de performance (soit à 565°C), dotée d'un circuit de resurchauffe, si sa taille peut atteindre ou dépasser les 30MW.

I-8-d- 2. Le cycle combiné :

[13]Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants :

- un cycle à gaz (cycle de Brayton) qui épuise les calories du caloporteur entre la température maximum, supposée élevée, et une température intermédiaire compatible avec les exigences du cycle suivant,

- un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

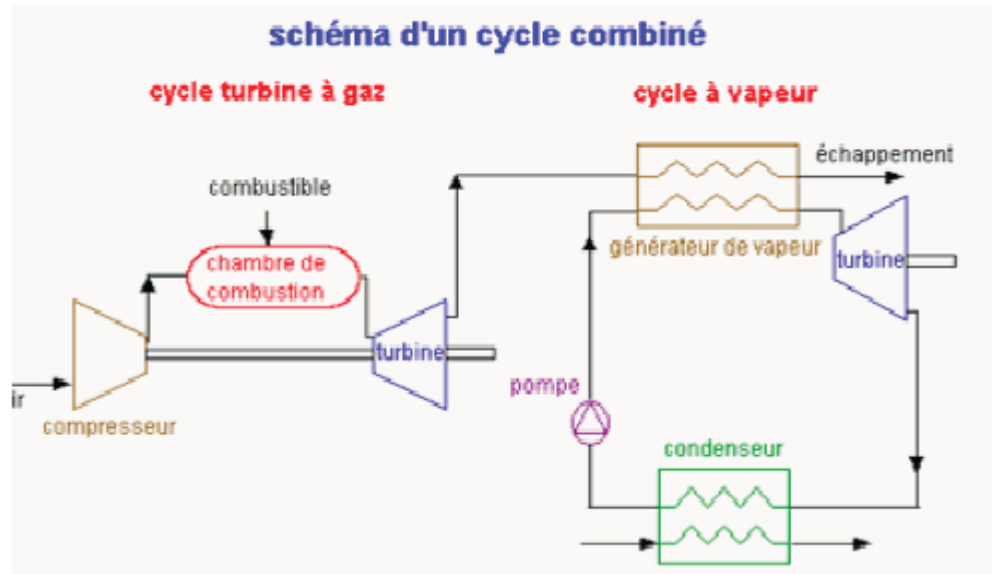


Figure [I.5] : schéma d'un cycle combiné

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de 700°C. Le cycle combiné, à cause de son excellent rendement, est donc l'avenir de la filière « centrale à tour », mais on peut légitimement se demander si, comme dit l'humoriste, il n'est pas destiné à le rester.

I-d-3. Le cycle Stirling :

[13] Ce transformateur thermo-mécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. C'est ainsi que la première tentative de construire une « parabole Stirling » date de 1887. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique.

Conclusion:

Dans ce chapitre, on a résumé une bref introduction concernant les centrales solaire, puis on a défini les aspects techniques d'une centrale thermique, et on a précisé notre étude sur la filière centrale à tour.

Dans le chapitre suivant, on va étudier le gisement solaire, qui est important pour connaître la trajectoire du soleil au cours d'une journée ou plutôt une année.