
MIG SOLAIRE : ENERGIE SOLAIRE ET TRANSITION ENERGETIQUE ET ECOLOGIQUE

– Reconversion de la centrale d'Aramon –

Philippe BLANC (enseignant-chercheur)

Benoit GSCHWIND (enseignant-chercheur)

Joris MASAFONT (doctorant ADEME, Ecole nationale supérieure de paysage de Versailles, MINES ParisTech)

Elèves des Mines de Paris :

Maud BIQUARD

Julie BONNET

Lucas BOUVIGNIES

Oussama EL HALI

Thibault HASTINGS

Suzanne LEMAISTRE

Corentin LEMOINE

Elsa OLIVETTI

Arthur PREVOST

Anaïs SCHIENGER

Mahaut VAUCHEZ

Aymeric VINCOTTE

Loïc YEZEGUELIAN

Haobo YU



Figure 1 : Photo de la centrale d'Aramon

Sommaire

Introduction.....	3
I) Enjeux de la réhabilitation du site de la centrale d'Aramon.....	4
A) Cahier des charges de EDF.....	4
B) Dimension paysagère	4
II) Aménagement du site de la centrale d'Aramon.....	6
A) Innovations énergétiques intégrées dans le paysage	7
1) Innovations techniques réutilisant la cheminée.....	7
a) La technologie STEP.....	7
b) Tour solaire à concentration.....	8
c) L'énergie éolienne.....	11
d) L'aménagement de la cheminée	13
2) Un projet de production de méthane et de dihydrogène ancré dans le territoire	16
3) Une hybridation entre la filière énergétique et agricole	21
B) Interconnecter le site de la centrale d'Aramon au territoire	27
C) Aménagement de la centrale	29
Conclusion	32
Annexes.....	33
A) Remerciements.....	33
B) Bibliographie	33
C) Informations complémentaires sur les projets.....	35
1) Algorithme pour le calcul des ombrages (MATLAB).....	35
2) Projet STEP.....	37
3) Projet tour solaire à concentration	38
4) Projet éolien.....	43
5) Production de méthane et de dihydrogène	44
6) Hybridation entre la filière énergétique et agricole	48
7) Transport	50
8) Estimation du coût du projet et du planning	51
D) Visites.....	51
1) Centrale nucléaire du Tricastin	51
2) Centrale thermique d'Aramon	52
3) Visite du CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)	53
4) Centrale hydraulique de Sainte-Tulle	54
5) Visite des jardins du Château le Plaisir	55

Introduction

La centrale thermique au fioul d'Aramon, située dans le département du Gard, fut mise en service en 1977. Elle possédait une puissance totale électrique de 1400 MW grâce à deux unités de production. Comme cette centrale était peu utilisée, EDF décide de l'arrêter en 2016. Or cette centrale avait un véritable impact sur les communes aux alentours, notamment financier – la commune d'Aramon recevant 2 millions d'euros par ans grâce à cette dernière. EDF cherche donc à redynamiser ce site via des projets innovants et soutenables. ¹

Comment réhabiliter le site de la centrale d'Aramon dans la dynamique du développement durable ?



Figure 2 : Vue de dessus de la centrale d'Aramon, Images ©2018 Google, Données cartographiques ©2018 Google

Afin de répondre à cette problématique, il est nécessaire de prendre en compte la centrale telle qu'elle est aujourd'hui mais également les différents acteurs en présence et leurs enjeux.

Tout d'abord, la centrale thermique au fioul d'Aramon possède encore la majorité des équipements utilisés lors de l'activité du site. Ainsi, les cuves destinées au stockage du fioul se trouvent toujours à l'ouest du site tandis que la partie centrale est composée de bureaux mais aussi d'une grande salle des machines, des deux chaudières de 70 mètres de haut et d'une imposante cheminée de 252 mètres. La partie est du site est actuellement peu utilisée mais contient une voie de chemin de fer. L'agencement actuel du site est à la fois un atout et une contrainte en vue de la future réhabilitation du site.

Par ailleurs, il faut également concilier les différents acteurs : EDF, propriétaire de la centrale et producteur d'énergie, mais également les acteurs locaux qui souhaitent maintenir un dynamisme industriel et économique dans la région.

La transformation de ce site industriel est d'ores et déjà entamée. Le démantèlement de l'usine est en cours et, fidèle à sa stratégie d'énergie bas carbone, EDF implante dans la partie ouest du site une installation photovoltaïque dont la maîtrise d'œuvre du projet déjà en cours est confiée à EDF EN. Dans le sillage de cette transformation énergétique, nous avons travaillé lors de ce MIG à la reconversion industrielle, économique et sociale de la centrale d'Aramon.

¹ Dans le JO du 06/10/2016 : « la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, a demandé à EDF, dès l'annonce de la fermeture, d'engager un plan de revitalisation ambitieux et rapide, qui s'intègre dans les orientations de la transition énergétique vers la croissance verte. »

I) Enjeux de la réhabilitation du site de la centrale d'Aramon

A) Cahier des charges de EDF

Historique

La centrale d'Aramon a été construite en 1976. Il s'agissait d'une centrale thermique au fioul d'une puissance de 1,4 GW décomposée en deux tranches de production de 700 MW. Suite au choc pétrolier et au développement de l'énergie nucléaire en France, cette centrale ne fut utilisée que pour faire face aux pics de demandes. En effet, les centrales thermiques au fioul ont une forte réactivité et peuvent donc facilement faire varier leur production de façon conséquente, contrairement aux centrales nucléaires qui ont une grande inertie. Cette centrale a donc été très peu utilisée, moins de 200 heures par an en fin de vie.

De plus, cette centrale était un atout économique pour les communes des alentours. Le site employait environ 200 personnes et 400 sous-traitants par an. Ces communes bénéficiaient également de rentrée fiscale avantageuse notamment grâce à la taxe professionnelle qui rapportait environ 2 millions d'euros par an à la commune d'Aramon.

Or, en 2016, EDF a décidé d'arrêter cette centrale pour des raisons économiques, un manque de rentabilité et des coûts trop élevés pour remettre celle-ci aux normes en vigueur. Par cette fermeture, l'entreprise cherche également à promouvoir son image de producteur d'électricité militant pour un monde bas carbone : le site d'Aramon est donc un précurseur.

Suite au choc dans la population lié à la fermeture du site, EDF cherche à réhabiliter le site de la Centrale d'Aramon dans le cadre d'une croissance verte. EDF a donc contribué à la création d'un comité partenarial de développement regroupant des acteurs publics et privés pour lancer une réflexion sur la réhabilitation du site de la centrale : Énergie du Gard. Ce comité s'est ensuite élargi pour former la *Cleantech Vallée*, une association regroupant divers partenaires : économiques, institutionnels, politiques... Cette association s'est même engagée dans la démarche CTE² (cf. Annexe, B, p.33, [13]).

Les exigences d'EDF

EDF souhaite conserver la vocation industrielle du site en y gardant une production d'énergie. Cependant, il s'agit de faire de cette production un vecteur d'innovation dans le cadre de la transition énergétique et écologique, en y intégrant par exemple des infrastructures prototypes et un accélérateur de start-ups.

Cela n'est cependant pas le seul but du projet, qui s'inscrit également dans une logique d'intégration au territoire. EDF a en effet déjà mis en place une coopération avec les différents acteurs d'Énergie du Gard et de la Cleantech Vallée, acteurs qui demeurent présents sur le site, puisqu'il a vocation à héberger le siège de la *Cleantech Vallée*. Cette synergie permettrait de lancer une dynamique d'économie circulaire dans l'ensemble de la région environnante.

B) Dimension paysagère

Un autre enjeu de la réhabilitation de la centrale est l'intégration de celle-ci dans le paysage. La prise en compte du paysage est essentielle car il est omniprésent au quotidien et concerne tout le

² Contrat de transition écologique : outils pour promouvoir un développement local, durable et concret qui s'ancre dans les objectifs de la France en terme de transition écologique.

monde, même s'il se situe à la marge des intérêts de chacun. Il est alors primordial d'en avoir pleinement conscience dans l'élaboration de ce projet.

Afin de mieux appréhender cette notion, nous avons travaillé en collaboration avec plusieurs étudiants de l'Ecole Nationale Supérieure de Paysage de Versailles en post-master Paysage et Transition. Ils travaillent en particulier cette année sur le thème de la transition énergétique. Ils ont partagé avec nous et nous ont aidés à cerner les enjeux qui sont primordiaux lors de la réhabilitation de la centrale.

La notion de paysage

Une définition du paysage pourrait être :

« Une étendue de territoires, d'espaces, perçue par un observateur »

Le paysage et l'observateur sont ainsi indissociables : le paysage n'existe que par notre perception. Par conséquent, il existe également toute une dimension culturelle : on appréhende le paysage différemment selon nos traditions.

Cette notion de paysage est cruciale car c'est finalement ce que tout le monde va percevoir une fois le projet terminé. De plus, cette notion ne se réduit pas uniquement à une question d'esthétisme du projet et d'urbanisme : elle comprend également le fait d'ancrer le site dans le milieu environnant, à l'échelle du territoire, et de repenser l'accessibilité du site pour finalement l'intégrer au mieux à toutes les échelles et dans sa perspective historique.

Les enjeux liés au paysage

Il faut donc repenser l'accessibilité du site et l'intégrer dans son environnement sans oublier la dimension symbolique de ce lieu.

Ce site a notamment de nombreux atouts vis-à-vis du réseau de transport français. EDF possède par exemple la ligne de chemin de fer qui lie Aramon et la centrale, et qui pourrait éventuellement être réutilisée pour mieux relier la centrale au reste du territoire. Aramon est également proche d'Avignon (16 km, 92000 habitants), atout non négligeable dans l'optique d'attirer la population, que ce soit dans une visée touristique ou industrielle. Enfin, le Rhône jouxte la centrale, son exploitation et sa mise en valeur seront à prendre en compte leur de la construction du projet

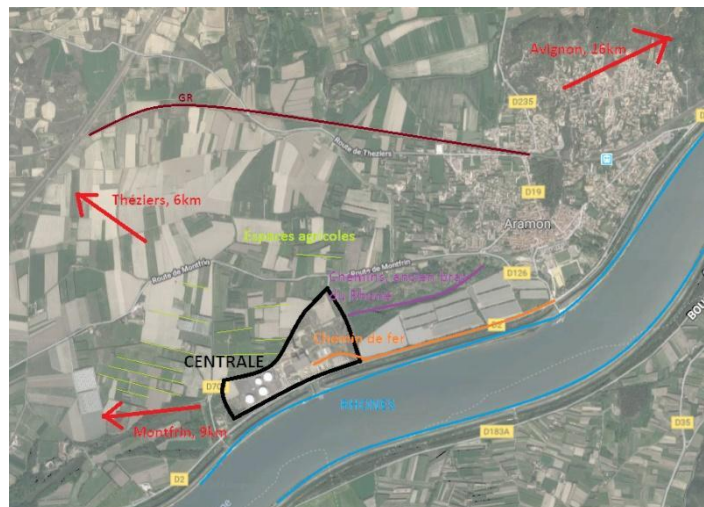


Figure 3 : Plan du site de la centrale d'Aramon, Images ©2018 Google, Données cartographiques ©2018 Google

De plus, la centrale se trouve sur l'ancien bras du Rhône. Il est d'abord nécessaire d'instaurer une continuité avec ce bras qui est « coupé » par la centrale. Il existe déjà des chemins reliant Aramon à la centrale par cet ancien bras qui pourraient être réexploités, toujours afin de mieux relier Aramon et la centrale.

Enfin, la centrale est entourée d'espaces agricoles qui ont une structure particulière qu'il est nécessaire de prendre en compte. En effet, le parcellaire est fait de tel sorte que de nombreux champs sont séparés par une haie d'arbres orientée est-ouest qui sert à protéger les cultures des forts vents présent dans la vallée du Rhône.

II) Aménagement du site de la centrale d'Aramon

Une des problématiques majeures dans ce projet de réhabilitation de la centrale d'Aramon est l'aménagement du site en lui-même. En effet, il doit prendre en compte, non seulement toutes les contraintes du cahier des charges, mais également des contraintes paysagères et de sécurité.

L'organisation du site avant le démantèlement

Pour décrire brièvement le lieu, 5 cuves de stockage de fuel occupent la partie ouest, la salle des machines et la chaufferie sont au centre. L'élément le plus marquant est bien entendu la cheminée de 250 mètres, observable de très loin dans la région.

Le démantèlement de ces infrastructures est déjà prévu par EDF dans les prochaines années : seuls les bâtiments administratifs seraient *a priori* conservés. Néanmoins, la question de conserver certaines de ces infrastructures se pose, et notamment en ce qui concerne la cheminée : elle est vue de très loin et elle est devenue, au fil du temps, un symbole pour la population avoisinante. De plus, si certains bâtiments pouvaient éventuellement être réutilisés pour d'autres activités, il serait pertinent de les conserver.

Solutions envisagées

Il était donc important de prendre en compte plusieurs facteurs dans l'aménagement du site : conserver – ou pas – certaines infrastructures, garder une logique paysagère tout en prenant compte les exigences du cahier des charges, c'est-à-dire proposer un site d'innovation, de production d'énergie dans le cadre de la transition énergétique en s'assurant de la soutenabilité économique du projet. Compte tenu des infrastructures existantes et des ressources solaires et éoliennes relativement importantes, nous nous sommes intéressés à cinq innovations énergétiques :

- Technologie STEP (un stockage gravitaire)
- Tour solaire à concentration
- Energie éolienne
- Production de dihydrogène (H_2) et de méthane (CH_4)
- Implantation de panneaux photovoltaïques hybridés avec différentes infrastructures – le parking, des espaces agricoles, les toitures.

De manière plus spécifique, ces trois premières innovations énergétiques pourraient permettre une réutilisation de la cheminée – l'idée est d'ailleurs d'étudier la compatibilité de ces différents projets tandis que la production de H_2 et de CH_4 permettrait une réutilisation des cuves.

Ensuite, il est nécessaire que le site s'ancre et s'ouvre au territoire. S'il se veut être une zone d'innovation et de production, il doit être attractif et attirant, pour s'inscrire dans la vie du territoire et

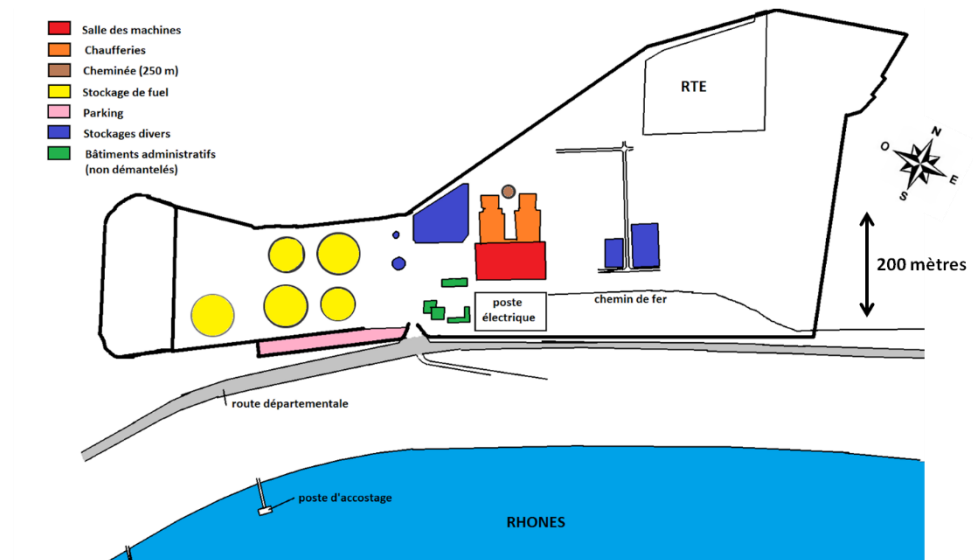


Figure 4 : Agencement du site avant le démantèlement

de ses habitants. Par conséquent il faut privilégier l'accès au site – redynamiser les berges, réaffecter la voie de chemin de fer. Il ne paraît pas insensé non plus de développer un espace d'accueil, de présentation sur le projet et la transition énergétique, et par exemple de développer une promenade pédagogique au sein des installations innovantes pour faire de ce projet et de ce lieu une réelle vitrine de la transition écologique.

A) Innovations énergétiques intégrées dans le paysage

1) Innovations techniques réutilisant la cheminée

a) La technologie STEP

Principe

La technologie STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) constitue une méthode de stockage d'énergie. Une telle technologie est donc très avantageuse sur les sites de production d'électricité par intermittence, comme les centrales photovoltaïques ou éoliennes. Elle se sert de deux bassins ayant des altitudes différentes et possède deux phases : une phase de stockage d'énergie et une autre de restitution d'énergie. La première étape consiste à utiliser de l'électricité pour pomper l'eau du bassin inférieur et ainsi la placer par turbinage dans l'autre bassin. Lors de la seconde phase, le bassin supérieur est vidé afin de faire passer de l'eau dans une turbine et ainsi d'obtenir de l'électricité. Même si le pompage nécessite plus d'énergie qu'il n'en récupère via la turbine, ce système possède un bon rendement de 70 à 85% et devient ainsi rentable si l'eau est pompée et restituée à des moments adéquats. Plus précisément, il s'agit de pomper l'eau lorsque le prix de l'électricité est faible, et de la turbiner lorsqu'il est élevé (cf. Annexe, B, p.33, [14]).

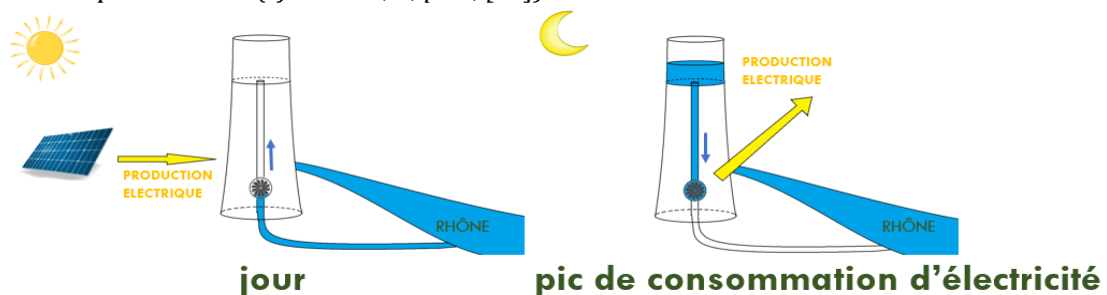


Figure 5 : Fonctionnement de la technologie STEP

Étude du système dans le cadre de la centrale d'Aramon

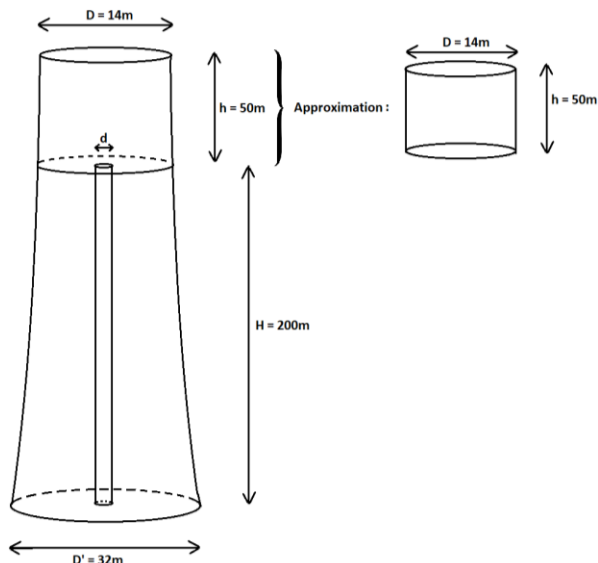


Figure 6 : Schéma introduisant les notations pour l'étude de la technologie STEP

L'étude a consisté à adapter la technologie STEP à la cheminée afin d'exploiter la hauteur de cette dernière (252 mètres). Il faudrait donc vider les 50 derniers mètres de la cheminée pour y créer une cuve, qui jouerait le rôle de bassin supérieur. L'eau du Rhône serait pompée pendant la journée. Lors des pics de consommation, il s'agirait de faire chuter cette eau sur une turbine située au pied de la cheminée (donc 200 mètres plus bas) pour produire de l'électricité qui pourrait être vendue à un prix élevé.

Créer une cuve sur les 50 derniers mètres de la cheminée rend possible le stockage de 8000 m³ d'eau à 200 mètres de haut, ce qui correspond à

une énergie emmagasinée de 4 MWh. Cette eau chute sur la turbine à une vitesse de 32 m/s. Le choix du diamètre de la conduite dépend ensuite de la puissance que l'on souhaite récupérer et de la durée nécessaire pour vider la cuve. Pour une conduite de 1 mètre de diamètre on obtient une puissance de 41,8 MW pendant 5 minutes. En plaçant un variateur de débit à la sortie de la cuve, il est possible de contrôler la puissance restituée ainsi que le temps de restitution. (Cf. Annexe C, 2, p.37)

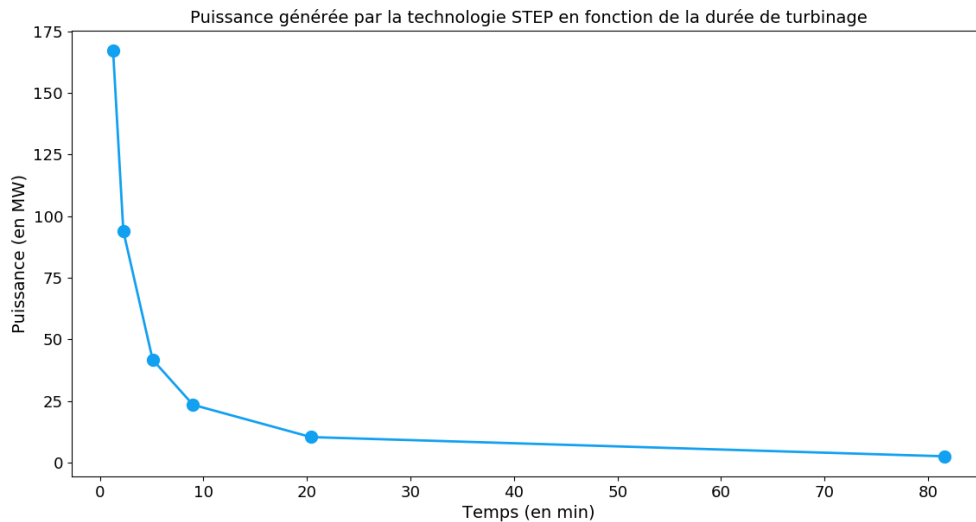


Figure 7 : Puissance générée par la technologie STEP en fonction de la durée de turbinage

Un des avantages de cette technologie est son coût peu élevé qui est essentiellement dû à l'achat de la turbine et de la pompe. Cependant, il existe d'importantes incertitudes quant à la capacité de la cheminée à supporter une telle masse en son sommet. Il y a donc une étude poussée à mener sur sa solidité afin de prévenir un effondrement et éventuellement la renforcer à l'aide d'un voile de carbone.

Étude des impacts dans le cadre du développement durable

Le stockage par STEP utilise uniquement l'eau présente dans le Rhône, et se contente de la monter en haut de la cheminée puis de la rejeter. Il n'y a donc aucune substance ajoutée à l'eau, cette dernière va uniquement être filtrée avant d'entrer dans la pompe. De plus, l'eau n'est pas non plus chauffée, donc sa réémission dans le Rhône ne présente pas de problèmes. Il n'y a donc pas d'impacts environnementaux autres que la présence de la cheminée sur le site, qui serait réutilisée sans en changer l'aspect extérieur.

b) Tour solaire à concentration

Principe

Le potentiel solaire en rayonnement direct de la région est relativement important. En effet, avec une valeur moyenne de DNI (Direct Normal Irradiation) de l'ordre de 1930 kWh/m², la ressource solaire direct est au-delà de la limite de faisabilité de système à concentration solaire de 1800 kWh/m². L'idée est donc d'exploiter ce potentiel en aménageant la cheminée en une tour solaire à concentration.

La tour solaire repose sur le principe de réflexion des rayons solaires sur des miroirs, appelés héliostats pour concentrer le rayonnement solaire direct. Pour ce faire, ces héliostats suivent la course du Soleil, à l'aide de trackers solaires, pour réussir à orienter les rayons en haut d'une tour où se trouve un fluide qui est chauffé grâce à l'énergie thermique obtenue. Les calories sont ensuite transférées dans un second fluide, qui peut soit être stocké dans une cuve calorifugée, soit aller directement dans le système de production d'énergie. Ce dernier fonctionne de la même manière qu'un circuit secondaire dans les centrales nucléaires ou thermiques mais, dans le cas général, suivant des puissances plus faibles.

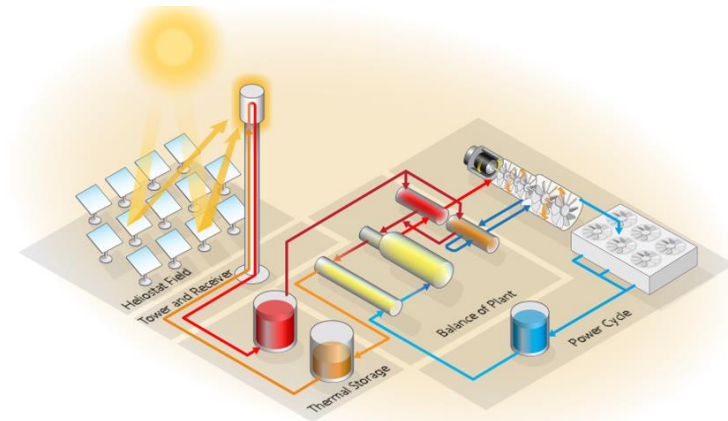


Figure 9 : Schéma du fonctionnement de la tour solaire à concentration ©NREL



Figure 8 : Photo tour solaire à concentration ©NREL

Étude du système dans le cadre de la centrale d'Aramon

L'énorme avantage de ce système de production d'énergie est le stockage sous forme thermique. L'étude a été poursuivie en choisissant pour fluide caloporteur du sel fondu (60% NaNO_3 , 40% KNO_3) qui est un bon vecteur de chaleur – contrairement à l'eau – tout en étant économiquement avantageux par rapport aux autres solutions comme les huiles.

Malgré le poids très important du récepteur – 70 tonnes dont 10 de sel fondu – une première approche à consister à considérer que la cheminée actuelle pouvait être conservée.

Le logiciel System Advisor Model (SAM) du NREL a permis de modéliser la centrale et sa production en prenant en compte un fichier regroupant des données horaires météorologiques sur un ans représentatives de la situation typique au site d'Aramon. Il a permis non seulement de réaliser un dimensionnement du système – à savoir la localisation des miroirs, la taille de la tour... – mais également une modélisation économique, avec le choix de différents business plans. La plupart des paramètres pré-saisis du logiciel, notamment ceux économiques, n'ont pas été modifiés car une première analyse rapide a indiqué qu'ils étaient crédibles, l'objectif de l'étude étant de savoir si le projet est envisageable c'est-à-dire soutenable.

- *Le dimensionnement général du système*

Comme il semble judicieux de développer une installation de taille relativement humaine – pour l'acceptation par le territoire, notamment par les agriculteurs – une production électrique nominale de l'ordre de 7,5 MW a été privilégiée.

- *Le dimensionnement du système de stockage*

La première solution envisagée fut un stockage de type « long storage », qui consiste en une durée longue – de 20 heures – pendant laquelle le système de stockage peut fournir de l'énergie au cycle de puissance fonctionnant en nominal. En effet, le but poursuivi serait d'assurer une production

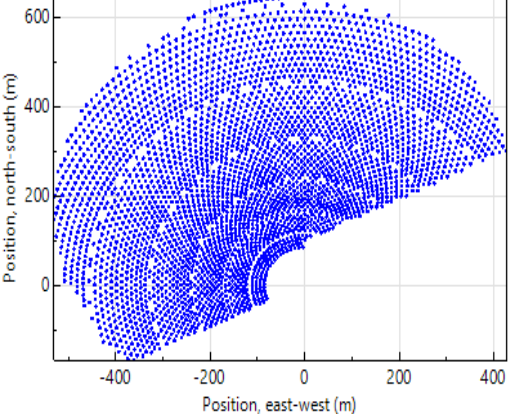
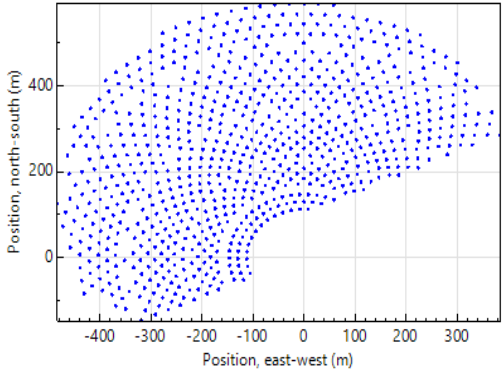
relativement continue, malgré l'alternance jour-nuit et l'intermittence de la ressource, ce qui explique que l'on se place bien au-delà des 10 heures correspondant à la durée moyenne d'une nuit.

Ayant à l'esprit le mode de fonctionnement des centrales hydrauliques qui produisent de l'énergie lorsque le réseau en a besoin, une seconde solution a alors été étudiée : « *short storage* » d'une durée d'assez courte – de 3 heures – pendant laquelle le système de stockage pourrait fournir en peu de temps une quantité importante d'énergie. Il s'agirait donc de stocker pendant la journée une partie de l'énergie captée afin de fournir de l'électricité au réseau pendant le pic de consommation de la soirée.

La première méthode a été privilégiée. En effet, toute proportion gardée, certaines centrales nucléaires comme celle de Tricastin vont bientôt passer leur dernier test décennal, il faut donc réussir à trouver des moyens de productions qui seront capable d'avoir une production lissée dans le temps. Cependant, rien n'empêche d'utiliser le stockage pour produire un maximum de puissance lors des pics de demande.

● Le dimensionnement des héliostats

Des simulations ont été réalisées avec différentes tailles d'héliostats : 6 x 6 mètres, 12 x 12 mètres et 6 x 12 mètres (cf. Annexe C, 3, p.38). Après une optimisation faite par le logiciel SAM, des héliostats ont dû être enlevés pour s'adapter à l'aménagement général du site de la centrale d'Aramon.

	<u>Stratégie 6 x 6 mètres</u> -Solar multiple³ : 4 -Nombre d'héliostats : 3200 -Taille de la tour : 114 m -Facteur de charge⁴ : 48,7% -Puissance choisie : 7,5 MW -Coût de l'énergie actualisé⁵ (sur 25 ans) : 0,101 €/kWh -Coût total : 55,4 M€
	<u>Stratégie 12,2 x 12,2 mètres</u> -Solar multiple : 4 -Nombre d'héliostats : 790 -Taille de la tour : 150 m -Facteur de charge : 48% -Puissance choisie : 7,5 MW -Coût de l'énergie actualisé (sur 25 ans) : 0,112 €/kWh - Coût total : 61,3 M€

³ Solar multiple désigne le rapport entre la puissance thermique recevable par le champ d'héliostats et la puissance thermique du circuit de puissance dans les conditions nominales d'utilisation. Dans notre cas, le récepteur de la tour reçoit une puissance quatre fois supérieure à celle du cycle de puissance au niveau de la turbine.

⁴ Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie réellement produite et celle qui serait produite si le système fonctionnait pendant toute l'année dans les conditions nominales d'utilisation (c'est-à-dire dans notre cas si la turbine injectait sur le réseau une puissance de 7,5 MW). Dans le cas du solaire, le facteur de charge usuel est plutôt de l'ordre de 20%.

⁵ Le coût de l'énergie actualisé (LCOE en anglais : Levelized Cost of Energy) est le coût complet d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement qui la produit. C'est le rapport de la somme des investissements initiaux et de la maintenance sur la totalité de l'énergie produit pendant la durée de vie d'un équipement

Le système est dimensionné pour produire 7,5 MW, avec un facteur de charge de l'ordre de 50%, contre 20% pour du photovoltaïque. Ces systèmes restent cependant relativement chers mais seraient rentabilisés en 20 ans. En ce qui concerne la forme même des héliostats, l'idée de faire des héliostats avec des formes plus originales que de simples rectangles, dans le but de mieux se « fondre » au paysage, a été envisagée mais pas poursuivie.

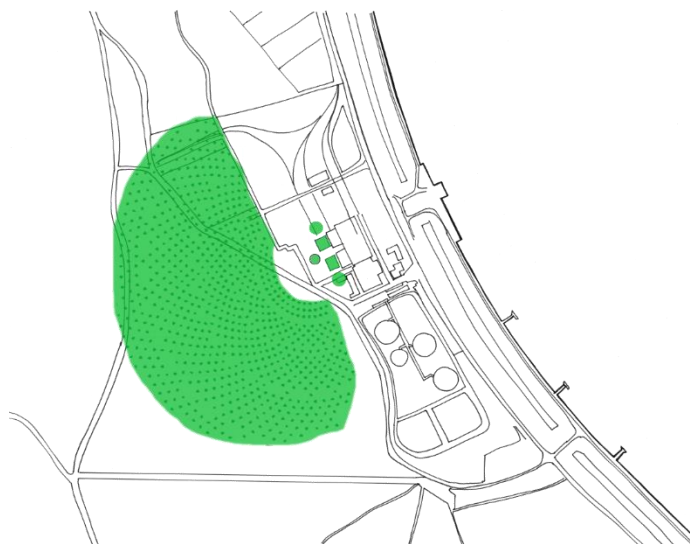


Figure 10 : Implantation des héliostats dans les champs voisins

Étude des impacts dans le cadre du développement durable

L'utilisation du sel fondu, qui pourrait être source d'inquiétude, n'est pourtant pas dangereuse que ce soit pour l'environnement ou la santé.

En effet, d'un point de vue environnemental, le sel fondu est non inflammable et il n'y a pas de risques d'explosions. De plus, en cas de fuite, le sel fondu se solidifierait rapidement – puisqu'il se solidifie à plus de 200°C – ce qui empêcherait des pertes incontrôlées dans la nature. Par ailleurs, le sel fondu n'est pas toxique, donc pas dangereux pour la santé. En outre, il ne corrode pas les tuyaux ce qui implique peu d'entretiens nécessaires. Par conséquent, de simples précautions « classiques » – ie la prévision de bassins autour des cuves de stockage du sel fondu – permettraient d'assurer un niveau de sécurité suffisant pour l'environnement et la santé des employés. (cf. Annexe C, 3, p.38).

c) L'énergie éolienne

Principe

Comme la centrale d'Aramon est située dans le couloir rhodanien connu pour sa bonne ressource éolienne – les nombreuses éoliennes l'attestant (cf. Annexe B, p.33, [17]), des procédés utilisant cette ressource peuvent être envisagés. Plus précisément, une production d'énergie éolienne pourrait être assurée à l'extérieur de la cheminée, via des éoliennes à axe vertical, mais également à l'intérieur grâce à une tour solaire⁶.

● *À l'extérieur de la cheminée*

Des éoliennes à axe vertical pourraient être disposées à intervalles réguliers sur la cheminée afin de récupérer l'énergie du vent qui passe le long de la cheminée. Cette technologie permettrait d'exploiter la place disponible et le gisement éolien.

⁶ Attention, il ne faut surtout pas confondre le terme de tour solaire et celui de tour solaire à concentration qui ne décrivent pas du tout le même système de production d'énergie



Figure 11 : Impression visuelle finale des éoliennes à l'extérieur de la tour

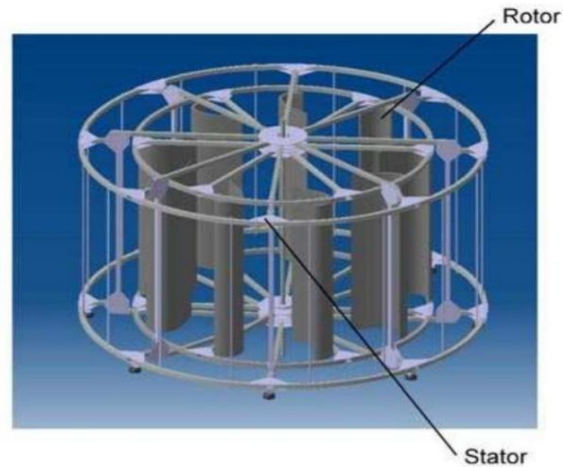


Figure 12 : Exemple d'éolienne à axe vertical
©Gual industrie

- À l'intérieur de la cheminée

A l'intérieur de la cheminée, un second système de production d'énergie se baserait sur l'appel d'air existant dans les conduits de la cheminée. L'appel d'air en question est causé par la différence de température — et donc de masse volumique — de l'air entre les deux extrémités de la cheminée. Il pourrait par conséquent être amplifié par l'apport de chaleur à la base de la cheminée. Or la production d'énergie par la tour solaire à concentration nécessite d'évacuer d'une certaine quantité de chaleur au niveau du condenseur du circuit secondaire. Il est donc cohérent de revaloriser cette énergie thermique en produisant de l'énergie.

En pratique, le condenseur permettra de réchauffer l'air à la base de la cheminée. Cet air chaud s'élèvera alors dans la cheminée du fait de sa faible masse volumique. Le flux d'air ainsi créé permettra de faire tourner des turbines à la base de la cheminée, produisant ainsi de l'électricité.

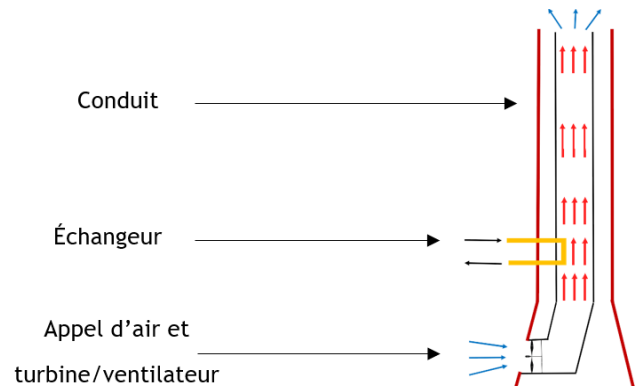


Figure 13 : Schéma du fonctionnement du dispositif éolien à l'intérieur de la centrale

Étude du système dans le cadre de la centrale d'Aramon

L'étude réalisée est partie du postulat que les éoliennes extérieures pourraient être installées sans mettre en danger la solidité de la cheminée. Des calculs de résistance structurelle de cette dernière seront donc à réaliser si le projet était poursuivi.

De plus, cette étude est basée sur le fait qu'il y aurait 5 MW thermiques crête de pertes récupérable au niveau du condenseur de la tour solaire à concentration (donnée issue de l'étude sur cette dernière). Cette donnée serait donc à vérifier par une étude plus poussée pour estimer précisément la récupération.

- À l'extérieur de la cheminée

L'intérêt de cette technologie réside dans l'utilisation de la cheminée comme mât pour l'implantation des éoliennes, qui enlève le coût de construction de ce dernier. Cependant, le design

requis, à savoir une éolienne en forme d'anneau de grande dimension, demanderait des éoliennes sur-mesure qui seraient potentiellement plus chères à fabriquer. Par ailleurs, l'installation, se faisant en hauteur - 100 mètres voire plus-, pourrait être relativement difficile d'un point de vue technique donc pourrait être assez coûteuse.

Après calcul (cf. Annexe C, 4, p.43), la production éolienne extérieure permettrait d'obtenir une puissance par mètres de hauteur de cheminée, comprise entre 5 et 10 kW.m⁻¹ pour des éoliennes de 20 mètres de diamètre.

- *À l'intérieur de la cheminée*

D'après les travaux de J. SCHLAICH, une tour solaire a un rendement d'environ 1%⁷ (cf. Annexe C, 4, p.43). Comme le dispositif inventé à l'intérieur de la cheminée fonctionne sur le même principe, il pourrait produire en fonctionnement crête 50 kW.

Cette puissance est certes anecdotique par rapport à celle de la tour solaire à concentration mais le système permettrait d'économiser de l'eau et de l'énergie lors du fonctionnement du condenseur de la centrale thermique à concentration. En effet, le choix a été fait d'un refroidissement par air pour ce condenseur. Ce choix paraît naturel dans un contexte où l'eau est devenue dans beaucoup d'endroits une ressource précieuse, et où donc ce type de refroidissement est un axe de recherche important. Ainsi, il faut dans tous les cas mettre en place des ventilateurs pour adapter le tirage d'air dans le conduit s'il est trop peu important pour le condenseur : l'idée de la tour solaire est simplement de créer un appel d'air naturel, pour économiser de l'énergie sur ces ventilateurs voire même les faire fonctionner en turbines quand l'appel d'air est suffisamment important.

Étude des impacts dans le cadre du développement durable

Les éoliennes extérieures n'auront pas un impact majeur, la seule influence serait visuelle. En effet, elles permettent simplement de récupérer de l'énergie propre en exploitant de la place et un gisement existant, à savoir le vent dans la vallée du Rhône. Cependant ces éoliennes posent un problème de distance de sécurité. Comme ce type de structure n'est pas encore très répandu, la place à dégager au pied de la cheminée est inconnue, mais il semble nécessaire de prévoir ou tout du moins d'envisager une distance de sécurité. Par ailleurs un système de blocage des pales pour mettre les éoliennes à l'arrêt en cas de vent trop fort est à prévoir.

Le dispositif de refroidissement du fluide caloporteur de la centrale, situé à l'intérieur de la cheminée, permet potentiellement d'économiser de l'énergie et également d'éviter le rejet d'eau chaude dans le Rhône et ainsi de réduire l'impact écologique de la tour solaire à concentration. Même les impacts visuels et sonores sont a priori minimes. Seule la place nécessaire pour l'échangeur pourrait poser problème mais il ne sera possible de le savoir qu'après avoir dimensionné l'échangeur. (cf. Annexe C, 4, p.43)

d) L'aménagement de la cheminée

Afin de réutiliser la cheminée de la centrale d'Aramon, trois innovations techniques ont été étudiées :

- Production d'énergie par installation de systèmes éoliens
- Production d'énergie par installation du récepteur du solaire à concentration
- Stockage d'énergie par la technique du STEP

Quelle que soit la / les technologie(s) choisie(s), la masse portée par la cheminée va augmenter, donc il faudra consolider sa structure. Une méthode adaptée serait le collage d'armatures additionnelles à base

⁷ $\eta = \frac{W_{\text{électrique}}}{Q_{\text{condenseur}}}$

de fibres de carbone, qui est par exemple développée par l'entreprise Freyssinet en France (*cf. Annexe, B, p.33, [26]*).

Il reste cependant évident que la conservation de la cheminée est très problématique. L'ensemble de la réflexion menée jusqu'ici était basé sur la volonté de conserver ce symbole territorial sur le site de la centrale.

Les propositions suivantes sont plutôt orientées vers une potentielle reconstruction d'une tour, méthode qui a l'avantage de privilégier une infrastructure entièrement adaptée aux besoins des futures productions d'électricité du lieu. Il faudra cependant que cette nouvelle tour conserve la dimension symbolique de la cheminée actuelle. Une étude économique comparative entre la rénovation de la cheminée actuelle et la construction d'une nouvelle structure devra bien évidemment être menée pour entériner un choix final.

Récapitulatif des contraintes de chaque innovation technique

- *Production d'énergie par installation de systèmes éoliens*

Le système intérieur, qui turbine l'air qui traverse la cheminée, nécessite d'aménager un creux au cœur de la cheminée afin de laisser passer non seulement l'air, mais également de mettre en place des sorties d'air au pied de la cheminée –dans le même esprit que les tours de Tricastin qui sont sur pilotis.

Le système extérieur utilise des éoliennes verticales. Plus précisément il s'agit de pales d'à peu près 3 mètres situées autour d'un anneau et qui doivent être séparées d'au moins un mètre. Pour pallier les conséquences désastreuses du décrochage d'une pale, il semble judicieux de mettre en place des systèmes de sécurité, comme par exemple une « cage » qui ne laisse pas les pales se décrocher de l'axe de la cheminée.

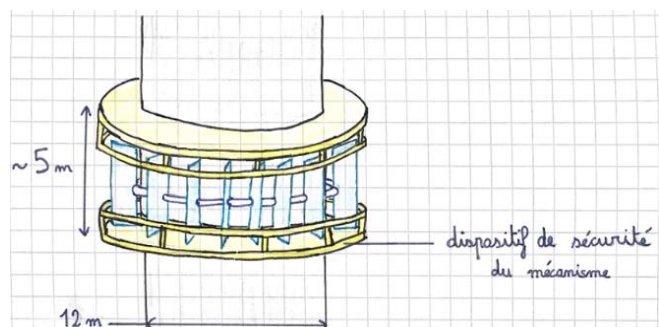


Figure 14 : Mécanisme d'éoliennes adaptées à la cheminée

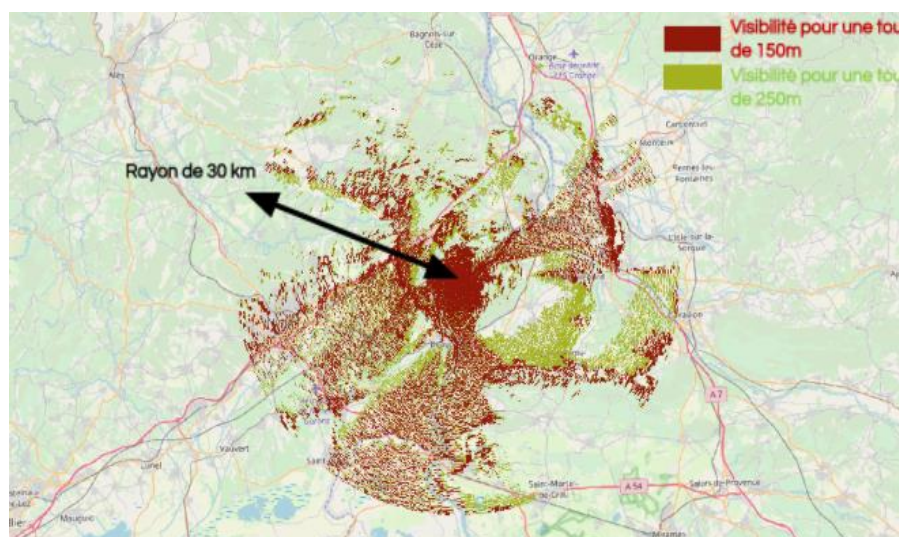


Figure 16 : Visibilité de la tour

- *Production d'énergie par installation du récepteur du solaire à concentration*

La mise en place de la tour solaire à concentration nécessite de poser un récepteur à 150 mètres de hauteur. Ce récepteur est en fait un échangeur thermique qui transmet l'énergie thermique solaire à un fluide caloporteur (il fonctionne de la manière inverse d'un radiateur). Cette technologie nécessite

donc d'apposer sur la paroi de la cheminée un échangeur thermique d'environ 6 mètres de hauteur et de 70 tonnes mais également de faire passer les conduites pour transporter le fluide caloporteur.

- *Stockage d'énergie par la technique du STEP*

La technologie STEP est la plus délicate à mettre en place car il faut élever 8000 m³ d'eau à environ 200 mètres de hauteur et ajouter une conduite au cœur de la tour. La structure de la cheminée peut difficilement supporter une telle contrainte.

Aménagement de la cheminée proposé

La première idée était de combiner les trois solutions dans une seule et même cheminée ce qui semble peu faisable car la structure serait déjà fragilisée par son intérieur creux (nécessaire à l'éolien) et ne pourrait pas accueillir 8000 m³ d'eau à son sommet et le récepteur du solaire à concentration qui pèserait environ 70 tonnes (dont 10 tonnes de sel fondu). Cette option, jugée trop peu réaliste a donc été écartée.

Trois scénarios combinant 2 modes de production d'énergie ont donc été proposés. Peu importe le scénario choisi, une étude poussée de résistance des matériaux devra être menée par la suite.

Scénario A : STEP + Eolien

Une étude approfondie du fonctionnement de l'éolien, montre que plus la cheminée est creuse, plus la production est performante. De plus, combiner le réservoir d'eau qui serait à plus de 150 mètres et des entrées d'air au pied de la cheminée fragiliserait grandement la cheminée. Ce scénario semble donc être peu envisageable. Outre ces considérations de solidité, l'éolien n'a de toute façon très peu de sens sans la tour solaire à concentration : le système éolien intérieur servirait au refroidissement du cycle de l'eau de la tour solaire à concentration à l'eau du turbinage de la tour solaire à concentration, permettant une structure plus compacte et ingénieuse.

Scénario B : Eolien + Tour solaire à concentration

Comme susmentionné, ces deux systèmes se complètent très bien, ce scénario est donc le plus logique. La structure ci-dessous propose une façon de combiner plusieurs anneaux à pales, des sorties d'air au pied de la tour et à son sommet le récepteur. La hauteur de la tour serait alors de 150 mètres.

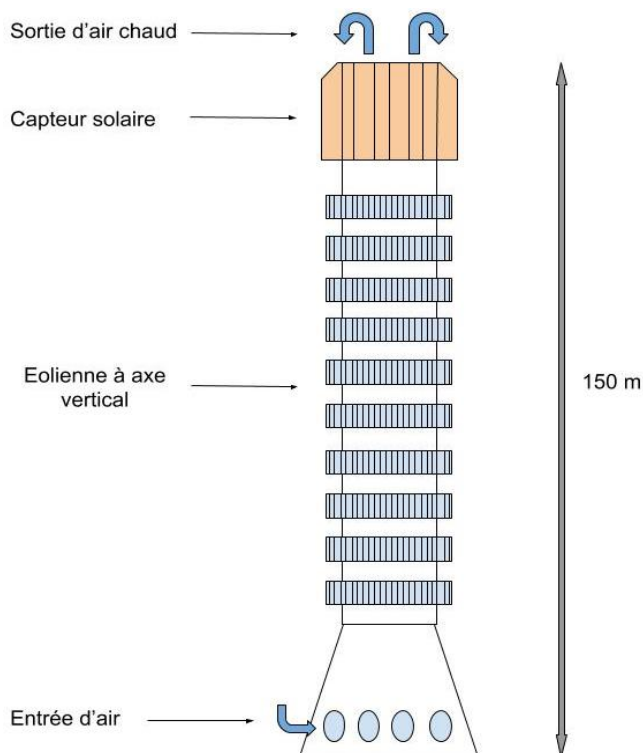


Figure 15 : Schéma de la tour avec les technologies solaire à concentration et éolienne sont couplées

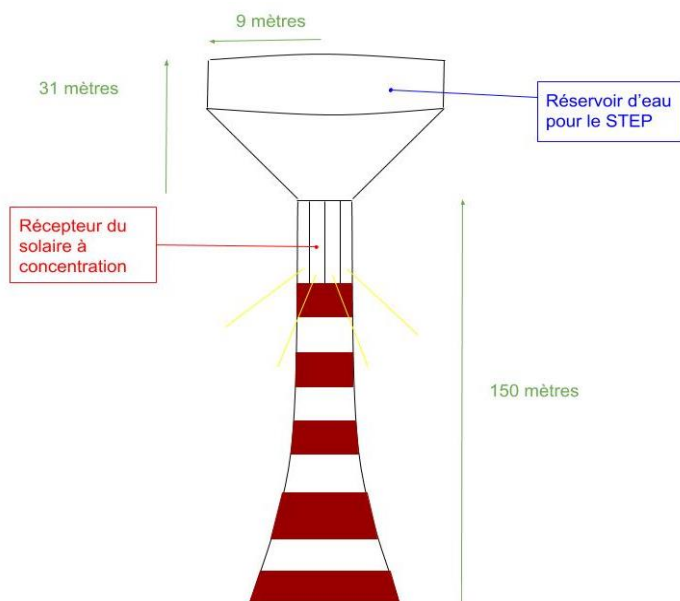


Figure 16 : Schéma de la tour avec les technologies solaire à concentration et STEP sont couplées

Scénario C : STEP + Tour solaire à concentration

Ce scénario consiste à mettre le bassin supérieur de la technologie STEP juste au-dessus du récepteur de la tour solaire à concentration. La structure ci-contre propose une façon de combiner ces deux technologies. La tour aurait alors une hauteur d'environ 180 mètres et reprendrait l'architecture des châteaux d'eau afin d'optimiser la stabilité de la tour.

2) Un projet de production de méthane et de dihydrogène ancré dans le territoire

Au-delà d'une simple production électrique, il semble important que le site soit un moteur de la recherche et de l'utilisation des énergies de demain. Aujourd'hui, notamment au niveau des transports, trois scénarios se profilent : l'utilisation de la voiture électrique, au gaz naturel ou au dihydrogène. Pour s'ancrer dans cette dynamique de recherche majeure, il semble très intéressant de s'intéresser à l'implantation d'unité de production de méthane ou de dihydrogène sur le site. L'étude montre qu'une production de biométhane et de dihydrogène est une solution envisageable.

Moyens de production et de stockage

Plusieurs moyens de productions de H_2 et CH_4 sont envisagés. Ils sont compatibles et, pour certains, se complètent. Ils sont résumés dans le tableau suivant :

Nom et utilité	Description
<u>Méthanisation</u> : production de biogaz (50% à 70% de CH_4 , le reste étant du H_2)	Des matières putrescibles (de la biomasse et de la boue d'épuration) sont décomposées par des bactéries en absence d'air (cf. Annexe C, 5, p.44)
<u>Vaporeformage</u> : production de H_2 à partir de biométhane	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$ $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$
<u>Electrolyse</u> : production de H_2 à partir d'eau	Utilisation d'électricité pour décomposer l'eau en dioxygène et dihydrogène selon la réaction : $2H_2O(l) \rightarrow 2H_{2(g)} + O_{2(g)}$
<u>Production de H_2 par les micro-algues</u>	Fermentation de micro-algues et de biomasse qui, privées de fluor, passent d'une production

	d'oxygène à une production de dihydrogène : (cf. <i>Annexe, C, 5, p.44</i>).
<u>Pyrogazéification</u>	Procédé qui consiste à chauffer les déchets en les privant d'oxygène pour produire un gaz combustible, un mélange d'hydrocarbures et une partie minérale qui peuvent être réutilisés : <i>détails en Annexe, B, 5, p.43</i> .

Utilisation de la production

Plus précisément, deux solutions ressortent concernant l'utilisation de ces gaz :

- Afin d'utiliser le positionnement avantageux de la centrale, qui jouxte le Rhône, une partie du dihydrogène produit servirait à alimenter des péniches à hydrogène naviguant sur le fleuve. Celles-ci pourraient faire le lien entre Fos-Sur-Mer et d'autres sites industriels, ou encore transporter les marchandises du MIN⁸ (cf. *II, B, p.27*).
Des zones de distribution de dihydrogène pourraient aussi être installées pour des trains et des voitures (cf. *II, B, p.27 et cf. Annexe, C, 5, p.43*).
- La majorité du gaz produit (CH₄ et H₂) serait injectée dans le réseau GRDF sous deux formes : soit sous forme de méthane, déjà utilisé en tant que gaz de ville ; soit sous forme d'hythane, carburant composé à 20% de H₂ et à 80% de CH₄. Ce carburant est encore au stade de l'étude chez GRDF mais le responsable de GRDF que nous avons rencontré, Grégory Bertrand – directeur territorial GRDF des Alpes Maritimes, a semblé optimiste quant à son utilisation. De plus, son emploi est bénéfique pour l'environnement. En effet, l'hythane rejette 20% moins de gaz à effet de serre que le méthane seul, en étant 7% plus énergétique à masse égale

L'intérêt technologique de ces deux solutions est d'éviter le stockage de grandes quantités de dihydrogène. Ainsi, lorsque le dihydrogène produit ne peut pas être utilisé tout de suite, pour recharger un véhicule à hydrogène, il est injecté dans le réseau.

De plus, le CO₂ produit lors de la fabrication du méthane pourrait être revalorisé dans le projet *Jupiter* basé à Fos-sur-Mer – accessible directement par le Rhône – qui utilise celui-ci pour produire du méthane. Jupiter est un projet innovant (cf. *Annexe, A, p.33, [17]*), basée sur une plateforme destinée à la transition énergétique, dont l'installation a pour but de transformer l'électricité renouvelable en gaz pour pouvoir la stocker. L'électricité en surplus sera en effet convertie en hydrogène par deux électrolyseurs mais aussi en méthane de synthèse par le biais d'un réacteur de méthanation et d'une structure de capture de CO₂ à partir de fumées industrielles voisines

De manière générale, l'objectif est de construire une circulation et une valorisation des déchets et de l'énergie, afin d'avoir un minimum de résidus, et de limiter les dépenses énergétiques (comme avec la récupération de la chaleur de reformage pour la pyrogazéification, défini dans le tableau ci-dessus).

Il est ensuite nécessaire de combiner tous ces éléments pour développer un projet global logique et soutenable. L'articulation de ce projet est résumée dans ce schéma :

⁸ MIN désigne Marché d'intérêt National qui fonctionne sur le même principe que le marché de Rungis

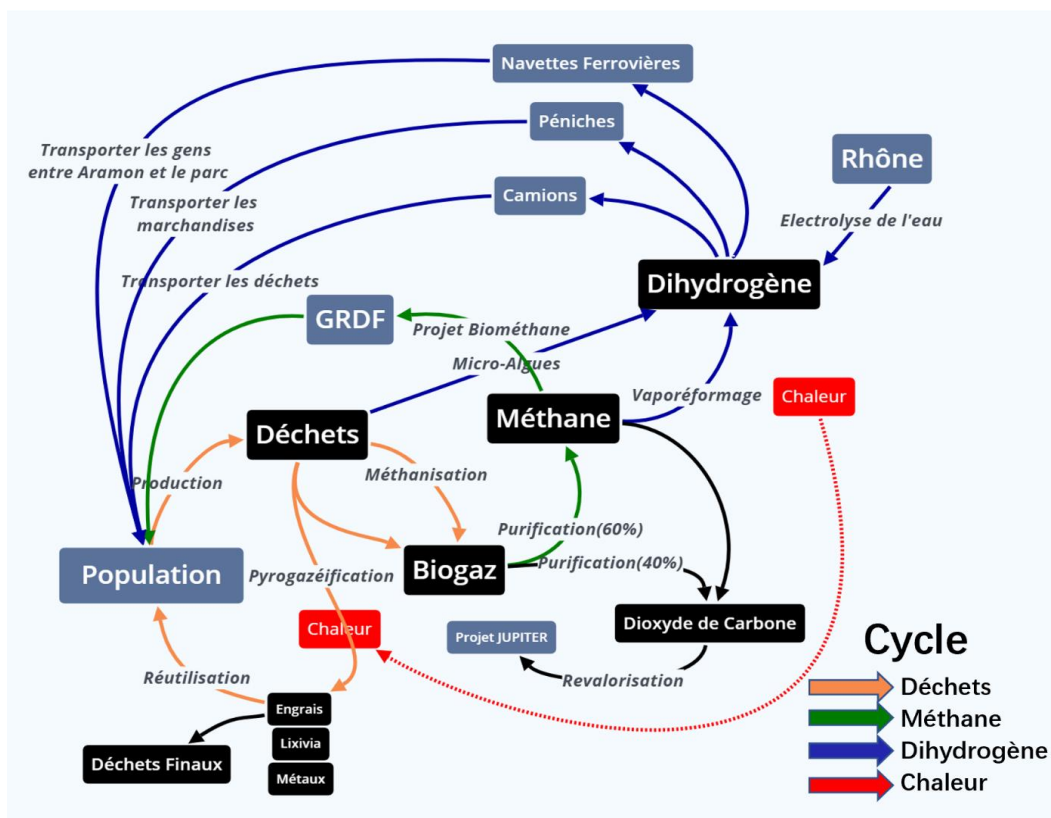


Figure 17 : Schéma du fonctionnement de la production de méthane et de dihydrogène sur le site de la centrale

Aménagement précis du territoire

Dans l'optique de réutiliser au maximum les infrastructures déjà existantes, il est envisagé de garder les deux cuves de la face nord, pour ne pas faire d'ombre aux panneaux photovoltaïques ; et de créer un site de production et d'injection dans le réseau GRDF à l'est dans l'alignement des deux autres cuves, comme montré ci-dessus, avec toutes les autres installations prévues.

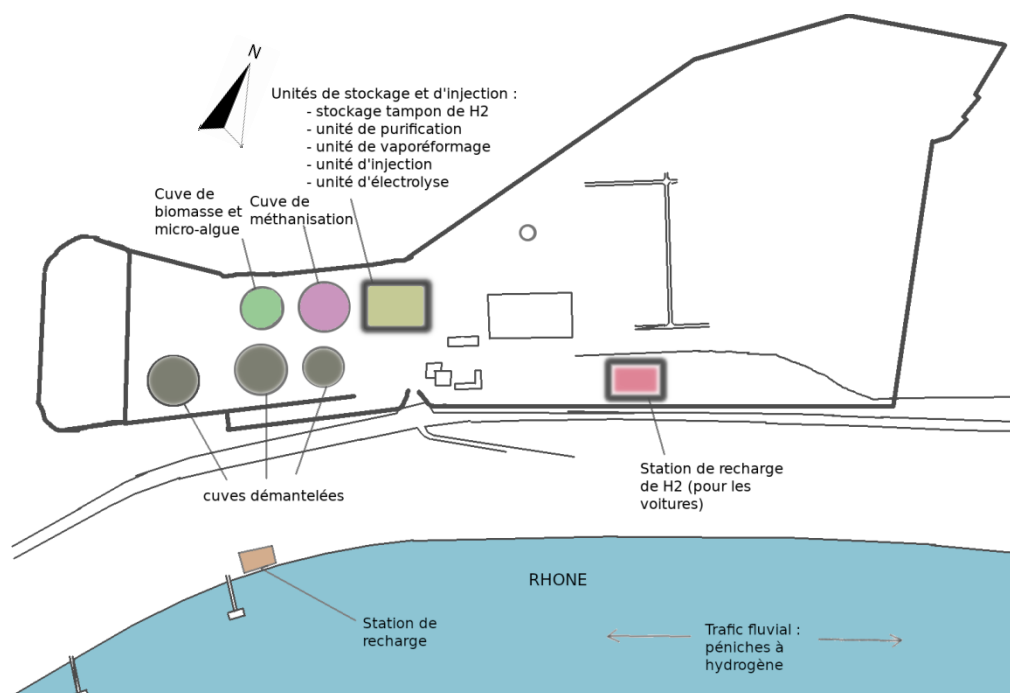


Figure 18: Aménagement de la production de méthane et de dihydrogène

La cuve biomasse et boue d'épuration pour produire du biométhane

La première cuve, qui a un volume de 75000 m³, servira à produire du biométhane à partir de la biomasse et de la boue d'épuration.

Localisation de la boue d'épuration	Moyen de locomotion pour apporter la boue d'épuration	Tonnes de boue valorisables par jour (25% de la boue disponible, le reste étant réutilisé à des fins agricoles et industrielles)
A moins de 10 km de la centrale	Camion à hydrogène	0,55 tonnes
A proximité du Rhône (Montélimar, Avignon, Arles, Arles la Montcalde, Beaucaire)	Péniche à hydrogène	4 tonnes
Nîmes (à 30 km sur la route)	Camion à hydrogène	2,3 tonnes

Les détails de l'évaluation de la quantité de boue d'épuration sont présents en annexe (cf. Annexe C, 5, p.44).

De la biomasse serait également stockée dans la cuve – dans des bacs, séparée de la boue. Elle proviendrait des cultures en place dans la région proche, des invendus du MIN et des potentielles cultures du site de la centrale.

En combinant la boue d'épuration et la biomasse, 30 à 50 tonnes de déchets par jour seraient placés dans la cuve. Ces deux masses produisent toutes deux séparément du biométhane grâce au processus de méthanisation décrit précédemment. La cuve doit donc pouvoir être chauffée pour maintenir une température proche de 35°C, et être capable d'éventuellement passer à 70°C, selon le type de méthanisation choisi. La réutilisation d'une cuve est profitable : il existe déjà un processus de chauffage dans celle-ci qui était précédemment utilisé pour chauffer le fioul stocké. Il sera néanmoins nécessaire d'installer une unité désodorisante.

D'après le logiciel SAM, avec l'hypothèse de mettre 40000 m³ de déchets – volume qui correspond à celui de la cuve de méthanisation – dans le méthaniseur, la production journalière est de 111 m³ de méthane, ce qui correspond à une énergie de 1 MWh par jour soit une puissance continue de 40 kW.

- *La cuve-prototype de production de dihydrogène par culture de micro-algues et de production de biogaz par pyrogazéification*

La deuxième cuve, qui a un volume de 40000 m³, serait utilisée pour la production de dihydrogène et de biogaz pur.

Une unité de production de méthane viendrait donc en complément de la production par la cuve de biomasse. Elle récupérerait certains résidus de la première cuve et d'autres déchets, plus secs que ceux utilisés dans la cuve pour produire du méthane – par le processus de pyrogazéification (cf. Annexe C, 5, p.44)

Le reste de l'espace de la cuve aurait une vocation expérimentale. Il serait dédié à la fermentation de biomasse avec des micro-algues, pour produire directement du dihydrogène, selon le processus (cf. Annexe C, 5, p.44)

- *Le site de production et d'injection dans le réseau*

Il reste à mettre en place quelques installations qui seront situées à l'est des deux cuves.

- Une unité de stockage tampon d'hydrogène d'un volume de 25 m³ (le « plein de dihydrogène » étant estimé à environ 800 kg et ce dihydrogène étant stocké à 350 bars), pour avoir toujours la possibilité de recharger une péniche à hydrogène.
- Une unité de purification et de contrôle du biogaz. Il faut vérifier la composition du biogaz et le traiter pour en faire du biométhane, avant de pouvoir l'injecter dans le réseau GRDF (*cf. Annexe C, 5, p.44*)
- Une unité de production de H₂ par vaporeformage du méthane issu de l'unité de purification selon le modèle des unités de production VaBHyoGaz. Ce dispositif permet de diviser par 20 l'impact environnemental par rapport à un système classique (calcul prenant en compte l'importation, la transformation et la distribution). Cette unité produirait entre 100 et 800 kg/jour de dihydrogène (*cf. Annexe C, 5, p.44*). Le CO₂ produit peut être envoyé à Fos-sur-Mer dans le cadre du projet Jupiter.
- Une unité dédiée à l'électrolyse de l'eau. L'électrolyse n'est envisagée qu'en tant qu'appoint des nombreuses autres méthodes de production de dihydrogène.
- Une unité d'injection dans le réseau gazier GRDF. En effet, le biométhane et l'hythane – s'il est développé – doivent être injectés dans le réseau, avec plus ou moins de dihydrogène, cela dépendra des normes en vigueur et des besoins en dihydrogène des périphéries de la centrale.
- L'installation d'une tuyauterie propre au transport du méthane et du hythane sur les 2,2 km séparant le site du réseau d'Aramon est nécessaire. De manière générale, il est nécessaire d'en installer également pour acheminer le dihydrogène aux différentes stations d'approvisionnement sur le site de la centrale, mais sur certaines portions, il est envisageable de réutiliser les anciennes canalisations de fioul en y faisant passer de nouveaux tubes pour le gaz – retubage conseillé par Grégoire Bertrand.

Impacts environnementaux dans le cadre du développement durable et exigences d'EDF

Ce projet s'inscrit totalement dans le cahier des charges d'EDF pour plusieurs raisons :

- la mise en place d'une production verte de dihydrogène via des procédés expérimentaux avec l'utilisation de micro-algues
- une optimisation des différents modes de production pour minimiser le plus possible les consommations et émissions.
- une production de biogaz avec une empreinte carbone bien moindre que celle du gaz naturel
- une revalorisation des déchets d'une région à la fois agricole, urbanisée et industrielle.

En ce qui concerne la faisabilité, le principal enjeu est la sécurité des installations, notamment à cause de l'utilisation de dihydrogène. En effet, le stockage de H₂ est compliqué et dangereux, car c'est un gaz explosif. De plus, il est très léger donc pour le contenir dans des volumes raisonnables, il faut soit beaucoup le comprimer (au moins 350 bars), soit le liquéfier et donc le garder à très faible température (20 Kelvin environ). Ceci requiert des installations de pointe – différentes de celles présentes sur le site – qui sont gourmandes en énergie, et implique des normes de sécurité particulières. La production de H₂ et de CH₄ sur le site de la centrale a donc été conçue pour éviter tout stockage de H₂ et de CH₄. Le CH₄ est injecté directement dans le réseau GRDF. De ce fait, le méthane produit par la biomasse serait stocké dans le réseau – ainsi les cuves de fioul de la centrale et les pipelines vers le Rhône seraient peu modifiés car de technologie assez proche. Il s'agirait donc de vaporeformer le méthane du réseau en dihydrogène au moment où le « plein » d'une péniche serait nécessaire. Quant au dihydrogène produit directement dans les cuves (le biohydrogène), il serait mélangé avec du gaz pour être réinjecté sur le réseau GRDF car produit en moindre quantité. De plus, du stockage de faibles quantités de dihydrogène ne pose pas de problème particulier. Enfin, le plus grand inconvénient pour la biomasse et de la méthanisation

serait leur odeur ce qui implique la mise en place de désodorisants – certains anéantissent de 90 à 95% des odeurs.

Études complémentaires nécessaires à réaliser pour mettre en œuvre ce système

Des études complémentaires seraient nécessaires pour vérifier totalement la faisabilité du projet, notamment pour vérifier les coûts engendrés par le raccord des unités de production à GRDF et ceux engendrés par les travaux d'adaptation des installations actuelles à la fermentation de biomasse et au transport d'hydrogène. Par ailleurs, il faudrait vérifier la sécurité du processus notamment à cause de l'utilisation et du déplacement de gaz. (Cf. Annexe, C, 5, p.44.)

3) Une hybridation entre la filière énergétique et agricole

La mise en place de panneaux photovoltaïques, ou d'héliostats dans le cadre de la tour solaire à concentration, nécessite beaucoup de terres qui sont pourtant très fertiles dans le Gard. Tout l'enjeu réside dans le maintien de l'agriculture pour ne pas « gâcher » ces terres. Une hybridation entre la filière agricole et énergétique pourrait de ce fait être développée.

Cette hybridation sera présente dans différents espaces :

- Sur les terrains agricoles dans lesquels seront installés les héliostats (80 ha), et où une production agricole, même mécanisée, pourra être conservée.
- Sur un parc de panneaux photovoltaïques de 9 hectares installé dans la partie ouest de la centrale

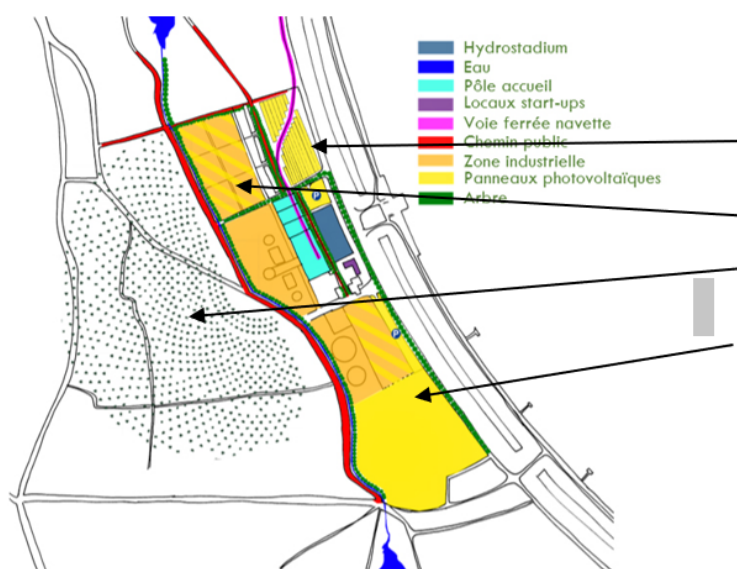


Figure 19 : Plan d'ensemble du projet

- Sur des terrains d'essais (de 0,8 hectare chacun) dans la partie réservée aux innovations.

La synergie entre les filières agricole et énergétique avec la tour solaire à concentration

Dans le cadre de la mise en place d'une tour solaire à concentration – donc de l'implantation d'héliostats, il est nécessaire d'imaginer une réelle collaboration entre les filières énergétique et agricole. En effet, de simples compensations financières, comme celles envisagées dans le Protocole passage de lignes électriques (cf. Annexe B, 10, p.33, [10]), sont complexes à mettre en place à cause de la difficulté d'évaluation des dommages. Une commission regroupant des représentants des différents acteurs pourrait être mise en place à la centrale d'Aramon – commission inspirée de celles prévues dans

le précédent protocole.

Plusieurs scénarios sont envisageables pour la mise en place de l'hybridation :

- EDF peut choisir d'acheter ces terres et d'en louer une partie aux agriculteurs. Outre un investissement de l'ordre de 1,5 millions d'euros, il y a un sérieux risque d'opposition de la part des agriculteurs, sceptiques à l'idée de céder leurs terres.
- La *Cleantech Vallée* pourrait, parce qu'elle regroupe plusieurs acteurs, avoir plus de légitimité pour racheter ces terres. Son rôle serait de louer les terres à EDF et aux agriculteurs, et avoir une position de médiateur entre ces deux derniers. La *Cleantech Vallée* peut même lancer un projet d'agriculture biologique ou de permaculture sous les héliostats, et ainsi promouvoir le développement d'un projet agro-écologique-énergétique.

Toutes les réflexions sur le cadre légal peuvent être dûment approfondies et sont disponibles en Annexe C, 6 p.47.

Ombrage

Le plus gros obstacle à l'hybridation entre l'agriculture et l'énergie solaire est le conflit pour l'exposition solaire. En effet les plantes ont besoin d'être suffisamment exposées. D'un autre point de vue, certaines plantes pâtissent du climat estival : l'ombrage leur est alors favorable. Dans tous les cas, il est nécessaire de déterminer l'ensoleillement reçu par les plantes, en présence des panneaux solaires ou des héliostats, afin de déterminer quelles plantes peuvent être cultivées et à quels endroits.

L'étude a été réalisée sur Matlab et a permis de déterminer l'ombre projetée sur le sol (supposé parfaitement plat) par les panneaux photovoltaïques ou héliostats. Dans la simulation, le problème est discrétisé temporellement (pas de 10 min) et spatialement (pas de 50 cm pour le parc photovoltaïque, et pas de 2 mètres pour le champ d'héliostats du solaire à concentration).

Un premier programme calcule la durée d'ensoleillement par jour pour chaque élément du maillage spatial. Conformément aux conventions, un élément de surface est considéré comme ensoleillé s'il reçoit plus de 120 W/m^2 de rayonnement direct. Le programme en question utilise donc la position du soleil (calculée à partir de la date et l'heure) pour établir la position des héliostats qui suivent la course du soleil, et également les données d'ensoleillement. Ici, nous avons choisi d'utiliser une estimation par satellite fournie par la base de données Hélioclim3 sur le site www.soda-pro.com. L'année 2017 a été utilisée dans ce calcul.

Un second programme calcule la durée moyenne d'ensoleillement par mois ou par an et réalise la représentation graphique. Ce programme réalise également une CDF (Cumulative Distribution Function, ou Fonction de Répartition) qui permet d'évaluer le pourcentage de la surface du champ d'héliostat recevant une durée d'ensoleillement supérieur à la valeur voulue. (cf. Annexe, C, 1, p.34)

- *Pour les héliostats*

A partir de 2 heures d'ensoleillement par jour, il est envisageable de cultiver certaines plantes, comme la mâche, le cresson, la pomme de terre, le radis... Le nombre de plantes cultivables augmente avec la durée d'ensoleillement, ainsi, il existe une surface non négligeable pour cultiver des plantes.

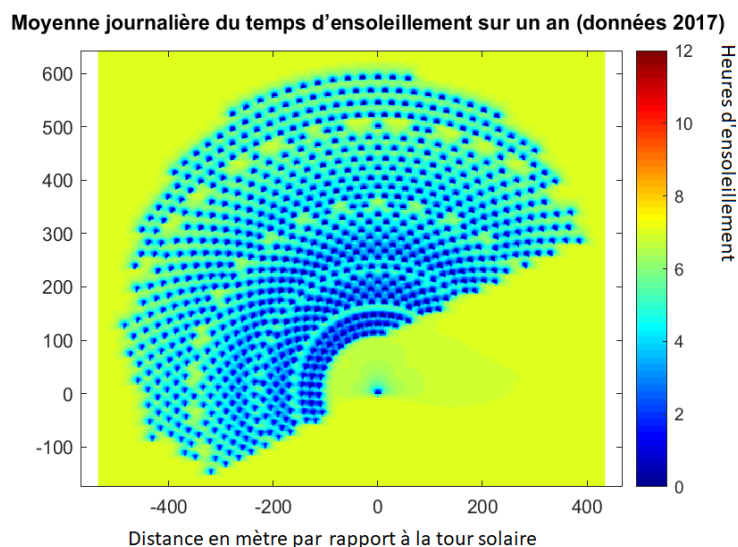


Figure 20 : Moyenne journalière du temps d'ensoleillement sur un an (données 2017)

Plus précisément, voilà le CDF pour les héliostats :

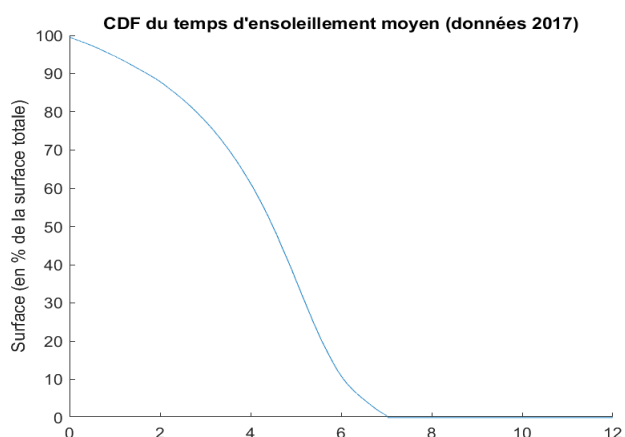


Figure 21 : CDF du temps d'ensoleillement moyen (données 2017)

90% de la surface est ensoleillée plus de 2 heures, soit 72 hectares. Même avec les contraintes logistiques – accès pour machines agricoles, création de parcelles de cultures cohérentes, car des zones avec un ensoleillement suffisant trop quadrillées par des zones d'ombre sont difficilement exploitables – la surface cultivable reste très grande. Il peut donc se révéler intéressant d'exploiter les sols disponibles sous les héliostats.

- *Pour le parc photovoltaïque*

Zone située à l'ouest de l'ancienne centrale

Dans la zone située à l'ouest de l'ancienne centrale, de 9 hectares, la priorité serait donnée à la production électrique. Afin d'optimiser la production, il est d'usage d'utiliser des tables de panneaux de 4 x 10 modules inclinés à 15° et espacés de 2,5 mètres.

La simulation avec le logiciel SAM, permet d'obtenir une puissance installée de 9,2 MWc. De plus, pour rentabiliser l'installation, il faut vendre au minimum à 8,7 centimes le kWh (coût actualisé de l'électricité produite pour une durée de vie de 20 ans, *LCOE, Levelized Cost Of Electricity*). Ce prix est déjà bien inférieur au prix actuel pour le particulier, qui est d'environ 15 centimes le kWh. L'installation serait ainsi largement rentabilisée, et EDF gagnerait environ 15 millions d'euros sur 20 ans.

Les panneaux étant très resserrés, la question de l'ombrage et de la compatibilité avec l'agriculture se pose d'autant plus. Les résultats, obtenus de la même manière que les précédents avec Matlab, sont les suivants :

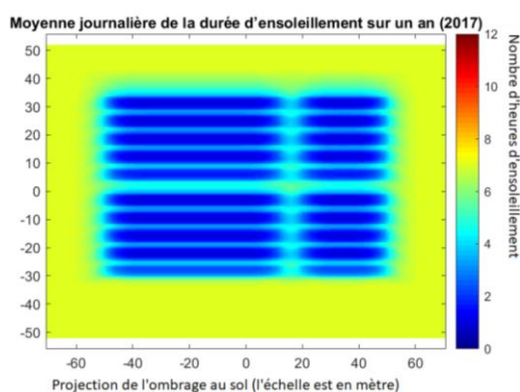


Figure 22 : Moyenne journalière de la durée d'ensoleillement sur un an (2017)

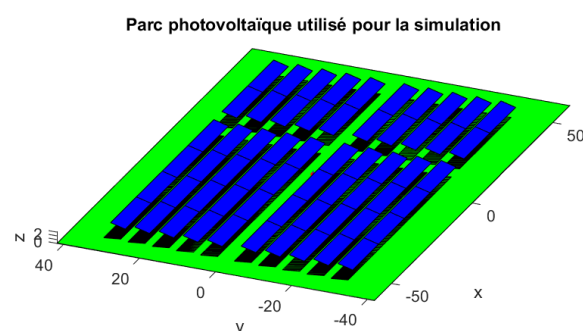
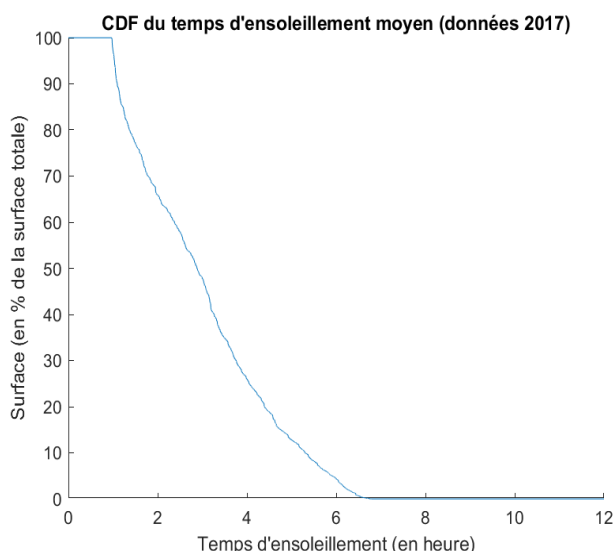


Figure 23 : Parc photovoltaïque utilisé pour la simulation

Les surfaces avec un ensoleillement supérieur ou égal à 2 heures par jour paraissent assez réduites. Plus précisément, avec le CDF :



70% de la surface bénéficie d'une exposition de plus de 2 heures par jour, et 30% bénéficie plus de 4 heures d'ensoleillement. Ces chiffres sont à relativiser, car dans le calcul des pourcentages, l'allée située au milieu des panneaux – qui servirait de passage et donc qui ne serait a priori pas cultivée – est prise en compte.

Figure 24 : CDF du temps d'ensoleillement moyen (données 2017)

Ainsi, la mise en place d'agriculture sous les panneaux photovoltaïque est applicable – quitte à légèrement les espacer. De plus, elle répond à différents enjeux :

- Assurer une production de l'énergie solaire à une grande échelle, sans gaspiller la fertilité des terres utilisées à cette fin.
- Régénérer les sols qui avaient été bétonnés et qui sont donc potentiellement pollués. La production agricole ne serait utilisée pour la consommation qu'une fois les sols suffisamment dépollués.

Pour les espaces d'innovation

Les espaces d'innovations correspondent à 6 parcelles de 0,8 hectares pouvant être utilisées par différents acteurs. Certaines d'entre elles sont prévues pour développer des projets innovants mêlant agriculture et énergie solaire.

- *Viticulture à ombrage contrôlé*

La viticulture à ombrage contrôlé consiste à combiner la viticulture – déjà beaucoup pratiquée dans la région – avec des panneaux photovoltaïques. Contrairement aux plantations qui seraient pratiquées dans le parc solaire de la zone ouest, les vignes ont besoin d'un ensoleillement non négligeable. Il s'agit donc d'installer des lignes (orientées au sud) de panneaux photovoltaïques bifaciaux inclinables (à un axe), afin d'être en mesure de contrôler l'exposition journalière des vignes. Ainsi, lorsque les vignes ont besoin de soleil, les panneaux se positionnent à la verticale – voire perpendiculairement aux rayons du soleil – et captent aussi la lumière diffuse grâce aux deux faces. *A contrario*, si les vignes ont besoin d'ombre, les panneaux s'inclinent et captent plus de lumière directe (provenant du soleil). Cette solution présente un intérêt pour le problème du réchauffement climatique, qui perturbe la culture viticole. La recherche, notamment à l'INRA, se penche particulièrement sur de telles solutions.

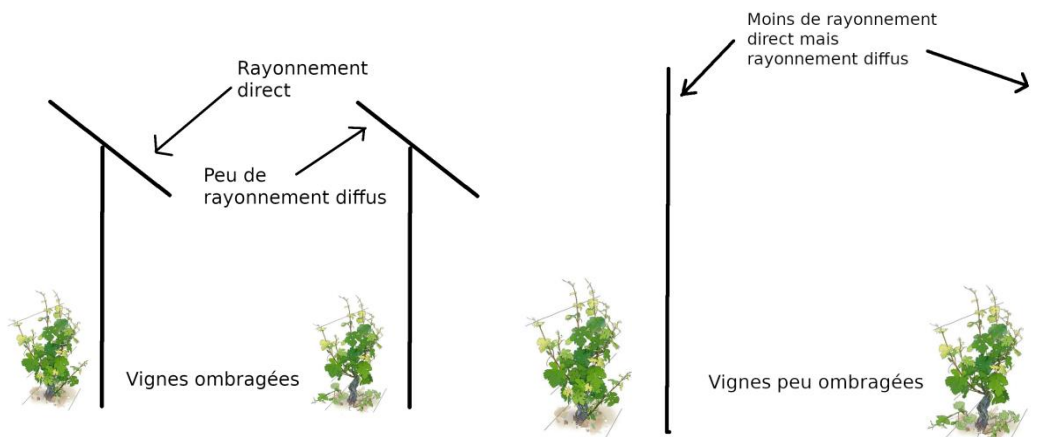


Figure 25 : Schéma de la viticulture à ombrage contrôlé

• Arboriculture

L'arboriculture consiste à planter des arbres fruitiers en-dessous de panneaux solaires.

Deux solutions existent :

- Installer des panneaux à châssis fixes sur des rails pour qu'ils puissent se déplacer et ainsi contrôler l'ombrage sur chaque arbre, comme montré ci-dessous :

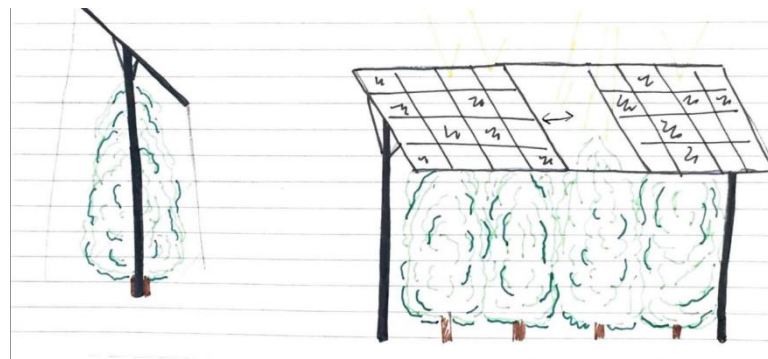


Figure 26 : Arboriculture

La prévision de la production énergétique d'un tel système est délicate car il est difficile de déterminer le nombre de panneaux à placer sur chaque ligne de rails.

- Installer des panneaux à châssis fixes comme pour le parc photovoltaïque à l'ouest du site, mais en augmentant la distance entre deux lignes de panneaux (6 mètres contre 2,5 mètres) afin que les arbres en-dessous puissent capter plus de soleil. Les panneaux seraient inclinés à 32°, pour maximiser la quantité de rayonnement capté. Les calculs effectués sur Matlab sont les suivants :

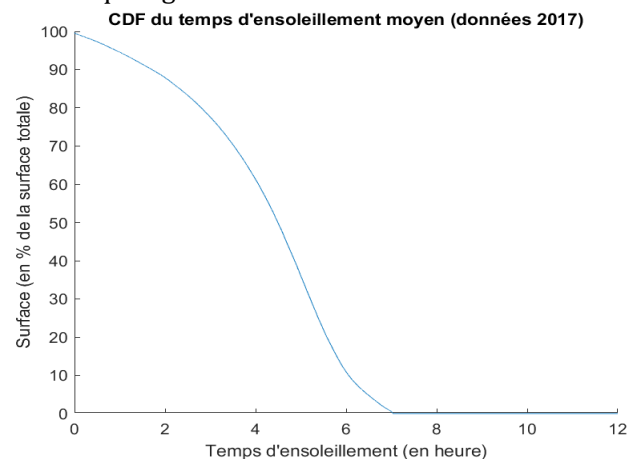


Figure 27 : CDF du temps d'ensoleillement moyen (données 2017)

Moyenne journalière du temps d'ensoleillement sur un an (données 2017)

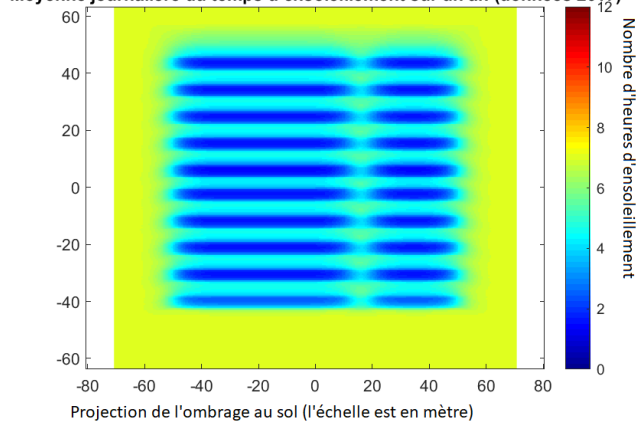


Figure 28 : Moyenne journalière de la durée d'ensoleillement sur un an (2017)

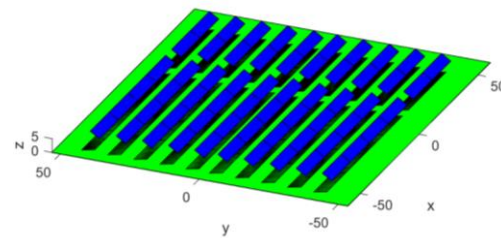


Figure 29 : Parc photovoltaïque utilisé pour la simulation

Les résultats sont assez prometteurs : 60% de l'espace bénéficie de plus de 4 heures d'exposition journalière. Il est alors envisageable d'installer des arbres fruitiers, ou si l'exposition n'est pas suffisante, des plantes nécessitant un peu moins d'exposition. Quant à la production électrique, elle serait de 0,5 MWc par parcelle c'est-à-dire pour 0,8 hectares, ce qui n'est pas négligeable, à l'échelle de la parcelle.

● Serres photovoltaïques

Des serres photovoltaïques seront mises en place dans la zone sud-est. Il y en aurait 20, qui seraient de tailles différentes pour s'insérer dans l'agencement global du lieu. Ces serres comprendraient des panneaux sur la toiture sud et des vitres sur la toiture nord pour capter un peu de lumière, comme décrit ci-dessous.

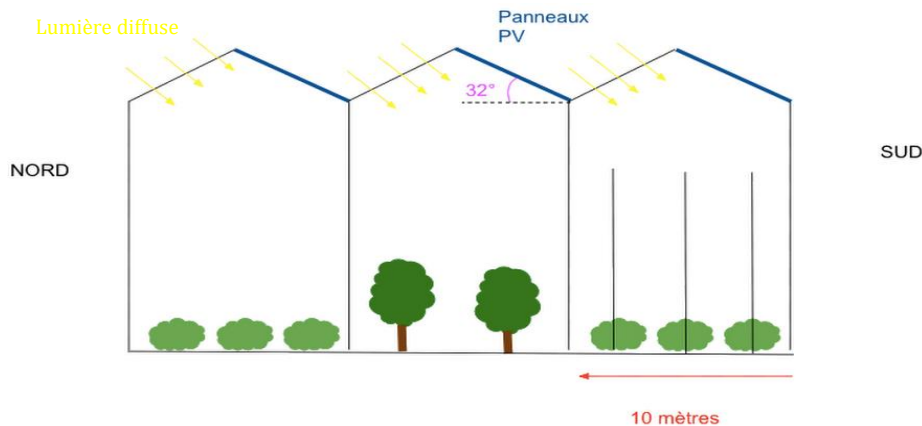


Figure 30: schéma des serres photovoltaïques

Les serres s'étendraient sur une surface de 25 hectares. La simulation avec le logiciel SAM indique une production de 1,7 MWc.

Impacts environnementaux dans le cadre du développement durable

La question d'un impact environnemental néfaste réside essentiellement dans la fabrication des panneaux solaires, et dans le recyclage des matériaux utilisés. Au niveau de la fabrication, un tel impact n'est pas négligeable car la fabrication nécessite de l'énergie et recourt à des produits chimiques polluants et quelques substances dangereuses : le plomb, le brome et le cadmium. Le bilan est meilleur pour le recyclage des panneaux : jusqu'à maintenant, 85% des panneaux étaient réutilisés. De plus,

Veolia construit en ce moment une usine en France qui recycle les panneaux solaires en silicium à 95%.

B) Interconnecter le site de la centrale d'Aramon au territoire

Principe

Le site de la centrale doit obligatoirement être connecté à son environnement extérieur. Pour cela, trois moyens de transport ont été choisis – les navettes ferroviaires, les péniches et les camions. Dans une logique d'innovations technologiques et de transition énergétique, le choix s'est porté sur un transport tout hydrogène. En effet, les différents moyens de transports alimentés à l'hydrogène sont encore sous forme de prototypes et se présentent comme une alternative sérieuse au pétrole.

Des navettes ferroviaires vont permettre d'assurer une liaison rapide et fréquente entre la ville d'Aramon et le site de la centrale, et ainsi d'attirer le public : que ce soit les touristes, les habitants ou les industriels. Des camions à hydrogènes peuvent récupérer les déchets agricoles autour de la centrale auprès des petites exploitations et ainsi approvisionner le méthaniseur. Enfin, des prototypes de péniches à hydrogène pourront être testés dans la cadre du plan Rhône qui souhaite redynamiser le transport fluvial sur l'axe rhodanien. L'idée est de développer un axe Lyon-Marseille tout hydrogène à moyen terme.

Étude dans le cadre de la centrale d'Aramon

Le développement d'un axe fluvial tout hydrogène le long du Rhône nécessite la mise en place de bornes de rechargement de dihydrogène le long du fleuve. Il faut donc mettre en place un système de rechargement des péniches au niveau de la centrale. Les tuyaux déjà présents pour le fioul peuvent être réutilisés (à condition d'y insérer des tuyaux destinés à transporter du dihydrogène) afin d'acheminer vers les berges le dihydrogène produit sur le site. Ainsi, plusieurs pompes à dihydrogène pourront être mises en place et être utilisées par les péniches. Une autonomie de 150 km a été choisie pour celles-ci – compromis entre autonomie et quantité de dihydrogène nécessaire par « rechargement ». De ce fait, une seule station à dihydrogène sur l'ensemble de l'axe Lyon-Marseille ne suffit pas. Il s'agit donc de profiter de stations déjà présentes le long du Rhône, à Lyon et Fos-Sur-Mer, et d'en créer de nouvelles à Valence et à Montélimar. Avec ces 5 stations, le plus long trajet à réaliser serait de 100 km qui est bien inférieure à l'autonomie des péniches.

Les camions ont pour but de récupérer les déchets agricoles autour de la centrale. D'après l'Étude du gisement méthanisable sur la communauté de communes Pont du Gard (cf. *Annexe, B, p.33, [6]*), il existe 60000 tonnes exploitables par an dans un rayon de 15 km autour des communes Ponts du Gard. De plus, le méthaniseur nécessite un approvisionnement de 60 à 80 tonnes de déchets agricoles par jour (approvisionnement pour la méthanisation et la pyrogazéification). Ainsi, 2 camions d'une capacité de 40 tonnes et d'une autonomie de 100 km chacun seraient adaptés à la demande de la centrale et à l'échelle du territoire.

Pour les navettes ferroviaires reliant Aramon à la centrale, le trajet serait le suivant : Centrale-Débarcadère-Aramon. En effet il existe entre la centrale et Aramon un débarcadère permettant la jonction avec le Rhône mais il est assez éloigné de la gare d'Aramon. Par ailleurs, un dernier arrêt, situé le plus proche possible de la gare d'Aramon, a été envisagé pour permettre aux passagers de faire aisément à pied le trajet Gare d'Aramon-arrêt de la navette.

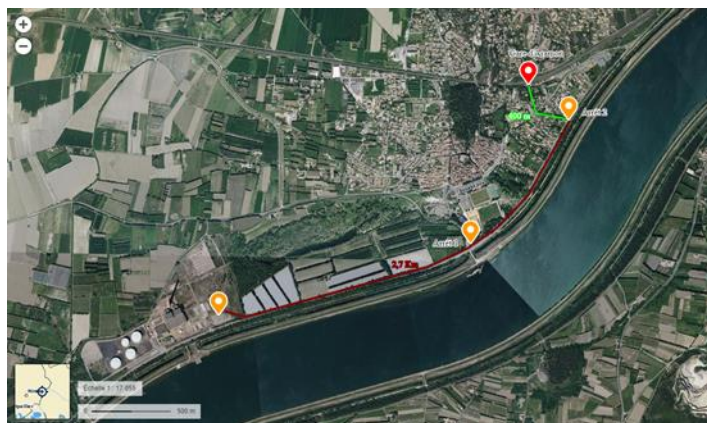


Figure 31 : Trajet réalisé par la navette Images ©2018 Google,
Données cartographiques ©2018 Google

Développement sur la mise en place d'une navette entre la centrale et Aramon

Comme de tels véhicules à hydrogène ne sont pas encore très développés, il s'agirait de d'abord mettre en place des véhicules-wagons alimentés électriquement par des batteries. De tels « véhicules-wagons » appelés *Personal Rapid Transit* existent déjà. Ils sont guidés grâce à des aimants au sol, permettent de transporter jusqu'à 4 personnes et ont une autonomie de 10 km. Ils fonctionnent grâce à des moteurs de 7 kW alimenté par de l'électricité qui pourraient par la suite être alimentés par des piles à dihydrogènes montées dans les wagons, des bonbonnes de dihydrogènes étant stockées dans le véhicule – même principe que les nouvelles voitures à hydrogènes comme la Toyota Mirai. L'autonomie serait augmentée par rapport au fonctionnement avec batteries (12 heures contre 1 heure au maximum), batteries qui ont par ailleurs un impact parfois critiqué sur l'environnement. Cette solution ne poserait pas de problème en termes d'espace puisque les réservoirs à dihydrogène et la pile à combustible occuperaient la place des batteries. Quelle que soit l'alimentation, ces « véhicules-wagon » pourraient être laissés en libre-service. Les temps d'attente (appel la demande) seraient alors de l'ordre de 3 minutes. Des panneaux solaires situés sur le toit des véhicules et des stations permettraient d'assurer l'alimentation du système embarqué. Les rails de guidage, quant à eux, ne contiennent aucun élément mécanique ni système énergétique. Ces rails seraient fabriqués hors du site puis assemblées sur place, ce qui diminuerait les coûts.

L'installation des navettes, en incluant la mise en place des rails, des stations, des véhicules et des systèmes de contrôle aurait un coût approximatif allant de 6 à 13 millions d'euros par kilomètre à construire (coût dépendant de l'environnement dans lequel est construit l'infrastructure...). L'aménagement de la navette entre la centrale et Aramon aurait donc un coût maximal de 35 millions d'euros, coût bien moins important que celui de la mise en place de trams, de trains... (ces derniers nécessitant des infrastructures bien plus imposantes).

- *Détermination de la relation entre la quantité de dihydrogène transportée et l'autonomie du véhicule*

Le système de production d'électricité à partir du dihydrogène considéré est la pile à combustible. Or, d'après Grégory Bertrand (GRDF), une pile à combustible de type PEMFC⁹ est capable de transmettre 50% de l'énergie présente dans le réservoir. (Cf. Annexe C, 7, p.49)

Véhicule considéré	Masse de dihydrogène à transporter à 700 bars	Volume de dihydrogène à transporter à 700 bars
Péniche Freycinet de 400 tonnes pour une autonomie de 150 km	m = 714 kg	V = 17 m ³ , soit le volume d'un tiers d'un conteneur – la navette pouvant transporter 24 conteneurs –

⁹ PEMFC est une Pile à combustible à membrane d'échange de protons

Navette ferroviaire qui aurait besoin de 7 kW pendant 12 heures	$m = 5 \text{ kg}$	$V = 120 \text{ L}$.
Camion qui aurait une masse de 30-40 tonnes aurait besoin de $W = 951 \text{ MJ}$	$m = 16 \text{ kg}$	$V = 380 \text{ L}$ qui est l'ordre de grandeur d'un réservoir usuel d'un camion.

Ainsi, le transport de dihydrogène dans ces différents moyens de transport ne pose pas de problème en terme de volume de réservoir. Il devra en revanche y avoir un fort couplage entre le développement de ces véhicules (notamment les péniches) et le développement du centre de production de dihydrogène. Le nombre de véhicules commandés dépendra notamment de la quantité de dihydrogène que pourra produire la centrale.

Impacts environnementaux dans le cadre du développement durable

Les véhicules à hydrogène ne rejettent que de l'eau, ils ont donc aucun impact sur l'environnement. L'impact environnemental le plus important se situe au niveau de la production de dihydrogène. Ce système permet de remplacer des véhicules plus polluants (essence, diesel...) et a donc un impact bénéfique à ce niveau.

Par ailleurs, le développement de dihydrogène sur le territoire français permet de lutter en faveur de l'indépendance énergétique française et de maîtriser l'impact sur l'environnement de notre pays.

Études complémentaires nécessaires à réaliser pour mettre en œuvre ce système

Les études complémentaires se situent au niveau des véhicules en eux-mêmes. Les péniches et les camions utilisant les piles à combustibles dihydrogène sont encore sous forme de prototypes et devraient être développés à moyen terme. Le site peut alors attirer différentes startups spécialisées dans cette technologie (comme Port-Liner par exemple qui développe les péniches électriques et à hydrogène).

(cf. Annexe C, 7, p.50)

C) Aménagement de la centrale

L'aménagement du site a pour but d'améliorer l'intégration du site dans le territoire et de conserver une dimension industrielle. Les objectifs principaux sont donc :

- De supprimer l'aspect secret – pour des raisons de sécurité – et clos du site en l'ouvrant au public et en le rendant attractif ;
- De créer un agencement cohérent, en aménageant les voies d'accès au public pour qu'elles permettent de mettre en scène l'histoire du lieu et son évolution.
- De délimiter clairement les zones industrielles réservées au personnel EDF et les zones accessibles au public pour des raisons de sécurité ;
- D'ancrer le site dans le territoire en prenant en compte la disposition des éléments alentours ;

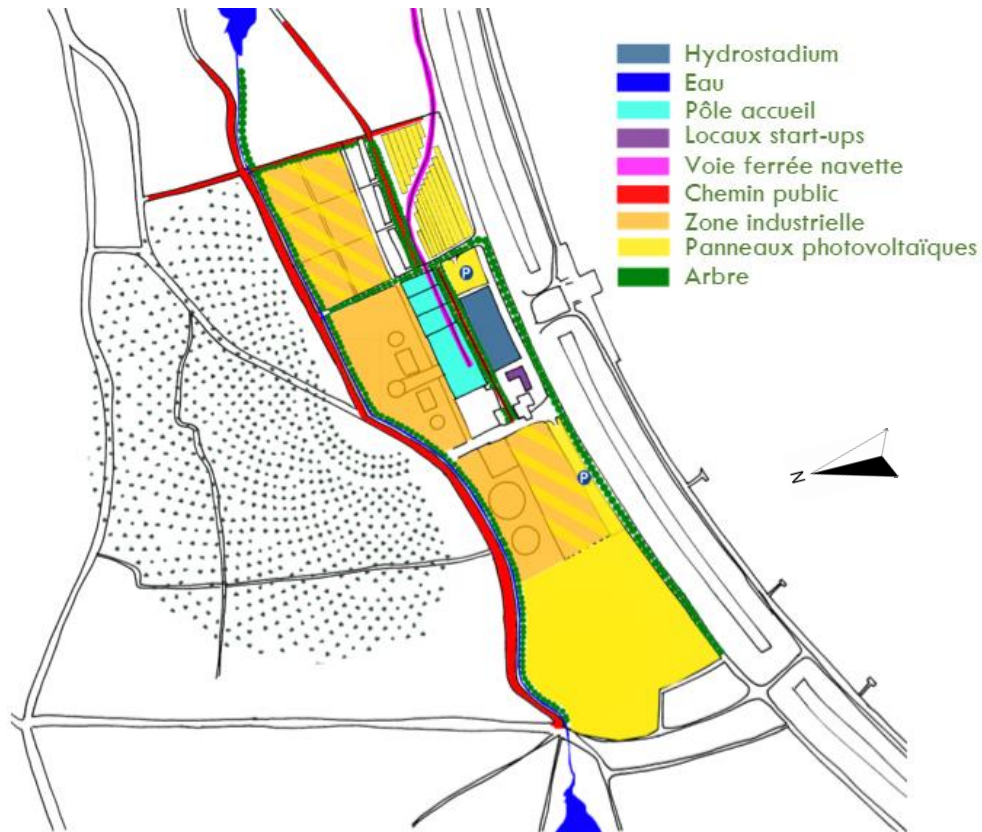


Figure 32 : Aménagement global du site de la centrale d'Aramon

Afin de rendre le site accessible, il faut tout d'abord mettre en place de nombreuses entrées pour tout type de mobilités : le choix a été fait de conserver les deux entrées pour les voitures, en consacrant celle à l'ouest au personnel et celle à l'est au public. De même, les deux parkings seront conservés. Le site sera également accessible via des chemins piétons et cyclables, et une voie ferrée, qui sera réhabilitée pour permettre à des navettes ferroviaires d'assurer la liaison centrale-Aramon.

A leur arrivée sur le site, ces navettes ferroviaires passeront entre les serres photovoltaïques. Elles arriveront ensuite dans un nouveau bâtiment relié à l'ancienne salle des machines. Il fera donc office de gare, de lieu d'accueil au public, et de vitrine où les start-ups pourront exposer leurs derniers projets. La salle des machines ayant une taille massive, il faut aussi réaliser une transition via la taille du bâtiment d'accueil du public. L'idée est donc de créer ce bâtiment avec un toit à hauteur échelonnée afin de retrouver des dimensions moins imposantes et plus accueillantes pour le public. De plus, cet accueil se trouve en face du parking des visiteurs : ce bâtiment constitue alors un pôle multimodal où le public – arrivant par tout type de transport – est accueilli.

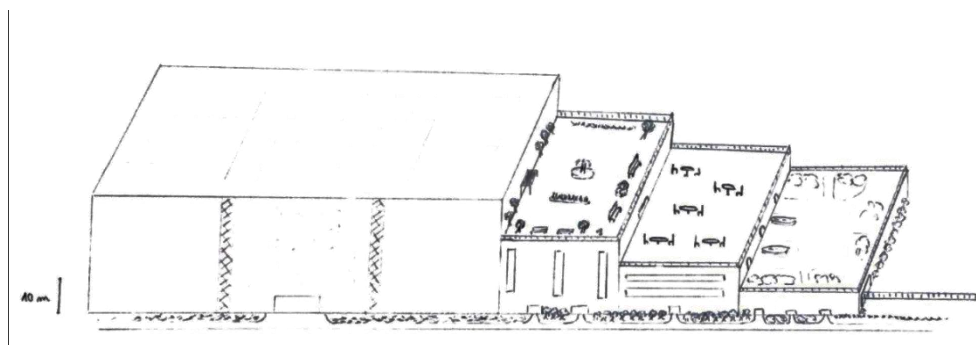


Figure 33 : Croquis de la salle des machines et du centre d'accueil

L'ancienne salle des machines serait réhabilitée en musée de l'énergie avec des salles de conférence. Les navettes ferroviaires, lorsqu'elles ne sont pas en circulation, pourront y stationner. En face de cet espace d'accueil se trouvera un hydrostadium, déjà prévu par EDF.

Une grande zone industrielle est prévue, comprenant les cuves, la cheminée ou la nouvelle tour, et les nouvelles salles des machines nécessaires au fonctionnement des différents modes de production d'énergie. Cette zone sera sécurisée et non accessible au public. Il en sera de même pour les champs de panneaux photovoltaïques à l'Ouest du site.

Des chemins permettront aux visiteurs de se déplacer dans la partie ouverte au public, et ils seront en continuité avec ceux existants dans le parc à l'est, permettant aux visiteurs de profiter d'une transition douce entre le site et la nature environnante. Grâce à une digue déjà présente sur le site actuel, le visiteur pourra profiter à son arrivée à sa gauche, d'un espace "prototype" où l'hybridation entre énergie et agriculture sera mise en avant à travers l'essai de l'agrivoltaïque — ces parcelles peuvent aussi servir de terrain d'expérimentations pour les start-ups souhaitant y être accueillies—, et à sa droite les héliostats. La promenade continuera tout le long du site jusqu'à rejoindre la Brassière, permettant au public d'observer toutes les installations énergétiques et leur agencement, sans pour autant y accéder. Un tunnel vert est également prévu pour accéder à l'accueil, il sera orienté comme les haies brise-vent des champs alentours afin d'assurer une cohérence avec le territoire.

Finalement, afin de redynamiser le trafic fluvial, les berges seront aménagées pour qu'elles puissent accueillir les péniches et les alimenter en dihydrogène. Ceci pourrait permettre à Aramon d'être un arrêt important sur le Rhône.

Estimation du coût du projet et du planning

Dans le cadre de l'étude, il paraissait nécessaire d'avoir une estimation du prix de développement d'un tel projet. La démarche adoptée a constitué en un calcul des plus grandes dépenses qui y seraient associées. La difficulté d'une telle estimation provient du fait qu'une partie conséquente des aménagements considérés sont encore au stade de prototypes, ainsi leur prix réel est encore inconnu.

Le calcul effectué s'est basé sur des systèmes existants, les plus proches possibles de ceux qui étaient étudiés, pour avoir un ordre de grandeur de leurs coûts. Par ailleurs, une estimation plutôt élevée a toujours été privilégiée car sur des projets de cette envergure il y a bien souvent de nouveaux frais qui s'ajoutent lors de la réalisation.

Finalement, l'estimation du budget est de 150 millions d'euros pour l'ensemble des infrastructures envisagées, budget auquel il faut ajouter les 50 millions d'euros prévus par EDF pour le démantèlement de la centrale. (*cf. Annexe, C, 8, p.50*)

Le coût total du projet serait donc de 200 millions d'euros.

Une fois ce travail effectué, il fallait proposer un planning pour la reconversion, en se basant sur ce qui était déjà envisagé par EDF. Un programme étalé entre 2019 et 2031 a été choisi car cela paraissait optimiste mais semblait être un objectif atteignable pour le projet proposé. Pour plus de clarté, la progression a été établie selon différents axes : solaire thermique, solaire photovoltaïque...

Cette organisation permet de mettre en place un calendrier en faisant attention à ce que les différents chantiers ne se télescopent pas et que la progression soit logique : d'abord la mise en place des systèmes énergétiques, ensuite de l'agriculture et enfin la préparation à l'ouverture aux personnes extérieures. Par exemple, il faut attendre que les grandes infrastructures énergétiques soient construites et opérationnelles avant de faire l'aménagement des espaces d'accueil. En effet, de tels chantiers nécessitent de l'espace et semblent difficilement compatibles. (*Planning proposé dans la section Annexe, C, 8, p.50*)

Conclusion

La centrale thermique d'Aramon bénéficie d'un ancrage géographique privilégié. Au cœur d'une terre de caractère, forte de son identité territoriale, ses atouts sont nombreux. De plus, cette région a soif de dynamisme et recherche des vecteurs d'évolution et d'innovation, pour accompagner l'émergence de la *Cleantech Vallée*.

Visant à répondre à une problématique concrète, notre MIG (Métier d'Ingénieur Généraliste) a constitué une occasion unique de découvrir le métier d'ingénieur, et ce de manière active. Nous avons ainsi rapidement appréhendé différents aspects de ce métier : la prise en compte des enjeux du développement durable, la facette technique, la pluridisciplinarité, la dimension humaine...

La collaboration avec des élèves de l'Ecole nationale supérieure de paysage de Versailles fut l'occasion d'apprendre à travailler avec d'autres corps de métiers. Ce travail a enrichi notre approche sur la reconversion de la centrale d'Aramon, notamment grâce à l'étude des différentes échelles spatiales et temporelles dans lesquelles la centrale s'inscrit. Nous avons ainsi découvert de nouveaux aspects du travail multidisciplinaire d'un ingénieur.

Nous avons en outre bénéficié d'une formation sur le Lean Management par Nathalie PITAVAL (qui est chargée de former les équipes du groupe Thalès). Cela nous a permis de rendre la communication au sein du groupe plus efficace. De plus, le Lean Management nous a aidé à prendre les décisions de manière commune, non unilatérale, ce qui a maintenu voire renforcé l'engagement de chacun, et facilité la répartition du travail selon nos centres d'intérêts et nos qualités. Enfin, cette méthode de management nous a encouragés à mettre en place des bilans réguliers entre les différents groupes et a ainsi permis à chacun de garder une vision globale du projet. Cependant, il se révélait parfois difficile de comprendre les systèmes dans lesquels nous n'étions pas directement impliqués et encore plus délicat d'arriver à une symbiose satisfaisant un maximum d'exigence, impliquant de ne pas valoriser certaines idées.

Enfin, nous avons régulièrement pris contact avec des experts des centres du laboratoire de l'Ecole des Mines, et ainsi été amené à appréhender le fonctionnement d'un laboratoire de recherche tout en apportant une expertise à notre projet.

Ces échanges et ces formations nous ont aidé à développer un projet de réhabilitation de la centrale en prenant en compte de multiples dimensions, en particulier énergétiques, économiques, environnementales et sociétales. Ce projet auquel nous aboutissons est ambitieux mais il est pensé dans le but de répondre aux défis de demain et de placer EDF et le site d'Aramon comme précurseur de la production énergétique responsable.

Avec la centrale d'Aramon, EDF peut désormais jouer un grand rôle pour faire sortir l'énergie de demain des cendres de l'énergie d'hier.

Annexes

A) Remerciements

Nous tenons tout d'abord à vivement remercier les encadrants de notre MIG : Philippe BLANC, Benoit GSCHWIND et Joris MASAFONT. Ils nous ont permis de découvrir le métier d'ingénieur dans un contexte stimulant et bienveillant. De plus, ils nous ont offert l'opportunité de travailler avec l'Ecole nationale supérieure de paysage de Versailles, expérience très enrichissante. Grâce à eux, nous avons pu visiter des lieux assez uniques, très formateurs en tant qu'ingénieurs, et même en tant que citoyens : la centrale nucléaire de Tricastin, la centrale thermique d'Aramon, le CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives), la centrale hydraulique de Sainte-Tulle et le Château le Plaisir.

Nous souhaitons également remercier les experts qui nous ont grandement aidé :

- Christian BEAUGER, chercheur des Mines, qui nous a partagé son expertise concernant le stockage et l'utilisation du dihydrogène
- Grégory BERTRAND, directeur territorial Alpes Maritimes GRDF, pour son aide sur tout ce qui est méthaniseur, reformage, lien au réseau GRDF et fonctionnement des véhicules à hydrogène
- Alain FERRIERE, chercheur chez PROMES-CNRS, qui nous a aidé à estimer la masse du récepteur du solaire à concentration
- Elie HACHEM, spécialiste en mécanique des fluides, pour son aide sur l'étude des mouvements d'air dans la cheminée
- Andréa MICHIORRI, enseignant chercheur au centre PERSEE, qui nous a aidé faire l'étude sur le raccord du site au réseau électrique.
- Maroun NEMER, spécialiste en machines thermiques, qui nous a aidé à intégrer la cheminée dans le cycle de la centrale thermique.
- Robert SUPPA, ingénieur matériaux, pour son aide sur l'étude de la stabilité de la cheminée
- Christophe VERNAY, directeur Technique chez Solaïs, pour ses indications sur les technologies photovoltaïques

Merci enfin à toutes les personnes qui ont permis le MIG dans sa globalité : l'Ecole des Mines ParisTech, les différentes personnes chargées de la logistique, les personnes des lieux qui nous accueillent.... Grâce à toutes ces personnes, nous avons pu vivre une expérience à la fois unique et formatrice.

B) Bibliographie

- [1] Connaissance des énergies. *Processus de méthanisation*, le 26 février 2015
[<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/methanisation>] (le 29 novembre 2018)
- [2] R. CRESSON. *Méthanogenèse*, le 13 mai 2007
[<https://commons.wikimedia.org/wiki/File:M%C3%A9thanogen%C3%A8se.jpg?uselang=fr>] (le 29 novembre 2018)
- [3] Stéphanie PAYSANT, Didier GROUSET, Philippe HENRY, Jean Patrick TEYSSAIRE, Carole BARRAU, *La production d'hydrogène à partir de biogaz*, juin 2015, [https://www.plateformesolutionsclimat.org/wp-content/uploads/2015/07/Le_hub_des_solutions_climat_VABHYOGAZ_4_pages_v2.pdf] (le 29 novembre 2018)
- [4] BASTIDE Guillaume – Service Prévention et Gestion des Déchets Direction Consommation Durable et Déchets – ADEME Angers, *Procédé et sécurité pour la méthanisation*, février 2015

[<https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-methanisation-201502.pdf>] (le 29 novembre 2018)

[5] Amorce, *Boues de Station d'Épuration : Techniques de traitement, Valorisation et Élimination*, DT 51, novembre 2012, [http://www.amorce.asso.fr/media/filer_public/2f/af/2fafae8c-4bed-45e0-b40e-75b418fd3147/dt51_boues_de_step_traitement_valorisation_e_elimination.pdf] (le 29 novembre 2018)

[6] V. LECTEUR (GRDF) et T. TREMEL, *Etude du gisement méthanisable sur la communauté de communes Pont du Gard*, en 2018

[7] Etude production dihydrogène biomasse et microalgue :
TI 142 sur Techniques de l'ingénieur

[8] Eau France, *L'eau dans le bassin Rhône-Méditerranée, Base de donnée stations d'épuration*, le 3 novembre 2015, [<http://www.rhone-mediterranee.eaufrance.fr/>] (le 29 novembre 2018)

[9] Jason DEIGN. *Molten salt: too hot to handle?*, le 23 mai 2014
[<http://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/technology/molten-salt-too-hot-handle>] (le 24 novembre 2018)

[10] APACA, FNSEA, Distributeur EDF, RTE, et SERCE, *Protocole passage de lignes électriques*, 20 décembre 2005, [https://chambres-agriculture.fr/fileadmin/user_upload/National/002_inst-site-chambres/pages/exploitation_agri/2_Brochure_nouveaux_Protocoles_agricoles_DP-DI.pdf] (le 20 novembre 2018)

[11] IEA, *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power*, 2010
[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf] (le 19 novembre 2018)

[12] IRENA, *Renewable energy technologies : cost analysis series – Concentrating Solar Power*, Volume 1: Power Sector, Issue 2/5, juin 2012,
[https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-csp.pdf] (le 17 novembre 2018)

[13] Ministère transition écologique et solaire, *Contrats de transition écologique*,
[<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/contrat-transition-ecologique>] (le 19 novembre 2018)

[14] Shadya GABATHULER, Davide PAVANELLO, Cécile MÜNCH, *Le pompage-turbinage à petite échelle pour le stockage local d'énergie*, [<https://www.hevs.ch/media/document/0/le-pompage-turbinage-a-petite-echelle-une-solution-envisageable.pdf>] (le 21 novembre 2018)

[15] Singhal M. K., Arun KUMAR, *Optimum Design of Penstock for Hydro Projects*, Vol. 4, No. 4, 2015, pp. 216-226, août 2015, (le 22 novembre 2018)

[16] Jörg SCHLAICH, Rudolf BERGERMANN, Wolfgang SCHIEL, Gerhard WEINREBE, *Design of Commercial Solar Updraft Tower Systems – Utilization of Solar Induced Convective Flows for Power Generation*,
[http://www.fem.unicamp.br/~phoenics/EM974/PROJETOS/Temas%20Projetos/Solar%20Chimneys/solar_updraft.pdf] (le 21 novembre 2018)

[17] ADEME, *Cartographie nationale de la ressource éolienne*, [<http://www.windatlas.ademe.fr/portal-carteole/>] (le 22 novembre 2018)

[18] Jupiter 1000, *Le projet Jupiter*, [<https://www.jupiter1000.eu/projet>] (le 20 novembre 2018)

- [19] National Renewable Energy Laboratory ("NREL"), *System Advisor Model ("SAM")*
[<https://sam.nrel.gov/>](le 29 novembre 2018)
- [20] Christian BEAUGER, Responsable du groupe MATPRO au centre PERSEE – Centre Procédés, Énergies renouvelables et Systèmes énergétiques – dans le groupe MATPRO
- [21] Grégory BERTRAND, Directeur Territorial Alpes-Maritimes à GRDF
- [22] Alain FERRIERE, Chercheur CNRS au PROMES (Procédés, matériaux et énergie solaire)
- [23] Elie HACHEM, Professeur au centre CEMEF – Centre de Mise en Forme des Matériaux – dans le groupe Computational Mechanics and Physics (Computing & Fluids)
- [24] Andrea MICHIORRI, Enseignant Chercheur et Responsable du Mastère Spécialisé EnR au centre PERSEE – Centre Procédés, Énergies renouvelables et Systèmes énergétiques – dans le groupe ERSEI
- [25] Maroun NEMER, Directeur du CES – Centre Efficacité Énergétique des Systèmes – dans les groupes SYSTHERM, IDEES et MEE
- [26] Robert SUPPA, ingénieur matériaux à Structures Riviera
- [27] Christophe VERNAY, Directeur Technique à Solaïs

C) Informations complémentaires sur les projets

1) Algorithme pour le calcul des ombrages (MATLAB)

[illegible]

```

%f\n','Delimiter',';', 'CommentStyle','#');
dd = datenum(D{1})-datenum(D{1}(1)) + (D{2}+D{3}/60)/24;
rayonnement = [dd(:) D{8}(:)];%rayonnement direct horizontal = BHI
fclose(fp);

%%
tpsSol = zeros(length(uy),length(ux),365);%temps d'ensoleillement (en h)
pOmbre = cell([1 (2+3*hNb)]);
for ddd = 1:365
    rloc = init_rloc_10min(gp, yyyy, ddd, 450);%creation de la position du soleil & du maillage temporel (10 min)
    for k_tu = 1:length(rloc.vtu)%un pas (ici une fois par 10 min)
        disp([k_tu length(rloc.vtu) ddd])
        if (rayonnement(6*24*(ddd-1)+round(rloc.vtu(k_tu)*6+0.5),2) > 20) %on ne considère que les instant ensoleillés (20 car 120W/m² = 20Wh/m² pendant 10 min)
            UM = zeros(length(uy),length(ux));%maillage spatial destiné à recevoir l'ombre des objets
            for k_h=1:hNb %On place chaque heliostat
                temp = -rloc.sun.p(:,k_tu);
                vs = temp/sqrt(temp(1)*temp(1)+temp(2)*temp(2)+temp(3)*temp(3));
                temp = [0 0 hRecept]' - [hPosition(k_h,:) hMat]';
                ri = temp/sqrt(temp(1)*temp(1)+temp(2)*temp(2)+temp(3)*temp(3));
                temp = ri-vs;
                v = temp/sqrt(temp(1)*temp(1)+temp(2)*temp(2)+temp(3)*temp(3));
                a = -v(1)/sqrt(v(1)*v(1)+v(2)*v(2));
                b = -v(2)/sqrt(v(1)*v(1)+v(2)*v(2));
                c = v(3)/sqrt(v(1)*v(1)+v(2)*v(2)+v(3)*v(3));
                d = -sqrt(v(1)*v(1)+v(2)*v(2))/sqrt(v(1)*v(1)+v(2)*v(2)+v(3)*v(3));
                R = [b a*c a*d; -a b*c b*d; 0 -d c]; % matrice rotation pour orienter l'héliostat
                mobile{k_h} = R*miroir + [hPosition(k_h,:) hMat]';
            end
            vombre = -rloc.sun.p(:,k_tu);%direction de l'ombre
            for kp = 1:length(fixe) %création de l'ombre de chaque objet fixe
                kshd_0 = -fixe{kp}(3,:)./vombre(3);
                pOmbre{kp} = fixe{kp} + repmat(kshd_0,[3 1]).*vombre;
            end
            for kp = 1:length(mobile) %création de l'ombre de chaque objet mobile
                kshd_0 = -mobile{kp}(3,:)./vombre(3);
                pOmbre{kp+length(fixe)} = mobile{kp} + repmat(kshd_0,[3 1]).*vombre;
            end

            for kp = 1:length(pOmbre) %superposition de toutes les ombres sur le maillage spatial
                UM = UM | InPolygon_fast(Ux,Uy,pOmbre{kp}(1,:),pOmbre{kp}(2,:));
            end
            %chaque case de UM est un booléen indiquant si la case
            %correspondante est à l'ombre (0 -> ensoleillé)
            tpsSol(:, :, ddd) = tpsSol(:, :, ddd) + 1/6*(1-UM); %ajout de 10min = 1/6 h
        end
    end
end
save("CSP temps ensoljour.mat",'tpsSol','ux','uy','hPosition')

%% Affichage

% Moyenne journalière sur l'année
figure(1)
clf
imagesc(ux,uy,mean(tpsSol,3),[0 12]),axis xy, axis equal
colormap(jet)
colorbar
title("Moyenne journalière de la durée d'ensoleillement sur un an (2017)")
saveas(gcf,"moy 2017.png") %enregistrement

% Durée totale sur l'année
figure(2)
clf
imagesc(ux,uy,sum(tpsSol,3),[0 max(sum(tpsSol,3),[],'all')]),axis xy, axis equal
colormap(jet)
colorbar
title(strjoin(["Durée totale d'ensoleillement sur un an (données 2017)"]))
saveas(gcf,"total 2017.png") %enregistrement

%% Creation & affichage de la CDF
champ = [400 280 0; 0 90 0; -40 90 0; -90 50 0; -100 0 0; -90 -50 0; -340 -170 0; -440 -100 0; -500 125 0; -460 320 0; -400 430 0; -280 540 0; -110 600 0; 60 600 0; 235 530 0; 360 400 0; 400

```

```

280 0]'; %polygone du champ d'héliostat (pour ne pas prendre en compte le reste de la surface du
maillage)
inChamp = InPolygon_fast(Ux,Uy,champ(1,:),champ(2,:));
tailleChamp = sum(sum(inChamp)); %nombre d'élément du maillage

data = mean(tpsSol,3).*inChamp;%on ne prend pas en compte ce qui est hors du champ
cdf = zeros(2,8*600+1);
k = 0;
for hh = 8:-1/600:0
    k = k+1;
    cdf(1,k) = hh;
    cdf(2,k) = (sum(sum(data>hh))*100/tailleChamp);%pourcentage de la surface intérieure au champ
dont la durée d'ensoleillement est supérieur à hh
end

% Affichage
figure(3)
clf
hold on
plot(cdf(1,:),'',cdf(2,:));
hold off
ylabel("Surface (en % de la surface totale)")
xlabel("Durée d'ensoleillement (en heure)")
title(strjoin(["CDF de la durée d'ensoleillement moyen (données 2017)"]))
saveas(gcf,"CDF 2017.png")

```

2) Projet STEP

Afin d'obtenir des ordres de grandeurs sur cette technologie de STEP adaptée à la centrale, des simplifications ont été réalisées. Ainsi, l'eau a été considérée comme un fluide incompressible et parfait de masse volumique ρ . De plus on a supposé que le régime permanent était atteint au niveau de la cuve.

Bien que la cheminée possède un diamètre variable (32 mètres en bas et 14 mètres en haut), étant donné que la cuve est située dans les 50 derniers mètres ($h = 50$ m), l'approximation que cette cuve est un cylindre de diamètre $D = 14$ m a été réalisée.

Le volume de la cuve est donc de $= \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2 * h = \pi * \left(\frac{14}{2}\right)^2 * 50 = 8000 \text{ m}^3$.

Ainsi, l'énergie potentielle stockée est $E = V\rho gH = 1000 * 9,81 * 200 \approx 4 \text{ MWh}$, où H est la hauteur de chute, ie 200 m.

En utilisant la relation de Bernoulli, la vitesse en bas de la cuve est

$$v = \sqrt{2gh} = \sqrt{2 * 9,81 * 50} = 32 \text{ m.s}^{-1}$$

La section de la conduite forcée, de diamètre d , a ensuite été choisie pour faire varier la puissance obtenue et le temps caractéristique correspondant à la durée nécessaire pour vider la cuve.

Détails des calculs permettant d'obtenir le graphique « Puissance générée par la technologie STEP en fonction de la durée de turbinage »

Le débit d'eau turbiné est de $Q = \pi * \left(\frac{d}{2}\right)^2 * v$, donc le temps de vidange de la cuve t est de $\Delta t = \frac{V}{Q}$ et la puissance obtenue est alors de $P = \frac{E}{\Delta t} * r$ où r désigne le rendement de turbinage, ici $r \approx 0,8$.

La formule empirique de Fahlbusch (cf. Annexe, A, p.33, [15]) qui donne le diamètre optimal (d'un point de vue économique et énergétique) pour les conduites en acier a été utilisée afin d'obtenir un ordre de grandeur du diamètre des conduites envisagées.

Formule de Fahlbusch : $d_{\text{opt}} = 0,52 * H^{-1/3} * \left(\frac{P}{H}\right)^{3/7}$.

Durée Δt (min)	Puissance P (MW)	Diamètre d (m)
81,6	2,6	0,25
20,4	10,4	0,5
9	23,5	0,75

5,1	41,8	1
2,27	94	1,5
1,28	167,2	2

Étude sur la résistance structurelle de la cheminée

Comme il est très difficile d'évaluer la résistance structurelle de la cheminée, une estimation de la faisabilité du projet peut se réaliser via une analogie avec des ouvrages existants. L'aménagement de la cheminée de la centrale d'Aramon, pour permettre un stockage de l'énergie en se basant sur la technologie STEP, peut être assimilé à celui d'un château d'eau. Il est donc intéressant d'étudier les châteaux d'eau existants afin de comparer leurs dimensions avec celles de la cheminée. En effet, les châteaux d'eau étudiés sont systématiquement construits en béton armé, comme la cheminée.

Nom et localisation	Matériaux	Hauteur H+h (en m)	Volume de la cuve (en m3)	Diamètre de la cuve (en m)	Hauteur h (en m)
Gasperich (Luxembourg)	Béton armé	68,5	1000	15,6	5,23
Berdorf (Luxembourg)	Béton armé	55,72	500	13,6	3,44
Ghlin (Belgique)	Béton armé	52,5	2000	7,61	11
Vignes-Laval (France)	Béton armé	52	8000	14,57	12

Ensuite une évaluation de la quantité d'eau qu'il est possible de placer dans une cuve au sommet de la cheminée peut être réalisée, par proportionnalité sur les hauteurs : on suppose que la hauteur d'eau h est proportionnelle à la hauteur totale H+h.

Nom et localisation	Equivalent pour la cheminée d'Aramon	Hauteur h (en m)	Volume (en m3)
Gasperich (Luxembourg)		19,25	3678,83
Berdorf (Luxembourg)		15,57	2261,31
Ghlin (Belgique)		52,80	9600,00
Vignes-Laval (France)		58,15	38769,23

Une hauteur d'eau de 50 mètres semble donc être une estimation haute de la taille possible de la future cuve. Ces comparaisons permettent de penser qu'avec un renforcement de la structure de la cheminée, le projet STEP peut être envisageable.

Études complémentaires nécessaires à réaliser pour mettre en œuvre ce système

Pour terminer l'étude de faisabilité de ce projet, il faudrait réaliser une étude de résistance des matériaux, et étudier la structure de la cheminée pour déterminer si elle peut supporter 8000 tonnes d'eau ($m = \rho V = 8000$ tonnes) en son sommet. Il serait notamment crucial de prendre en compte les vents importants de la région, et l'influence sur les oscillations de la cheminée d'une telle masse ajoutée en haut de la cheminée. En effet, les oscillations de la cheminée sont actuellement d'environ un mètre. Enfin, étant donné qu'il sera sûrement nécessaire de consolider la structure, il faudrait déterminer quels matériaux utiliser et comment les placer.

3) *Projet tour solaire à concentration*

Algorithme de tri des héliostats (JAVA)

```
import java.io.FileReader;
import java.io.FileWriter;
import java.io.IOException;
import java.io.PrintWriter;
import java.util.Scanner;
```

```

public class Jeter_heliostats {
    public static void main(String args[]) throws IOException{
        FileReader in = new FileReader("heliostat12.txt");
        Scanner sc = new Scanner(in);
        PrintWriter textOut = null;
        textOut = new PrintWriter(new FileWrite ("heliostat_new12.txt"));
        int compteurTot=0;
        int compteurRest=0;
        boolean continuer= true;

        while (continuer){
            compteurTot++;
            String ligne= sc.nextLine();
            String[] lignesepare=ligne.split(",") ;
            double [] coordonnees= new double[2];
            coordonnees[0]=Double.parseDouble(lignesepare[0]);
            coordonnees[1]=Double.parseDouble(lignesepare[1]);

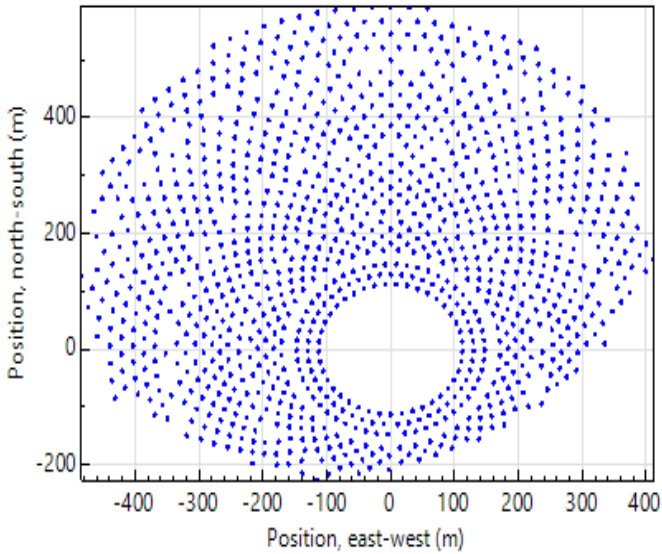
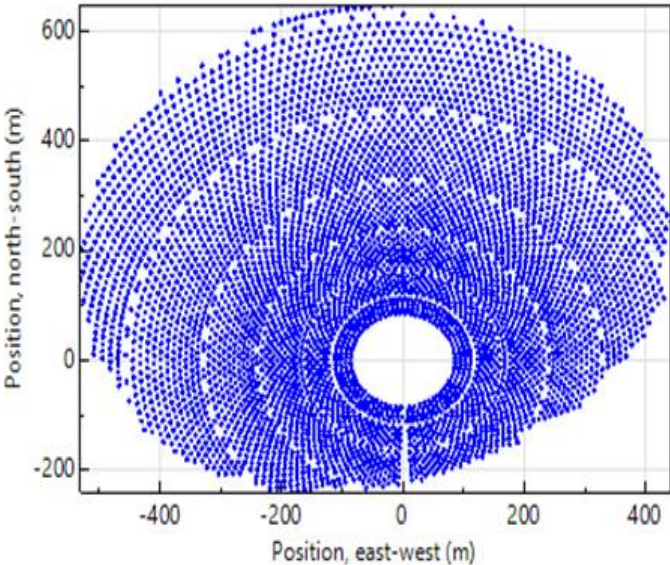
            if ((coordonnees[1]>=0 &&
coordonnees[1]>=0.466*coordonnees[0]+100) || (coordonnees[0]<0 &&
coordonnees[1]>=0.466*coordonnees[0])) ){
                textOut.println(coordonnees[0]+ ","+ coordonnees[1]);
                compteurRest++;
            }
            continuer=sc.hasNext();
        }

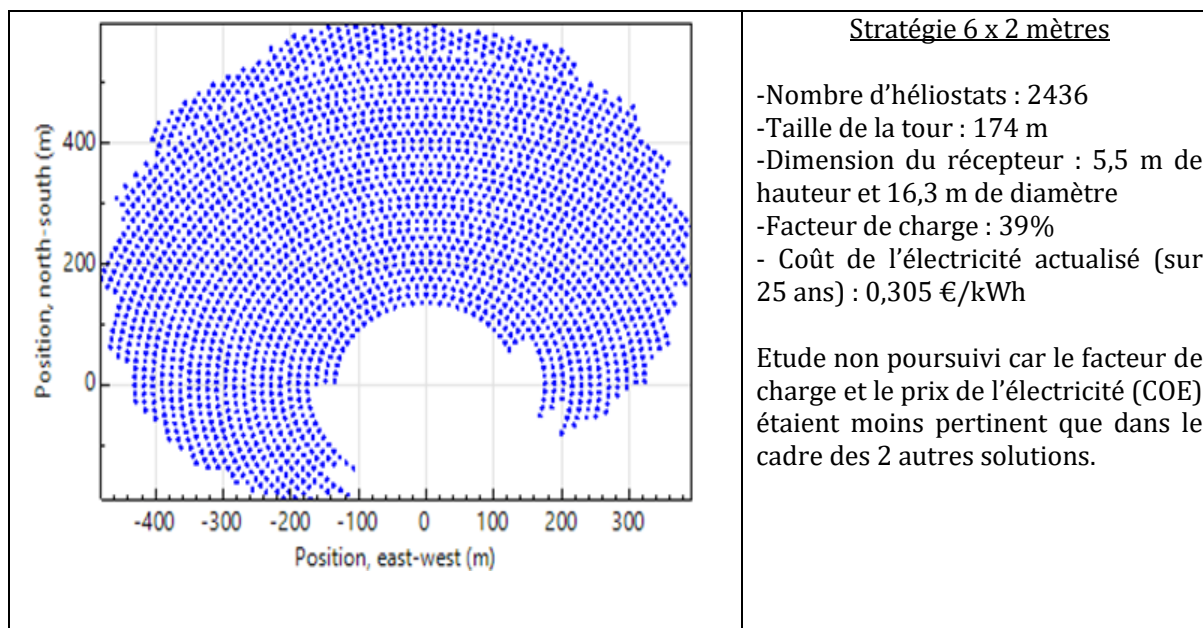
        if (textOut != null) {
            textOut.close();
        }

        in.close();
        System.out.print("Heliostats avant : " + compteurTot +". Heliostats
après : " +compteurRest);
    }
}

```

Simulations obtenues selon différents dimensionnements d'héliostats

	<u>Stratégie 12,2 x 12,2 mètres</u> -Solar multiple : 4 -Nombre d'héliostats : 790 -Taille de la tour : 150 m -Dimension du récepteur : 6,5 m de hauteur et 9,2 m de diamètre -Surface au sol utilisé par les panneaux : 76,5 hectares -Facteur de charge : 48% -Puissance choisie : 7,5 MW - Coût de l'électricité actualisé (sur 25 ans) : 0,112 €/kWh -Production annuelle d'énergie : 28,4 GWh - Coût total : 61,3 M€
	<u>Stratégie 6 x 6 mètres</u> -Solar multiple : 4 -Nombre d'héliostats : 3200 -Taille de la tour : 114 m -Dimension du récepteur : 6,3 m de hauteur et 12,6 m de diamètre -Surface au sol utilisé par les panneaux : 84,2 hectares -Facteur de charge : 48.7% -Puissance choisie : 7,5 MW -Coût de l'électricité actualisé (sur 25 ans) : 0,101 €/kWh -Production annuelle d'énergie : 28,8 GWh -Coût total : 55,4 M€



Choix final des paramètres de l'installation et résultat de la simulation

La stratégie de panneau de 12,2 x 12,2 mètres a été privilégiée pour des raisons paysagères expliquées plus bas (cf. Annexe, B, 6, p.46)

Design du système	• Température chaude du fluide : 574 °C • Température froide du fluide : 290 °C • Puissance thermique maximale du récepteur : 73 MWt¹⁰ • Puissance de la turbine : 7,5 MWe¹¹ • Puissance du cycle thermique : 18 MWt
Stockage thermique	• Volume de stockage par cuve (froide et chaude) : 1789 m³ • Diamètre des cuves : 10,7 m • Hauteur du stockage : 20 m • Perte thermique estimée : 0,21 MWt
Evaluation financière (dans le cas de la construction d'une nouvelle tour)	• Champ héliostats (sans l'acquisition de terrain) : 14,5 M€ • Tour : 14,9 M€ • Récepteur : 10,8 M€ • Stockage thermique : 7,6 M€ • Cycle de puissance : 9,5 M€ • Prix total (avec 7% de coût imprévus) : 61,3 M€

¹⁰ MWt : MW thermique

¹¹ MWe : MW électrique

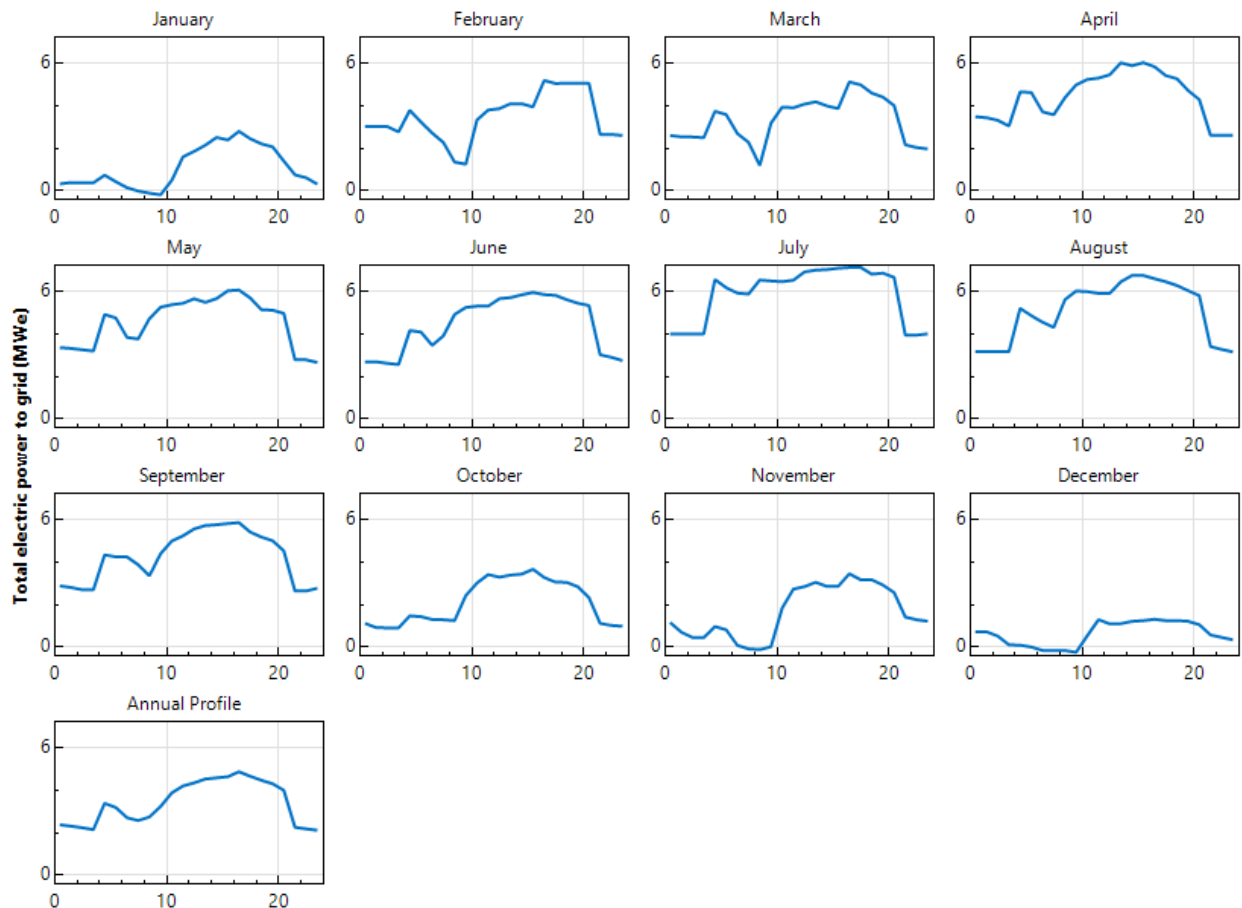


Figure 34 : Production par mois et annuelle d'électricité de la centrale solaire à concentration

Explication du circuit secondaire de la centrale solaire à concentration

Ce dernier est identique à ceux mis en œuvre dans les centrales thermiques (fioul, charbon, nucléaire) – notamment celle d'Aramon ... Dans ce système de production, le fluide caloporteur chauffe, via un échangeur, de l'eau qui se vaporise. Cette vapeur passe ensuite dans une première turbine – dite de haute pression, puis dans un réchauffeur chauffé par le fluide caloporteur, et enfin dans une autre turbine – qualifiée de basse pression. Ce sont des alternateurs entraînés par les turbines qui produisent l'électricité. A la sortie de cette dernière, l'eau est condensée et recommence son cycle.

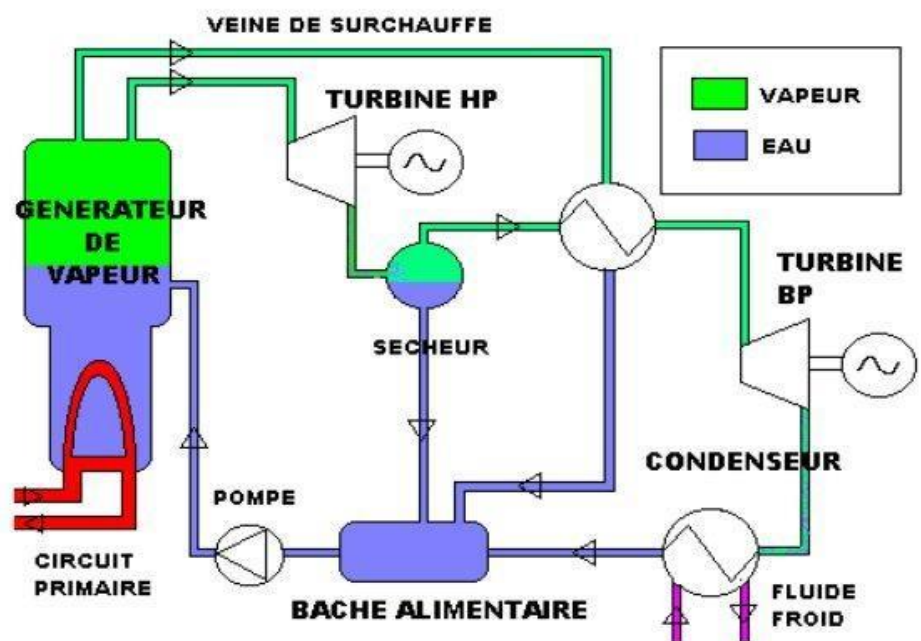


Figure 35 : Explication du circuit secondaire de la centrale solaire à concentration ©DIRENS Mines ParisTech

Études complémentaires nécessaires à réaliser pour mettre en œuvre ce système

Pour terminer l'étude de faisabilité de ce projet, il faudrait tout d'abord vérifier qu'ajouter un récepteur à la cheminée ne va pas la fragiliser – sauf s'il est décidé de construire une nouvelle tour. Par ailleurs, il est nécessaire de revoir les estimations de prix et d'efficacité du récepteur qui est circulaire dans le logiciel SAM mais qui dans le cadre de l'agencement de la centrale n'est exploité qu'en partie car les héliostats se trouvent uniquement au nord du site. Une forme plus optimisée pourrait réduire les coûts mais aussi augmenter l'efficacité de concentration des rayons. Il serait également judicieux d'avoir des valeurs plus précises des différents paramètres du système voulu –notamment des paramètres économiques, en définissant un business plan, afin d'avoir une idée plus pertinente de la production et de la rentabilité du projet. Il pourrait éventuellement être intéressant de concevoir des héliostats avec des formes plus originales pour améliorer l'insertion dans le paysage de la centrale mais cela créera certainement des contraintes supplémentaires pour la fabrication et la maintenance.

4) Projet éolien

Calcul des paramètres pour les éoliennes extérieures à la tour

La puissance éolienne P récupérable sur une surface donnée est : $P = \frac{\rho S v^3}{2}$, où ρ désigne la masse volumique de l'air, v la vitesse du vent et S la surface étudiée.

Or, d'après Weatherspark, la vitesse du vent est de 5 m.s^{-1} en moyenne à 10 mètres du sol à Aramon. Ainsi, d'après une approximation logarithmique, la vitesse du vent est d'environ 15 m.s^{-1} à 100 mètres d'altitude.

L'éolienne aurait par ailleurs une largeur L moyenne de 20 mètres.

Un rendement total de 25% pour les éoliennes à axe vertical a été pris, il s'agit d'un rendement moyen car ce dernier varie considérablement avec la vitesse du vent.

La puissance moyenne par mètre de hauteur est : $P = r * \rho \frac{Lv^3}{2}$

Ainsi, la production éolienne extérieure permettrait d'obtenir une puissance par mètres de hauteur de cheminée, comprise entre 5 et 10 kW.m^{-1} .

Justification de la prise du rendement choisi dans le dispositif à l'intérieur de la cheminée

D'après les travaux de J. SCHLAICH sur les tours solaires (cf. Annexe, A, p.33, [16]), leur rendement est

$$\eta = \frac{W_{\text{électrique}}}{Q_{\text{condenseur}}} = \frac{gH}{C_p T_0}$$

où g désigne l'accélération de la pesanteur ($g = 9,81 \text{ m.s}^{-2}$), H la hauteur à laquelle est disposée la turbine, C_p la capacité calorifique à pression fixée de l'air ($C_p \approx 10^3 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$), T_0 la température ambiante. En prenant $H = 250 \text{ m}$ et $T_0 = 300 \text{ K}$, un rendement d'environ 1% est obtenu.

Informations complémentaires

Lors de cette étude, nous avons contacté F. CAUNEAU et M. NEMER pour obtenir plus d'informations sur le projet. Ils ont tous deux insisté sur la potentielle économie d'énergie grâce à l'exploitation du conduit (en évoquant même une énergie « gratuite »). F. CAUNEAU a donné des informations sur le dimensionnement de la turbine et cautionné le choix d'éoliennes plutôt à axe vertical qu'à axe horizontal à l'extérieur de la cheminée. M. NEMER a particulièrement insisté sur les impacts potentiels du refroidissement sec sur le reste du cycle. Cependant il considère que ce projet consiste une piste de réflexion intéressante puisqu'elle pourrait potentiellement permettre de réaliser des économies en eau et en énergie sur tous types de centrales.

Nous avons également contacté E. HACHEM pour avoir des informations sur les mouvements d'air dans le conduit de la cheminée. Voici ce qu'il en est ressorti : Pour l'étude des mouvements d'air dans la cheminée, il est nécessaire de s'intéresser au nombre de Rayleigh :

$$Ra = \frac{g\beta}{\nu\alpha} (T_s - T_\infty) L_c^3$$

Où g désigne l'accélération de la pesanteur, L_c la longueur caractéristique (hauteur de la cheminée), T_s la température à la base de la cheminée, T_∞ la température de l'air ambiant, ν la viscosité cinématique, α la Diffusivité thermique et β le coefficient de dilatation thermique volumétrique.

Ce nombre caractérise le transfert de chaleur au sein d'un fluide (dans notre cas l'air). Pour un nombre de Ra suffisamment petit (inférieur à 2000) le transfert de chaleur se fait par conduction et les mouvements d'air sont inexistant. En revanche, pour un nombre de Ra suffisamment grand (supérieur à 2000), le transfert de chaleur se fait par convection, le système devient instable et des structures convectives peuvent être observées.

Pour qu'il y ait le refroidissement de l'eau voulu, il faut qu'il y ait un certain appel d'air dans la cheminée. Dans le cadre du système il faut donc avoir un certain mouvement d'air ascendant dans la tour, c'est-à-dire un mode de transfert convectif et donc un nombre de Rayleigh fixé et élevé.

Or ce nombre dépend, dans notre cas, uniquement de la différence de température entre le haut (température ambiante) et le bas (température à choisir) – tous les autres paramètres étant fixés par le système.

Pour obtenir une structure performante tant du point de vue du refroidissement de l'eau que de la récupération d'énergie, il suffit donc maîtriser la température de l'air à la base de la cheminée.

Études complémentaires nécessaires à réaliser pour mettre en œuvre ce système

Pour poursuivre ce projet, il faudrait d'abord vérifier que la cheminée est suffisamment solide pour accueillir des éoliennes. Ensuite, il faudrait avoir une idée plus précise de la répartition des vents tout le long de la cheminée (vitesses moyenne, minimale, maximale), et choisir alors de façon nette les éoliennes à implanter. Ainsi des calculs de rendement plus précis pourraient être réalisés et permettrait de trancher si c'est une option intéressante ou non.

Il faudrait ensuite vérifier que le refroidissement par air du dispositif à l'intérieur de la centrale peut suffisamment réchauffer l'air sans impacter le rendement de la tour solaire à concentration. Il s'agirait ensuite de dimensionner le condenseur pour récupérer un maximum d'énergie en profitant le plus possible de l'appel d'air naturel de la cheminée. Il faudrait alors vérifier qu'elle permet d'économiser une énergie significative, et que l'ajout de cette structure ne fait pas perdre plus d'énergie au niveau global que ce qu'elle permet de récupérer. Par la suite, il serait important de vérifier que la cheminée ne génère pas trop de perte thermique : si l'air chaud refroidit avant d'arriver au sommet l'appel d'air est nul. Bien sûr ce problème-ci ne se pose que si le conduit existant est réutilisé, pas si un nouveau est construit. Enfin, la place prise par l'échangeur thermique entre l'eau et l'air peut potentiellement être problématique : il ne tiendra sans doute pas dans le conduit et il faudra donc le mettre au sol, d'où la nécessité d'un dimensionnement.

5) Production de méthane et de dihydrogène

Méthanisation

Le méthane est produit dans une cuve appelée digesteur ou méthaniseur, à partir de biomasse et de boue d'épuration.

Durant la méthanisation, des matières putrescibles sont décomposées par des bactéries qui agissent en l'absence d'air (fermentation anaérobie).

Trois étapes importantes sont à dégager :

- Acidogénèse et Hydrolyse : les chaînes organiques complexes – protéines, lipides, polysaccharides – sont converties en composés plus simples – acides gras, peptides, acides aminés-
- Acétogénèse : les produits de l'acidogénèse sont transformés en acides acétiques ;
- Méthanogénèse : l'acide acétique est converti en méthane et en dioxyde de carbone.

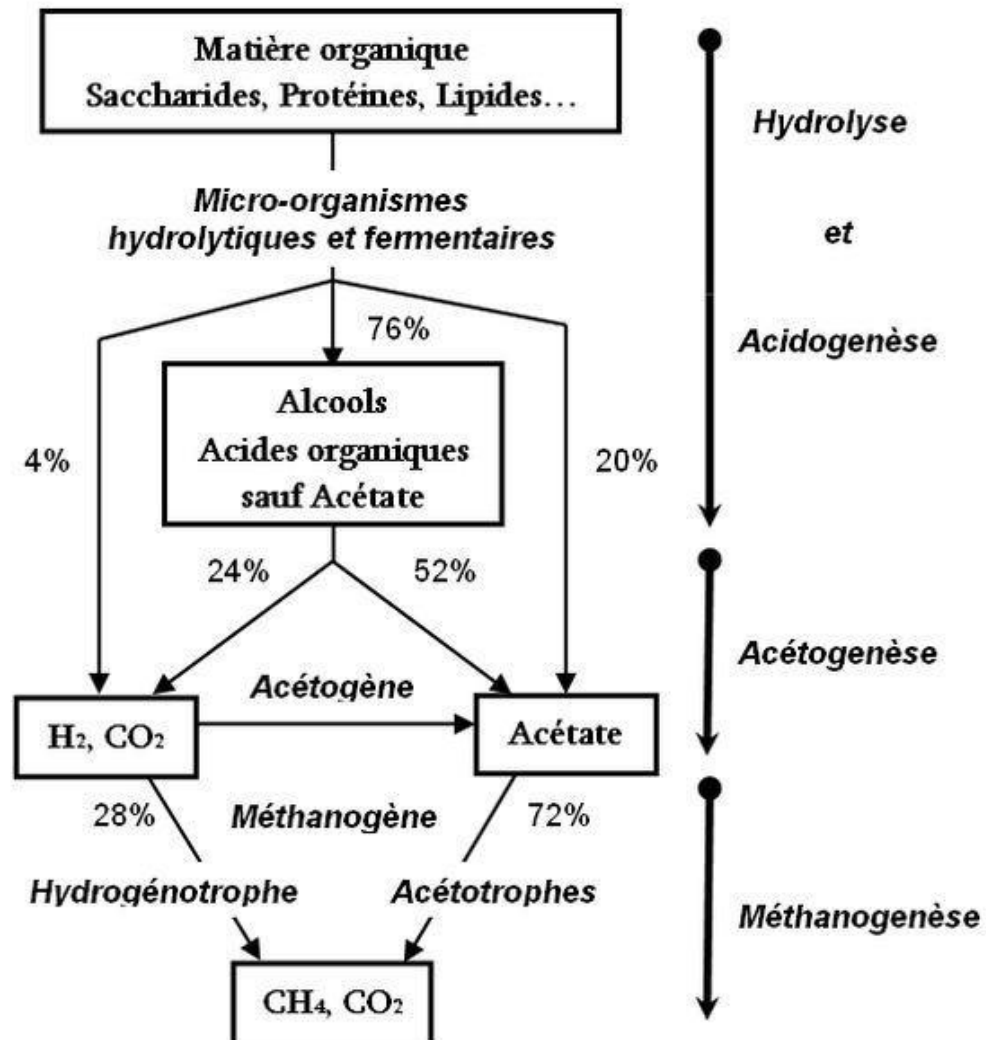


Figure 36 : Schéma du fonctionnement de la méthanisation, CC-BY R. Cresson

Ainsi, la méthanisation produit un biogaz qui comporte du méthane dans des proportions de 50% à 70%, du dioxyde de carbone, ainsi que du « digestat » (un compost pouvant être utilisé comme fertilisant).

Principe de purification

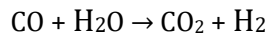
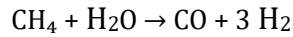
La purification du biogaz consiste en :

- L'épuration du biogaz (élimination d'H₂S, des siloxanes, des composés halogénés...)
- L'élimination du CO₂ par tamis moléculaire ou par membrane

Principe du vaporeformage

Le vaporeformage consiste en

- Le reformage du méthane à la vapeur d'eau : conversion de CH₄ et de H₂O en CO₂ et en H₂ selon le processus réactionnel :



Ce reformage constitue l'étape la plus importante et la plus coûteuse en énergie.

- L'élimination du CH_4 résiduel, du CO , du CO_2 et du H_2O pour atteindre une pureté de dihydrogène de 99,99%, pureté nécessaire aux piles à combustible.
- La compression et stockage intermédiaire à 200 bars.

Production de biohydrogène à l'aide de micro-algues

La production de biohydrogène est une technologie très peu développée. Elle consiste à produire directement du dihydrogène à partir de la biomasse, en utilisant des micro-algues. Les paramètres à réunir pour réaliser cette production sont nombreux, et celle-ci résulte d'un cycle en 3 étapes, certaines en présence de lumière d'autres non.

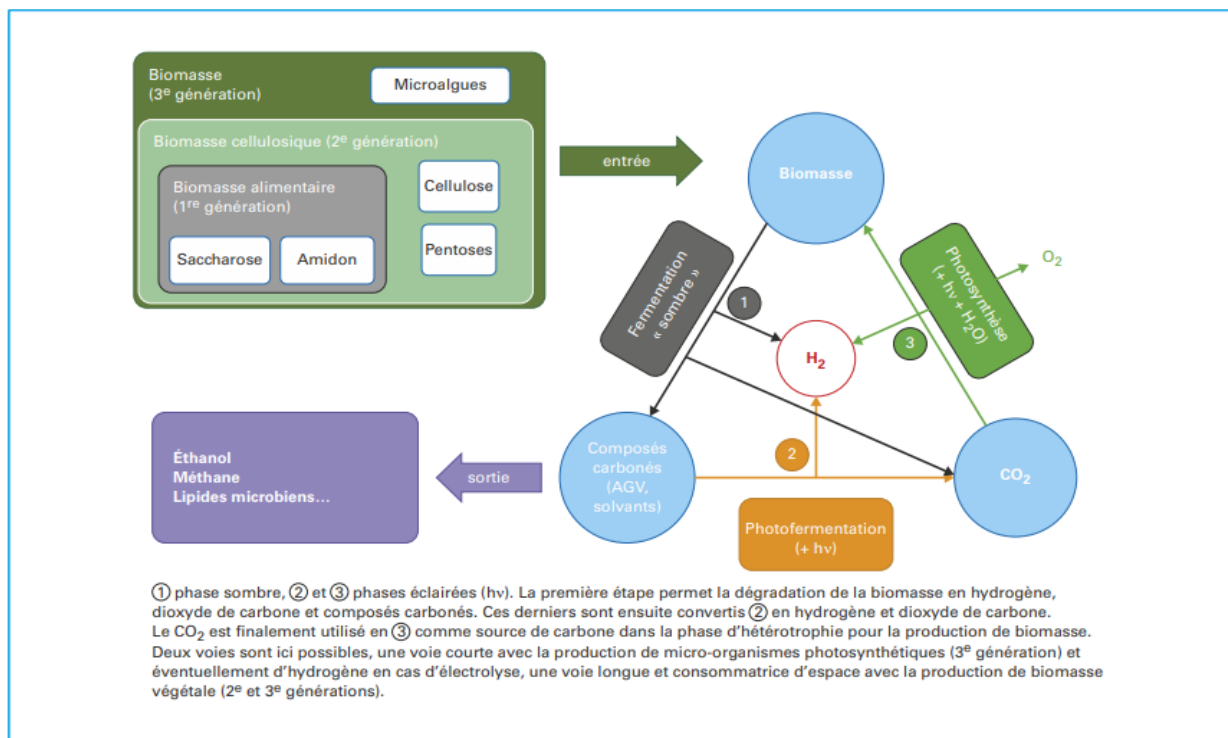


Figure 1 – Schéma simplifié du cycle du carbone lié à la production de biohydrogène

Figure 37 : Schéma de la production du biohydrogène, Technique de l'ingénieur référence internet BIO3351

Pyrogazéification

La gazéification et la pyrolyse des déchets sont des procédés qui consistent à les chauffer en les privant d'oxygène. Dans ce contexte, les substances générées sous l'effet de la température (qu'elles soient solides, liquides ou gazeuses) ne s'enflamment pas spontanément. Elles pourront donc être valorisées dans un second temps. Ainsi sont produits un gaz combustible, un liquide qui est un mélange d'hydrocarbures, et un sous-produit – formé de la partie minérale du déchet entrant et du reste de carbone présent dans le déchet qui ne s'est pas transformé en gaz ou en liquide. Le procédé est schématisé ci-dessous :

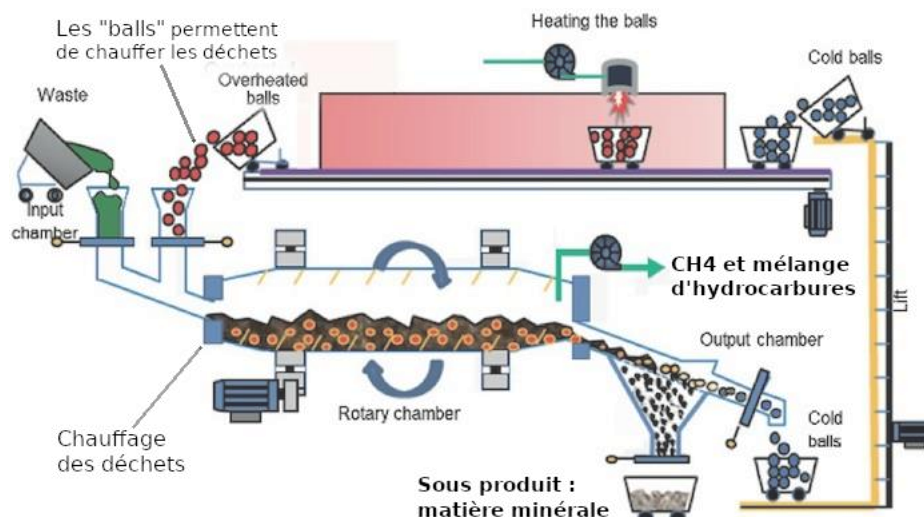


Figure 38 : Schéma du fonctionnement de la pyrogazéification, ©Setenergy

Pour faire varier la proportion entre gaz, liquide et solide, il faut jouer sur de nombreux facteurs comme la composition des déchets initiaux, la pression et la température, le temps de séjour... Les déchets initiaux nécessaires peuvent être des restes de bois de construction, des morceaux de plastiques et autres éléments carbonés.

Estimation de la quantité de boues d'épuration disponibles dans la région

Dans les environs proches de la centrale (à moins de 10 km d'Aramon), il y aurait 200 tonnes de boues d'épuration disponibles par an, réparties sur 6 stations d'épuration. Ainsi, les camions à hydrogènes pourraient récupérer environ 0,55 tonnes de boues d'épuration par jour. Si les camions allaient jusqu'à Nîmes, située à 30 km, la quantité de boues d'épuration serait augmentée de 2,3 tonnes par jours.

Or, grâce à la présence de péniches à hydrogène, les déchets organiques pourraient venir de plus loin et la quantité de boue d'épuration peut s'évaluer via l'Equivalent-Habitant (EH), une unité de mesure de la charge organique biodégradable.

Plus précisément :

- Montélimar : 90 000 EH
- Avignon : 178 000 EH
- Arles : 4 000 EH
- Arles la Montcalde : 77 000 EH
- Beaucaire : 40 000 EH

En tout, environ 389 000 EH seraient donc récupérables par péniches. Or en France, il y a 76 millions d'EH pour 1,1 millions de tonnes de boues d'épurations annuelles. La centrale d'Aramon pourrait donc obtenir environ 5630 tonnes de boue d'épuration par an. De plus, en France, 75% des boues d'épurations sont déjà revalorisées à l'échelle nationale, principalement pour des fins agricoles et industrielles. Il s'agirait donc de prélever les 25% restants, qui sont actuellement incinérés. Finalement, il y aurait donc 1408 tonnes de boue d'épuration annuelles valorisables, soit 4 tonnes par jour disponibles grâce aux péniches.

Estimation de la production, résultats finaux

Le méthaniseur, qui aurait une contenance de 40000m³, serait rempli par la boue d'épuration, et par la biomasse des espaces agricoles environnants.

D'après le logiciel SAM, avec l'hypothèse de mettre 40000 m³ de déchets (volume qui correspond à celui de la cuve de méthanisation) dans le méthaniseur, la production journalière est de

111 m³ de méthane, ce qui correspond à une énergie de 1 MWh par jour (donnée pour le gaz de ville) soit une puissance continue de 40 kW.

La production de dihydrogène par électrolyse consomme 2 MWh pour produire 720 kg de H₂, soit le dihydrogène nécessaire pour qu'une péniche parcourt 150 km (environ la distance de la centrale jusqu'à Fos). Ce processus est certes coûteux d'un point de vue énergétique (il nécessite deux journées de production d'énergie par la méthanisation), mais l'électrolyse n'est envisagée qu'en tant qu'appoint des nombreuses autres méthodes de production de dihydrogène.

6) Hybridation entre la filière énergétique et agricole

La mise en place d'une tour solaire à concentration, même de faible puissance, « empiéterait » sur les terres agricoles avoisinantes. Plusieurs solutions ont donc été envisagées :

EDF pourrait louer des terres agricoles afin de mettre des héliostats dessus, tout en conservant de l'agriculture sur une partie du terrain. Pour avoir une idée de l'esprit des contrats que cette stratégie impliquerait et qui pourraient être réalisés près d'Aramon, il est possible de le comparer au Protocole passage de lignes électriques (20 décembre 2005, par APACA, FNSEA, Distributeur EDF, RTE, et SERCE) afin de s'inspirer des contrats déjà établis entre la filière énergétique et le monde agricole (pour les installations des lignes électriques). Le but affirmé de ce protocole est d'établir un partenariat entre les agriculteurs et les acteurs de la filière énergétique. Il distingue deux types de dommages : les dommages permanents (dus à la perte de terrain principalement, perte augmentée par la zone de sécurité de 1,50 mètres autour de chaque installation) et les dommages instantanés (perte de terrain voire cultures abîmées lors de la construction, l'entretien et la modification des installations). Ce protocole prévoit principalement des compensations financières mais également une forme d'entraide (les agriculteurs devant enlever les mauvaises herbes au niveau des installations : le préjudice comprenant le « frais de nettoyage des mauvaises herbes »). Enfin, il existe des commissions nationales pour assurer la bonne application de ce protocole.

Le principe de dédommagement est situé dans la continuité de l'ERC (Eviter, Réduire, Compenser) inscrit dans le Code Français de l'Environnement (depuis 1976). Néanmoins, dans le cadre de la *Cleantech Vallée*, il pourrait être intéressant de ne pas voir l'installation de filières énergétiques comme des intrusions compensées financièrement mais plutôt comme une occasion de synergie (qui a déjà été ébauchée par l'entraide pour les mauvaises herbes pour les lignes électriques) : par exemple cultiver sur les terrains des espèces qui ont besoin de l'ombre apportée par les héliostats, mettre les héliostats pour qu'ils répondent à la structure des brises vents, disposer, en contrebas des héliostats, des haies (dont la matière organique pourrait éventuellement être utilisée par le méthaniseur)... Un contrat dans la continuité du protocole semble difficile car la détermination des dommages instantanés est très délicate (puisque les interventions pour l'entretien des héliostats pourraient être assez régulières). L'existence de commissions nationales semble donner une légitimité au protocole. Dans le cadre de la centrale d'Aramon, il est envisageable de mettre en place, en cas de litige, un comité constitué d'un représentant de chaque acteur entrant en jeu (publics et privés) et d'un représentant de l'Etat (comme le préfet) – en gardant à l'esprit création d'une commission nationale si ce process est « exporté ». Enfin, si le projet est poursuivi, il sera primordial d'étudier les zones de sécurités, notamment en distinguant le type d'agriculture pratiqué (selon le matériel utilisé).

Le premier scénario possible est que EDF pose ses héliostats sur les terrains des agriculteurs. Cependant, cela impliquerait que les agriculteurs voisins acceptent la présence des héliostats et composent avec : les héliostats générant de l'ombre... Il serait intéressant d'inscrire dans le contrat la possibilité de financer des formations ou du nouveau matériel pour faciliter l'adaptation des agriculteurs. Néanmoins, ces compensations de l'ordre financières pourraient ne pas être suffisantes : l'inertie de l'habitude et des convictions personnelles pouvant être trop important. Ainsi, ce scénario semble très difficilement acceptable par les agriculteurs et soutenable par EDF.

Autre scénario possible : EDF pourrait choisir d'acheter ces terres et de mettre des héliostats tout en louant une partie des terres aux agriculteurs. Cependant, le prix des terres agricoles à l'hectare est compris entre 10 000 et 15 000 euros. Ainsi, avec une tour solaire de 7,5 MW, la superficie nécessaire serait d'environ 100 hectares donc le coût serait compris entre 1 000 000 euros et 1 500 000 euros... En outre, il y a un sérieux risque d'opposition de la part des agriculteurs ou tout du moins un sentiment d'intrusion : cet achat pourrait être vu comme le symbole de la « domination » des géants industriels...

Enfin, la *Cleantech Vallée*, s'organisant autour d'une association regroupant l'ensemble des acteurs du territoire, pourrait être suffisamment neutre et légitime pour être en maîtrise du foncier. Cette maîtrise faciliterait l'acceptation sociale au regard des riverains et des acteurs locaux car ces derniers sont directement ou indirectement par l'organisme neutre qu'incarne la *Cleantech Vallée*. De plus, cela permettrait d'assurer une utilisation hybride des terres grâce à une position de médiateur, et d'incarner la synergie entre le secteur privé et public. La *Cleantech Vallée* pourrait donc soit louer les terres aux agriculteurs et/ou à EDF, soit demander un pourcentage des fonds issus de la production aux exploitants (EDF/Agriculteurs). La *Cleantech Vallée* pourrait profiter d'un éventuel rachat pour tirer profit des sols très riches (à l'heure actuelle sous-exploités avec l'agriculture conventionnelle), par exemple via une agriculture écologique (comme la permaculture). La *Cleantech Vallée* pourrait donc promouvoir le développement d'un projet global agro-écologico-énergétique.

Cette hybridation pourrait éventuellement permettre des terrains d'expérimentation agricole pour faire intervenir et interagir un ensemble d'acteurs et d'experts extérieurs au projet (comme l'INRA - Institut national de la recherche agronomique, le GRAB - groupe de recherche en agriculture biologique...). La possibilité d'implanter une antenne de CFA agricole (avec le Lycée Agricole François Pétrarque par exemple) sur le lieu serait intéressante à étudier. Le site pourrait également être un lieu de formation à la permaculture en générale, cette formation pourrait même être plus que bénéfique pour EDF puisque de jeunes agriculteurs pourraient avoir la volonté d'implanter des panneaux solaires sur leurs terres agricoles par la suite. Le but serait de donner l'occasion à des agriculteurs de penser et de mettre en place des méthodes de production agricole audacieuses qui tireraient profit de la présence des héliostats.

Au regard des expertises et du cumul des résultats liés à l'ensemble des expérimentations, un outil (évolution d'une ZAP avec un aspect énergétique) visant à assurer et promouvoir une utilisation agricole et énergétique autour d'un projet territorial, pourrait être développé. Pour investir les citoyens dans le développement de cette nouvelle agriculture sur leur territoire, une AMAP (AMAP – Association pour le Maintien de l'Agriculture Paysanne – qui est un engagement réciproque entre des agriculteurs et des consommateurs) pourrait également être créée (peut-être même avec la participation du restaurant de la centrale).

Dans tous les scénarios, cette utilisation hybride des terrains semble nécessaire pour que le projet soit accepté par le territoire, et pourrait permettre une symbiose entre le monde de l'énergie et celui agricole. Pour rendre cette symbiose la plus performante possible, il semble judicieux de proposer à l'agriculteur qui exploite les terres à l'ombre la possibilité d'avoir accès aux résidus de la méthanation. En effet, cet agrégat a une forte valeur de fertilisant (biologique) et permet d'amender les sols.

Une hypothèse encore plus audacieuse a été envisagée : celle d'un remembrement agricole. Il s'agirait de s'intéresser à une surface 3 fois supérieure à la surface couverte par les héliostats pour rendre aux agriculteurs l'équivalent de la surface qu'ils avaient avec 1/3 d'ombre et 2/3 d'ensoleillé. Le désavantage de cette option est qu'elle repose sur la volonté des agriculteurs de pratiquer une agriculture raisonnée alors que l'agriculture locale est bien ancrée dans le modèle de l'agriculture intensive des années 70.

Impact sur le dimensionnement de la tour solaire à concentration

Les dimensions des héliostats ont une réelle influence sur l'agriculture. La stratégie 12 x 12 mètres permet en effet de diminuer le nombre d'ancrages donc de réduire l'impact au sol. Cependant, celle 6 x 6 mètres aurait un impact moins radical sur les espèces végétales situées dessous mais rendrait délicate la gestion du sol (avec les pylônes) voire pourrait même complexifier l'agriculture (avec les fondations des pylônes).

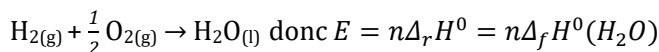
Par ailleurs, toujours dans le but de limiter l'impact au sol, les câbles pourraient être placés dans les airs plutôt que enterrés. Cela permettrait également de définir une hauteur réglementaire que les végétaux ne devraient pas dépasser. Ce réseau de câble pourrait même s'inspirer de la forme des toiles d'araignées pour faciliter l'acceptation sociale.

Après échange avec plusieurs paysagistes dont Jean-Pierre CLARAC, Joris MASAFONT et les étudiantes de l'ENSP, la stratégie des panneaux 12 x 12 mètres semble largement à privilégier pour diminuer au maximum l'emprise au sol, condition sine qua non à l'implantation de l'agriculture.

7) Transport

Calcul des volumes de dihydrogènes nécessaires pour différents véhicules :

- *Détermination de l'énergie E dégagée par la réaction de combustion du dihydrogène en fonction de la quantité de matière de dihydrogène (H₂) :*



- *Détermination de la masse m de dihydrogène (H₂) pour que sa combustion fournisse une énergie E*

$$m = \frac{E \cdot M}{\Delta_f H^0(\text{H}_2\text{O})}, \text{ où } M \text{ désigne la masse molaire du dihydrogène}$$

- *Détermination du volume V de dihydrogène (H₂) pour que sa combustion permette à un véhicule de recevoir une énergie W*

$V = \frac{W \cdot M \cdot \eta}{\Delta_f H^0(\text{H}_2\text{O}) \cdot \rho}$, où ρ désigne la masse volumique du dihydrogène à 700 bars, η le rendement global du processus de conversion d'énergie thermique en énergie mécanique, processus réalisé par une pile à combustible (de type PEMFC) et d'un moteur, ainsi $\eta = \eta_{\text{PAC}} \cdot \eta_{\text{moteur}}$ (η_{PAC} est le rendement de la pile à combustible)

- *Détermination de la masse m de dihydrogène (H₂) pour que sa combustion permette d'alimenter d'un véhicule ayant besoin d'une énergie W, en prenant comme valeurs numériques : M = 2 g.mol⁻¹, $\Delta_f H^0(\text{H}_2\text{O}) = 241,6 \text{ kJ.mol}^{-1}$, $\eta = 0,5$*

-Péniche Freycinet, l'énergie nécessaire est de 722 kJ.T-1.km.-1. Comme la masse d'une telle péniche est de 400 T et qu'une autonomie de 150 km est voulue, $W = 4,32 \cdot 10^7 \text{ kJ}$.

Ainsi la volume V de dihydrogène nécessaire est $V = 17 \text{ m}^3 = 17 \cdot 10^3 \text{ L}$.

-Navette ferroviaire qui aurait besoin de 7 kW pendant 12 heures d'où $W = 302 \text{ MJ}$.

Ainsi la volume V de dihydrogène nécessaire est $V = 0,12 \text{ m}^3 = 120 \text{ L}$.

-Camion qui aurait une masse de 30-40 tonnes aurait besoin de $W = 951 \text{ MJ}$.

(En effet, un tel camion consomme un volume $V = 25 \text{ L}$ de diesel pour 100 km. Comme le pouvoir calorifique du diesel PCI est $\text{PCI} = 45 \text{ MJ.kg}^{-1}$ et que sa masse volumique ρ' est $\rho' = 0,845 \text{ kg.L}^{-1}$ donc $W = \rho' \cdot V \cdot \text{PCI} = 951 \text{ MJ}$.)

Ainsi la volume V de dihydrogène nécessaire est $V = 0,38 \text{ m}^3 = 380 \text{ L}$.

8) Estimation du coût du projet et du planning

Détails sur l'estimation du coût

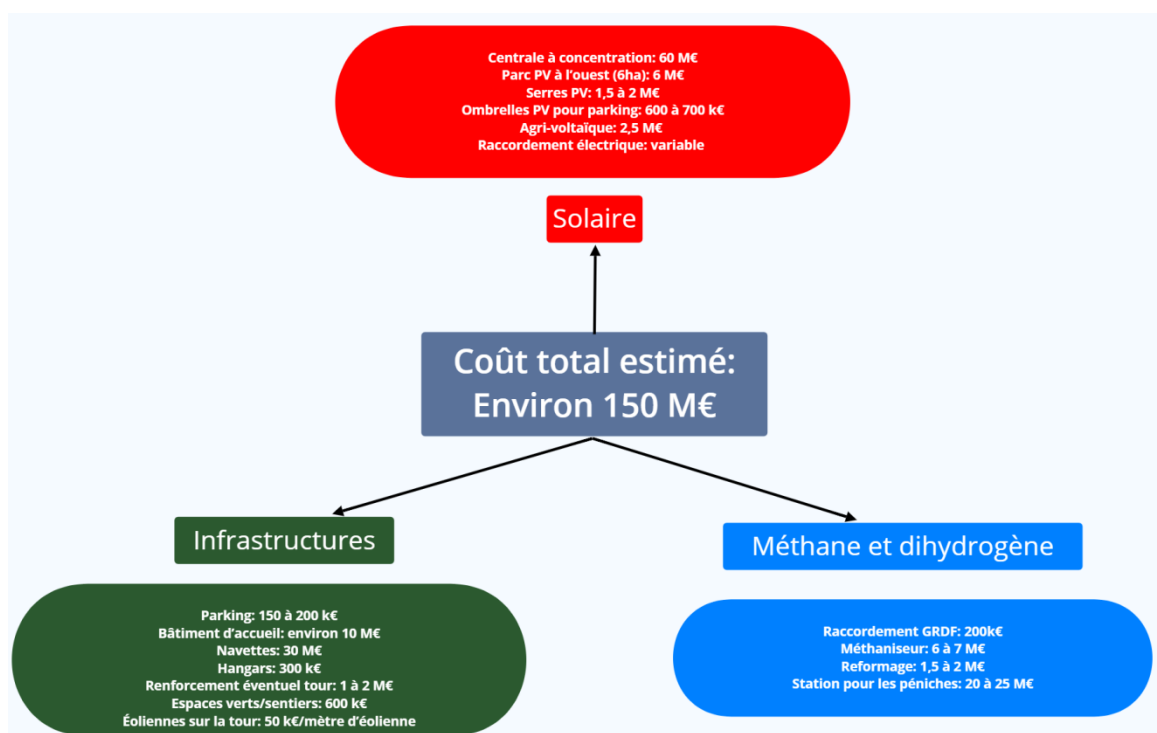


Figure 41 : Graphique sur le coût du projet de reconversion de la centrale d'Aramon

Planning envisagé

ANNEE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Solaire à concentration													
		Gestion du foncier				Gestion tour et construction SàC			Hybridation héliostats				
Solaire PV	Parc PV	Destruction cuves Parc PV à l'ouest						Parking PV professionnel	Parking PV visiteurs	Serres PV			
CH4 et H2		Destruction cuves Raccord GRDF			Construction méthaniseur, réformage, hydrolyse + achats camions			Retubage et construction station H2 péniches					
Bâtiments d'accueil								Bâtiment accueil/ hangars/bureaux CleanTech		Aménagement musée/ navettes/zone industrielle			
Espaces verts								Mise en place agrivoltaïque		Aménagement sentiers/espaces verts/arbres			
Axe Rhodanien H2													

Figure 42 : Planning envisagé pour la reconversion de la centrale d'Aramon

D) Visites

1) Centrale nucléaire du Tricastin

Nous sommes allés visiter la centrale nucléaire du Tricastin dans la Drôme, qui se situe au carrefour de 4 départements (Drôme, Ardèche, Gard, Vaucluse). Elle a une superficie de 55 hectares, c'est donc la plus petite de France, et possède 4 unités de production qui chacune fournit 900 MW. Cette centrale produit donc 7% de l'énergie nationale et 50% de l'électricité de la région PACA. L'âge moyen de leurs réacteurs est de 30 ans.



Notre visite a commencé par une présentation du fonctionnement d'une telle installation. Les réacteurs de cette centrale sont à eau pressurisée et permettent de faire chauffer l'eau pour ensuite faire tourner les turbines. Chaque unité - appelée tranche - possède plusieurs circuits : le circuit primaire, le circuit secondaire et le circuit de refroidissement. EDF doit s'assurer d'avoir un grand contrôle sur tous ces circuits, par exemple l'eau du circuit secondaire doit être maintenue à une pression de 55 bars. L'eau de refroidissement quant à elle, est prélevée dans un des canaux du Rhône (42000 L.s^{-1} par tranche) puis est rejetée dans le Rhône. La température de l'eau de rejet est surveillée car elle ne doit pas dépasser 27°C pour des raisons environnementales.

Après cette présentation, nous avons pu visiter les différentes unités de production : la salle des machines et les zones plus sécurisées comme les piscines de stockage.

2) Centrale thermique d'Aramon

Olivier RIVIERE et Pascaline POULET, directrice opérationnelle, nous ont accueilli sur le site de l'ancienne centrale thermique d'EDF à Aramon, lieu de notre étude.

En 2016, EDF a pris la décision d'arrêter le fonctionnement de cette centrale, de part un manque de rentabilité mais aussi dans le but de se conformer aux nouvelles règles environnementales d'ici 2022. Le groupe a également exprimé sa volonté de redonner une deuxième vie au site industriel, d'y réimplanter une activité économique et productive, basée sur les énergies renouvelables comme le solaire photovoltaïque...

EDF est une société qui possède des outils d'envergure dans le domaine industriel (comme de l'éolien off-shore). Cette décision a alors eu un grand impact et a été la source d'un projet de redynamisation à une échelle plus territoriale, dans le cadre du programme *Énergies du Gard*. Celui-ci est axé sur le développement local et industriel, et fait intervenir des nouveaux acteurs comme la *Cleantech Vallée* dont le siège se situera à l'ancienne centrale.



Figure 39 : Photo de la centrale d'Aramon

Ensuite nous avons eu l'opportunité de visiter les locaux de la centrale : la grande salle des

machines, les plateformes permettant d'avoir une vue sur tout le site et la cheminée, la salle des commandes, et les bureaux, le tout supervisé et commenté par Olivier RIVIERE.



Figure 40 : Photos de la centrale d'Aramon

3) Visite du CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)



Malgré le niveau de sécurité élevé, nous avons été accueillis au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives de Cadarache par Antoine GUERIN DE MONGAREUIL, ancien élève des Mines de Paris. Ce site de 16 km², historiquement créé pour la recherche sur les réacteurs nucléaires et la bombe atomique, emploie aujourd'hui 6000 personnes qui travaillent dans différents domaines, actuellement essentiellement sur les nouvelles technologies pour la production d'énergies.

Notre guide nous a ensuite présenté un prototype de recherche sur le solaire à concentration, qui est majoritairement utilisé dans les pays d'Afrique. Ce prototype, ayant 1600 m² de miroirs, produit 1 MW thermique et 300 kW électrique, grâce à de la vapeur surchauffée à 450°C. Le stockage SHT (Stockage Haute Température) se fait, comme son nom l'indique, à haute température. Il consiste à récupérer de l'énergie thermique et en utilisant des matériaux à changement de phase –matériau capable de changer d'état physique dans une plage de température restreinte, qui se liquéfient lorsqu'un seuil de température est atteint et absorbe la chaleur environnante, et la restitue lors du passage à l'état liquide, comme du sel fondu car ce dernier a une forte inertie, et permet ainsi d'avoir 4 heures de stockage.

Un autre chercheur nous a présenté le dispositif qu'il a mis en place afin de tester la résistance des panneaux solaires photovoltaïques (simple face et bifaciaux) au temps et aux intempéries, grâce à différents capteurs qui effectuent des mesures d'UV, de qualité du silicium...

La dernière installation était encore un système de concentration solaire, mais cette fois-ci le fluide caloporteur était de l'huile. Cette huile présente l'avantage de pouvoir être stockée à haute température dans des cuves, ainsi de l'énergie peut être récupérée pendant la nuit. L'excédent de chaleur produit par ce système peut être réutilisé dans des systèmes de réfrigération et de climatisation,

ce qui permet d'améliorer la rentabilité. Ce sont des dispositifs qui existent déjà et qui sont très répandus, sur les bateaux par exemple.

4) Centrale hydraulique de Sainte-Tulle



Figure 41 : Photo de la salle des machines (turbines Kaplan)

Tout d'abord, nous avons visité la centrale hydraulique de Sainte-Tulle, situé au sud de Manosque. Le principe de fonctionnement est assez simple : l'eau de la rivière est détournée pour qu'elle fasse tourner des turbines qui, couplées à des alternateurs, produisent de l'électricité. Il existe 3 types de turbine : les turbines Kaplan (faible chute d'eau et grand débit), les turbines Pelton (haute chute d'eau et faible débit) et les turbines Francis (moyenne chute d'eau et moyen débit). Comme au niveau de la centrale le débit est important et la chute d'eau est faible, les turbines utilisées dans cette centrale sont les turbines Kaplan, qui sont au nombre de 4. Tout est automatisé : le fonctionnement de cette centrale ne nécessite que très peu de personnel, tout est contrôlé au niveau du centre de contrôle.



Figure 42 : Photo de la salle de contrôle

Nous avons ensuite visité le centre de conduite hydraulique. Un ingénieur EDF nous a expliqué que ce centre contrôle l'ensemble des centrales hydroélectriques et des barrages présents sur la Durance et ses affluents. Deux réservoirs de tête sont présents : Serre-Ponçon (où $1,2 * 10^9$ m³ d'eau sont stockés) et Sainte Croix (où $6,7 * 10^9$ m³ d'eau sont stockés). En aval de ces réserves sont présents 250 km de canaux, 16 barrages et 29 centrales hydroélectriques. Le but du centre est de réguler l'énergie que peut produire toutes ces infrastructures en prenant en compte les besoins électriques de la population et le prix de l'électricité. En effet, contrairement aux centrales nucléaires, les centrales

hydrauliques ont une faible inertie : elles peuvent fournir très rapidement de grandes quantités d'électricité. Elles sont donc notamment sollicitées aux heures de pointe lorsque le parc nucléaire français n'est pas capable d'assurer l'ensemble des besoins électriques de la population. Cette régulation se fait dans la salle de contrôle.

Cette visite nous a donc permis d'avoir un aperçu du fonctionnement de l'ensemble du parc hydroélectrique de la région PACA.

5) Visite des jardins du Château le Plaisir



Figure 43 : Photos des jardins du Château le Plaisir

Nous avons été logés au château le Plaisir à Aramon, par la châtelaine Alexandra pendant 3 nuits. Elle a hérité de son père un goût pour l'art et l'amour de la nature, qui sont ses sources de motivation pour insuffler vie et beauté dans ce château.



Figure 44 : Photos des jardins du Château le Plaisir

A l'aide de paysagistes, de jardiniers et d'architectes, elle a aménagé des jardins qui entourent le château en leur insufflant leur propre histoire et significations. Nous sommes passés des jardins secs avec des plantes médicinales et aromatiques, à des oliveraies, puis visité les champs de lavande. Des ruches sont situées au fond du jardin, non loin que quelques yourtes. On y trouve aussi des petits carrés ayant chacun leur identité : un romantique avec une allée bordée d'étangs, de buissons et de petites sculptures, un autre plutôt théâtral dans son agencement...

Cette visite nous a permis d'améliorer notre vision sur le paysage, sur le lien avec le territoire et s'inscrit dans la continuité de notre travail avec les étudiants de l'Ecole nationale supérieure de paysage de Versailles (ENSP). Cela nous a permis de mieux insérer notre projet pour le site de la centrale d'Aramon dans le territoire qui l'entoure.



Figure 45 : Photo du Château le Plaisir