

# Feuille de route solaire thermodynamique

**ADEME**



Agence de l'Environnement  
et de la Maîtrise de l'Énergie

# Feuille de route solaire thermodynamique

## Sommaire

> 1. Périmètre de la feuille de route	4
> 2. Priorité à la production d'électricité	10
> 3. Les variables clés du marché actuel du solaire thermodynamique	11
> 4. La chaîne de valeur ajoutée en 2010	17
> 5. Vision 2050	22
> 6. Les cibles à 2015	27
> 7. Barrières à lever	28
> 8. Besoins de démonstrateurs	32
> 9. Le cadre administratif des futurs démonstrateurs	33
> 10. Gouvernance de la feuille de route	34

## Liste des membres du groupe d'experts<sup>1</sup>

Nature de l'organisme	Experts	Organismes d'appartenance
Entreprise privée	Gilles Vermot Desroches Hélène Bru Pierre-Guy Théron Marc Benmarraze Roger Pujol Rafael Sanz de Acedo Hecquet Jérôme Rozinoer Patricia Renaud Dominique Rochier Jean-Charles Mulet Christian Lenôtre	Schneider Electric Total EDF EN Solar Euromed Cnim Saint-Gobain Thermodyn GE Areva Exosun Bertin Technologies SAED
Organisme de recherche	Gilles Flamant Alain Ferrière Jean-Pierre Dumas Patrice Tochon	CNRS/Promes CNRS/Promes Université de Pau/La TEP Ines/CEA
Organisme public	Cédric Philibert Christophe Schramm	AIE Ministère du Développement Durable

<sup>1</sup> - Le groupe d'experts a reçu l'appui d'un secrétariat technique composé des consultants de Technofi et de Céline Coulaud, Eric Peirano et Michel Gioria de l'ADEME.

## Préambule

Depuis 2010, l'ADEME gère quatre programmes dans le cadre des Investissements d'avenir<sup>2</sup>. Des groupes d'experts issus de la recherche dans les secteurs de l'industrie, des organismes de recherche et des agences de financement et de programmation de la recherche, sont chargés, dans le cadre d'un travail collectif, de la réalisation de feuilles de route stratégiques. Celles-ci sont utilisées pour lancer les Appels à Manifestations d'Intérêt (AMI). Les feuilles de route ont pour objectif :

- D'éclairer les **enjeux industriels, technologiques, environnementaux et sociétaux** ;
- D'élaborer des **visions cohérentes et partagées** des technologies ou du système sociotechnique en question ;
- De mettre en avant les **verrous technologiques, organisationnels et socio-économiques** à dépasser ;
- D'associer aux thématiques de recherche prioritaires, **des objectifs temporels** en termes de disponibilité technologique et de déploiement ;
- De rendre prioritaires les **besoins de recherche industrielle, de démonstrateurs de recherche, d'expérimentation préindustrielle et de plates-formes technologiques d'essai** qui servent ensuite de base pour :
  - > La rédaction des AMI ;
  - > La programmation de la recherche au sein de l'ADEME et d'autres institutions comme l'Agence nationale de la recherche (ANR), le Comité stratégique national sur la recherche énergie ou l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE).

Ces priorités de recherche et d'expérimentation proviennent du croisement entre les visions et les verrous, mais prennent également en compte les **capacités françaises dans les domaines de la recherche et de l'industrie**. Les feuilles de route peuvent également faire référence à des expérimentations exemplaires à l'étranger et faire des recommandations en matière de politique industrielle.

---

<sup>2</sup> - Les Investissements d'avenir s'inscrivent dans la continuité des orientations du Fonds démonstrateurs de recherche géré par l'ADEME. Quatre programmes sont concernés : Energie renouvelable, décarbonée et chimie verte (1,35 milliard d'euros), Véhicules du futur (1 milliard d'euros), Réseaux électriques intelligents (250 millions d'euros) et Economie circulaire (250 millions d'euros).

# Feuille de route solaire thermodynamique

## > 1. Périmètre de la feuille de route

Cette feuille de route couvre l'ensemble des technologies et services nécessaires à la mise en œuvre de la **production de chaleur et/ou d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique** à l'exception du dessalement de l'eau de mer<sup>3</sup>, de la production de froid solaire<sup>4</sup> et des cheminées solaires produisant de l'électricité<sup>5</sup>. Il existe une grande variété de systèmes. Le schéma fonctionnel est néanmoins commun, valable quelle que soit la solution technologique retenue.

La filière thermodynamique ou héliothermodynamique (du grec hélios : soleil) produit de l'électricité en concentrant le rayonnement (ou flux) solaire à l'aide de miroirs ou de réflecteurs. La température très élevée obtenue permet de chauffer un fluide et de produire de la chaleur qui sera transformée en énergie mécanique puis électrique. On parle aussi d'électricité solaire thermodynamique à concentration, traduction de CSP (Concentrated Solar Power). Cette vapeur peut en outre être stockée (stockage dit thermique) pour être utilisée lors des périodes de pointe.

## Transformer la chaleur du soleil en électricité et/ou chaleur

On distingue **trois étapes successives** (décrites dans la figure 1) :

1. La collecte du flux solaire via des miroirs (ou réflecteurs) et sa concentration sur un récepteur pour chauffer un fluide (encadré ci-dessous)
2. La production de chaleur à haute température (sous la forme de vapeur d'eau ou d'un autre fluide)
3. La conversion de chaleur en électricité et la production concomitante de chaleur basse température.

### Différents types de fluides

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie en électricité, en général par l'intermédiaire de deux fluides : un **fluide caloporteur** et un **fluide thermodynamique**. Le fluide caloporteur, aussi appelé **fluide de transfert ou fluide intermédiaire**, est chargé de transporter la chaleur. Le fluide thermodynamique, aussi appelé **fluide de travail**, permet quant à lui d'actionner et d'entraîner les machines (turbines et générateurs d'électricité, moteurs, etc...).

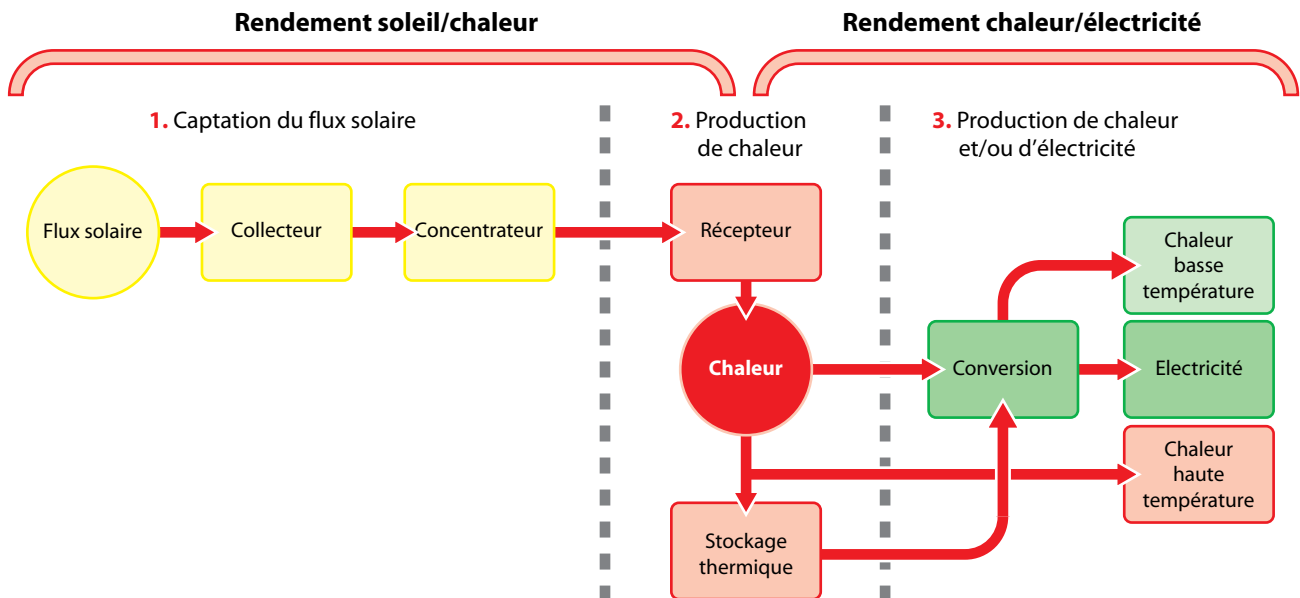


Figure 1 : Eléments clés du processus de transformation de la chaleur du soleil en électricité par voie thermodynamique

3 - Les techniques de dessalement de l'eau de mer par évaporation nécessitent une source de chaleur.

4 - La réfrigération solaire fonctionne sur le principe de l'adsorption, le phénomène utilisant la chaleur du rayonnement solaire.

5 - Les cheminées solaires (ou tours solaires à effet de cheminée) n'utilisent pas la concentration du rayonnement solaire mais la convection naturelle. Une sorte de serre permet de chauffer l'air au sol. Celui-ci s'échappe ensuite dans une grande cheminée centrale. C'est cette circulation d'air qui permet d'entraîner des turbines au pied de la cheminée et de produire de l'électricité.

Comment mettre en œuvre ces trois étapes à l'échelle industrielle ?

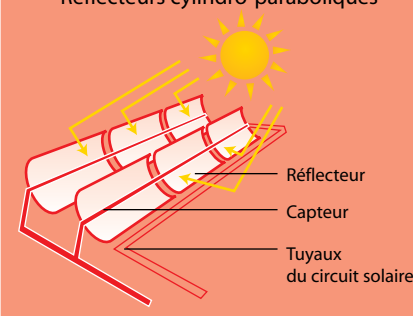
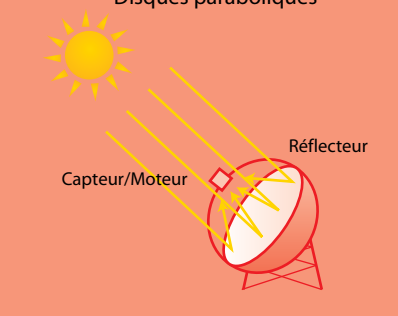
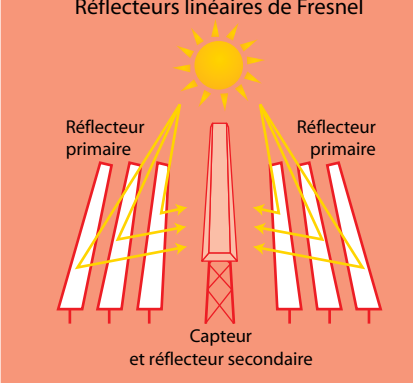
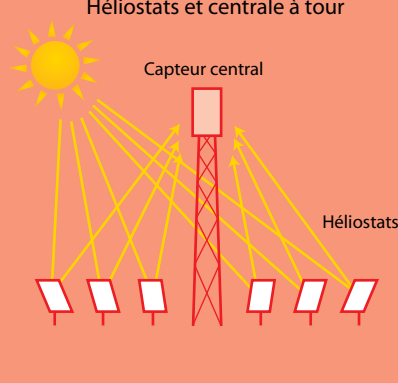
1. Seul le rayonnement direct du soleil permet d'obtenir des températures exploitables pour produire de l'électricité, le rayonnement diffus ne pouvant pas être focalisé. Une centrale solaire ne peut donc fonctionner que par ciels clairs et secs, conditions remplies dans les zones arides de notre planète. Les **quatre principales technologies de collecte et de concentration du flux solaire** sont décrites dans le tableau 1. Les miroirs réflecteurs, fixes ou mobiles, et le récepteur, linéaire ou ponctuel, permettent de concentrer plus ou moins le flux solaire :

- > Les **réflecteurs cylindro-paraboliques**, la technologie la plus éprouvée, suivent la course solaire selon un seul axe et concentrent le flux solaire sur des tubes récepteurs horizontaux liés aux réflecteurs. Le fluide caloporteur circule dans ces tubes. Les centrales de ce type comportent des rangées parallèles de longs miroirs.
- > Les **héliostats**, des réflecteurs dotés d'un système de suivi du soleil sur deux axes, concentrent le flux solaire sur un récepteur au sommet d'une tour fixe.

- > Les **réflecteurs linéaires de Fresnel** utilisent des miroirs plans pour concentrer le flux solaire sur un tube, récepteur fixe. La forme parabolique du collecteur est reproduite par cette succession de miroirs plans, moins coûteux que les miroirs paraboliques. Chaque miroir peut pivoter pour suivre la course du soleil.
- > Les **disques** (ou coupoles) **paraboliques** suivent la course solaire selon deux axes et concentrent le flux solaire en leur point focal. Chaque coupole fonctionne de façon autonome et s'oriente automatiquement. Au point focal, une enceinte fermée contient un gaz qui entraîne un moteur Stirling, technologie capable de convertir cette énergie solaire thermique en électricité (encadré Différents systèmes de génération d'électricité, p.6).

Outre ces technologies basées sur la concentration du flux solaire, certaines applications mettent en œuvre des **collecteurs sans concentration**, plus simples, plats ou munis de tubes sous vide. Ces systèmes ne permettent d'atteindre que des températures de l'ordre de 150 °C. Souvent utilisés pour le chauffage et la production d'eau à faible température (90 °C-100 °C), ils peuvent aussi être utilisés pour produire de l'électricité à l'aide d'un cycle organique de Rankine (encadré page suivante).

Tableau 1: Les quatre principales technologies de production de chaleur et/ou d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique

	Récepteur linéaire	Récepteur ponctuel
Réflecteurs mobiles	<p>Réflecteurs cylindro-paraboliques</p> 	<p>Disques paraboliques</p> 
Réflecteurs fixes	<p>Réflecteurs linéaires de Fresnel</p> 	<p>Héliostats et centrale à tour</p> 

## Feuille de route solaire thermodynamique

2. Pour convertir cette énergie thermique en électricité, on utilise un **fluide caloporteur**, éventuellement un système de **stockage** de la chaleur, et enfin un **fluide thermodynamique** (encadré Différents types de fluides, p.4). Certaines solutions utilisent le fluide caloporteur comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur dépend de la concentration du flux solaire (autrement dit de la température atteinte) et de la solution de stockage thermique utilisée. Parmi les fluides les plus courants, on distingue :

- > **Les sels fondus** (pour des températures supérieures à 500 °C). Ces mélanges de nitrate (ou nitrite) de sodium/potassium sont **de bons fluides de stockage thermique** dans tous les types de centrales dont la température de sortie du fluide caloporteur est supérieure à 350 °C. Ils peuvent aussi être utilisés comme **fluides caloporteurs dans les centrales à tour**.
- > Les **huiles thermiques** sont utilisées principalement dans les centrales à réflecteurs cylindro-paraboliques comme **fluide caloporteur** (température d'environ 400 °C). La chaleur est récupérée au cours d'un cycle de Rankine (encadré ci-contre) ;
- > Les **fluides organiques** (butane, propane, fluorinol, etc...) ont une température d'évaporation relativement basse. Ils sont utilisés comme **fluide thermodynamique** à basse température dans les cycles de Rankine organique ;
- > **L'eau et la vapeur d'eau** sont utilisées soit comme **fluide thermodynamique** soit comme fluide caloporteur et thermo-dynamique pour la **génération directe de vapeur** ;
- > **Les gaz** (hydrogène, hélium) sont utilisés comme **fluides thermodynamiques** pour entraîner un moteur thermique Stirling placé au foyer d'un disque parabolique (encadré ci-contre) ;
- > **L'air** est utilisé classiquement comme **fluide thermodynamique** dans les turbines à gaz, il peut aussi être utilisé comme **fluide caloporteur** seulement.

### Différents systèmes de génération d'électricité

Pour récupérer la chaleur et générer l'électricité, le système le plus couramment utilisé est le **cycle de Rankine vapeur** : la chaleur est transportée par le fluide caloporteur (une huile thermique) depuis les récepteurs jusqu'aux échangeurs, où l'eau est évaporée. Cette vapeur est ensuite détendue dans la turbine pour générer l'électricité. La température de la vapeur à l'entrée de la turbine doit être supérieure à 300 °C. A une température plus basse, des fluides organiques sont utilisés : on parle alors de cycle de Rankine organique.

Deux systèmes de moteur à gaz sont utilisés en particulier avec les disques paraboliques : le **moteur Brayton** et le **moteur Stirling**. Ce dernier est actionné grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée. Ce moteur convertit donc directement l'énergie solaire thermique en énergie mécanique puis en électricité sans avoir recours à un fluide caloporteur.

### Génération directe de vapeur

Avec de l'eau comme fluide caloporteur, il est possible de générer directement la vapeur dans le récepteur sans passer par un fluide thermodynamique. Cette vapeur permet d'entraîner la turbine et de générer l'électricité. Selon la température, on parle de vapeur (environ 100 °C) ou de vapeur surchauffée (150 °C).

3. Il existe une **variété de technologies**. Le choix d'un système de **conversion thermodynamique** de la chaleur en électricité dépend de la température du fluide caloporteur à l'entrée du système de conversion, comme le rappelle la figure 2.

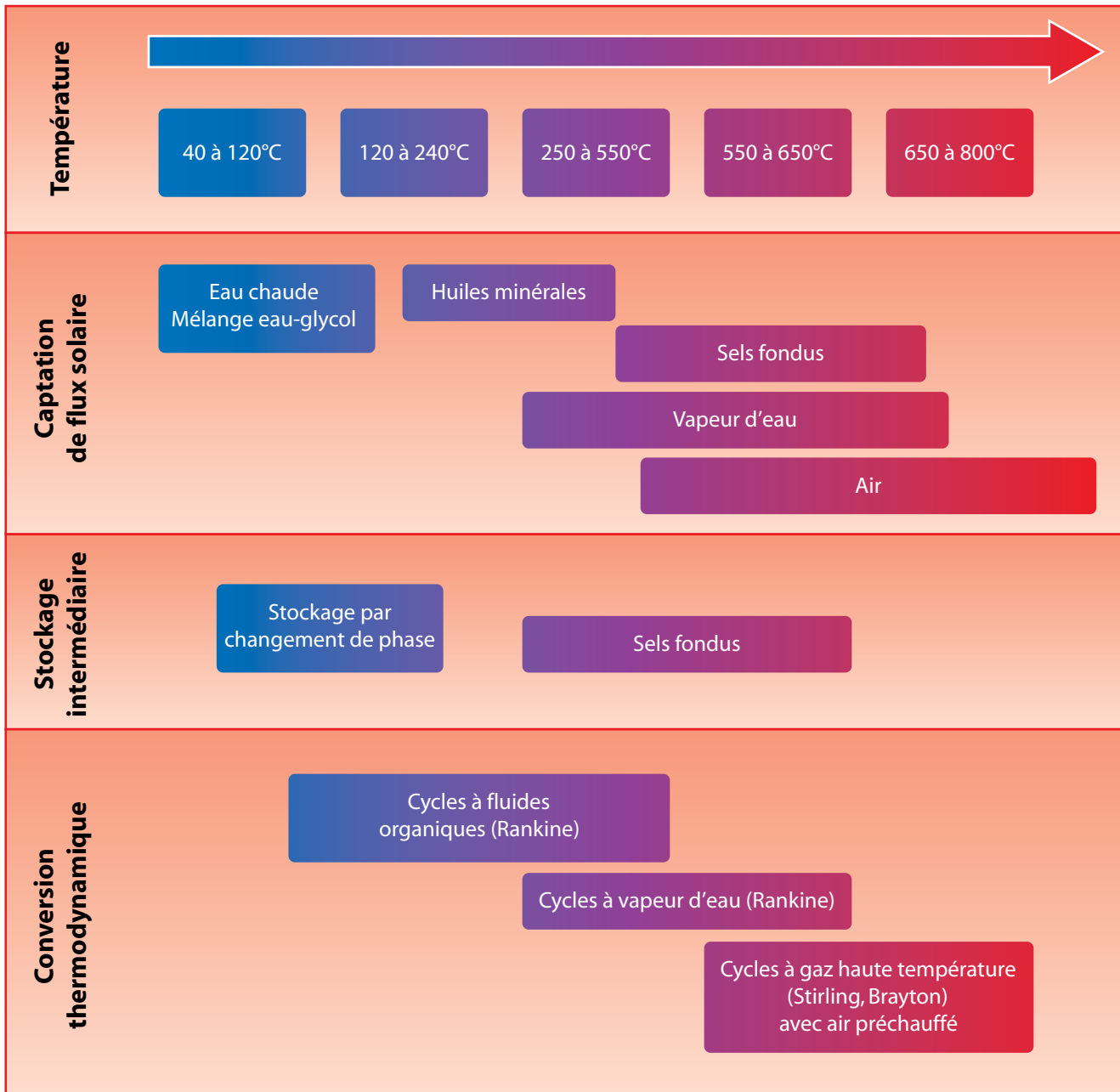


Figure 2 : Variété des technologies selon les températures des fluides caloporteurs

## Feuille de route solaire thermodynamique

### Valoriser l'électricité et la chaleur produites

#### Le système électrique

Il comprend, d'une part, les **sites de production** d'électricité (**production centralisée** : centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques ou **production décentralisée** : éoliennes, modules photovoltaïques, petite hydraulique, cogénération, etc...) et d'autre part les **lieux de consommation** (communes, entreprises, etc...). Comme l'électricité ne se stocke pas en grande quantité, l'énergie produite doit être acheminée en temps réel jusqu'aux consommateurs. C'est le rôle du **réseau électrique** qui comprend un réseau public de **transport**, qui permet de transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances, et un **réseau de distribution**, qui prend le relais pour acheminer l'électricité sur les derniers kilomètres, à l'échelle locale et desservir les usagers.

La gamme de puissance électrique que ces technologies permettent de couvrir va de 500 kilowatts électriques (KWe) à 500 mégawatts électriques (MWe), soit un facteur 1 000. On distingue **trois principaux modes de valorisation de l'énergie solaire collectée et de l'électricité produite** :

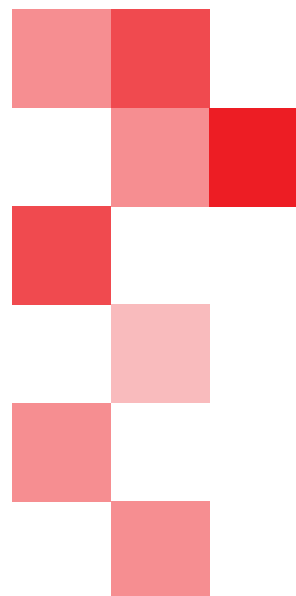
- La **production d'électricité avec garantie de fourniture**, valeur essentielle pour un système électrique (encadré Le système électrique ci-dessus). Cela suppose d'effacer les variations de la ressource solaire et de répondre aux besoins en hiver. Il faut pour cela stocker l'énergie et « hybrider » ces centrales solaires avec des centrales thermiques fossiles, en général au gaz (encadrés L'hybridation et Le stockage thermique ci-contre). Suivant la taille du stockage et le rapport entre la taille du champ solaire (la surface de captation solaire) et la puissance de la turbine, il est possible d'étaler, de déplacer, voire de concentrer la production électrique dans le temps, ce qui permet de produire plus aux heures de forte consommation, ou de lisser la production aux heures de moindre demande ;
- La **production décentralisée d'électricité** dans des zones ne disposant pas de réseau de distribution structuré (encadré Le système électrique ci-dessus), grâce à de nouvelles technologies de microréseau de distribution d'électricité ;
- **L'intégration au sein d'unités industrielles** qui utilisent pour leurs besoins propres, soit l'énergie électrique (par exemple pour le dessalement de l'eau de mer, le traitement de l'eau, etc...) soit la chaleur (pour la stérilisation, le chauffage, la cuisson, les traitements thermiques, etc...).

#### L'hybridation

Associer une centrale solaire avec une source de chaleur fossile ou de la biomasse permet de garantir une production de chaleur continue.

#### Le stockage thermique

C'est un atout majeur de certaines technologies solaires thermodynamiques. Cela leur permet de fonctionner en continu. Concrètement, lorsque l'ensoleillement est supérieur aux capacités de la turbine, la chaleur en surplus est dirigée vers un stockage thermique (ou stockage intermédiaire), qui se remplit au cours de la journée. La chaleur emmagasinée permet de continuer à produire en cas de passage nuageux et à la tombée de la nuit. Plusieurs procédés de stockage peuvent être utilisés.



## Des technologies traditionnelles et critiques

La voie solaire thermodynamique met en œuvre des technologies traditionnelles, mais aussi des technologies critiques comme les réflecteurs, les fluides thermodynamiques, le stockage thermique ou les machines thermodynamiques (moteur, turbine, générateur, etc...), détaillées ci-dessous. Elles sont toutes maîtrisées en France au sein de plusieurs groupes industriels avec une capacité d'exportation reconnue :

- L'ingénierie de systèmes de production électrique et thermique et leur gestion,
- La conception et la production de verres techniques pour les réflecteurs,
- La conception et la fabrication de fluides spécifiques (caloporteurs et thermodynamiques),
- La construction mécanique et électrique de cycles de conversion thermodynamique,
- La conception et la production de machines thermodynamiques,
- La conception et la fabrication de systèmes de contrôle et de commande pour piloter le champ de réflecteurs et le cycle thermodynamique,
- Les réseaux et composants de transport de l'électricité vers les lieux de consommation.

Ces technologies et ce savoir-faire sont aussi, pour tout ou partie, disponibles dans les pays à ensoleillement optimal où seront localisés les sites de production : pour accéder à ces marchés de production d'électricité, des alliances locales voire des cessions de licences plus larges sont à envisager.

De même, des alliances sont à envisager pour les applications industrielles de l'énergie solaire, applications qui pourront couvrir toute la gamme de puissance :

- A court terme, la production combinée de chaleur et d'électricité, localisée au sein de complexes industriels qui recherchent une sécurité d'approvisionnement ou une décarbonation de leur cycle de production ;
- A moyen terme, la production de combustibles liquides ou solides utilisant soit des énergies fossiles soit de la biomasse.

## Deux gammes de puissance

Globalement, **la plupart des projets actuels de centrales solaires se tournent pour l'instant vers les fortes puissances** : les analyses économiques montrent en effet que pour obtenir un coût de l'énergie électrique de plus en plus compétitif, se rapprochant de celui des centrales à combustibles fossiles, il est nécessaire d'augmenter la taille moyenne des installations. Cela permet de réduire les coûts de fonctionnement. Quant au coût d'investissement initial, il est actuellement de l'ordre de 5 €/We : une centrale de 200 MWe coûte donc 1 milliard d'euros, ce qui implique une ingénierie financière complexe et une durée de vie de projet supérieure à 25 ans. En conséquence, ces centrales solaires doivent fonctionner comme les centrales à combustibles fossiles pour pouvoir être couplées avec elles (hybridation), ou utiliser les mêmes composants (turbines à vapeur, échangeurs de chaleur). Atteindre ces puissances implique une température élevée de sortie du champ solaire (encadré Différents systèmes de génération d'électricité, p.6). Ces températures élevées imposent, d'une part, de mieux concentrer les rayons solaires et, d'autre part, de développer des récepteurs fonctionnant à plus hautes températures, tout en conservant des coûts de fabrication réduits. Du point de vue industriel, la majeure partie de la valeur ajoutée des grandes centrales solaires concernera donc les fabricants des composants spécifiques tels que les réflecteurs et les récepteurs.

L'**autre voie** consiste à concevoir des **centrales solaires de moyenne puissance**. Elle est déployée depuis le début des années 2000 en Europe et aux Etats-Unis avec la conception de plusieurs pilotes. L'investissement initial est réduit et le déploiement plus rapide. L'optimisation concerne cette fois le choix des composants du champ solaire et de la génératrice d'énergie : un produit modulaire plus compétitif peut être envisagé, avec une conception des éléments de base qui soit plus automatisée. Pour réduire le coût de l'électricité produite, il faut alors, d'une part, réduire l'investissement initial par la mise en œuvre de technologies qu'on peut réaliser dans les pays où seront implantées ces centrales solaires et, d'autre part, réduire le coût de fonctionnement par une automatisation accrue des centrales.

## Feuille de route solaire thermodynamique

### > 2. Priorité à la production d'électricité

Depuis le début des années 2000, la demande pour des centrales solaires thermodynamiques s'est progressivement structurée dans le monde autour de **trois atouts** :

- C'est une technologie de production d'électricité qui permet de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> tout en valorisant l'énergie électrique produite : d'un côté, l'énergie thermique peut être stockée, de l'autre, ces centrales solaires peuvent être couplées à des centrales fossiles (encadrés L'hybridation et Le stockage thermique p.8) pour répondre aux demandes très variées du système électrique ;
- C'est une technologie de production de chaleur qui peut être insérée dans des procédés industriels existants et qui nécessitent de l'air chaud ou de la vapeur ;
- C'est une technologie qui utilise des composants comme toute classiques (échangeurs, fluides, turbines, réflecteurs).

De nombreuses compétences existent en France, rendant cette technologie accessible à de nombreux acteurs industriels.

### Production centralisée

#### Pointe, base et semi-base

Les équipements qui fonctionnent de manière à peu près constante au cours de la journée, ou au cours de l'année, comme des appareils de froid ou des équipements industriels utilisés en continu, définissent la consommation électrique de **base**. Ceux qui, comme les ampoules électriques, certains radiateurs, les climatiseurs, ne fonctionnent que sur des plages de temps réduites dans l'année ou dans la journée constituent la consommation de **pointe**. D'autres enfin sont à mi-chemin, fonctionnant par exemple seulement l'hiver mais avec une consommation « lissée » sur la journée : c'est la consommation de **semi-base**. La production électrique doit être adaptée à ces consommations fluctuantes, avec des productions de base, de semi-base et de pointe.

Un **part importante de la demande d'électricité** concerne la **production centralisée**. Dans le scénario de départ retenu par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), paru en mai 2010<sup>6</sup>, la demande mondiale pour les technologies solaires thermodynamiques combine progressivement, entre 2020 et 2050, **d'abord la production d'énergie électrique de pointe ou de semi-base**, là où le coût de l'électricité est en général le plus élevé. **La production de base** serait assurée **à plus long terme**, compte tenu de la diminution progressive des coûts d'investissement pour les centrales thermodynamiques et donc de la chute progressive du coût de production de l'électricité.

La figure 3 ci-dessous montre l'évolution de la production d'électricité par voie solaire thermodynamique dans le monde. Les installations sont localisées dans les régions du globe ayant l'ensoleillement le plus favorable. On remarque :

- Jusqu'en 2030 la production électrique augmente lentement, avec des tarifs d'achat d'électricité garantis sur au moins 20 ans, dans des pays qui ont à la fois la ressource solaire et les premières installations industrielles (Amérique du Nord et Europe du Sud pour l'instant) ;
- En 2050, plus des trois quarts de l'énergie électrique produite provient de quatre grandes régions du globe : Amérique du Nord, Afrique, Inde et Moyen-Orient.

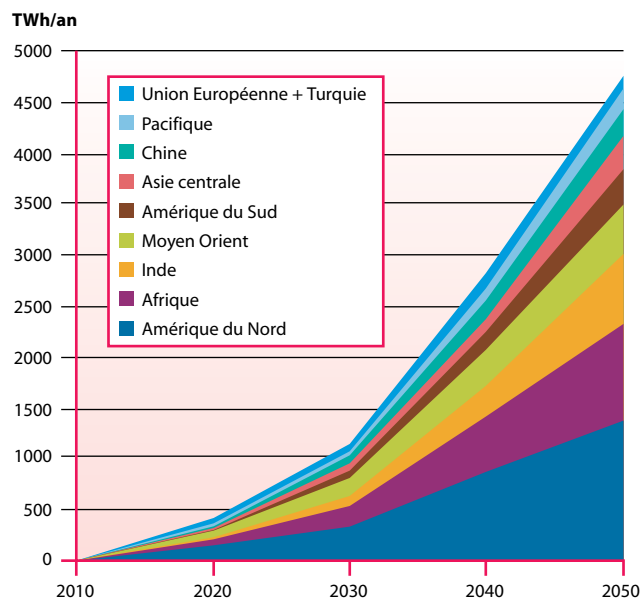


Figure 3 : Production électrique par voie solaire thermodynamique par région du monde, données historiques et projection (AIE)

## Production décentralisée

L'autre segment de la demande concerne les **zones du globe non électrifiées** à ce jour et qui souhaitent avoir accès à l'électricité dans des conditions techniques et économiques adaptées. Outre quelques lieux spécifiques comme des sites insulaires qui peuvent constituer un marché de niche, l'essentiel de la demande concerne les populations des pays émergents qui n'ont aujourd'hui pas accès à l'électricité. Cela représente 1,6 milliard de personnes dont 800 millions sont situées dans des endroits isolés, principalement en Afrique et en Asie : des villages d'environ 500 à 1 000 habitants avec une centaine d'habitations. Le besoin est de quelques centaines de kWh/jour au plus pour l'éclairage, les télécommunications et les activités artisanales et/ou agricoles. La consommation est principalement en dehors des heures d'ensoleillement, d'où la nécessité d'un stockage de l'énergie. Le nombre de ces sites isolés dans le monde est estimé entre 500 000 et 1 million : le marché potentiel serait donc d'au moins 100 milliards d'euros pour un total de quelques dizaines de gigawatts électriques répartis, soit quelques pourcents du marché mondial évalué par l'AIE. Un chiffre à comparer aux dépenses annuelles d'un montant équivalent (100 milliards d'euros) que ces populations parmi les plus pauvres au monde investissent dans les combustibles fossiles pour alimenter des solutions classiques (type moteur Diesel ou autres).

## > 3. Les variables clés du marché actuel du solaire thermodynamique

Le **marché actuel** des centrales thermodynamiques dépend de **cinq variables clés**, dont nous détaillons les implications par la suite :

- l'ensoleillement, qui doit être maximal,
- des mécanismes d'incitations pour utiliser des énergies renouvelables<sup>7</sup>. A priori, ils seront progressivement abandonnés puisque, selon les projections de coûts de production de l'électricité, l'intégration de centrales solaires en pointe ou semi-base serait rentable avant 2020 dans les pays les plus favorables,
- des processus stabilisés pour l'approbation des sites afin de permettre l'installation de centrales de taille importante dans des régions à ensoleillement favorable,
- l'accès au réseau électrique ou la création de microréseaux ad hoc dans des zones en cours d'électrification,
- la compétition entre les industriels qui offrent les systèmes de production d'électricité, compétition entretenue par les vendeurs d'électricité.

La demande a donc un caractère régional lié à la qualité de la ressource, à l'intégration au réseau électrique et aux différentes approches commerciales et financières pour favoriser cette intégration. Les sites qui seront connectés au réseau nécessitent des capacités de stockage et la possibilité d'utiliser l'hybridation avec des combustibles fossiles, en fonction de l'usage fait de la centrale en pointe, semi-base ou base et des autres disponibilités et contraintes du système électrique local.

7 - Ces mécanismes peuvent être de type tarifs d'achats garantis, avec ou sans certificats verts transférables, dégrèvements fiscaux ou autres. Ils n'incluent pas les systèmes d'échanges de permis d'émissions de CO<sub>2</sub>, ni les taxes sur ces mêmes émissions.

## Feuille de route solaire thermodynamique

### Un ensoleillement maximal

Les centrales thermodynamiques utilisent le rayonnement solaire direct : elles sont donc limitées aux régions de climat tropical sec, de 15° à 40° de latitude, comme indiqué dans la figure 4 ci-dessous :

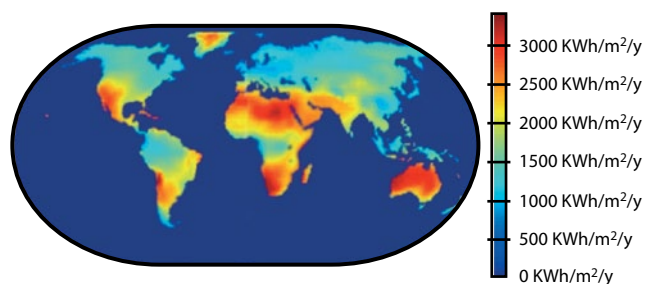


Figure 4 : Carte d'incidence normale directe en kWh/m<sup>2</sup>/an.  
Source : Breyer & Knies, 2009, basée sur les données de DLR-ISIS (Lohmann et al. 2006)

Les zones privilégiées se situent en Amérique du Nord, en particulier dans le sud-ouest des États-Unis, au Mexique, en Amérique du Sud, au Moyen-Orient, dans les pays d'Asie centrale, depuis la Turquie jusqu'aux franges de la Chine et de l'Inde, en Afrique du Nord, en Afrique du Sud et en Australie. En Europe, les régions qui conviennent avec un ensoleillement de 2 000 à 2 250 kWh/m<sup>2</sup>/an sont Chypre, le sud de l'Espagne et de l'Italie, la Grèce, le Portugal, la Turquie ainsi que certaines régions du sud de la France, Corse comprise. Beaucoup de pays en développement remplissent les conditions requises en termes de climat et d'ensoleillement : leurs mégapoles comme leurs villes moyennes pourront bénéficier de ces centrales.

### Des projets d'envergure en cours

**Le Plan solaire méditerranéen (PSM)** doit permettre à des pays du sud du bassin méditerranéen, à fort potentiel en énergies propres, de développer une production d'électricité d'origine renouvelable. Leur faible capacité de financement serait compensée par les revenus de l'exportation d'une partie de l'électricité produite (jusqu'à 25 % en 2020 et 50 % en 2050, selon l'AIE) vers des pays d'Europe fortement demandeurs d'électricité à plus faible contenu en CO<sub>2</sub>. Cela nécessite, d'ici à 2020, d'accroître de 4 GW les capacités actuelles du réseau de transport<sup>8</sup>. A ce jour, seule une double ligne en courant alternatif d'1,4 GW relie l'Europe à l'Afrique, sous la mer, au niveau de Gibraltar. Des projets d'interconnexion existent, notamment le projet tuniso-italien Elmed. Un projet de construction d'un réseau sous-marin de transport d'électricité a été présenté en mai 2010 lors de la réunion des ministres de l'Énergie de l'Union pour la Méditerranée. Baptisé Transgreen, il permettrait de transporter 5 GW de la rive sud de la Méditerranée vers l'Europe. Les études de faisabilité et d'ingénierie serviront à élaborer un schéma directeur international (production, utilisation, réseau, etc...). Transgreen permettra aussi des échanges d'expériences concernant l'harmonisation des spécifications techniques, la commercialisation de l'énergie solaire, l'analyse économique et financière, et la mise en place de régimes institutionnels pour la construction et l'exploitation des infrastructures.

**Le projet Desertec**, initiative privée d'un consortium, créé en juillet 2009 autour de douze entreprises majoritairement allemandes, a pour but de produire une électricité verte (solaire thermodynamique et éolien) en Afrique du Nord et d'en exporter une partie vers l'Europe. **Desertec** a pour ambition de couvrir une part importante de la consommation du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord et 15 % de la demande européenne, avec trois objectifs : développer un cadre technique et économique ainsi qu'une législation ad hoc ; faciliter les investissements ; créer une conscience et une acceptation pour ces technologies de développement durable.

**Le Plan solaire marocain**, cohérent avec le Plan solaire méditerranéen, prévoit la construction, entre 2015 et 2019, d'une capacité de production électrique de 2 GW utilisant l'énergie solaire. Un premier appel à projet fin 2010 concerne 500 MW.

**Le consortium Africasol**, constitué de 12 entreprises françaises (dont Areva, Total et Veolia), a présenté un projet d'électrification de l'Afrique subsaharienne lors du sommet France-Afrique de Nice début juin 2010.

8 - P. Lorec, C. Schramm, Annales des Mines, « L'électricité solaire et les pays méditerranéens », novembre 2009, p. 15.

## Des tarifs d'achat d'électricité garantis

Avec près de 15 GWe en projet dans le monde sur la période 2009-2014, le solaire thermodynamique émerge principalement grâce aux politiques tarifaires incitatives qui se mettent en place dans quelques pays comme l'Espagne, l'Italie, le Portugal, la Grèce ou les Etats-Unis (cf. Figure 5).

Comme l'explique la commission européenne, la panoplie d'instruments disponibles pour développer l'électricité d'origine renouvelable est large<sup>9</sup>. On distingue en général les aides à l'investissement (subventions, crédits d'impôt) et les aides à l'exploitation (tarifs d'achat garantis, subventions directes d'achat, certificats verts, crédits d'impôt).

### Le cas de l'Espagne et de l'Italie

**L'Espagne** est le leader mondial en termes de développement de centrales solaires thermodynamiques avec 240 MW opérationnels et 1 GW en cours de construction, largement au-delà de l'objectif de 500 MW fixé pour 2010 (décret royal 661 de 2007<sup>10</sup>). Cette croissance est directement liée à une politique d'achat garanti. Les tarifs pratiqués sont parmi les plus attractifs au monde puisqu'ils concernent tous les niveaux de puissance installée avec deux options de tarif garanti :

**option 1** : jusqu'à 50 MW, 0,27 €/kWh sur 25 ans puis 0,21 €/kWh au-delà (avec 12 % de secours annuel sous forme de gaz naturel),

**option 2** : un plancher de 0,25 €/kWh et un plafond de 0,34 €/kWh au-dessus du prix du marché pendant 25 ans (avec un secours de 15 % en gaz naturel).

A noter que tous les projets incluent l'énergie fossile comme secours et réserve en cas d'ensoleillement plus faible que prévu (hybridation). Ce tarif sera revu lorsque la production espagnole dépassera 425 MW (courant 2010). Le stockage thermique est permis mais pas requis pour l'approbation des permis.

En **Italie**, le 30 avril 2008, un nouveau système tarifaire est apparu avec une garantie de 25 ans sans ajustement en cas d'inflation : il concerne toute installation opérationnelle avant le 1er janvier 2013 avec une réduction de 2 % pour celles entrant en service entre le 1er janvier 2013 et le 31 décembre 2014. Avec un secours en énergie renouvelable (biomasse), l'électricité produite donne accès aux certificats verts (de 0,18 €/kWh à 0,22 €/kWh). Les sites ayant recours à des fluides de transfert dangereux ne peuvent être construits que dans des zones classées industrielles (directives 67/548/CEE et 1999/45/CEE). Le stockage thermique est requis pour toutes les installations.

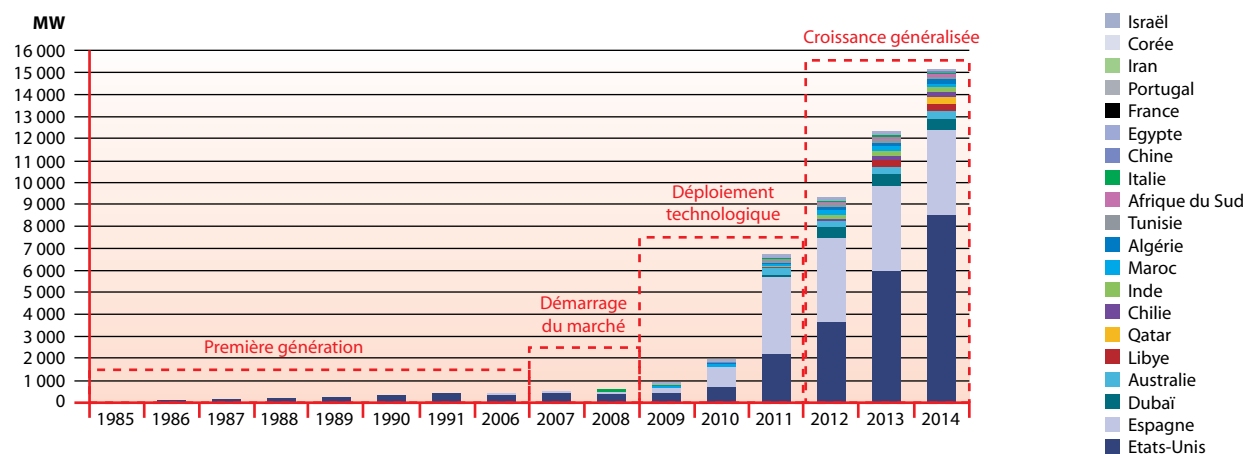


Figure 5 : Projets de centrales solaires thermodynamiques par pays, 2009-2014

9 - Commission européenne, document de travail COM (2008), 19-23 janvier 2008.

10 - Depuis 2009 en Espagne, l'énergie solaire exerce une forte pression sur les sources traditionnelles de production d'électricité (7 % de l'apport d'énergie et 60 % des subventions).

## Feuille de route solaire thermodynamique

Deux approches spécifiques, concernant le continent nord-américain, méritent d'être mentionnées :

- les Etats-Unis ont mis en place un crédit d'impôt fédéral à l'investissement (ITC pour Investment Tax Credit). En 2008, il a été étendu jusqu'en 2016. Son but est d'effacer une partie de l'investissement initial de façon à rapprocher les coûts de production de l'électricité issue de centrales thermodynamiques et de l'électricité issue des combustibles fossiles. Par ailleurs, le « paquet stimulation » de février 2009 prévoit, du fait de la crise financière, de convertir ce crédit d'impôt en une subvention directe avec des garanties sur les prêts contractés par les constructeurs.
- l'Ontario (Canada) impose fin 2009 un minimum de valeur ajoutée locale (équipements et services) pour les équipements renouvelables afin d'être éligible au tarif d'achat garanti d'électricité : 60 % pour tout projet solaire supérieur à 10 kW après 2011<sup>11</sup>.

### Des procédures stabilisées pour l'approbation des sites

En Europe, les procédures d'approbation des futurs sites de centrales solaires sont loin d'être stabilisées. Cela peut donner lieu à des mouvements spéculatifs.

Le choix du meilleur terrain doit tenir compte de plusieurs contraintes :

- la qualité de l'ensoleillement direct,
- la surface et la topographie du terrain,
- la disponibilité ou non d'eau sur le site,
- la proximité du réseau électrique pour les centrales connectées au réseau,
- les critères « d'admissibilité » du projet sur le terrain (impact visuel, sociologie des parties prenantes au projet, etc...) et les contraintes environnementales.

#### Qualité de l'ensoleillement direct

Comme toutes les centrales solaires, les centrales thermodynamiques doivent être construites sur des terrains exempts d'ombres portées. Pour les sites localisés dans des zones vallonnées, l'ombrage doit être étudié pour les quatre saisons.

Tout trouble de l'atmosphère au-dessus de la centrale réduit significativement l'irradiation directe reçue. Au-delà du niveau d'insolation de la région, il est donc important d'intégrer la présence d'aérosols locaux (brumes, poussières, etc...) dans les critères de première évaluation d'un site. D'autant plus que ces phénomènes locaux ne sont souvent pas pris en compte correctement par les modèles d'irradiation issus de l'imagerie satellite. Les sites en altitude permettent de réduire l'épaisseur et la turbidité de l'atmosphère, par conséquent d'augmenter le flux solaire entrant.

#### Topographie du site

Pour une technologie donnée, la surface de terrain requise par unité de puissance solaire valorisée dépend principalement de l'irradiation incidente et de l'ombre portée des miroirs les uns sur les autres. Ainsi, les centrales cylindro-paraboliques nécessitent des terrains d'une superficie comprise entre 2 hectares par MWe (en Californie) et 3 hectares par MWe (en Espagne) en l'absence de système de stockage. Les centrales à technologies Fresnel, quant à elles, du fait de la compacité de leur conception et malgré leur rendement optique plus faible, permettent une réduction de la superficie requise.

Les technologies cylindro-paraboliques nécessitent des terrains terrassés, quasiment plats alors que certains développements de la technologie Fresnel permettent de s'adapter à des pentes nettement supérieures à 3 %. Quant aux centrales à tour, elles peuvent s'accommoder, voire bénéficier, de topographies pentues si la pente est orientée nord-sud.

#### Ressources en eau

Comme dans tout cycle thermodynamique, pour évacuer la chaleur résiduelle du système, il est nécessaire d'avoir recours à une source froide. L'eau, lorsqu'elle est disponible sur le site, est le moyen de refroidissement idéal. Elle est d'autant plus efficace que l'air est sec, cas de la plupart des centrales solaires thermodynamiques, généralement installées dans des climats chauds et secs. La présence d'eau en quantité sur un site constitue donc un atout de taille : une centrale de technologie cylindro-parabolique refroidie par des tours à évaporation nécessite environ 3 m<sup>3</sup> d'eau par MWh produit, alors que la consommation d'eau pour le nettoyage des miroirs reste très inférieure.

En cas d'absence d'eau, des systèmes de refroidissement à air (au moyen de ventilateurs) peuvent être utilisés en substitution. Ils sont cependant moins efficaces et nécessitent une surface au sol bien plus importante.

#### Connexion au réseau électrique

Pour les centrales destinées à être connectées au réseau (encadré Le système électrique, p.8), la proximité d'un point de raccordement et la fiabilité du réseau à cet endroit sont des paramètres importants, d'autant plus que les sites favorables sont souvent des régions à faible infrastructure électrique.

#### Contraintes environnementales

En Europe, l'Italie apparaît comme le premier pays à imposer des normes environnementales strictes. La France a fait de même en proposant de classer « Site Seveso » un projet utilisant la technologie cylindro-parabolique de type Andasol [centrale solaire située près de Guadix en Andalousie (Espagne)].

Aux Etats-Unis, outre la protection de la tortue du désert, les centrales cylindro-paraboliques de type SEGS (Solar Energy Generating Systems) construites en Californie ont dû payer pour acheter des permis d'émissions d'oxydes de soufre et d'azote liées au gaz naturel utilisé en appoint.

<sup>11</sup> - Ontario Power Authority, Feed in Tariff program review, version 1.1, 30th September 2009.

### Admissibilité des projets

Bien que bénéficiant de l'image positive des énergies renouvelables, les centrales solaires thermodynamiques restent des objets industriels imposants, extrêmement visibles, qui ne seront pas toujours facilement acceptés par les riverains au sens large, comme le montrent les difficultés rencontrées par de nombreux projets annoncés aux Etats-Unis. Les facteurs pouvant réduire cette acceptabilité sont à prendre en compte au cas par cas : impact visuel dans le cas d'un site naturel préservé et/ou de la proximité d'une zone d'habitation, appréciation du risque environnemental et de la sécurité, mais aussi impact environnemental global incluant par exemple le comportement de la centrale en cas d'incendie, de tempête, de tremblement de terre.

## L'intégration des centrales dans le système électrique ou industriel

Avec l'abandon progressif des tarifs d'achat garantis et des autres mesures favorisant l'intégration des centrales solaires dans le système électrique, leur production d'électricité devra s'intégrer aux systèmes électriques existants via la vente de puissance électrique en pointe, semi-base ou base (encadrés Le système électrique p.8 et Pointe, semi-base et base p.10). Pour cela, l'**hybridation** des centrales solaires et la taille du **stockage** d'énergie thermique (encadrés L'hybridation et Le stockage thermique p.8) sont des options qui permettent de minimiser le coût du kWh fourni et d'atteindre un tarif compétitif par rapport aux moyens conventionnels de production. Ce sont des fonctions critiques pour l'insertion de l'énergie électrique dans le réseau local.

Le **stockage thermique** présente de multiples intérêts :

- il permet d'effacer la variation de la ressource solaire et de garantir la capacité électrique installée : le solaire thermodynamique peut donc remplacer des capacités électriques, tant en termes de puissance (MW) que d'énergie (MWh), caractéristique importante pour les compagnies d'électricité,
- il sert aussi à déplacer, concentrer ou étaler la production électrique solaire dans le temps. Ainsi, une centrale de 250 MW aux heures de plein soleil peut fonctionner avec un stockage minimal d'une heure aux heures d'ensoleillement, par exemple en été de 8 heures à 19 heures. Avec un stockage de quelques heures, elle peut fonctionner avec plusieurs heures de décalage par rapport à la course du soleil, par exemple de midi à 23 heures, de façon à mieux suivre la courbe de la demande. Avec un stockage plus important encore, le même champ solaire peut permettre à une centrale de 100 MW de fonctionner 24 heures sur 24, ou à une centrale de 600 MW de fonctionner 4 heures par jour, aux heures de pointe,
- il doit être complété par une hybridation fossile en hiver, lorsque l'ensoleillement est plus irrégulier, afin de garantir une capacité minimale.

De manière générale, **stockage et hybridation** peuvent permettre de répondre à deux objectifs :

- la **fourniture garantie d'électricité**, soit pour assurer un complément de puissance en pointe (là où la valeur du kWh est la plus élevée), soit pour garantir la fourniture d'énergie en base ou semi-base,
- la **minimisation du contenu en CO<sub>2</sub> de l'électricité produite** pour substituer l'énergie solaire à l'utilisation intensive de charbon (le plus gros émetteur de CO<sub>2</sub> par kWh électrique produit) ou de gaz naturel<sup>12</sup>.

La figure 6 ci-dessous illustre la garantie de fourniture. La pointe de consommation de fin d'après-midi (16h-19h) peut facilement utiliser le stockage thermique, alors que le milieu de la nuit et la pointe du matin seront plus facilement couverts par un appoint fossile.

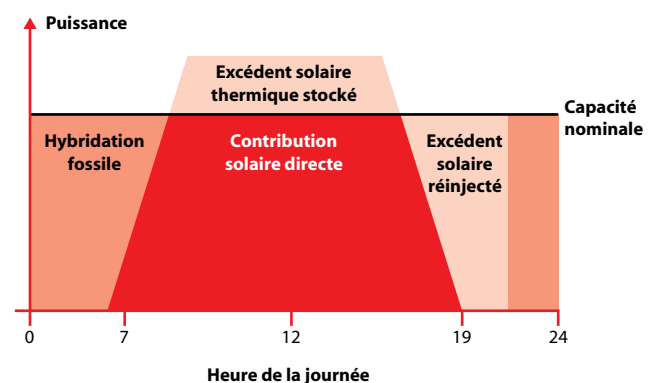


Figure 6 : Combinaison du stockage et de l'hybridation dans une centrale thermodynamique pour garantir la fourniture d'électricité (Geyer, 2007, rapport annuel Solar PACES)

12 - Voir, par exemple, D.R. Mills, R.G. Morgan "Solar Thermal Electricity as the primary replacement for coal and oil in US generation and transportation". Dans cet exemple de régions chaudes où le rafraîchissement des bâtiments prend de plus en plus d'importance, le paramètre critique de dimensionnement est le ratio entre la taille réelle du champ solaire et sa taille minimale pour alimenter une turbine à pleine capacité à midi en été. Pour la Californie, cette étude montre que le ratio est de 3 pour couvrir 90 % de la courbe de charge californienne.

## Feuille de route solaire thermodynamique

Deux grands types de contribution de l'énergie solaire thermodynamique sont envisageables :

- **en dessous d'environ 1 000 heures d'apoint fossile ou de biomasse, les centrales hybrides** (80 % solaire, 20 % gaz) apparaissent optimales, dès l'instant que le stockage et l'hybridation ont été dimensionnés pour minimiser les coûts d'investissement et d'exploitation,
- **au-dessus de 1 000 heures d'apoint fossile ou de biomasse, il est préférable d'avoir des centrales à cycles combinés** avec un champ solaire d'apoint (20 %).

Autre possibilité, en cours de développement en France dans le **projet Pegase** (Production d'électricité par turbine à gaz et énergie solaire) du laboratoire Promes<sup>13</sup> du CNRS : un système hybride solaire/gaz baptisé **Thémis** (encadré ci-dessous), d'une puissance électrique de l'ordre de 1,4 MW, utilisant la chaleur solaire pour surchauffer l'air entrant dans une turbine à gaz. Le dispositif a pour but d'ouvrir la voie vers des centrales solaires présentant un excellent rendement (supérieur à 50%) utilisant des cycles combinés solaire/gaz et une hybridation complémentaire le jour.

### Thémis : une centrale pionnière

Inaugurée en 1983 à Targassonne, près de Font-Romeu, dans les Pyrénées-Orientales, Thémis a été l'une des premières centrales solaires thermodynamiques au monde : une centrale à tour utilisant les sels fondus comme fluide caloporteur. Conçue par le CNRS et construite par EDF, elle ferme en 1986 pour raisons économiques. Vingt ans après, elle renaît autour de deux projets : **Thémis-PV** pour produire de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques et **Pegase**, un projet du CNRS de remise en état de la centrale à tour solaire. Une centaine d'héliostats concentrent les rayons du soleil vers le récepteur de la tour centrale à 101 mètres de haut, là où circule de l'air comprimé. Celui-ci entraîne une turbine, partiellement assistée par une combustion de gaz afin d'augmenter la température et d'assurer la production d'électricité pendant les périodes de moindre ensoleillement.

## Le niveau de compétition sur les marchés de l'électricité

**Trois types d'acteurs** ont un lien contractuel direct avec les marchés locaux de l'électricité : le développeur de projets, le promoteur de technologies et le producteur d'électricité. Ce sont, à ce jour, les promoteurs de technologies qui détiennent la plus grosse part des projets en cours de réalisation (plus de 60 %) suivis par les producteurs d'électricité (25 %) et les développeurs (15 %)<sup>14</sup>. Actuellement, 71 % de la capacité installée est exploitée par les producteurs d'électricité.

**Les promoteurs de technologies** ont ou auront des solutions commercialisées clés en main dans deux lignes de développement principales :

- un champ solaire nécessitant un fluide caloporteur. L'offre commerciale est d'ores et déjà disponible : cas d'Acciona, Abengoa, ACS et Solar Millennium, etc...,
- un champ solaire permettant la génération directe de vapeur d'eau (encadré Génération directe de vapeur, p.6) avec une offre en phase de développement ou de validation commerciale : cas de BrightSource Energy, Austra (Areva Solar), Stirling Energy Systems, eSolar, Cnim, Solar Euromed, etc...

**Les compagnies d'électricité, les producteurs indépendants**, déjà impliqués dans les centrales thermodynamiques (Iberdrola, Acciona, Enel, E-ON, EDP Cogentrix, Epuron ou NextEra), et les nouveaux entrants, comme NRG Energy ou FP&L, ont décidé de commander des installations en phase de validation commerciale pour compléter leurs portefeuilles de centrales à faible émission de CO<sub>2</sub>.

**Les développeurs de projets** (par exemple Solar Euromed, Cnim, Dalkia, Italgast, Aries Solar, etc...) essaient d'abord de préempter les sites les plus favorables, à l'instar de ce qui s'est fait pour l'éolien, pour ensuite construire des partenariats avec des compagnies d'électricité.

L'enjeu pour tous ces acteurs est de bénéficier au mieux des tarifs d'achat avant le début des années 2020 pour avoir des solutions compétitives en termes de coût de production et qui soient intégrables aux systèmes électriques, au moins comme centrale de pointe ou de semi-base, dans le cadre de la fourniture de capacité garantie.

13 - Promes : Procédés, matériaux et énergie solaire, Font-Romeu (Pyrénées-Orientales).

14 - Emerging Energy Research, Global CSP markets and strategies, 2009-2020 (avril 2009)

## > 4. La chaîne de valeur ajoutée en 2010

### Maturité des technologies

Le développement de toute technologie de production d'électricité passe par **plusieurs phases successives**, avec des coûts de production en baisse constante, à l'instar du solaire photovoltaïque pour lequel on estime que chaque fois que la capacité de production est multipliée par 2, les coûts de fabrication sont réduits de 20 %. Ces phases sont les suivantes :

- **Recherche et développement** : des recherches théoriques, des simulations numériques, des expériences en laboratoire et des prototypes sont réalisés pour valider techniquement le principe de la solution sur la base de la demande potentielle.
- **Pilote industriel** : réalisation d'installation(s) de taille suffisante pour pouvoir valider (par extrapolation à l'échelle industrielle) le fonctionnement technique et la performance économique du concept.
- **Validation commerciale** : premières installations commerciales de la solution technologique développée durant la phase précédente afin de tester la version finale de la solution dans un contexte financier, économique et technique réel.
- **Diffusion initiale** : vente sur les marchés spécifiques visés ou sur des marchés offrant un contexte politique suffisamment favorable.
- **Expansion** : la maturité de la solution s'affirme tandis que le retour d'expérience technique, économique, politique permet d'adapter la solution aux contraintes des différents marchés.
- **Stagnation et remplacement** : le marché est soit saturé (et on attend la fin de vie pour se positionner sur les nouveaux investissements), soit plus compétitif que prévu et une deuxième génération technologique est nécessaire.

Les technologies de centrales thermodynamiques disponibles à ce jour sont à différents stades de maturité industrielle et commerciale :

- **Centrales cylindro-paraboliques** : en régime de diffusion depuis 2007, le marché se développe en Espagne et aux Etats-Unis. Plusieurs innovations lui permettent de progresser. Elles sont liées notamment aux récepteurs (performance technique et fiabilité, génération directe de vapeur, sels fondus, etc...), aux réflecteurs (de conception plus robuste, plus fiables, moins consommateurs en matériaux, moins chers, etc...), et aux systèmes de stockage (sels fondus, béton thermique). Cette technologie bénéficie d'un recul d'exploitation suffisamment long (début des années 1980) pour avoir encore la faveur des banques par rapport aux technologies nouvelles (centrales à tour et technologie Fresnel).
- **Les centrales à tour** : cette solution a dépassé l'échelle pilote pour atteindre la validation commerciale. Les perspectives d'amélioration de l'efficacité sont prometteuses quand on les compare à l'ensemble des technologies étudiées :
  - > **Les tours à sels fondus** sont en phase de pilote industriel par Torresol Energy (alliance de Sener et Masdar) qui construit la centrale Gemasolar (17 MWe, ex Solar Tres), et par SolarReserve, qui a signé pour plusieurs centaines de MW de projets aux Etats-Unis et ailleurs. L'utilisation des sels à haute température (565 °C) permet d'envisager un système de stockage de longue durée (15 heures) nécessaire au fonctionnement de la centrale en semi-base.
  - > **Les tours à génération directe de vapeur** sont en phase de pilote industriel avec Abengoa, via ses centrales à vapeur saturée en génération directe PS-10 (10 MWe, en fonctionnement depuis 2007) et PS-20 (20 MWe, en fonctionnement depuis avril 2009). Ce concept évolue vers la production de vapeur surchauffée dans une chaudière spécifique afin d'augmenter les rendements thermodynamiques. Cette amélioration a été mise en place récemment aux Etats-Unis par e-Solar (Sierra Sun Tower, 5 MWe). Elle est envisagée par Abengoa et BrightSource Energy. Une solution de stockage associant béton et matériaux à changement de phase est en cours de validation pilote par le DLR (Centre allemand de recherche aérospatiale) sur la centrale espagnole de Carboneras.
  - > **Les tours à air** pour lesquelles deux pilotes de recherche sont actuellement en fonctionnement en Allemagne pour la technologie à air atmosphérique (à Julich, 1,5 MWe, 10 ans de développement du récepteur avec le DLR) et en Israël pour la technologie à air pressurisé où l'air qui alimente la turbine à gaz est préchauffé (à Kibbutz Samar, 0,1 MWe). Un pilote à air pressurisé de 5 MWe est en construction en Espagne dans le cadre du projet de R&D européen Solugas. Cette technologie à air pressurisé fait actuellement l'objet d'un programme en France [EDF/CNRS/Total/CEA/Bertin Technologies/Cnim avec un prototype de récepteur de 10 kWth testé et des projets pilotes de 100 kWe et 1.6 MWe sur Thémis (encadré p.16)]. Le passage à l'échelle pilote de cette technologie développée par le CNRS reste à lancer.

## Feuille de route solaire thermodynamique

- **Centrales Fresnel linéaires** : différentes technologies existent à différents niveaux de maturité entre pilotes et premières offres commerciales. Cette technologie présente de nombreux avantages : faible coût de production de l'électricité, compacité, simplicité d'opération, faible consommation d'eau liée à l'utilisation de refroidissement à l'air... La technologie présente encore des potentiels d'amélioration aussi bien en termes d'efficacité qu'en termes de coût. Les opérations en sont à l'échelle pilote avec utilisation de miroirs plans et d'un récepteur simplifié à vapeur (saturée ou surchauffée) qui permet une réduction importante du coût d'investissement (de 30 à 50 % d'après Areva Solar) au détriment de l'efficacité de conversion solaire/électrique. Plusieurs applications sont possibles allant de la centrale solaire seule à l'hybridation à cycle combiné avec des centrales fossiles existantes ou avec des centrales à biomasse. Comme les autres technologies, des travaux de R&D sont nécessaires pour développer des solutions de stockage. Aux Etats-Unis, deux acteurs sont présents au stade du développement sur cette filière : Solar Power Group (technologie à base de vapeur surchauffée, soutenue par Man Ferrostaal) et Skyfuel [technologie à base de sels fondus, financée par le département américain de l'énergie (DOE)]. La technologie Fresnel est en phase de validation commerciale par Ausra (à Kimberlina et Lidell, vapeur saturée, 5 MWe) et Novatech Biosol (à Puerto Errado, vapeur saturée, 1.5 MWe). En France, le groupe Cnim a construit un pilote et Solar Euromed développe actuellement sa propre technologie dans le but de proposer une prestation globale allant de la fourniture de composants jusqu'à la construction et l'exploitation. De son côté, Areva continue de travailler au développement de ses propres technologies, après avoir acquis la société californienne Ausra début 2010, et se positionne comme fournisseur global de technologies allant de la fourniture de composants jusqu'à la construction et l'ingénierie. La société dispose aujourd'hui de plusieurs références commerciales (Kimberlina et Lidell, citées plus haut), et continue de poursuivre la recherche et le développement pour de nouvelles avancées technologiques.
- **Concentrateur parabolique (avec moteur Stirling, Brayton ou Rankine)** : depuis 25 ans, divers développements ont été menés avec des modules de puissance unitaire de 1 kW à quelques dizaines de kW. Le plus grand capteur construit avait une superficie de 400 m<sup>2</sup>, le moteur situé au foyer de la parabole, et une puissance de 40 kW. Depuis 2005, des réalisations ambitieuses ont été lancées aux Etats-Unis :
  - > La société Stirling Energy Systems Inc. a reçu plusieurs contrats d'achat à long terme d'électricité produite par des champs de capteurs Stirling Dish. Le 31 janvier 2008, le système SES (Stirling Energy System) produisait 26,75 kWe net pour un rendement de 31,25 %. Le contrat initial de 20 ans qui a été passé par San Diego Gas & Electric, porte sur l'électricité produite par 12 000 capteurs d'une puissance totale de 300 MW installés dans l'Imperial Valley, au sud de la Californie. Des options sont prises pour deux tranches supplémentaires.
  - > La même société a reçu un contrat similaire de Southern California Edison pour 20 000 capteurs d'une puissance de 500 MW avec une option pour 850 MW installés dans le désert du Mojave au nord-est de Los Angeles.
- **Centrales basse température (utilisant des récepteurs sans concentration, une turbine à fluide organique ou équivalent)** : des modules de puissance unitaire de quelques kW à quelques centaines de kW sont en cours de développement. L'intérêt principal est d'utiliser la totalité du rayonnement solaire (direct et diffus), donc de pouvoir s'installer en zone côtière et de pouvoir associer un stockage d'énergie plus simple. En France, la société Sophia Antipolis Energie Développement (SAED) participe à Premi, un projet de pilotage d'une telle centrale de 5 kW dans la région Paca.
- **En France, Exoes développe des moteurs à cycle Rankine** d'une puissance allant de 1 à 100 kWe pour répondre au marché européen de la micro-cogénération. Ces moteurs sont actuellement testés avec des concentrateurs cylindro-paraboliques d'Exosun.

## Les acteurs industriels

Les pionniers du marché solaire thermodynamique ont d'abord été des « militants technologiques » comme LUZ International Ltd devenu BrightSource Energy, Solel, Solar Millennium, Solucar, Solargenix, SHP devenu ensuite Ausra et récemment Areva Solar, Novatec, Solar Mundo devenu SPG, Solar Euromed, Archimedes, Skyfuels, SolarReserve, Cnim et le projet Thémis en France.

Ce marché s'est progressivement crédibilisé, les acteurs sont, financièrement, plus solides sur toute la filière, de la recherche à la distribution en passant par la production :

- Manferrostaal a consolidé (injecté du capital) en Allemagne Solar Millennium et SPG,
- Abengoa a consolidé Solucar et détient 20 % de Rioglass Sener, groupe indépendant. Abengoa s'est associé avec Cobra (filiale de ACS) tout en continuant à développer des projets indépendamment (Gemasolar), il a créé une filiale commune avec Masdar (Torresol),
- Solel et Himin, fabricants de tubes,
- Siemens PG vient de consolider Sole après avoir consolidé Archimedes,
- Areva vient d'acquérir Ausra,
- Le groupe Alstom est devenu en mai 2010 l'un des actionnaires principaux de BrightSource Energy grâce à un investissement de 55 millions de dollars, réalisé lors d'une augmentation de capital de 150 millions de dollars.

### Une offre structurée, en Italie

En Italie, l'alliance Solare XXI s'est créée pour structurer l'offre sous la houlette d'un gros ingénieur du secteur (Techint), qui assure les garanties techniques et contractuelles aux énergéticiens sur l'ensemble de la centrale solaire. L'offre concerne aussi bien les fournisseurs de matière première (verres, canalisations, métallurgie, etc...), de composants (tubes), que les équipementiers (bloc solaire, turbinier, etc...). La chaîne de valeur couvre, de ce fait, la recherche de base, la recherche appliquée, les développements techniques produits ou systèmes, l'ingénierie du bloc solaire et ses multiples combinaisons, l'ingénierie du système de stockage, l'ingénierie de la centrale globale, l'implication du système financier (assureurs et banquiers).

### Des politiques coordonnées à l'export en Allemagne

L'exemple allemand de coopération est intéressant : DLR, Flabeg, Schott Solar, Solar Millennium, Flagsol, Epuron, SPG, Novatec, Ferrostaal, Züblin, Siemens, etc..., participent à un programme piloté par le ministère de l'Industrie, qui coordonne l'implication des politiques à l'export (Algérie, Tunisie, Chine, etc...) avec l'aide de la banque KfW pour l'ingénierie financière.

## Les métiers nouveaux et critiques

La croissance du marché solaire thermodynamique va structurer des filières technologiques encore émergentes à ce jour, sachant que beaucoup de compétences technologiques sont à maîtriser pour aboutir à des systèmes rentables. Leur technologie combine en effet tous les métiers classiques de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Elle fait par ailleurs appel à de nouveaux métiers qui requièrent des compétences au niveau du développement, de la fabrication, de l'installation et de la maintenance.

Pour les métiers classiques où sont présents des industriels comme ABB, Alfa Laval, Flowsolve, SPX Cooling avec des pompes, des systèmes de contrôle, des échangeurs, etc..., l'innovation interviendra de manière incrémentale. Par exemple, le transport des fluides caloporteurs ou thermodynamiques d'une centrale solaire impose aux fabricants de développer des pompes adaptées à de nouvelles exigences de température, pression et débit. Peu de sociétés sont capables d'y répondre. Cette concurrence limitée ne permet pas de maîtriser les coûts. De plus, certains composants ne sont pas encore fabriqués pour le marché spécifique du solaire : c'est le cas de la plupart des turbines (fabriquées par MAN, Ormat, Alstom, Siemens, Thermodyn-GE), qui restent dédiées au marché thermique conventionnel (charbon, fuel, gaz).

Pour les métiers nouveaux, il reste beaucoup à faire. De nouveaux industriels se lancent en jouant sur la compétitivité de composants spécifiques et/ou sur des retours sur investissements dans le cadre de projets intégrés.

### Le champ solaire

Le champ solaire est constitué des miroirs ainsi que des récepteurs. Les nouveaux métiers concernés impliquent, d'une part, des industriels du verre comme Flabeg, Glaston, Saint-Gobain, Rioglass, qui doivent assurer la fabrication de miroirs en très grande quantité et le fonctionnement de supports mécaniques, capables de fonctionner dans des environnements très contraints thermiquement, et d'autre part, les industriels du marché de la construction de récepteurs étanches, fixes ou mobiles, comme Schott Solar ou Solarlite.

## Feuille de route solaire thermodynamique

### Le stockage thermique et les fluides caloporteurs

A ce jour, il n'existe pas de solution de stockage unique. Tout reste à développer. Or le stockage de la chaleur (encadré Le stockage thermique, p.8) est une fonction critique de n'importe quelle centrale solaire thermodynamique puisqu'il permet une intégration optimale au système électrique (encadré Le système électrique, p.8), ce qui augmente très fortement la valeur du kWh produit. Le tableau 2 présente la variété des technologies de stockage thermique et de conversion thermodynamique selon les fluides caloporteurs utilisés.

Deux approches sont possibles :

- le fluide thermodynamique est le fluide de stockage (cas du stockage actif utilisant la vapeur d'eau par exemple),
- le fluide thermodynamique n'est pas le fluide de stockage (on parle de stockage passif) ce qui permet d'utiliser :
  - > les liquides (sels fondus),
  - > les solides (béton),
  - > les matériaux à changement de phase (stockage par chaleur latente).

De nombreuses autres pistes sont possibles, basées sur de nouveaux matériaux :

- des sels fondus spécifiques qui peuvent opérer entre 80 °C et 550 °C (alors qu'aujourd'hui la température minimale est plutôt vers 250 °C),
- les fluides supercritiques,
- le CO<sub>2</sub> associé à des matériaux de stockage en céramique,
- les nanotubes de carbone dans des bains de sels fondus.

### L'intégration système

L'intégration système est la recherche du meilleur compromis en termes de champ solaire, de température, de moteur, etc..., pour produire électricité et chaleur au meilleur coût. L'exemple de la technologie Fresnel, émergente, montre à quel point l'intégration système constitue un nouveau métier. De nombreux pionniers ont aujourd'hui pignon sur rue avec leur propre technologie, comme Torresol, Solel, BrightSource Energy, Solar Power, Sopogy, eSolar, Agni Iberpower, Infinia, etc... Il reste néanmoins beaucoup à faire pour continuer à **optimiser les différentes technologies**, il faut étudier en particulier :

- la **génération directe de vapeur** sans fluide intermédiaire. Cela évite les problèmes liés à l'utilisation des huiles thermiques (coût élevé du fluide, problèmes de pollution, risques d'incendie, limitation de la température d'utilisation, dégradation thermique du fluide dans le temps avec production d'hydrogène),
- l'**utilisation de miroirs de Fresnel quasi horizontaux** proches du sol (faible prise au vent et faible impact visuel, mais exigence de planéité du terrain, sauf pour certaines technologies qui supportent des pentes supérieures à 3 %). Cela permet des structures légères ne nécessitant pas de fondations spéciales ; bien qu'ayant un rendement optique inférieur à celui de la technologie cylindro-parabolique pour des raisons purement géométriques, la technologie permet une meilleure occupation du terrain et au final une moindre utilisation de surface ramenée à l'énergie récupérée. De plus, la technologie des miroirs de Fresnel utilise des composants de type charpente métallique, miroirs plans, tubes standard (le cylindro-parabolique utilisant des miroirs courbes trempés, une charpente support importante, un entraînement des miroirs plus important, ainsi qu'un tube récepteur haute technologie avec double enveloppe sous vide et joints tournants),
- le **développement de nouveaux tubes récepteurs** capables de résister à de hautes températures en présence d'air, la **motorisation des miroirs** à faible consommation, la **fixation de miroirs** en verre plat cintrés mécaniquement.

Fluides caloporteurs	Pression	Température	Stockage	Conversion thermodynamique	
Huiles synthétiques	10 bars	400 °C		Stockage	Turbine à fluide organique Turbine à vapeur Turbine à gaz Cycle combiné Moteur Stirling
Vapeur saturée	40 bars	260 °C			
Vapeur surchauffée	50 à 100 bars	400-700 °C			
Sels fondus	1 bar	500-600 °C			
Air	1 bar	700-1 000 °C			
Air	15 bars	800-900 °C			

Tableau 2 : Caractérisation des fluides caloporteurs

## Positionnement des acteurs français

Les acteurs français se divisent en quatre catégories, la présente liste étant non exhaustive :

- **Les exploitants, acteurs mondiaux de l'énergie, mais aussi développeurs de projets :**
  - > **EDF Energies Nouvelles**, qui a préféré pour l'instant investir dans le solaire photovoltaïque sur la base d'une analyse de risques,
  - > **Total**, partenaire d'Abengoa dans le cadre d'une proposition pour un projet à Abu Dhabi (cylindro-parabolique),
  - > **GDF Suez**, premier producteur indépendant d'électricité au monde, envisage d'investir comme producteur,
  - > **Veolia et sa filiale Dalkia** ont proposé des projets dans plusieurs pays et ont répondu à des appels d'offres avec SolarReserve en utilisant leurs compétences en stockage sur sels fondus (Maroc, Algérie).
- **Les acteurs industriels maîtrisant une ou plusieurs technologies critiques et ayant une forte activité à l'export dans le monde entier:**
  - > **Areva**, acteur majeur de l'énergie et fournisseur de centrales de forte puissance clés en main. Le groupe a tout d'abord développé sa propre technologie avant de racheter Ausra aux Etats-Unis, pour créer Areva Solar. Objectif : poursuivre le développement commercial des technologies existantes CLFR (Compact Linear Fresnel) et bénéficier de l'expertise du groupe dans la thermodynamique pour développer de nouvelles générations de technologies,
  - > **Alstom** vient de s'associer à BrightSource Energy et met en œuvre ses capacités dans l'intégration des centrales, ainsi que ses compétences en matière d'ingénierie, d'achats et de construction,
  - > **Saint-Gobain** possède plusieurs lignes de production dans le monde de verre plat « extra clair » (d'une transparence extrême) et d'argenture (dépôt d'une couche d'argent). Néanmoins, sa production solaire thermodynamique est actuellement concentrée en Allemagne pour les miroirs plans avec une capacité de 400 MW et au Portugal pour les miroirs paraboliques avec une capacité de 250 MW. Saint-Gobain est aussi actif dans le stockage sur matériau céramique, une autre possibilité par rapport aux solutions existantes, et sur les récepteurs/concentrateurs haute température comme ceux fournis pour la tour de Julich en Allemagne (pilote de tour à air, voir p.17).

- > **Schneider Electric** est intéressé par l'électrification et le couplage aux microréseaux avec des systèmes autonomes de petite capacité (100 kWe, parabolique et moteur Stirling ou cycle de Rankine),
- > **Le groupe Cnim** dispose d'installations de centrales électriques clés en main (5-100 MWe) et peut promouvoir l'hybridation dans deux versions (80 % solaire ou 20 % solaire) avec l'expérience de la chaudière à sels fondus de Thémis (encadré Thémis, p.16). Avec sa filiale Bertin Technologies, un programme de R&D sur les cycles à air utilisant les compétences du CNRS est en cours. Enfin, il a construit sur ses fonds propres un pilote de centrale de type Fresnel.
- > **Thermodyn** (filiale de General Electric), spécialiste des turbines à vapeur de petite et moyenne puissance (5 à 50 MW).
- **Les développeurs de projets et technologies :**
  - > **Solar Euromed**, avec un projet de centrale Fresnel,
  - > **SAED**, avec des projets de centrale basse température à capteurs sans concentration,
  - > **Exosun**, fabricant de supports articulés pour suivre la course du soleil,
  - > **Arkema**, fabricant de fluides thermodynamiques.
- **Les laboratoires publics de recherche :**
  - > **CNRS/Promes**,
  - > **CEA/Liten (Ines)<sup>15</sup>**

On notera que certains de ces acteurs sont impliqués aussi dans :

- L'association des industries européennes Estela, qui soutient le développement de l'industrie solaire thermodynamique (cas d'Alstom, Areva, Cnim, Saint-Gobain Solar, Solar Euromed, Veolia Energy-Dalkia).
- Le consortium Desertec. Le protocole d'accord, signé en juillet 2009, impliquait douze sociétés basées en Europe, au Proche-Orient et en Afrique du Nord. Depuis, Saint-Gobain Solar est devenu partenaire et le projet concerne désormais 16 entreprises et la fondation Desertec elle-même.
- Le projet Transgreen (EDF EN, Areva, Veolia, Alstom).

15 - Le Liten, Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux, institut du CEA, est le principal instigateur de l'Institut national de l'énergie solaire (Ines).

## Feuille de route solaire thermodynamique

### > 5. Vision 2050

La feuille de route de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) intègre les centrales thermodynamiques dans une dynamique de promotion des technologies de production d'électricité à faible contenu carbone. Son « scénario bleu » fait l'hypothèse pour 2050 d'une réduction de 50 % des émissions de CO<sub>2</sub> mondiales par rapport à 2005 (voir tableau 3). L'impact de chaque technologie disponible est à peu près équivalent en 2050.

Technologies	Contribution 2050 (TWh/an)
Hydraulique	5 500 (dont environ 3 500 déjà opérationnels en 2010)
Eolien	4 500
Photovoltaïque	3 000
Solaire thermodynamique	2 500
Biomasse	1 500
Géothermie	1 000

Tableau 3 : Scénario bleu proposé par l'AIE, mai 2010

Plusieurs régions du globe disposent des terrains et de l'ensoleillement pour répondre à cette hypothèse de développement du solaire thermodynamique (Etats-Unis, Afrique du Nord, Australie, Moyen-Orient, etc...). L'électricité devra souvent être transportée sur de longues distances. La technologie est disponible et opérationnelle en Chine ou au Brésil, utilisée pour les ressources hydroélectriques : les longueurs des lignes à courant continu haute tension dépassent 1 000 kilomètres, avec des pertes en ligne inférieures à celles des lignes conventionnelles à courant alternatif.

Participer activement à ce scénario suppose que les acteurs français puissent répondre à des marchés qui se structureront autour de deux **dimensions principales** schématisées dans la figure 7 :

- **L'intégration ou non de la production au réseau électrique** : d'un côté l'intégration des installations comme des centrales classiques de pointe, semi-base ou base, de l'autre l'intégration des installations décentralisées dans des microréseaux de distribution du fait de l'absence d'infrastructure de transport de l'électricité produite. La plus grande partie de l'activité se situera sur les installations intégrées au réseau, le concentrateur pouvant être utilisé à la fois sur ce marché et sur celui de l'électrification basée sur des microréseaux et des solutions décentralisées à faibles coûts adaptées aux pays en voie de développement.
- La **compétition** organisée **soit autour de la vente de systèmes intégrés menée** par des intégrateurs d'installations clés en main, **soit autour de la vente d'équipements** répondant à des fonctions critiques (les récepteurs, le stockage thermique et les ensembles de conversion chaleur/électricité).

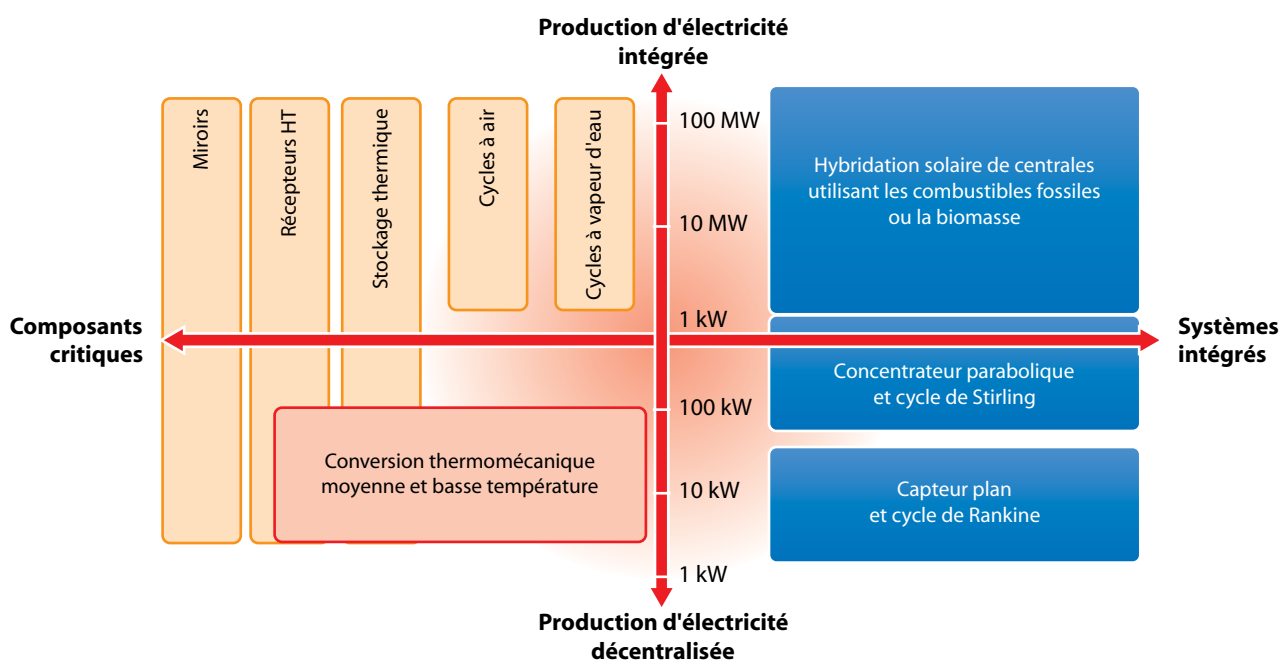


Figure 7 : Structuration des marchés selon 2 dimensions

Bien que le marché des équipements soit actuellement largement dominé par les acteurs allemands, espagnols et américains, il reste de la place pour de nouveaux entrants du fait du potentiel de croissance envisagé à ce jour. Mais cette entrée doit être décidée rapidement, avant que les acteurs actuels n'aient atteint une taille et une notoriété qui les rendent incontournables :

- l'industrie française compte de grands groupes énergétiques, des entreprises verrières, des fabricants d'équipements, de procédés et des sociétés d'ingénieries de classe mondiale, capables de se mettre en ordre de marche rapidement,
- il n'y a de monopole sur aucun composant, la France paraissant bien placée pour développer des projets solaires à l'export, notamment en Afrique du Nord.

**Il s'agit donc pour les industriels français** de combiner :

- une ambition à très long terme d'acteurs économiques faisant face à un marché mondial,
- un démarrage rapide utilisant des technologies déjà déployées industriellement et initié par des financements ad hoc de quelques projets aux Etats-Unis, en Europe du Sud ou en Afrique du Nord : ces projets permettront aux entreprises retenues de disposer de références industrielles,
- un effort de développement permettant de se placer sur des installations à l'horizon de 2015-2020 en développant les aspects composants et systèmes (les centrales à tour à haute température, les centrales à génération directe de vapeur, le stockage thermique, les machines thermodynamiques) qui permettront d'atteindre des prix de vente de l'électricité compatibles avec les attentes des systèmes électriques des pays accueillant ce type d'installations.

Le **développement des solutions solaires thermodynamiques** devrait alors suivre **trois étapes successives** décrites ci-dessous.

## **2015-2020 : intégration des centrales thermodynamiques aux réseaux existants**

- Alors que l'Europe continentale (EU27) a vite saturé son potentiel du fait d'une ressource très localisée, les industriels européens se focalisent sur **l'Amérique du Nord** et **l'Afrique** pour prendre des parts de marché suffisantes et amortir les coûts d'industrialisation de leurs technologies. Le coût de production de l'électricité baisse significativement ce qui permet d'intégrer un **ensemble de solutions potentielles** :
- **soit dans les systèmes électriques existants en pointe ou semi-base**, car les coûts de production deviennent localement compétitifs,
- **soit dans des systèmes électriques nouveaux** pour lesquels les investissements dans les lignes de transport permettent le transport des sites de production vers des sites de consommation,
- **soit sur des sites industriels** pour lesquels les acteurs locaux recherchent une moindre dépendance aux combustibles fossiles.

En 2020, la capacité installée dépasse les 100 GW et peut fonctionner jusqu'à 3 000 heures/an, soit plus de 300 TWh dont 80 % correspondent à la **contribution solaire** et 20 % à **l'hybridation** nécessaire pour faciliter l'intégration aux réseaux électriques existants. La croissance de la demande impose aux industriels du secteur d'augmenter leur capacité de production de 1 GW par an en 2010 à 20 GWe par an en 2020. Cette période de foisonnement permet de tester toutes les options disponibles, mais aussi de promouvoir des solutions innovantes de stockage thermique. Les équipementiers déjà présents en 2010 renforcent leur position d'innovateurs en accompagnant les systémiers. Les décisions sur les investissements de production centralisée impliquant les pouvoirs politiques et les compagnies d'électricité locales, il est nécessaire d'aborder ces marchés à la fois sur le plan du système et sur le plan des composants. Une attention particulière est portée au **stockage thermique de la chaleur** car, avec **l'hybridation**, cette technologie facilite l'intégration aux modes de production et de vente classique de l'électricité de par le monde. En parallèle, les **développements sur les collecteurs paraboliques et les collecteurs plans** permettent de valider les concepts d'unité de production décentralisée qui entrent en phase commerciale d'exploitation en Afrique et en Inde.

## Feuille de route solaire thermodynamique

### **2020-2030 : des réseaux électriques longue distance de nouvelle génération**

Ces réseaux favorisent la croissance du solaire thermodynamique et accompagnent leur intégration en production de base. Les **projets d'interconnexion longue distance** étudiés vers la fin des années 2010 permettent de promouvoir le transport entre les sites producteurs et les sites consommateurs à des coûts acceptables par les systèmes électriques. Le succès des décisions politiques européennes en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2020 permet de crédibiliser une vision 2050 cohérente avec le scénario bleu de l'AIE (voir tableau 3).

La capacité d'installation mondiale a atteint les 20 GWe annuels, ce qui permet aux acteurs français (systémiers et équipementiers) de prendre une part significative des commandes d'installations. Le retour d'expérience sur les centrales en opération depuis le début des années 2010 met en exergue leur portefeuille stabilisé de solutions optimales, tandis que de **nouvelles solutions de stockage thermique** voient le jour. La capacité mondiale installée dépasse les 300 GW avec environ **10 %** centrés sur les **solutions décentralisées** (capteur parabolique ou plan). Enfin, les travaux sur le stockage thermique à base de réactions chimiques haute température permettent de valider plusieurs concepts industriels capables d'atteindre l'échelle industrielle avant 2050.

### **2030-2050 : pleine maturité industrielle**

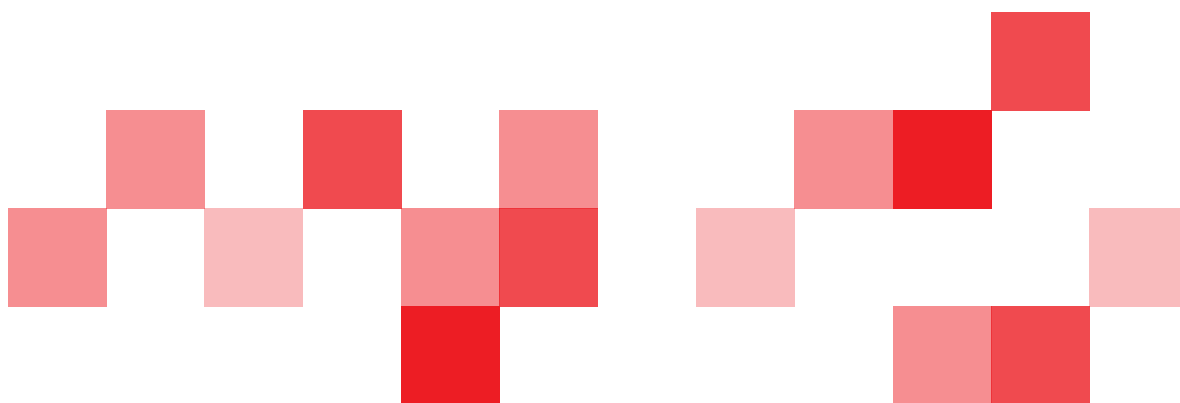
Avec une base installée qui croît d'au moins 20 GWe/an grâce aux mécanismes de financement du CO<sub>2</sub> non émis, les principaux marchés se sont structurés en Australie, dans le sud-ouest des Etats-Unis, au Mexique, Pérou et Chili, au Moyen-Orient et en Afrique du Nord, dans les états de l'Inde les plus ensoleillés (Gujarat et Rajasthan), en Afrique du Sud et dans les états de l'Asie centrale. L'**exportation** de centres producteurs vers des zones de consommation concerne l'Afrique, le Moyen-Orient et l'Asie centrale. Les premiers contrats de **renouvellement des sites** ont été signés avec des solutions de **nouvelle génération** qui confirment la part de marché prépondérante pour les **solutions centralisées**.

Les résultats des développements technologiques validés avant 2030 permettent de concevoir les premières installations de **production de combustibles solaires**, des combustibles produits grâce à la chaleur des systèmes solaires thermodynamiques pour initier des réactions chimiques (encadré ci-dessous). **Deux pistes complémentaires** pourraient émerger :

- l'**hydrogène gazeux dilué dans du gaz naturel** et injecté dans les réseaux de gaz naturel,
- les **combustibles liquides dérivés de l'hydrogène** solaire

#### **L'hydrogène solaire**

L'hydrogène peut être produit par décomposition thermo-chimique de l'eau, grâce aux hautes températures fournies par les systèmes solaires thermodynamiques. L'eau est séparée en hydrogène et oxygène.



## Cinq orientations majeures

La vision à 2050 qui se dégage alors pour les **acteurs français** est construite autour de **cinq orientations majeures à caractère industriel et commercial, détaillées** par la suite :

- **être capable d'installer une part significative des systèmes** qui constituent la demande mondiale annuelle telle que décrite par l'AIE en 2010,
- **être présent sur une majorité des segments du marché** (des centrales à tour, des récepteurs linéaires de Fresnel pour les récepteurs fixes aux centrales à réflecteurs paraboliques ou cylindro-paraboliques pour les récepteurs mobiles, et aux centrales à basse température utilisant des réflecteurs à concentration faible, voire sans concentration),
- **être positionné comme fournisseur de composants critiques** (par exemple les réflecteurs ou les systèmes de conversion thermodynamique),
- **être positionné comme leader européen pour les solutions de stockage de chaleur** indispensables à une insertion des centrales dans les systèmes électriques pour participer à l'équilibre entre l'offre et la demande,
- **disposer d'une ou de plusieurs solutions commerciales de production de combustibles solaires.**

### Installer une part significative des systèmes

A titre d'exemples, les développements d'**Areva**, ainsi que ceux du groupe **Cnim** et de **Solar Euromed**, puis le rachat d'Ausra devenu Areva Solar, mettent la France au cœur du développement des **systèmes linéaires Fresnel**, avec la vapeur d'eau comme fluide thermodynamique. Cette technologie présente déjà des avantages concurrentiels avec quelques inconvénients (rendement de conversion plus faible que les autres technologies, solution de stockage peu ou pas développée). Elle possède des atouts indéniables par rapport aux technologies concurrentes. Elle permet de répondre à des besoins de marché tels que :

- des centrales solaires de production autonome d'électricité,
- des centrales solaires hybrides (y compris solaire/charbon en Australie),
- une stabilité de la production d'électricité et de chaleur avec des engagements de garantie de fourniture,
- une bonne efficacité en MWh/m<sup>2</sup> de surface de capteurs au sol.

### Etre présent sur une majorité des segments du marché

Les applications de la chaleur solaire dépassent la stricte production d'électricité. Les contraintes de décarbonation de l'industrie permettent de généraliser :

- l'appoint solaire sur des installations utilisant des combustibles fossiles ou la biomasse,
- la production d'électricité de base, semi-base et pointe en l'absence de tarif garanti d'achat, car le stockage et l'hybridation permettent de dimensionner des capacités adaptées aux variations saisonnières d'ensoleillement.

La compétition entre les quatre types de solutions continuera (avec de possibles extinctions de filières, par exemple, du fait des barrières environnementales). Les équipementiers doivent être le plus polyvalents possible sur toutes les filières.

Le retard technologique des différentes solutions sur le cylindro-parabolique peut être rattrapé grâce à l'innovation. Les centrales cylindro-paraboliques déployées aujourd'hui utilisent en effet comme fluide caloporteur une huile thermique qui présente les inconvénients suivants :

- mettre en œuvre une substance nocive et inflammable présentant des risques environnementaux,
- dégrader le rendement thermodynamique par l'utilisation d'un générateur de vapeur séparé, fonctionnant nécessairement à une température légèrement inférieure et entraînant un surcoût d'investissement,
- limiter la température d'utilisation à celle que l'huile thermique supporte et non à la limite apportée par la performance de concentration des récepteurs,
- pénaliser l'efficacité du stockage à cause d'un écart de température maximum d'environ 100 °C, du fait de cette température d'utilisation limitée.

C'est pour cela que des développements en génération directe de vapeur sont nécessaires, dans un premier temps en vapeur saturée puis, une fois cette technique maîtrisée, en vapeur surchauffée. Par rapport au Fresnel, la difficulté majeure réside dans l'utilisation de tubes récepteurs en mouvement avec tous les risques liés à la haute pression dans les jonctions, comme à ceux liés à la maîtrise de l'ébullition dans les diverses configurations. La technique proposée par Solarlite montre que des solutions sont possibles.

## Feuille de route solaire thermodynamique

**Quant aux solutions décentralisées de production d'électricité**, en compétition directe avec le solaire photovoltaïque, elles permettront de faire face à la demande des microréseaux autonomes et fiables avec deux types de solutions : récepteurs paraboliques avec moteur Stirling et récepteurs sans concentration avec cycle organique de Rankine. Ces derniers ont l'avantage de mettre à profit le rayonnement diffus, comme le photovoltaïque. La figure 8 ci-dessous rappelle les solutions disponibles pour la production d'énergie électrique pour les petites puissances. Plusieurs alternatives existent dans la gamme allant de 1 kWe à 1 MWe.

### Fournir des composants critiques

**Cinq lignes de composants critiques** peuvent mettre les équipementiers ou fabricants français dans le jeu mondial : les miroirs réflecteurs, les concentrateurs, les récepteurs, les systèmes de stockage thermique, les systèmes de conversion thermodynamique. Les marchés couvrent tant la production d'électricité et l'appoint solaire que les besoins de chaleur et/ou d'électricité dans le secteur industriel.

### Etre leader européen pour les solutions de stockage de chaleur

Le stockage thermique qu'il soit basse ou haute température est une fonction indispensable pour une intégration de l'électricité produite dans un système électrique, qui, en 2020, doit aussi intégrer massivement les ressources éoliennes et photovoltaïques. Pour ces dernières, les opérateurs de réseaux utilisent des solutions de stockage centralisées et décentralisées pour conserver la capacité d'accueil de la production décentralisée. Dans le solaire thermodynamique, le stockage est maîtrisé lors de la phase de production, ce qui permet au producteur de s'engager sur de la vente d'énergie électrique ou vapeur garantie.

**De nombreuses voies d'innovation** sont possibles<sup>16</sup>.

### Disposer de solutions commerciales de combustibles solaires

Cette orientation est complémentaire, à moyen et long terme, des axes de développement énergétique pour les centrales thermodynamiques<sup>17</sup>. Pour l'**hydrogène** (encadré L'hydrogène solaire, p.24), les centrales à tour semblent les mieux adaptées pour fonctionner à haute température et ainsi produire de l'hydrogène à partir de différentes options thermochimiques<sup>18</sup>. Le développement de ce type de réacteur bénéficiera des connaissances acquises sur les centrales thermodynamiques, à condition bien entendu de réussir commercialement dès 2020.

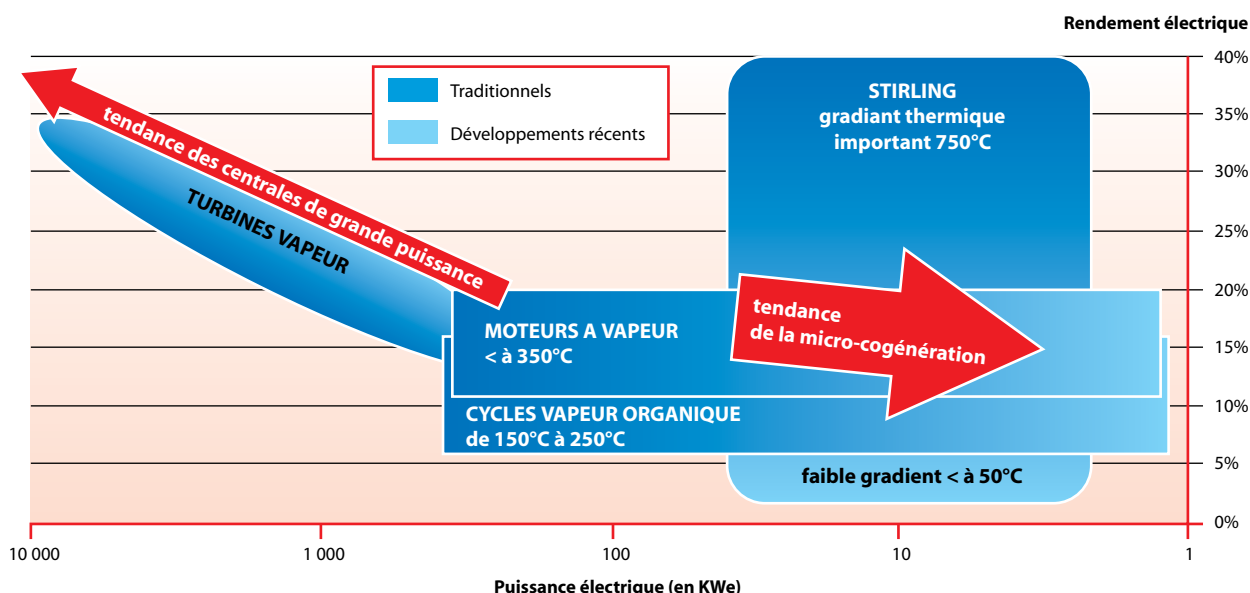


Figure 8 : Comparatif des technologies

16 - "Development of Storage Systems for SP Plants", Rainer Tamme DLR - German Aerospace Center, DG TREN - DG RTD Consultative Seminar "Concentrating Solar Power", Brussels, 27 June 2006.

17 - "Solar fuels from concentrated sunlight", IEA (2009).

18 - INNOAYP-CA (2004-2006).

## > 6. Les cibles à 2015

Rendre crédible la vision 2050 décrite ci-dessus nécessite de réussir une première étape intermédiaire dès 2015. En combinant les analyses de l'AIE et les projections faites dans les travaux les plus récents<sup>19</sup>, la base installée de centrales en 2020 aurait le profil décrit dans la figure 9 :

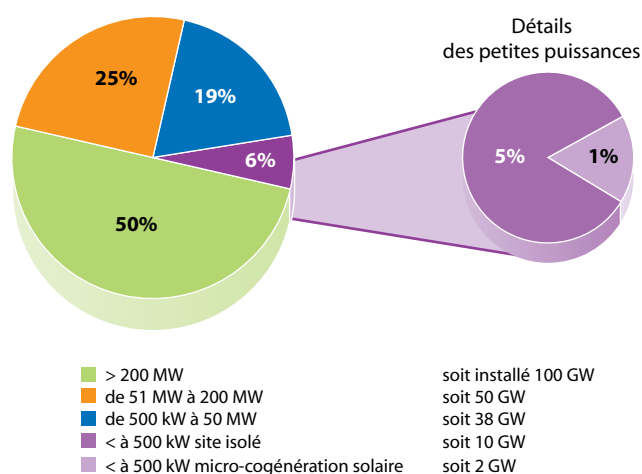
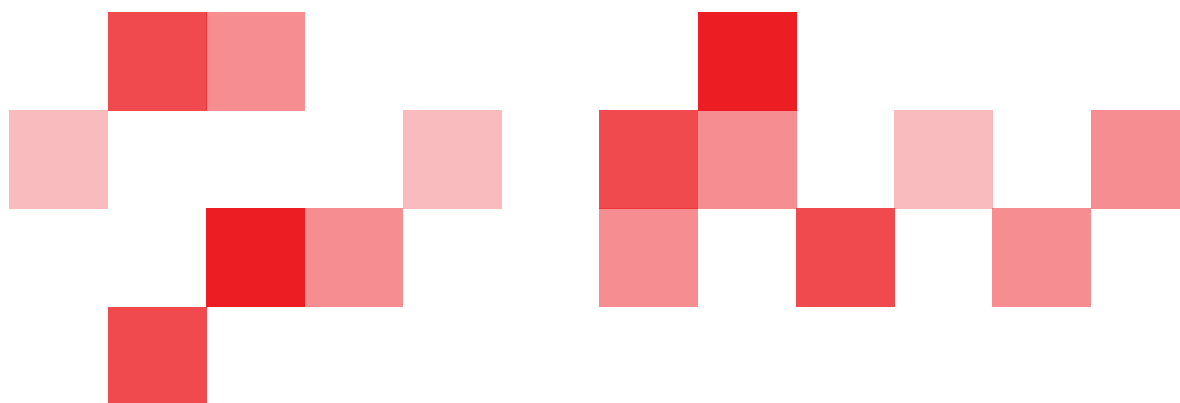


Figure 9 : Répartition en puissance installée des centrales solaires thermodynamiques en fonction de leur taille, pour 2020

Les parts de marché se répartissent en :

- production d'électricité raccordée aux réseaux (installations de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de MWe) dans des sites à très fort ensoleillement : entre 50 et 60 %,
- production d'appoint sur des centrales de production électrique existantes à combustible fossile avec des installations de 20 à 100 MWth : entre 10 et 15 %,
- électrification de zones urbaines de taille moyenne (installations de 1 à 50 MWe à proximité des sites de consommation) dans les pays en développement de la ceinture solaire, avec une forte consommation en période diurne (stockage de courte durée pour la pointe de fin de journée) : entre 10 et 15 %,
- production d'électricité ou cogénération pour des industries spécifiques, grosses consommatrices d'énergie électrique (industries de transformation, mines, dessalement d'eau de mer), avec des installations de 20 à 50 MWe en semi-base et un fort besoin de suivi de charge (stockage, appoint gaz, etc...) : entre 10 et 15 %,
- électrification de sites isolés (installations d'une puissance de 0,1 MWe et inférieure à 1 MWe avec petit stockage et/ou appoint de gaz) : entre 3 et 5 %,
- production de chaleur pour des sites industriels avec des installations allant de 1 à 50 MWth : entre 1 et 2 %.



19 - Voir, par exemple, "Emerging energy research", "Global concentrated Solar Power Markets and Strategies 2009-2020" (avril 2009).

## Feuille de route solaire thermodynamique

Faire partie du jeu mondial dans ce secteur nécessite d'**atteindre les six cibles suivantes en 2015** :

- être capable de répondre à la demande par des systèmes à récepteurs fixes basés sur la filière **des capteurs Fresnel linéaires à génération directe de vapeur d'eau**,
- avoir fait émerger un concept de **centrales à tour** capable de répondre aux demandes des systèmes électriques en production de base (à moins de 10 c€/kWh,)
- être capable de répondre à une demande de niche pour des **systèmes décentralisés** de production d'électricité à récepteurs mobiles ou fixes,
- avoir validé la viabilité technique et économique des **systèmes basse température sans concentration** utilisant les cycles thermodynamiques adaptés (notamment le cycle organique de Rankine ou le cycle de Stirling dans des puissances inférieures au MWe),
- avoir construit un **écosystème d'équipementiers** capables de fournir des technologies critiques autour des récepteurs à haute température et du stockage de chaleur y compris pour les systèmes commerciaux,
- avoir validé les lignes directrices de filières technologiques capables de **produire industriellement de l'hydrogène** dans des réacteurs solaires haute température en 2030.

Atteindre ces cibles en 2015 passe par le **lancement de démonstrateurs industriels** de façon à rendre l'offre crédible et à capter une part significative de la demande mondiale, estimée par l'AIE à environ 20 GWe annuel en 2020.

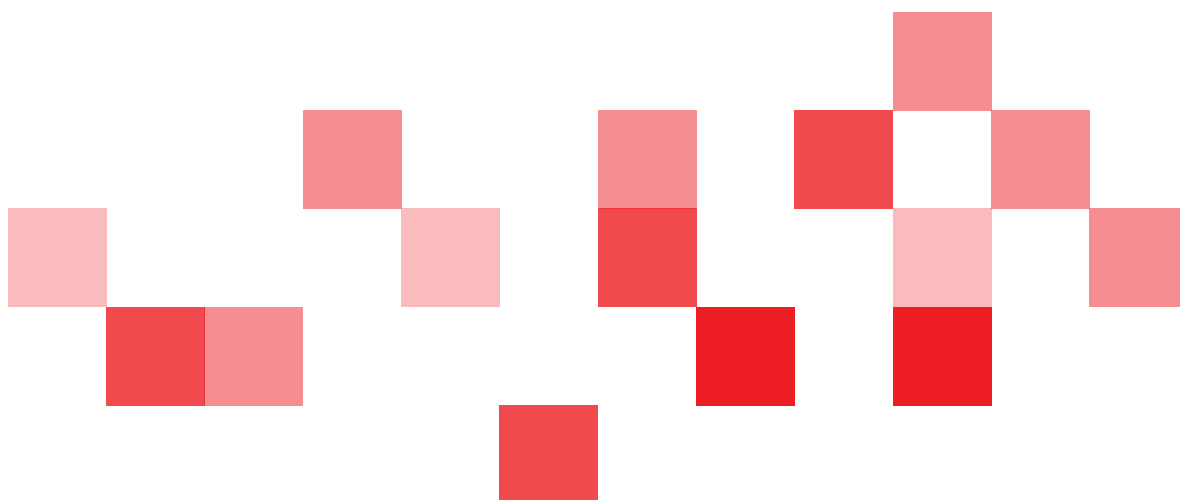
## > 7. Barrières à lever

En cohérence avec la feuille de route de l'association des industries européennes Estela<sup>20</sup> et le plan de la Commission européenne pour le développement de technologies à faible intensité carbonique (plan SET<sup>21</sup>), il y a plusieurs barrières à lever pour rendre la vision décrite ci-dessus crédible.

### Comblant le retard des industriels français

Les acteurs industriels français intégrateurs de systèmes ne disposent pas d'un marché national pour catalyser les alliances industrielles nécessaires à terme pour couvrir le marché mondial.

Une solution pour accéder rapidement aux marchés clés consiste à **acquérir des sociétés déjà en place**. C'est ce qu'a fait Areva en rachetant Ausra, et Alstom en rentrant au capital de BrightSource Energy, pour intégrer, entre autres, les marchés nord-américain et australien. Autre solution : **participer à des consortiums internationaux** comme fournisseur d'équipements critiques (cas du groupe Cnim ou de Saint-Gobain). Enfin, pour des prétendants à l'intégration système, il est nécessaire de se positionner en chef de file pour construire **des consortiums** susceptibles de répondre à des appels d'offres et de remporter des commandes sur la base de références industrielles.



20 - Feuille de route Estela : [www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Cost\\_Roadmap/2010-06%20-%20Solar%20Thermal%20Electricity%202025%20-%20ENG.pdf](http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Cost_Roadmap/2010-06%20-%20Solar%20Thermal%20Electricity%202025%20-%20ENG.pdf)

21 - Plan SET : [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/european\\_energy\\_policy/l27079\\_fr.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l27079_fr.htm)

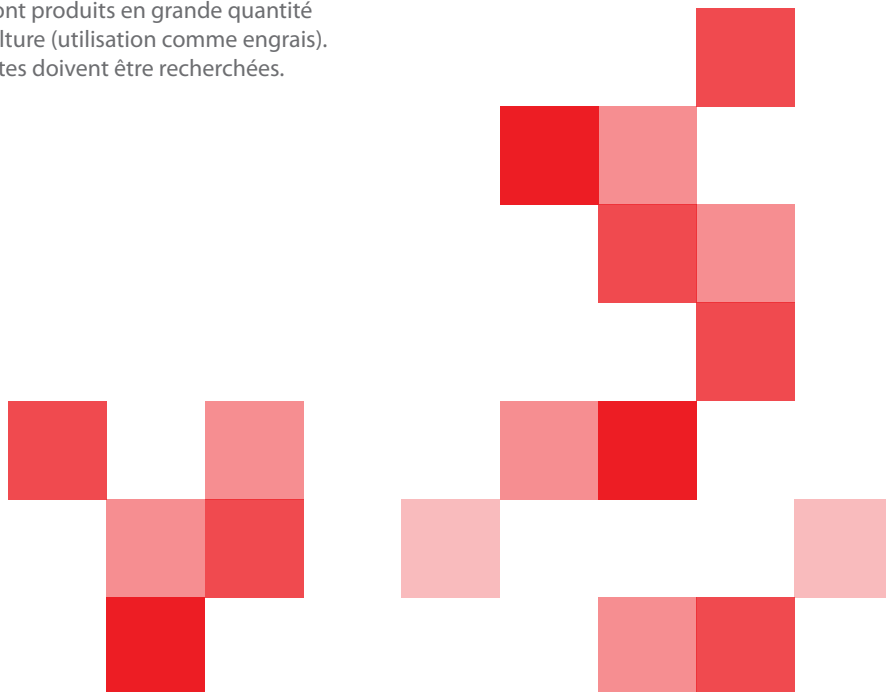
## Accroître les performances techniques des composants et systèmes

Une centrale thermodynamique comprend les réflecteurs, les récepteurs, le stockage thermique, les échangeurs, le groupe turbo-alternateur et les aéroréfrigérants. Les trois premiers composants sont spécifiques de cette filière et verront leur industrialisation conditionnée par l'évolution de ces marchés.

- Le **besoin en miroirs** se situe entre 5 et 10 000 m<sup>2</sup>/MWe en moyenne. L'objectif de 20 GWe en 2020 nécessite la production de 20 millions de m<sup>2</sup> de miroirs sur une période de 10 ans, soit environ 200 000 t/an. Ce volume représente moins de 1 % de la production mondiale de verre plat de qualité (25 Mt/an en 2005, source SFC), mais représente un triplement de la production de miroirs s'ils étaient tous produits en Europe (6 millions de m<sup>2</sup> par an en 2005, avec 3 producteurs principaux).
- Les **récepteurs des centrales cylindro-paraboliques** sont spécifiques (tubes concentriques métal et verre). Leur fabrication est assurée aujourd'hui par deux ou trois industriels au niveau mondial. La montée en puissance de la filière passe donc par le développement des capacités de production de ces acteurs. En revanche, les **récepteurs des centrales à tour** relèvent plutôt du domaine des échangeurs à haute température de haute technologie et sont pour l'instant des pièces spéciales conçues à façon pour chaque type de tour.
- Pour le **stockage thermique**, les matériaux utilisés à ce jour (mélange de sels fondus) sont produits en grande quantité pour les besoins de l'agriculture (utilisation comme engrais). Mais des solutions innovantes doivent être recherchées.

Accroître les performances de ces composants nécessite donc :

- D'augmenter la température de sortie du récepteur des tours par utilisation :
  - > de sels fondus,
  - > de récepteurs à très haute température (>800 °C).
- De développer les technologies pour la génération directe de vapeur d'eau surchauffée (des revêtements résistant aux hautes températures, à un coût raisonnable) pour :
  - > les capteurs de Fresnel,
  - > les centrales à tour.
- De développer des systèmes de stockage thermique intermédiaire plus performants que les technologies à sels fondus ;
- De développer de nouveaux cycles thermodynamiques (cycles combinés, cycles vapeur supercritiques, moteurs Stirling, etc...) autorisant :
  - > un haut rendement thermodynamique,
  - > le cas échéant, la cogénération électricité/chaleur.



## Feuille de route solaire thermodynamique

### Réduire le coût de possession des composants ou systèmes

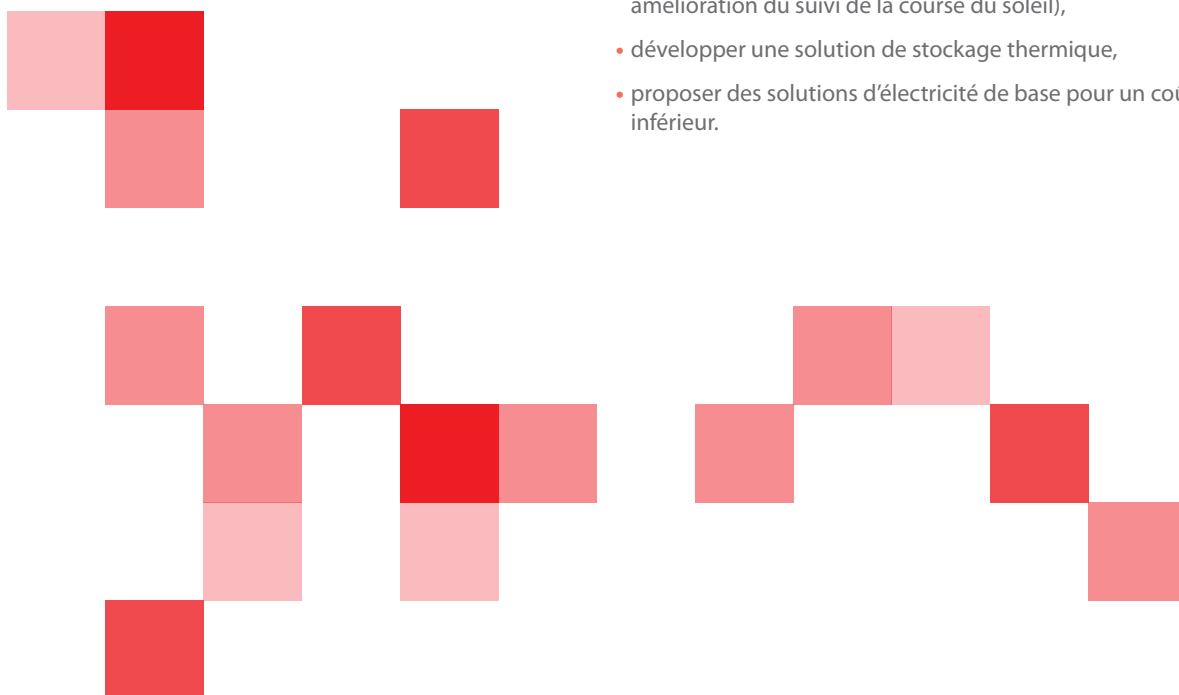
Le coût de possession d'un système solaire thermodynamique (coûts d'investissement, opératoires et de maintenance) est encore de 2,5 à 3,5 fois plus élevé que celui d'une centrale thermique fossile classique. Le fort investissement nécessaire (entre 3 et 6 €/W) a un impact direct sur le coût de production de l'électricité. Compte tenu des risques associés au caractère encore émergent des technologies, cet investissement doit être compensé par un retour sur investissement rapide et/ou une garantie de revenu (d'où les mécanismes d'achat à prix garanti actuels). L'objectif est donc d'attaquer les marchés de pointe ou de semi-base pour atteindre des niveaux de coûts de production comparables à ceux de la filière traditionnelle, tout en tablant sur une envolée future des prix des combustibles classiques. Le coût moyen de production de l'électricité devrait ainsi passer de 20-40 c\$/kWh actuellement à 4-10 c\$/kWh en 2020 : ces fourchettes prennent en compte les caractéristiques du marché, le pourcentage d'hybridation possible et la technologie mise en place (avec présence ou non d'un système de stockage). La réduction du coût est possible grâce aux effets d'échelle (rendement des moteurs), de volume (production en série des composants) et aux améliorations technologiques à venir (nécessitant des activités de recherche et développement ciblées).

Si on veut réduire les coûts de possession on doit :

- développer de nouveaux matériaux ou modes de fabrication réduisant les coûts et préservant, voire améliorant, les performances et la durée de vie :
  - > des réflecteurs,
  - > des récepteurs,
- augmenter la durée de vie de l'ensemble des composants les plus sollicités, thermiquement ou mécaniquement,
- réduire les coûts de construction/montage,
- réduire le coût des opérations de maintenance (par exemple le nettoyage des miroirs),
- mettre en place une ingénierie financière pour des projets au grand export :
  - > soutien à l'investissement,
  - > intégration de la taxe carbone dans le bilan financier de l'opération.

Pour les équipementiers français, les axes prioritaires consistent pour les filières en émergence à :

- améliorer la qualité des réflecteurs (optiques, mécaniques) tout en réduisant les coûts de production et de montage (surfaces réflectrices avec réduction des masses, augmentation de la qualité géométrique, augmentation de la réflectivité, allongement de la durée de vie),
- améliorer les récepteurs (réduction des pertes thermiques, tenue dans le temps),
- optimiser les structures porteuses des récepteurs (réduction des coûts, modularité, réduction des opérations sur site, amélioration du suivi de la course du soleil),
- développer une solution de stockage thermique,
- proposer des solutions d'électricité de base pour un coût inférieur.



## **Maîtriser les impacts environnementaux des centrales**

---

Les fluides caloporteurs utilisés actuellement dans les systèmes sont l'air, l'eau, les huiles synthétiques et les sels. Aucun fluide ne donne entièrement satisfaction aujourd'hui, aussi bien au niveau des performances techniques que des exigences environnementales : l'air et l'eau peuvent être abondants et peu coûteux mais nécessitent des installations soumises à de très fortes pressions ; les sels posent des problèmes de corrosion et se solidifient à basse température ; les huiles synthétiques se voient limitées en température pour conserver un fonctionnement fiable, tandis que le mélange le plus performant en température présente des risques environnementaux importants.

Les innovations concernent les mélanges de sels et les huiles synthétiques :

- les sels doivent être maintenus jour et nuit à une température assurant un pompage aisé. Les axes d'amélioration visent à réduire leur viscosité et leur caractère corrosif.
- les huiles synthétiques les plus stables thermiquement sont des aromatiques de synthèse (comme le mélange eutectique biphényle, le dibenzyltoluène, le benzyltoluène, le terphényle). Ils peuvent être utilisés à la fois comme fluide thermodynamique et de stockage.

L'impact environnemental direct sera donc minimisé en :

- réduisant la consommation d'eau :
  - > par refroidissement sans eau,
  - > par optimisation des techniques de nettoyage des miroirs.
- supprimant les fluides ayant un impact environnemental :
  - > nouveaux moyens pour le stockage de l'énergie,
  - > nouveaux fluides caloporteurs, ou leur suppression par chauffage direct du fluide thermodynamique.

## **Maximiser la production de chaleur et/ou d'électricité**

---

Cela consiste à :

- développer les systèmes de stockage thermique :
  - > pour la génération directe de vapeur,
  - > pour les hautes températures,
- mieux gérer les aspects production et stockage de l'énergie en temps réel en fonction des prévisions d'ensoleillement et de demande électrique,
- adapter la conception de la centrale en fonction des scénarios de demande énergétique locale,
- mieux valoriser les rejets thermiques.

## **Convaincre les investisseurs et les producteurs d'électricité**

---

Il s'agit dans un secteur dominé par quelques acteurs clés de former et de diffuser les connaissances nouvelles vers :

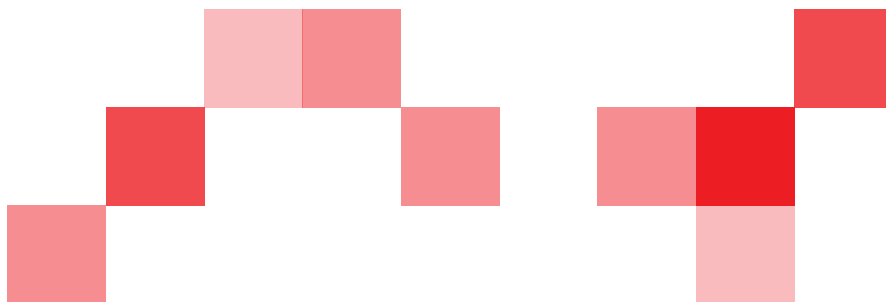
- les industriels producteurs d'électricité et les investisseurs,
- les partenaires étrangers auprès desquels on peut faire valoir :
  - > soit une valeur ajoutée de systémier afin d'occuper le segment des centrales raccordées au réseau,
  - > soit une valeur ajoutée sur des composants critiques qui permettent de se positionner comme équipementier clé en premier lieu, puis de prendre des commandes systèmes, sans négliger les basses puissances pour lesquelles les marchés sont moins encombrés.

## **Innover sur le modèle commercial**

---

Les projets pour les acteurs français se feront à l'export. Ils nécessiteront une ingénierie financière spécifique :

- soutien à la prospection,
- soutien à l'investissement,
- intégration de la taxe carbone dans le bilan financier de l'opération.

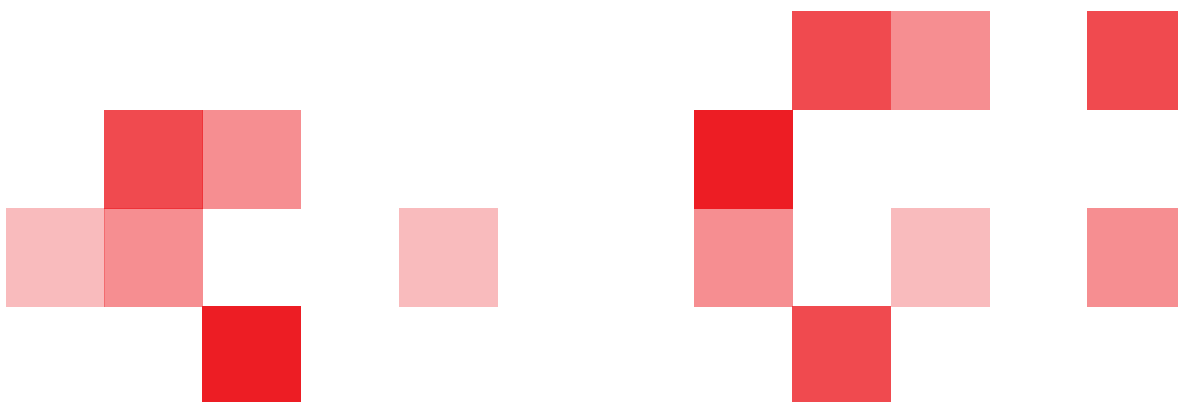


### > 8. Besoins de démonstrateurs

L'objectif ultime de chaque **démonstrateur de recherche** ou de chaque **expérimentation** est de minimiser le coût de l'énergie délivrée (électricité et/ou chaleur) ou de la puissance garantie, et ceci dans une gamme de puissance allant de **quelques kWe à une dizaine de MWe**.

Les démonstrateurs de recherche doivent par ailleurs remplir un ou plusieurs critères discriminants afin de lever tout ou partie des barrières décrites ci-dessus :

- **1er critère : contribuer à l'émergence de composants technologiques critiques**, propices à l'expansion du concept de centrale solaire thermodynamique, notamment les réflecteurs, les récepteurs focalisés sur une ligne ou sur un point, les composants de stockage de chaleur, les machines de conversion chaleur/électricité (turbine, moteur à combustion externe type Stirling, moteur vapeur à piston, etc...), les nouveaux fluides caloporteurs. Les développements proposés pourront concerner le concept, la validation de performance ou les modes de fabrication en série. Ces composants (ou ensembles de composants) contribueront à maximiser la valeur de l'énergie fournie par la centrale en augmentant ses performances (rendements) et/ou en diminuant les coûts de possession des technologies ou des systèmes complets.
- **2e critère : expérimenter, en condition d'usages réels, des composants technologiques** qui, une fois validés et industrialisés, permettront d'engager la transition vers des systèmes de production d'électricité et/ou de chaleur utilisant les centrales solaires thermodynamiques. Les centrales d'expérimentation ou de démonstration pourront utiliser des récepteurs linéaires ou ponctuels, un fluide unique tel que la vapeur d'eau surchauffée, ou des couplages de fluides facilitant les modes de stockage intermédiaire de chaleur (par exemple les sels fondus).
- **3e critère : intégrer une composante solaire thermodynamique** pour produire chaleur et/ou électricité (par hybridation et/ou cogénération) **dans des systèmes énergétiques clés en main** prototypes ou déjà disponibles commercialement. Ces systèmes concernent aussi bien la production centralisée que décentralisée d'électricité/chaleur, des récepteurs focalisés sur un point ou sur une ligne, un couplage ou non à un microréseau de distribution ou à un réseau de chaleur d'une usine de fabrication.
- **4e critère : permettre des expérimentations de nouveaux modèles d'affaires à l'export** susceptibles d'apporter aux clients une valeur ajoutée qui dépasse les offres actuelles d'intégration aux systèmes électriques ou industriels. On mentionnera le transfert de droits de fabrication ou de maintenance et réparation, activités qui peuvent impacter les choix technologiques de développement en amont.



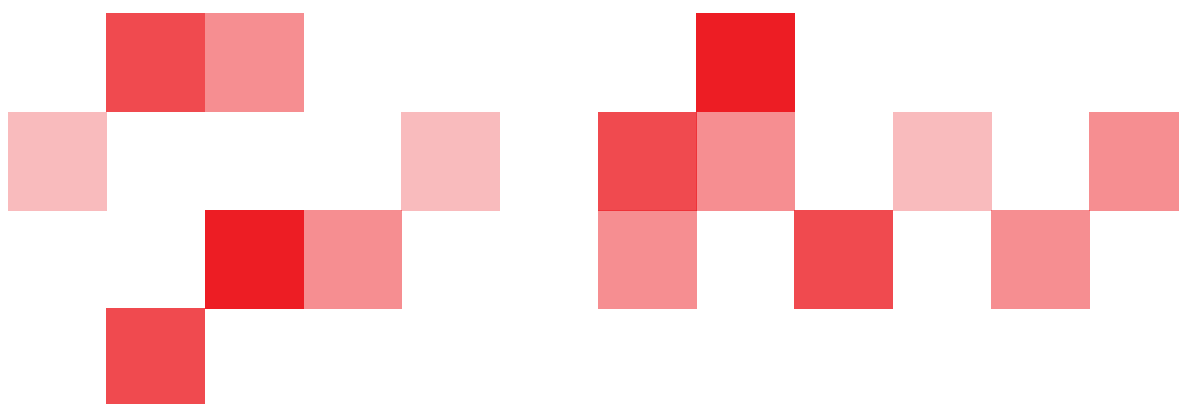
Dans tous les cas, on prendra en compte **les activités permettant de montrer la reproductibilité** des options testées dans des contextes de systèmes électriques ou industriels similaires, notamment au regard des enjeux de prise de parts de marché à l'export. La taille choisie pour les démonstrateurs devra être ajustée pour que les options technologiques, organisationnelles et économiques proposées en démonstration puissent constituer de réelles preuves de faisabilité et de pertinence au regard de l'engagement d'un développement industriel et commercial ultérieur.

Au-delà de l'adéquation entre les projets de démonstrateurs proposés et les critères décrits ci-dessus, une attention particulière devra être accordée aux **bilans économiques et environnementaux** (notamment la réduction globale des émissions de gaz à effet de serre) des démonstrateurs de recherche proposés.

## > 9. Le cadre administratif des futurs démonstrateurs

Les démonstrateurs, qui pourraient être construits en France métropolitaine, en Corse ou dans les DROM-COM, nécessiteront des démarches administratives appropriées à l'urgence de la situation, ceci afin de disposer en 2015 de résultats expérimentaux positionnant l'industrie française sur un marché mondial.

Il pourrait, par ailleurs, être utile de faciliter l'installation de démonstrateurs au-delà du territoire national, ceci dans le cadre d'opérations de promotion des technologies françaises.



### > 10. Gouvernance de la feuille de route

Les experts qui ont contribué à cette feuille de route reconnaissent la nécessité d'une approche globale des marchés et des technologies impliqués dans la filière solaire thermodynamique. Les professionnels, quant à eux, attendent une suite concrète aux orientations de développement définies par le groupe d'experts. Chacun s'est donc construit son scénario de croissance, basé sur une analyse des forces et faiblesses, opportunités et menaces pour son activité. Les réunions de travail avec les experts de la profession ont montré une conviction partagée sur trois points :

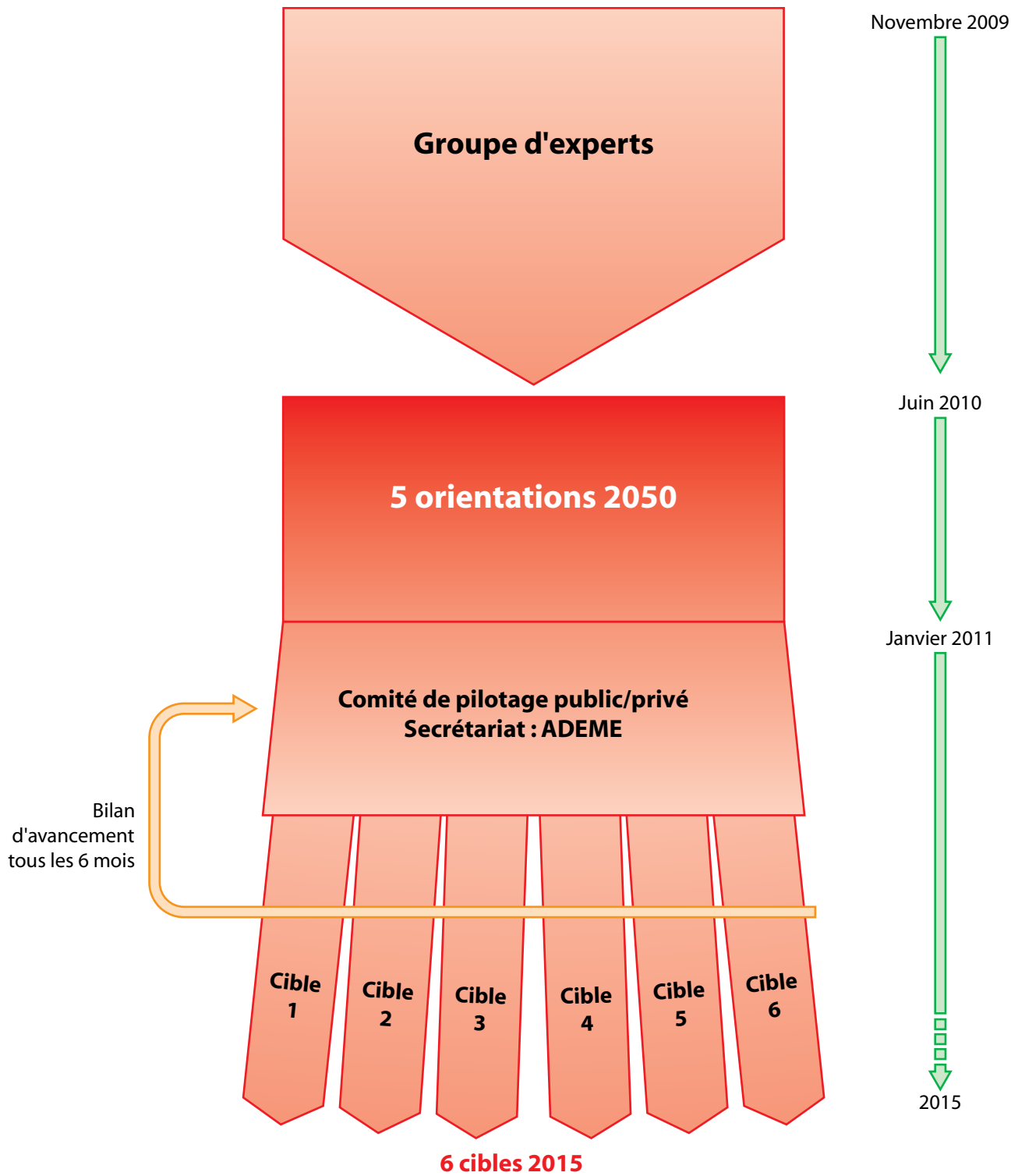
- l'urgence d'agir pour gagner des parts de marché,
- le besoin d'agir collectivement, en construisant un écosystème de systémiers et d'équipementiers capables de répondre globalement à une demande mondiale,
- la nécessité de démonstrateurs qui crédibilisent une offre multitechnologie d'ici à 2015, pour éviter que les industriels installés sur des marchés pérennes n'empêchent les nouveaux entrants de proposer leur offre.

Le pilotage de cette feuille de route nécessite, au moins sur la période 2010-2020, de constituer un **comité ad hoc, dont le secrétariat sera assuré par l'ADEME**, avec des bilans semestriels sur le degré d'avancement des six cibles choisies. Ce comité regroupera les représentants du groupe d'experts actuel, les associations professionnelles de constructeurs, les opérateurs de R&D. Le pilotage, tel qu'illustré page ci-contre, permettra de vérifier l'adéquation entre les Appels à manifestation d'intérêt et l'évolution de la compétition mondiale.

L'ADEME, l'ANR et OSEO doivent mettre en place une **coordination permanente** avec l'objectif commun de garantir aux partenaires publics et privés un soutien continu de leurs projets de recherche et développement dans le domaine du solaire thermodynamique en parallèle des démonstrateurs. Cette coordination pourrait se matérialiser par :

- une **définition conjointe des actions de valorisation** de la recherche à soutenir, afin de garantir une bonne circulation des connaissances entre recherche en amont, recherche en aval et démonstrateurs de recherche (et vice versa),
- un **échange permanent sur le contenu technique et scientifique** des futurs appels à projet et autres appels à manifestation d'intérêt en préparation, quitte à ajuster certaines cibles choisies en fonction de l'évolution de la compétition mondiale,
- une possible **réorientation de projets** qui, par exemple, seraient évalués comme moyens en termes d'excellence scientifique, mais auraient un intérêt certain du point de vue du soutien au développement industriel d'une technologie (et vice versa).

Figure 10 : Proposition de système de gouvernance



## L'ADEME en bref

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) est un établissement public sous la triple tutelle du ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche et du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. Elle participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

