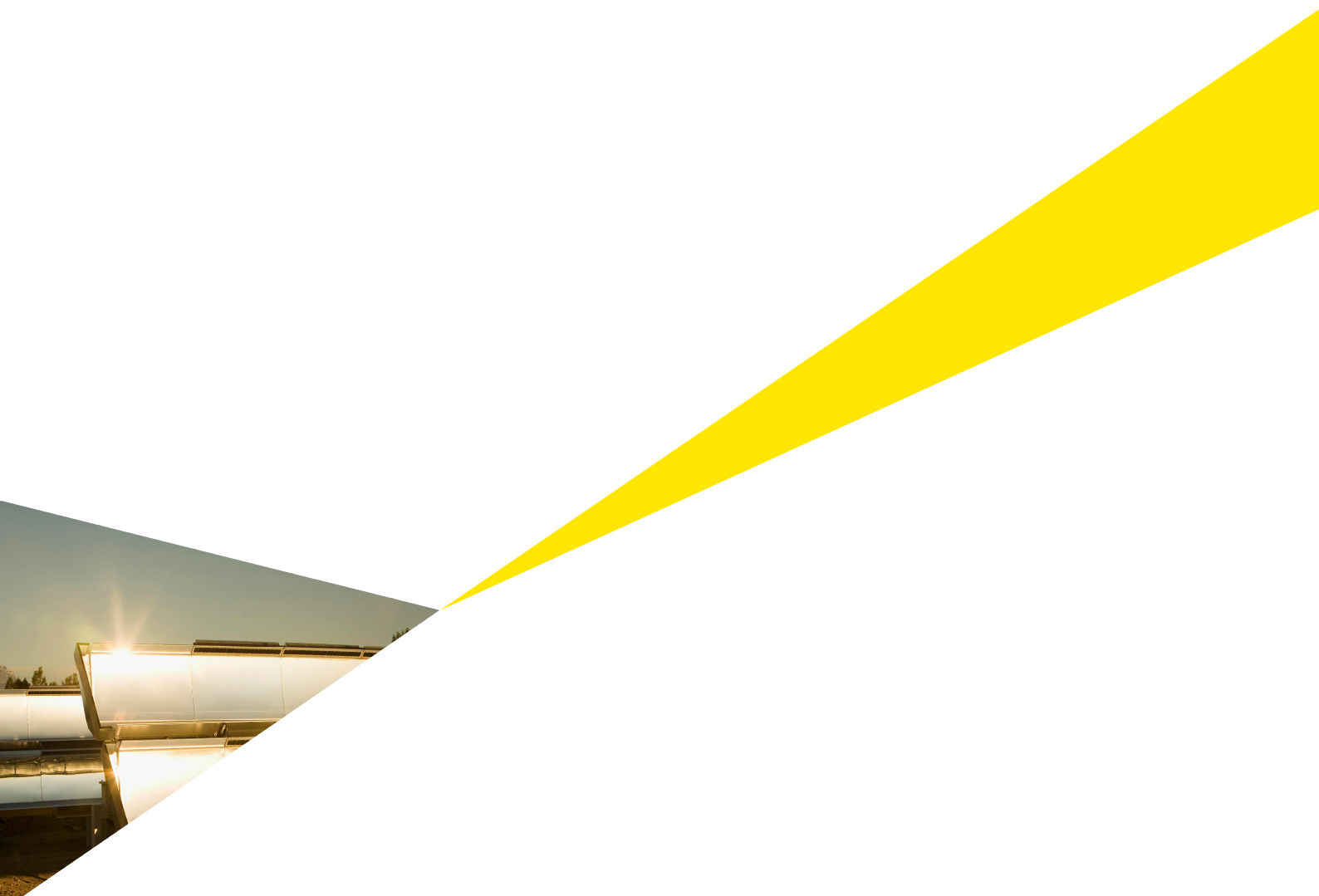




Syndicat des Energies Renouvelables

Etude des retombées économiques potentielles de
la filière solaire thermodynamique française

Rapport final

Novembre 2013

Sommaire

Préface	6
1 Contexte et objectif de l'étude	7
2 Synthèse	8
3 Perspectives de marché pour la filière	15
3.1 Un marché en croissance.....	15
3.2 Un marché dont la dynamique se déplace hors d'Europe	17
4 Chaîne de valeur	18
4.1 Description de la chaîne de valeur selon la technologie.....	18
4.2 Des acteurs français positionnés sur l'ensemble de la chaîne de valeur	20
5 Evaluation des retombées économiques du développement de projets CSP à l'export	21
5.1 Impact en termes de valeur ajoutée.....	22
5.2 Impact en termes d'activité	24
6 Evaluation des retombées économiques du développement de projets CSP en France	27
6.1 Impact en termes de valeur ajoutée.....	27
6.2 Impact en termes d'activité	29
6.3 Retombées fiscales.....	31
6.4 Estimation du rapport entre le surcoût de l'électricité produite et les retombées économiques attendues	32
Annexe 1 : Méthodologie détaillée	33
Approche méthodologique	33
Hypothèses de marché.....	34
Hypothèse de part française de marché pour chaque typologie de projet	34
Coûts d'installation totaux et répartition des différents postes de coût dans la construction d'une centrale selon la technologie utilisée	35
Description de la méthodologie de calcul de l'activité générée par effet direct, indirect et induit.....	37
Hypothèses fiscales.....	40
Estimation du rapport entre le surcoût de l'électricité produite et les retombées économiques attendues	41
Annexe 2 : Liste des interlocuteurs rencontrés	42
Annexe 3 : Bibliographie	43

Abréviations

AIE	Agence Internationale de l'Energie
ARENH	Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
BoP	Equipements auxiliaires, systèmes électroniques et de contrôles, câblage (Balance of Plant)
CET	Contribution Economique Territoriale
CPV	Solaire photovoltaïque à concentration (Concentrated Photovoltaic)
CSP	Solaire à concentration (Concentrated Solar Power)
ENR	Energies Renouvelables
EPC	Ingénierie, achats et construction (Engineering, Procurement and Construction)
ESTELA	Association Electricité Solaire Thermique Européenne (European Solar Thermal Electricity Association)
ETP	Equivalent Temps Plein
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt heure
IFER	Imposition Forfaitaire sur les entreprises de réseaux
IFI	Institutions Financières Internationales
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
LCOE	Coût moyen actualisé de l'électricité (Levelized Cost of Electricity)
LF	Collecteurs Fresnel linéaires (Linear Fresnel)
MENA	Moyen-Orient et Afrique du Nord (Middle-East North Africa)
MW	Mégawatt (sauf précision, il s'agit de Mégawatts électriques)
MWh	Mégawatt-heure
NREAP	Plans d'Action Nationaux Energies Renouvelables (National Renewable Energy Action Plan)
O&M	Opération et Maintenance
PIB	Produit Intérieur Brut
PT	Collecteurs cylindro-parabolique (Parabolic Through)
R&D	Recherche et Développement
SD	Collecteurs parabolique avec moteur Stirling (Solar Dish)
SER	Syndicat des Energies Renouvelables
SPV	Véhicule d'investissement dédié (Special Purpose Vehicle)
ST	Tour solaire (Solar Tower)
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée

Liste des Figures

Figure 1: Valeur ajoutée générée en France par l'activité CSP à l'export sur la période 2013-2020.....	9
Figure 2 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2020	10
Figure 3 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2030	10
Figure 4: Valeur ajoutée générée en France par une tranche de 100 MW CSP.....	11
Figure 5: Comparaison de la valeur ajoutée générée en France	12
Figure 6: Comparaison de la répartition de la création de valeur ajoutée en France et à l'export	12
Figure 7: Retombées fiscales en France au cours de l'ensemble de la durée d'exploitation.....	13
Figure 8: Evolution prévisionnelle de la capacité installée des centrales CSP dans le monde entre 2012 et 2020	16
Figure 9: Technologies CSP existantes: Linéaire Fresnel (à gauche) et Cylindro-Parabolique (à droite)	18
Figure 10: Technologies CSP existantes: Tour Solaire (à gauche) et Parabolique avec moteur de Stirling (à droite).....	18
Figure 11: Valeur ajoutée générée en France par l'activité CSP à l'export sur la période 2013-2020.....	22
Figure 12: Répartition de la valeur ajoutée générée en France par phase de projet.....	22
Figure 13: Valeur ajoutée générée en France par l'activité CSP à l'export sur la période 2013-2030.....	23
Figure 14 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2020	24
Figure 15: Répartition de l'activité générée par phase de projet	24
Figure 16: Activité générée par type d'effet	25
Figure 17 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2030	25
Figure 18 : Evolution du « contenu local » des projets CSP en Espagne entre 2008 et 2010 ¹⁸	26
Figure 19: Valeur ajoutée générée en France par une tranche de 100 MW CSP.....	27
Figure 20: Comparaison de la valeur ajoutée pour une tranche de 100 MW installée.....	28
Figure 21: Comparaison de la répartition de la création de valeur ajoutée	29
Figure 22: Activité générée par une tranche de 100 MW installée.....	29
Figure 23: Comparaison de l'activité générée pour une tranche de.....	30
Figure 24: Retombées fiscales en France au cours de l'ensemble de la durée de vie du projet	31
Figure 25: Méthode de détermination par un processus itératif de la valeur ajoutée générée.....	38
Figure 26: Méthode de détermination par un processus itératif de l'activité générée	39
Figure 27: Méthodologie de calcul des retombées fiscales.....	40

Liste des Tableaux

Tableau 1: Répartition géographique des centrales CSP installées, en construction ou en phase finale de développement	15
Tableau 2: Objectifs nationaux NREAP 2020 pour le CSP	16
Tableau 3: Nombre et capacité en MW par pays des centrales CSP en construction ou dont le financement a été sécurisé.....	17
Tableau 4 : Répartition des coûts d'investissement pour la construction d'un centrale CSP	19
Tableau 5: Acteurs français ou établis en France susceptibles de se positionner sur la chaîne de valeur du CSP en France et à l'étranger	20
Tableau 6: Part de marché française par phase dans les projets CSP en France et à l'export	34
Tableau 7: Coûts d'installation d'une centrale de 50 MW par technologie par MW installé.....	35
Tableau 8: Répartition des coûts d'investissement pour la construction d'un centrale CSP.....	36
Tableau 9 : Activité par MW installée pour chaque phase du projet.....	37

Préface

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) regroupe des acteurs majeurs de la filière française du solaire thermodynamique. Les membres de la Commission Solaire Thermodynamique sont positionnés sur l'ensemble de la chaîne de valeur, développeurs de technologies, assembleurs, fournisseurs d'équipements, exploitants etc...

Le monde recèle un potentiel de ressources très important dans les régions où l'ensoleillement est intense. Les régions adaptées sont très nombreuses et se situent principalement en Afrique du Nord, au Proche et Moyen Orient, en Australie, dans le Sud-ouest des Etats-Unis, en Inde ou encore en Asie Centrale. En France également, quelques sites possèdent un potentiel solaire direct important.

Ainsi, les perspectives de développement de cette énergie renouvelable sont considérables, comme le montrent les scénarios prospectifs établis, notamment, par l'Agence Internationale de l'Energie.

L'opération pilote de la centrale Thémis, inaugurée en 1983 à Targassonne dans les Pyrénées Orientales, a permis à notre pays d'être pionnier dans le domaine. Riches de cette expérimentation, les acteurs français de la filière disposent aujourd'hui d'atouts incontestables pour exporter leurs savoir-faire et se positionner sur le marché international.

La filière française se base, en amont, sur des laboratoires et centres de recherche à la pointe dans ce domaine au niveau mondial. Présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur, les industriels, des PME/PMI aux grands groupes, montrent leur capacité à innover et à développer de nouveaux concepts à même d'améliorer leur compétitivité à l'échelle internationale. La réalisation de démonstrateurs de recherche, de centrales préindustrielles et de plateformes technologiques jouera un rôle moteur dans la structuration de la filière et dans la dynamique de développement de tout le tissu industriel qui l'entoure.

Ce rapport marque aujourd'hui une étape importante de cette dynamique. En se basant sur des hypothèses raisonnables directement issues de publications indépendantes faisant référence, et en s'appuyant sur une méthodologie solide et éprouvée, il démontre tout l'intérêt qu'a notre pays à encourager, dès à présent, le développement d'une filière française du solaire thermodynamique.

Il est aujourd'hui nécessaire d'accompagner ses efforts de recherche et développement et de démonstration préindustrielle les plus innovants, de façon à lui donner toutes les clés pour s'emparer d'une part significative de ce marché mondial en pleine expansion.

A la clé, des retombées en termes d'emplois, d'équilibre de la balance commerciale, et de fiscalité qui seront d'autant plus importantes que le soutien des pouvoirs publics à la filière sera précoce : la concurrence internationale est en effet en marche et il est urgent d'agir. Le SER se tient dès à présent à la disposition des pouvoirs publics pour travailler à la mise en œuvre d'une politique de soutien ambitieuse à la hauteur de ces enjeux.

Jean-Louis BAL

Président du Syndicat des énergies renouvelables

Roger PUJOL

Président de la Commission Solaire Thermodynamique du Syndicat des énergies renouvelables

1 Contexte et objectif de l'étude

Avec seulement 3 GW de capacité installée globalement en 2012, le solaire thermodynamique (CSP) reste une filière émergente dans le paysage énergétique mondial, notamment en comparaison du solaire PV qui atteint 102 GW de capacité installée fin 2012. Pour autant, cette technologie se positionne dans les régions à fort ensoleillement comme une alternative convaincante à la production d'électricité à partir d'hydrocarbures, en raison de ses atouts spécifiques, dont la possibilité de stocker l'énergie produite. L'Arabie Saoudite prévoit ainsi d'installer d'ici 2032 près de 25 GW de CSP, davantage que les 16 GW de PV prévus par ailleurs. Après quelques années en demi-teinte, la filière solaire thermodynamique connaît à l'heure actuelle un renouveau qui est illustré par le lancement ou la mise en service de quelques projets emblématiques dans différentes géographies (Afrique du Sud, Australie, Chili, Etats-Unis, Emirats Arabes Unis, Inde et Maroc notamment). En parallèle, plusieurs acteurs français ont réalisé ces dernières années des acquisitions ou des investissements significatifs pour renforcer leurs positions dans ce secteur. Ce marché en développement présente ainsi un potentiel significatif en termes de retombées pour l'économie française.

Dans ce contexte, et à la demande du Syndicat des Energies Renouvelables, Ernst & Young (EY) a conduit une analyse des retombées économiques potentielles pour la France du développement de la filière solaire thermodynamique. Ces réflexions sont destinées à alimenter les débats autour de la transition énergétique et à élargir les critères d'analyse des pouvoirs publics en matière de technologies de production d'énergie.

Les informations présentées dans cette étude portent sur la contribution de la filière à la création de valeur ajoutée et ainsi au Produit Intérieur Brut (PIB), à la création ou au maintien d'emplois et à la génération de retombées fiscales. Pour rendre compte de l'activité de la filière française à l'export mais également en France, les impacts potentiels du développement de la filière solaire thermodynamique sont présentés pour deux cas de figure différents :

- ▶ Le développement de projets à l'étranger par des acteurs français à l'horizon 2020 et 2030
- ▶ La construction d'une tranche de 100 Mégawatt de solaire thermodynamique en France

Ces deux scénarios, présentés séparément, ne sont pourtant pas entièrement indépendants. Les retours d'expérience d'autres filières industrielles indiquent que l'installation de centrales sur le marché national permettra aux acteurs français de démontrer leur capacité à exporter leur technologie et leurs produits pour participer à la croissance du marché mondial du CSP.

2 Synthèse

Potentiel de développement

Le marché mondial du solaire thermodynamique (CSP) est estimé à 14 GW en 2020 et 72 GW à l'horizon 2035, en très forte progression par rapport à la capacité installée en 2012 qui s'élève à 2,8 GW. Bien que les prévisions de l'évolution du marché aient été revues à la baisse ces dernières années¹, le marché reste dynamique avec un portefeuille de projets en construction (ou dont la construction est imminente) d'une capacité supérieure à 3 GW.

Le besoin de financement pour le développement des projets prévus d'ici 2020 est estimé à plus de € 75 Milliards en prenant comme référence les coûts actuels. Ces coûts sont appelés à diminuer au fur et à mesure du développement du marché et de l'industrialisation de la filière.

Plusieurs entreprises françaises se sont positionnées sur l'ensemble de la chaîne de valeur de ce marché au potentiel significatif. La France possède des acteurs industriels de référence qui ont la capacité de jouer un rôle important dans le développement du marché mondial. Ces acteurs développent des projets en France ainsi qu'à l'étranger, dans le cadre d'appels d'offres internationaux. Les pays dont les conditions de marché sont le plus favorables au développement de centrales solaires thermodynamiques sont les États-Unis, l'Afrique du Sud, le Moyen-Orient, le Maroc, l'Inde, le Chili et l'Australie.

La part de marché « captable » par la filière française de développeurs et de fournisseurs de technologies est estimée à 10% du marché mondial, ce qui représente un montant d'investissements total d'environ 7,5 Milliards d'euros d'ici 2020.

Le développement d'un projet de grande envergure dans un pays étranger mobilisera également des ressources et des compétences locales. Les entreprises locales interviendront en particulier au cours des phases de construction et d'exploitation de la centrale, en s'appuyant sur des équipes formées localement, parfois employées par des « utilities » internationales.

La mise en place d'un projet de centrale CSP peut-être décomposé en 4 phases :

- ▶ Etudes, recherche, développement et financement de projet
- ▶ Fabrication des composants
- ▶ Construction et assemblage (incluant le génie civil)
- ▶ Exploitation et maintenance

La part de biens et services qui seront fournis par les entreprises françaises pour chacune de ces phases a été estimée respectivement à 36, 41, 15 et 20%. Dans le cas d'un projet en France, l'implication d'entreprises françaises est revue à la hausse, en considérant par exemple que l'intégralité de la phase d'exploitation de la centrale assurée par des entreprises françaises.

¹ En 2010, l'Agence internationale de l'Energie avait évoqué le chiffre de 148 GW installés en 2020

Retombées économiques du développement de projets à l'export

Le potentiel de création de valeur ajoutée en France sur la période 2013-2020 pour les activités à l'export de la filière française est supérieur à € 1 milliard et concerne majoritairement la phase de fabrication des composants.

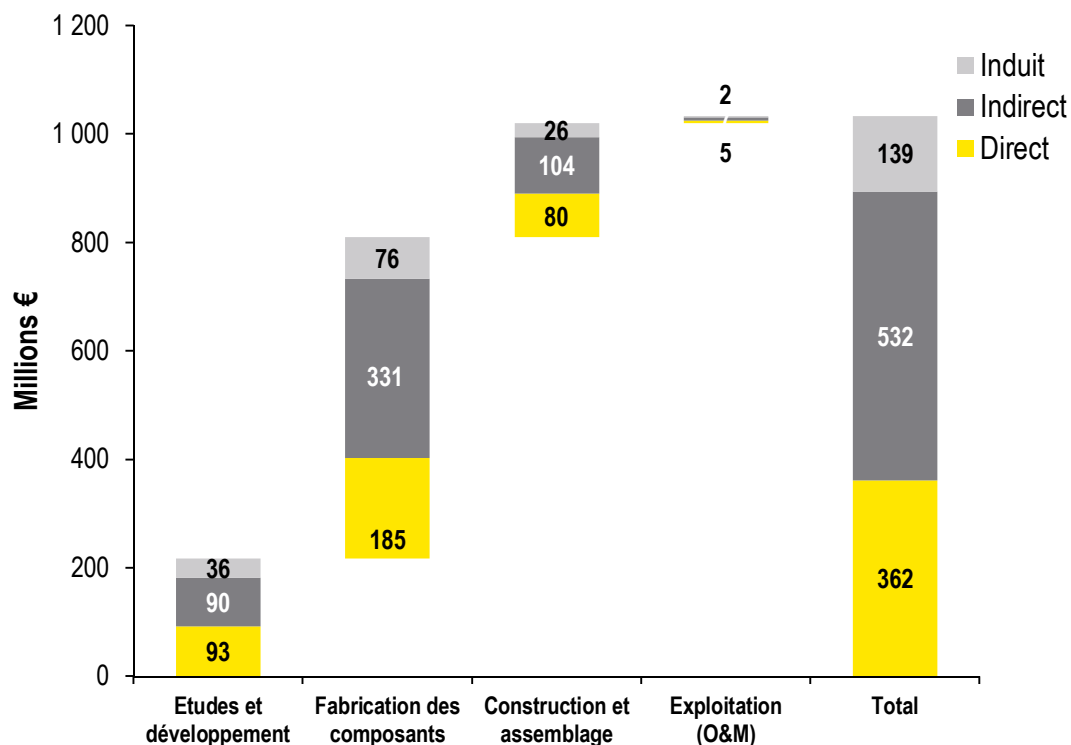


Figure 1: Valeur ajoutée générée en France par l'activité CSP à l'export sur la période 2013-2020

L'activité générée par la filière chaque année est mesurée en Equivalent Temps Plein (ETP) et en « ETP année » pour la mesure de l'activité sur une période donnée. La notion d'ETP année correspond à l'occupation d'une personne à temps plein pour la période d'une année ; ainsi une personne impliquée sur la construction d'une centrale pendant 2 ans sera comptabilisée comme 2 ETP année pour le projet.

Cette unité de mesure est utilisée afin de prendre en compte non pas l'activité à une période donnée mais sur une période plus longue dans le cas de projets où le profil du nombre de personnes impliquées varie de manière importante. Pour un projet de centrale de production d'énergie, un personnel important est mobilisé pour la phase de construction (pendant 2 ans), puis des équipes plus réduites assurent l'exploitation pendant une durée longue (20 ans au moins).

L'activité cumulée exprimée en ETP année pour les périodes 2013-2020 et 2013-2030 s'élève pour la France à respectivement 20 000 et 54 500 ETP année environ. Ces éléments sont présentés dans les schémas ci-dessous.

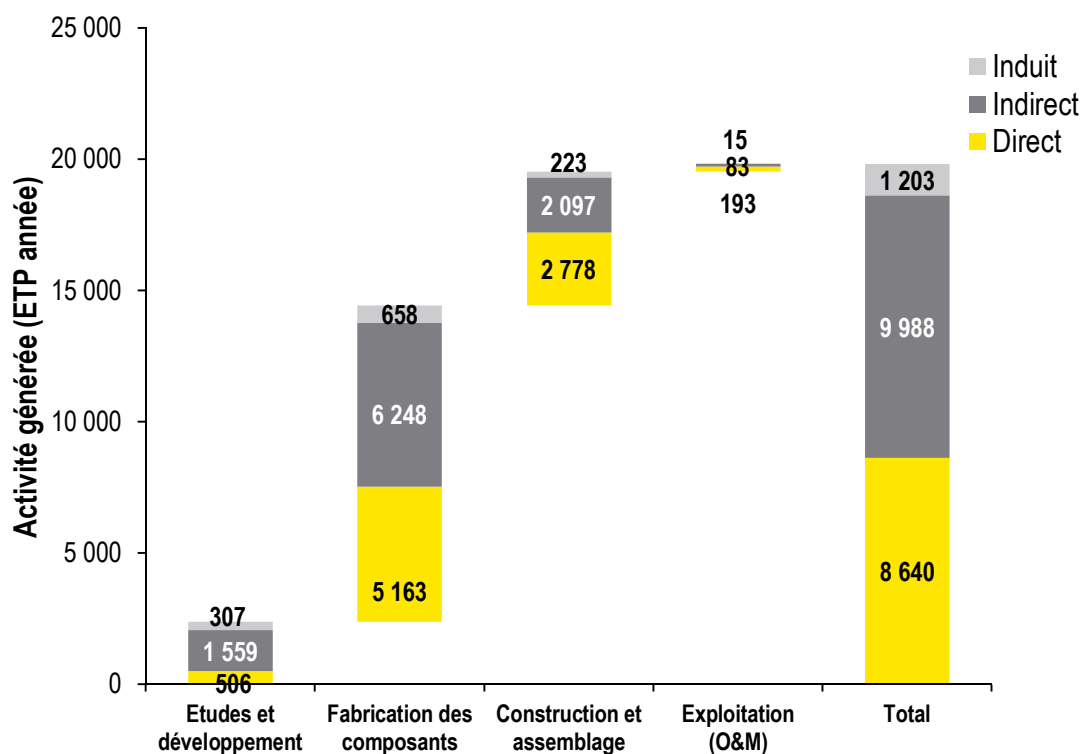


Figure 2 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2020

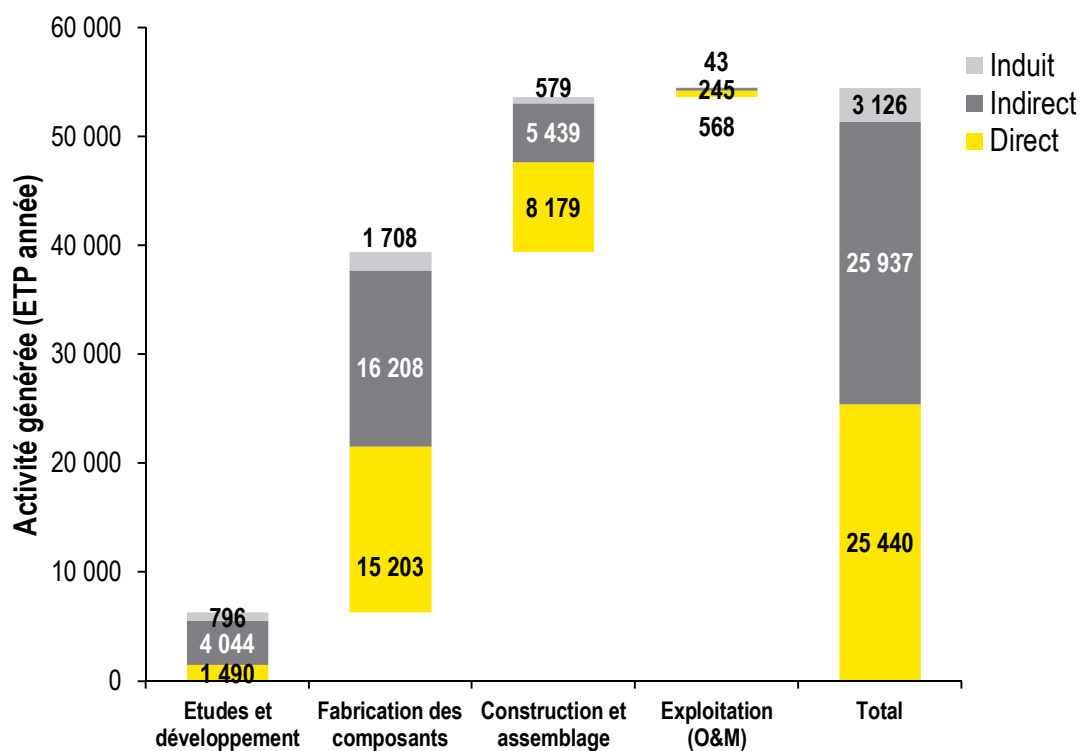


Figure 3 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2030

Retombées économiques du développement de projets en France

Au-delà des projets à l'export, la filière française se positionne sur le développement de projets en France, dans la perspective de l'atteinte de l'objectif d'installer 540 MW de centrales solaires thermodynamiques en France, défini dans le Plan d'Action National Energies Renouvelables à horizon 2020.

Ces centrales installées et exploitées en France pourraient se traduire par des retombées économiques significatives pour la France. Pour une tranche de 100 MW de capacité installée, € 310 millions de valeur ajoutée environ sont générés au cours de la vie du projet (20 ans) pour un investissement initial de € 370 millions environ nécessaires lors de la construction de la centrale.

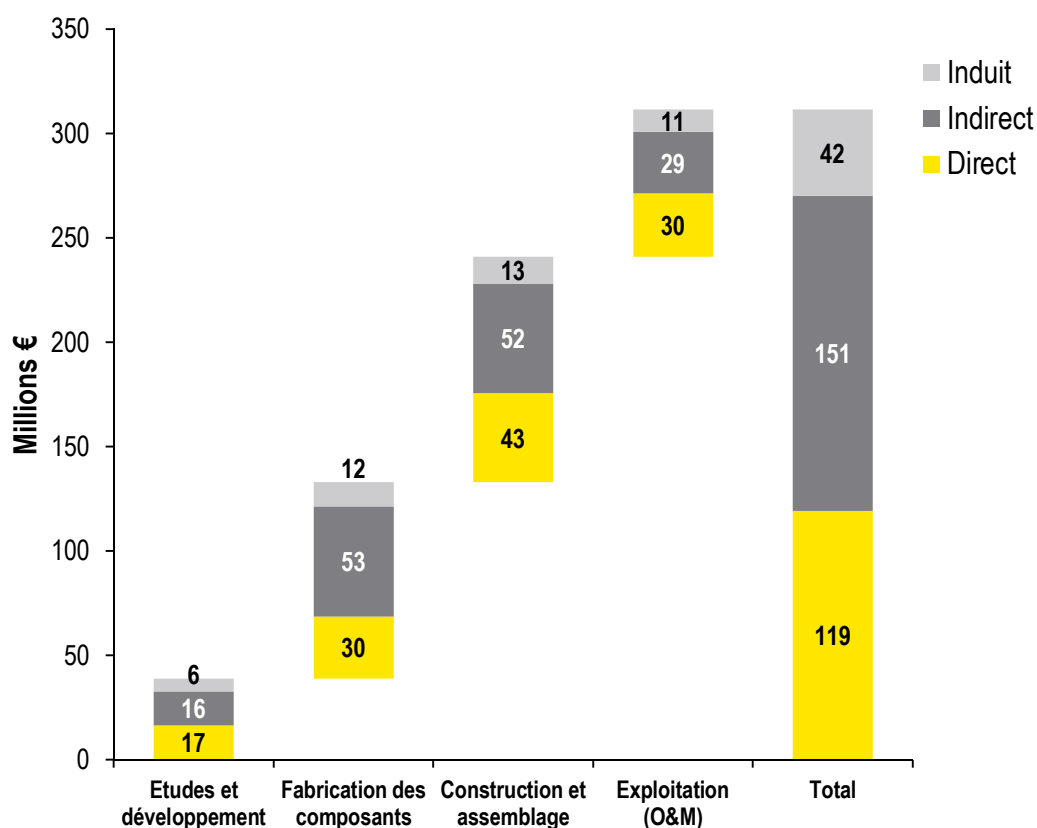


Figure 4: Valeur ajoutée générée en France par une tranche de 100 MW CSP

En comparaison de projets à l'export, deux différences majeures émergent:

- ▶ Grâce à une part de marché plus importante des entreprises françaises et à une phase d'exploitation effectuée par des entreprises françaises, les retombées pour la France à puissance installée égale sont bien plus significatives que dans le cas de l'export pour un montant d'investissement équivalent. Les résultats sont présentés en Figure 5 sur la base d'une tranche de 100 MW dans les deux cas.

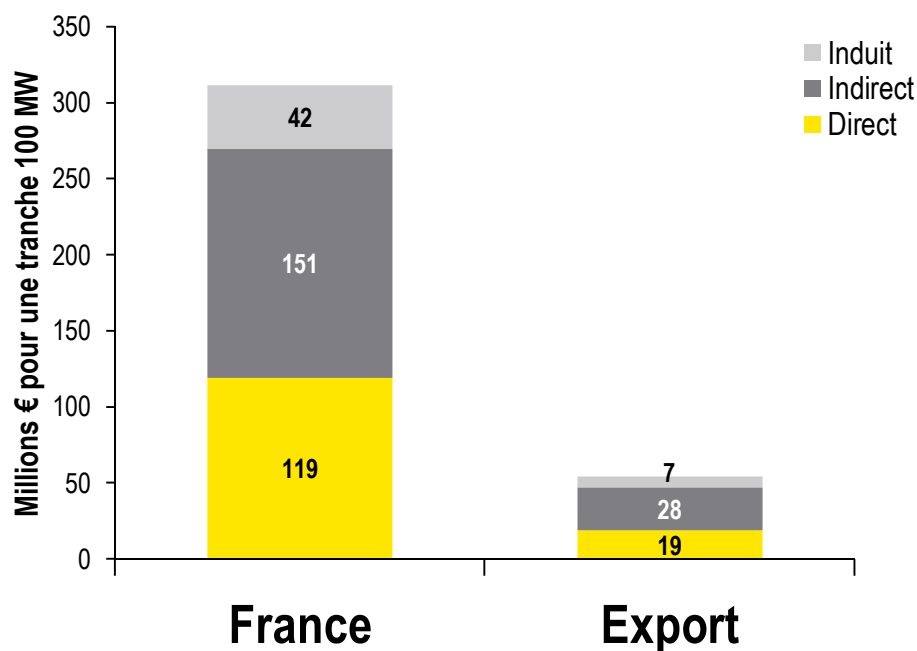


Figure 5: Comparaison de la valeur ajoutée générée en France pour une tranche de 100 MW installée en France et à l'étranger

- Dans la mesure où les projets sont installés et exploités en France, on constate une importance accrue des phases de construction et d'exploitation en termes de création de valeur ajoutée (cf. Figure 6). Les emplois d'exploitation et de maintenance sont pérennes car créés pour une période d'au moins 20 ans.

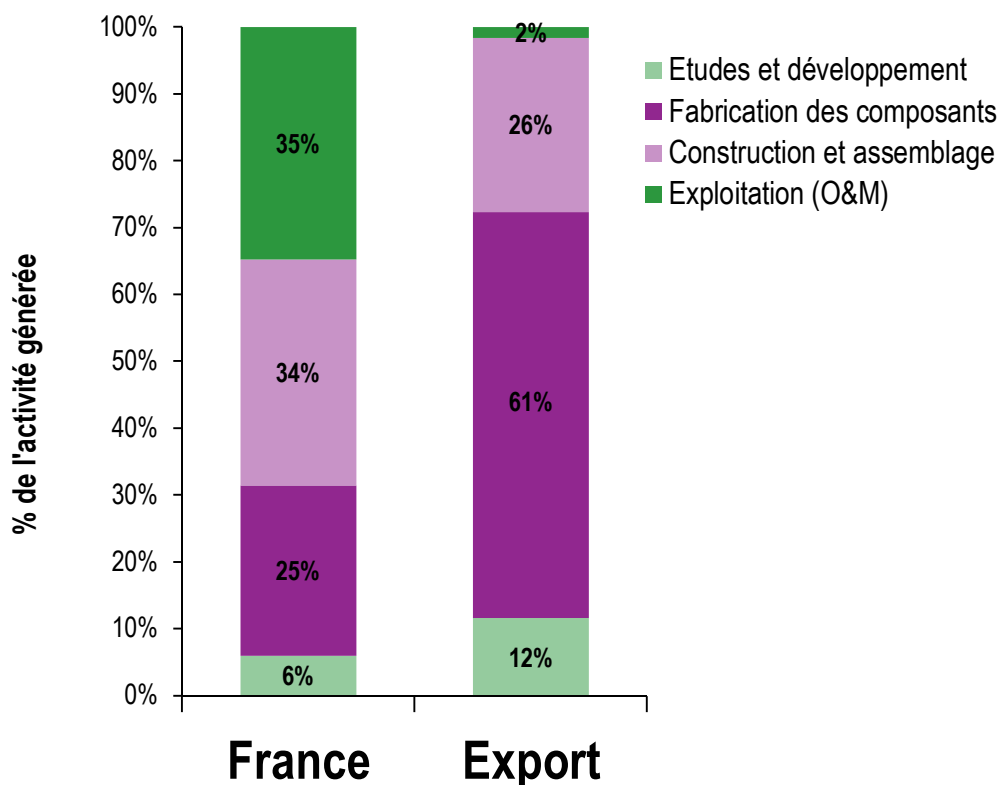


Figure 6: Comparaison de la répartition de la création de valeur ajoutée en France et à l'export

Retombées fiscales attendues

En générant de l'activité économique, la filière entraînera également des retombées fiscales pour les pouvoirs publics à travers des taxes locales, des charges sociales, l'impôt sur le revenu et sur les sociétés ainsi que la Taxe sur la Valeur Ajoutée.

Ces retombées fiscales sont calculées sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale et rapportée aux investissements initiaux nécessaires. Au total, pour un euro investi initialement dans le projet par l'ensemble des investisseurs (développeurs, institutions financières privées et publiques...), 63 centimes sont récupérés par l'Etat ou les collectivités locales au cours de la durée de vie de la centrale. Cet impact mesuré dans des conditions similaires pour une centrale à gaz à cycle combiné et une centrale solaire thermodynamique est 4 fois supérieur environ dans le cas de la centrale solaire.

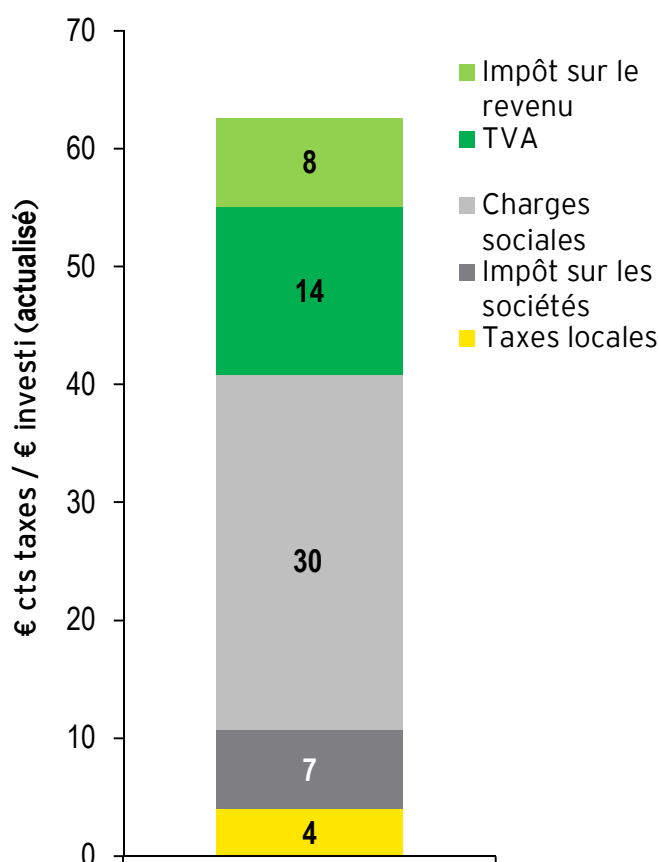


Figure 7: Retombées fiscales en France au cours de l'ensemble de la durée d'exploitation d'une centrale CSP pour un investissement d'un euro dans sa construction (cts €)

Estimation du rapport entre le surcoût de l'électricité produite et les retombées économiques attendues

En considérant le prix envisagé à l'heure actuelle pour la vente de l'électricité produite par des centrales solaires thermodynamiques en France (350 €/MWh² selon le SER) et en le rapportant au prix de revente de l'électricité défini dans le cadre de l'ARENH³, le surcoût lié à l'installation de 540 MW de CSP d'ici 2020 s'élèverait à 2,2 milliards d'euros au total pour la période 2013-2030.

Toutefois, l'installation de 540 MW de CSP en France entraînerait également une création de valeur ajoutée à hauteur de 1 143 millions d'euros sur cette période auquel on peut ajouter 2 181 millions d'euros par le développement des activités export de la filière, soit un total de 3,3 milliards d'euros sur la période 2013-2030.

Par ailleurs, sur cette période, ces projets se traduiraient par une activité supplémentaire de 82 000 ETP année, dont 27 500 pour la construction et l'exploitation des centrales en France.

² Une décroissance annuelle de 2% environ du tarif de rachat de base est prise en compte pour atteindre 300 €/MWh pour les centrales dont la construction débute en 2020.

³ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-prix-de-l-ARENH.html>

3 Perspectives de marché pour la filière

3.1 Un marché en croissance

Le marché du CSP en Europe a enregistré une forte croissance en 2012 avec plus de 800 MW⁴ de nouvelles capacités installées, ce qui porte la capacité totale installée à près de 2,8 GW dans le monde, dont 2 GW en Espagne. Cette croissance est d'autant plus significative que 2012 marque une année contrastée pour les énergies renouvelables, dont les investissements globaux ont enregistré une baisse de 11% par rapport à 2011⁵.

Si l'Espagne représente encore la majeure partie des capacités installées, la dynamique du marché s'est définitivement déplacée vers d'autres zones géographiques, dont les Etats-Unis, la région Afrique du Nord et du Moyen-Orient (MENA). La nette diminution des projets en construction et en développement en Europe est principalement due au moratoire mis en place par le gouvernement espagnol sur les centrales de production d'énergies renouvelables qui a provoqué un coup d'arrêt très net pour le marché espagnol, qui reste pourtant le premier en termes de capacités installées. Le marché va néanmoins poursuivre sa croissance en 2013 avec une prévision de 1,7 GW installés grâce à des projets actuellement en construction dont plus de 1,2 GW seront implantés aux Etats-Unis. Dans un futur proche, les Etats-Unis, certains pays d'Afrique du Nord (Maroc, Algérie, Egypte), du Moyen-Orient (Abu Dhabi, Arabie Saoudite, Qatar, etc.) ainsi que l'Australie, l'Inde et la Chine ont prévu d'initier ou de poursuivre le développement d'installations CSP.

Zone	Capacité installée (MW)	En construction / phase finale de développement
Amérique du Nord	510	1 312
Inde	2,5	500
Europe du Sud ⁴	1 960	470
Afrique du Sud	0	450
Chine	2,5	290
MENA	175	160
Australie	9,3	44
Amérique du Sud	10	0

Tableau 1: Répartition géographique des centrales CSP installées, en construction ou en phase finale de développement⁶

En croissance rapide, le marché mondial du CSP est néanmoins très loin d'atteindre les capacités installées des centrales photovoltaïques (PV) qui atteignent une puissance cumulée de plus de 102 GW, 30 GW ayant été installés au cours de la seule année 2012.

⁴ Baromètre solaire thermique et héliothermodynamique EurObersv'ER, mai 2013.

⁵ Bloomberg New Energy Finance, 2013. Les investissements globaux dans les énergies renouvelables sont estimés à \$ 269 Mrds en 2012 contre \$ 302 Mrds en 2011

⁶ The essential role of solar thermal electricity, ESTELA, octobre 2012; Bloomberg New Energy Finance database, juin 2013

En 2010, les estimations de l'AIE prévoyait de déploiement d'une capacité totale installée de 148 GW⁷ de centrales CSP dans le monde à l'horizon 2020 ; avec la perspective de voir le CSP produire 11% de l'électricité mondiale en 2050. Ces estimations formulées il y a plus de 2 ans, sont aujourd'hui considérées comme surévaluées par différents acteurs du secteur, et ont été revues à la baisse par l'AIE en 2013, qui envisage désormais environ 17 GW à horizon 2020. L'association professionnelle du secteur au niveau européen (ESTELA) prévoit de son côté l'installation d'une puissance totale de 35 GW en 2020 pour le marché mondial, l'Amérique du Nord, l'Europe et la région MENA étant les zones d'implantation les plus importantes.

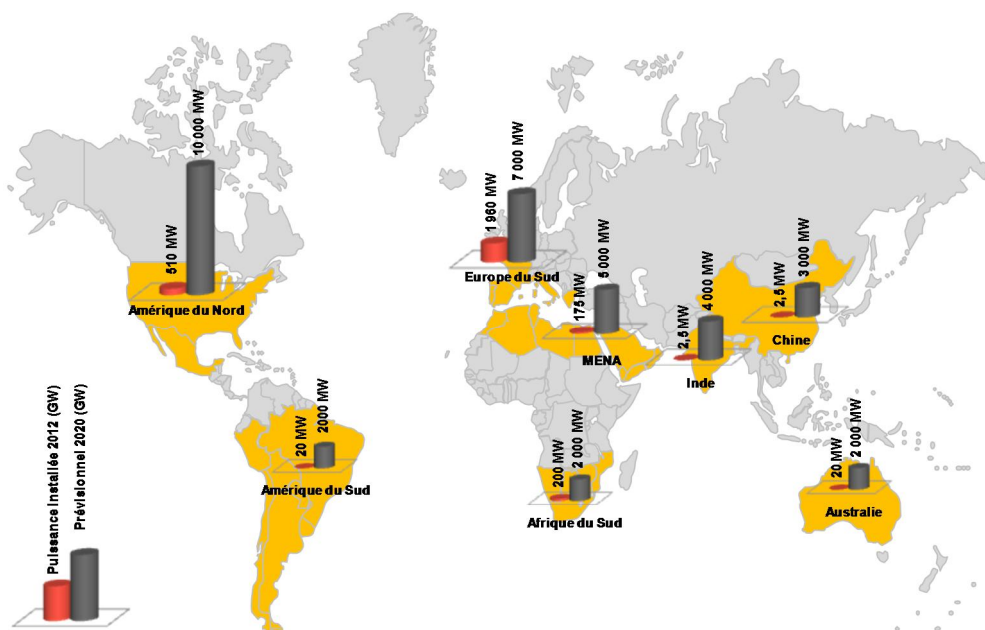


Figure 8: Evolution prévisionnelle de la capacité installée des centrales CSP dans le monde entre 2012 et 2020⁸

Au niveau du marché européen, les objectifs de développement ont été définis pour chaque pays dans son Plan d'Action National Energies Renouvelables (NREAP). Certains pays prévoient ainsi de développer une part de CSP dans leur mix énergétique et ont définis les objectifs chiffrés à horizon 2020 présentés dans le tableau ci-dessous.

Pays	Objectif 2020 NREAP
Chypre	75 MW
Espagne	5 079 MW
France	540 MW
Grèce	250 MW
Italie	600 MW
Portugal	500 MW
Total	7 044 MW

Tableau 2: Objectifs nationaux NREAP 2020 pour le CSP⁹

Bien qu'il soit trop tôt pour estimer si les objectifs pourront être atteints, certains observateurs considèrent que si le rythme de développement actuel se poursuit, la capacité installée à horizon 2020 en Europe ne devrait pas dépasser 4 GW au lieu des 7 GW prévus⁴. Le marché a en effet connu un fort ralentissement ces dernières années, en raison des changements dans les dispositifs publics de soutien aux énergies renouvelables, à la concurrence du PV et aux difficultés de financement rencontrées par certains projets dans un contexte de crise des liquidités.

⁷ Technology Roadmap, Concentrating Solar Power, AIE, 2010

⁸ Strategic Research Agenda 2020-2025, ESTELA, Décembre 2012

⁹ http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

3.2 Un marché dont la dynamique se déplace hors d'Europe

En dépit du ralentissement observé en Espagne (bien que de nombreux projets initiés précédemment y soient encore en cours de construction), de nombreux projets attestent de la dynamique du marché mondial qui a connu en 2012 sa plus forte croissance. Parmi les projets emblématiques en construction ou à un stade de développement avancé, citons par exemple :

- ▶ 10 projets aux Etats-Unis pour une puissance totale de 1 239 MW dont les centrales Solana et Mojave Solar Project (280 MW chacune) développées par Abengoa,
- ▶ La centrale de Shams 1 (100 MW) à Abu Dhabi qui a été mise en service en mars 2013,
- ▶ Le lancement de la construction de la première phase du projet de Ouarzazate (160 MW sur les 500 MW prévus au total) par un consortium conduit par ACWA Power, en consortium avec Acciona, Sener et TSK.
- ▶ 2 centrales de 125 MW chacune au Rajasthan sont également développées par AREVA Solar dont une sera bientôt en opération.

Au-delà de ces exemples, le tableau 3 ci-dessous indique le nombre et la capacité totale de l'ensemble des centrales en construction ou dont le financement a été sécurisé par pays. Ces éléments indiquent une diversification croissante des marchés du CSP.

Pays	Nombre de centrales	Capacité cumulée (MW)	Principaux développeurs
Etats-Unis	10	1 289	Abengoa, BrightSource Energy, NextEra Energy, SolarReserve
Espagne	14	624	Abantia, Abengoa, ITOCHU, ACS, Albiasa Solar, Enerstar Solar Thermal Project, Grupo Magtel
Inde	7	475	Cargo Power, KVK Energy, Lanco Infratech, Megha Engineering, Reliance Power, Sun Edison,
Afrique du Sud	3	250	ACWA Power, Ample Solar, Eskom Holdings, Exxaro Resources, Ilangaletu Solar Power, Abengoa, Solel Solar
Chine	6	207	China Power Investment, Hanas New Energy Group
Maroc	1	160	ACWA , Aries Ingenieria, Acciona Energia, MASEN, TSK, SENER
Australie	1	44	Areva Solar
France	2	21	Solar Euromed, CNIM
Mexique	1	12	Abengoa
Tunisie	1	5	New Energy and Industrial Technology Development
Jordanie	1	3	Solar Euromed
Canada	1	1	City of Medicine Hat
Monde	48	3 091	

Tableau 3: Nombre et capacité en MW par pays des centrales CSP en construction ou dont le financement a été sécurisé¹⁰

Les projections de marché à l'horizon 2020 et 2030 considérées dans cette étude sont issues des données de l'Agence Internationale de l'Energie qui prévoit l'installation de 14 GW de centrales CSP en 2018 et 72 GW en 2035¹¹. En utilisant des taux de croissance moyens du marché sur la période 2012-2035, on obtient une capacité installée de 17 GW en 2020 et 44 GW en 2030. Les montants nécessaires pour le financement de ces centrales s'élèvent à près de € 75 milliards en 2020¹² aux coûts actuels.

¹⁰ Bloomberg New Energy Finance database, juin 2013; Ernst and Young

¹¹ Medium Term RE Market Report 2013, Agence Internationale de l'Energie.

¹² Le coût de référence considéré est le coût d'une centrale cylindro-parabolique sans stockage en 2013

4 Chaîne de valeur

4.1 Description de la chaîne de valeur selon la technologie

La construction d'une centrale CSP nécessite de rassembler autour d'un même projet des compétences très variées détenues par des acteurs aux profils différents. Ainsi, des compétences en terme de recherche et développement, d'ingénierie, d'études, de génie civil, de construction et d'assemblage de multiples composants (structures porteuses, tuyauteries, miroirs, récepteur, moteurs de suivi, turbines, aérocondenseurs...) sont requises pour mener à bien la phase de construction du projet, tandis que les phases d'exploitation et de maintenance de la centrale mobilisent des compétences spécifiques pour assurer un fonctionnement optimal.

Chaque technologie CSP présente un profil de coût spécifique. Les 4 technologies de centrales CSP sont les suivantes :

- ▶ Collecteurs Fresnel Linéaires (LF)
- ▶ Collecteurs Cylindro-Parabolique (PT)
- ▶ Tour Solaire (ST)
- ▶ Collecteurs Parabolique avec moteur Stirling (SD)

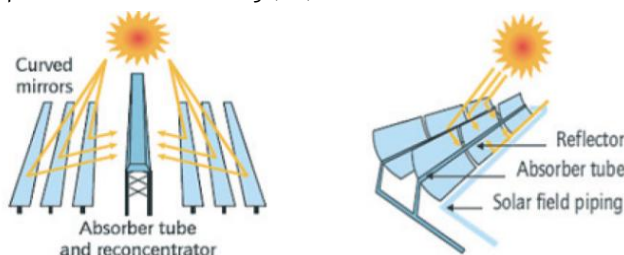


Figure 9: Technologies CSP existantes: Linéaire Fresnel (à gauche) et Cylindro-Parabolique (à droite)

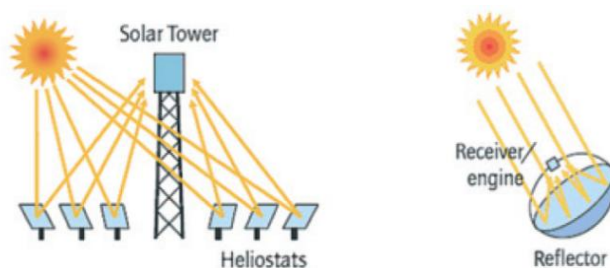


Figure 10: Technologies CSP existantes: Tour Solaire (à gauche) et Parabolique avec moteur de Stirling (à droite)

La technologie des collecteurs paraboliques avec moteur Stirling (« Stirling Dish ») reste essentiellement au stade de démonstration et n'a pas fait l'objet d'exploitation commerciale à ce stade. Par conséquent, les données de performance opérationnelle et de coûts d'investissements et d'exploitation sont difficilement exploitables pour ce type de centrale. Pour cette raison, cette technologie n'a pas été prise en compte dans la suite de l'analyse.

Pour chacune des technologies considérées, les investissements requis pour l'installation d'une centrale CSP ont été répartis en plusieurs catégories :

- ▶ Champ solaire : Miroirs et concentrateurs, receveurs, structure support, moteurs et système d'orientation des miroirs...
- ▶ Systèmes caloporteurs : Fluide et circuit caloporteur, système de stockage (le cas échéant)
- ▶ Power block (bloc générateur électrique)
- ▶ Balance of Plant (équipements auxiliaires, systèmes électroniques, câblage, systèmes de contrôles...)
- ▶ Installation (assemblage, génie civil, raccordement au réseau...)
- ▶ Coûts de développement et de financement

En fonction de la technologie employée, les éléments entrant en jeu lors de la construction de la centrale ainsi que les coûts associés varient. A titre d'exemple, les miroirs ainsi que les receveurs présentent de fortes différences entre technologies, alors que certains éléments tels que la turbine seront similaires (le paramètre clé étant ici la puissance installée). Le tableau ci-dessous présente la répartition des coûts d'investissement pour chaque technologie. Par simplification, cette répartition s'appuie sur l'hypothèse d'une centrale de référence de 50 MW. Les centrales PT et ST avec stockage considérées dans l'étude ont une capacité de stockage respective de 4 et 10 heures environ, ce qui est dans la norme pour ces technologies. La capacité de stockage est néanmoins indépendante de ces technologies.

Type d'équipement ou de service		PT	ST	LF
Champs Solaire	Miroirs et concentrateurs	7%	9%	6%
	Receveurs	8%	7%	12%
	Structure support	13%	10%	21%
	Moteurs et orientation des miroirs	0%	11%	3%
Système caloporteur	Système et fluide caloporteur	9%	2%	7%
	Stockage	7% ¹³	9%	0%
Power Block		6%	11%	12%
BoP		8%	10%	11%
Construction, génie civil		29%	10%	14%
Développement		12%	20%	14%

Tableau 4 : Répartition des coûts d'investissement pour la construction d'une centrale CSP¹⁴

¹³ Dans le cas d'une centrale avec système de stockage. Sinon la part dans le coût d'une centrale PT sans stockage est de 0%.

¹⁴ Données Ernst and Young sur la base d'information fournies par Enelcon et issues de la publication: Technology Assessment of CSP Technologies for a Site-Specific Project in South Africa, Fichtner, 2010.

4.2 Des acteurs français positionnés sur l'ensemble de la chaîne de valeur

Dans la majorité des composants analysés, des acteurs français ainsi que des établissements français d'acteurs étrangers peuvent fournir les équipements ou composants requis. Ces acteurs bénéficient d'une expertise reconnue soit directement dans le secteur du CSP, soit dans la fourniture de composants ou de services clés pour le projet. La filière française regroupe :

- ▶ Des groupes industriels qui ont fortement investi dans le solaire thermodynamique, dont :
 - ▶ Areva Solar a réalisé l'acquisition d'Ausra (fournisseur de technologie basé aux Etats-Unis) il y a environ 3 ans et fournit depuis une technologie Linéaire Fresnel ;
 - ▶ Alstom se positionne à la fois comme fournisseur de turbines et comme actionnaire de Brightsource, l'un des leaders de la technologie des tours solaires ;
 - ▶ Saint-Gobain a mis en place une usine de miroirs cylindro-paraboliques au Portugal et fournit également d'autres miroirs de qualité solaire.
- ▶ Des investisseurs ou énergéticiens qui se positionnent progressivement sur des opportunités du marché CSP, dont :
 - ▶ Total, actionnaire du projet Shams 1 à Abu Dhabi,
 - ▶ EDF EN est impliqué dans plusieurs projets de CSP, donc le projet de centrale à tour à Ouarzazate,
 - ▶ GDF Suez se positionne sur différentes opportunités, notamment au Chili et au Maroc.
- ▶ Des entreprises de taille intermédiaire (CNIM) ou de petite taille (Solar Euromed, Alsolen), qui ont chacun développé une technologie Linéaire Fresnel
- ▶ Des bureaux d'étude et d'ingénierie.
- ▶ Des acteurs du financement de projet, du conseil juridique et financier.

Fourniture de composants ou de service		Acteurs
Champs Solaire	Miroirs et concentrateurs	Saint Gobain
	Receveurs	Areva, Solar Euromed, CNIM
	Structure support	Arcelor Mittal, Valourec
	Moteurs et orientation des miroirs	Exosun
Système caloporteur	Fluide caloporteur	Arkema
	Stockage	Arkema
Power Block		Alstom, Thermodyn
BoP		Schneider, CEGELEC, Ineo
Construction, génie civil		Bouygues Construction, Vinci
Développement, exploitation		Areva, Solar Euromed, CNIM, GDF Suez, Total,

Tableau 5: Acteurs français ou établis en France susceptibles de se positionner sur la chaîne de valeur du CSP en France et à l'étranger

Cette implication dans le développement du CSP permet à la filière française d'espérer capter une part significative du marché mondial d'installations de centrales CSP. La commission solaire thermodynamique du SER estime ainsi que les acteurs français ont la capacité de capter 10% du marché global. A l'horizon 2020, ceci représente par exemple une capacité d'environ 1,4 GW puisqu'un total de 14 GW supplémentaires vont être installés d'ici là selon les estimations de l'AIE. A l'horizon 2030, cette part captable est estimée à 4 GW.

De manière conservatrice, on ne tiendra pas compte de l'implication possible d'industriels français dans des projets dont les développeurs sont des acteurs internationaux. Ce cas de figure devrait néanmoins se produire, certains acteurs étant d'ors et déjà actifs sur le marché mondial, en tant que partenaire ou fournisseur d'entreprises internationales.

5 Evaluation des retombées économiques du développement de projets CSP à l'export

Compte tenu du marché du CSP qui se situe dans des zones à fort ensoleillement et par conséquent pour l'essentiel hors de France, cette section analyse les retombées pour l'économie française du développement de projets CSP à l'export. Compte tenu du positionnement actuel des acteurs français dans ce secteur, la part du marché mondial « captable »¹⁵ par les acteurs français a été estimée à 1 360 MW de capacité totale à l'export pour la période 2013-2020. Traduit en montant d'investissement, ces nouvelles capacités représenteraient plus de € 6 Milliards¹⁶ selon les prix actuels du marché. En considérant une période étendue à 2013-2030, des montants supplémentaires de plus de € 18 Milliards seraient nécessaires afin de financer la part de marché revenant aux acteurs français. La notion de part captable porte sur la part des projets dont un acteur français est l'acteur de référence (EPC ou fournisseur de technologie). Elle ne tient pas compte des projets pour lesquels des acteurs français ne fourniraient que certains composants (les miroirs ou la turbine, par exemple).

Pour les projets attribués à des développeurs ou EPC français, notre analyse considère par ailleurs que la part de marché des fournisseurs français sera variable selon les composants et services. La création d'activité économique et de valeur ajoutée en France est mesurée sous la forme d'un « effet direct » pour les entreprises françaises du secteur du CSP (développeurs et fournisseurs de technologie spécialisés) et d'un « effet indirect » au niveau des fournisseurs des fabricants de composants (turbine, miroirs...) et de services (ingénierie, opération et maintenance). L'« effet induit » est le résultat de la consommation induite par le surplus d'activité (et de rémunérations salariales) générée par le développement de la filière CSP, ce qui provoque des retombées positives dans l'ensemble de l'économie.

Les impacts cumulés (direct, indirect et induit) de l'activité de la filière sont donc présentés en termes de valeur ajoutée et d'activité générées pour les périodes 2013-2020 et 2013-2030. La valeur ajoutée est mesurée en millions d'euros¹⁷, cumulées sur les périodes considérées; l'activité générée par la filière chaque année est mesurée en Equivalent Temps Plein (ETP) et en « ETP année » pour la mesure de l'activité sur une période donnée. La notion d'ETP année correspond à l'occupation d'une personne à temps plein pour la période d'une année; ainsi une personne impliquée sur la construction d'une centrale pendant 2 ans sera comptabilisée comme 2 ETP année pour le projet.

Chacun des effets sera réparti selon les 4 phases de l'installation d'une centrale :

- ▶ Etudes, développement et financement
- ▶ Fabrication des composants
- ▶ Construction et assemblage
- ▶ Exploitation et maintenance

¹⁵ Cette notion de part « captable » porte sur la part des projet dont un acteur français est l'acteur de référence (EPC ou fournisseur de technologie). Elle ne tient pas compte des projets pour lesquels des acteurs français ne fourniraient que certains composants (les miroirs ou la turbine, par exemple).

¹⁶ La technologie de référence prise est le PT sans stockage d'énergie.

¹⁷ On applique un taux d'actualisation de 4% sur les montants générés.

5.1 Impact en termes de valeur ajoutée

5.1.1 Pour la période 2013-2020

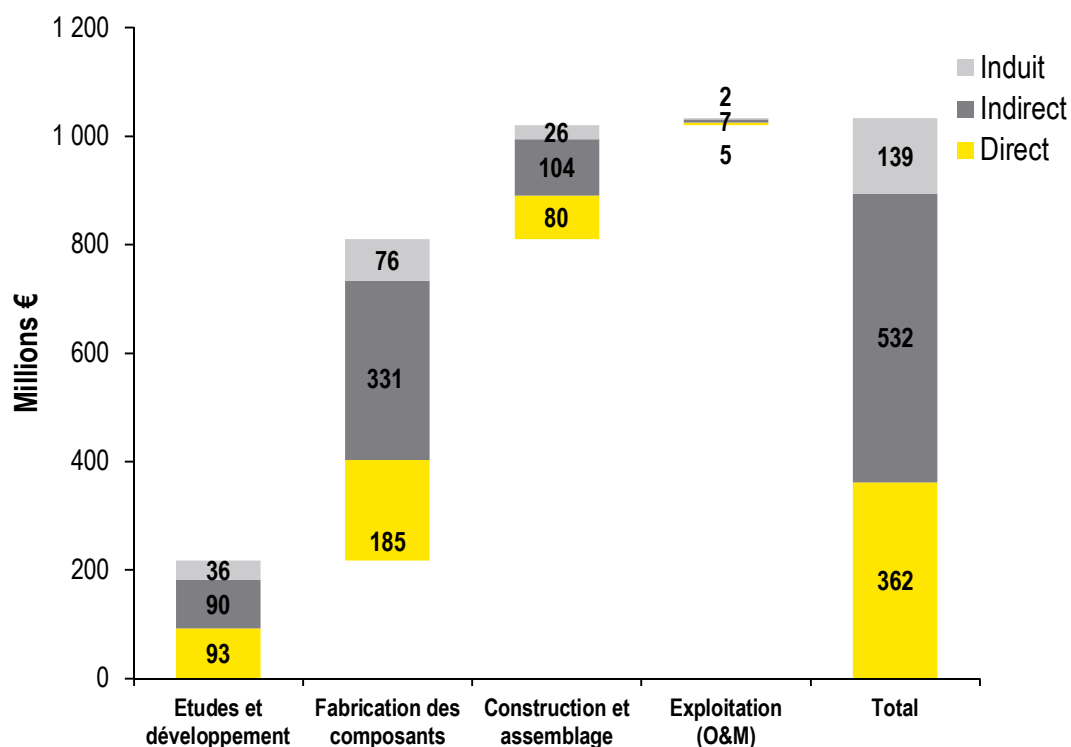


Figure 11: Valeur ajoutée générée en France par l'activité CSP à l'export sur la période 2013-2020

Sur la période 2013-2020, le potentiel de génération de valeur ajoutée en France par la filière CSP est supérieur à € 1 Milliard, pour des projets à l'export. Les acteurs français disposent essentiellement d'opportunités dans la fabrication d'équipements et de composants à forte valeur ajoutée plutôt que sur les phases de construction et d'exploitation qui seront majoritairement effectuées par des entreprises locales (ou par des filiales locales d'entreprises multinationales). La Figure 12 illustre cette prépondérance dans la répartition de la valeur ajoutée par phase, près de 80% de la valeur étant concentrée sur les phases d'études (ingénierie technique et financière) et de fabrication des composants.

En ce qui concerne la phase d'exploitation, l'hypothèse retenue considère que les acteurs français n'interviendraient qu'au début de la période afin de former les entreprises locales. Cette hypothèse conservatrice explique la faible importance de cette phase dans la valeur ajoutée totale.

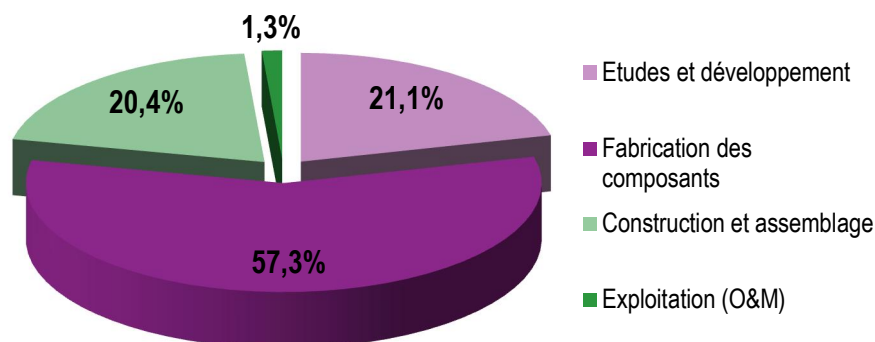


Figure 12: Répartition de la valeur ajoutée générée en France par phase de projet

5.1.2 Pour la période 2013-2030

Les impacts ont également été évalués sur la période 2020-2030. La génération de valeur ajoutée supplémentaire à horizon 2030 est estimée à près de € 2,2 Milliards, la capacité installée étant multipliée par 2,5 entre 2020 et 2030.

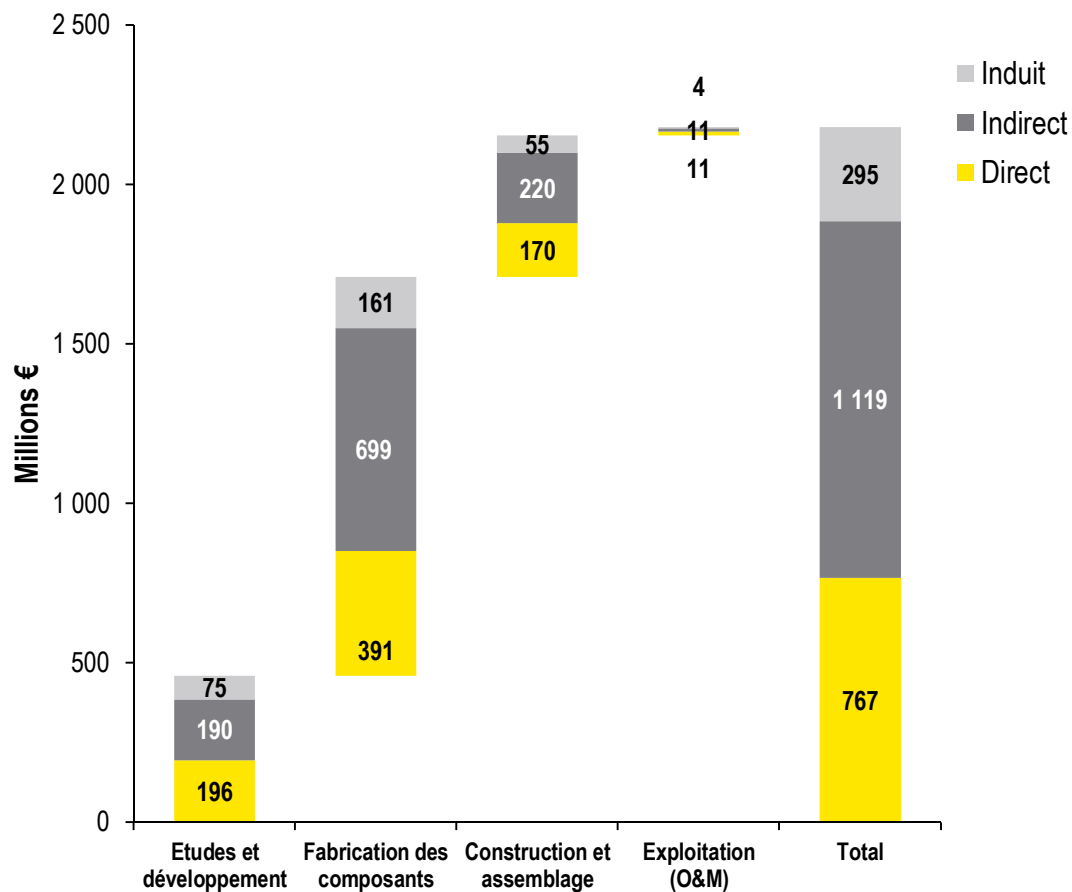


Figure 13: Valeur ajoutée générée en France par l'activité CSP à l'export sur la période 2013-2030

5.2 Impact en termes d'activité

5.2.1 Pour la période 2013-2020

A partir des hypothèses retenues dans l'analyse, le potentiel de création d'activité pour la filière est estimé à 20 000 ETP année en France sur la période 2013-2020.

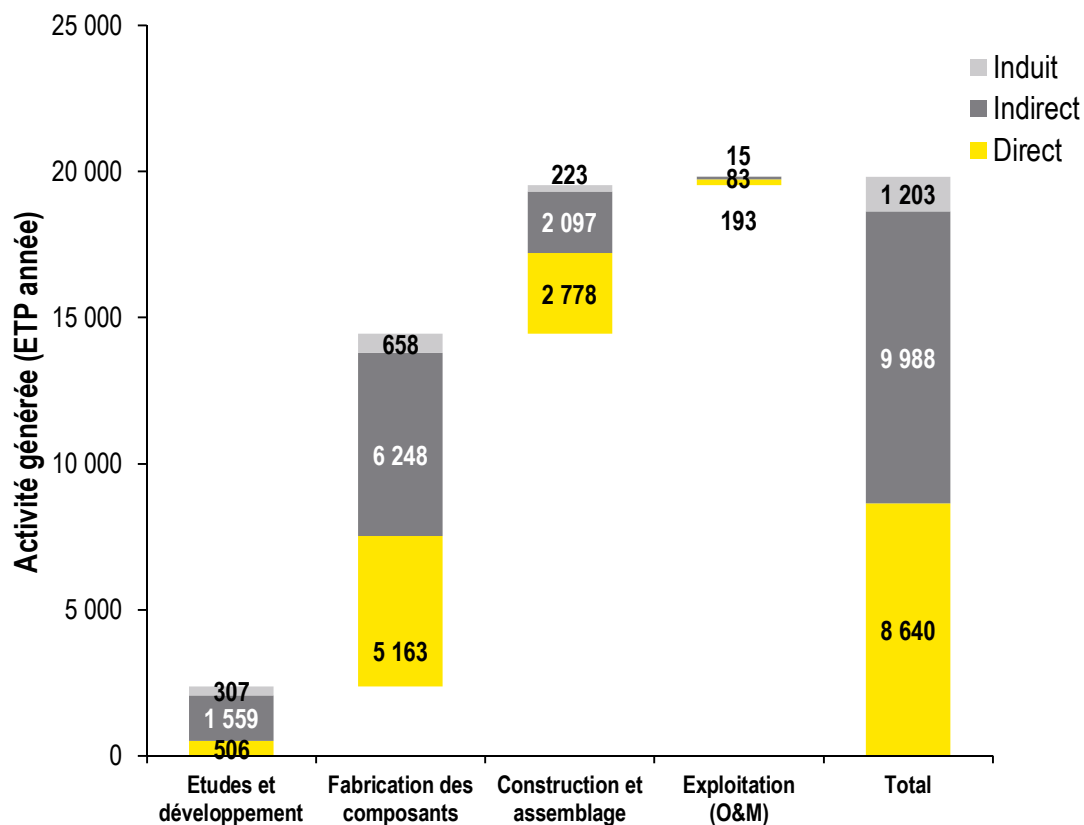


Figure 14 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2020

Les analyses disponibles sur la question de l'emploi généré par la filière CSP indiquent généralement une très nette dominante de la phase de construction et d'assemblage, très intensive en emplois mais de courte durée. Dans le cas de projets à l'export, les retombées en emploi pour la filière CSP française se concentreront sur les phases d'études et d'ingénierie d'une part et de fabrication des composants d'autre part dans la mesure où beaucoup des activités de construction et d'exploitation seront assurées par des sous-traitants locaux.

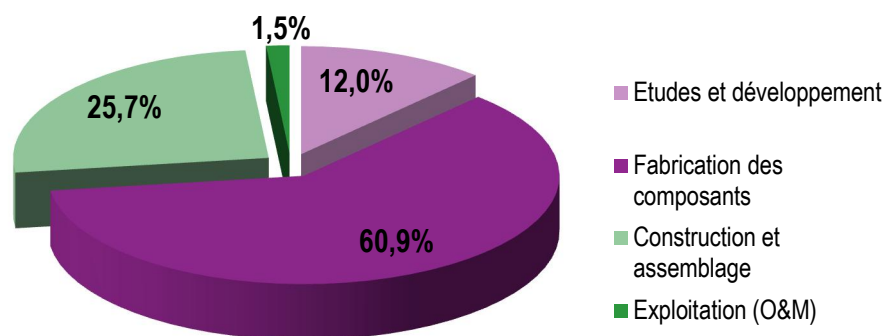


Figure 15: Répartition de l'activité générée par phase de projet

La figure suivante montre l'importance de prendre en compte l'ensemble des effets afin de quantifier l'impact exhaustif d'une filière, l'effet direct ne représentant que 44% des impacts totaux

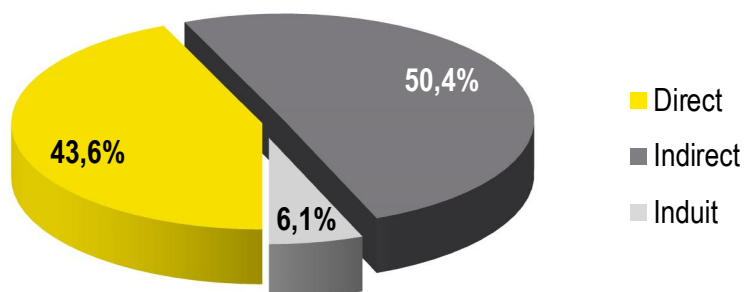


Figure 16: Activité générée par type d'effet

5.2.2 Pour la période 2013-2030

L'activité générée sur la période 2013-2030 est estimée à 54 500 ETP année environ.

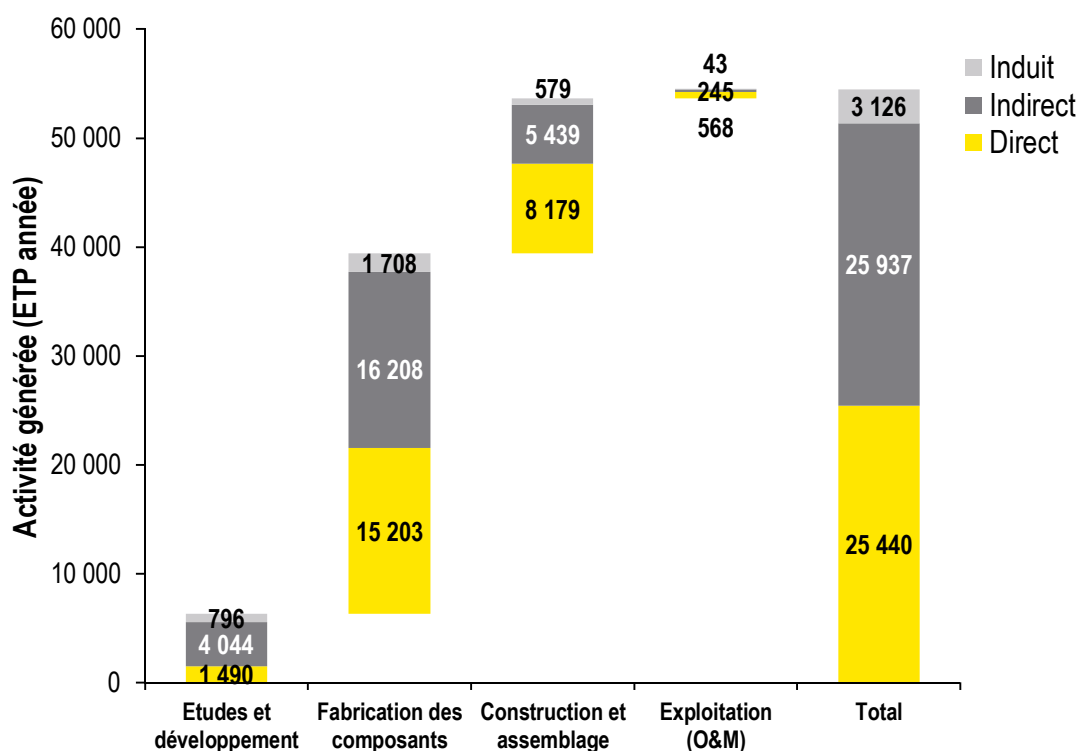


Figure 17 : Activité générée par phase de projet en France sur la période 2013-2030

5.2.3 Le cas de l'Espagne

Avec 2 GW installé à ce jour, l'Espagne a réussi à faire émerger une filière industrielle nationale du CSP, qui s'est également développée sur les marchés de l'export. Cet essor s'est accompagné d'une contribution de plus €1,6 Milliards de PIB et de très nombreux d'emplois en Espagne avec un peu plus de 18 000 emplois dédiés au secteur du CSP en moyenne sur la période 2008-2010¹⁸ dont près 24 000 emplois liés au secteur en 2010. Il est à noter que cette période n'est pas celle correspondant au pic d'activité du CSP en Espagne, le rythme des installations de centrales s'étant accéléré en 2011 puis 2012.

Suite au moratoire mis en place par le gouvernement espagnol sur les centrales de production d'énergie renouvelable, la filière industrielle espagnole poursuit actuellement les opportunités du marché international, en s'appuyant sur son expérience domestique. Ainsi, au-delà des projets sur le sol espagnol, les entreprises de la filière CSP espagnole (dont en particulier Abengoa, Acciona, ACS Cobra, Sener, etc.) développent 45% des 33 centrales en cours de construction (ou dont la construction est imminente) à l'international. Des entreprises espagnoles sont positionnées en tant qu'acteur de référence dans tous les pays ayant un fort potentiel de développement pour le solaire thermodynamique.

Par ailleurs, la fédération professionnelle du CSP en Espagne (Protermosolar) indique (figure ci-dessous) que si les premiers projets construits en Espagne utilisaient en grande partie des technologies fabriqués en Allemagne, le développement du marché local a permis progressivement l'émergence d'une chaîne de valeur nationale du CSP.

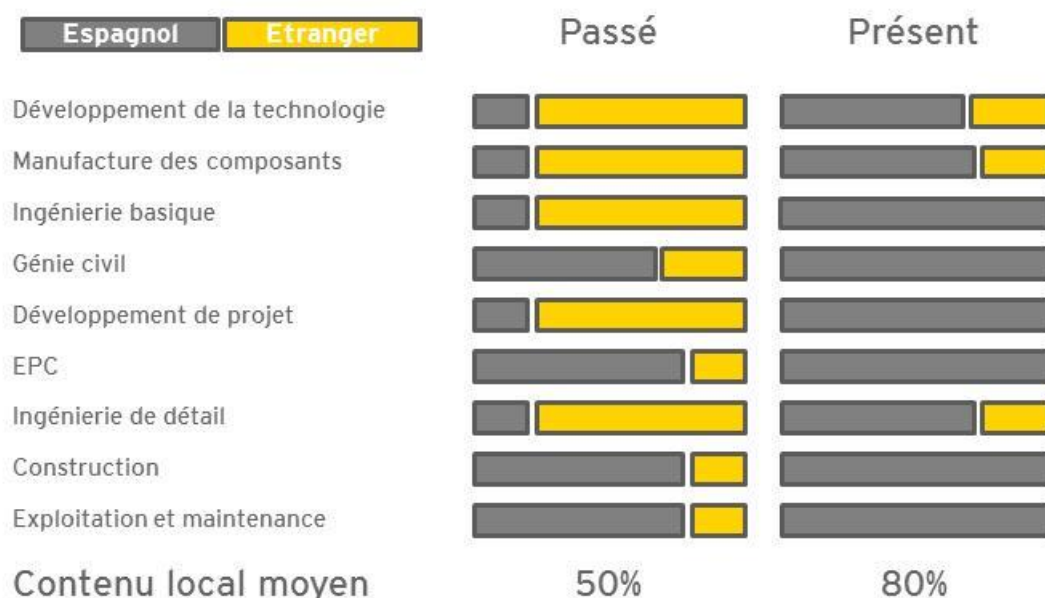


Figure 18 : Evolution du « contenu local » des projets CSP en Espagne entre 2008 et 2010¹⁸

¹⁸ Protermo Solar

6 Evaluation des retombées économiques du développement de projets CSP en France

Cette section est destinée à présenter de manière indicative les retombées en termes de valeur ajoutée, d'activité et de retombées fiscales de la construction d'une tranche de 100 MW CSP en France. L'objectif est de présenter les impacts potentiels de projets qui s'inscriraient dans l'objectif de 540 MW de centrales CSP à l'horizon 2020 que la France a défini dans son Plan d'Action National Energies Renouvelables (NREAP).

Les résultats s'appuient sur l'hypothèse que la tranche de 100 MW correspondrait à plusieurs centrales, dont la construction s'étalerait entre 2014 et 2015, avec des mises en service prévues à partir de 2016 et une durée d'exploitation de 20 ans¹⁹.

6.1 Impact en termes de valeur ajoutée

Le potentiel de création de valeur ajoutée directe, indirecte et induite est estimé à € 310 millions environ pour une tranche de 100 MW, à comparer à un coût d'investissement total de € 370 millions.

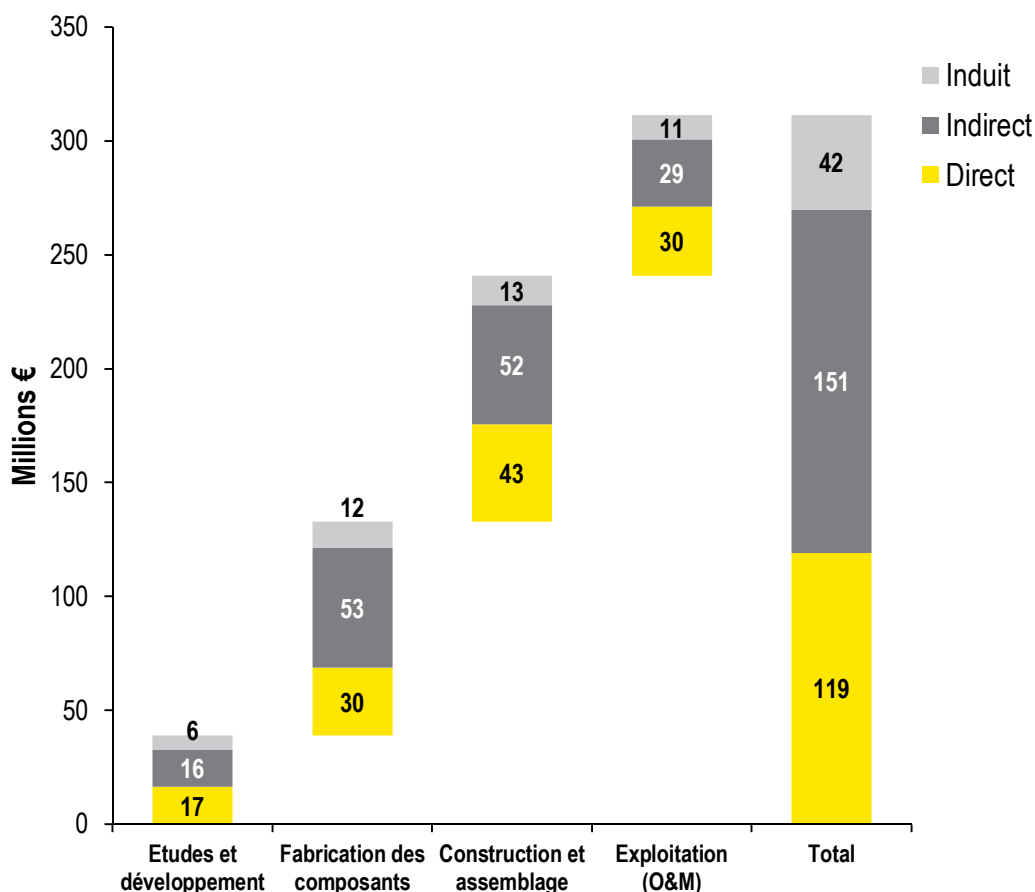


Figure 19: Valeur ajoutée générée en France par une tranche de 100 MW CSP

¹⁹ A titre indicatif, les centrales SEGS construites aux Etats-Unis dans les années 1980 sont toujours en exploitation.

Ce résultat s'explique par le fait que l'implication d'acteurs français sera plus importante pour des centrales en France en comparaison de projets à l'export, par exemple pour les phases de construction et d'exploitation des centrales:

- ▶ Grâce à une part de marché plus importante des entreprises françaises dans les différentes étapes du projet, les retombées à puissance installée égale sont bien plus significatives que dans le cas de l'activité à l'export pour un montant d'investissement équivalent. Les résultats sont présentés en Figure 20 sur la base d'une capacité installée de 100 MW dans les deux cas.

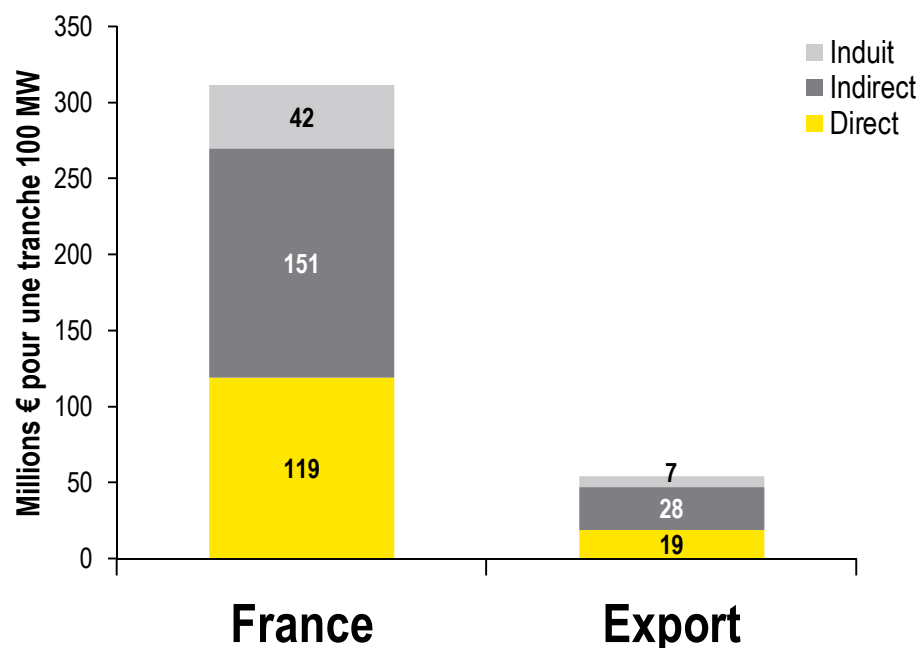


Figure 20: Comparaison de la valeur ajoutée pour une tranche de 100 MW installée en France par rapport à une capacité équivalente à l'export²⁰

- ▶ Dans la mesure où les projets sont installés et exploités en France, on constate une importance accrue des phases de construction et d'exploitation en termes de création de valeur ajoutée (cf. Figure 21). Les emplois d'exploitation et de maintenance sont pérennes car créés pour une période d'au moins 20 ans.

²⁰ Pour l'activité à l'export, la période 2013-2030 est considérée

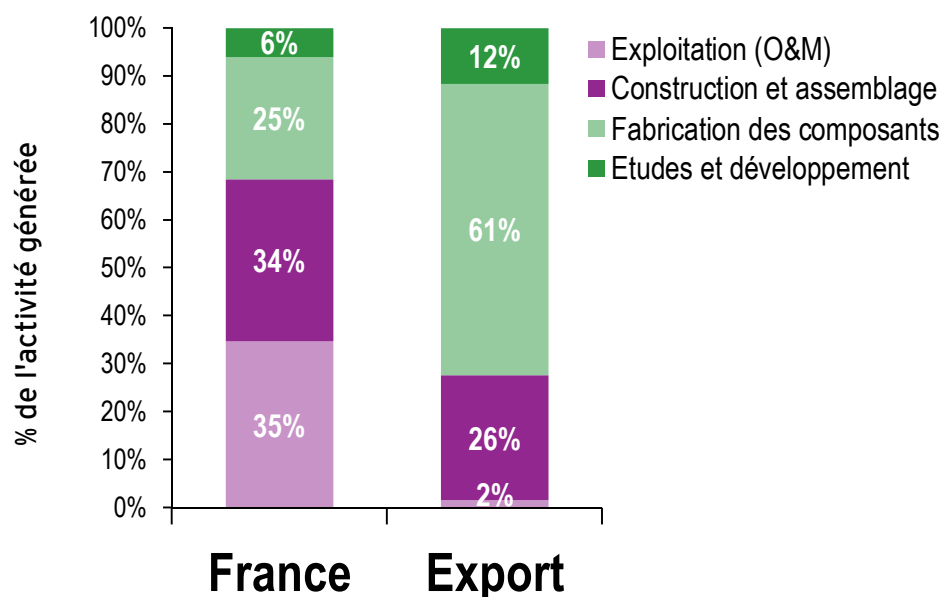


Figure 21: Comparaison de la répartition de la création de valeur ajoutée en France par rapport à une capacité équivalente à l'export

6.2 Impact en termes d'activité

L'activité générée par la construction et l'exploitation d'une tranche de 100 MW de CSP est d'environ 6 750 ETP année. Parmi ces 6 750 ETP, plus de 2 300 sont dus à la phase d'exploitation de la centrale.

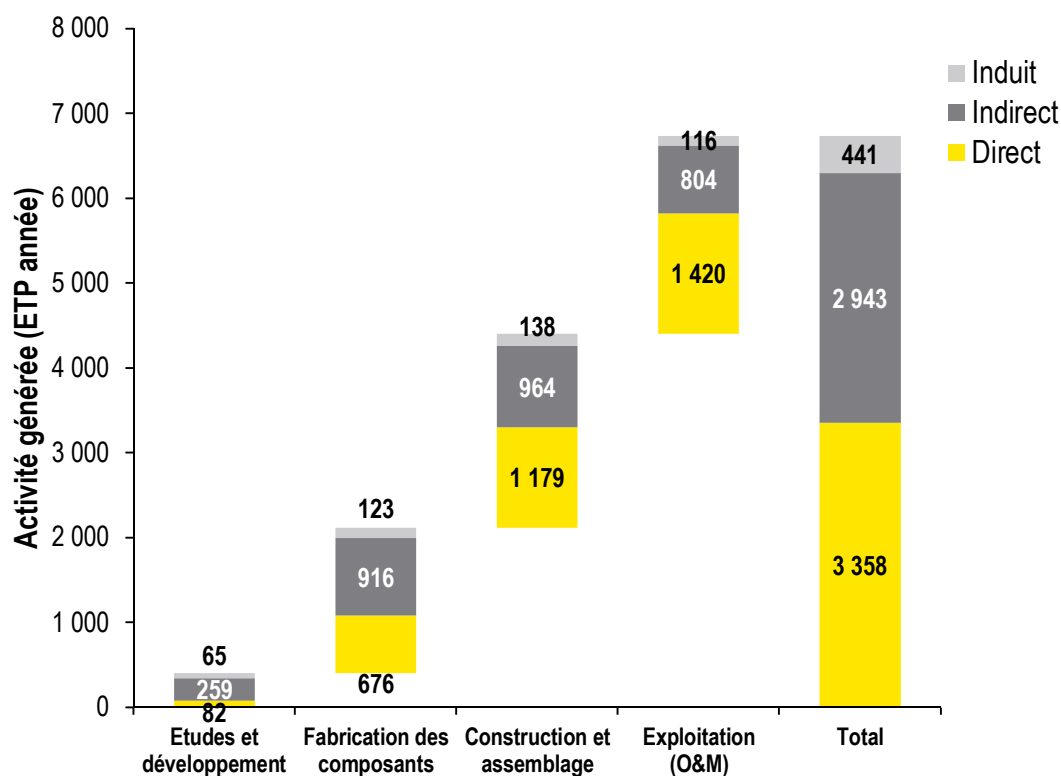


Figure 22: Activité générée par une tranche de 100 MW installée

De la même façon que pour la valeur ajoutée, on constate ainsi que pour un même niveau de capacité installée, l'activité générée par la filière est 4 fois plus importante dans le cas d'une centrale en France.

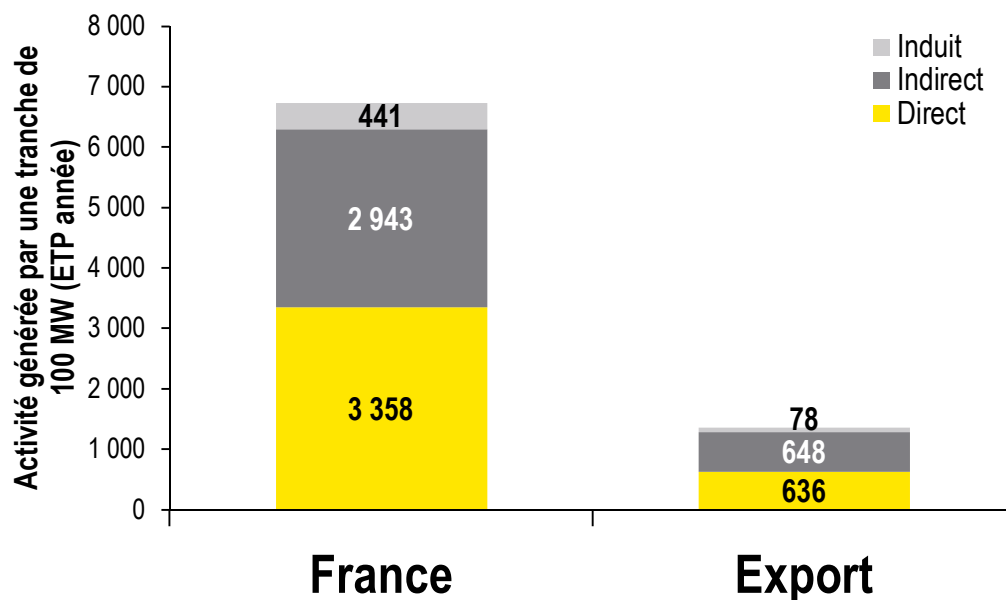


Figure 23: Comparaison de l'activité générée pour une tranche de 100 MW installée entre la filière Export et la filière France

6.3 Retombées fiscales

A travers la création de richesse, la filière CSP génère des retombées fiscales directes et indirectes pour l'Etat et pour les collectivités locales. Les taxes qui ont été considérées dans le cadre de cette étude sont les suivantes:

- ▶ Taxes locales (Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER) et Contribution Economique Territoriale (CET))
- ▶ L'impôt sur les sociétés (IS)
- ▶ Les charges sociales versées (part employeur et salarié)
- ▶ La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)
- ▶ L'impôt sur le revenu

Les retombées fiscales sont particulièrement importantes lors de la phase de construction de la centrale mais perdurent pendant toute la durée de vie du projet à travers l'activité générée pour son exploitation et sa maintenance.

Les résultats présentés sont basés sur le cas de la tranche de 100 MW construite en France sur la période 2014-2015 ; la phase d'exploitation démarre en 2016 et se termine en 2035. Les montants des taxes perçues sont actualisés afin d'obtenir un montant global pour la tranche de 100 MW. Les retombées fiscales sont ensuite exprimées en euro de retombées perçues par l'Etat par euro investis initialement pour le développement et la construction de la centrale.

Les retombées tiennent à la fois compte des effets directs et indirects.

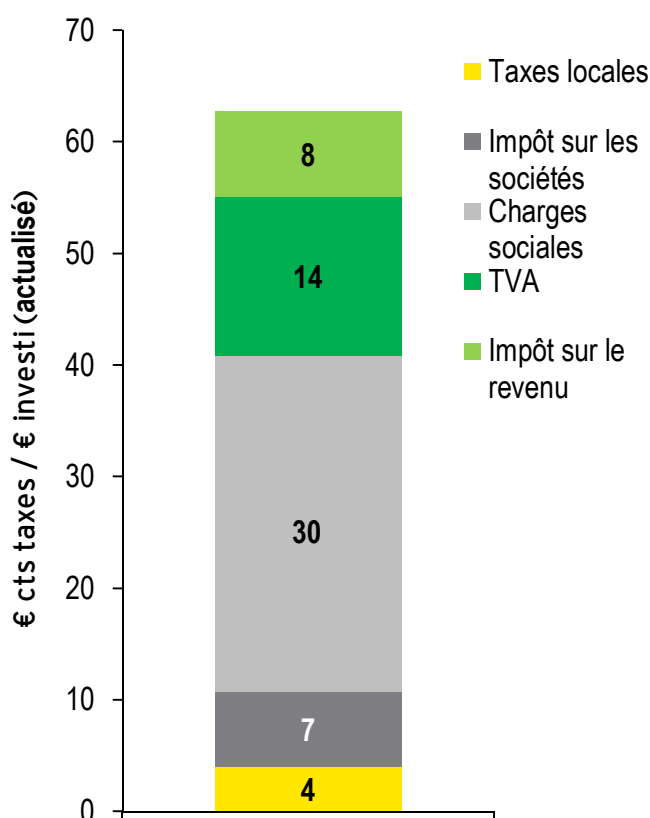


Figure 24: Retombées fiscales en France au cours de l'ensemble de la durée de vie du projet

Au total, pour un euro initialement investi lors de la construction de la centrale, 63 centimes seront directement récupérés sous forme de taxes diverses au cours de la durée de vie du projet. Il est à noter que ce montant est largement supérieur (environ 4 fois) à la valeur calculée pour le cas de la construction et l'exploitation d'une centrale à gaz à cycle combiné dans les mêmes conditions²¹.

Les hypothèses exactes utilisées pour le calcul des retombées sont présentées en annexe. Le calcul ne tient pas compte d'éventuelles mesures de défiscalisation dont bénéficierait le projet et s'appuie sur des paramètres macro-économiques.

Il est à noter qu'il ne s'agit pas d'un calcul d'un retour sur investissement des investisseurs ou de l'Etat car les taxes sont récupérées par les collectivités ou l'Etat et les montants proviennent de l'ensemble des investisseurs impliqués dans le projet (développeurs, institutions financières privées et publiques, etc.).

6.4 Estimation du rapport entre le surcoût de l'électricité produite et les retombées économiques attendues

En considérant le prix envisagé à l'heure actuelle pour la vente de l'électricité produite par des centrales solaires thermodynamiques en France (350 €/MWh²² selon le SER) et en le rapportant au prix de revente de l'électricité défini dans le cadre de l'ARENH²³, le surcoût lié à l'installation de 540 MW de CSP d'ici 2020 s'élèverait à 2,2 milliards d'euros²⁴ au total pour la période 2013-2030.

Toutefois, l'installation de 540 MW de CSP en France entraînerait également une création de valeur ajoutée à hauteur de 1 143 millions d'euros sur cette période auquel on peut ajouter 2 181 millions d'euros par le développement des activités export de la filière, soit un total de 3,3 milliards d'euros sur la période 2013-2030.

Par ailleurs, sur cette période, ces projets se traduiraient par une activité supplémentaire de 82 000 ETP année, dont 27 500 pour la construction et l'exploitation des centrales en France.

²¹ Acciona, EDP Renovaveis, Ernst & Young, Septembre 2012, Analysis of the value creation potential of wind energy policies.

²² Une décroissance annuelle de 2% environ du tarif de rachat de base est prise en compte pour atteindre 300 €/MWh pour les centrales dont la construction débute en 2020.

²³ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-prix-de-l-ARENH.html>

²⁴ Le montant est actualisé au taux de 4%.

Annexe 1 : Méthodologie détaillée

Cette section détaille la méthodologie utilisée pour obtenir les résultats sur les retombées économiques de la filière. Concernant les sources, celles-ci sont indiquées en notes de bas de page dans l'étude et présentées dans l'annexe 2 (bibliographie).

Un taux de change de \$ 1.32 pour 1 € a été utilisé.

L'ensemble des flux financiers (valeur ajoutée et retombées fiscales) sont actualisées avec un taux d'actualisation de 4%.

Approche méthodologique

L'objectif de l'étude est de présenter les impacts en termes de création de valeur ajoutée, d'activité et de retombées fiscales de la filière solaire thermodynamique en France. L'impact du développement de la filière à travers ses activités à l'export a été évalué sur les périodes 2013-2020 et 2013-2030.

Pour l'ensemble de l'étude, afin d'obtenir des résultats plus pertinents, le développement d'un projet a été divisés en 4 phases :

- ▶ Etudes, développement et financement
- ▶ Fabrication des composants
- ▶ Construction et assemblage
- ▶ Exploitation et maintenance

La part de projets « captable » par les acteurs français ainsi que le positionnement des acteurs français sur l'ensemble de la chaîne de valeur a été évaluée sur la base des entretiens réalisés. Une part française dans chaque poste budgétaire a été défini pour le cas d'une centrale installée en France et à l'export.

Hypothèses de coûts

Le coût d'installation de chaque technologie a été évalué sur la base de ressources bibliographiques.

Les estimations de coûts sont effectuées en s'appuyant sur l'hypothèse d'une centrale de référence d'une taille de 50 MW. Il est important de noter que le coût d'installation par MW n'est pas équivalent selon la taille de la centrale. Pour certaines technologies, plus la taille de la centrale est importante, plus des économies d'échelle extrêmement significatives vont pouvoir être réalisées permettant de diminuer le coût d'installation au MW.

Calculs des impacts socio-économiques

Une fois les hypothèses sur l'évolution du marché déterminées, il a été possible de calculer les effets directs sur les entreprises impliquées dans le secteur du CSP.

- ▶ Les effets directs en termes de valeur ajoutée sont déterminés grâce aux investissements réalisés et aux Tables des Entrées Intermédiaires (TEI) spécifiques à la France publiées par l'INSEE et par Eurostat.
- ▶ Les effets directs en termes de création d'activité sont évalués sur la base d'études similaires réalisées sur le secteur du solaire thermodynamique. Les multiples utilisés sont exprimés en emplois par MW installé.

Suite à la quantification des impacts directs, les impacts indirects et induits ont également été calculés:

- ▶ Les impacts indirects sont ceux générés dans les entreprises des autres secteurs de l'économie qui sont impliqués dans les projets sous la forme de fournitures de biens ou de services aux entreprises du secteur.
- ▶ Les impacts induits sont les impacts générés par les dépenses des actifs employés par les acteurs de la filière ou par ses sous-traitants.

Ces effets indirects et induits sont également évalués à l'aide des tables Eurostat spécifique aux secteurs et à la France.

Hypothèses de marché

Sur la base d'information de l'AIE, le marché mondial de CSP est estimé à 14 GW installés en 2018 et 72 GW installés en 2035. Afin de simuler l'évolution du marché, un taux de croissance moyen annuel a été déterminé sur les périodes 2013-2020 et 2020-2030.

Le taux moyen de croissance pour la période 2013-2018 est de 31%

Le taux moyen de croissance pour la période 2020-2030 est de 10%

En s'appuyant sur les objectifs du Plan d'Action National Energies Renouvelables, la capacité installée en France en 2020 est estimée à 540 MW.

Une courbe d'apprentissage a été élaborée sur la base d'une réduction des montants de CAPEX de 10% pour un doublement de la capacité mondiale installée²⁵.

Hypothèse de part française de marché pour chaque typologie de projet

Sur la base des informations fournies lors d'entretien, la part française dans le marché mondial es estimée à 10 et 12 %. Ceci signifie que dans 10 à 12% des cas, lors de la construction d'un projet international, la technologie d'un développeur français sera sélectionnée.

Le chiffre de 10% du marché a été utilisé dans le cadre de l'étude. Ceci n'implique pas pour autant que pour ces projets, l'intégralité des composants et des services soient fournis par des entreprises françaises. Par ailleurs, le cas d'entreprises françaises qui interviendraient sur des projets développés par des entreprises étrangères. Cette hypothèse est conservatrice dans la mesure où elle exclut les retombées possibles à l'export sur les 90% restants du marché du CSP.

Un degré d'implication pour chacune des 4 phases du projet pour les acteurs français a donc été calculé sur la base de l'expertise potentielle, du nombre d'entreprises cibles pouvant fournir le service et sur le degré d'implication des acteurs locaux dans chaque phase. Ce degré a été différencié selon si le projet est installé en France ou à l'étranger.

Phase	France	Export
Etudes, développement et financement	36%	80%
Fabrication des composants	41%	73%
Construction et assemblage	15%	89%
Exploitation et maintenance	20%	100%

Tableau 6: Part de marché française par phase dans les projets CSP en France et à l'export²⁶

Concernant la phase d'exploitation, dans le cas d'un projet à l'export, il a été estimé que les entreprises françaises n'interviendraient que lors de la première année à hauteur de 20% de l'effort total pour assurer la formation des entreprises locales qui seront amenées à exploiter la centrale pendant le reste de la durée de vie de la centrale. Cette hypothèse est également conservatrice dans la mesure où les entreprises à l'origine du projet sont fréquemment sollicitées afin d'assurer la maintenance de pièces qu'elles ont développées au cours de la vie d'un projet. Ces effets ne sont pas pris en compte dans l'étude.

²⁵ IRENA-ETSAP, janvier 2013, Tech Brief E10 Concentrating Solar Power

²⁶ Ernst and Young

Coûts d'installation totaux et répartition des différents postes de coût dans la construction d'une centrale selon la technologie utilisée

Les coûts d'installation ont été déterminés sur la base de centrales d'une taille de 50 MW. Les technologies prises en compte sont les suivantes :

- ▶ Linéaire Fresnel (sans stockage)
- ▶ Cylindro-parabolique (avec stockage de 4 heures environ)
- ▶ Cylindro-parabolique (sans stockage)
- ▶ Tour solaire (avec stockage de 10 heures environ)

Ainsi que spécifié dans l'étude, la technologie Sterling Dish n'a pas été considérée dans les technologies développées par des acteurs français dans la mesure où aucune entreprise ne s'est encore positionnée sur cette technologie à un stade de maturité suffisant.

Technologie (centrale de 50 MW)	Linéaire Fresnel	Cylindro-parabolique (4h)	Cylindro-parabolique	Tour Solaire (10h)
Turchi, C., M. (2010a)		8000	4600	
Hinkley, J. et al. (2011)		7732	7144	
Turchi, C. (2010b)		8950 - 9810		
Fichtner (2010)	3500 - 4500	6000 - 8000	4500	8000-10000
IRENA-ETSAP, 2013		7500-8500	5500-8000	6300-10500
CSP Roadmap IEA 2010	4200 - 8400			
Enelcon	3750	7000		9000
Moyenne (k\$/MW)	3 917	7645	6 049	8760
Moyenne (m€/MW)	2,97	5,79	4,58	6,64

Tableau 7: Coûts d'installation d'une centrale de 50 MW par technologie par MW installé

Type d'équipement ou de service		PT	ST	LF
Champs Solaire	Miroirs et concentrateurs	7%	9%	6%
	Receveurs	8%	7%	12%
	Structure support	13%	10%	21%
	Moteurs et orientation des miroirs	0%	11%	3%
Système caloporteur	Système et fluide caloporteur	9%	2%	7%
	Stockage	7% ²⁷	9%	0%
Power Block		6%	11%	12%
BoP		8%	10%	11%
Construction, génie civil		29%	10%	14%
Développement		12%	20%	14%

Tableau 8: Répartition des coûts d'investissement pour la construction d'une centrale CSP²⁸

Concernant la répartition de la capacité installée par des développeurs français à l'export, 65% a été dédié au LF, 30% au PT (20% avec stockage et 10% sans stockage) et 5% au ST en fonction de la maturité et du nombre d'acteurs présents aujourd'hui sur ces technologies.

Concernant la répartition pour la tranche de 100 MW en France, 70% de la capacité a été dédiée au LF et 30 % au PT.

²⁷ Dans le cas d'une centrale avec système de stockage. Sinon la part dans le coût d'une centrale PT sans stockage est de 0%.

²⁸ Données Ernst and Young sur la base d'information fournies par Enelcon et issues de la publication: Technology Assessment of CSP Technologies for a Site-Specific Project in South Africa, Fichtner, 2010.

Description de la méthodologie de calcul de l'activité générée par effet direct, indirect et induit

Effet direct

- ▶ Les investissements totaux pour la part de marché française sont disponibles à partir des données de marché exprimées en MW installés et des coûts unitaires par MW.
- ▶ Les besoins en financement sont estimés pour les projets développés par des français auxquels on applique la part française et la répartition des coûts par poste budgétaire.
- ▶ Ces investissements dans les différents postes budgétaires sont répartis entre catégorie INSEE suivant la nomenclature NAF rév. 2, 2008.

A partir de ces données, les Tables de Entrées Intermédiaire (TEI) publiées par l'INSEE sont utilisées afin d'obtenir pour chaque catégorie la part de valeur ajoutée pour 1 euro investi dans un secteur donné en France. La compilation des différents résultats pour chaque secteur concerné par le projet permet d'obtenir l'impact direct en valeur ajoutée de la filière.

Les impacts directs en termes d'activité sont évalués grâce à des multiples par MW installées :

Phase	Activité
Etudes, développement et financement	1.0 ETP année
Fabrication des composants	9.2 ETP année
Construction et assemblage	13.3 ETP année
Exploitation et maintenance	0.7 ETP

Tableau 9 : Activité par MW installée pour chaque phase du projet

Ces données ont été compilées sur la base des sources bibliographiques disponibles²⁹.

Il est à noter que les emplois pour l'exploitation et la maintenance sont exprimés en ETP et non en ETP année, étant mobilisés pour toute la période d'exploitation de la centrale.

²⁹ GIZ, 2013 ; IDC 2011 ; SASTELA webiste ; World Bank 2011, Protermo Solar, 2011

Effet indirect

La méthode d'estimation des effets indirects en termes de valeur ajoutée est similaire à la méthode d'estimation de la valeur ajoutée directe.

L'effet indirect repose sur le fait qu'une partie des investissements réalisés est destinée à des consommations intermédiaires pour l'achat de biens et services auprès de fournisseurs.

La consommation intermédiaire directe correspond au volume de commandes passées auprès des fournisseurs de rang 1. Ce volume se décompose en :

- ▶ valeur ajoutée créée par les fournisseurs de rang 1,
- ▶ consommation intermédiaire,
- ▶ part importée.

Les tables INSEE et Eurostat fournissent le détail des catégories de fournisseurs concernées. Ceci permet de tirer la valeur ajoutée générée par les fournisseurs de biens et de services de rang et par un processus itératif des rangs suivants.

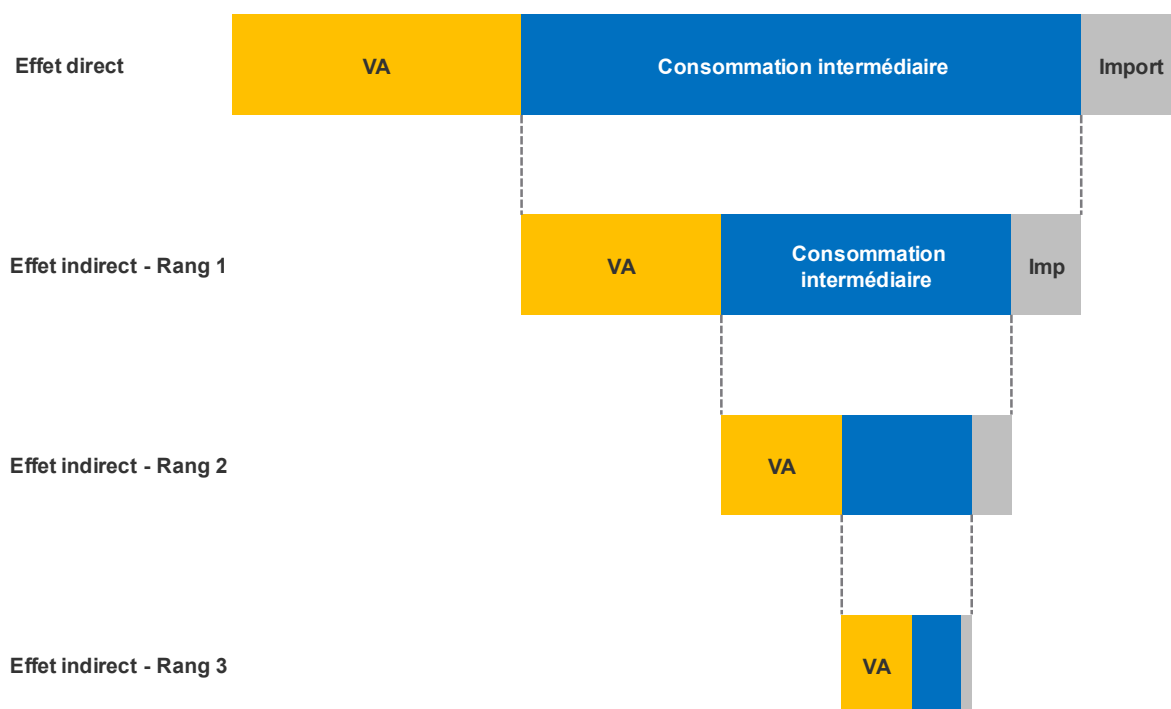


Figure 25: Méthode de détermination par un processus itératif de la valeur ajoutée générée

Les tables Eurostats fournissent également des données concernant la génération d'activité dans chaque catégorie NAF. Ainsi il est possible de mesurer les répercussions en termes d'activité d'un montant d'investissement effectué. La technique est similaire à celle du calcul de la valeur ajoutée avec l'utilisation à chaque rang d'un multiple pour convertir un investissement en emploi.

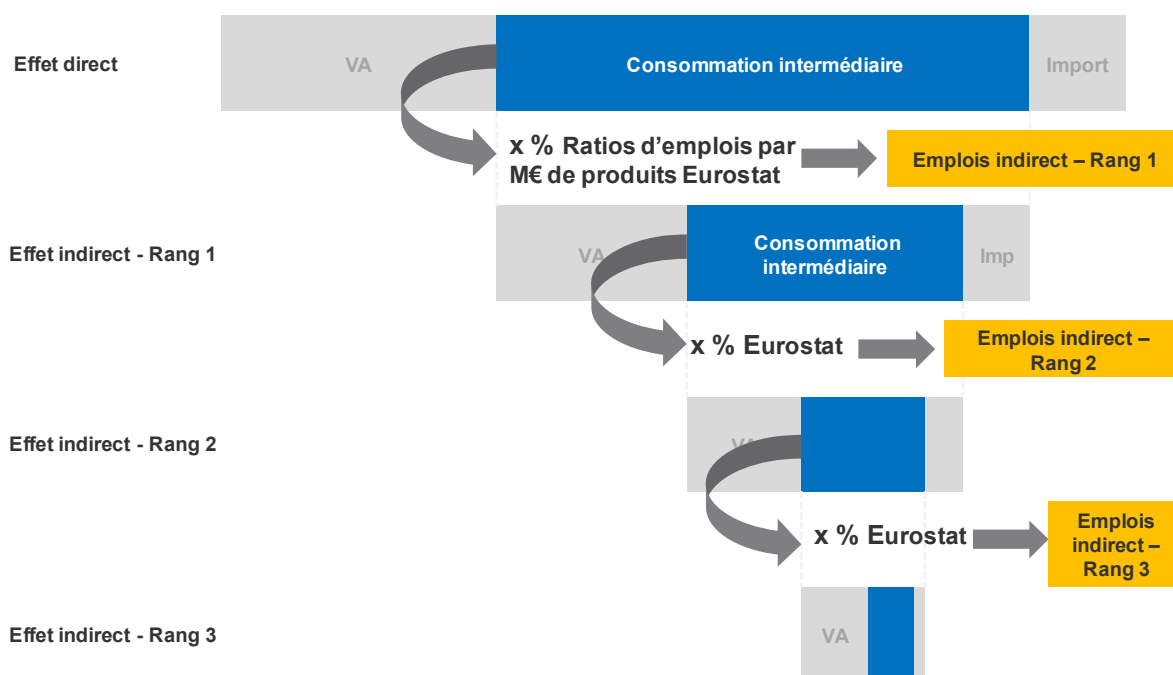
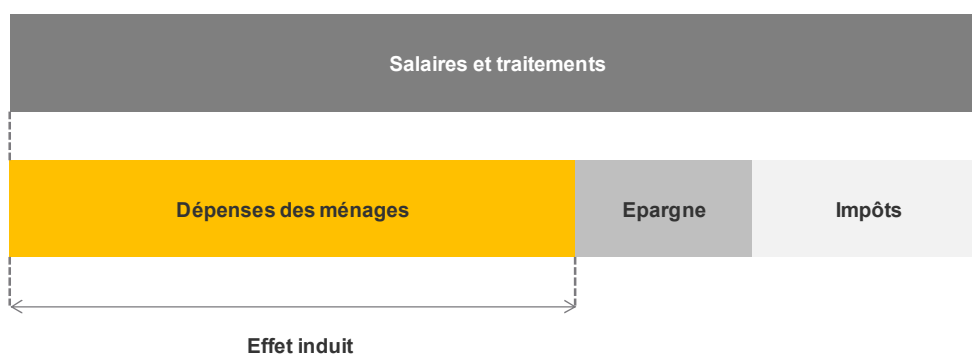


Figure 26: Méthode de détermination par un processus itératif de l'activité générée

Effet induit

Les effets induits sur la contribution au PIB correspondent aux effets générés par les dépenses de la consommation des ménages des salariés des entreprises impliquées directement ou indirectement dans le projet. L'approche suivie est décrite dans le schéma suivant :



Les salaires et traitements directs et indirects sont évalués d'après les emplois quantifiés par secteur d'activité statistique et multipliés par les ratios correspondants de salaires et traitements par employé fournies par les tables Eurostats. Tout comme la consommation intermédiaire utilisée chez les fournisseurs, cette dépense des ménages est injectée dans l'économie et génère des effets qui sont qualifiés d'effets induits.

Hypothèses fiscales

Le calcul s'applique à une tranche de 100 MW installée en France pour un CAPEX total initial de € 370 millions.

L'assiette des différents impôts et taxes considérée est basée sur les calculs des effets directs et indirects précédemment calculés pour cette tranche de 100 MW.

Impôts et taxes	Assise	Taux/Coefficient
Contribution Economique Territoriale	VA	1,5%
TVA		20%
Charges sociales salariés	Salaires et traitements	13,7%
Charges sociales		42,3%
Impôt sur le revenu		14,1%
Impôt sur les sociétés	Bénéfice	33%
IFER	Puissance installée	7 000€ / MW

Figure 27: Méthodologie de calcul des retombées fiscales

Les effets de la phase de construction sont générés sur 2 ans tandis que les effets de la phase d'exploitation sont générés sur les 20 années suivantes. L'ensemble des flux financiers sont actualisés comme pour les autres retombées analysées.

Limites méthodologique du calcul

- ▶ L'intégralité des taxes (dont les taxes locales en particulier) n'ont pas été prises en compte dans la mesure où elles sont susceptibles de changer selon l'emplacement des projets
- ▶ Dans l'ensemble du calcul, aucun dispositif éventuel de défiscalisation n'est considéré
- ▶ Les paramètres tirés de l'OCDE, bien que spécifiques à la France sont macro-économiques.

Estimation du rapport entre le surcoût de l'électricité produite et les retombées économiques attendues

Le rythme d'installation des centrales en France se base sur l'hypothèse du NREAP dans lequel il est prévu une capacité de 540 MW en 2020.

L'hypothèse retenue est une croissance régulière entre 2015 (100 MW en exploitation) et 2022 (540 MW en exploitation). Ceci est en ligne avec l'objectif en prenant en compte le fait qu'en 2020, 540 MW seront installés ou en cours de construction.

La durée du contrat de rachat est de 20 ans et la durée d'exploitation des centrales excède cette durée.

Hypothèses de calcul prises en compte pour la détermination du surcoût engendré :

Hypothèse	Valeur retenue	Source
Facteur de charge pour les centrales	1 840 heures	SER
Tarif initial d'achat d'électricité pour la première année du contrat d'exploitation	350 € / MWh	SER
Evolution du tarif d'achat d'électricité pour la première année	-2,18%	SER (décroissance régulière pour atteindre 300€/MWh pour les centrales dont l'exploitation commence en 2022)
Coefficient L d'indexation	1,006	Donnée calculée sur la base des indices INSEE « ICHTrev » et « FMOABE0000 » entre 2008 et 2012
Tarif de base de l'électricité considéré	42 € / MWh	Donnée ARENH pour l'année 2012 Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie ³⁰
Inflation pour le tarif de vente d'électricité	1,90%	Données Eurostat pour l'inflation moyenne en France sur la période 2008 - 2012 (indicateur « prc_hicp_aind »)

L'ensemble des calculs sont effectués sur la période 2013-2030 par cohérence avec le calcul des impacts de la filière export. Le coût indiqué ne représente donc pas le surcoût total pour l'ensemble de la durée de vie d'exploitation de la centrale.

Les impacts des effets directs, indirects et induits sont ajoutés pour les activités de la filière à l'export et pour la construction des 540 MW en France.

³⁰ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-prix-de-l-ARENH.html>

Annexe 2 : Liste des interlocuteurs rencontrés

- [1] Florent Brunet, Corrine Frasson, AREVA
- [2] Roger Pujol, Anne-Marie Fournier, CNIM, Division Energie Solaire
- [3] Gabriel Castelain, EDF EN
- [4] Eric Vincent, Sebastian Falkenberg, GDF Suez
- [5] Marc Benmarraze, Simon Benmarraze, Sophie Le Conte, Solar Euromed
- [6] Hélène Bru, Total

Annexe 3 : Bibliographie

- [1] Abengoa, February 2013. *Introduction to the Khi and KhasuSolar One projects.*
- [2] Barbara Breitschopf, Carsten Nathani and Gustav Resch, November 2011. *Review of approaches for employment impact assessment of renewable energy deployment.*
- [3] Bright Source and Alstom, February 2013. *Meeting Tomorrow's Solar Energy Needs Today.*
- [4] Bright Source Limitless, November 2012. *Creating and Maintaining a Strong Solar Industry in Africa*
- [5] ESTELA et AT Kearney, Juin 2010, *Solar Thermal Electricity 2025 : Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production*
- [6] EurObser'ER n°215, Mai 2013, *Baromètre thermique et hélio thermodynamique*
- [7] European Solar Thermal Electricity Association, October 2012. *The essential role of Solar Thermal Electricity in Europe.*
- [8] Fichtner (2010), Technology Assessment of CSP Technologies for a Site-Specific Project in South Africa, World Bank & ESMAP.
- [9] GIZ, 2013. Assesment of the localisation, industrialisation and job creation potential of CSP infrastructure projects in South Africa
- [10] Hinkley, J. et al. (2011), Concentrating Solar Power-Drivers and Opportunities for Costcompetitive Electricity, CSIRO, Victoria, March 2011, <http://www.garnautreview.org.au/update-2011/commissioned-work/concentrating-solar-power-drivers-opportunitiescost-competitive-electricity.pdf>
- [11] IDC, 2011. An estimate of the direct employment potential of a greening South African economy
- [12] IEA, 2010, *Technology Roadmap Concentrating Solar Power*
- [13] IEA, 2011, *Solar Energy Perspectives*
- [14] IEA, ETSAP, January 2013, *Concentrating Solar Power Technology Brief*
- [15] IEA. 2010. *World Energy Outlook.*
- [16] IEA. 2011. *World Energy Outlook.*
- [17] Industrial Development Corporation, April 2013. *Feasibility Study to determine the viability of the establishment of a local manufacturing facility of concentrated Solar Power Modules & Components in South Africa.*
- [18] Protermo Solar and Deloitte, October 2011. *Macroeconomic impact of the Solar Thermal Electricity Industry in Spain.*
- [19] SASTELA Website : <http://www.sastela.org/main.html>
- [20] South African National Energy Research Institute. *The role of CSP in developing the green economy The South African Perspective*
- [21] Turchi, C. (2010b), Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model, NREL, BoulderIEA, 2008, *Energy Technology Perspectives 2008*, International Energy Agency, Paris 2010, www.iea.org
- [22] Turchi, C., M. (2010a), Current and future costs for Parabolic trough and power tower systems in the US market, NREL 2010.
- [23] World Bank 2011. *Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power*; Ernst & Young, Fraunhofer Institute

Contacts

Alexis Gazzo

alexis.gazzo@fr.ey.com

+33 (0) 1 46 93 63 98

alexis.gazzo@fr.ey.com

www.ey.com/fr/sustainability/

