



Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie
CVT - Consortium de Valorisation Thématique

Potentiel technologique et économique des filiales PV à haut rendement

Septembre 2017

AVERTISSEMENT

La méthodologie utilisée, ainsi que les résultats obtenus, relèvent de la seule responsabilité des rédacteurs qui ont réalisé l'étude. Ils n'engagent ni l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie (ANCRE), ni l'ensemble des organismes membres de l'Alliance. Les parties intéressées sont invitées, le cas échéant, à faire part de leurs commentaires au CVT Ancre.

Membres du comité de pilotage

- Gilles FLAMANT, CNRS-PROMES, co-animateur du GP4 de l'Alliance ANCRE
- Philippe MALBRANCHE, CEA-INES, co-animateur du GP4 de l'Alliance ANCRE
- Denis MENCARAGLIA, LGEP-SUPELEC
- Laurence MUSSET, CNRS
- Pierre-Jean RIBEYRON, CEA
- Pere ROCA, POLYTECHNIQUE

Équipe projet et Rédacteurs

CEA-Tech Grenoble : Julie CREN, Robert THOMAS

FIST SA – France Innovation Scientifique et Transfert : Dhafira BENZEGGOUTA, Romain LORENTZ, Charles ROGER, Samuel TOCARRUNCHO

La reproduction ou la présentation publique à des fins professionnelles, même partielle par quelque procédé que ce soit, est strictement interdite sans l'autorisation du directeur du CVT Ancre.

La reproduction de cette étude et/ou le transfert de fichier à des tiers sont interdits en respect du code de la propriété intellectuelle. Cette étude est strictement réservée au signataire de l'accord de confidentialité.

Adossé à l'Alliance, **le Consortium de Valorisation Thématique de l'Ancre** a pour objectif d'améliorer l'efficacité et le flux de transfert de technologies de la sphère publique vers les entreprises. Constituées de cartographies de brevets et de publications, d'enquêtes terrain auprès d'industriels français et étrangers et d'analyses de marché, **les études stratégiques mutualisées du CVT Ancre** ont pour but d'identifier des opportunités et de formuler des recommandations sur les filières à promouvoir. La synergie entre experts scientifiques de l'Ancre et analystes en intelligence économique et stratégie apporte une inégalable valeur ajoutée.

ÉTUDES STRATÉGIQUES DU CVT ANCRE PUBLIÉES EN 2017 ET À VENIR EN 2018

- **Enjeux et technologies de refroidissement des Data Centers**
- **La production et les usages des bio-huiles : état des lieux et perspectives**
- **Analyse des scénarios de pénétrations fortes des EnR variables sur les réseaux électriques : méthodologies et conséquences industrielles**
- **Analyse de la prise en compte des sciences de base dans les politiques de recherche sur l'Énergie**
- **Raccordement au réseau et connectique sous-marine des parcs de convertisseurs d'EMR**

- **Quel potentiel du sous-sol dans le stockage d'énergie dans le cadre de la loi de transition énergétique ? (Mai 2018)**
- **Les Combustibles Solides de Récupération (CSR) (Mai 2018)**

Pour en savoir plus :

http://www.allianceenergie.fr/les_études/





Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie
CVT - Consortium de Valorisation Thématique

Remerciements

Nous souhaitons remercier les membres du comité de projet du Groupe Programmatique 4 « Énergies solaires » de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche (Ancre), les équipes d'INES et d'I-tésé ainsi que tous les industriels de la filière photovoltaïque interrogés, pour leur précieuse contribution à ce rapport.

Table de matières

Préambule	7
Synthèse	8
I. Eléments de contexte : le marché des centrales au sol	13
a. Une croissance accélérée en terme de capacité installée annuellement dans le monde	13
b. Les perspectives de développement du solaire en 2030.....	14
c. Evolution du cadre réglementaire : les appels d'offres sur contrat de long terme PPA	15
d. Cas des appels d'offre pour les centrales au sol en France et en Allemagne	16
e. Les acteurs du marché.....	17
II. Le module photovoltaïque – cœur du système.....	18
a. Des différences fondamentales dans la chaîne de fabrication des deux filières.....	19
b. Des différences technologiques au sein des filières	19
i. Les technologies du silicium cristallin	19
ii. Les technologies des couches minces.....	21
c. L'évolution des rendements par filière et technologie.....	22
d. La performance énergétique en condition réelle par filière et technologie	24
i. L'effet de l'irradiation solaire.....	24
ii. Les effets des fortes températures.....	24
iii. Effet de la dégradation des panneaux	25
iv. L'effet du rendement sur la production d'énergie au m ²	26
e. De nombreuses pistes à explorer pour la poursuite de la baisse du prix module	26
i. Des innovations incrémentales tout au long de la chaîne logistique.....	26
ii. Des innovations de rupture mesurée par un nouveau critère : la puissance effective en condition réelle 27	
III. L'investissement dans une centrale au sol de 10 Mwc en 2016 : une distribution 50/50 entre module et BOS	30
a. Le prix du module	30
b. Le coût du BOS : les autres composants de la centrale au sol	31
i. Le terrain	32
ii. L'infrastructure	34
iii. Le raccordement au réseau	34
iv. Le montage / support	37
v. Le tracker uniaxe	37
vi. Le BOS électrique.....	38
vii. L'onduleur et le transformateur/commutateur.....	39
viii. L'installation	39
ix. Les autres coûts BOS.....	40
c. Synthèses de l'investissement BOS	41
i. Le prix de référence du BOS en 2016.....	41
ii. Les dépendances externes du prix du BOS	41
iii. Les différences du BOS en fonction des 4 localisations	42
iv. Evaluation de l'impact d'une augmentation de rendement module sur le prix BOS	43
v. Evolution du BOS à travers les précédentes études et perspectives	44
IV. Les composantes du coût de production de l'électricité photovoltaïque	47

a.	Qu'est-ce que le coût actualisé de l'énergie noté LCOE ?	47
d.	Le productible PV : une énergie inégalement distribuée sur le globe	48
i.	Du rayonnement solaire au productible électrique	48
ii.	La dispersion des valeurs de l'IGH selon le logiciel de simulation	49
c.	Les frais d'exploitation	51
i.	Les composantes des coûts d'exploitation d'une centrale au sol.....	51
ii.	Répartition des coûts d'exploitation annuels en fonction de localisation	52
d.	Le financement : coût du capital WACC.....	53
i.	Structure du financement	53
ii.	Répartition du financement.....	53
iii.	Valeurs du coût du capital	54
V.	Modélisation du LCOE.....	56
a.	Résultat des scénarii aux différentes localisations.....	56
b.	Etude de sensibilité des différentes composantes du LCOE	57
c.	Impact de l'utilisation du tracker sur le LCOE.....	58
d.	Le LCOE 2016 et les prix des appels d'offres de long terme de l'année.....	59
e.	Coût de l'électricité solaire dans le paysage énergétique	60
VI.	Conclusions et perspectives	62
	Références	63
	Liste des figures	64
	Liste des tableaux.....	65
	Acronymes	66
	Annexes	67

Préambule

A la demande du groupe programmatique 4 « Energies solaires » (GP4) de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (Ancre), le CVT a réalisé une étude visant à évaluer « Le potentiel technologique et économique des filières photovoltaïques à haut rendement » au travers de 4 axes majeurs :

- L'analyse des avancées technologiques en cours aux sens de la R&D, avec une étude bibliométrique sur le dépôt de brevets et de publications
- L'identification des verrous scientifiques et technologiques au développement
- L'étude des investissements annoncés dans de nouvelles capacités industrielles
- La prévision de l'évolution du prix de l'électricité délivrée selon les technologies

Ce rapport adresse le dernier sujet ; le coût moyenné de l'électricité appelé LCOE. Dans le cas du photovoltaïque, pour le calculer, il est nécessaire de définir 3 paramètres fondamentaux qui sont :

- **le type d'installation (résidentiel, industriel, centrale au sol),**
- **le lieu d'installation précis (coordonnées géographiques),**
- **l'année et le pays d'investissement.**

Ainsi **la centrale au sol de quelques MWc** raccordée au réseau de distribution, sans contrainte particulière pour l'injection de l'électricité a été prise comme installation de référence, **localisée en France, Allemagne, Italie et Californie.**

Pour réaliser ce travail, des experts académiques des filières photovoltaïques ont été consultés ainsi que des acteurs industriels des centrales au sol français et étrangers comme des équipementiers : fabricants de modules, onduleurs, support-structure, trackers, des installateurs, des investisseurs et des exploitants.

L'étude a permis d'adresser les questions suivantes :

- *Quels coûts d'investissement et de production de l'électricité en 2016 ?*
- *Quelles évolutions du coût de production de l'électricité photovoltaïque peut-on attendre ?*
- *Quel est le potentiel de baisse de coût inhérente à chaque technologie ?*
- *Quelle est l'importance des différentes composantes du LCOE ?*
- *Quel impact de la localisation (niveau d'ensoleillement et politiques locales) ?*

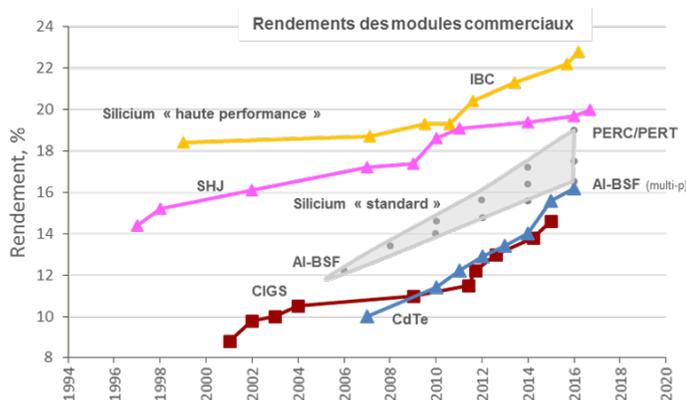
Synthèse

Le solaire photovoltaïque (PV) a connu une croissance et une transformation rapides au cours de la dernière décennie avec, en moyenne, un doublement de la capacité installée tous les deux ans. Entre 2000 et 2016, la capacité mondiale de solaire PV installée est passée de moins de 1 GWc à plus de 300 GWc, ce qui fait de cette technologie le moyen de production d'électricité avec la croissance en termes de capacité installée la plus rapide durant cette période. Les prévisions de capacités installées en 2030 sont de l'ordre de 1 TW selon l'IEA et au minimum de 3 TW selon les experts du GA-SERI (Global Alliance of Solar Energy Research Institutes ; NREL, ISE, AIST).

Initialement tiré par des politiques de soutiens de pays de l'OCDE, le marché du PV se déplace aujourd'hui vers l'Asie et les pays émergents sans subvention.

Le cœur du procédé, le module photovoltaïque, se décline en plusieurs technologies portées par **des innovations visant l'augmentation des rendements et la baisse des coûts**. Pour ces deux critères, les courbes d'évolution témoignent là encore, de la constante et du dynamisme remarquable du photovoltaïque.

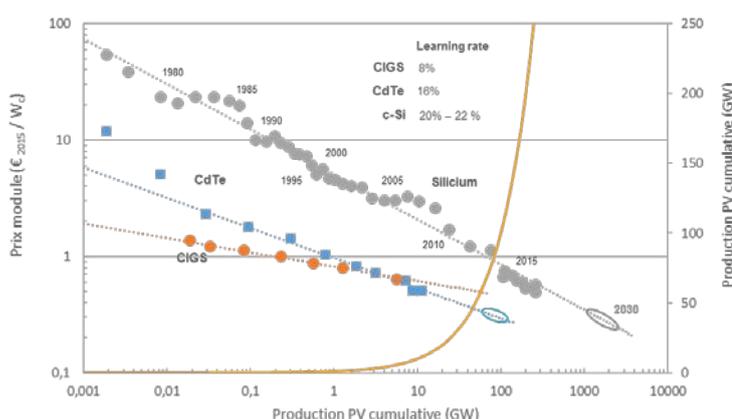
Figure 1 : Evolution des rendements modules commerciaux



Source : CEA, FIST

Figure 4 : Les courbes d'apprentissage pour les technologies du PV

La baisse du prix des modules a été corrélée à l'augmentation de la capacité PV cumulée au cours du temps donnant ainsi l'expression d'une courbe d'apprentissage au facteur de progrès d'environ 20 % pour le silicium, qui se vérifie depuis 30 ans. Elle peut être vue comme une baisse de 20 % du prix à chaque doublement de la capacité cumulée.



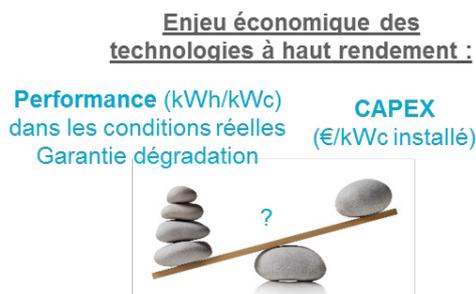
Il existe deux filières PV majeures qui se distinguent par le substrat utilisé et la nature de la couche active : le silicium cristallin qui détient plus de 90% du marché et les couches minces.

Au sein des modules silicium cristallin, l'architecture longtemps majoritaire Al-BSF (aluminium back-surface field) est progressivement remplacée par les designs PERC

(passivated emitter rear cell). Les différentes étapes de procédé, communes avec l'Al-BSF, facilitent la reconversion des usines pour un gain en rendement à présent de 1 à 2% (module commercial Al-BSF 16-18 % et PERC 17-19 % selon que la plaquette est multi/mono et type p ou n).

On compte d'autres architectures de cellules qui permettent d'atteindre des performances encore plus grandes, comme le module IBC (interdigitated back contact) de Sunpower à 22,2 % ou encore le module SHJ (silicium hétérojonction) de Sanyo/Panasonic à 19,7 %.

D'un point de vue économique cependant, ces modules restent plus chers et s'imposent difficilement sur le marché des centrales au sol. La quantité d'énergie produite au m² de surface, n'en demeure pas moins un atout majeur en particulier sur le marché des toitures résidentielles et commerciales portées aujourd'hui par les directives sur les bâtiments BIP avec un potentiel de 4 TW de capacité PV dans le monde selon l'OCDE/IEA. En outre, ces deux technologies à hauts rendements offrent de bonnes performances dans les conditions de températures élevées et faible irradiance.



Au sein des modules couches minces, on compte deux technologies majeures portées par un nombre restreint de gros producteurs : la technologie CdTe (cadmium telluride) par First Solar et CIGS (cuivre indium gallium diselenide) par Solar Frontier. La technologie silicium amorphe, a vu son développement commercial se réduire considérablement ces dernières années, avec la sortie des principaux acteurs du fait de son rendement limité.

Si les rendements de la filière ont augmenté de manière remarquable ces dernières années de 0,8 %/an (0,4 % pour les modules silicium), ils restent inférieurs à la technologie standard silicium. En revanche, les couches minces se distinguent par leur bonne tenue aux fortes températures permettant d'augmenter le rendement global du système de près de 6 % dans les régions proches de l'équateur.

Selon nos entretiens, si les constructeurs de centrales au sol n'ont pas de parti-pris sur le choix de la filière module, le développement de systèmes d'appels d'offres de long terme pour les centrales au sol ainsi que les faibles taux d'emprunt les amènent à considérer la quantité d'énergie produite par an en condition réelle au même titre que l'investissement initial. Ces deux valeurs se retrouvent dans le calcul du LCOE (Levelized Cost Of Energy). En revanche, sur ce segment, le critère du rendement reste secondaire avec un gain sur le terrain et le système global de quelques ~15 €/kWc par point de rendement, trop faible pour compenser le prix plus élevé des modules.

Le LCOE est depuis peu devenu un critère clef du PV utilisé pour déterminer si l'installation pourra atteindre la parité réseau 'grid parity', c'est-à-dire le prix marché de l'électricité. De nombreuses études menées sur le sujet présentent des résultats très différents selon la localisation, le type d'installation, ou encore l'année de l'étude autrement dit l'ancienneté des données d'entrée.

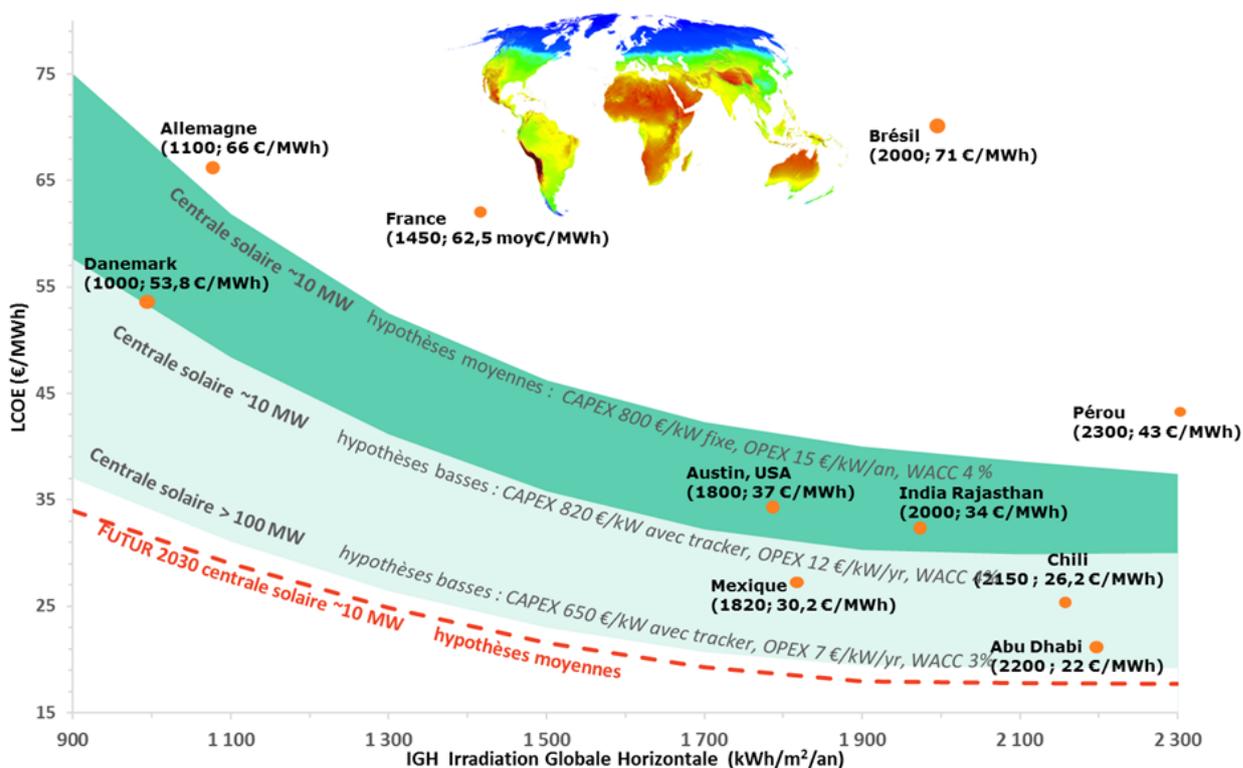
De fait, face à une énergie en constante évolution technique et économique, les résultats sur le LCOE deviennent rapidement obsolètes. L'étude de l'ANCRE s'est appliquée à définir le coût moyen de l'énergie produite par une centrale solaire de quelques MWc dans le contexte 2016, en s'appuyant sur des entretiens menés auprès d'experts académiques ainsi que d'acteurs industriels des centrales au sol en France et à l'étranger : équipementiers, installateurs, investisseurs et exploitants.

Chaque composante rentrant dans le calcul du LCOE a été analysée. Ainsi, l'investissement dans une centrale de quelques MWc se situe entre 750 et 950 €/kWc

avec des différences notamment dues au terrain et aux conditions de raccordement au réseau. Le coût opératoire a été estimé entre 15 et 30 €/kWc/an suivant les frais de raccordement et les taxes applicables à l'exploitant. Du fait de la maturité de la technologie et dans un contexte financier avantageux où les projets de centrales sont considérés désormais comme des investissements recherchés, sûrs, de long terme, la concurrence interbancaire et entre investisseurs a vu la réduction des taux de financement conduisant à un WACC (weighted average cost of capital) global de 3 à 4 % sur 25 ans. Sur la base de ces paramètres, nous estimons que le coût moyen de l'énergie électrique photovoltaïque 2016 s'établit entre 22 €/MWh à Abou Dhabi (IGH de 2200 kWh/m²/an) et 54 €/MWh à Copenhague (IGH de 1000 kWh/m²/an), globalement en ligne avec les résultats des appels d'offres récents.

Par ailleurs, selon nos projections, en 2030, l'écart devrait se réduire pour tendre vers des valeurs comprises entre 20 et 40 €/MWh (IGH entre 2200 et 900 kWh/m²/an), et dans les zones favorables en Europe (IGH > 1300) un prix en dessous de 30 €/MWh sera possible.

Figure 6 : Courbes de référence du LCOE en fonction de l'irradiation (kWh/m²/an) et prix d'achat des appels d'offres de long terme en 2016



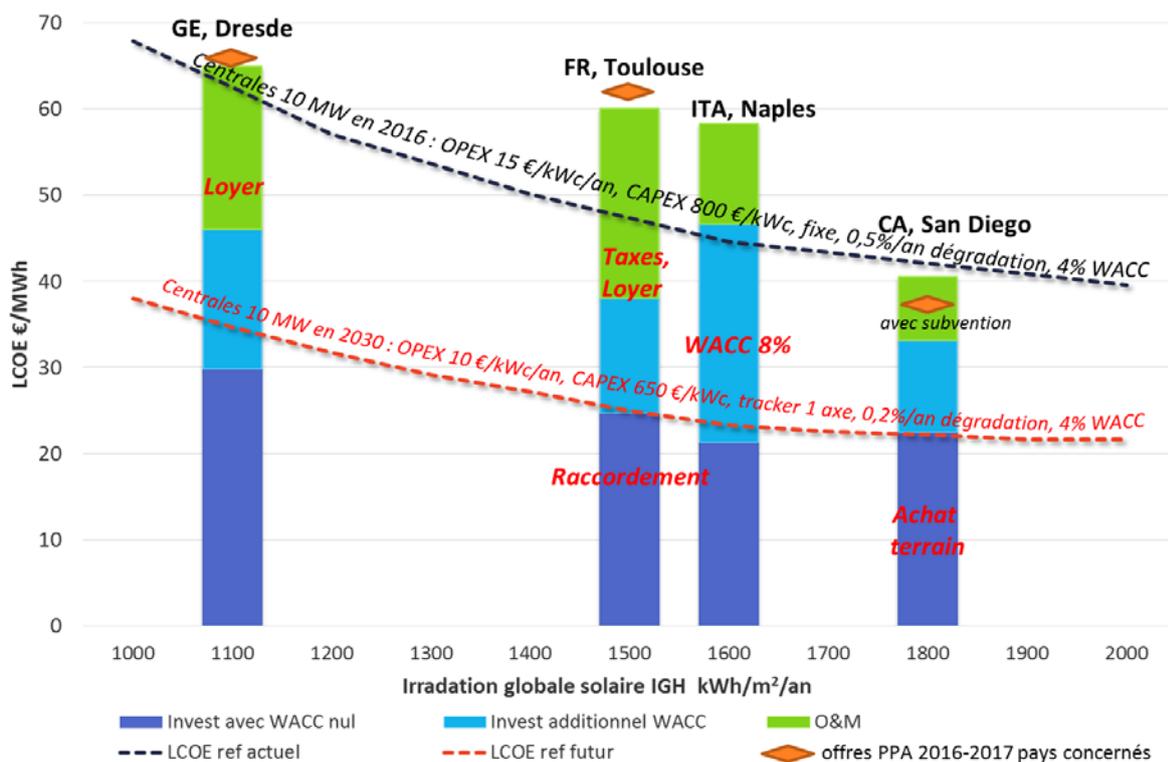
Le tracé des courbes issues du modèle du LCOE₂₀₁₆ en fonction de l'irradiation peut être rapproché des derniers appels d'offres de long terme et ainsi montrer la faisabilité des records de 2016 sous les 30 €/MWh dans un contexte favorable. En revanche, cette approche générale n'est pas suffisante pour expliquer certaines différences comme par exemple le résultat du dernier appel d'offres en France avec une moyenne de 62,4 €/MWh comparée à l'offre danoise à 53,8 €/MWh dans un pays avec 30 % en moins d'ensoleillement.

Une analyse plus précise du contexte local de la France, de l'Allemagne, de l'Italie et de la Californie, a permis de souligner l'impact sur le LCOE des particularités locales montrant par exemple que hors coût des matériaux relativement standardisé quel que

soit le pays, le coût du terrain et sa viabilité, le coût de raccordement ainsi que les taxes locales et d'exploitation pouvaient présenter de fortes variations.

La France, comparée aux autres pays étudiés, est ainsi apparue davantage pénalisée par des contributions réseau, des taxes d'exploitation ainsi qu'une forte tension sur les terrains éligibles.

Figure 7 : Courbes de référence du LCOE en 2016 et 2030 en fonction de l'IGH et décomposition du LCOE pour 4 localisations choisies



L'énergie solaire, replacée dans le paysage énergétique, figure désormais en tête des énergies renouvelables, voire devant les énergies conventionnelles dans les localisations bénéficiant d'un ensoleillement favorable [LAZARD_16]. La figure suivante reprend le LCOE des énergies conventionnelles calculé par l'IEA-NEA dans son rapport 2015 [IEA-NEA_15], complétée par les valeurs issues du modèle 2016 des centrales solaires développées pour le CVT ANCRE.

Figure 8 : Positionnement du LCOE calculé pour les centrales au sol PV par rapport aux autres générateurs conventionnels déterminés dans le rapport de l'IEA-NEA édition 2015 pour un WACC de 3%



Si la question du caractère variable de cette énergie rend la comparaison avec les générateurs conventionnels imparfaite, il n'en demeure pas moins que les énergies renouvelables et en particulier le solaire ces dernières années, sont devenues de plus en plus compétitives du point de vue des coûts. **Selon le dernier rapport du réseau REN21 [REN21_16], elles peuvent être désormais considérées comme des sources d'énergie ordinaires.**

Dans les quinze prochaines années, un grand nombre d'innovations incrémentales devraient encore permettre de baisser les coûts de production des modules et du « Balance of System » (BOS) de l'ordre de 25-30 % selon les prévisions de l'ITRPV. Certains acteurs interviewés prédisent une baisse plus réduite de l'ordre de 1 % par an, mais c'est certainement sans compter sur des innovations de rupture comme **le concept du module bifacial, les modules hybrides** avec de nouveaux matériaux comme les pérovskites et **la généralisation du tracker pour accroître la performance énergétique des installations.**

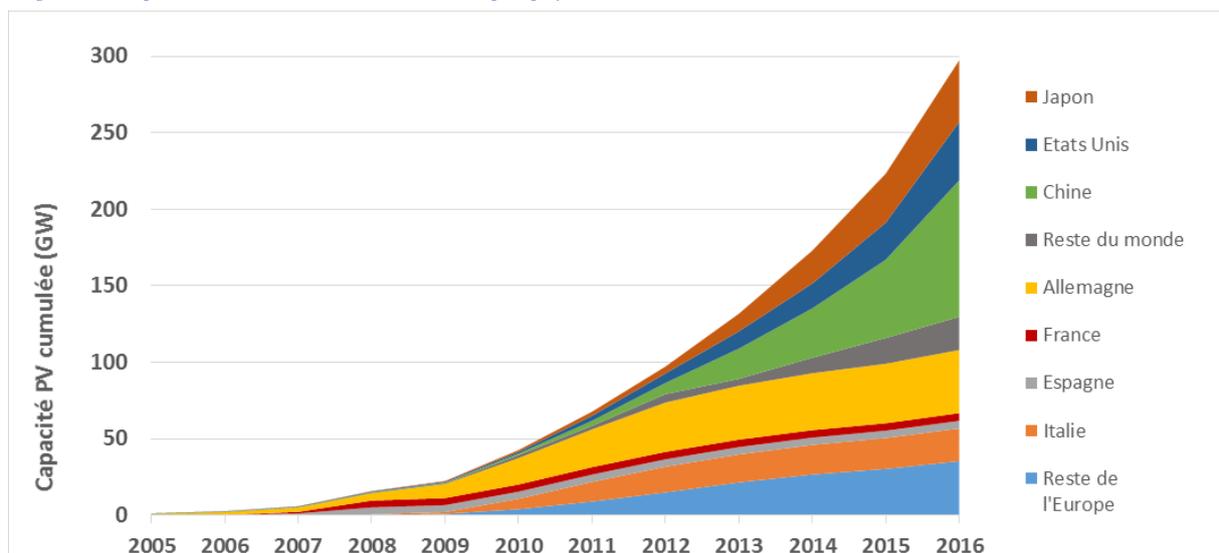
Si le déploiement massif du solaire paraît inéluctable, les enjeux de l'intégration de cette énergie variable se posent ainsi que la prise en compte de nouveaux usages rendus possibles par les modules innovants (substrats flexibles, couches minces, OPV) pour lesquels le CNRS et le CEA sont déjà positionnés. Une étude sur les systèmes et leur intégration permettrait d'étudier les opportunités offertes au secteur industriel soutenu par la recherche (via le stockage, et les technologies numériques pour la gestion de l'énergie).

I. Éléments de contexte : le marché des centrales au sol

a. Une croissance accélérée en terme de capacité installée annuellement dans le monde

Le solaire photovoltaïque (PV) a connu une croissance et une transformation rapides au cours de la dernière décennie avec en moyenne un doublement de la capacité installée tous les deux ans, comme illustré par la figure suivante.

Figure 9 : Capacité installée cumulée solaire PV par pays



Sources: IRENA, Global Market Outlook 2017-2021 (2016)

Entre 2000 et 2015, la capacité mondiale de solaire PV installée est passée de moins de 1 GWc à plus de 220 GWc [REN21_16], (WEC, 2016). En 2016, la capacité installée augmente de +50% par rapport à 2015 et franchit le cap des 300 GWc de puissance cumulée installée [Global Solar EU_17]. Une telle progression, fait de cette technologie **le moyen de production d'électricité avec la croissance en termes de capacité installée la plus rapide durant cette période**. En 2015, le solaire PV représente au niveau mondial 20 % des nouvelles capacités de production d'électricité et 4 % de l'ensemble des capacités installées. La production solaire mondiale est estimée en 2015 à 233 TWh pour 222 GWc installés et représente 1 % de la consommation électrique (WEC, 2016).

A partir des années 2000, elle bénéficie du soutien financier des pays de l'OCDE dans le cadre de la mise en œuvre de leurs objectifs EnR. Parmi les politiques incitatives, on relève : les tarifs d'achat (feed-in tariff), essentiellement en Europe, les normes obligatoires, surtout aux USA, des budgets de R&D significatifs (USA, Allemagne), ou un soutien direct à l'industrie (c'est le cas de la Chine qui est devenue leader dans la production de systèmes PV et le déploiement de nouvelles capacités sur son territoire national).

Le marché du solaire PV s'est développé rapidement au cours des dix dernières années dans plusieurs pays de l'OCDE en particulier l'Espagne, l'Allemagne, l'Italie, le Japon et dans une moindre mesure les Etats-Unis. De 2005 à 2011, l'Europe a gardé une part du marché solaire d'au moins 70 % avec la présence constante de l'Allemagne et, à tour de rôle, l'Espagne et l'Italie. A partir de 2011, le marché s'est déplacé de plus en plus en dehors de l'Europe avec de fortes augmentations de capacité installée aux Etats-Unis, en Chine et au Japon. Par exemple, à partir de 2012-2013, la Chine a installé plus de 42 GWc en moins de 5 ans.

Cette croissance exponentielle du solaire PV en Chine s'inscrit dans la continuité de l'émergence de la Chine comme pays leader pour l'offre de modules photovoltaïques depuis 2005-2006. Elle permet en effet de répondre à leur problème de surproduction et à la mise en place de barrières sur les marchés US et européen, tout en contribuant à l'évolution prévue de la part du photovoltaïque dans leur mix énergétique : 100 GWc en 2020, 1100 GWc en 2030.

Enfin, le solaire PV pénètre actuellement dans de nombreux pays hors OCDE avec, pour le moment, une croissance plus mesurée qu'en Chine. En particulier, l'Inde a installé près de 5 GWc au cours des cinq dernières années mais porte des ambitions importantes dans ce domaine (100 GWc à l'horizon 2022).

L'accélération du volume du marché du solaire PV s'explique aussi par le passage de petites installations à des installations au sol centralisées de grande capacité (> 1 MWc) qui permettent de bénéficier d'effets d'échelle. C'est notamment le cas dans plusieurs pays du sud (par exemple, Mexique, Chili, Maroc, Emirats Arabes Unis) qui développent leurs programmes dans ce domaine à travers des modèles sans subvention directe sous la forme de contrats long terme d'achat d'énergie renouvelable (power purchase agreement PPA). **Le marché du PV initialement tiré par les politiques de soutien des pays de l'OCDE se déplace vers l'Asie et les pays émergents sans subvention.**

b. Les perspectives de développement du solaire en 2030

Plusieurs prévisions récentes anticipent un développement important du solaire PV à l'horizon 2030/2040. Selon certains acteurs (EU JRC, IRENA et IFC, ...), le marché annuel mondial du PV passerait de 50 GWc en 2015 à 100 GW en 2020 (scénario médian), l'Europe s'effaçant devant la Chine, les USA et l'Inde. La capacité PV installée dans le monde pourrait doubler d'ici 2020 pour atteindre 500 à 700 GWc. Les scénarios les plus bas pour 2030 (Shell, BP, Exxon Mobil, IEA, ...) prévoient près de 1000 GWc de PV installés dans le monde, les scénarios médians (Bloomberg) près de 1800 GWc et les scénarios hauts (Global Alliance of Solar Energy Research Institutes (NREL, Fraunhofer, AIST)) au minimum 3000 GWc [NREL, 2016] de capacités PV dans le monde en 2030. Ce dernier envisage même la possibilité d'un objectif de 20 TW de solaire PV à l'horizon 2040.

Ces prévisions représentent en moyenne l'installation de 85 GW/an entre 2015 et 2030 et 120 GWc/an entre 2030 et 2040 par rapport à un niveau de 45 GWc installés en 2015 et 75 GW installés en 2016.

Tableau 1 : Prévisions de développement du solaire PV à l'horizon 2030/2040

	NREL/ Fraunhofer Global Alliance of Solar Energy Research Institutes	Bloomberg New Energy Outlook 2016	AIE Solar PV Technology Roadmap 2014 – 2DS Hi-Ren	ANCRE Decarbonization Wedges 2015
2030	3 000 GWc	1 800 GWc	1 700 GWc	900 GWc
2040	20 000 GWc	3 700 GWc	4 700 (2050)	1 900 GWc

Si le marché du PV offre des perspectives de très forte croissance, il a néanmoins jusque-là été porté principalement par des politiques publiques (en particulier par des tarifs d'achat très incitatifs en Europe). Nous verrons dans le paragraphe suivant, une analyse de l'évolution du cadre réglementaire et des mécanismes de soutien en Europe et dans le monde.

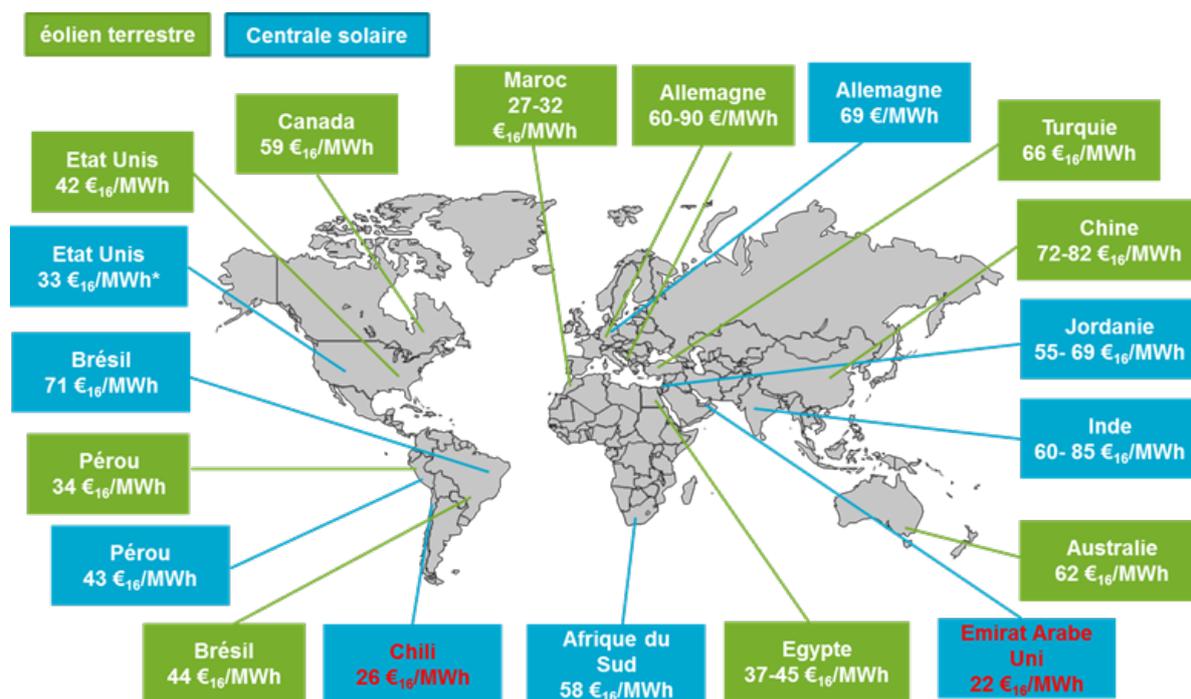
c. Evolution du cadre réglementaire : les appels d'offres sur contrat de long terme (PPA)

Différents mécanismes peuvent être utilisés pour soutenir les énergies bas carbone : en particulier les tarifs d'achat, le complément de rémunération (feed-in premium), les appels d'offres et les normes de portefeuille renouvelables (renewable portfolio standards) sont les principaux instruments utilisés dans les pays de l'OCDE. Ces dernières années, les ventes aux enchères pour les contrats de long terme se généralisent dans le monde.

Les contrats de long terme, appelés PPA pour Power Purchase Agreement, garantissent aux lauréats de l'appel d'offres d'écouler leur production à un prix fixé. Contrairement aux tarifs d'obligation d'achat, le prix d'achat n'est pas administré mais résulte d'une mise en concurrence des producteurs et d'autre part est limité dans le volume d'installations.

L'évolution des prix des appels d'offres sur contrat de long terme représente un marqueur très utile de l'évolution du marché et reflète en grande partie la baisse des coûts d'investissement. Les récentes réponses à appel d'offres témoignent d'une baisse importante des prix des centrales solaires PV au sol, notamment dans les régions qui bénéficient des meilleures conditions d'ensoleillement. L'année 2016 a connu en particulier une succession de records de prix de vente sous le seuil symbolique des 30 €/MWh, vu comme le prix marché de l'électricité dans le monde.

Figure 10 : Appels d'offres de long terme récents sur les Energies Renouvelables – projets réceptionnés en 2016-2019



Source : AIE

Parmi ces projets récents, les prix se situent par exemple sous les 50 \$/MWh au Mexique et au Pérou. Au mois de mai, un appel d'offres pour le développement de grandes centrales photovoltaïques en Zambie a été remporté par un projet proposant 60 \$/MWh, soit le plus bas tarif d'énergie solaire jamais vu en Afrique. A Dubaï (centrale de 800 MWc) et au Chili (120 MWc), les derniers contrats ont été signés à 29 \$/MWh. Le dernier appel d'offres à Abou Dhabi (septembre 2016) a reçu une offre à 24 \$/MWh d'un

consortium sino-japonais (JinkoSolar- Marubeni). Cette situation témoigne d'une baisse des coûts manifeste, mais aussi d'un contexte très concurrentiel où il est difficile d'avoir une vision claire sur les marges d'acteurs qui anticipent sur des réductions de coûts futures au moment du montage des projets. La mise en service des installations et les premières productions pour la plupart de ces contrats sont néanmoins prévues autour de 2018, au plus tard 2020.

d. Cas des appels d'offres pour les centrales au sol en France et en Allemagne

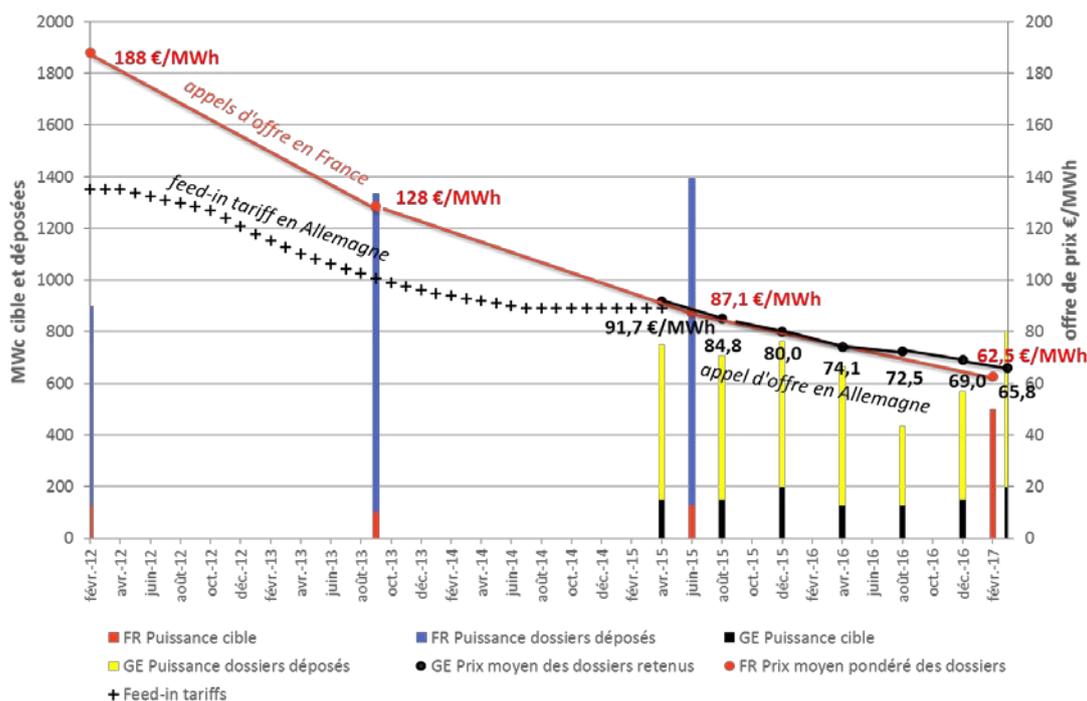
Depuis 2012, la France expérimente les systèmes d'appels d'offres notamment pour les centrales au sol avec 4 appels d'offres espacés dans le temps en 2012, 2013, 2015 et 2017. Les cahiers des charges spécifiques aux centrales au sol portent sur des puissances entre 500 kWc et 17 MWc. Pour les années 2017 jusqu'à mi-2019, une augmentation sensible du nombre d'appels d'offres est prévue avec 6 dates de dépôt programmées sur la période pour une capacité cumulée de 3000 MWc.

Les réponses aux appels d'offres traitées par la CRE et la DGEC avec une certaine confidentialité (seuls les prix moyens, minimum et maximum des dossiers complets sont communiqués et non pas les prix des dossiers retenus) suggèrent une baisse importante des prix des offres au cours des cinq dernières années : les prix ont ainsi baissé d'environ 30 % entre chaque appel d'offres. On observe également que la réponse à cette catégorie d'appel d'offres reste très dynamique, avec en moyenne une puissance des dossiers déposés 8 à 10 fois supérieure à la puissance recherchée.

Ainsi, le prix moyen des dossiers déposés pour des installations au sol a baissé en France de 67 % entre mi-2012 et début 2017, passant d'un prix moyen de 188 €/MWh à un prix de 62,5 €/MWh.

En Allemagne, la loi de 2014 sur les énergies renouvelables (EEG2014) a remplacé le tarif réglementé en 2014 par un système d'appels d'offres espacés de 4 mois, pour les centrales au sol de moins de 10 MWc. Ainsi depuis avril 2015, pas moins de 6 appels d'offres ont eu lieu avec un prix moyen toujours décroissant passant de 91,7 à 69 €/MWh en moins de 2 ans, soit une baisse de 25 %.

Figure 11 : Prix moyen des dossiers déposés pour les installations au sol pour les appels d'offres sur contrat de long terme en France et Allemagne



Source : CRE - EEC 4

Un fait pour le moins inédit : lors de l'appel d'offres allemand de décembre 2016, ouvert au Danemark par un accord transfrontalier, les premiers 50 MWh ont été remportés par 5 projets danois avec un tarif moyen de 53,8 €/MWh, soit 22 % en dessous du tarif moyen des offres sur le territoire allemand. Une différence argumentée en particulier par l'absence de restriction sur l'utilisation des terres agricoles au Danemark.

En effet, en France comme en Allemagne, des règles sur l'occupation du territoire encadrent l'implantation des centrales solaires afin d'éviter les conflits d'usage des terrains notamment avec les terres agricoles et les zones forestières. Ainsi dans ces pays, l'accès au terrain devient un enjeu majeur dans les réponses aux appels d'offres (ce sujet sera détaillé dans le chapitre III).

e. Les acteurs du marché

Au cours des dix dernières années, la Chine a rapidement pris une place dominante sur le marché des cellules et modules photovoltaïques avec, en 2015, près de 70 % des modules vendus.

Cette arrivée rapide de la Chine sur ce marché s'explique principalement par les faibles barrières techniques pour la production de cellules et de modules, un accès facilité au crédit qui a permis l'achat de chaînes de production auprès de fournisseurs d'équipements dans les pays industrialisés (et en particulier l'Allemagne), et par un coût de l'énergie et de la main d'œuvre faible.

Figure 12 : Top 10 des volumes de vente de modules en 2015 (MWh)



Source : IEA

Si la Chine occupe une position dominante sur le segment de la fabrication des cellules et modules photovoltaïques, la situation est longtemps restée plus contrastée pour le reste de la chaîne de valeur, même si la Chine avance désormais rapidement sur ces segments.

En amont de la chaîne de valeur, les équipementiers allemands en particulier conservent un rôle important dans le domaine des machines-outils nécessaires à la fabrication des cellules et des modules photovoltaïques.

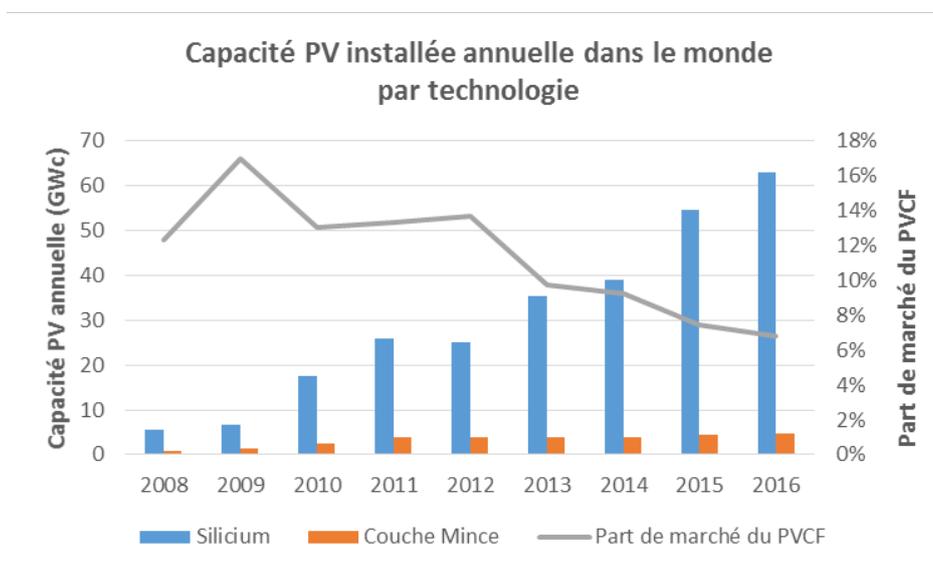
En aval de la chaîne de valeur, au niveau de l'intégration des systèmes photovoltaïques mais aussi de leur commercialisation, il est raisonnable d'avancer que la création de valeur sera de façon importante structurée par son positionnement vis-à-vis du réseau pour les grandes centrales (e.g. mini-grid, technologies de stockage et perspectives de l'autoconsommation) et par la structuration de nouveaux modèles d'affaires (e.g. prestataires de flexibilité). Dans cette perspective, la proximité avec les consommateurs apparaît comme un facteur important de réussite.

II. Le module photovoltaïque – cœur du système

Le marché actuel du module PV présente une offre étendue de technologies qui peuvent être rassemblées en deux grandes filières : la filière originelle silicium cristallin et la filière couche mince. Cette dernière, basée sur de nouveaux matériaux a profité de la hausse du prix de polysilicium dans les années 2000 pour proposer une alternative aux technologies silicium.

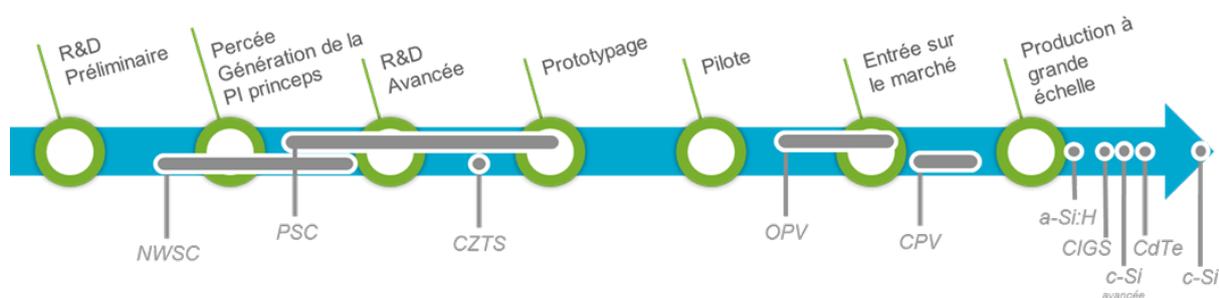
Moins chère jusqu'en 2013, elle est rejointe par le silicium. Depuis, les deux technologies sont à la course à la baisse des prix avec un léger avantage, semblerait-il, au silicium depuis 2015 (source PVInsights). En outre, le module silicium reste de loin le plus représenté sur le marché. Depuis 2010, la filière couche mince accuse une perte de part de marché et représente en 2016 moins de 8 % du marché.

Figure 13 : Evolution du prix marché et capacité installée annuelle pour les 2 filières silicium cristallin et couche mince de 2010 à 2016



Cette étude s'intéresse aux technologies avancées à haut rendement de chaque filière. Les technologies émergentes : Pérovskites, OPV, cellules à nanofils, encore au stade de développement ne sont pas abordées ici mais ont été étudiées dans la phase 1 de l'étude portant sur l'état de l'art des avancées technologiques. La figure suivante rappelle le positionnement de chaque technologie photovoltaïque, abordée dans le cadre du projet, sur l'échelle de maturité technologique.

Figure 14 : Positionnement des technologies PV à haut rendement par niveau de maturité



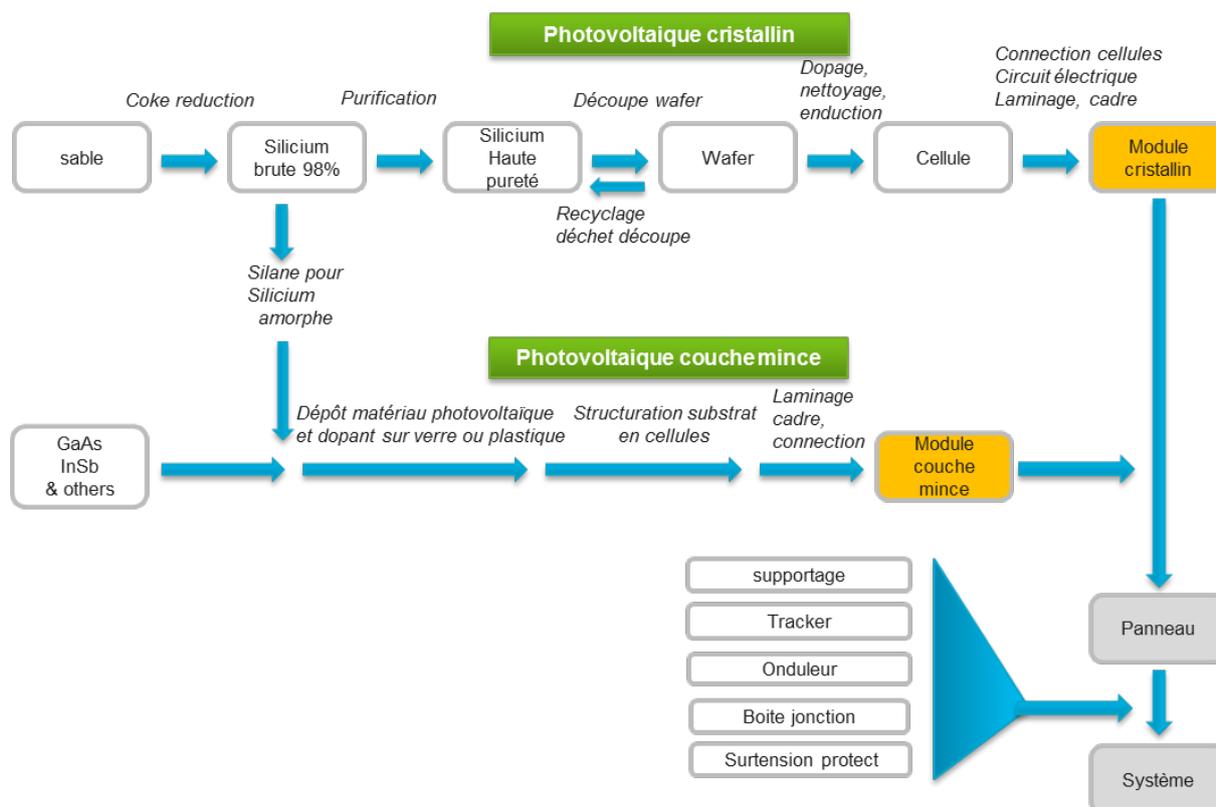
Source : FIST SA, 2016

a. Des différences fondamentales dans la chaîne de fabrication des deux filières

Le procédé de fabrication d'un module cristallin comprend 4 étapes distinctes : la production du silicium, la production de lingots et wafers, la production de cellules et enfin la production de modules.

Les couches minces, désignées ainsi en raison d'une couche semi-conductrice environ 1/100^{ème} fois plus fine que les cellules cristallines, ne comprennent qu'une étape de production ne pouvant être séparée. Le procédé débute par le dépôt d'une couche photo-active sur le substrat, ce dernier pouvant être du verre ou un film transparent. Ensuite, le film est structuré en cellules équivalentes au c-Si.

Figure 15 : La chaîne de valeur des deux filières PV silicium cristallin et couche mince



Source : CEA

b. Des différences technologiques au sein des filières

Les deux filières PV majeures se distinguent, avant tout, par le substrat utilisé et la nature de la couche active. Mais dans chaque filière, plusieurs choix de matériaux et de procédés existent.

i. Les technologies du silicium cristallin

Des différences dans le procédé de fabrication peuvent apparaître à plusieurs étapes de la conception donnant lieu à plusieurs technologies de cellules.

Ainsi, la première différence peut intervenir dans la cristallisation du silicium. On distingue ainsi le **monocristallin** et le **multicristallin**. Le monocristallin donne généralement de meilleurs rendements de cellule mais son procédé est aussi plus coûteux. Réalisé à partir de silicium de qualité microélectronique 9N, sa fabrication suit la méthode de Czochralski qui consiste à tirer un cristal parfaitement cristallin à partir d'un

germe plongé dans un bac de silicium fondu. Cette méthode nécessite des temps de réaction élevés et une consommation énergétique très importante. Dans le cas du multicristallin, on part d'un silicium moins pur issu des déchets de silicium électronique ou silicium métallurgique que l'on fond dans un creuset en quartz. Ce procédé de coulage des lingots en blocs est beaucoup plus rapide et moins coûteux en énergie.

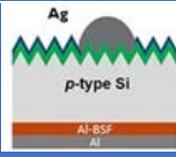
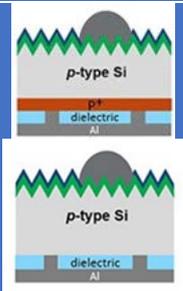
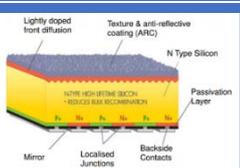
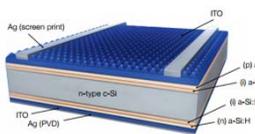
Les cellules multicristallines représentent 65 % du marché (de la filière silicium) en 2015 mais le monocristallin augmente graduellement ses parts de marché. Avec un prix du wafer monocristallin entre 2 % et 28 % plus cher que le multicristallin en 2015 selon PVInsights, il permet un gain de rendement de plus de 1 %. L'ITRPV dans sa roadmap 2016, mise sur un équilibre entre monocristallin et multicristallin dans les 7 prochaines années.

La seconde grande différence qui intervient au niveau du wafer est le dopage de type p ou n. Le produit de type p, est obtenu par apport dans le procédé de cristallisation de poudre contenant du bore tandis que le type n est obtenu par ajout de phosphore. Si le marché est dominé par la cellule type p (~95 % du marché), la cellule type n permet des rendements plus élevés ce qui explique les prévisions de hausse de part de marché.

Au niveau de la cellule, on retrouve différentes architectures qui consistent en la création de barrière de potentiel nécessaire à la collecte des charges. La cellule majoritairement produite aujourd'hui est l'Al-BSF (aluminum back surface field). Si la technologie a vu au cours de ces trente ans de production, des améliorations conduisant à la baisse de ses coûts ainsi qu'à l'augmentation de son rendement, le marché s'oriente aujourd'hui vers une architecture à plus fort potentiel de haut rendement : le PERC (passivated emitter and rear cell). **Son procédé de fabrication se compose d'étapes supplémentaires par rapport à l'Al-BSF mais il partage un socle commun facilitant ainsi la conversion des usines de cellules Al-BSF en PERC. Cette technologie domine aujourd'hui les investissements industriels.**

Derrière l'acronyme PERC se trouvent les technologies de cellules appelées PERL, PERT, PERF. Il existe également d'autres technologies silicium aux meilleures performances techniques comme IBC (interdigitated back contact) et SHJ (silicium hétérojonction) mais aux prix de vente trop élevés pour pouvoir accéder au marché des centrales au sol. Le tableau suivant reprend les principales caractéristiques techniques et économiques des technologies silicium à haut rendement.

Tableau 2 : Caractéristiques techniques et économiques des technologies silicium à haut rendement

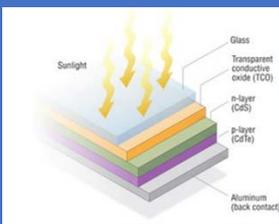
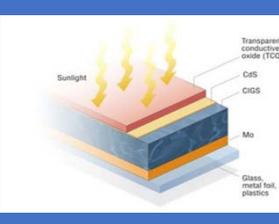
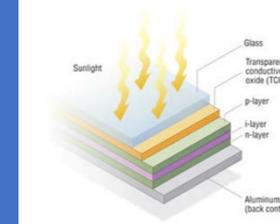
Architecture cellule	AI-BSF Aluminum Back Surface Field	PERC – PERT Passivated Emitter & Rear Cell	IBC Interdigitated back contact	SHJ Silicium Hétérojonction
				
Rendement record module commercial	17,9 % Mono-p AI-BSF Yingli	19,1 % mono-p PERC (TS) 19,5 % mono-n PERT (LG)	22,2 % mono-n IBC (SP)	20,0 % mono-n SHJ (NSP)
Principaux fabricants	Trina Solar, ...	Trina Solar, LG, ...	SunPower	Panasonic (Sanyo), NSP, Kaneka
Caractéristiques technologiques	Typiquement p-type avec une émetteur sélective n-type et une région p++ (Al dopant) à l'arrière (le back-surface field) qui forme une barrière pour des porteurs minoritaires	PERC : couche diélectrique de passivation qui agit comme réflecteur et augmente l'absorption tout en réduisant la recombinaison PERT : couche p+ qui recrée le back surface field homogène	Les 2 contacts en face arrière et pas de métallisation en face avant pour maximiser l'absorption. Contact épais réduisant la résistance et couche de passivation pour diminuer la recombinaison	L'hétérojonction a-Si:H / c-Si augmente la tension de la cellule et réduit la recombinaison
Avantages concurrentiels	Rendement important pour un coût de production réduit	Capacité d'augmenter le rendement sans trop modifier le procédé de production de l'AI-BSF	Rendement élevé et performance supérieure aux hautes températures et faible irradiance	Rendement élevé et performance supérieure aux hautes températures et faible irradiance et compatible avec module bifacial
Points faibles	Limitation dans la progression du rendement	Les effets LID souvent plus prononcés	Procédé complexe et coûteux	Procédé complexe et coûteux
Marché visé	Résidentiel et grandes centrales		Positionnées sur le marché du résidentiel	

Source graphique : OMEC, SunPower, Meyer Burger

ii. Les technologies des couches minces

Il existe deux technologies principales de couches minces sur le marché actuel : le CdTe et le CIGS. Le silicium amorphe très prometteur semble avoir été abandonné progressivement par ses acteurs au cours des dernières années du fait d'un rendement trop bas.

Tableau 3 : Caractéristiques techniques et économiques des technologies couches minces

	CdTe	CIGS	a-Si :H
Architecture cellule			
Rendement record module commercial	16,2 % (First Solar)	14 % (Solar Frontier)	9 %
Principaux fabricants	First Solar	Solar Frontier	Retrait des principaux acteurs
Caractéristiques technologiques	Couche active de p-type CdTe sur n-type buffer de CdSe suivie d'une couche ZnTe interfaciale avant un back-contact métallique (métal stack avec titane)	Un back-contact de molybdène sur verre suivie d'une couche (2-2,5 micron) de CIG et d'un procédé de selenisation	p-i-n structure de silicium amorphe (PECVD) entre deux électrodes transparentes et conductrices
Avantages concurrentiels	Chaîne logistique de production entièrement intégrée, forte cadence de production Performance supérieure au Si aux hautes températures et faible irradiance		Chaîne logistique de production intégrée. Bénéficie historiquement de l'infrastructure de l'industrie silicium
Point faible	Un seul acteur industriel de la technologie Approvisionnement terres rares Cd, Te, In et chaîne de recyclage	Technologie plus chère que CdTe Approvisionnement terres rares In, et chaîne de recyclage	Un rendement < 10% qui devient discriminant dans un marché extrêmement compétitif Dégradation initiale de performance due à la lumière : LID
Marché visé	Résidentiel et grandes centrales		Orientation vers cellule micromorph (tandem et multijonction)

Source graphique : NREL

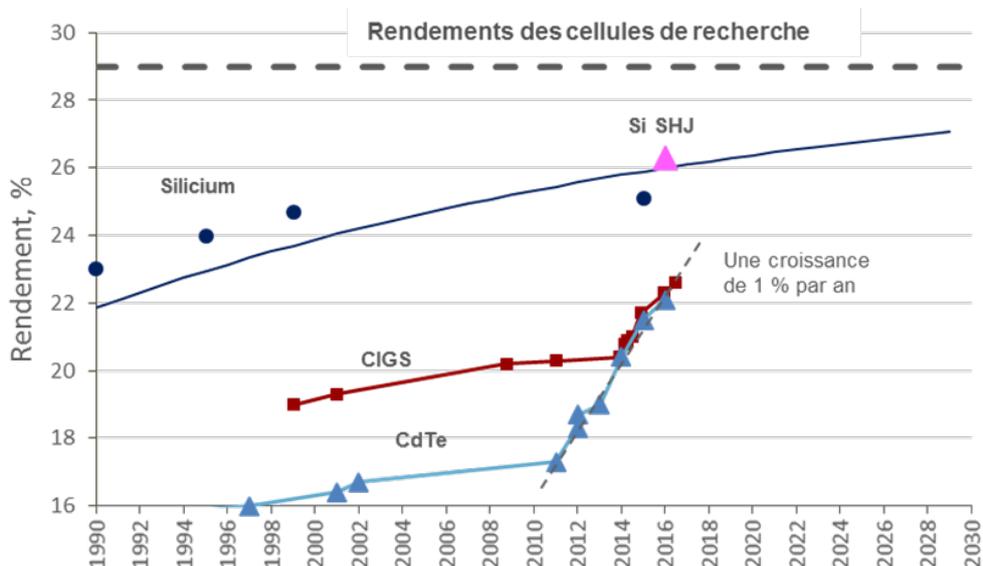
c. L'évolution des rendements par filière et technologie

Parmi les courbes d'évolution spécifiques au photovoltaïque, outre le prix module pour la partie économique, le rendement est le critère technique le plus suivi avec une croissance remarquable par sa pente et sa constance. En 2002, Goetzberger [A. Goetzberger_02] a paramétré une courbe pour l'évolution du rendement historique des cellules de silicium et a déduit un maximal empirique de 29 % ; cette limite a été révisée récemment à 29,7 % [Glunz_13].

A un rendement de 20 %, typique des meilleures cellules industrialisées d'aujourd'hui, cette équation dérivée prévoit une amélioration dans le temps d'environ 0,3 % absolu par an pour le silicium. Si elle se vérifie pour les technologies AI-BSF et PERC, les **évolutions récentes des rendements de cellules IBC et SHJ ont surpassé l'équation historique de Goetzberger pour le silicium.**

Les technologies couches minces de CdTe et CIGS, moins matures que le silicium, ont vu un progrès très accéléré autour de 1 % par an depuis 3 à 5 ans.

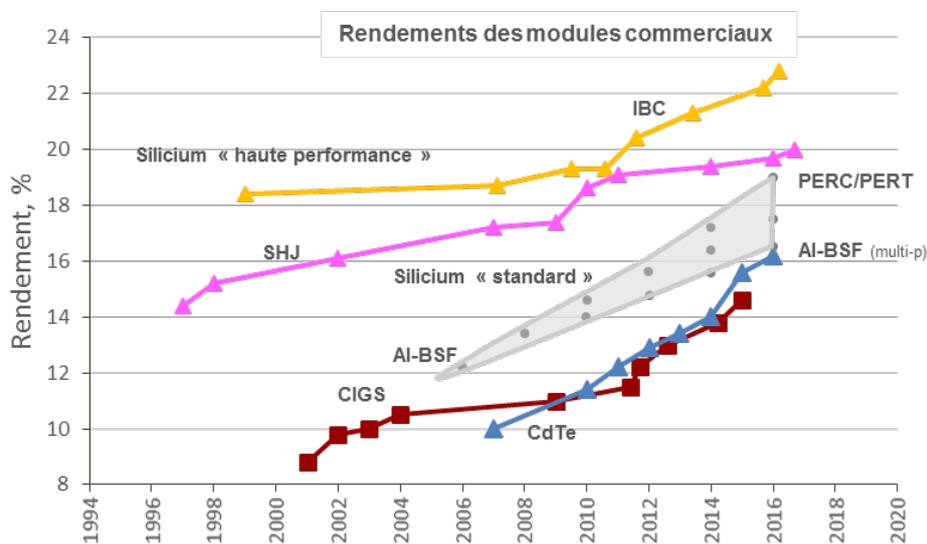
Figure 16 : Evolution des rendements des cellules de recherche



Source : CEA, FIST SA

Il existe toujours un écart entre le rendement des meilleures cellules de recherche et celles industrialisées. Néanmoins la performance des meilleurs modules montre les mêmes tendances. Aujourd'hui le rendement moyen des meilleurs modules AI-BSF industrialisés est de 16,6 %. Les modules PERC/PERT/PERL s'étendent entre 16,8 % avec le multi-PERC et 19,5 % avec mono-n-PERC.

Figure 17 : Evolution des rendements des modules commerciaux



Source : CEA, FIST

Une amélioration récente du silicium standard (AI-BSF) et haute performance (IBC) a été mesurée autour de 0,4 % par an, tandis que les modules de CdTe et CIGS ont montré une croissance supérieure d'environ 0,8 % par an depuis 5 ans. En 2016, le CdTe avec un rendement de 16 % pour le meilleur module, est très proche de la performance de la technologie de référence du silicium AI-BSF (multi-p).

En basculant sa production Al-BSF vers la nouvelle technologie PERC, la filière silicium a permis de maintenir un écart autour de 2 % pour sa technologie « standard » avec les meilleurs modules CdTe.

Beaucoup de spécialistes pensent aujourd'hui que puisque le BOS tient une part plus importante dans le coût d'une installation du fait de la baisse du prix des modules, et qu'il dépend pour partie du rendement cellule, ce critère pourrait participer à la baisse du LCOE. Nous verrons néanmoins dans le chapitre III.a que le marché des centrales au sol échappe pour le moment à cette logique, avec un impact mineur du rendement sur le coût du BOS comparativement au prix du module.

d. La performance énergétique en condition réelle par filière et technologie

Le prix du module exprimé généralement en €/kWc, ne préfigure pas des caractéristiques techniques de performance et de longévité des panneaux. Les fabricants fournissent des informations techniques incluant notamment le point de puissance maximal (MPP), le rendement et le coefficient de température, tous mesurés dans les conditions de test standard à l'irradiation solaire de 1 000 W/m², une densité de l'air de 1,5 et une température de cellule de 25°C. Si en l'état, ces informations ne permettent pas de prédire la production PV sous différentes conditions climatiques (les conditions standards étant rarement rencontrées à l'extérieur), le monitoring et la simulation permettent de mettre en avant l'impact important de ces caractéristiques techniques.

Les critères d'évaluation : L'un des critères principaux, car il est directement impliqué dans le calcul du LCOE, est le rendement énergétique Y_f exprimé en kWh/kWc qui est la quantité d'énergie produite E_{DC} en DC sur une période de temps donnée en conditions réelles normalisée sur la capacité nominale DC P_0 (kWc).

Un autre critère important avancé par les technologies à haut rendement est l'énergie produite par surface disponible kWh/m². Ce critère est en particulier intéressant dans les applications résidentielles aux surfaces disponibles limitées.

Afin d'évaluer l'impact de ces différents critères en condition réelle, des outils de simulation sont nécessaires afin de calculer le productible à une localisation donnée, en fonction du type de module et de son orientation. Plusieurs outils de simulation ont été testés dont l'outil développé par le JRC : PVGIS, l'outil du NREL : SAM et l'outil commercial PVSyst (confère chapitre IV.b.ii. pour une description plus détaillée).

i. L'effet de l'irradiation solaire

Le rayonnement solaire est le plus important paramètre environnemental. La tension opératoire et le courant du panneau PV lui sont liés par une relation logarithmique pour le premier et linéaire pour le second. A faible éclairement (< 200 W/m²), de nombreuses études montrent une baisse de rendement qui dépend également de la technologie.

Pour les technologies silicium, l'efficacité décroît de manière logarithmique dans les faibles irradiations de -100 W/m² tandis que les couches minces CdTe et a-Si présentent de relativement bonnes performances à faible éclairement.

ii. Les effets des fortes températures

Les technologies PV mises en œuvre dans les régions chaudes expérimentent des températures de module bien supérieures aux conditions standards de 25°C. Or, des températures supérieures peuvent induire des pertes de performance non négligeables. Le paramètre qui décrit l'effet thermique est le coefficient de température négatif noté TCE en % de perte par degré au-dessus de 25°C.

Le tableau suivant représente les résultats de différentes simulations réalisées par l'outil de modélisation PVSyst pour différentes technologies de module issues du commerce. Le rendement énergétique a été étudié pour deux localisations aux conditions d'ensoleillement très différentes : dans la région chaude de Abou Dhabi aux Emirats

Arabes Unis (IGH : 2200 kWh/m²/an) ainsi que dans la région au climat continental de Dresde en Allemagne (IGH : 1090 kWh/m²/an).

Tableau 4 : Rendements énergétiques calculés par l'outil de modélisation PVsyst pour différentes technologies de modules du commerce, dans 3 localisations

Fabricant Type module Technologie	Trina Solar TSM- 320PD14 Multi-Si	Trina Solar TSM- 345DD14A Mono-Si	SunPower SPR-X22- 360 Mono-IBC	Panasonic solar VBHN- 240SJ25 SHJ	First Solar FS4120 CdTe	TSMC Solar TS-165C2 CIGS
Rd module (%)	16,5%	17,8%	22%	19,27%	16,66%	15,2%
TCE (%/°C)	-0,41	-0,39	-0,30	-0,29	-0,28	-0,30
Productible en fonction de la localisation - Y_f (kWh/kWc/an)						
Dresde (IGH 1092)	1157	1158	1184	1125	1196	1160
perte température	-2%	-1,8%	-1,2%	-1,2%	-1,4%	-1,6%
perte faible irradiance	-0,9%	-0,9%	-2,1%	-2,6%	-0,7%	-2,3%
%/ multi-Si	ref	~0%	+2,3%	-2,7%	+3,4%	~0%
Toulouse (IGH 1530)	1599	1606	1646	1569	1644	1598
perte température	-4,5%	-4,2%	-3,1%	-3,1%	-3,2%	-3,4%
perte faible irradiance	-0,2%	-0,3%	-1,5%	-1,7%	-0,2%	-1,2%
%/ multi-Si	ref	~0%	+3,0%	-1,9%	+2,8%	~0%
Abu Dhabi (IGH 2200)	1802	1810	1881	1836	1902	1870
perte température	-10,4%	-9,7%	-7,4%	-7,3%	-7,4%	-7,7%
perte faible irradiance	+0,1%	-0,1%	-1,1%	-1,2%	+0,1%	-0,6%
%/ multi-Si	ref	~0%	+4,3%	+1,9%	+5,5%	+3,8%

Les effets de la température sur le rendement sont moindres dans le cas des couches minces qui permettent ainsi de gagner 3 à 6 % de productible en plus comparé aux cellules standard c-Si. Les modules cristallins à haut rendement comme la technologie SHJ et IBC, donnent également de bons résultats en région chaude avec une augmentation du productible de 2 à 3 %.

Ces résultats de simulations sont vérifiés par différentes expérimentations décrites dans la publication de J. Hegedus [J. Hegedus_16].

iii. Effet de la dégradation des panneaux

La plupart des fabricants de panneaux photovoltaïques garantissent un rendement supérieur à 80 % au bout de 25 ans, qu'il s'agisse des modules cristallins ou couches minces CdTe et CIGS. Cette garantie correspond à un taux de dégradation moyen linéaire de 0,7 %/an.

Sunpower, avec la technologie silicium cristallin IBC, est parmi les seuls à garantir un rendement de 95 % de la valeur initiale les cinq premières années et une dégradation de 0,4 %/an jusqu'à la 25^{ème} année. En considérant une dégradation linéaire, cela correspond à une valeur inférieure à 0,5 %/an.

Cet écart de 0,2 %/an en faveur des modules IBC Sunpower représente un gain en énergie produite de 2,4 % en moyenne par an sur 25 ans. Dans les faits, il est difficile de vérifier ce paramètre et les différentes publications qui décrivent des résultats d'essais réalisés ces dernières années se retrouvent dépassées par les avancées et les progrès technologiques sur les panneaux PV.

iv. L'effet du rendement sur la production d'énergie au m²

Si les technologies PV à haut rendement nécessitent un investissement plus important qui ne leur permet pas aujourd'hui de concurrencer les technologies conventionnelles sur des applications centrales au sol, il en est autrement pour le marché résidentiel.

En effet, pour des installations avec une contrainte forte sur la surface disponible, les technologies à haut rendement comme SHJ et IBC à 19 et 21 % de rendement, permettent **un gain en énergie produite de 6 à 7 % en moyenne par an par point de rendement supplémentaire soit un gain de +27 et 40 % en productible à comparer aux panneaux à 15 %.**

Il s'agit d'un avantage concurrentiel majeur dans le segment de marché des toitures résidentielles qui représenteraient en 2030 selon l'OCDE/IEA **un potentiel d'installation de plus de 4 TWc de capacités PV dans le monde**, avec une production de 7 000 TWh (1/3 de la consommation électrique). Selon l'ADEME, **le potentiel PV des toitures en France représente 360 GWc** soit une production potentielle de 400 TWh par an (80 % de la consommation actuelle électrique).

e. De nombreuses pistes à explorer pour la poursuite de la baisse du prix du module

Une succession d'innovations incrémentales ont été observées ces dernières années sur l'ensemble de la chaîne de fabrication du module. Les effets de ces efforts d'innovation se retrouvent directement dans la courbe d'apprentissage du prix du module qui maintient sa trajectoire.

i. Des innovations incrémentales tout au long de la chaîne logistique

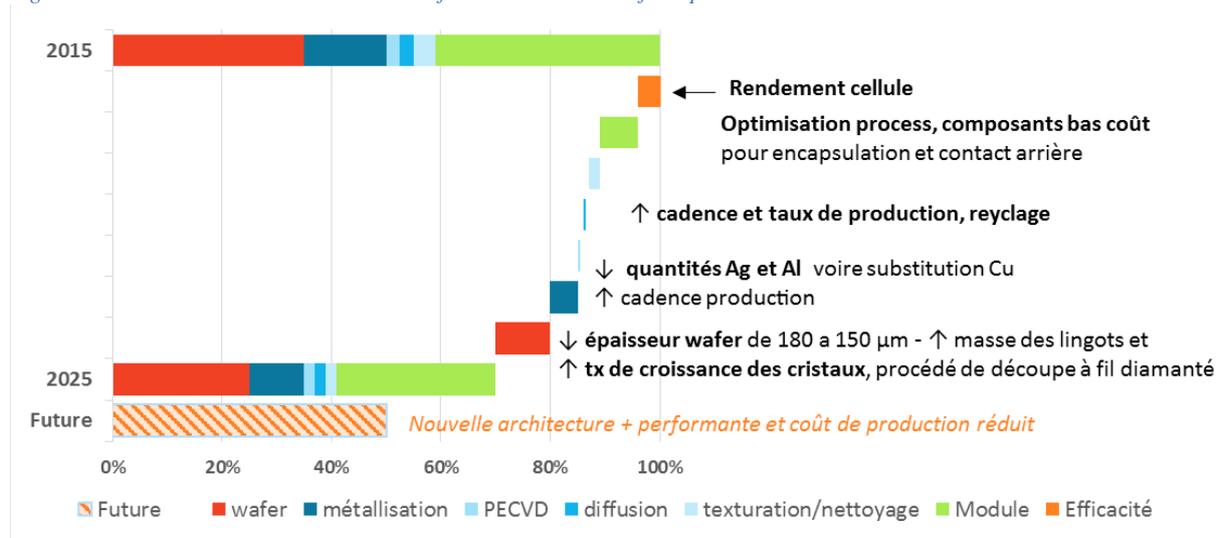
Pour une grande partie, la réduction des coûts dans la production PV a été obtenue par les économies d'échelle et l'apprentissage technologique dans la chaîne de production PV. Dans le cas particulier de la filière silicium, des efforts tout particuliers ont été menés sur la baisse des quantités de matériaux ou le remplacement des plus onéreux par des moins chers. Par exemple, le silicium consommé par Wc a décru significativement grâce à l'amélioration des performances et l'utilisation de wafers plus fins, tandis que l'Ag utilisé pour la métallisation a diminué dans le temps. Une baisse de coût significative a été obtenue par ce biais, cependant plus récemment, le champ des possibles pour de plus amples économies s'est réduit. Cela a conduit à une variété d'approches, incluant un changement du traditionnel *diffused junction crystalline devices* vers des designs et technologies alternatives.

L'ensemble de ces voies d'innovations incrémentales pour la filière silicium sont suivies dans leur mise en œuvre par le groupe d'experts internationaux de l'ITRPV [ITRPV_16].

Les améliorations visées par la filière couches minces sont plus confidentielles dans leurs détails car propre à la technologie du fabricant. Il n'en reste pas moins que la baisse des coûts de production et l'augmentation du rendement sont également au cœur des développements.

La figure suivante illustre les innovations incrémentales majeures attendues par la filière silicium sur les dix prochaines années avec leurs impacts estimés sur le prix final du module. Les experts s'accordent pour un potentiel très probable de réduction de 30 % du prix des modules en silicium cristallin d'ici 2025. Un objectif visé également par les couches minces pour rester dans la course.

Figure 18 : Innovations incrémentales de la filière silicium identifiées par l'ITRPV



ii. Des innovations de rupture mesurées par un nouveau critère : la puissance effective en condition réelle

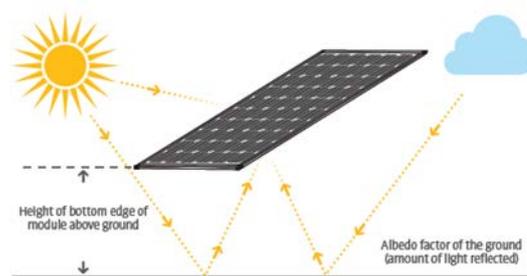
Les innovations de rupture attendues proposent avant tout un changement de critère d'évaluation non plus basé sur des €/kWc mesurés dans des conditions standards mais **des €/kWpe 'pic équivalent' pour mesurer la puissance effective en condition réelle.**

Ce nouveau critère permettrait alors d'évaluer de nouveaux concepts pour lesquels le module, le système et son environnement sont indissociables comme **le concept bifacial et le tracker solaire.** Le 'Wpe' serait ainsi la puissance pic de modules monofaciaux, qualifiés dans les conditions standards à installer, pour produire la même quantité annuelle d'énergie qu'un module bifacial monté sur tracker et intégrant les facteurs locaux et environnementaux.

Les cellules bifaciales

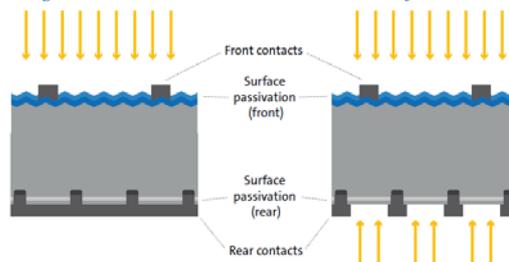
Les cellules bifaciales captent le rayonnement solaire sur les deux côtés du module. La face arrière capte la lumière réfléchiée par le sol. Apparue dans les années 1980, la technologie était jusque-là développée sur la base d'architecture de cellule complexe hétérojonction et substrat silicium de type n, aux coûts de production élevés. De fait, la part de marché du module bifacial est restée très faible, de l'ordre de 5 % en 2015 selon l'ITRPV.

Figure 19 : Les panneaux bifaciaux avec l'effet albédo



Applicable jusque-là aux cellules présentant une grille de contact en face arrière comme la technologie PERT, le concept bifacial gagne aujourd'hui les différentes technologies de modules silicium. Pour preuve, le fabricant Solar World a annoncé la conversion d'une cellule PERC type p en remplaçant la couche de métallisation arrière par une grille.

Figure 20 : Contacts arrière en mode bifacial



Source: SolarWorld

Concernant la filière couches minces, il n'y a pas de réalisation connue à ce jour mais en théorie la transformation en module bifacial devrait être possible et est une thématique de recherche et développement.

- Pour le CIGS : l'électrode arrière (Mo) n'est pas transparente. Il s'agirait de trouver une électrode transparente qui tienne au procédé de fabrication.
- Pour le CdTe : a priori la difficulté est moindre puisque le dépôt est réalisé en face avant. Il s'agirait donc d'enlever le réflecteur arrière pour le remplacer par une électrode transparente (type TCO), mais il n'y a pas de réalisation connue à ce jour.

Le module bifacial se distingue par un rendement énergétique supérieur dépendant de **deux principaux facteurs liés à l'environnement direct du panneau : la réflectance à la lumière de la surface derrière le module mesurée par l'albédo, ainsi que la hauteur d'installation du module.**

L'albédo décrit la réflectivité d'une surface non lumineuse. Il se détermine par le rapport de l'énergie réfléchi à l'énergie incidente. Il s'agit d'une valeur adimensionnelle qui s'exprime généralement en pourcentage. Le tableau ci-contre présente les valeurs pour les surfaces courantes.

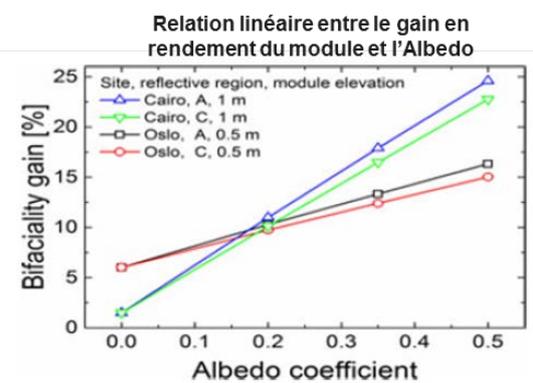
Tableau 5 : Valeurs d'albédo mesurées pour certaines surfaces

Surface	Albédo (%)
Eau	8
Sol sombre, sec	13
Herbe	17 - 28
Sable sec	35
Dune de sable	37
Neige ancienne	40 - 70
Revêtement toiture réfléchif	80 - 90
Neige fraîche	75 - 95

Le second critère influençant le rendement du module bifacial est la hauteur d'installation, avec un optimum trouvé autour de 1 mètre. Le rendement augmente rapidement pour des hauteurs (bas du module) de 0 à 0,5 mètre, l'augmentation est moindre après 0,5 mètre et sature au-dessus de 1 mètre.

Les mesures réalisées montrent un gain en énergie de +10 % à +25 %.

Figure 21 : Relation linéaire entre le gain en rendement du module et l'albédo



Source : U.A. Yusufoglu & al. IEE journal of Photovoltaics 320-328, 2015

Selon les prévisions de l'ITRPV, le module standard monofacial devrait être remplacé par le concept innovant bifacial dans les prochaines années. Aujourd'hui positionné sur les marchés de niche du BIPV, cette généralisation du concept et la baisse de coût inhérente devrait conduire à son utilisation dans les centrales au sol couplé au système de tracker pour une augmentation significative du rendement.

Le tracker solaire

Le tracker solaire est une structure portante motorisée qui permet d'orienter le panneau PV en azimut ou en hauteur (voire les deux pour un tracker 2 axes) afin de mieux capter le rayonnement solaire, en particulier les rayons rasants de début et de fin de course.

D'après les simulations de calcul de productible réalisées pour différentes localisations, le **gain serait en moyenne de +30 %** que ce soit à Copenhague (IGH 1000), Toulouse (IGH 1450) ou encore San Diego (IGH 1850) et +26 % pour Abou Dhabi (IGH 2200).

Les aspects coûts additionnels CAPEX et OPEX par rapport à une installation fixe ont été développés dans les chapitres suivants de même que l'impact sur le LCOE.

III. L'investissement dans une centrale au sol de 10 MWc en 2016 : une distribution 50/50 entre module et BOS

L'investissement d'une centrale au sol comprend principalement le prix des modules, le prix de l'électronique et de structure, les frais d'installation et de raccordement au réseau. Si aujourd'hui, ces postes varient peu dans les pays développés, on verra au travers des pays étudiés (France, Allemagne, Italie et Etats-Unis-Californie) dans les chapitres suivants l'impact parfois non négligeable des spécificités locales dues pour partie aux politiques de raccordement ainsi qu'au choix du terrain devenu un critère différenciant de certains appels d'offre.

a. Le prix du module

Le prix du module PV en €/Wc a été divisé par 40 en 30 ans. Cette baisse est corrélée à l'augmentation de la capacité PV cumulée au cours du temps donnant ainsi l'expression d'une courbe d'apprentissage au facteur de progrès d'environ 20 %, toujours vérifié depuis 30 ans.

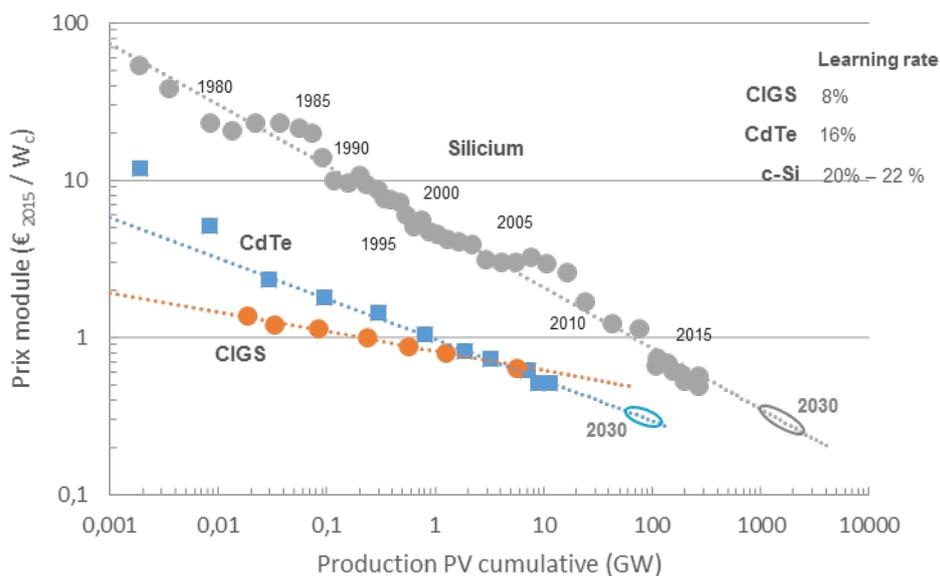
La formule de la courbe d'apprentissage s'écrit : $P_t = P_0 \times PR^n$

Avec P_t et P_0 le prix du module PV en année t et 0 , PR le facteur de progrès et n le nombre de fois que la capacité cumulée a doublé entre l'année 0 et t .

Cette formule signifie qu'à chaque fois que la capacité cumulée double, le prix du module baisse de la valeur de son facteur de progrès c'est-à-dire 20 %.

Sur le même modèle, les courbes pour les technologies CIGS et CdTe ont également été tracées donnant ainsi des facteurs de progrès respectivement de 8 % et 16 %.

Figure 22 : Les courbes d'apprentissage pour les technologies du PV



Source : Strategies Unlimited, Navigant, EUPD, pvXchange, IHS, Fraunhofer PSE, Trina Solar, First Solar, Kersten et al.

Dans le cas d'une application centrale au sol, seules les technologies bas prix, aux cadences de production de plusieurs 100 MWc/an ont été considérées, c'est-à-dire les technologies les plus répandues du silicium : multi et mono cristallin AI-BSF et PERC ainsi que la technologie couche mince CdTe.

En 2016, les prix marché du module standard Si et CdTe rapportés par PVinsight et Energytrend ont largement baissé, passant de \$0,55 et \$0,585/Wc en janvier à \$0,39 et \$0,40/Wc en décembre 2016. Le prix SPOT dépend des conditions du marché et ne reflète pas nécessairement le coût réel de fabrication du module. La baisse constatée en

2016 s'est expliquée par une augmentation des capacités de +20 GWc au premier semestre et à la surproduction temporaire sur le marché. Il n'en reste pas moins qu'il s'agit bien du prix des modules utilisé dans le calcul de l'investissement et du coût de l'énergie.

Depuis 2013, la commission européenne a mis en place des mesures anti-dumping et anti-subsidiation sur les panneaux chinois, établissant un prix minimum d'importation à 0,53 €/Wc. Cette mesure devait prendre fin en mars 2017 mais a finalement été prolongée de 18 mois pour une suppression graduelle, avec un nouveau seuil à 0,46 €/Wc pour le panneau solaire. L'association SolarPower Europe ainsi que d'autres acteurs du solaire, considèrent la mesure obsolète au vu des volumes de production de faible coût dont disposent les fabricants du sud-est asiatique hors Chine et les possibilités de contournement de la mesure (importations des cellules silicium chinoises par des fabricants de modules européens).

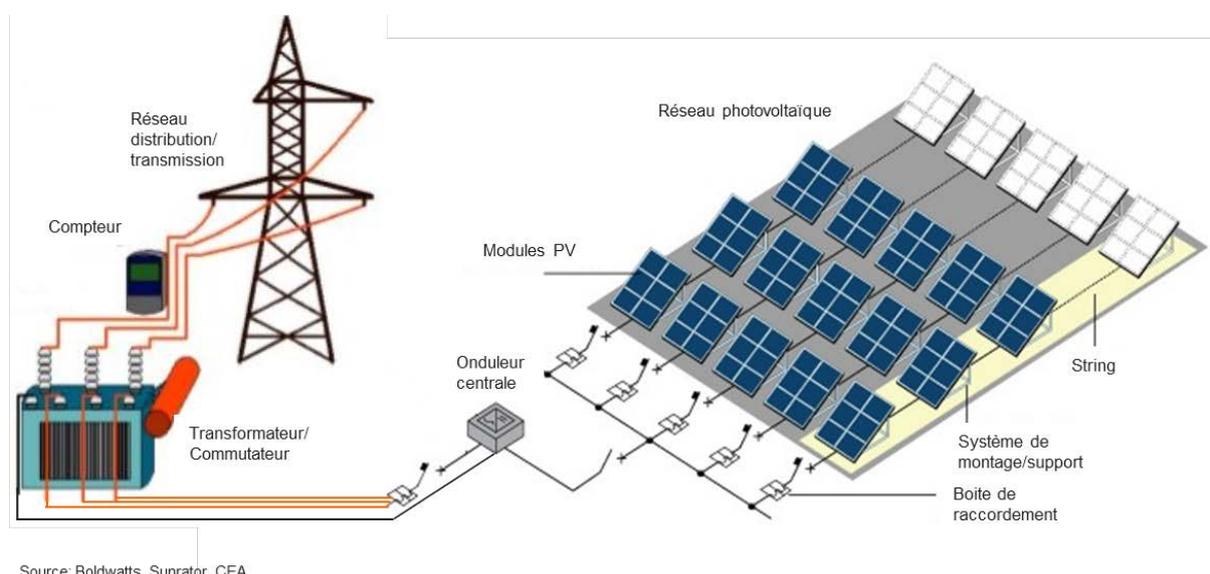
Les acteurs des centrales au sol interrogés sur le prix des modules pour les appels d'offres 2016, nous ont dit tabler sur un prix du module autour de 0,4 €/Wc. Ce prix s'entendant pour une réalisation dans les deux prochaines années, on peut considérer qu'il a été estimé sans mesure anti-dumping. **Nous retiendrons cette valeur de 400€/kWc pour un module standard silicium ou CdTe dans notre évaluation.**

Nota : Les installateurs de centrale au sol interrogés n'ont pas montré de parti-pris concernant la filière PV silicium cristallin ou couche mince. **Leur choix repose sur trois critères principaux : le prix du module, la puissance unitaire du panneau ainsi que la performance énergétique en conditions réelles** (coefficient de température et effet des basses irradiances).

b. Le coût du BOS : les autres composants de la centrale au sol

Le coût du BOS, pour 'balance of system', intègre tous les éléments, autre que le module, nécessaires pour la construction d'une centrale solaire.

Figure 23 : Schéma d'une centrale photovoltaïque avec les éléments clefs du BOS



Source: Boldwatts, Sunrator, CEA

Les différentes parties du BOS sont souvent réparties en deux catégories :

- **Le Hard BOS** inclut les éléments physiques comme la structure de support et de montage, le tracker, le câblage et les éléments électriques de conversion (onduleur/transformateur) ainsi que l'infrastructure du site.

- **Le Soft BOS** inclut tous les coûts de conception et de vente du projet, les coûts de main d'œuvre, du permis de construction, du terrain et du raccordement au réseau.

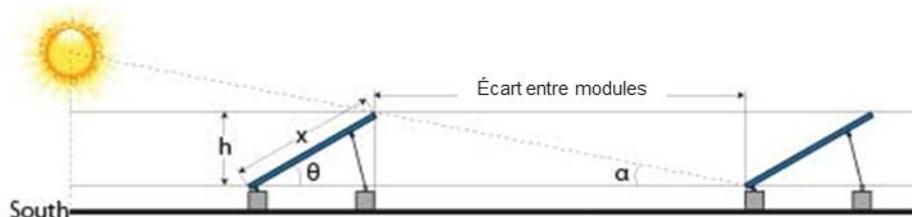
Si les postes du BOS sont très divers dans leur nature, on note cependant une forte dépendance de certains éléments à la localisation (coût de terrain, frais d'aménagement, de main-d'œuvre et de raccordement), à la taille de la centrale ou encore au rendement du module PV (le coût de terrain, de support et d'installation). Ainsi, en fonction du pays et du type d'installation on peut noter des variations significatives bien plus importantes que le prix du module. C'est ce que nous illustrerons par l'étude de nos pays de référence (France, Allemagne, Italie, Etats-Unis-Californie).

i. Le terrain

La réalisation d'une centrale solaire commence avec le terrain. Pour les développeurs, outre la taille et la disposition favorable, il y a **trois aspects majeurs** qui affectent cette recherche : **l'éligibilité du terrain** en fonction de la réglementation du pays sur l'occupation du territoire (confère les cas de la France et de l'Allemagne développés plus loin), **des prix à l'hectare** (soit pour un achat soit en termes de loyer), de **la distance entre le terrain et le point de raccordement au réseau le plus proche**. Les terrains pour les centrales solaires sont souvent loués, mais il est aussi courant qu'un développeur achète le terrain si les loyers sont trop élevés.

L'aire du terrain nécessaire pour une centrale solaire dépend de deux facteurs principaux : le rendement du module PV et le ground coverage ratio (GCR), le ratio entre la surface des panneaux solaires et la surface du terrain.

Figure 24 : Illustration du calcul de l'ombrage et du GCR



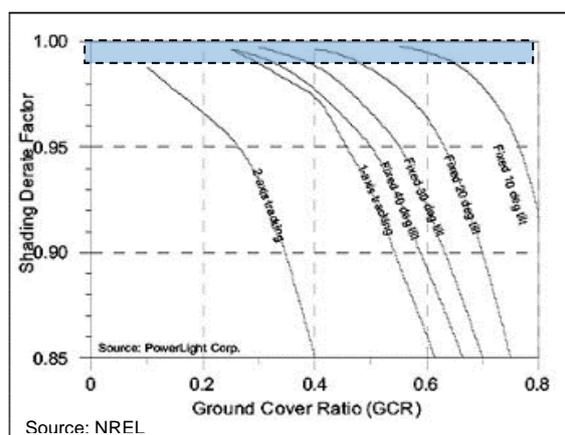
Si les modules étaient montés à plat (à l'horizontale), l'aire du terrain serait la même que l'aire des modules. Mais hors équateur, la trajectoire du soleil oblige les modules à être inclinés. Cette inclinaison optimale peut varier de 20° à Abou Dhabi à 40° à Copenhague. Cette inclinaison du panneau solaire crée un ombrage pour le panneau adjacent et nécessite un écart entre les modules. La valeur de cet écart est finalement un compromis entre le niveau d'ombrage acceptable et le coût d'investissement, non seulement pour le terrain mais aussi pour l'infrastructure, l'installation et le câblage.

Aux coordonnées géographiques de l'Europe et du Sud des Etats-Unis, un GCR entre 0,3 et 0,4 est typique, ce qui nécessite **une surface de terrain entre 1,4 et 1,9 Ha par MWc** (2 hectares par MWc est la grandeur commune utilisée dans l'industrie). Le terrain est le plus souvent loué et intègre l'OPEX, mais il est parfois acheté pour des raisons de fiscalité ou encore de loyer trop élevé. Les prix sont très variables. La valeur de **40 k€/Ha** serait l'équivalent actualisé du coût d'une location pendant 25 ans à 3 500 €/Ha.

Tableau 6 : Calcul de l'aire du terrain pour 1MWc PV

Capacité / kWc	1000
Rendement panneau, (% ; W/m ²)	16
Aire d'un panneau (m ²)	1,67
Puissance panneau (W)	260
Aire totale des panneaux (m ²)	6250
Inclinaison (°)	25
Aire des panneaux sur sol (m ²)	5660
GCR	0.3
Aire du terrain (hectares)	1,9

Figure 25 : Ombrage et ground cover ratio



Dans le cas d'une installation avec tracker, ce problème d'ombrage est augmenté puisque l'inclinaison du panneau varie selon l'azimut du soleil nécessitant ainsi d'écartier davantage les panneaux entre eux. **Un tracker uniaxe augmentera la surface nécessaire pour la centrale d'environ 15 % à 20 %**, mais cette augmentation est plus que compensée par un productible (MWh/année) plus élevé.

Cas des terrains éligibles en France et en Allemagne

En France comme en Allemagne l'implantation d'une centrale au sol est soumise à des réglementations dont l'objectif est **d'éviter les conflits d'usage des terrains**, notamment en **préservant les terres agricoles et zones forestières** et en favorisant l'installation sur des zones présentant déjà de fortes contraintes d'urbanisme comme les sites pollués de stockage de déchets, les friches industrielles, les carrières non exploitées.

En France, le décret n°2009-1414 du 19 novembre 2009 a introduit des dispositions spécifiques aux centrales photovoltaïques au sol dans le droit de l'urbanisme. Il a notamment rendu l'étude d'impact et l'enquête publique obligatoires pour les installations au sol de plus de 250 kWc et a également encadré l'utilisation des sols par ces centrales. Ainsi un projet peut être refusé s'il est de nature à :

- Porter atteinte à la salubrité et à la sécurité publique,
- Compromettre les activités agricoles ou forestières,
- Nuire à la protection des sites et du paysage.

La procédure d'appel d'offres pour les centrales photovoltaïques au sol reflète ces dispositions et certains critères de notation concernent directement l'utilisation des surfaces comme « réhabilitation et valorisation du site » et « intégration de l'installation dans son environnement » qui comptent pour 20 % de la note finale.

En Allemagne, les règles sur l'occupation des sols pour les centrales photovoltaïques sont encadrées par l'article 51 alinéa 1 (3) de la loi EEG 2014. La première contrainte se situe au niveau de la planification locale : les centrales au sol doivent obligatoirement s'appuyer sur un plan local d'urbanisme.

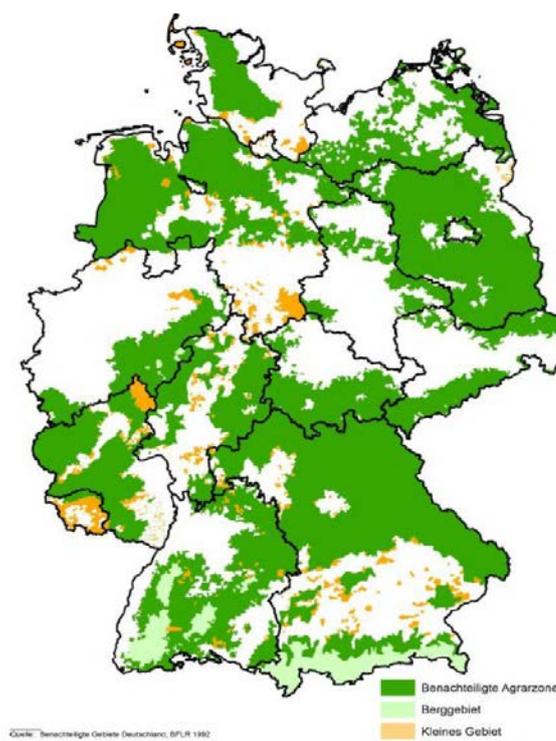
Depuis 2010, la Loi EEG a réduit l'implantation des centrales au sol à 3 types de terrain : les surfaces converties ou en conversion c'est-à-dire les anciennes zones urbanisées commerciales ou résidentielles ainsi que les anciens terrains militaires, les surfaces imperméabilisées ou encore les surfaces situées le long des autoroutes et voies ferrées.

En outre, une autre mesure d'aménagement du territoire vise à limiter la concentration des centrales au sol en n'accordant un soutien qu'aux projets d'une puissance inférieure à 10 Mwc et en interdisant l'implantation sur la même commune de 2 centrales distantes de moins de 2 kilomètres.

Un assouplissement des règles d'implantation a néanmoins été prévu pour les appels d'offres de 2016 et 2017, les trois catégories de surfaces mises à disposition n'étant plus suffisantes pour assurer un nombre de candidats et une concurrence suffisante.

Ainsi, les surfaces d'implantation dans le cadre des tranches d'appels d'offres de 2016 et de 2017, ont été élargies à certaines surfaces arables à condition qu'elles soient situées sur des zones défavorisées c'est-à-dire où « la production ou l'activité agricole souffrent de handicaps naturels » dûs par exemple aux conditions climatiques ou à la topographie, et à condition de limiter le nombre de projets à 10. Cependant, cette possibilité ouvre les options d'implantation de façon assez considérable, comme l'indique la carte ci-contre.

Figure 26 : Zone agricoles « défavorisées » en Allemagne, 1992



Source : Ministère de l'économie allemand

On comprend ainsi pourquoi des projets de centrales PV allemandes viennent s'implanter au Danemark où des accords bilatéraux existent entre les deux pays.

D'après nos interviews, les contraintes environnementales restreignant l'implantation des centrales PV au sol seraient moindres dans les autres pays à l'étude : Italie et Californie.

ii. L'infrastructure

L'infrastructure concerne tous les éléments physiques et matériels (hors la centrale solaire elle-même) nécessaires à l'aménagement du site. Il s'agit de la viabilité du terrain (hors main-d'œuvre), les routes, la clôture ou grillage de protection et d'autres aspects de sécurité (caméras, entrée). Ce coût dépend de la surface de terrain requise qui dépend à son tour de la capacité de la centrale et du rendement panneau.

iii. Le raccordement au réseau

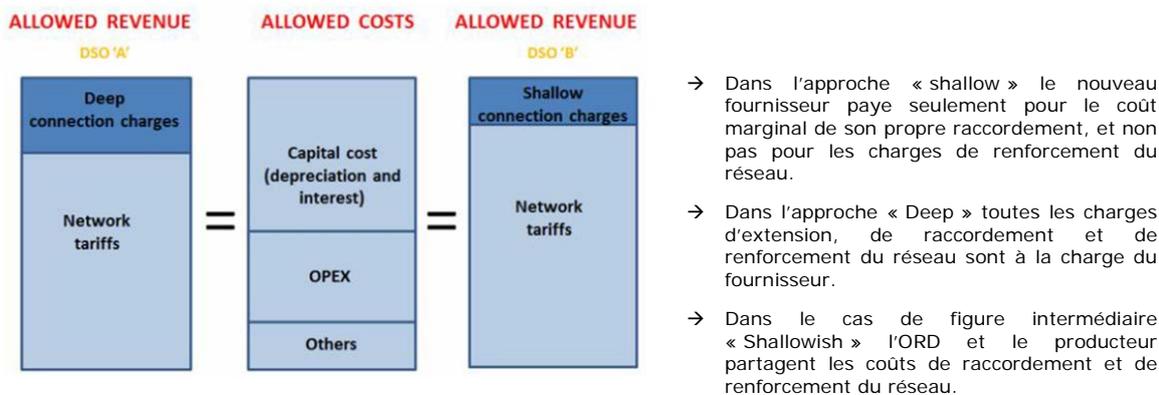
Le coût de raccordement au réseau des centrales au sol inclut les travaux de canalisation entre le point de raccordement sur le réseau de distribution (ou transmission) et le poste de transformation (sortie du transformateur) sur le site de la centrale PV. Cette distance est étroitement liée à la question de la disponibilité de terrain. Comme développé précédemment, pour les pays présentant une réglementation restrictive sur l'occupation du territoire, les sites les mieux placés par rapport au réseau sont plus rares et certainement plus chers. Le coût de raccordement dépend ainsi pour partie des politiques locales (nationale et régionale) d'occupation des sols.

En outre, la politique nationale fixe le périmètre de facturation pour le raccordement d'une centrale au réseau et en particulier la répartition des charges entre le producteur d'énergie (développeur/opérateur de la centrale) et la société qui gère le réseau de distribution ou de transmission.

La figure ci-dessous montre le schéma du modèle d'affaire pour deux ORDs (opérateur du réseau de distribution) pour couvrir les coûts d'investissement et d'opération. Dans le

premier cas, l'opérateur facture tous les coûts de raccordement aux parties tierces et limite les coûts d'opérations ; le deuxième opérateur applique un coût moindre pour le raccordement mais augmente les coûts d'opérations.

Figure 27 : Différents cas de figure pour la répartition des charges de raccordement entre le producteur d'énergie et la société de gestion des réseaux de distribution



Source: Network tariff structure for a smart energy system, Eurelectric, May 2013

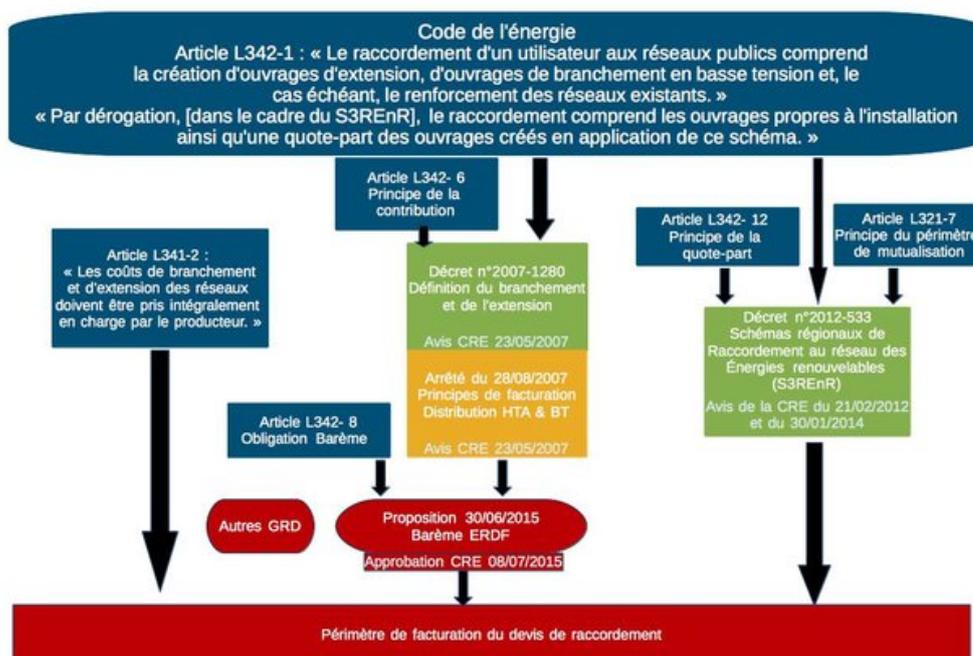
Parmi les pays étudiés, la France est la seule à appliquer une politique de raccordement où les frais facturés aux développeurs sont entre « shallowish » et « deep ». Par exemple, pour le raccordement d'une centrale entre 250 kWc et 12 MWc au réseau HTA (haute tension A), les ouvrages propres de raccordement (d'extension et de branchement), et de renforcement du réseau HTA, non compris dans les ouvrages du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR), sont à la charge du développeur.

Selon Enedis (ex-ERDF) : « Les ouvrages propres sont constitués par les ouvrages électriques nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement ainsi que par ceux créés au niveau de tension supérieur et situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur équipant le point de raccordement d'un producteur au réseau public et à l'aval des ouvrages du S3REnR ».

En France, le S3REnR détermine les conditions d'accueil de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables par les réseaux publics d'électricité, selon les objectifs définis par le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) à l'horizon 2020. En particulier, le S3REnR réserve la capacité d'accueil pendant une période de dix ans au bénéfice des énergies renouvelables mais en contrepartie, les installations de production d'énergies renouvelables concernées devront financer la création de cette capacité d'accueil sous forme d'une quote-part, proportionnelle à la puissance installée.

Les travaux impliqués par le S3REnR comprennent les ouvrages électriques tels que les transformateurs HTB/HTA et leurs équipements de protection et les jeux de barre HTA (ou demi-rames). Ces ouvrages concernent soit les installations à créer, soit les ouvrages existants à renforcer.

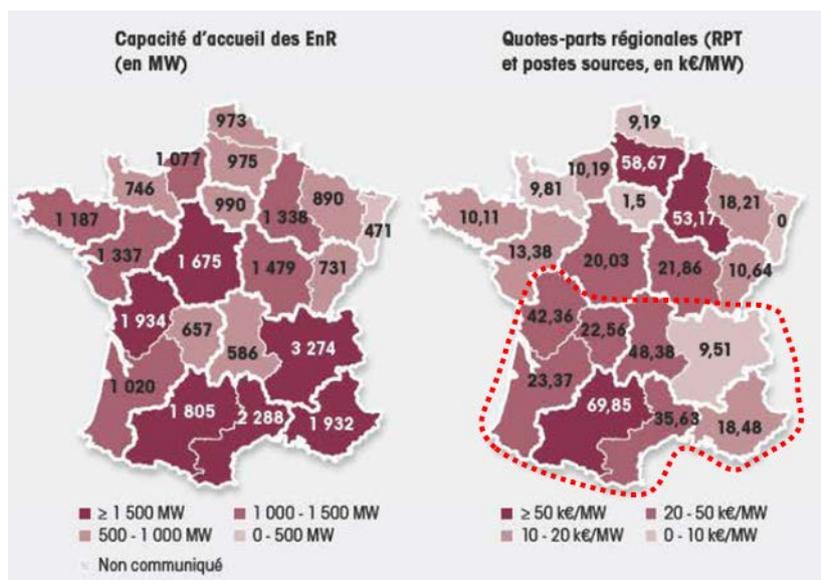
Figure 28 : Schéma du périmètre de facturation du raccordement au réseau d'un producteur d'électricité en France



Source : Hespul

La quote-part sous le S3REnR varie selon la localisation de la centrale et est payable par tout producteur dont l'installation est supérieure à 36 kVA. En se basant sur la production solaire dans les quatre régions les plus importantes de France, nous estimons **un coût moyen pondéré de la valeur des quotes-parts régionales d'environ 34 k€/MWh**.

Figure 29 : Capacité d'accueil des EnR et quotes-parts applicables par région de France sous le S3REnR



Source: Panorama de l'Electricité Renouvelable en 2015; RTE, Enerdis, Syndicat des Energies Renouvelables, ADEeF

Pour comparaison, en Allemagne, en Italie et aux Etats-Unis, la politique de raccordement est beaucoup plus avantageuse pour le développeur. Non seulement les développeurs ne paient que leurs propres coûts de raccordement mais il n'existe pas de

notion de participation aux frais de la mise à disposition du réseau électrique pour les énergies renouvelables. **Ces différences signifient que le coût de raccordement en France est de l'ordre de 30 k€ à 50 k€ par MWc plus cher que dans les autres pays étudiés.**

iv. Le montage / support

Le choix du type de structures de support des panneaux PV peut être guidé par des considérations techniques liées à l'état du sol, à la configuration du terrain et aux conditions climatiques (vent, neige) et risques naturels (inondation, activité sismique) ou encore à des considérations économiques. Pour les structures fixes on trouve des installations sur béton ou piliers aciers.

Le coût de main d'œuvre pour la partie montage peut être conséquent selon le pays. Il a néanmoins largement diminué ces dernières années, grâce à l'utilisation de machines pour la pose des piliers et des panneaux ou encore le développement de fixation rapide pour les panneaux, réduisant ainsi les temps de pose.

Les entretiens menés auprès des industriels du domaine, nous ont permis d'établir un prix entre 60 et 100 €/kWc pour ce poste.

Figure 30 : Exemples de support fixe de module PV



Source: HomePower, ZIMMERMANN PV-Stahlbau

v. Le tracker uniaxe

Le tracker est une structure portante motorisée permettant d'orienter le panneau en azimut ou en hauteur (voire les 2 pour un tracker 2 axes) pendant la journée, afin d'optimiser la capture du rayonnement solaire en particulier aux angles aigus de début et de fin de journée.

Différents dispositifs de support et motorisation existent, rivalisant sur des points de différenciation comme la fiabilité, le prix, le temps d'installation, le câblage et le coût d'opération et de maintenance. **Selon nos entretiens, une telle installation augmenterait le coût de maintenance annuel de 30 %.**

Selon les industriels du domaine interrogés, le prix d'un tracker uniaxe pour les centrales au sol se situe aujourd'hui entre 120 €/kWc et 160 €/kWc selon le vendeur et la localisation.



Source : Exosun

Nous estimons ainsi **le supplément de prix par rapport à une installation fixe à +60 €/kWc**. Le marché des trackers a décollé en 2016 et selon les prévisions de l'ITRPV ou encore du GTM Research, il équiperait la moitié des nouvelles centrales en 2020. Nous montrerons en chapitre V.h. l'intérêt du tracker sur le LCOE même aux faibles conditions d'ensoleillement (IGH 1000 kWh/m²/an).

vi. Le BOS électrique

Le BOS électrique comprend l'ensemble des éléments électriques de connexion et de protection entre les panneaux solaires, la transformation DC/AC et le raccordement au réseau :

- le câblage DC du panneau PV à la boîte de jonction et de la boîte de jonction à l'onduleur,
- le câblage AC entre le transformateur et le raccordement avec le réseau,
- les chemins de câbles, les connecteurs et les fusibles/diodes de protection,
- les conducteurs de terre, les électrodes de surface et les parasurtenseurs contre la foudre,
- Les disjoncteurs coté DC et AC.

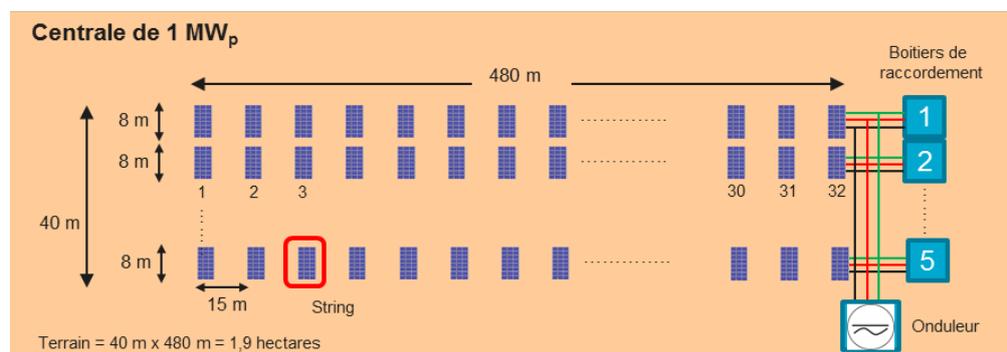
Figure 32 : String avec modules et boîtier de raccordement



Source : Leoni

Le câblage DC qui relie les panneaux avec l'onduleur est un des éléments les plus importants en termes de coût. En outre, comme les longueurs de câblage dépendent de la surface du terrain, son prix varie ainsi en fonction du rendement module. Dans le schéma ci-dessous d'une centrale de 1MWc, chaque string relie ensemble 24 modules de surface de 8x5 mètres. Avec un GCR de 0,3, et une surface requise de terrain de 1,9 Ha, la longueur totale de câblage DC est estimée à 40 kms.

Figure 33 : Schéma d'une centrale au sol et estimation des longueurs de câbles



Source : CEA

Figure 34 : Chiffres indicatifs pour le câblage d'une centrale

<p>Câblage cuivre par string (x160) = 24 x 160 = 3,8 km</p> <p>Câblage 32-strings → boîtier raccordement = 7,4 km</p> <p>Câblage total (cuivre) ≈ 40 km par MWc</p> <p>Chemin des câbles : 2,4 km par MWc</p> <p>Prix par mètre (4mm²) = 0,5 €</p> <p>Prix câble ≈ 20 € / kWc</p>
--

Des entretiens menés, nous avons estimé que le coût total pour le BOS électrique se situait entre **100-120 €/kWc**, dont **50-60 €/kWc** pour les matériaux seuls.

Source : CEA

vii. L'onduleur et le transformateur/commutateur

L'onduleur est considéré comme le 2^{ème} poste d'investissement après les modules. Néanmoins son prix a lui aussi largement baissé au cours des années.

On trouve deux types d'onduleur : l'onduleur string et l'onduleur central. Les onduleurs string correspondent à un système décentralisé : ils ne gèrent qu'une partie de l'installation. Ils sont rattachés à un ensemble de modules (souvent une dizaine) branchés en série pour gérer un système de 500 Watts à 25 ou 30 kWc. En revanche, les onduleurs centraux vont gérer l'ensemble ou une grosse partie de l'installation photovoltaïque, supérieure à 25 kWc.

Jusque-là, pour les centrales au sol de plusieurs MWc, l'onduleur central, moins cher et plus compact, était privilégié. Néanmoins, avec la baisse des prix des onduleurs string, les installateurs de centrale au sol réfléchissent à cette solution permettant une gestion plus fine et efficace du parc solaire et des frais d'exploitation plus réduits (impact plus faible d'une défaillance sur la production et remplacement plus facile et moins cher).

Aujourd'hui, l'intégration dans un conteneur de l'onduleur avec le transformateur, une partie des protections électriques et les boîtiers de raccordement DC, est la norme. Cette intégration réduit le coût de câblage, de transport et d'installation. La deuxième tendance observée est l'augmentation de la tension à 1500 V ce qui a l'avantage de réduire le nombre d'onduleurs et le câblage.

Figure 35 : Intégration de l'onduleur avec le transformateur, et protections dans un conteneur

Système avec transformateur : 1000V PV



Source: Schneider

L'analyse menée par Greentech media sur l'évolution du prix des onduleurs string et central entre 2013 et 2020 prévoit un prix de 66 €/kWc en 2016.

D'après nos entretiens ainsi que l'analyse financière des producteurs Sungrow et Huawei, le prix de l'onduleur central se situerait davantage autour **des 60 €/kWc en 2016**.

Figure 36 : Evaluation des prix moyens US d'onduleurs (\$/Wac) 2013-2020



Source: Greentech Media, analyses CEA

En outre, nos entretiens ont confirmé un prix **de 100-120 €/kWc** pour le système intégré (onduleur, transformateur, intégration).

viii. L'installation

Le coût d'installation est dominé par le coût de main-d'œuvre de trois postes en particulier :

- Le coût du gros œuvre : la viabilité et le terrassement du site,
- Le coût d'installation des panneaux : pose des fondations, la mise en place des supports et le montage des modules,

- Le coût de raccordement des panneaux (la main d'œuvre pour le câblage DC, chemins de câbles, connectiques) jusqu'aux onduleurs et la main d'œuvre pour le câblage AC.

Dans la littérature, le coût estimé pour l'installation varie significativement : de 1 heure à 4 heures par kWc et de 50 €/kWc [Agora_15] à 190 €/kWc [Chung et al, NREL_15]. La taille de la centrale joue un rôle important dans cette estimation mais également la localisation, le terrain et le coût de la main d'œuvre.

Un de nos retours du terrain estime un coût de main d'œuvre pour la mise en place des panneaux (hors raccordement électrique) à 45 €/kWc. Pour le BOS électrique, nous estimons un coût autour de 50 €/kWc pour les installations diverses. Pour évaluer les différences géographiques, nous avons alors compté une durée totale de 2,75 heures par kWc d'installation en prenant en compte les variations du coût de main d'œuvre.

Tableau 7 : Coût de main-d'œuvre pour l'installation mécanique et électrique du BOS en fonction de la localisation

	France	Allemagne	Italie	US
Electricien, € / heure	38	38	28	43
heures	1,25	1,25	1,25	1,25
coût	47,5	47,5	35	53,75
Construction, € / heure	31	26	24	27
heures	1,5	1,5	1,5	1,5
coût	46,5	39	36	40,5
Total	94	87	71	94

Source : Eurostat, US Bureau of Labor Statistics

ix. Les autres coûts BOS

Il y a d'autres coûts BOS (soft) liés à la conception initiale du projet, comprenant la recherche du terrain, les études techniques et de gestion de projet, les coûts juridiques et administratifs pour obtenir un permis de construire, les études d'impact et de raccordement le cas échéant.

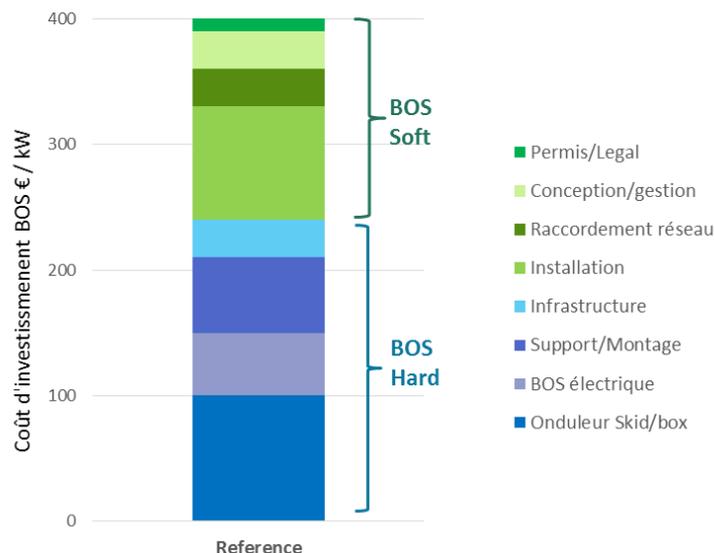
Ces coûts sont moindres que les autres éléments décrits précédemment. Nous prendrons une valeur de 40 €/kWc pour couvrir ces dépenses. On notera des variations locales liées au délai typique de procédures administratives et à leurs complexités. Les procédures d'obtention du permis de construction d'une centrale au sol en Allemagne paraissent ainsi plus simples et moins longues qu'en France.

c. Synthèses de l'investissement BOS

i. Le prix de référence du BOS en 2016

La compilation des composantes du BOS détaillée précédemment, nous permet d'établir **un prix de référence 2016 pour une centrale au sol de 10 MWc de 400 €/kWc soit un investissement global de référence de 800 €/kWc pour une inclinaison fixe et 860 €/kWc avec tracker uniaxe.**

Figure 37 : Coût BOS de référence pour une centrale au sol de 10 MWc inclinaison fixe



La part BOS hard est la plus importante avec l'onduleur/transformateur (containeur), le poste structure/montage et le BOS électrique. Pour le BOS soft, l'installation domine le coût mais les frais de raccordement au réseau liés pour partie à l'emplacement du terrain mais aussi aux politiques et pratiques de prise en charge des travaux peuvent induire de fortes variations.

Pour les grosses centrales (~100 MWc), avec des conditions locales favorables, le coût du BOS pourrait baisser à **300-350 €/kWc** (sans/avec tracker) pour un coût CAPEX total de **650-700 €/kWc**. Ce prix de référence peut néanmoins être vu à la hausse selon les particularités locales détaillées dans le chapitre suivant.

ii. Les dépendances externes du prix du BOS

Le tableau ci-après résume les composantes majeures du BOS en précisant leur dépendance avec la localisation (topologie du terrain ou encore politique, réglementation locale) ou encore les effets du rendement des modules (encore appelé : effet surfacique) et la capacité installée. Les éléments dont le prix est lié aux capacités cumulées installées par une courbe d'apprentissage sont également signalés.

Tableau 8 : Les dépendances externes des composantes du BOS

	Composant BOS	Variation localisation	Courbe de progrès	Les impacts sur le coût du composant BOS	L'effet du rendement
Soft BOS	Terrain	✓		Rendement, capacité (MWc)	100 %
	Raccordement	✓		Politique de raccordement, capacité (MWc)	-
	Installation	✓	✓	Rendement, tension onduleur, capacité (MWc)	100 %
	Conception, gestion, permis, légal	✓		Politique solaire et locale de développement	-
Hard BOS	Infrastructure			Rendement, capacité (MWc)	75 %
	Montage/support		✓	Rendement, capacité (MWc)	100 %
	Tracker uniaxe		✓	Rendement, capacité (MWc)	100 %
	BOS électrique		✓	Rendement, volume, tension onduleur	75 %
	Onduleur		✓	Capacité (MWc), tension onduleur	-
	Transformateur/Commutateur			Capacité (MWc), tension onduleur	-

Sources : CEA, [AGORA_15]

De nos recherches et entretiens menés, il apparaît que les coûts de BOS « hard » varient faiblement entre les quatre pays analysés dans cette étude, à l'exception du montage/support et des infrastructures, sensibles à la qualité du terrain et des conditions climatiques.

La partie « soft » plus faible que la partie « hard » pour une centrale au sol, n'évolue pas ou peu avec la taille de la centrale. Ainsi, on verra son coût en €/kWc/an diminuer avec l'augmentation de taille des centrales. Elle peut en revanche accuser des variations plus significatives dues au coût de main d'œuvre mais aussi aux politiques locales de gestion du territoire (traitement des dossiers) et de raccordement.

iii. Les différences du BOS en fonction des 4 localisations

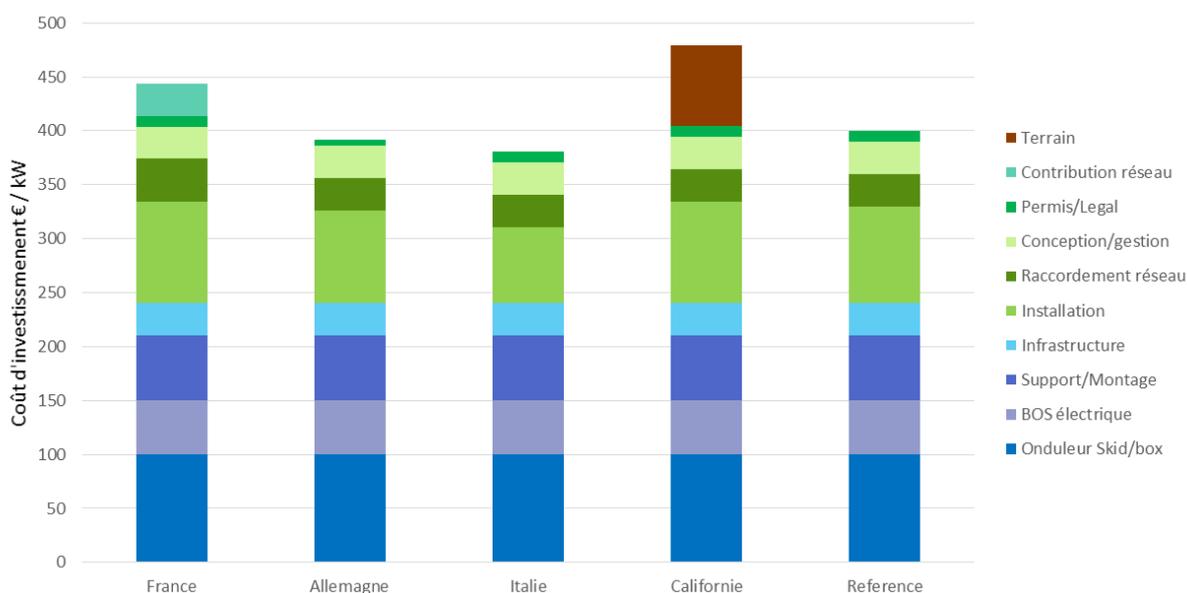
L'étude des quatre localités de référence (France, Allemagne, Italie et Californie) a montré que la part du BOS « hard » intégrant les matériaux et équipements varie peu d'un pays à l'autre, du fait d'un marché des composants PV aujourd'hui globalisé.

La différenciation entre pays se fait davantage sur les coûts « soft » sensibles aux facteurs locaux tels que **la politique de raccordement, la réglementation, ou le coût de main-d'œuvre.**

La France est ainsi apparue **davantage pénalisée : par une participation aux frais de raccordement mais aussi, chose plus rare, aux frais de renforcement du réseau, par un coût de main-d'œuvre plus élevé et des procédures administratives** notamment pour l'obtention du permis de construire, plus longues et complexes que dans certains pays comme l'Allemagne.

Si le terrain est normalement loué avec un coût qui intègre l'OPEX, la Californie fait exception avec une priorité à l'achat afin de bénéficier du crédit d'impôt toujours en vigueur sous la forme de « US Federal Investment Tax Credit ».

Figure 38 : Calcul du coût BOS pour les localisations de référence



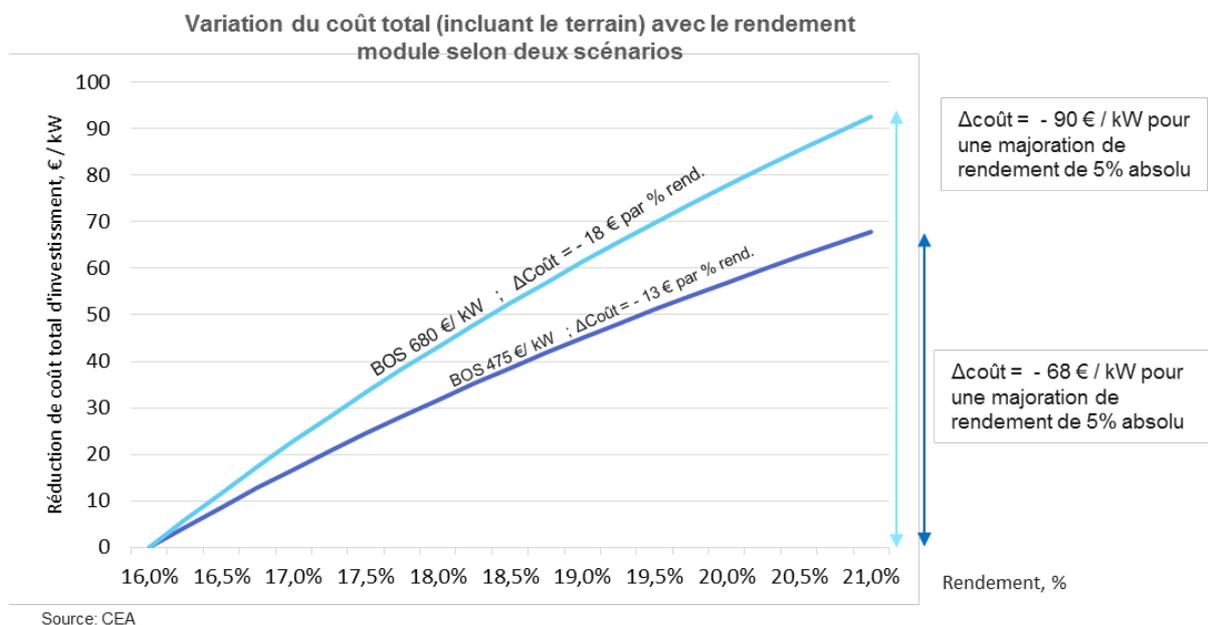
Source : CEA

Par rapport à une référence du coût BOS à 400 €/kWc, **la France est 12 % plus cher**, du fait entre autre, des frais de raccordement et renforcement du réseau. Dans le cas de la Californie, en considérant le terrain comme un investissement, le BOS est augmenté de +20%, mais en contrepartie l'OPEX est réduit.

iv. Evaluation de l'impact d'une augmentation de rendement module sur le prix BOS

L'effet surfacique du rendement influence un grand nombre de postes du BOS comme décrit dans le tableau 7. Dans l'étude [AGORA_15] du Fraunhofer ISE, une évaluation chiffrée en pourcentage de dépendance a été réalisée par composante du BOS.

Figure 39 : Impact économique de la hausse du rendement sur le prix BOS



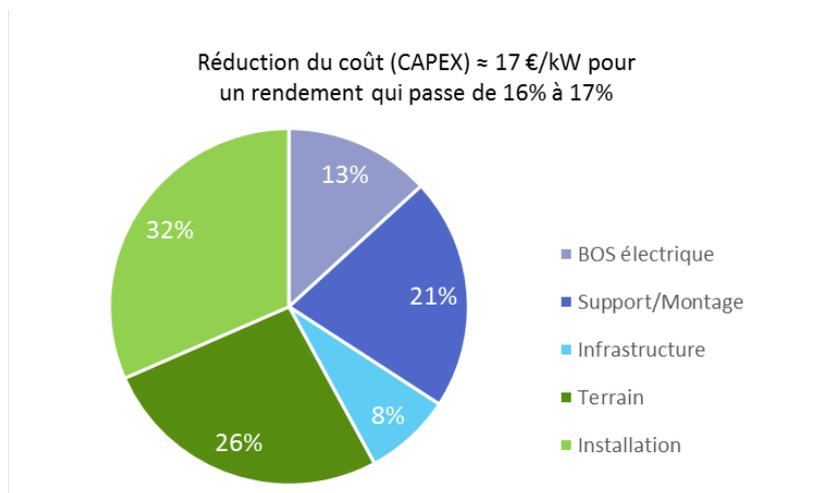
Source: CEA

Sur la base de cette étude, une évaluation chiffrée de l'impact d'une augmentation du rendement module sur le coût BOS a été réalisée. Le coût BOS a été considéré à

400 €/kWc et 600 €/kWc et les frais de terrain ont été convertis en CAPEX de 80 €/kWc (équivalent à un loyer de 3500 €/Ha actualisé sur 25 ans). L'effet n'est pas complètement linéaire, mais en moyenne, la majoration du rendement module de 16 % (multi-Si Al-BSF standard) et 21 % (mono Si IBC) engendrerait une baisse de 68 à 90 €/kWc **ou 14 à 18 €/kWc/point de rendement** (en considérant un BOS à 400 et 600 €/kWc).

Ce gain peut paraître faible au regard des efforts de R&D menés sur le rendement. Il explique en outre, la difficulté des technologies à haut rendement tel que IBC et SHJ à accéder au marché des centrales au sol, leur prix plus élevé ne pouvant être compensé par l'effet du rendement sur le coût BOS.

Figure 40 : Principales composantes du BOS CAPEX influencées par la baisse du rendement



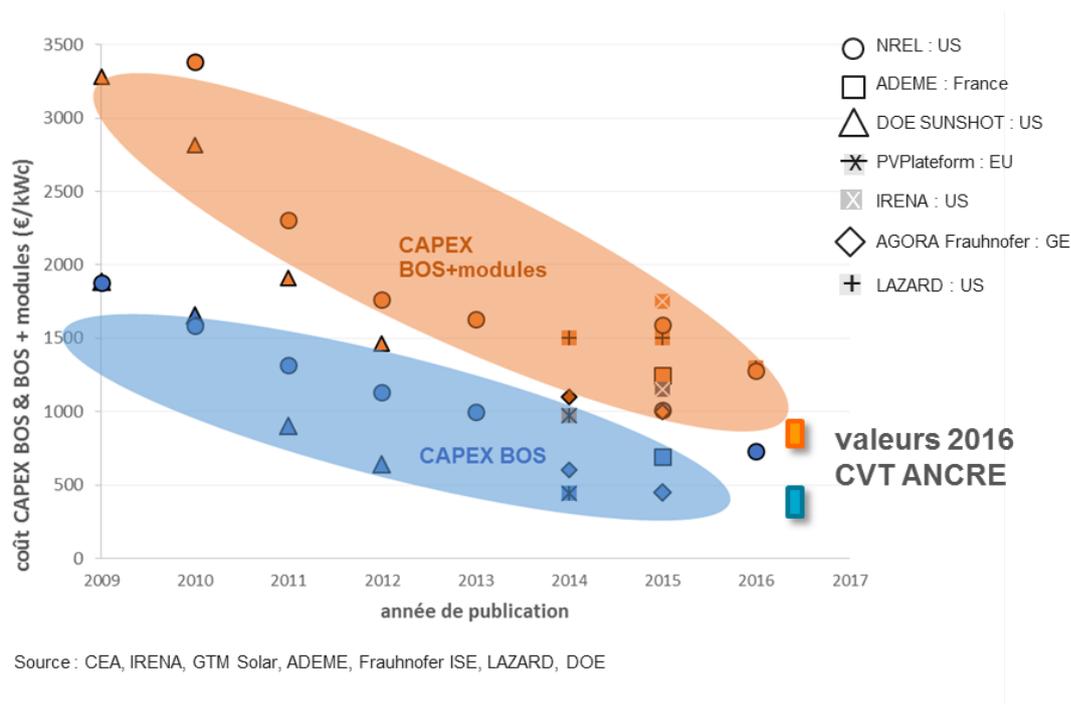
Source : CEA

v. Evolution du BOS à travers les précédentes études et perspectives

De notre approche analytique, le coût BOS CAPEX est estimé en 2016 entre 350 et 500 €/kWc, avec un coût d'investissement total pour les centrales solaires de moyenne capacité (~10 MWc) entre 750 €/kWc et 950 €/kWc. Les entretiens réalisés ont confirmé qu'il s'agissait de valeurs d'investissement typiques de 2016 dans les quatre pays de référence.

Nos résultats s'inscrivent dans l'évolution historique du coût BOS solaire. La figure suivante reprend les résultats CAPEX BOS et modules retrouvés dans les principales études faisant référence depuis 2009. **On note une significative disparité dans les valeurs pour une même année, pouvant s'expliquer par la taille d'installation (1 MWc/100 MWc), le type d'installation (fixe/tracker), la géographie, la source des données et notamment la date originelle des consultations.**

Figure 41 : Positionnement des résultats CAPEX de l'étude CVT ANCRE avec les résultats passés de la littérature pour les centrales au sol



La figure 38 illustre la baisse significative dans le temps du CAPEX BOS. La comparaison avec les valeurs du BOS complet incluant le module montre que cette baisse reste inférieure à celle du module bien souvent corrélée aux nombres cumulés d'installations dans le monde sans distinction de segments de marché (résidentiel, commercial ou centrale au sol). Cette distinction du segment est cependant nécessaire dans le cas du BOS.

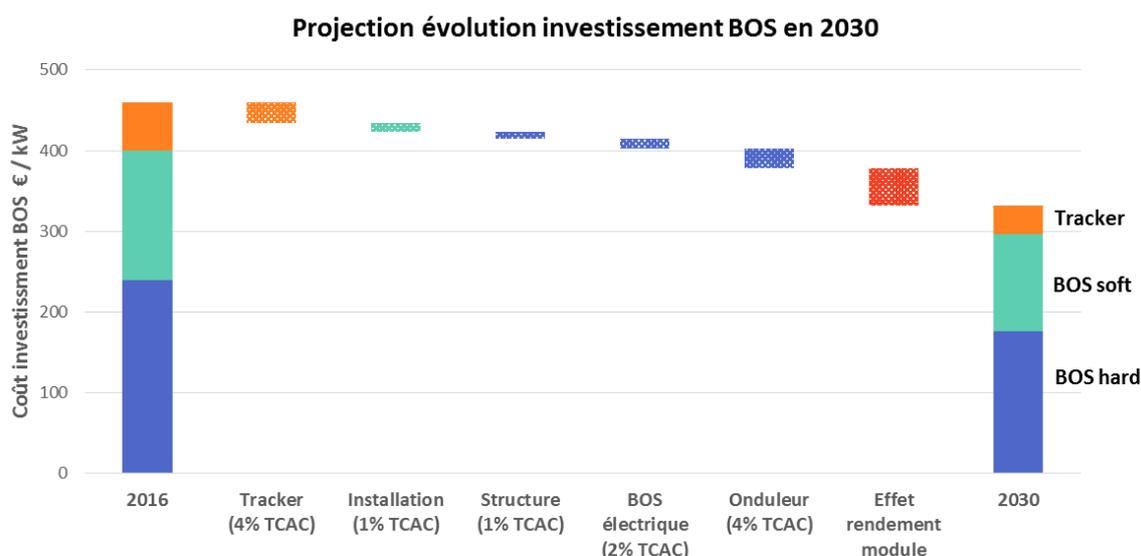
On a ainsi essayé de corréliser l'évolution du coût BOS dans le temps avec la capacité cumulée des centrales au sol.

Une courbe d'apprentissage avec un facteur de progrès d'environ 12 % pour le coût BOS des centrales au sol a ainsi été interpolée, à comparer au facteur de progrès de 20 % défini pour le module silicium établi sans distinction de type d'installation.

Selon les différentes prévisions des experts sur la capacité cumulée des installations en 2030, elle s'établirait entre un minimum à 900 GWc et un maximum à 3000 GWc. En reportant ces valeurs sur les courbes d'apprentissage, le **prix module s'établirait entre 230 et 280 €/kWc et celui du BOS entre 280 et 320 €/kWc en 2030.**

L'étude analytique réalisée sur les composantes du BOS nous permet d'évaluer comment se répartirait la baisse des coûts, en considérant à la fois la courbe d'apprentissage mais aussi l'augmentation de rendement.

Figure 42 : Prévion d'évolution des principales composantes du BOS en 2030



Source : CEA

Si la baisse peut paraître encore importante, ces prix sont pratiquement déjà pratiqués dans le cas des grandes centrales de plusieurs 100^{aines} de MWc.

En outre, les entretiens menés auprès des acteurs du domaine signalent un ralentissement important dans les marchés développés comme la France, l'Allemagne, l'Italie et les US. Ainsi, les réductions historiques, notamment dues aux pratiques immatures qui ont bénéficié de l'effet d'apprentissage, commencent à faire face aux coûts sous-jacents comme le coût de l'acier ou un coût de main d'œuvre qui pourraient monter au moins aussi vite que l'inflation.

Un de nos interlocuteurs, développeur de projets solaires, table désormais sur une baisse de 15 % du BOS pour 2030, soit seulement en moyenne -1 % par an.

IV. Les composantes du coût de production de l'électricité photovoltaïque

a. Qu'est-ce que le coût actualisé de l'énergie noté LCOE ?

Le LCOE est le coût de production de l'électricité par l'estimation du coût complet de l'installation jusqu'au point de connexion au réseau (capital, main d'œuvre, frais d'exploitation) sur la durée de vie du système, divisé par la production totale. C'est donc un coût moyenné d'où l'appellation LCOE (Levelized Cost of Energy).

Le LCOE s'exprime en €/MWh et peut se définir par l'équation suivante :

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n [OPEX(t)/(1 + WACC_{nom})^t]}{\sum_{t=1}^n [Production_0 \times (1 - Dégradation)^t / (1 + WACC_{réel})^t]}$$

- t*: temps (en années)
n: durée de vie économique du système (en années)
CAPEX: investissement initial à t=0 (en €/MWh)
OPEX(t): coûts d'exploitation et maintenance en année t (en €/MWh)
WACC_{Nom}: coût moyen pondéré du capital nominal (inflation incluse) (par an)
WACC_{Réel}: coût moyen pondéré du capital réel (inflation exclue) (par an)
Production₀: production en année 0 sans dégradation (en kWh/MWh)
Dégradation: dégradation annuelle à la puissance nominale du système (par an)

$WACC_{Réel} = (1 + WACC_{Nom}) / (1 + Inflation) - 1$
Inflation: est le taux d'inflation annuelle

Le LCOE est, depuis peu, devenu un critère clef du PV utilisé pour déterminer si l'installation pourra atteindre la parité réseau 'grid parity' c'est-à-dire le prix marché de l'électricité.

Objectif « Parité réseau » : le rapport des États généraux du solaire photovoltaïque (octobre 2011) définit ainsi le concept : « Pour les installations où l'électricité solaire peut être consommée « sur place », la « parité réseau » caractérise le moment à partir duquel le coût de l'électricité photovoltaïque devient compétitif avec le prix de vente de l'électricité conventionnelle délivrée par le réseau. En d'autres mots, le coût de production du kWh photovoltaïque est équivalent au coût d'achat de l'électricité au détail. Pour les parcs au sol de grandes tailles, la parité réseau se mesure à la compétitivité de l'électricité solaire vis-à-vis du prix de gros de l'électricité. »

Mise en garde : le LCOE est un coût intrinsèque, décliné par régions, années et type d'installation. Sa comparaison avec le prix marché de l'électricité, qu'il s'agisse du prix SPOT ou PPAs, est discutable. En effet, dans le cas du prix de marché SPOT ce dernier est très variable tandis que le LCOE considère une même valeur de l'énergie produite. En outre le LCOE ne prend pas en compte les taxes sur les bénéfices ainsi que le modèle d'affaire des offres de prix PPAs.

Parmi les composantes du LCOE, l'investissement CAPEX et le moyen de financement WACC sont prépondérantes pour cette technologie capitalistique. La baisse du module d'un facteur 4 en 10 ans montre toute la difficulté à s'appuyer sur des études antérieures même datant de 2015.

Les coûts annuels d'exploitation (OPEX) ont largement baissé ces dernières années et représentent au maximum 2 % du capital investi. Ils incluent principalement les coûts d'opération et de maintenance des installations de production, les assurances, les taxes

et les loyers. Ces deux dernières composantes peuvent varier de manière importante suivant le pays et la tension sur la disponibilité des terrains.

La durée de vie du système sur laquelle est calculé le LCOE pour le PV est souvent prise égale au nombre d'années pendant lesquelles les fabricants de modules garantissent 80 % du rendement. Aujourd'hui, ces garanties de rendement s'étendent classiquement à 25 ans tandis que la plupart des études sur le LCOE réalisée par les organismes institutionnels partent sur une valeur de 30 ans.

Les coûts de démantèlement d'une installation PV ne sont pas pris en compte dans le coût de production car ils sont négligeables. En effet, s'ils étaient inclus dans le LCOE, cela résulterait en une augmentation de la valeur du LCOE inférieure à 2 % [EUPV Platform_15]. En outre, depuis 2014, les panneaux photovoltaïques sont soumis à la DEEE (Directive européenne sur la gestion des Déchets d'Equipements Electriques et Electroniques). A ce titre, fabricants, importateurs et distributeurs sont soumis à une éco-participation (4 euros par panneau) garantissant que les détenteurs de déchets n'aient pas à payer de frais supplémentaires lorsque leurs panneaux atteignent la fin de leur vie utile. Les panneaux en silicium sont aujourd'hui recyclés en moyenne à plus de 90 % et ceux en non-silicium à plus de 97 %.

Le coût de production dépend fortement de la production annuelle donnée par l'irradiation, qui dépend de la localisation. Elle peut varier d'un facteur 2,4 entre le Nord de l'Angleterre (1000 kWh/m²) et les Emirats (2200 kWh/m²) ou l'Afrique Centrale (2400 kWh/m²) et d'un facteur 1,5 à l'intérieur de la France (1100 à 1600 kWh/m²). En outre, cette production décroît au fil des ans avec la dégradation des performances des panneaux PV dans le temps.

On comprend d'ores et déjà, **que le coût de production PV dépend fortement du lieu précis d'implantation, de l'année du calcul du coût et du type d'installation (résidentiel, industriel, centrale au sol).**

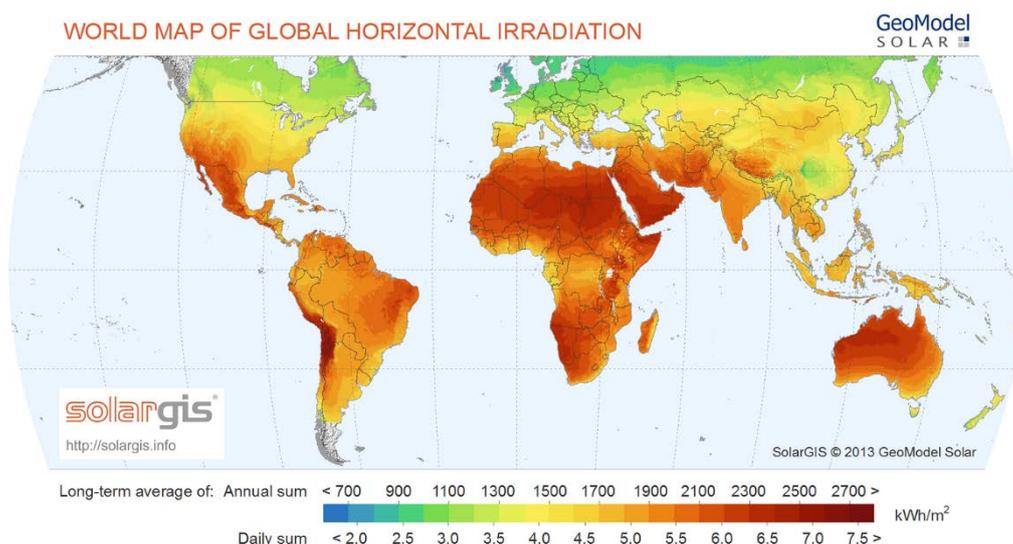
Les composantes du LCOE seront décrites en détail dans les chapitres suivants. L'étude s'appliquera à décrire **le contexte 2016 des centrales au sol sur la base des entretiens menés fin 2016-début 2017 auprès des acteurs du domaine.**

d. Le productible PV : une énergie inégalement distribuée sur le globe

i. Du rayonnement solaire au productible électrique

Le photovoltaïque utilise une ressource gratuite, illimitée mais inégalement répartie sur le globe. L'irradiance globale horizontale (IGH) mesure la quantité totale de rayonnement solaire reçue par une surface horizontale au sol et combine le rayonnement diffus (dispersé par les nuages) et le rayonnement normal direct (DNI).

Figure 43 : Irradiation globale horizontale moyenne annuelle et journalière dans le monde



Si la valeur de l'IGH peut être mesurée par les stations météorologiques, cette donnée n'est pas directement utilisable parce que le module PV a normalement une inclinaison pour mieux exploiter le potentiel du soleil. Il existe ainsi différents outils de simulation calculant l'Irradiation Globale dans le Plan du panneau (IGP), intégrant également les pertes liées à l'électronique mais encore aux conditions locales de température, de salissure. Ces derniers critères peuvent avoir un impact non négligeable. En effet, si l'IGH est particulièrement généreux dans les zones proches de l'Equateur comme le Sahara, l'Australie et l'Arabie Saoudite, dans ces régions néanmoins, le rendement de conversion peut être dégradé par le facteur température qui affecte le rendement des modules mais peut aussi endommager les équipements électroniques. En outre, dans ces régions de sable, la salissure déposée sur les modules est également prise en compte dans les pertes de rendement.

Le tableau suivant présente les résultats du rayonnement reçu par le panneau PV c-Si et l'énergie électrique produite correspondante pour différentes localisations calculés par l'outil de modélisation PVsyst.

Tableau 9 : Valeurs d'irradiation et de productible dans les pays de référence avec un module multi c-Si calculé par PVsyst

Localisation	Irradiation Horizontale IGH	Angle optimal	Irradiation dans le plan IGP	Pertes module effet T°C et faible irradiance	Pertes du système	Rendement système	Energie annuelle productible Modules en fixe
	kWh/m ² /an		kWh/m ² /an				kWh/kWc/an
GE, Dresde	1090	35°	1284	-4,6 %	9,3 %	88 %	1130
FR, Toulouse	1460	30°	1690	-5,2 %	9,1 %	86 %	1554
IT, Naples	1600	30°	1960	-5 %	9 %	86 %	1650
CA, San Diego	1810	30°	2080	-7 %	9,0 %	84 %	1750
UAE, Abou Dhabi	2205	20°	2360	-12,20 %	9 %	80 %	1880

ii. La dispersion des valeurs de l'IGH selon le logiciel de simulation

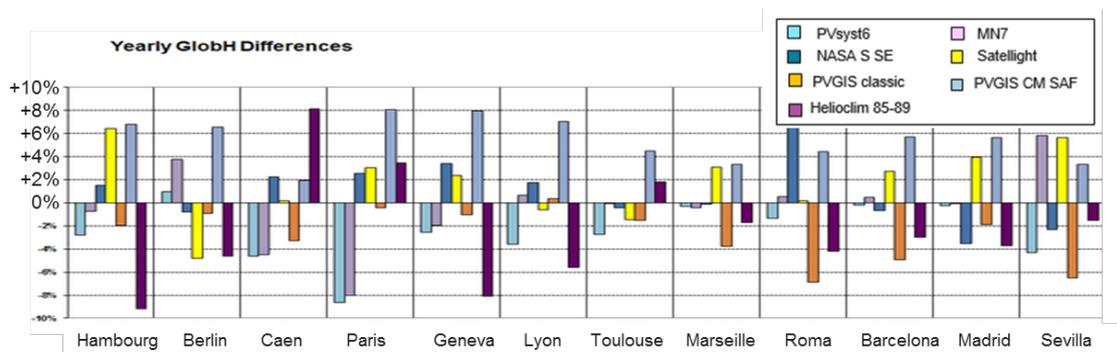
Il existe plusieurs outils de simulation du productible photovoltaïque accessibles gratuitement comme PVGIS développé par le JRC (European Joint Research Center), SAM pour System Advison Model développé par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) avec l'aide de Sandia National Laboratories, ainsi que des logiciels du commerce comme PVsyst utilisé par plusieurs professionnels interrogés.

Ces logiciels utilisent différentes bases de données pour les valeurs de l'IGH, déterminées par des mesures historiques au niveau des stations météorologiques locales ou par analyse d'images satellites. Suivant les bases de données, les valeurs IGH varient sensiblement.

- **PVGIS** : construit ces valeurs d'éclairement à partir de données satellites mensuelles et des coordonnées géographiques du site souhaité. Son champ d'action couvre l'Europe et les pays du MENA. En 2015, PVGIS a effectué une mise à jour de sa base de données qui reposait sur des mesures couvrant la période de 1981 à 1990 pour la période de 1998 à 2011. Une hausse des valeurs de 7 à 15 % a été observée. L'auteur explique ces écarts par une meilleure méthodologie de mesure mais aussi par **les effets du changement climatique**.
- **SAM** : propose une base de données d'éclairement mesuré par 1020 stations météorologiques réparties dans le monde, sur la période 1991-2005. L'utilisateur doit simplement choisir une ville proche de la localisation où il souhaite installer son système énergétique. Il peut également télécharger ses propres données météorologiques.
- **PVsyst** : propose une base de données mensuelles d'éclairement mesuré par 1200 stations météorologiques réparties dans le monde et complété par des données satellites, sur la période 1960-1991, et en option la période 1995-2005. L'utilisateur peut également télécharger ses propres données.

Une étude comparée des valeurs d'IGH selon la base de données, menée par PVsyst [PVsyst6.5.3] pour différentes localités en Europe et aux US, a montré une forte disparité avec des écarts par rapport à la moyenne des valeurs de +/- 8 % selon la source mais aussi la **version** d'une même base.

Figure 44 : Comparaison de la déviation des IGH données par des bases de données pour différentes localisation en EU



Source : PVsyst

Cette forte disparité des mesures de l'IGH selon la base de données et la version d'une même base, souligne l'aspect **imprévisible de la source solaire**. Il paraît difficile de se prononcer sur la base de données la plus représentative de la réalité et encore moins sur les prédictions futures du climat.

Il est fréquent que le développeur de centrale au sol fasse l'acquisition de bases de données plus récentes et à proximité du site d'implantation. **L'incertitude sur la valeur calculée du productible, sur la durée d'exploitation, n'en demeure pas moins un facteur de risque dans le calcul économique d'une centrale au sol.**

c. Les frais d'exploitation

i. Les composantes des coûts d'exploitation d'une centrale au sol

Les coûts d'exploitation représentent une part relativement faible du coût de production d'électricité des installations photovoltaïques. Ils intègrent les frais opératoires et de maintenance, le paiement des loyers, des assurances ainsi que diverses taxes locales.

On peut néanmoins constater de fortes disparités selon la localisation notamment dues aux taxes locales mais aussi au terrain devenu dans certains pays un véritable enjeu comme en France et en Allemagne où la réglementation sur l'occupation des sols a réduit drastiquement le nombre de terrains éligibles (détails au chapitre III.b.i.).

Le loyer

Les loyers acquittés par les producteurs photovoltaïques sont très variables selon le bailleur et l'utilisation du terrain et peuvent aller d'une valeur nulle à 20-30 €/m²/an. Selon nos entretiens, le loyer moyen constaté dans les pays étudiés se situe entre 2 000 et 4 000 €/Ha/an, 3 500 €/Ha/an étant la valeur couramment citée.

Néanmoins, on constate depuis peu, dans les pays avec une réglementation sur l'utilisation des sols comme en France et en Allemagne, une augmentation des tarifs, du fait d'une offre réduite par rapport à la demande. Il devient ainsi parfois plus rentable, pour l'installateur et exploitant de centrale au sol, d'acheter le terrain en considérant le coût complet d'une location actualisée.

La maintenance

Ce poste comprend l'entretien des installations et du terrain, la maintenance technique préventive et corrective, ainsi que l'achat des équipements à remplacer comme les onduleurs dont la durée de vie est généralement fixée à une dizaine d'années de fonctionnement.

Ce poste a très largement évolué et fait l'objet d'optimisations importantes. Aujourd'hui, la gestion des centrales est le plus souvent centralisée grâce au monitoring à distance et un suivi de l'état des panneaux par des sondes et capteurs. Les interventions sont le plus souvent réalisées par une équipe qui se déplace sur plusieurs installations d'une zone géographique. De même le gardiennage est assuré à distance par des caméras de surveillance. Parmi les innovations dans le domaine de l'exploitation des centrales au sol, on peut noter l'utilisation des drones pour la surveillance des panneaux. Certains leur préfèrent les ballons dirigeables qui bénéficient d'une réglementation plus souple.

Le coût de ce poste est ainsi passé en quelques années de 20 €/kWc/an à 5-10 €/kWc/an.

Dans le cas des installations avec tracker, cette valeur est augmentée de 30 % afin de tenir compte des interventions plus fréquentes relatives aux équipements motorisés et des automates.

Figure 45 : Les différents aspects de la maintenance



Les frais de gestion

Ce poste correspond à l'ensemble des frais de fonctionnement : frais administratifs, commissaires aux comptes, frais bancaires, etc.

Divers

Ce poste comprend notamment la location du compteur, les frais de télécommunications et le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE) dans le cas de la France.

Taxes (hors taxes sur les bénéficiaires et taxes de distribution de l'énergie)

Le montant des taxes locales fait partie des spécificités pays. Elles peuvent représenter une part non négligeable des frais annuels à l'image de la France où elles contribuent pour un tiers de l'OPEX ou encore elles peuvent être vues comme un levier d'aide au développement PV comme en Californie où les particuliers et les industriels en sont exempts. Le tableau suivant décrit les taxes locales appliquées aux centrales solaires dans les pays ciblés par l'étude :

Tableau 10 : Montant des taxes applicables aux exploitants de centrales au sol en France, Allemagne, Italie et Californie

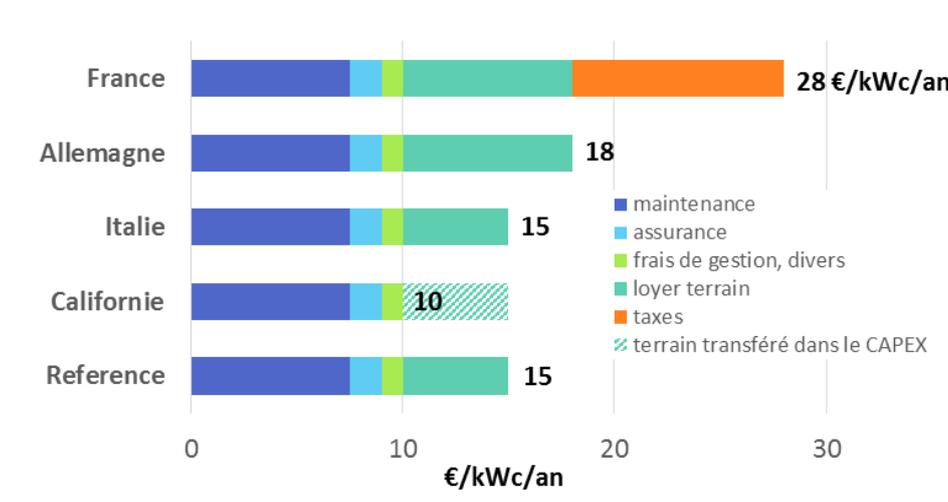
Pays	montant	description
France	~ 10 k€/MwC/an	L'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau (IFER) est le premier poste d'imposition locale avec un taux fixe de 7,12 k€/MwC. Les producteurs PV sont également soumis à la contribution économique territoriale (CET), à la taxe foncière et à la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S)
Allemagne	~ 0 k€/MwC/an	Exclusion taxe foncière
Italie	~ 0 k€/MwC/an	Depuis janvier 2016, les centrales PV au sol ne sont plus soumises aux taxes foncières IMU (Imposta Municipale Unica) et TASI (Tassa sui Servizi Indivisibili)
Californie	~ 0 k€/MwC/an	Les installations PV pour les particuliers et les professionnels bénéficient d'une exclusion de la taxe foncière jusqu'en janvier 2025.

On note ainsi que la part des taxes en France est supérieure aux charges de maintenance.

ii. Répartition des coûts d'exploitation annuels en fonction de la localisation

Les frais d'exploitation décrits dans le chapitre précédent, en fonction de la localisation, ont été représentés dans le graphe suivant avec une valeur de référence de 15 €/kWc/an.

Figure 46 : Répartition des coûts d'exploitation d'une centrale au sol pour 4 localisations (inclinaison fixe)



Ainsi la France se retrouve avec un OPEX le plus élevé de l'ordre de 28 €/kWc/an, quasiment le double de la valeur de référence, en cumulant les contraintes de terrains ainsi que les taxes appliquées aux entreprises de réseau.

L'Allemagne se trouve également au-dessus de la valeur de référence du fait des loyers supérieurs des terrains.

L'OPEX de l'Italie a été considéré égal à la valeur de référence. Jusqu'au début 2016, les frais d'exploitation d'une centrale au sol étaient alourdis par des taxes foncières dont elle se trouve exemptée depuis début 2016.

Enfin, la valeur de référence pour la Californie à 10 €/kWc/an, tient compte de l'absence de loyer, le crédit d'impôt accordé pour les centrales au sol, US Federal Tax Subsidies, incitant les constructeurs de centrale à privilégier l'achat de terrains plutôt que la location.

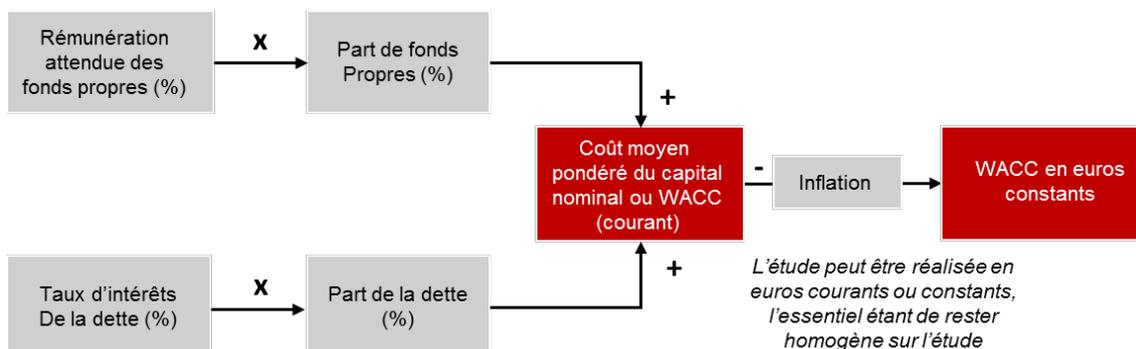
d. Le financement : coût du capital WACC

i. Structure du financement

La structure de coût de l'électricité photovoltaïque étant principalement capitalistique elle dépend très fortement du moyen de financement. On parle ainsi de WACC (weighted average cost of capital) ou coût moyen pondéré du capital pour représenter le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour d'un investissement.

Le WACC se répartit ainsi en fond propre et en dette et s'écrit :

Figure 47 : Méthodologie de calcul du WACC



Si on décide de considérer les coûts et revenus en monnaie constante, on considère alors le WACC réel corrigé de l'inflation. La relation entre WACC réel et nominal s'écrit :

$$WACC_{réel} = (1 + WACC_{nom}) / (1 + inflation) - 1$$

Dans notre étude, l'inflation n'est pas prise en compte, WACC réel et nominal étant dans ce cas identique.

ii. Répartition du financement

Les installations photovoltaïques sont généralement développées par une société de projet dédiée, avec un financement sans recours. La majorité des investissements est financée par la dette bancaire, et le solde, par un apport en fonds propres des actionnaires.

La constitution du capital peut être très différente d'un pays à l'autre. En fonction du profil de risque spécifique au pays d'implantation, les investisseurs peuvent être amenés à financer en fonds propres jusqu'à 50 % du projet. Un ratio évalué en 2014 pour des

projets Eolien onshore dans les pays du Sud-Est de l'Europe (Grèce, Roumanie, Bulgarie) selon l'étude DiaCore [Diacore_16].

En 2016, dans les pays présentant une stabilité politique et une réglementation en faveur des énergies renouvelables comme la France, l'Allemagne, la Californie, les développeurs ont recours à un financement de projet classique, avec un ratio moyen entre dette et fonds propres de 80 %-20 % pouvant même aller jusqu'à un ratio de 90 %-10 % (selon les entretiens menés en 2016-2017).

L'investisseur peut ainsi placer son argent dans davantage de projets et par la même occasion, répartir les risques.

iii. Valeurs du coût du capital

La valeur du coût moyen pondéré du capital (WACC) dépend du type d'investisseurs et de leurs propensions au risque. Ce risque se mesure en fonction de la stabilité du pays, de la politique de soutien, de la durée de traitement des demandes par les autorités, de l'accessibilité au réseau, ou encore du risque lié à la technologie. Le WACC dépend aussi beaucoup des options alternatives d'investissement offertes.

A cause de la nature hautement subjective du WACC, on retrouve dans les études publiées plusieurs valeurs le plus souvent comprises entre 4 % et 10 % (IEA), voire parfois 2 % (EUPV Plateform). En 2016, les entretiens menés auprès des financiers et acteurs du domaine (installateurs PV, financeurs) montrent une homogénéisation des valeurs du WACC dans les pays présentant une politique de soutien aux EnR. **La fiabilité de la technologie, ainsi que le développement d'appels d'offre de long terme, ont changé la perception des projets de centrale au sol considérés aujourd'hui comme un investissement sûr, de longue durée.**

Coût de la dette

Dans un contexte post-crise, résultant dans la baisse des prêts de la EIB et EURIBOR, les banques recherchent des investissements sûrs, de long terme. Le financement des centrales au sol est ainsi devenu attrayant, engendrant une compétition inter-banques favorable à la baisse des taux d'emprunts.

Le taux de la dette accordé aux développeurs de projets PV comporte une part fixe et une part variable. La part fixe qui représente la marge de la banque se négociait en 2016 entre 1 et 1,5 % pour le financement d'une centrale de 10 MWc, sur une durée de 15 à 20 ans.

La part variable concerne le taux interbancaire pour les emprunts de long terme : l'Euribor 3 mois. En 2016, il s'établissait dans des valeurs négatives en moyenne de -0,36 %. Ce taux étant variable, il doit être échangé contre un taux fixe sur une durée déterminée : le swap.

En 2016, le swap 20 ans variait de 0,7 à 1,25 % (source Bloomberg Finance). Ces valeurs peuvent être considérées comme très basses si on regarde les années précédentes, avec en 2015 un premier semestre à 1,5 % et en 2011 une valeur à 4 %.

On obtient ainsi un taux de la dette entre 1,7 et 2,75 % en 2016 pour une durée de 20 ans.

Coût des fonds propres ou taux de rentabilité interne

Si les projets de centrale au sol suscitent désormais la compétition entre les banques, le système de mise en concurrence des investisseurs par le biais d'appel d'offres ou d'enchère entraîne également la baisse des taux de rentabilité interne des entreprises.

Selon nos entretiens, le taux de rentabilité interne TRI visé par les entreprises se situerait entre 6 et 7 % pour les centrales au sol.

Valeurs du coût du capital

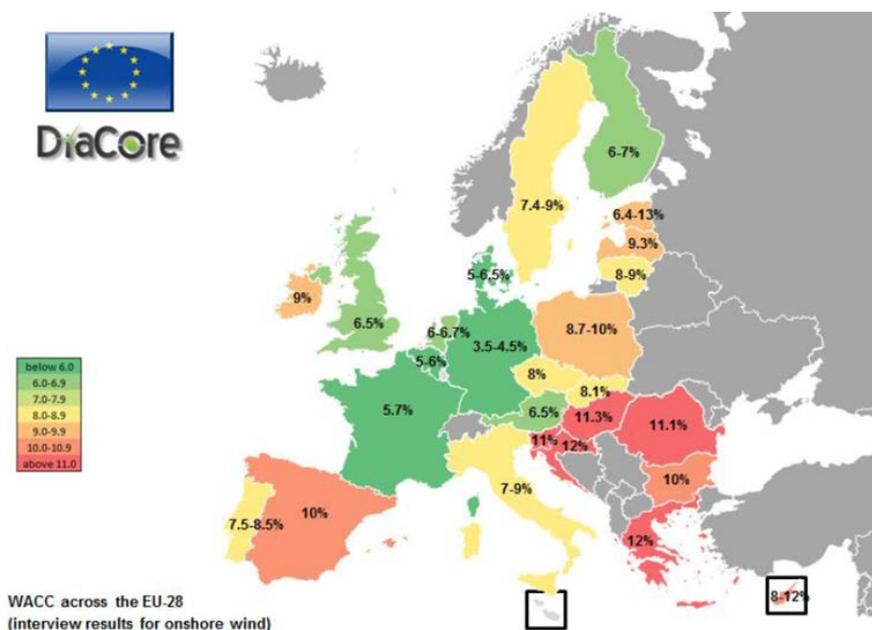
En reprenant les valeurs sur les coûts dette/fonds propres pour une répartition 80 – 20 %, on obtient un intervalle du coût du capital entre 2,5 et 3 %.

Dans la suite du rapport on prendra une valeur du WACC de 4 % pour prendre en compte la durée d'exploitation de 25 ans du LCOE par rapport à une dette négociée. En outre, l'inflation sera considérée comme nulle dans le calcul du LCOE.

Si les valeurs du WACC se sont homogénéisées dans les pays présentant une ligne claire sur le développement des EnR, il n'en va pas de même pour d'autres pays, économiquement et politiquement moins stables, où les énergies renouvelables ne sont pas encore répandues ou ne bénéficient pas d'une politique fiable de soutien.

En 2014, l'étude DiaCore sur le financement des projets éoliens onshore en Europe, observait des coûts du capital très différents entre pays de l'Union Européenne, pouvant aller de 3,5 % pour l'Allemagne à 12 % dans les pays du Sud Est de l'Europe : Grèce, Slovaquie, Croatie, Hongrie, Bulgarie, Roumanie.

Figure 48 : Evaluation du WACC en Europe en 2014 pour les projets éoliens onshore selon l'étude [DiaCore_14]



L'Italie, retenue dans les scénarios de LCOE de l'étude, présentait en 2014, un WACC de 7 à 9 %. Depuis 2014, le moratoire sur les énergies renouvelables persiste, c'est pourquoi les projets solaires présentent un risque plus élevé pour l'investisseur et la valeur du **WACC de 8 % a été conservée pour l'Italie.**

A noter que, désormais, certains développeurs sont davantage attirés par ces pays présentant plus de risque mais permettant en contrepartie des taux de rentabilité supérieurs.

V. Modélisation du LCOE

a. Résultat des scénarii aux différentes localisations

Le tableau suivant reprend les valeurs des composantes du LCOE retenues pour chaque localisation et développées dans les précédents chapitres.

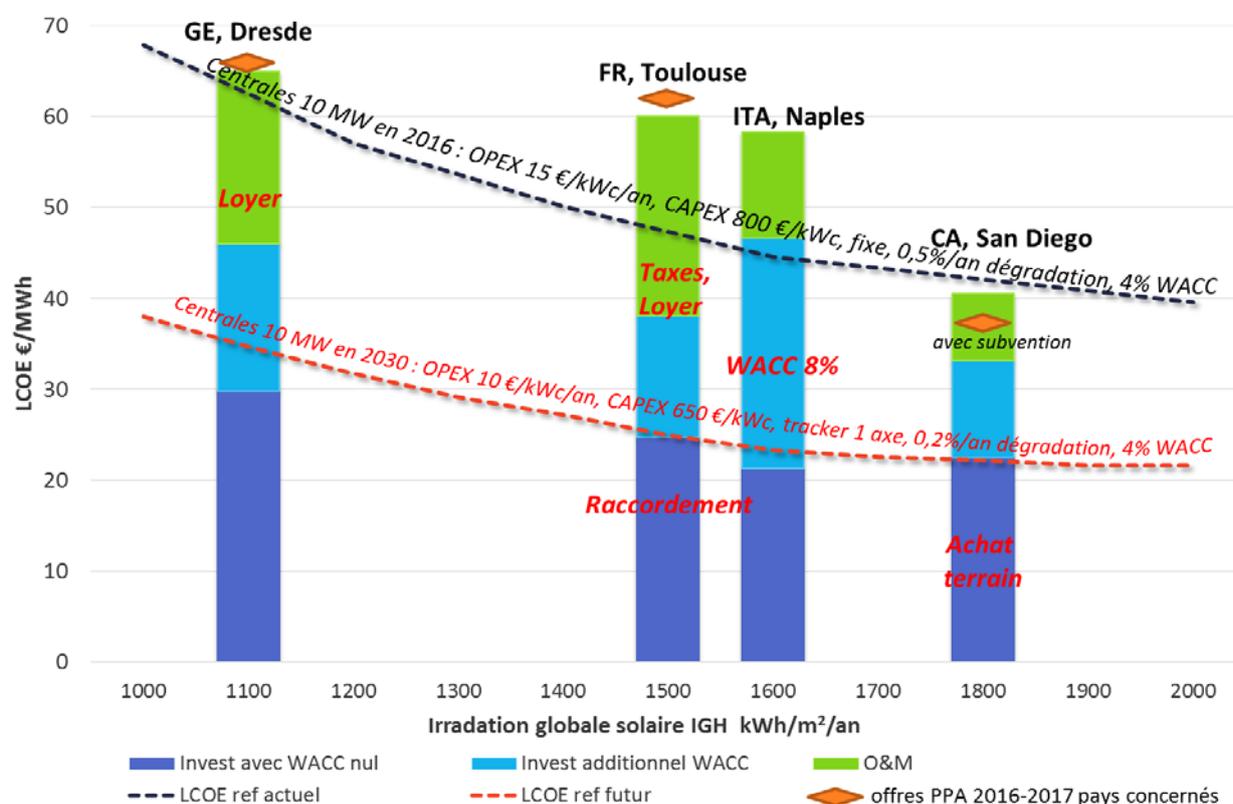
Tableau 11 : Synthèse des valeurs des composantes du LCOE pour chaque localisation

		REF	France Toulouse	Allemagne Dresde	Italie Naples	Californie San Diego
Ensoleillement GHI Productible	kWh/m ² /an	variable	1450	1060	1600	1870
	kWh/kW/an		1500	1100	1650	1750
CAPEX	€/kWc	800	844	792	781	880
OPEX	€/kWc/an	15	28	18	15	10
WACC	%	4	4	4	8	4
Durée d'exploit.	ans			25		
Dégradation	%/an			0,5		

Source : CEA

Un productible moyen en fonction de l'IGH mesurée, a été établi sur la base de calcul réalisé par le logiciel PVsyst pour différentes localisations en considérant un module standard multi-Si et une inclinaison optimale du panneau. En utilisant les valeurs de référence pour les composantes du LCOE, il a été ainsi possible d'établir **la courbe de référence du LCOE en fonction de l'IGH : $LCOE = f(IGH)$ et de positionner sur cette même courbe les LCOE calculés en tenant compte des spécificités des 4 localisations :**

Figure 49 : Courbes de référence du LCOE en 2016 et 2030 en fonction de l'IGH et particularités des 4 localisations choisies



On obtient ainsi un coût de l'énergie en Allemagne, à Dresde, de 65 €/MWh proche de la valeur de référence de 62 €/MWh à la même valeur d'IGH ainsi que la valeur moyenne du dernier appel d'offres de long terme de 66 €/MWh.

Le LCOE à Toulouse de 60 €/MWh, se trouve bien supérieur de +28 % à la valeur de référence de 47 €/MWh pour un ensoleillement équivalent, du fait d'une politique de raccordement et de taxation bien plus pénalisante que la moyenne des pays étudiés. En prenant en compte ces spécificités françaises on se trouve ainsi très proche de la valeur moyenne du dernier appel d'offres de février 2017 de 62,5 €/MWh. **L'analyse de détails permet ainsi d'expliquer pourquoi la France, avec un ensoleillement 1,4 fois supérieur à l'Allemagne, se trouve avec un coût de l'énergie PV quasiment identique.**

Dans le cas de l'Italie, le LCOE se trouve à pratiquement +30 % au-dessus de la valeur de référence alors que l'unique paramètre différenciant est le financement de 8 % au lieu de 4 %. On observe d'ailleurs sur la représentation graphique du LCOE de l'Italie qu'à cette valeur du WACC, la part d'investissement supplémentaire liée au financement est supérieure à l'investissement initial et représente pratiquement la moitié du LCOE.

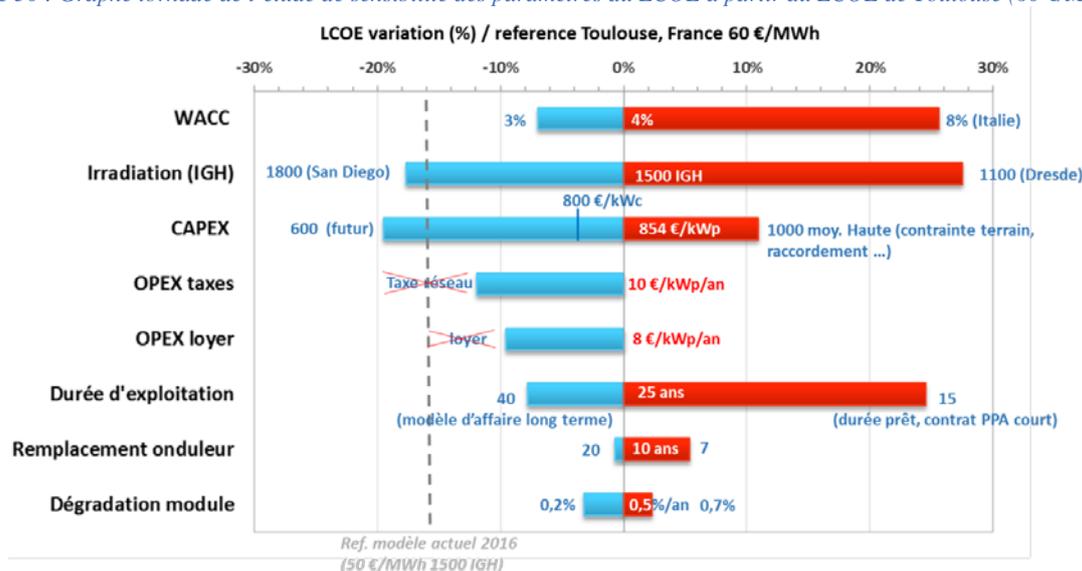
Cette illustration montre l'importance des moyens de financement et l'intérêt des pouvoirs publics à proposer un cadre d'investissement sécurisé pour les EnR, favorable à la concurrence, comme c'est le cas pour les appels d'offres de long terme.

La courbe de référence pour 2030, montre que l'écart de LCOE selon l'ensoleillement devrait encore se réduire pour se situer entre 40 €/MWh (IGH de 1000 kWh/m²/an) et 20 €/MWh (IGH de 2000). **Dans les zones favorables en Europe (IGH > 1300) un prix de l'électricité photovoltaïque en dessous des 30 €/MWh sera possible.** Afin de mesurer de manière plus précise, l'impact de chaque composante sur le LCOE, une étude de sensibilité a été réalisée en reprenant l'exemple de Toulouse.

b. Etude de sensibilité des différentes composantes du LCOE

L'étude de sensibilité s'est portée sur chaque composante du LCOE en prenant en compte les intervalles de variations possibles retrouvés dans la littérature ou visés dans le futur. La localisation de référence Toulouse a été retenue. Les résultats ont été représentés sous la forme d'un graphe tornade. Dans cette approche, l'impact de chaque paramètre sur le LCOE est considéré de manière indépendante et ne tient pas compte du lien éventuel avec d'autres composantes.

Figure 50 : Graphe tornade de l'étude de sensibilité des paramètres du LCOE à partir du LCOE de Toulouse (60 €/MWh)



Source : CEA

Cette représentation graphique illustre bien l'importance de chaque composante. Dans le cas de la France, qui présente un ensoleillement très inégal entre le sud et le nord avec des écarts d'un facteur 1,5, l'incidence sur le LCOE est directement inversement proportionnelle. On comprend ainsi l'importance de la localisation des terrains. Autre composante particulière à la France : celle des taxes réseau, en les supprimant, le LCOE baisserait alors de 12 %.

La variation du WACC a également un fort impact, comme illustré dans le graphe précédent avec le cas de l'Italie.

Enfin, on notera l'importance plus relative de la dégradation des modules sur le LCOE, ainsi que la durée de vie qui permet une baisse de 8 % du LCOE pour une durée d'exploitation prolongée à 40 ans.

c. Impact de l'utilisation du tracker sur le LCOE

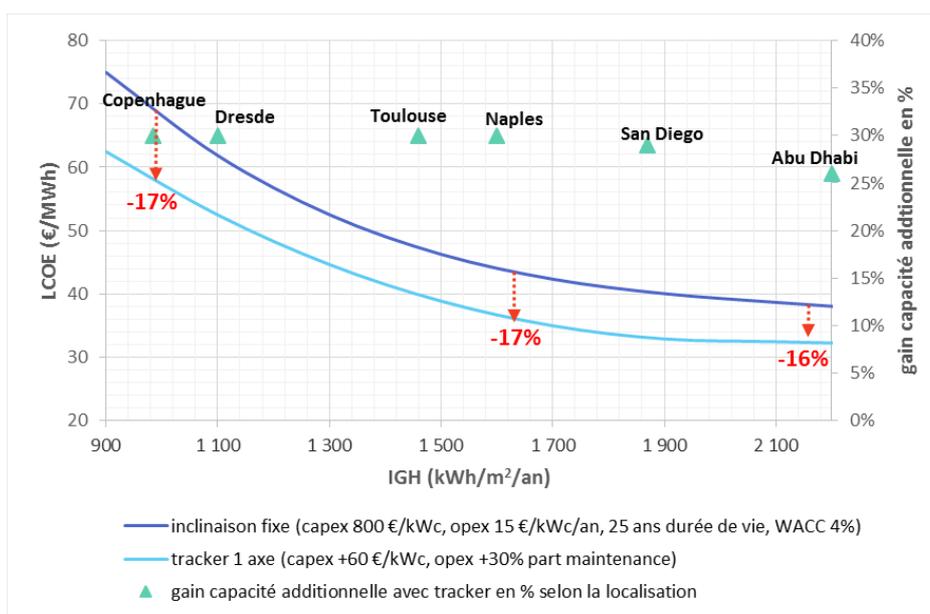
Si la grande majorité des panneaux PV de centrales au sol sont actuellement montés sur support fixe, l'année 2016 a vu un nombre important d'offres de centrales solaires équipées de tracker. Selon l'ITRPV, ce type d'installation devrait se généraliser dans les prochaines années.

Afin de valider l'intérêt économique de ce type de système, le calcul du LCOE a été réalisé pour différentes localisations, avec et sans tracker uniaxe. Les différents logiciels de calcul du productible [SAM (NREL), PVGIS (JRC EU) et PVSyst (commercial)] ont établi un gain pour le tracker de +30 à 35 % à Copenhague, Toulouse, San Diego et ~25 % dans les zones les plus exposées comme Abou Dhabi.

En outre, les entretiens menés auprès de fournisseurs de trackers ont permis de définir un supplément d'investissement de +60 €/kWc par rapport à une installation fixe. Les opérateurs de centrale interrogés considèrent une augmentation de +30 % des frais de maintenance dus aux moteurs et automates.

Le calcul comparé du LCOE d'une centrale montée avec trackers et sur support fixe a ainsi **montré un gain de +16-17 % quel que soit la localisation**, comme illustré sur la figure suivante.

Figure 51 : LCOE d'une centrale au sol de 10 MWc montée avec et sans tracker. Gain sur le productible et LCOE



d. Le LCOE 2016 et les prix des appels d'offres de long terme de l'année

Si le LCOE n'intègre pas les taxes sur les bénéfices, ni les mécanismes d'amortissement d'un modèle d'affaire, son calcul n'est cependant pas si éloigné du calcul de la valeur limite de rentabilité des appels d'offres de long terme pour lesquels le rachat de l'électricité à une valeur fixée est garantie.

Le tableau suivant reprend plusieurs réponses à appels d'offres de long terme, retenues en 2016, en indiquant dans la mesure du possible, les principales spécificités. La liste n'est pas exhaustive et les appels d'offres les plus remarquables ont été retenus. On compte ainsi les différents records mondiaux successifs 2016 : Pérou (48 \$/MWh), Mexique (35 \$/MWh), Dubaï EAI (30 \$/MWh), Chili (29 \$/MWh) et Abou Dhabi (24 \$/MWh), ainsi que les derniers records des grandes régions du monde comme en Inde (38 \$/MWh), au Brésil (78 \$/MWh) et en Zambie (60 \$/MWh) qui est le plus bas tarif d'énergie solaire en Afrique. En Europe, les derniers appels d'offres en Allemagne et en France ont également été reportés, dont l'offre remarquable du Danemark dans le cadre du 6^{ème} appel d'offres transfrontalier Allemand.

Tableau 12 : Descriptions des appels d'offres de long terme sur les centrales au sol dans le monde

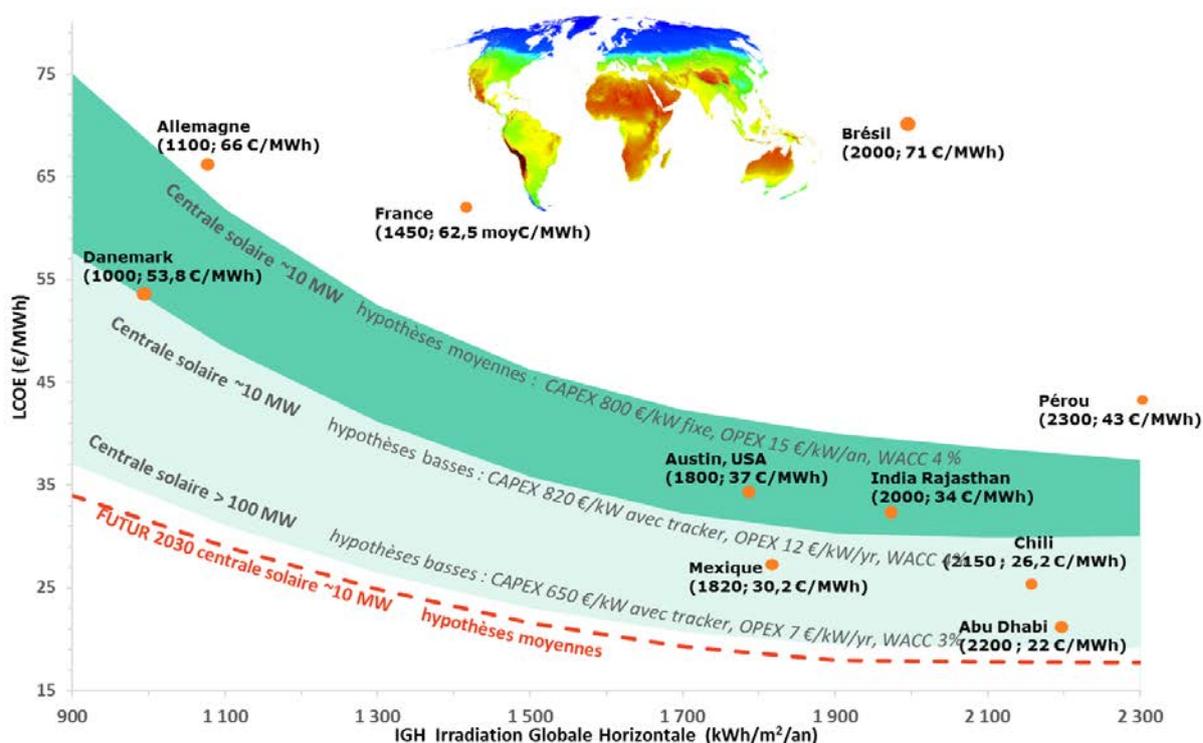
Localisation	Prix de l'offre €/MWh	Date des offres	Date début d'exploit.	Capacité	Spécificité de l'appel d'offres (durée, périmètre,.)
EAU Abou Dhabi	22 €/MWh (24 \$/MWh)	09/16	Q1 2019	350 MWc (1 ^{ère} tranche) total 800 MWc	Lieu : Sweihan Principal lauréat : JinkoSolar (CH) et Marubeni Corp (JP). Durée d'exploit. : 25 ans Tarif croissant avec l'inflation Faible taxation : faible impôt sur les sociétés, pas de retenue fiscale ni de taxe sur les bénéfices. Pas de prise en charge de l'interconnexion
Chili	26 €/MWh (29 \$/MWh)	08/16	2019	120 MW, au total 2 000 MWc cumulés solaire et éolien (majoritaire)	Lieu : Désert d'Atacama Principal lauréat : Solarpack Corp. Tecnologica (ES) Durée d'exploit. : 25 ans Interconnexion non incluse
Mexique	30 €/MWh (35 \$/MWh)	09/16	2019	2 800 MWc cumulé	2 ^{ème} appel d'offres par CENACE du Mexique Principal lauréat : Alten Energies Renovables Mexico Cuatro (75 MW) Durée d'exploit. : 20 ans
Pérou	43 €/MWh (48 \$/MWh)	2015	2018	180 MWc (440 GWh/an)	3 ^{ème} appel d'offres 2015 Lieu : Moquegua District Principal lauréat : Enel Durée d'exploit. : 20 ans
Inde, Karnataka	34 €/MWh (Rs2,4/kWh)	02/17	2019	750 MWc cumulés, (250 MW / lauréat)	Lieu : Madhya Pradesh Principal lauréat : Mahindra Re, Acme Solar Durée d'exploit. 15 ans
Zambie	47 €/MWh (60 \$/MWh)			54 MWc	Lieu : Lusaka South Lauréat : Neoen Durée d'exploit. 25 ans
Danemark	54 €/MWh	12/16	2019	5 centrales de 10 MWc	6 ^{ème} appel d'offres allemand et 1 ^{er} appel d'offres transfrontalier Allemagne-Danemark.
Allemagne	66 €/MWh	02/17	2019	130 MWc cumulés	7 ^{ème} appel d'offres mené par l'Agence Fédérale allemande Taille limite : 10 MWc
France	62,5 €/MWh (moy. Offres)	02/17	2019	500 MWc	Lieu majoritaire : Nouvelle Aquitaine (26%), PACA (24%) Taille : 0.5 et 17 MWc Durée d'exploit. 20 ans

Ces prix des appels d'offres ont été repris dans la figure 49 en fonction de l'IGH moyen du pays. Pour comparaison, les courbes des valeurs de LCOE en fonction de l'IGH, obtenues par le modèle de référence des centrales au sol de dizaines de Mwc et de centaines de Mwc, ont également été reportées sur la figure.

Comme illustré par l'étude des 4 localisations et l'impact de leurs particularités locales sur la valeur du LCOE, les écarts constatés entre les prix des PPAs des pays en développement et la référence ne sont pas surprenants et peuvent trouver leur explication dans un contexte local de taxe, de frais de raccordement au réseau, du risque de financement etc.

Néanmoins, force est de constater que l'écart se réduit à chaque nouvel appel d'offres et que doré et déjà certains pays ont atteint la fameuse 'parité réseau' sans aucune subvention.

Figure 52 : Courbes de référence du LCOE en fonction l'irradiation (kWh/m²/an) et prix d'achat des appels d'offres de long terme en 2016-2107



Source : CEA

e. Coût de l'électricité solaire dans le paysage énergétique

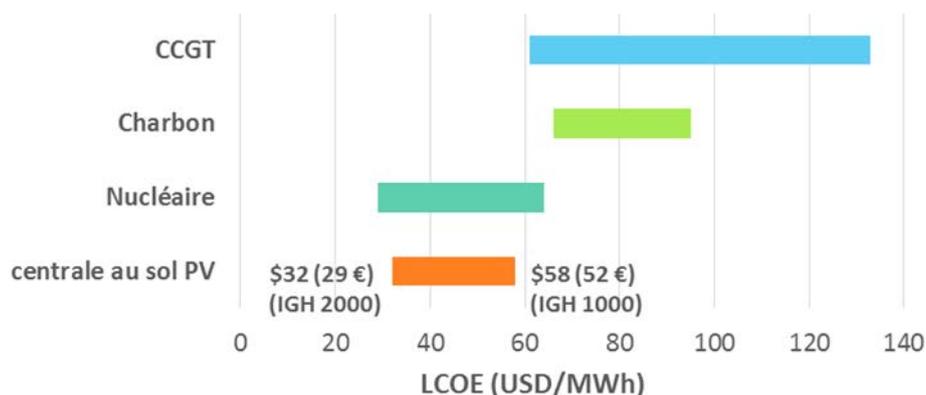
Quelques études réalisent une approche comparée des différents moyens de production de l'électricité en considérant le LCOE de l'électricité de base produite par les centrales nucléaires et thermiques à combustibles fossiles et l'électricité renouvelable incluant les sources variables tel que l'éolien et le solaire.

Le rapport publié par l'IEA et le NEA dans sa dernière version 2015 [OCDE_15] encadre le LCOE des centrales solaires entre 54 (USA) et 182 (Japon) \$/MWh, en prenant un WACC de 3 % et en considérant un investissement de 1200 \$/kwc en Allemagne et 2563 \$/kwc au Japon. Ces valeurs reposent sur des données collectées en 2014 sur 12 centrales au sol en fonctionnement. Face à l'évolution toujours constante et intensive de la technologie PV par rapport aux moyens conventionnels dont les variations du LCOE

sont dues principalement à l'évolution du prix du combustible, on comprend que les valeurs du rapport pour le solaire sont dépassées.

Dans la figure 50, les valeurs du LCOE obtenues pour les énergies conventionnelles ont été complétées par les valeurs issues du modèle 2016 des centrales solaires développées pour le CVT ANCRE en reprenant les hypothèses financières de l'IEA-NEA (WACC 3 %, 25 ans d'exploitation).

Figure 53 : Positionnement du LCOE calculé pour le photovoltaïque par rapport aux autres générateurs conventionnels déterminé dans le rapport de l'IEA-NEA édition 2015 pour un WACC de 3 %, 25 ans d'exploitation



Sources : conventionnels IEA-NEA – solaire CEA

Une deuxième étude de référence en matière de calcul du LCOE des différentes sources d'énergies a été réalisée par la société américaine LAZARD. Les hypothèses de calcul sont issues du contexte américain et sont mises à jour annuellement. Dans la dernière version 10.0, publiée en décembre 2016, le solaire photovoltaïque figure en tête des énergies renouvelables en termes de coût de production. Pour des localisations bénéficiant d'un ensoleillement favorable comme la Californie, elle passe devant les énergies conventionnelles avec des valeurs de 46 à 61 \$/MWh (alors que le minimum pour les centrales thermiques est à 48 \$/MWh (CCG) et 97 \$/MWh pour le nucléaire).

Si la question du caractère variable de cette énergie rend la comparaison avec les générateurs conventionnels imparfaite, il n'en demeure pas moins que les énergies renouvelables, et en particulier le solaire ces dernières années, sont devenues de plus en plus compétitives du point de vue des coûts. **Selon le dernier rapport du réseau REN21 [REN21_16], elles peuvent être désormais considérées comme des sources d'énergie ordinaires.**

VI. Conclusions et perspectives

L'énergie photovoltaïque repose sur des technologies en permanente évolution technique et économique. Cette étude s'est appliquée à étudier le potentiel des différentes technologies et à établir le coût moyen de l'énergie LCOE produite par une centrale solaire de quelques MWc, en fonction de l'irradiation, pour l'année 2016.

La valeur du LCOE s'établit en 2016, entre 30 et 70 €/MWh pour des IGH de 2200 kWh/m²/an à Abou Dhabi et 1000 kWh/m²/an à Copenhague. Grâce aux innovations incrémentales encore nombreuses sur l'ensemble de la chaîne de la valeur et des innovations de rupture qui amènent aujourd'hui à ne plus considérer uniquement le module mais le système et son environnement avec le concept bifacial, le tracking, cet écart devrait encore se réduire pour tendre vers des valeurs du LCOE entre 20 et 40 €/MWh en 2030, avec des coûts inférieurs à 30 €/MWh pour une grande partie de l'Europe.

Si le déploiement massif du solaire paraît inéluctable, les enjeux de l'intégration de cette énergie variable se posent, ainsi que la prise en compte de nouveaux usages rendus possibles par les modules innovants (substrats flexibles, couches minces, OPV) pour lesquels le CNRS et le CEA sont déjà positionnés. Une étude sur les systèmes et leur intégration permettrait d'étudier les opportunités offertes au secteur industriel soutenu par la recherche (via le stockage, et les technologies numériques pour la gestion de l'énergie).

Références

- [AGORA_15] Fraunhofer ISE, 2015: Current and Future Cost of Photovoltaics.
- [ADEME_15] Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie. 'http://www.ademe.fr/etude-technico-economique-filiere-photovoltaïque-française-bilan-perspectives-strategie'
- [DIACORE_16] Diacore (coordinateur Fraunhofer ISI) projet financé par le programme européen IEE, 'The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies', Paul Noothout and Co (Ecofys), février 2014
- [EUPV Platform_15] PV LCOE in Europe 2014-2030 Final report, 23 June 2015
- [Glunz_13] Reassessment of the limiting efficiency for crystalline solar cells, Glunz et. al. IEEE Journal of Photovoltaics 3 (4) 1184, 2013(s.d.).
- [Goetzberger_02] A. Goetzberger et al, SOLMAT 74, 2002
- [Hegedus_16] Review of photovoltaic module energy yield (kWh/kW): comparison of crystalline Si and thin film technologies
- [IEA NEA_15] Projected Costs of Generating Electricity. 'https://www.iea.org/bookshop/711-projected_Costs_of_Generating_Electricity' et 'https://www.iea.org/Textbase/npsum/ElecCost2015SUM.pdf'
- [IEA PVPS_16] PV industry trends 2016, Japan ISES 'Webinar, https://ises.org/fileadmin/user_upload/Webinar_presentations/Webinar_2016_12_Kaizuka.pdf'
- [ITRPV_16] International Technology Roadmap for Photovoltaics, 2015 Results. 'http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/'
- [LAZARD_16] LAZARD's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 10.0. 'https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf'
- [PVGIS_15] PJRC EU radiation database, Photovoltaic Geographical Information System. Climate-SAF PVGIS: 'http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php'
- [REN21_16] REN21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Renewables Global Status Report, 'http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/'
- [Solar Power EU_17] solar Power Europe, Global Market Outlook for Solar Power 2017-2021. 'http://www.solarpowereurope.org/reports/global-market-outlook-2017/'

Liste des figures

Figure 1 : Evolution des rendements modules commerciaux	8
Figure 2 : Les courbes d'apprentissage pour les technologies du PV	8
Figure 2 : Les courbes d'apprentissage pour les technologies du PV	8
Figure 2 : Les courbes d'apprentissage pour les technologies du PV	8
Figure 3 : Courbes de référence du LCOE en fonction de l'irradiation (kWh/m ² /an) et prix d'achat des appels d'offres de long terme en 2016.....	10
Figure 4 : Courbes de référence du LCOE en 2016 et 2030 en fonction de l'IGH et décomposition du LCOE pour 4 localisations choisies.....	11
Figure 5 : Positionnement du LCOE calculé pour les centrales au sol PV par rapport aux autres générateurs conventionnels déterminés dans le rapport de l'IEA-NEA édition 2015 pour un WACC de 3%	11
Figure 6 : Capacité installée cumulée solaire PV par pays	13
Figure 7 : Appels d'offres de long terme récents sur les Energies Renouvelables – projets réceptionnés en 2016-2019	15
Figure 8 : Prix moyen des dossiers déposés pour les installations au sol pour les appels d'offres sur contrat de long terme en France et Allemagne.....	16
Figure 9 : Top 10 des volumes de vente de modules en 2015 (MWc)	17
Figure 10 : Evolution du prix marché et capacité installée annuelle pour les 2 filières silicium cristallin et couche mince de 2010 à 2016	18
Figure 11 : Positionnement des technologies PV à haut rendement par niveau de maturité	18
Figure 12 : La chaîne de valeur des deux filières PV silicium cristallin et couche mince ..	19
Figure 13 : Evolution des rendements des cellules de recherche	23
Figure 14 : Evolution des rendements des modules commerciaux.....	23
Figure 15 : Innovations incrémentales de la filière silicium identifiées par l'ITRPV	27
Figure 16 : Les panneaux bifaciaux avec l'effet albédo	27
Figure 17 : Contacts arrière en mode bifacial	27
Figure 18 : Relation linéaire entre le gain en rendement du module et l'albédo.....	28
Figure 19 : Les courbes d'apprentissage pour les technologies du PV	30
Figure 20 : Schéma d'une centrale photovoltaïque avec les éléments clefs du BOS	31
Figure 21 : Illustration du calcul de l'ombrage et du GCR.....	32
Figure 22 : Ombrage et ground cover ratio	33
Figure 23 : Zone agricoles « défavorisées » en Allemagne, 1992	34
Figure 24 : Différents cas de figure pour la répartition des charges de raccordement entre le producteur d'énergie et la société de gestion des réseaux de distribution	35
Figure 25 : Schéma du périmètre de facturation du raccordement au réseau d'un producteur d'électricité en France	36
Figure 26 : Capacité d'accueil des EnR et quotes-parts applicables par région de France sous le S3REnR	36
Figure 27 : Exemples de support fixe de module PV	37
Figure 28 : Exemple de tracker uniaxe	37
Figure 29 : String avec modules et boîtier de raccordement.....	38
Figure 30 : Schéma d'une centrale au sol et estimation des longueurs de câbles	38
Figure 31 : Chiffres indicatifs pour le câblage d'une centrale	38
Figure 32 : Intégration de l'onduleur avec le transformateur, et protections dans un conteneur	39
Figure 33 : Evaluation des prix moyens US d'onduleurs (\$/Wac) 2013-2020	39
Figure 34 : Coût BOS de référence pour une centrale au sol de 10 MWc inclinaison fixe.	41
Figure 35 : Calcul du coût BOS pour les localisations de référence	43
Figure 36 : Impact économique de la hausse du rendement sur le prix BOS.....	43
Figure 37 : Principales composantes du BOS CAPEX influencées par la baisse du rendement.....	44

Figure 38 : Positionnement des résultats CAPEX de l'étude CVT ANCRE avec les résultats passés de la littérature pour les centrales au sol.....	45
Figure 39 : Prévision d'évolution des principales composantes du BOS en 2030.....	46
Figure 40 : Irradiation globale horizontale moyenne annuelle et journalière dans le monde	49
Figure 41 : Comparaison de la déviation des IGH données par des bases de données pour différentes localisation en EU	50
Figure 42 : Les différents aspects de la maintenance	51
Figure 43 : Répartition des coûts d'exploitation d'une centrale au sol pour 4 localisations (inclinaison fixe).....	52
Figure 44 : Méthodologie de calcul du WACC.....	53
Figure 45 : Evaluation du WACC en Europe en 2014 pour les projets éoliens onshore selon l'étude [DiaCore_14]	55
Figure 46 : Courbes de référence du LCOE en 2016 et 2030 en fonction de l'IGH et particularités des 4 localisations choisies	56
Figure 47 : Graphe tornade de l'étude de sensibilité des paramètres du LCOE à partir du LCOE de Toulouse (60 €/MWh).....	57
Figure 48 : LCOE d'une centrale au sol de 10 MWc montée avec et sans tracker. Gain sur le productible et LCOE.....	58
Figure 49 : Courbes de référence du LCOE en fonction l'irradiation (kWh/m ² /an) et prix d'achat des appels d'offres de long terme en 2016-2107	60
Figure 50 : Positionnement du LCOE calculé pour le photovoltaïque par rapport aux autres générateurs conventionnels déterminé dans le rapport de l'IEA-NEA édition 2015 pour un WACC de 3 %, 25 ans d'exploitation	61

Liste des tableaux

Tableau 1 : Prévisions de développement du solaire PV à l'horizon 2030/2040	14
Tableau 2 : Caractéristiques techniques et économiques des technologies silicium à haut rendement.....	21
Tableau 3 : Caractéristiques techniques et économiques des technologies couches minces	22
Tableau 4 : Rendements énergétiques calculés par l'outil de modélisation PVsyst pour différentes technologies de modules du commerce, dans 3 localisations	25
Tableau 5 : Valeurs d'albédo mesurées pour certaines surfaces.....	28
Tableau 6 : Calcul de l'aire du terrain pour 1MWc PV.....	33
Tableau 7 : Coût de main-d'œuvre pour l'installation mécanique et électrique du BOS en fonction de la localisation	40
Tableau 8 : Les dépendances externes des composantes du BOS	42
Tableau 9 : Valeurs d'irradiation et de productible dans les pays de référence avec un module multi c-Si calculé par PVsyst	49
Tableau 10 : Montant des taxes applicables aux exploitants de centrales au sol en France, Allemagne, Italie et Californie	52
Tableau 11 : Synthèse des valeurs des composantes du LCOE pour chaque localisation.....	56
Tableau 12 : Descriptions des appels d'offres de long terme sur les centrales au sol dans le monde.....	59

Acronymes

Al-BSF	aluminum back surface field
a-Si:H	silicium amorphe
BIPV	building integrated photovoltaics
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
BOS	balance of system
CdTe	cadmium telluride
CIGS	cuiivre indium gallium diselenide
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EIA	US Energy Information Administration
FiT	feed-in tariff
GCR	ground coverage ratio
IBC	interdigitated back contact
IEA	International Energy Agency
IGH	irradiation globale horizontale
ITRPV	International Technology Roadmap for Photovoltaic
LCOE	levelized cost of energy
OA	obligation d'achat
OCDE	Organisation for Economic Co-operation and Development
PERC	passivated emitter and rear cell
PERT	passivated emitter rear totally diffused
PPA	power purchase agreement
PV	photovoltaïque
PR	progress ratio
SHJ	silicium hétérojonction
WACC	weighted average cost of capital

Annexes

Potentiel technologique et économique des filières PV à haut rendement

Présentation finale détaillée

dans le cadre du GP4 « solaire photovoltaïque » du CVT ANCRE

Une étude menée par le CEA et FIST SA



Alliance Nationale de coordination de la Recherche pour l'Énergie
CVT - Consortium de Valorisation Thématique

Consortium de Valorisation Thématique ANCRE

Une étude répartie en trois phases

Phase 1 : Etat de l'art des avancées technologiques et position de la France

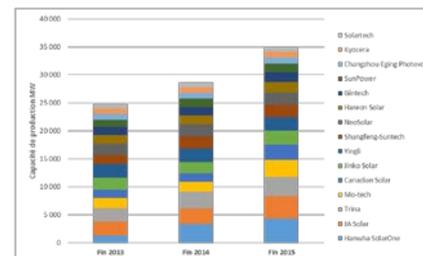
Phase 2 : Evolution du coût de l'électricité délivrée selon les technologies

Phase 3 : Recensement des investissements industriels

Filières	Technologies
Filière silicium	AI-BSF PERC PERT
Filière couches minces	Hétérojonction Back-contact
Filière technologies émergentes	CIGS/CZTS CdTe Silicium couches minces
	Perovskites OPV Cellules à nanofils

Systèmes	
Centrale au sol : 1-10 MW	Allemagne
Centrale au sol : 50 MW	Italie
	France
	Californie

Quelles évolutions du coût de production de l'électricité photovoltaïque peut-on attendre ?
Potentiel de baisse de coût inhérente à chaque technologie ?
Quelle est l'importance des différentes composantes du LCOE ?
Quel impact de la localisation ?
Ensoleillement et politiques locales ?



Quelles sont les technologies PV qui restent au centre des investissements et celles qui décrochent ?
Comment est structurée l'industrie : consolidation ou fragmentation ?
Quelle est l'évidence pour les tendances technologiques spécifiques ?

Introduction

Phase 1 : Etat de l'art des technologies

- Revue des technologies : rendements et verrous scientifiques et technologiques
- Etude bibliométrique

Phase 2 : Analyse LCOE

Phase 3 : Investissements Industriels

Conclusions

Objectifs de l'étude sur l'état de l'art des technologies PV

Comprendre

Quels sont les acteurs actifs dans la R&D sur le solaire photovoltaïque ?

Quelle est la position de la France par rapport aux autres pays ?

Sur quelles technologies portent les efforts de R&D et quels sont les verrous ?

Quels sont les réseaux de collaboration ?

→ L'étude bibliométrique (brevets et publications) couvre les trois filières les plus matures (silicium, couches minces, concentration) ainsi que quelques technologies émergentes

<i>Filières</i>	<i>Technologies</i>
Filière silicium	AI-BSF – PERC PERT – PERL Back-contact Hétérojonction
Filière couches minces	CdTe Silicium amorphe CIGS/CZTS Multijonction à concentration
Filière technologies émergentes	OPV Pérovskites Cellules à nanofils

Le PERC (passivated emitter and rear cell) est la nouvelle famille de technologies basée sur silicium, qui domine les investissements industriels



Rendements record:

22,1%

Cellule (PERC, mono-P)

Trina Solar
156-x-156 mm²

17,9%

Module (Al:BSF, mono-P)

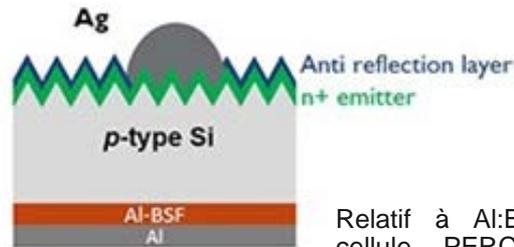
Yingli
Module industrialisé

19,1%

Module (PERC, mono-P)

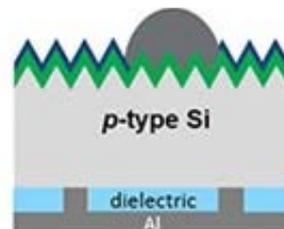
NSP
Module industrialisé

Al:BSF



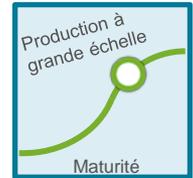
Relatif à Al:BSF, une cellule PERC intègre deux étapes clés supplémentaires : une couche de passivation en Al_2O_3 et d'ablation laser pour faire des contacts

PERC avec back contact directe (PERD)



- Les modules « standard » d'Al:BSF continuent de progresser en performance (avec des variantes basées sur n-type et monocristallin silicium), mais la technologie PERC commence à prendre le relais.
- En réalité, on parle d'une famille de technologies PERC (PERD/PERL/PERT) qui diffère par la nature des contacts arrières.
- L'atout majeur du procédé PERC est sa capacité d'augmenter le rendement sans trop modifier les procédés de production Al:BSF actuellement utilisés.
- L'aspect principal de la technologie PERC est une couche diélectrique (Al_2O_3) de passivation qui a deux avantages :
 - Cette couche agit comme réflecteur et augmente l'absorption
 - La couche de passivation réduit la recombinaison.
- L'aspect de minimiser la « perturbation » sur des procédés actuels est clef selon les experts interviewés, surtout dans un contexte où la rentabilité du secteur reste incertaine.

En réalité, le développement industriel de la famille PERC passe par deux technologies principales : PERL et PERT.



Rendements record:

25,0%

Cellule (PERL, mono-P)
UNSW
4cm² (recherche)

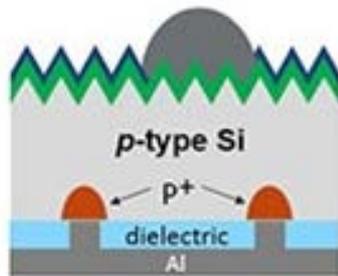
22,5%

Cellule (PERT, mono-N)
IMEC
156-x-156 mm² (recherche)

19,5%

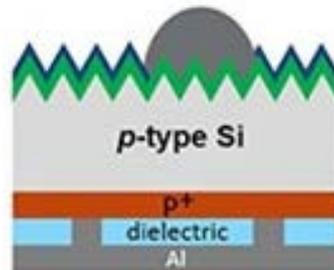
Module (PERT, mono-N)
LG
Module industrialisé

- Une cellule PERL est très semblable au PERC basique, mais intègre des contacts p+ par diffusion locale.
- Le PERT comprend une étape supplémentaire (une couche p+ par diffusion de bore) qui recrée le back-surface field homogène, mais est protégé par une couche de passivation.
- La famille PERC a plusieurs avantages, mais aussi une faiblesse due à une LID (light-induced degradation) plus élevée, dans les cellules de p-type multicristallin, qu'aux cellules Al:BSF du même matériau.
- Pour cette raison, plusieurs sociétés focalisent sur les approches PERL/PERT avec du silicium monocristallin et/ou en format n-type.



PERL

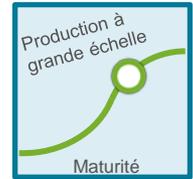
Passivated emitter,
rear locally diffused



PERT

Passivated emitter,
rear totally diffused

La technologie IBC détient le record, en terme de rendement, pour un module en production, mais sa valorisation reste compliquée.



Rendements record:

25,2%

Cellule (mono-N)
SunPower
153,5 cm²

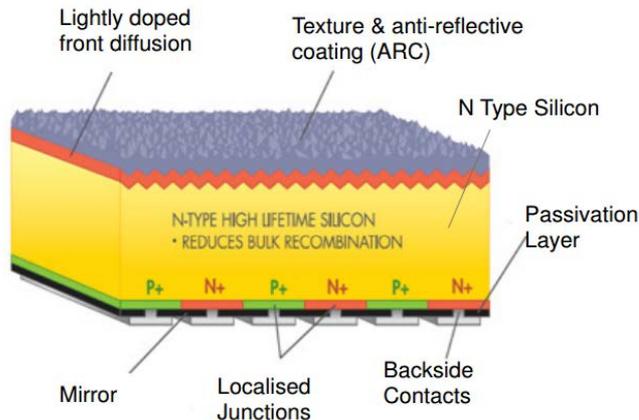
24,1%

Module (mono-N)
SunPower
11 310 cm²

22,2%

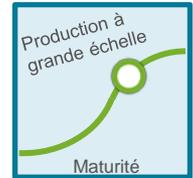
Module (mono-N)
SunPower
Module industrialisé

- Avec ses deux contacts en face arrière, l'IBC n'a pas de métallisation sur la surface ce qui, avec un backside miroir, maximise l'absorption.
- Les deux contacts arrière épais réduisent la résistance et la couche de passivation diminue la recombinaison.
- Cette structure presque idéale a néanmoins des désavantages, en particulier un procédé complexe et coûteux qui n'est rentable que pour une partie du marché résidentiel où l'espace disponible est restreint.
- Même si d'autres sociétés, cf. Trina Solar, ont maîtrisé le procédé IBC, SunPower reste le seul producteur à grande échelle.



Source : SunPower

Les cellules hétérojonction (SHJ) ont une couche de passivation (a-Si:H sur c-Si) presque parfaite et aujourd'hui cette technologie détient le record du meilleur rendement en silicium.



Rendements record:

26,3%

Cellule (N-type SHJ avec IBC)

Kaneka
180 cm²

23,8%

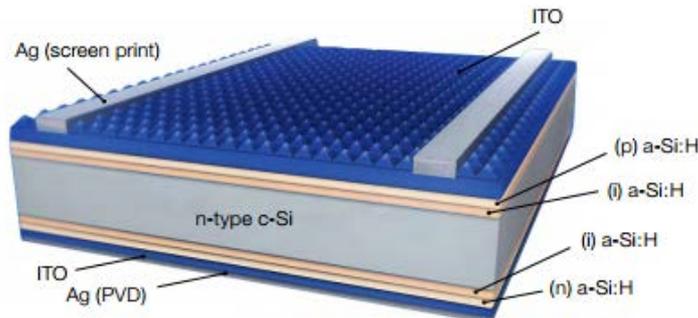
Module (N-type SHJ avec IBC)

Panasonic
Module prototype 11 562 cm²

20,0%

Module (N-type SHJ)

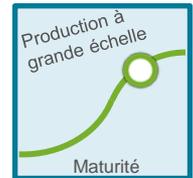
NSP
Module industrialisé



Source : Meyerburger

- L'hétérojonction a-Si:H / c-Si augmente la valeur de V_{oc} (la tension de la cellule) et réduit la recombinaison pour améliorer le rendement.
- Le SHJ bénéficie également d'une bonne performance à haute température, comme pour les couches minces, et est compatible avec des modules bifaciaux.
- Mais l'absorption de photons dans la couche a-Si réduit le courant ce qui a conduit à des recherches sur des structures SHJ avec des contacts en arrière.
- Sanyo/Panasonic est le leader de ce segment, ayant produit ses premières cellules SHJ en 1997, mais aujourd'hui avec certains brevets qui ne sont plus en vigueur, cette technologie est plus répandue avec Kaneka, NSP et d'autres sociétés qui ont réorienté leur compétence en silicium amorphe.
- Comme l'IBC, le point faible de cette technologie reste le coût élevé et comme SunPower, Panasonic cible le marché résidentiel.

Les modules PV CdTe sont les modules couches minces les plus commercialisés.



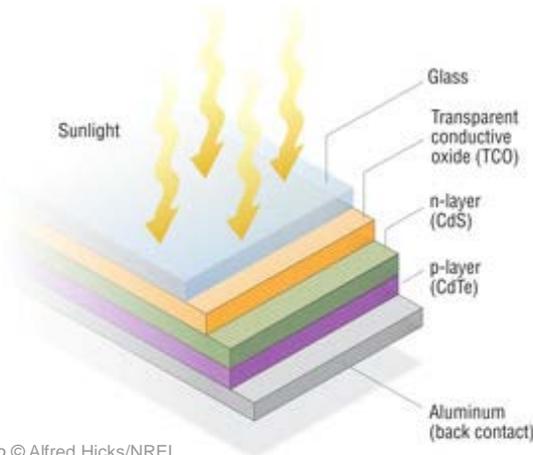
Rendements record:

22,1%

cellule
FIRST SOLAR
< 1cm²

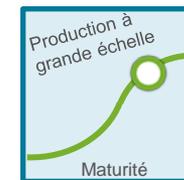
18,6%

Module
FIRST SOLAR
7039 cm²



- Le rendement des cellules CdTe progresse depuis 2011, après avoir stagné pendant des années autour de 17%, Pour atteindre 22,1% en février 2016.
- La recherche et développement sont très actives au sein de FIRST SOLAR. Ce qui crée l'avantage d'avoir un contact direct entre les développements R&D et la réalité des conditions de lignes de productions industrielles.
- L'écart entre le rendement de la cellule laboratoire et le module industriel est moins marqué que dans le cas de la filière CIGS.
- La filière CdTe occupe une place de 4 à 5 % du marché photovoltaïque. Le plus grand producteur des panneaux CdTe est FIST SOLAR.

La technologie a-Si présente les débuts de la création de la filière couches minces mais son marché reste limité à cause de son faible rendement.



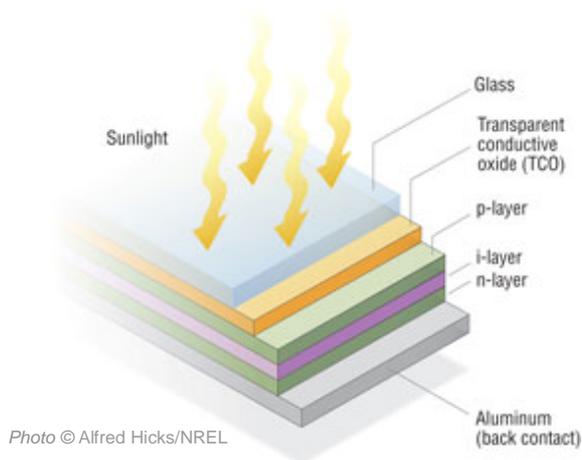
Rendements record:
Structure TANDEM ou multijonction

13,6 %

cellule
AIST
< 1cm² structure triple
jonctions

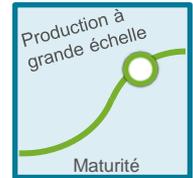
12,3%

Module
TEL Solar et Trubloch
Lab
1,43 m²



- La technologie silicium couches minces occupe une place d'environ 1% du marché photovoltaïque.
- Actuellement la technologie Si couches minces est en face d'une grande compétition venant des autres filières couches minces et de la filière du silicium cristallin.
- La communauté pense que les rendements des modules peuvent atteindre les 15 % avec l'amélioration de l'efficacité du piégeage de la lumière et l'amélioration des propriétés des contacts transparents.
- La cellule micromorph (Tandem et multijonction) représente une technologie relativement jeune qui vient d'introduire le marché. C'est celle qui s'est montrée la plus prometteuse parmi les solutions PV Si couches minces.

Ces trois dernières années, de grandes avancées sont réalisées sur les cellules CIGS. C'est une technologie qui n'a pas encore dit son dernier mot (un dernier record de 19,2% pour un panneau 30 x 30 cm a été annoncé par Solar Frontier le 27/02/2016).



Rendements record:

22,6%



17,9%

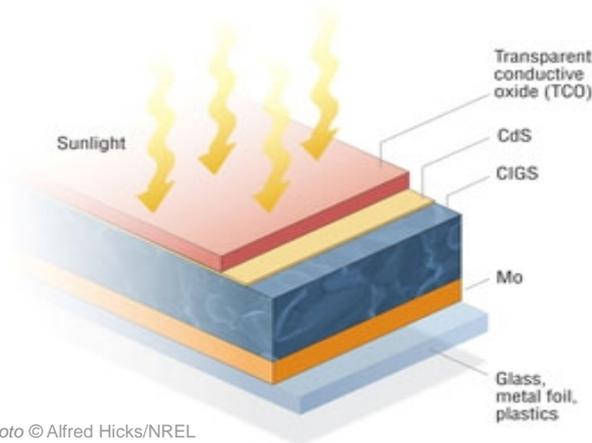
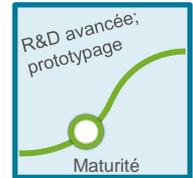


Photo © Alfred Hicks/NREL

- Les laboratoires de recherche affichent des progrès significatives sur les performances des cellules CIGS en termes de rendement. L'introduction des alcalins dans la croissance du CIGS améliore l'interface entre l'absorbant et la couche tampon.
- La technologie est suffisamment développée pour entrer dans une production de masse mais il reste à réduire le grand écart entre les rendements des modules commerciaux et les rendements des cellules à l'échelle laboratoire.
- Il existe encore un besoin de compléter la compréhension théorique du fonctionnement des cellules CIGS.
- La filière CIGS occupe une place de 1 à 2% du marché photovoltaïque. Le plus grand producteur des panneaux CIGS est SOLAR FRONTIER.

Le CZTS est la solution imaginée pour remplacer l'indium et le gallium du CIGS par des éléments abondants (Cu et Zn).



Rendements record:

12,6%

cellule
Solar Frontier, IBM et
TOK
< 1cm²

7,6%

Module
UNSW
1 cm²

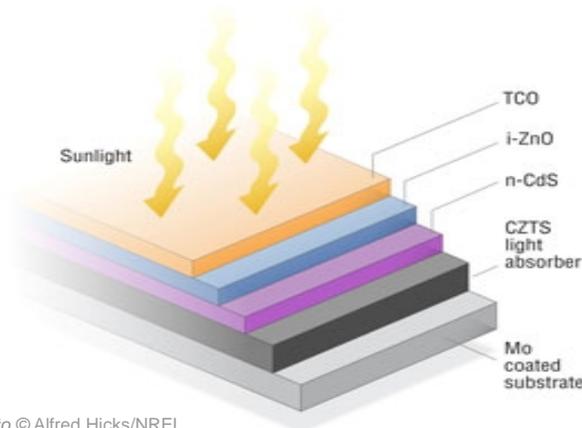


Photo © Alfred Hicks/NREL

- La technologie CZTS est un dérivé de la technologie CIGS où, l'indium et le gallium, éléments rares et chers, sont remplacés par des éléments abondants à savoir le cuivre et le Zinc.
- La technologie PV CZTS est encore au stade de développement laboratoire (TRL3). C'est une technologie jeune, qui a besoin de quelques années de développement, mais elle a l'avantage de profiter de l'expérience de la filière CIGS.
- Actuellement la communauté scientifique se focalise sur une compréhension plus profonde des propriétés physiques du CZTS.
- Il est nécessaire d'augmenter le rendement pour la viabilité de la filière CZTS.

Malgré le haut rendement du CPV, son coût reste trop élevé pour lui permettre de réussir sur le marché de masse.



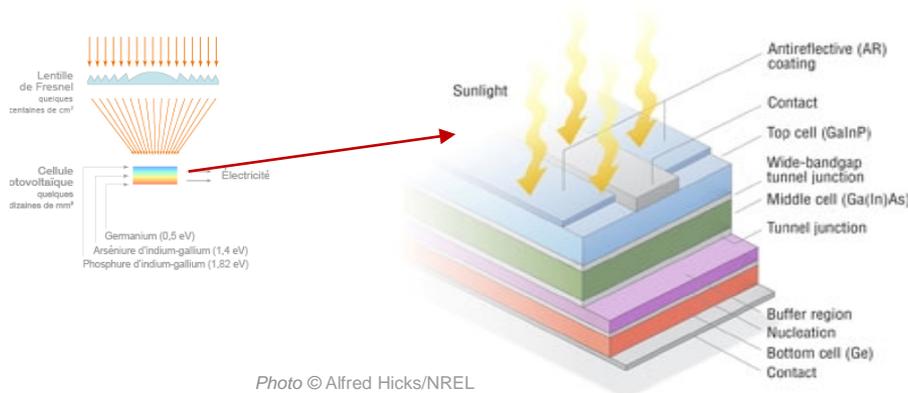
Rendements record:

46 %

cellule
SOIEC, Fraunhofer et
CEA
< 1cm² structure triple
jonctions

38,9%

Module
SOITEC
872 cm²



- Les cellules multijonctions étaient initialement destinées aux applications spatiales. Une utilisation terrestre ne pouvait être envisagée qu'avec un concentrateur qui a pour objectif de produire une quantité importante de courant avec une surface de cellule moindre.
- La communauté MCPV prévoit l'augmentation des rendements des systèmes CPV par l'amélioration du rendement des cellules III-V et de l'efficacité de l'optique.
- La technologie MCPV est victime de la forte diminution du coût de la fabrication des panneaux solaires c-Si. Le coût élevé du MCPV résulte de l'intervention de différents concepts technologiques dans la structure finale des système à concentration.
- Le MCPV n'a pas encore bénéficié de l'avantage de l'effet d'échelle. SOITEC et SunCore ont apporté une capacité financière qui a permis un décollage du CPV mais leur retrait met cette technologie en situation de difficulté

Malgré des rendements inférieurs aux technologies inorganiques, l'OPV peut se démarquer sur certains marchés de niche par son adaptabilité et sa capacité à être intégrée.



Rendements record:

11%

SIMPLE JONCTION
TOSHIBA
1 cm²

13%

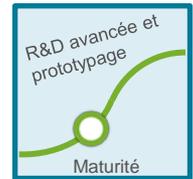
QUADRUPLE JONCTION
HELIATEK
1,1 cm²



© Infinity PV

- La technologie OPV (organique PV) a atteint une certaine maturité lui permettant d'entrer sur le marché ces prochaines années.
- Les atouts techniques des technologies OPV se situent davantage sur leur capacité d'intégration (visuelle, structurelle) que leurs performances pures.
- Les démonstrations d'applications seront un moteur de développement très important pour cette filière, qui doit trouver sa place dans le marché PV.
- Le coût reste un facteur difficile à évaluer.
- La recherche est encore très active, et plusieurs thématiques liées aux développements de nouveaux matériaux animent la communauté.

Les cellules à pérovskites ont eu une progression remarquable en termes de rendements en laboratoire, et elles constituent l'un des meilleurs candidats pour les tandems sur silicium.



Rendements record:

22,1%

NON-STABILISE
KRICT/UNIST
< 1cm²

18%

STABILISE, 250h
EPFL
Surface inconnue

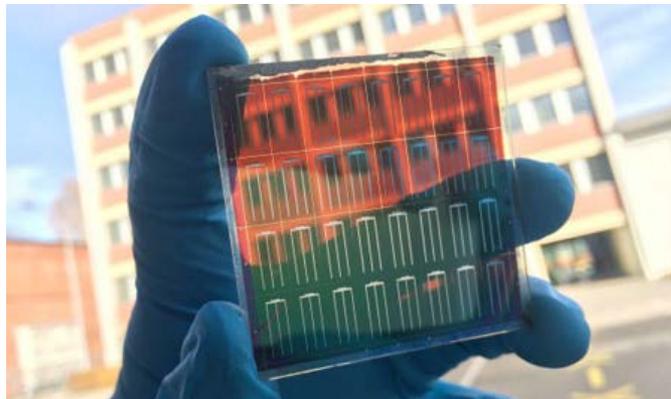
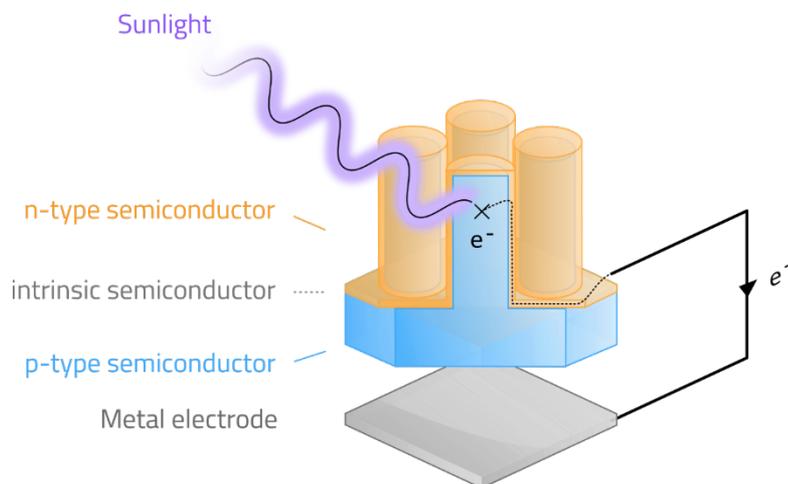
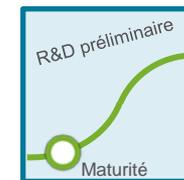


Photo © EMPA

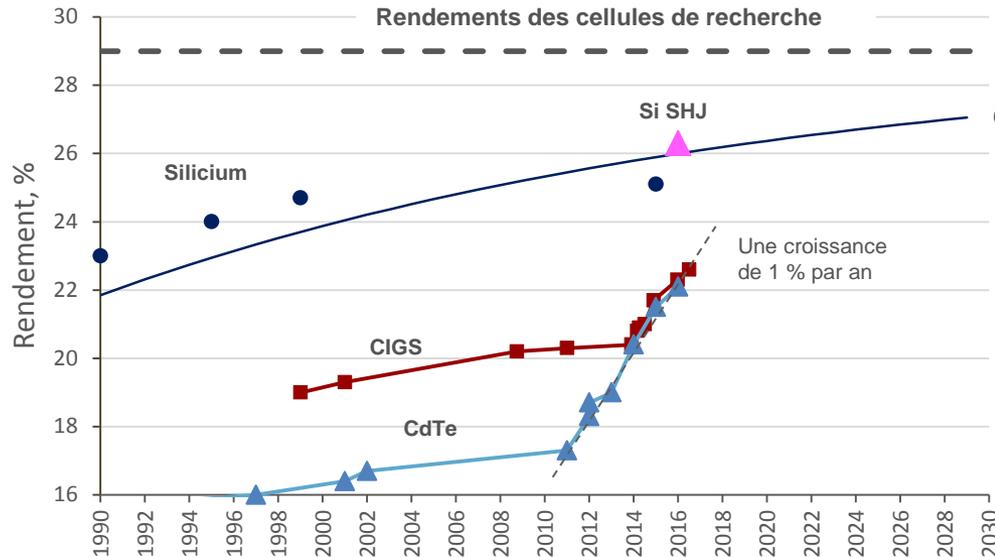
- Issues des cellules à colorant, les cellules PSC forment dorénavant une famille à part entière.
- De nombreuses « versions » des PSC existent, sur plusieurs plans: architecture (méso/planaire), composition (cation, métal, halogène), procédé de fabrication...
- L'accès au marché est encore incertain compte-tenu des forts verrous technologiques encore présents (stabilité et potentielle toxicité).
- Les acteurs, eux, sont déjà nombreux et beaucoup ont un background lié aux cellules à colorants.
- L'utilisation en tandem est aussi une voie importante de développement.

Les cellules à nanofils sont une approche très différente, théoriquement très avantageuse, mais encore amont aujourd'hui.



- La technologie NWSC est encore amont.
- Il existe de nombreuses architectures, ainsi que des approches très variées.
- Ses atouts principaux sont:
 - ❑ la haute absorption optique
 - ❑ l'utilisation d'une jonction radiale, qui permet de limiter les recombinaisons tout en conservant une épaisseur de matériau absorbeur suffisante pour l'absorption.
- A l'exception de la société SolVoltaics qui produit des nanofils à jonction axiale de GaAs, il n'y a pas d'industriels dans cette filière.
- Il reste d'importants développements en termes d'upscaling sur cette filière.

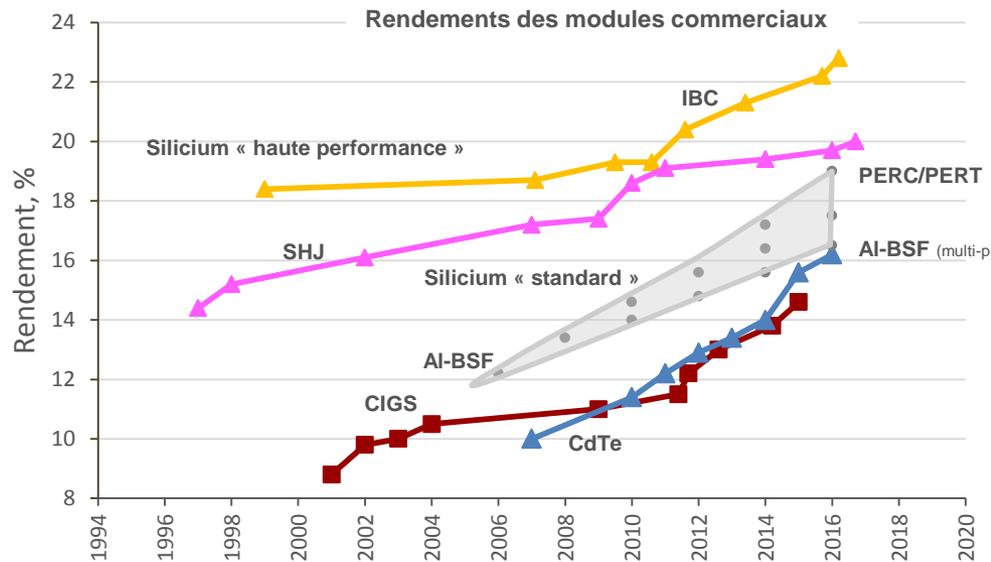
L'évolution des rendements par technologie en recherche et à l'échelle industrielle



- La technologie hétérojonction (SHJ) a franchi le cap de 26% pour une cellule silicium pour la première fois en 2016.
- Les technologies couches minces de CdTe et CIGS, moins matures que le silicium, ont vu un progrès très accéléré autour de 1% par an depuis 3-5 ans.

L'évolution de la performance des meilleurs modules montre les mêmes tendances

- Une amélioration récente du silicium standard (Al:BSF) et haute performance (IBC) a été mesurée autour de 0,4% par an; l'ITRPV table sur une amélioration long terme de 0,2% (rendement absolu) par an.
- Les modules de CdTe et CIGS montrent une croissance forte d'environ 0,8% par an depuis 5 ans.
- Mais la nouvelle technologie PERC a permis au silicium « standard » de maintenir un écart autour de 2% avec les meilleurs modules CdTe.
- Le silicium « haute performance » peut atteindre 22% au niveau module, mais aujourd'hui un focus purement sur le rendement n'est pas une stratégie suffisante sur le marché de masse ; un faible coût de production est crucial.



Introduction

Phase 1 : Etat de l'art des technologies

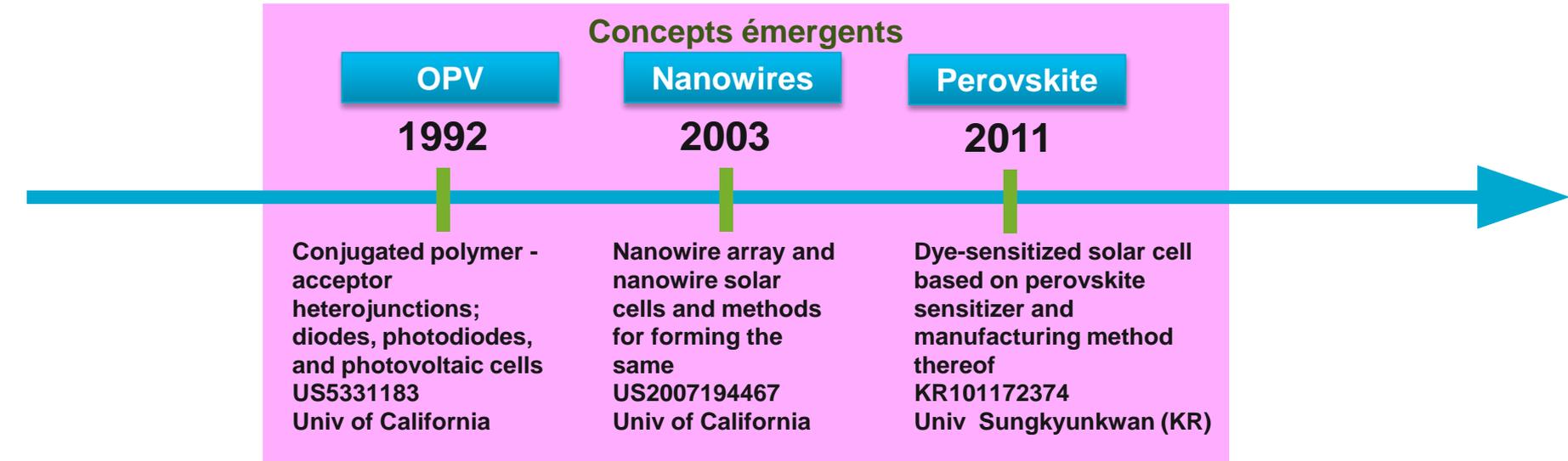
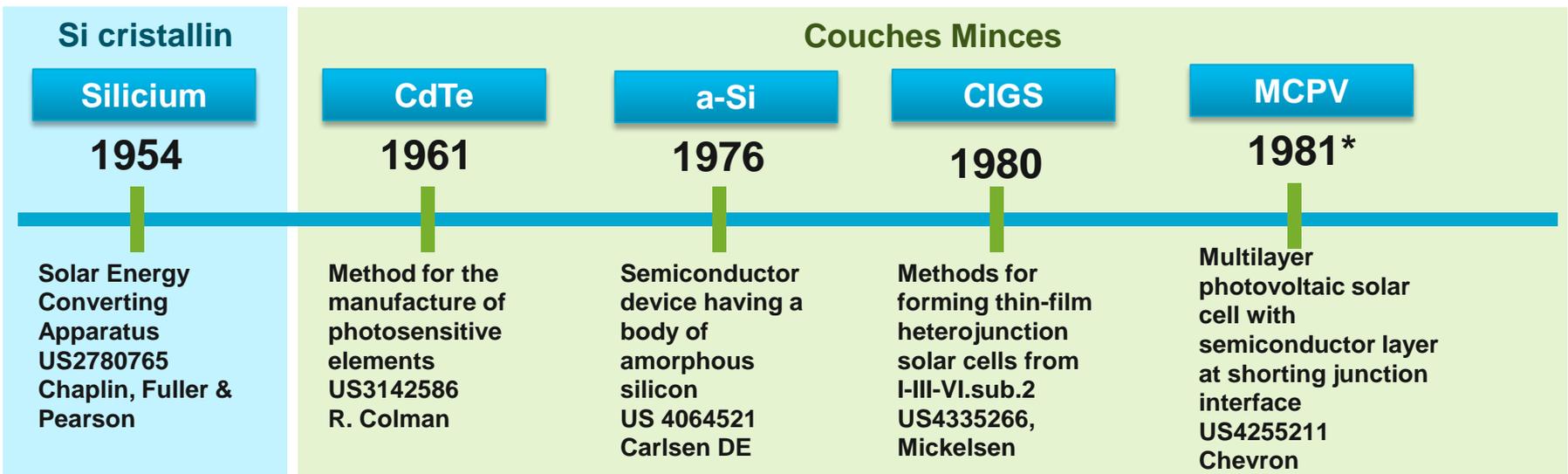
- Revue des technologies : rendements et verrous scientifiques et technologiques
- Etude bibliométrique

Phase 2 : Analyse LCOE

Phase 3 : Investissements Industriels

Conclusions

Premiers brevets et segmentation des technologies par filières



*Premier brevet multijonctions: US4128733 Hughes Aircraft 1979

Constitution des stratégies de recherche

Exemple pour CIGS/CZTS

CIGS/CZTS

CIGS
 CIS
 Copper Indium Gallium Diselenide
 Copper Indium Gallium Selenide
 $CuInGaSe_2$

 CZTS
 Cu_2ZnSnS_4
 CZTSSe
 CZTSe
 $Cu_2ZnSn(S, Se)_4$
 copper zinc tin sulfide

+

photo_voltaic+
 PV
 Solar
 photo_generat+
 photo_conver+
 photo_electric+ conver+

+

Cell
 panel
 module
 device
 Array/Subarray
 component
 element
 solar battery

application
 properties
 material
 coating

+

Date de priorité
 Brevets: 2000
 Publications: 2005

Tour d'horizon de la base documentaire constituée

→ Une très importante base de connaissance a été constituée lors de l'étude et sera disponible pour l'ensemble des membres du GP4.

Filières	Technologies	Nombre de brevets	Nombre de publications
Silicium cristallin	AI-BSF / PERC	742	1127
	Back-contact	373	1019
	PERT / PERL	28	131
	Hétérojonction	1800	895
Couches minces	CdTe	1593	2845
	Silicium amorphe	701	2803
	CIGS, CZTS	3254	4381
	Multijonction à concentration	311	664
Emergentes	Cellules organiques	6450	22977
	Perovskites	442	1990
	Cellules à nanofils	709	1964



L'utilisation de la terminologie « AI-BSF /PERC », qui est apparue assez récemment, est limitante pour la recherche sémantique. Cette catégorie n'est donc pas représentative du silicium cristallin dans son ensemble, pour lequel le corpus brevets en vigueur est autour de 32 000 brevets.

Le très important nombre de documents pour la technologie cellules organiques s'explique par une grande majorité de documents traitant à la fois de l'électronique organique et du photovoltaïque, et également d'une très grande part de documents présentant un matériau pouvant être utilisé dans une cellule solaire.

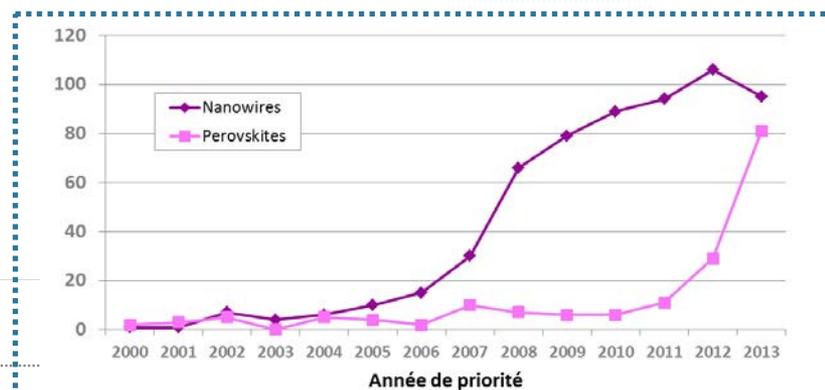
Dynamiques d'évolution des brevets

Exemple (Filière technologies émergentes)

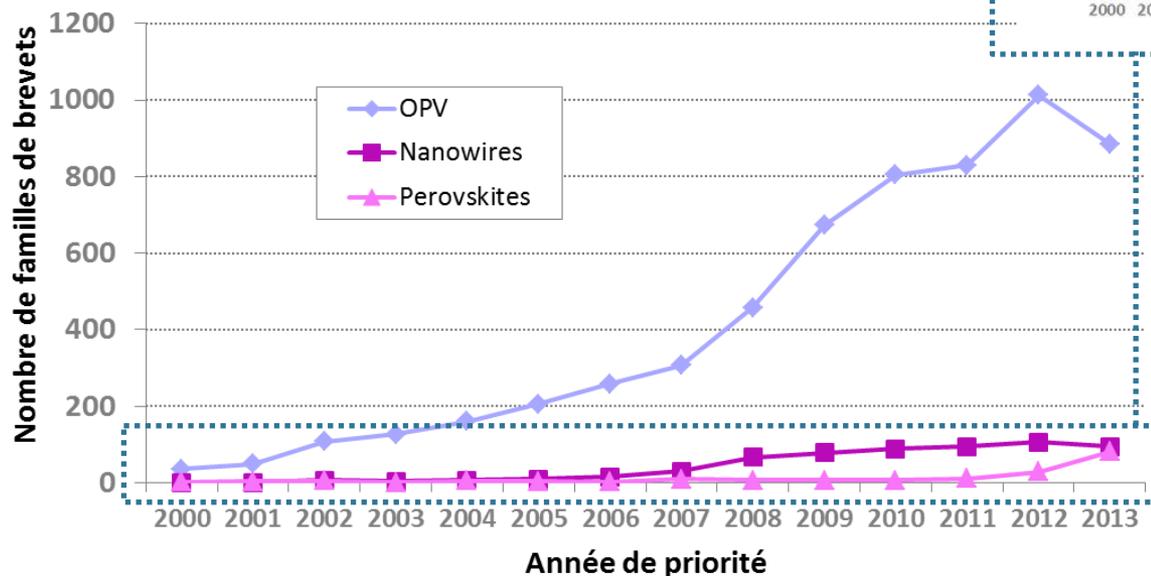
→ Toutes technologies confondues, le nombre de brevets déposé chaque année sur l'OPV est le plus conséquent (sauf pour les brevets de base de silicium)

→ Cela s'explique, en partie, par l'importance des brevets de matériaux organiques applicables dans les technologies OLED / électronique organique et OPV

- La forte croissance des brevets sur les **cellules à nanofils** à partir de 2006 s'est arrêtée en 2012 : il semble que la dynamique s'essouffle.
- Croissance exponentielle des dépôts en **cellules perovskites** à partir de 2011, renforcée par le développement en cours des DSSCs et une augmentation rapide du rendement qui a été démontrée (source NREL)



Evolution temporelle

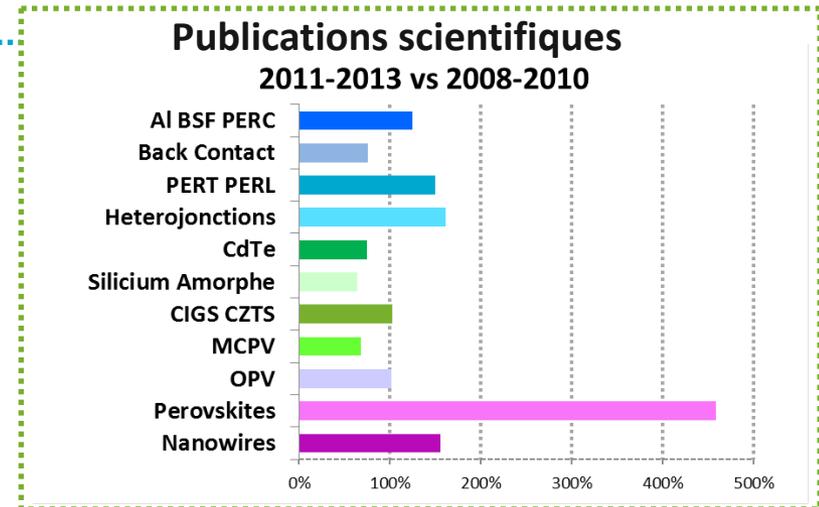
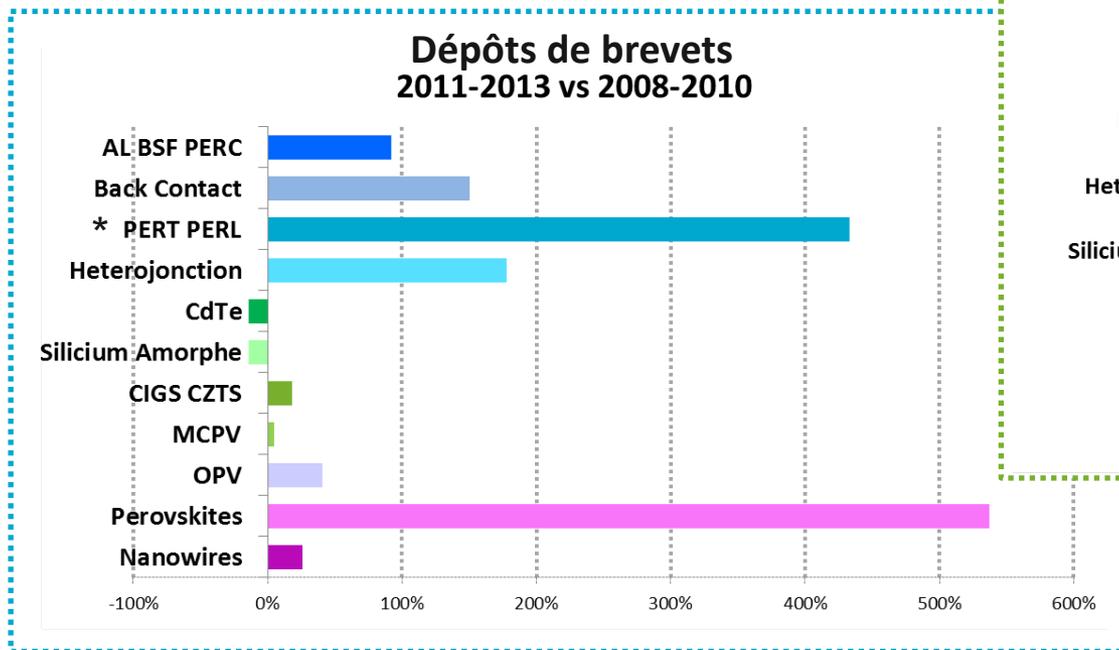


Nombre de familles de brevets



Variation (%) des dépôts de brevets et publication d'articles scientifiques par technologie

- L'accélération de dépôts de brevet et publication d'articles scientifiques des filières pérovskites, PERT PERL et Hétérojonctions est remarquable en comparant la période 2011-2013 avec la période 2008-2010
- L'activité de dépôts de multijonctions en concentration reste constante et les filières CdTe et a-Si présentent un ralentissement.
- L'activité de dépôts des nouvelles approches de PV silicium de hauts rendements (back contact et hétérojonction) a aussi accéléré



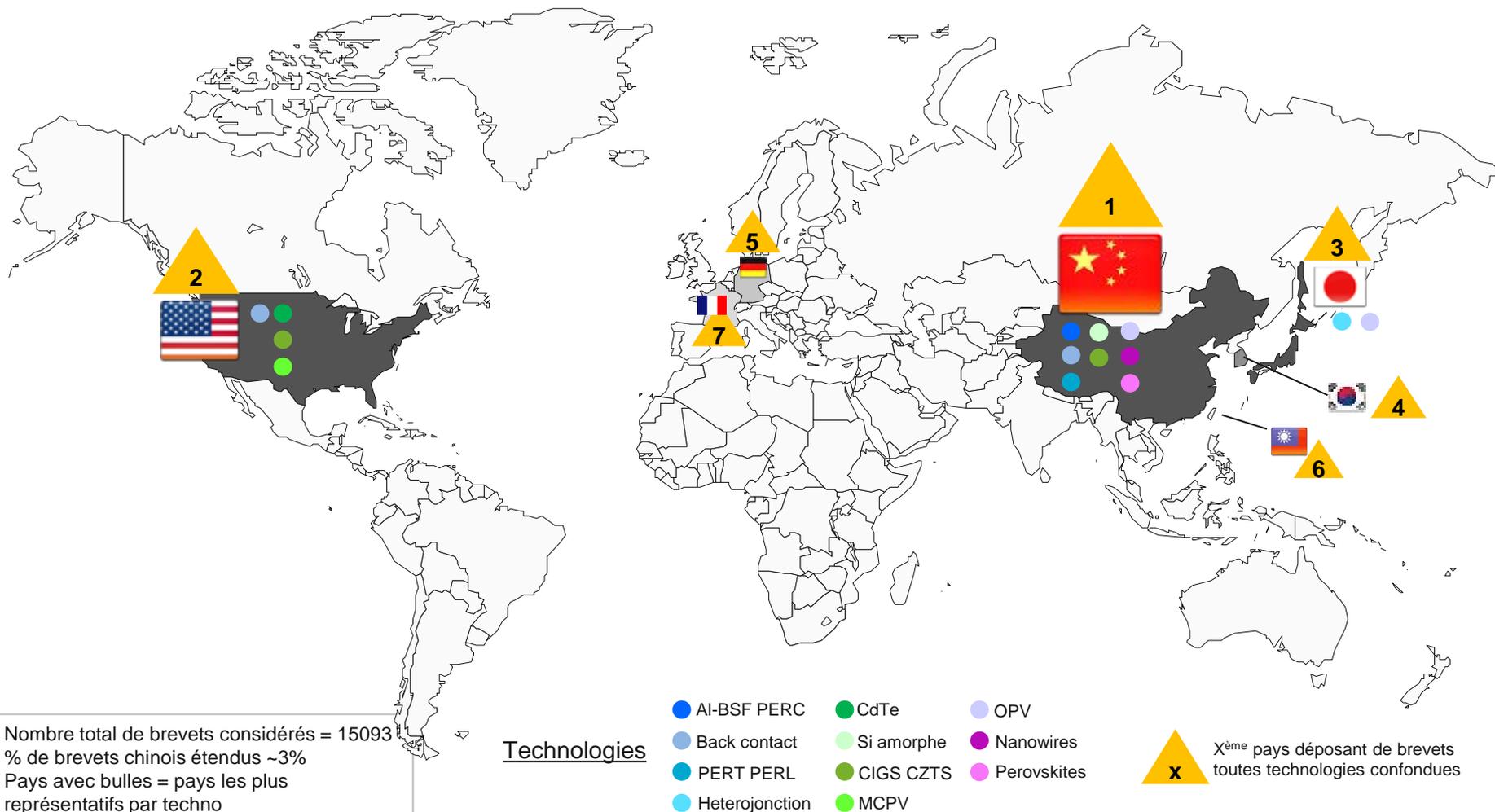
* A nuancer au vu du faible nombre de documents

Analyse géographique

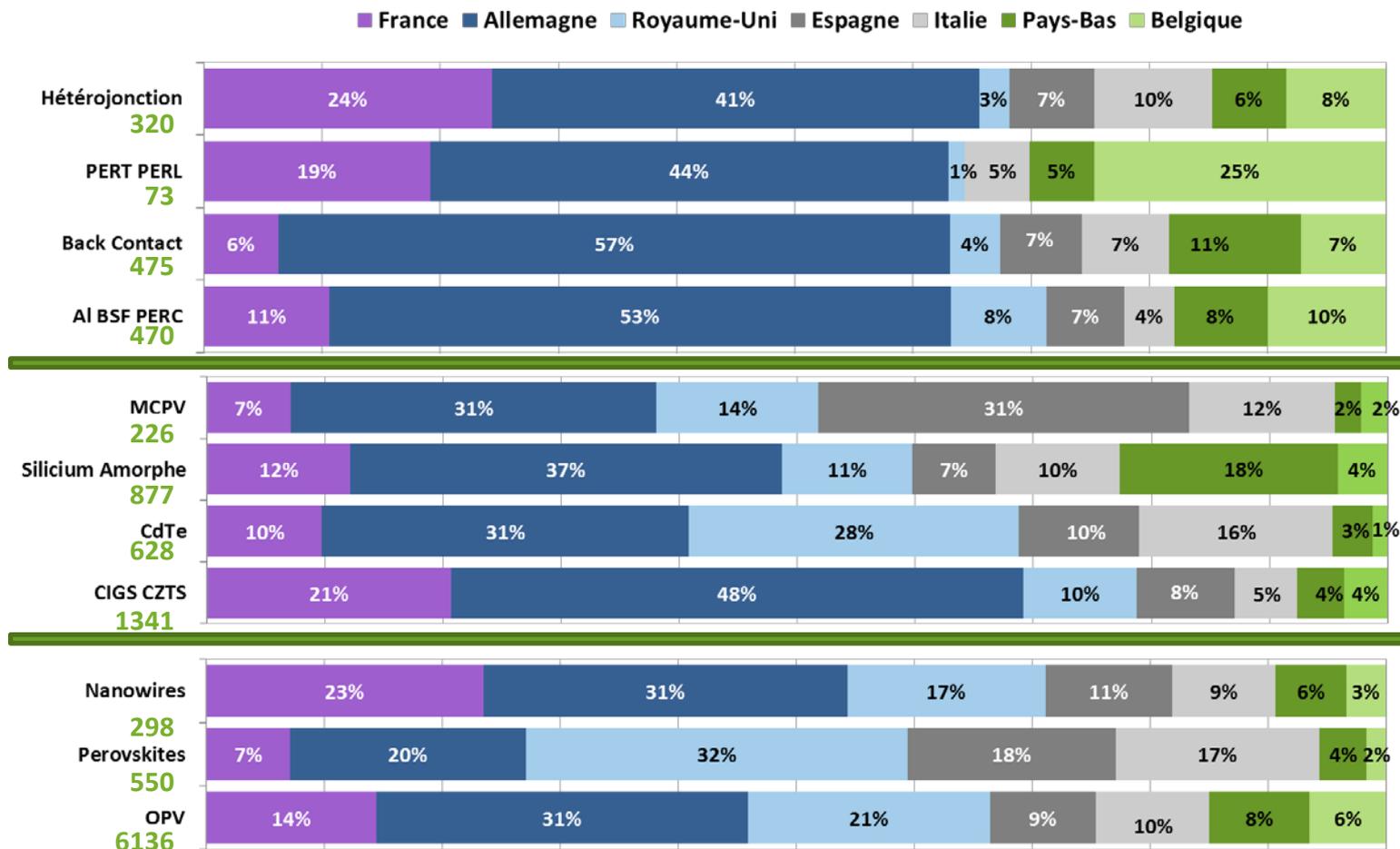
Zones principales de dépôts de brevets

→ Toutes technologies confondues, les trois principales zones de dépôts de brevets sont la Chine, les US et le Japon.
→ Les acteurs chinois travaillent sur toutes les technologies, une spécificité couches minces à noter aux US ainsi que hétérojonction et OPV au Japon dues à la présence d'acteurs industriels majeurs sur ces technologies.

Répartition des brevets par principaux pays de priorité et spécificités technologiques



Positionnement technologique (Publications) France Vs Pays européens



La **France** a une participation plus importante en Hétérojonction, Nanowires et CIGS-CZTS

L'**Allemagne** est leader européen dans la plupart des technologies

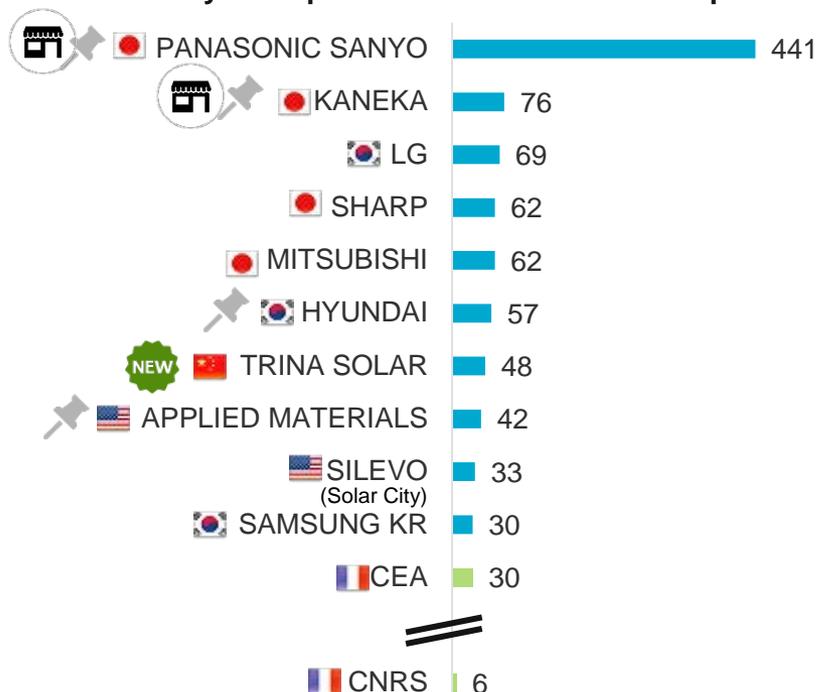
Le **Royaume-Uni** est particulièrement présent en Perovskites, l'**Espagne** en MCPV et la **Belgique** en PERT PERL

Acteurs clés de la filière silicium cristallin : Hétérojonction

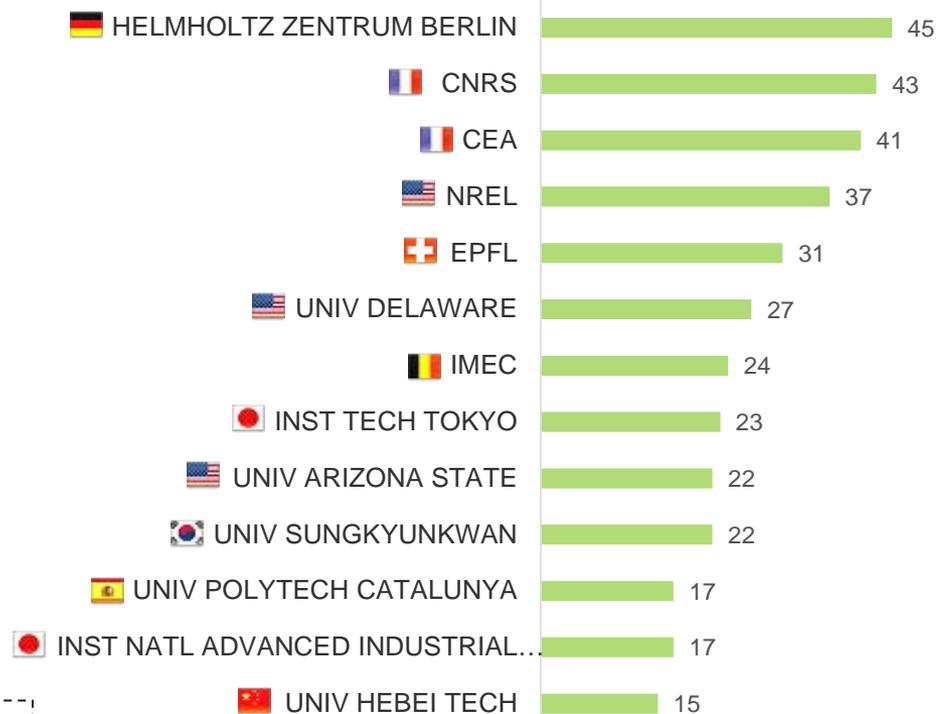
- Présence forte des acteurs ayant des produits sur le marché (Sanyo) ou communiquant beaucoup sur le sujet (Kaneka).
- Des académiques européens qui travaillent beaucoup sur le sujet, notamment le CNRS et le CEA.

Hétérojonction

Acteurs ayant déposé au moins 30 brevets depuis 2000



Acteurs ayant publié au moins 15 articles scientifiques depuis 2005

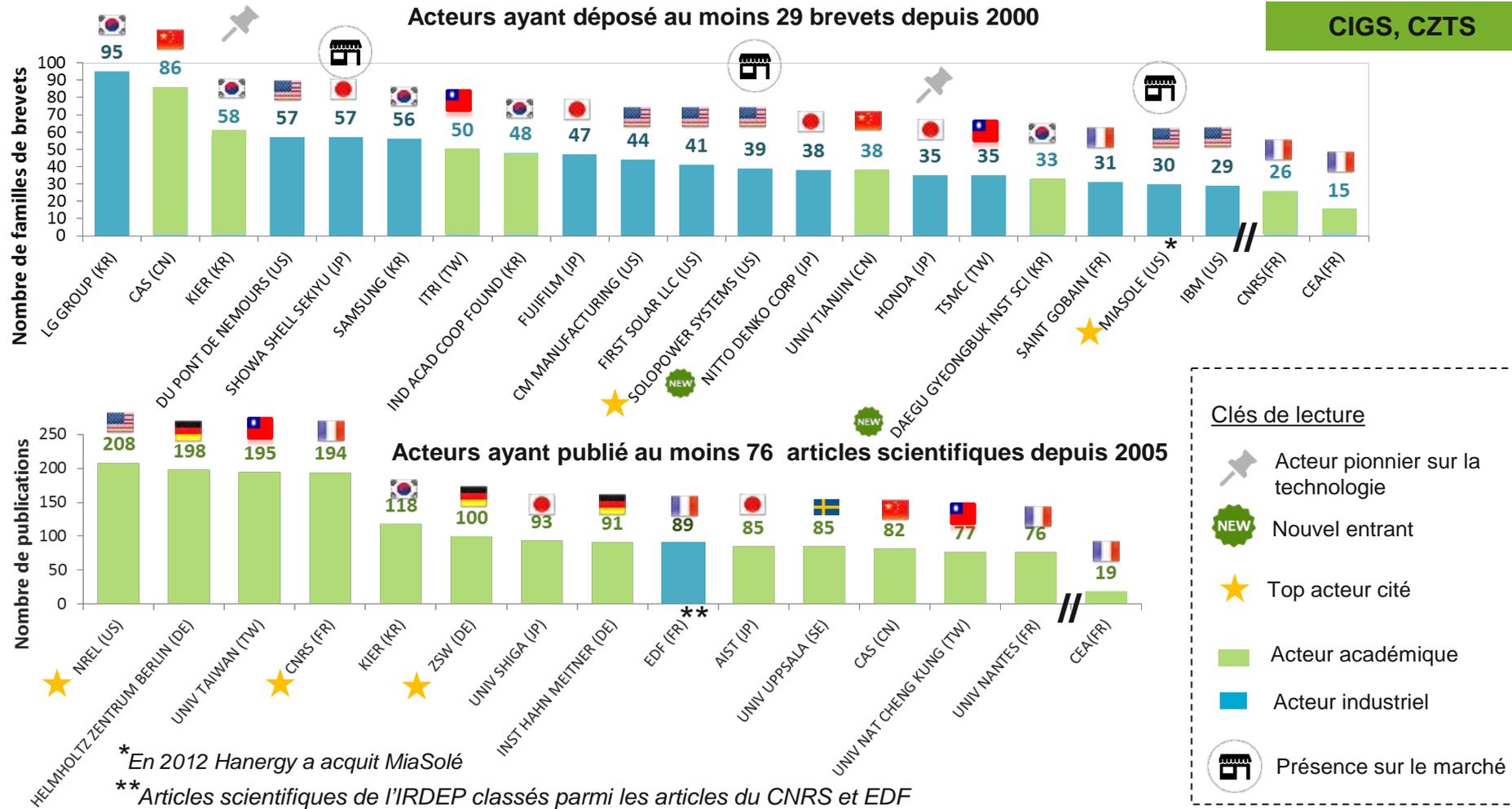


Clés de lecture

- Acteur pionnier sur la technologie
- Nouvel entrant
- Acteur industriel
- Acteur académique

Acteurs clés de la filière couches minces : CIGS, CZTS

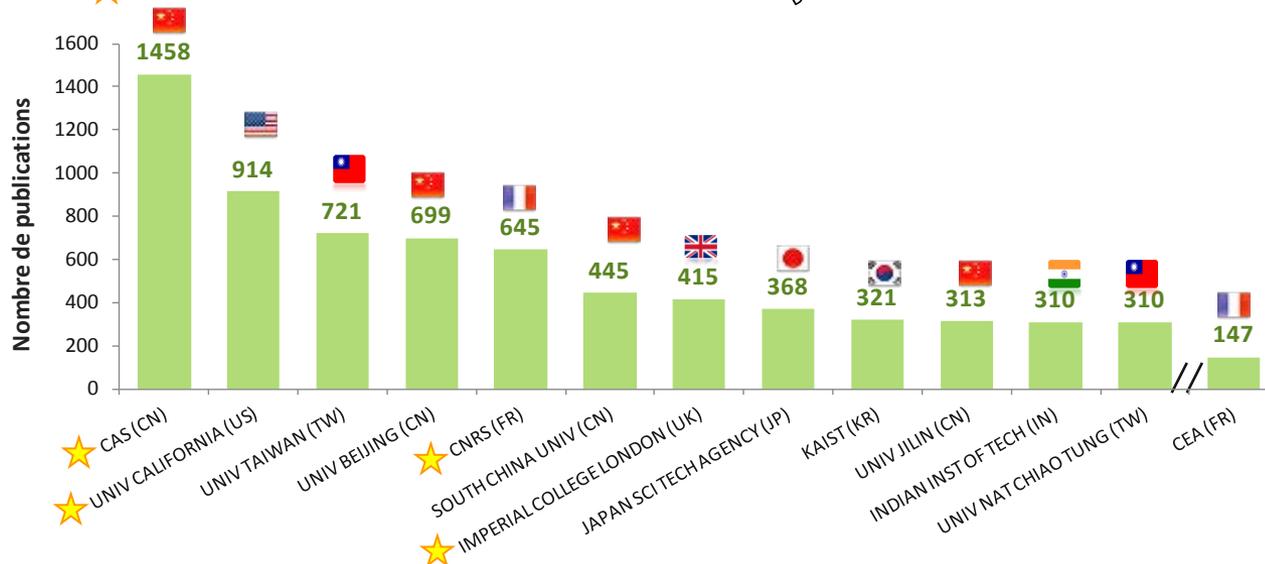
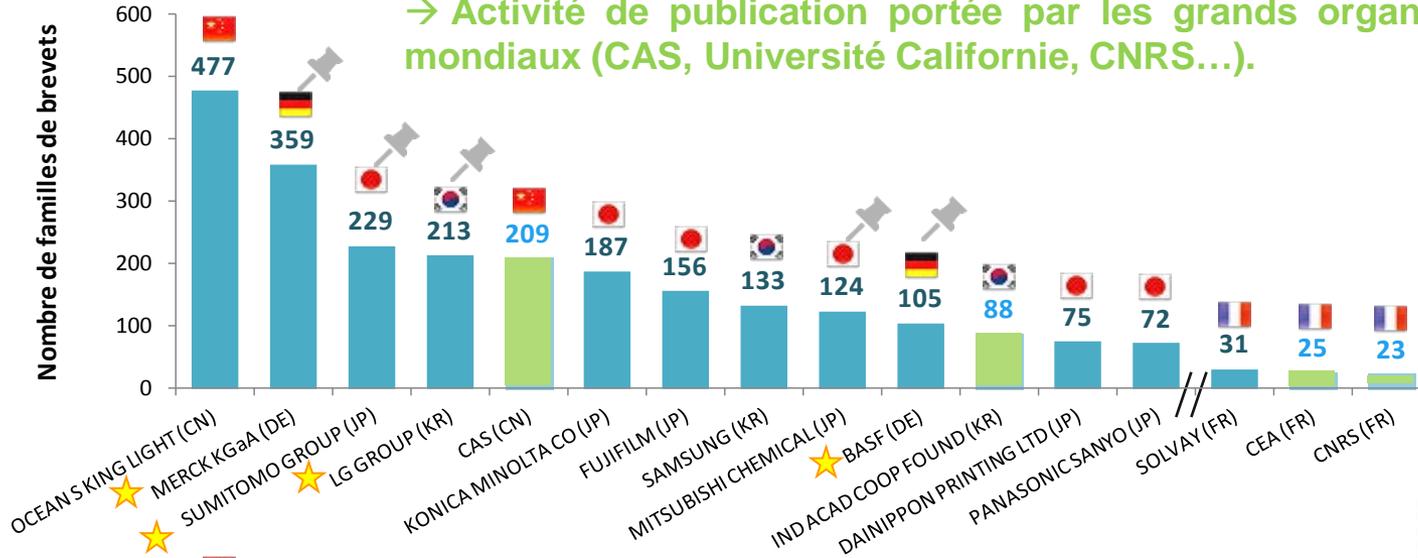
- Participation importante d'institutionnels dans le dépôt de brevets. Plusieurs acteurs asiatiques et américains bien positionnés. Le CNRS présente un portfolio de brevets important sur cette thématique il est parmi les principaux acteurs publiant avec un nombre important de citations.
- Solopower et Miasole, présents sur le marché, sont les acteurs (pour les brevets) les plus cités.



Photovoltaïque organique

→ Innovation dans l'OPV portée par les fournisseurs de matériaux (Merck, Sumitomo, BASF...), notamment en couches actives.
→ Activité de publication portée par les grands organismes de recherches mondiaux (CAS, Université Californie, CNRS...).

Organique



Clés de lecture

-  Acteur pionnier sur la technologie
-  Nouvel entrant
-  Top acteur cité
-  Acteur académique
-  Acteur industriel

Synthèse sur les acteurs-clés

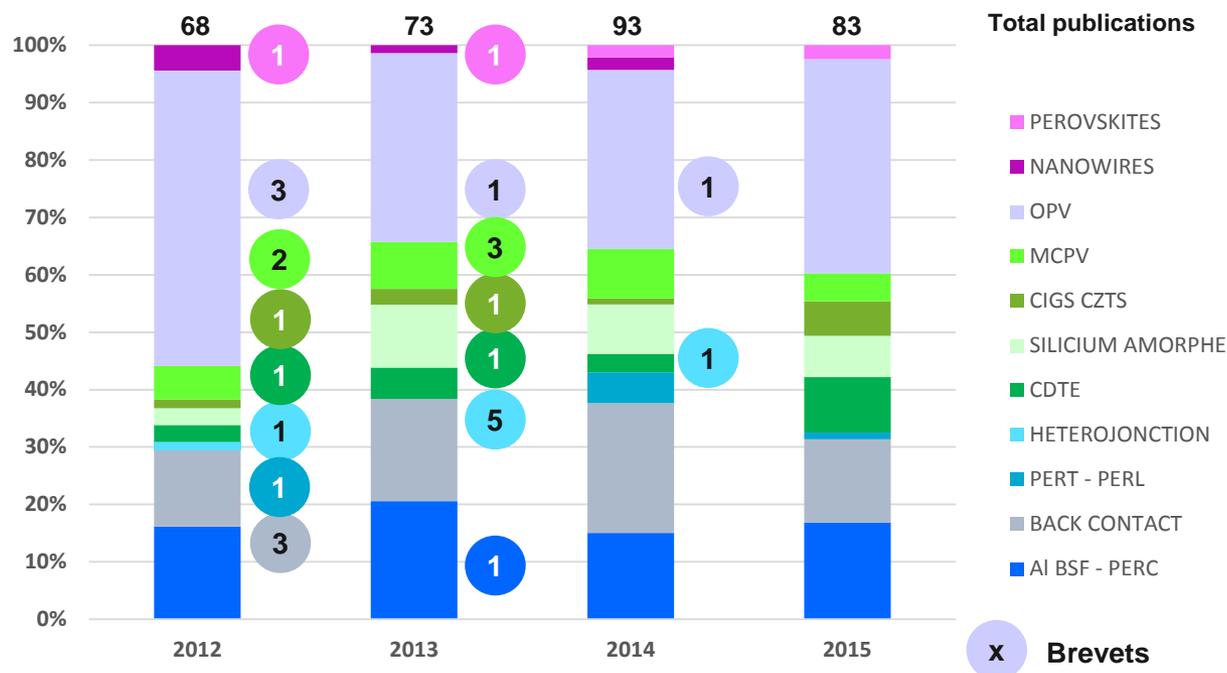
	Marché	Brevets	Articles	Acteurs clés		Marché	Brevets	Articles	Acteurs clés
AI-BSF / PERC				Fraunhofer Trina Solar Jinko Solar LG Group	CdTe				First Solar NREL
Back-contact				Solexel, Sunpower	Silicium amorphe		   	   	Sharp
PERT / PERL			   	Altuvia IMEC UNSW	CIGS, CZTS		 	   	Showa Shell Miasolé Solopower
Hétérojonction			  	Panasonic-Sanyo Kaneka	MCPV			   	Suncore Boeing Fraunhofer
Organique		  		Merck Sumitomo BASF					
Perovskites			  	EPFL Univ. Oxford Univ. Sungkyunkwan					
Nanofils		 	  	Univ. California					

Evolution technologique Fraunhofer (DE)

→ Les instituts Fraunhofer sont présents sur toutes les générations de technologies PV

- Le Fraunhofer a des activités sur toutes les approches de silicium cristallin, incluant back contact, PERT-PERL et hétérojonction ; sur ce dernier, le niveau de ses publications ne reflète pas l'importance de son portefeuille brevet.
- Sur les couches minces, le Fraunhofer est également présent sur les quatre approches ; les industriels allemands ont été présents sur chaque filière de couches minces en tant que producteurs de cellules/modules ou d'équipements.
- OPV domine l'activité sur les technologies PV de 3^e génération (avec seulement une légère contribution des nanofils/pérovskites à ce jour) qui est en accord avec l'importance historique des industriels allemands sur les matériaux organiques (cf. BASF, Bayer, Heraeus et Merck).

Publications et brevets du Fraunhofer par technologie



Les brevets du Fraunhofer sont repartis parmi toutes les technologies PV, avec des brevets en pérovskites qui apparaissent depuis 2012.

Une différence importante existe entre publications et dépôts de brevets sur l'hétérojonction : très peu de publications, mais 12 brevets déposés depuis 2008

Toutes technologies confondues dans la base constituée

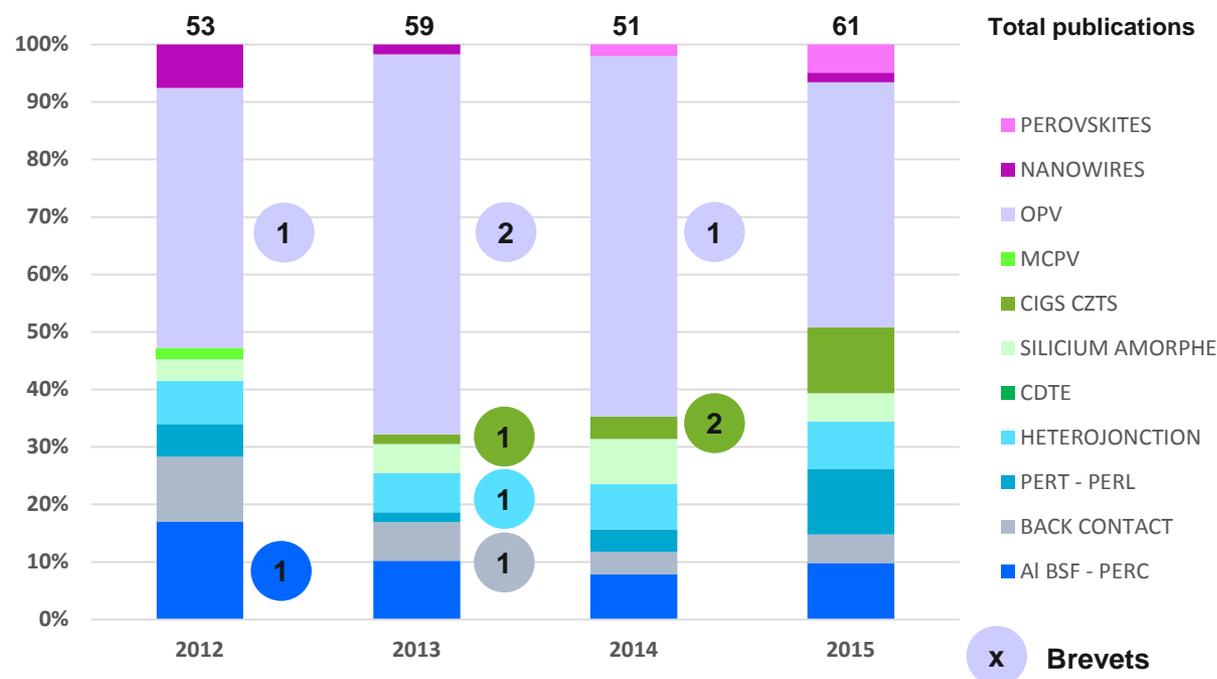
Nb total de brevets	66
Nb total de publications	479

Evolution technologique IMEC (BE)

→ Depuis 2005, les activités PV d'IMEC, mesurées par le nombre de publications, se concentrent sur le silicium cristallin (surtout les approches avancées), le silicium amorphe et l'OPV.

- L'activité silicium cristallin est réparti sur toutes les filières, mais avec un déclin sur le développement des cellules back contact en faveur de PERT/PERL et hétérojonction.
- Sur les couches minces, l'activité à l'IMEC, historiquement limitée au silicium amorphe, a été amplifiée par le projet Européen Solliance (alliance Belgique - Hollande - Allemagne) sur les couches minces qui se focalise sur le silicium amorphe, le CIGS/CZTS et l'OPV/Perovskites.
- Dans les publications d'IMEC depuis 2014, on voit l'impact de cette alliance, surtout sur les pérovskites et le CIGS.

Publications et brevets de l'IMEC par technologie



La tendance est à la réduction du dépôt de brevets sur le silicium cristallin (Al BSF – PERC, Back Contact et hétérojonction), à la croissance sur le CIGS et à la stabilité pour l'OPV.

Toutes technologies confondues dans la base constituée

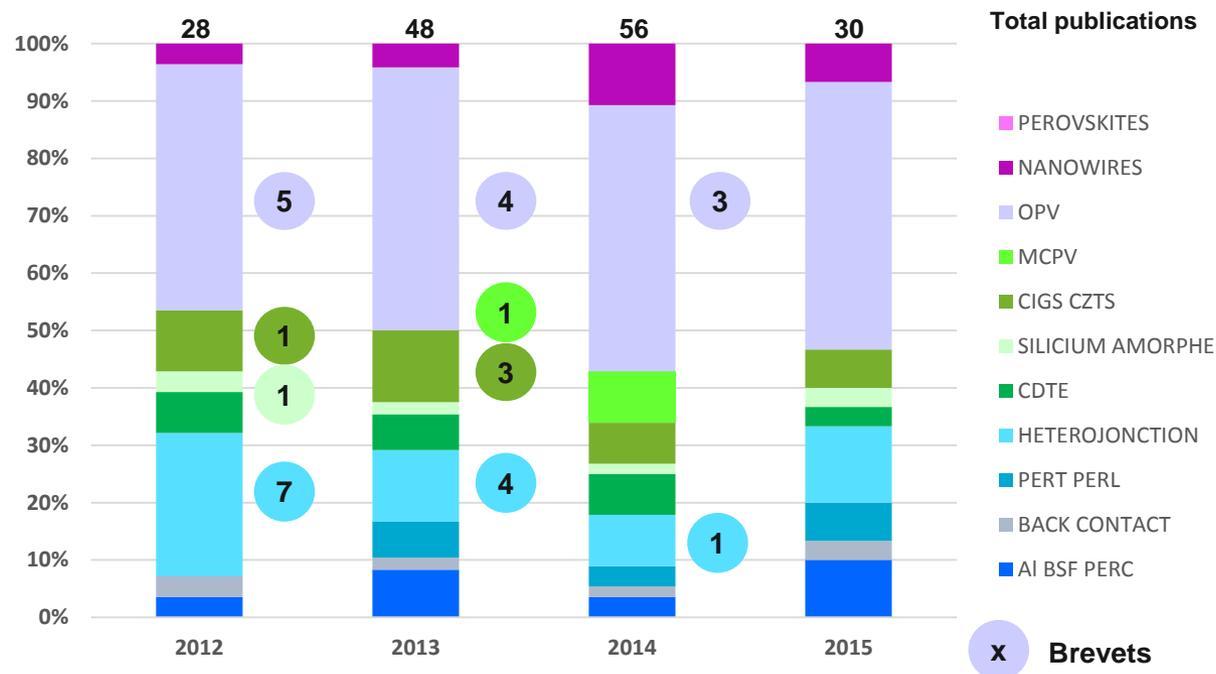
Nb total de brevets	38
Nb total de publications	369

Evolution technologique CEA (FR)

→ Le CEA a une activité de publication sur les trois filières de technologies PV, mais en particulier sur le silicium, les technologies émergentes et dans la moindre mesure les couches minces.

- L'activité silicium cristallin représente environ 30% de l'activité du CEA, en termes de publications, avec les technologies PV émergentes quasi stables à 50% des publications.
- Sur le silicium cristallin, l'activité sur l'hétérojonction et AI BSF-PERC est la plus importante, mais avec une activité croissante sur le PERT-PERL depuis 2013.
- OPV domine l'activité sur les technologies PV de 3^e génération, avec une activité sur les nanofils, mais aucune jusqu'à présent (en termes de publications) sur les pérovskites.

Publications et brevets du CEA par technologie



Le CEA est positionné en particulier sur les technologies hétérojonction de silicium, OPV et CIGS-CZTS pour le dépôt de brevets.

L'activité sur les cellules de MCPV est liée à une collaboration avec l'industriel Soitec, qui a depuis stoppé son business en CPV.

**Toutes technologies confondues
dans la base constituée**

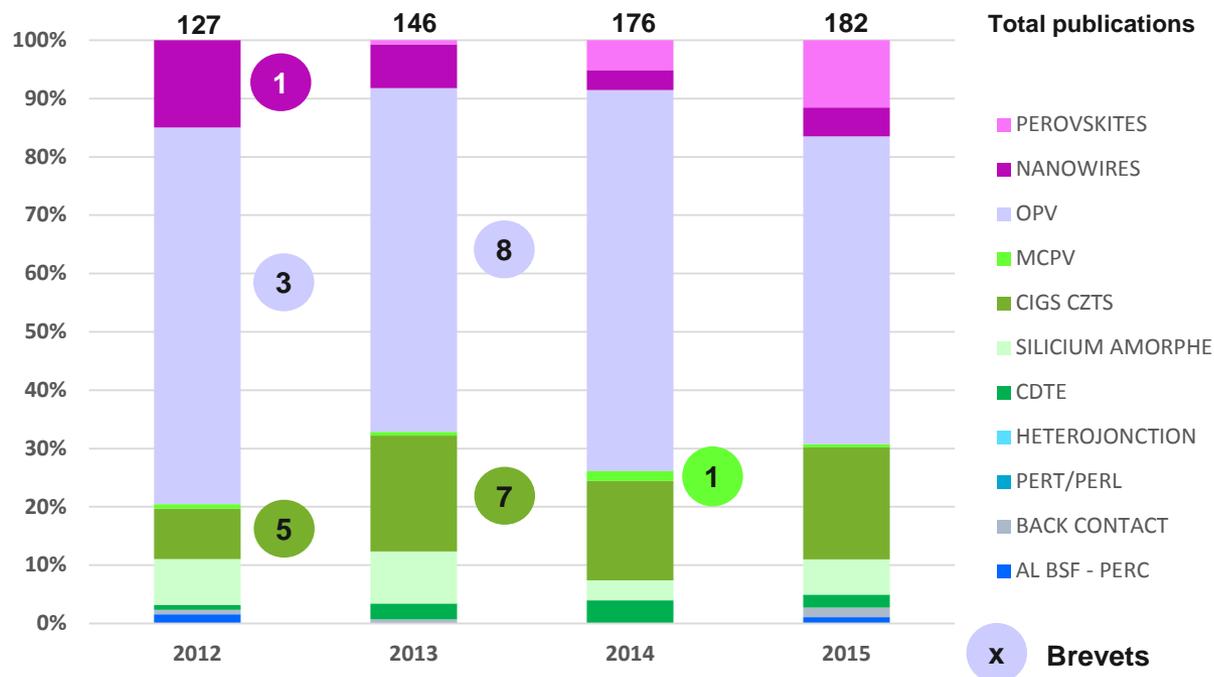
Nb total de brevets	79
Nb total de publications	272

Evolution technologique CNRS (FR)

→ Le CNRS a une activité de publication sur la totalité des technologies, mais en particulier sur les couches minces et les technologies émergentes (OPV, Perovskites et Nanowires).

- Ces deux catégories représentent plus de 95% de l'activité du CNRS en termes de publications, avec les technologies émergentes quasi stables à 70%.
- Les publications en pérovskites révèlent un intérêt important depuis 2013, avec une diminution simultanée de l'activité de publication sur les cellules à nanofils.
- L'activité de recherche du CNRS en couches minces (CIGS-CZTS , a-SI et CdTe) est stable depuis 2012.

Publications et brevets du CNRS par technologie



Le CNRS est positionné en particulier sur les technologies CIGS-CZTS et OPV pour le dépôt de brevets.

Toutes technologies confondues dans la base constituée

Nb total de brevets	58
Nb total de publications	1090

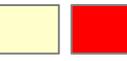
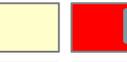
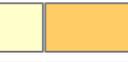
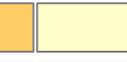
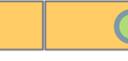
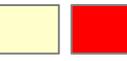
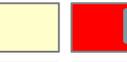
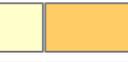
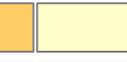
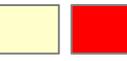
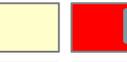
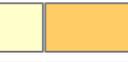
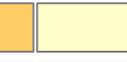
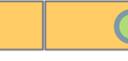
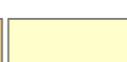
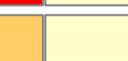
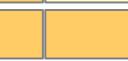
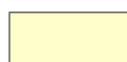
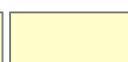
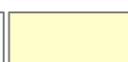
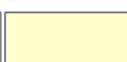
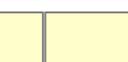
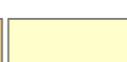
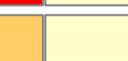
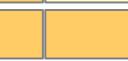
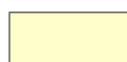
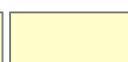
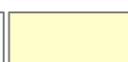
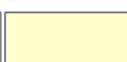
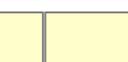
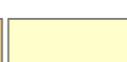
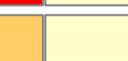
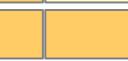
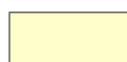
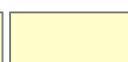
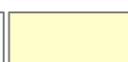
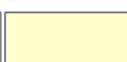
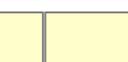
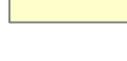
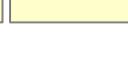
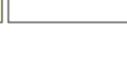
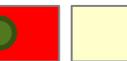
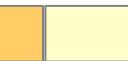
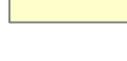
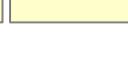
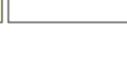
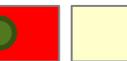
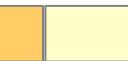
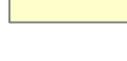
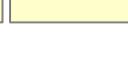
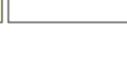
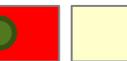
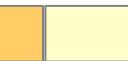
Activité de recherche des académiques majeurs

Clés de lecture

	Nb docs faible	} par rapport à la production de l'institut considéré
	Nb docs moyen	
	Nb docs élevé	

	>50% des brevets		>50% des publications	} par rapport à la production des 8 institutionnels
	>30% des brevets		>30% des publications	

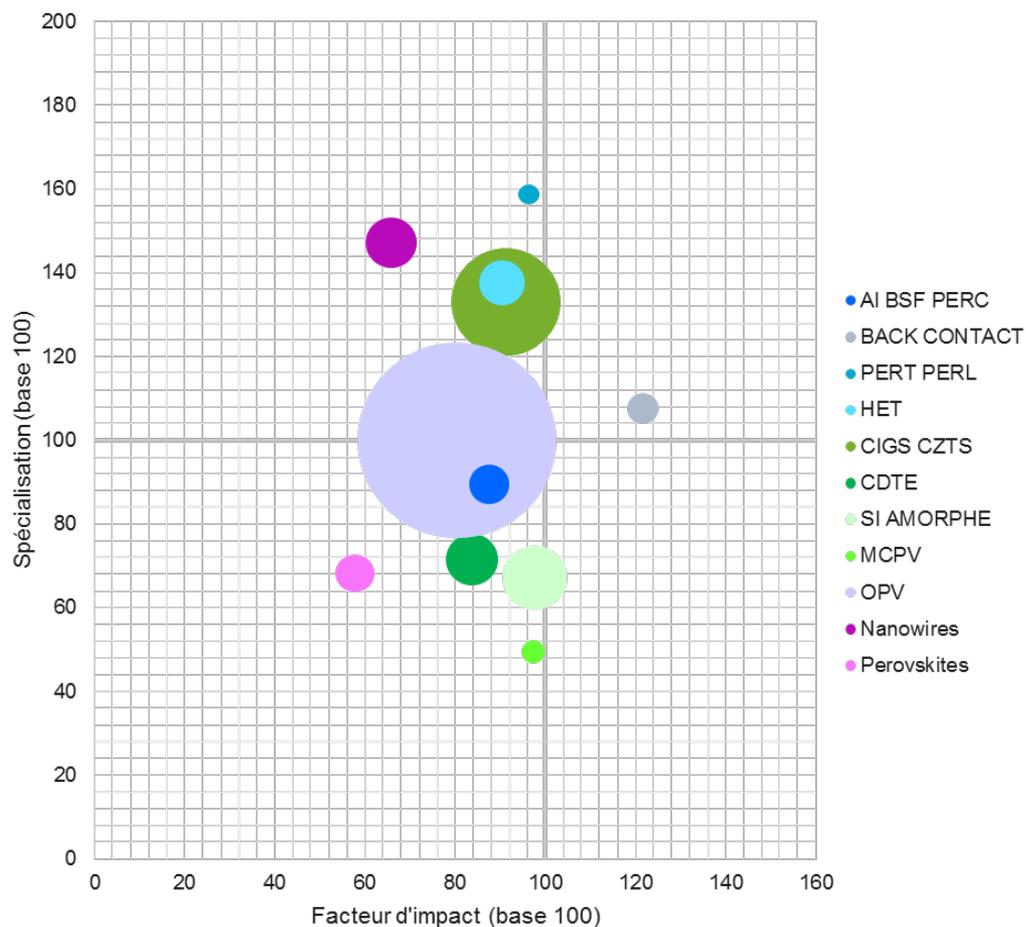


Filière	Technologie	CNRS	CEA	ECN	EPFL	Fraunhofer	HZB	imec	NREL																																																		
		<p>Filière silicium</p> <tr> <td>Silicium cristallin</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>AI-BSF / PERC</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>PERT / PERL</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Back contact</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Hétérojonction</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr>										Silicium cristallin										AI-BSF / PERC										PERT / PERL										Back contact										Hétérojonction							
Silicium cristallin																																																											
AI-BSF / PERC																																																											
PERT / PERL																																																											
Back contact																																																											
Hétérojonction																																																											
<p>Filière couches minces</p> <tr> <td>CIGS / CZTS</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CdTe</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Silicium amorphe</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Multijonction à concentration</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr>										CIGS / CZTS										CdTe										Silicium amorphe										Multijonction à concentration																			
CIGS / CZTS																																																											
CdTe																																																											
Silicium amorphe																																																											
Multijonction à concentration																																																											
<p>Filière technologies émergentes</p> <tr> <td>Organique</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Perovskites</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Nanofils</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr>										Organique										Perovskites										Nanofils																													
Organique																																																											
Perovskites																																																											
Nanofils																																																											

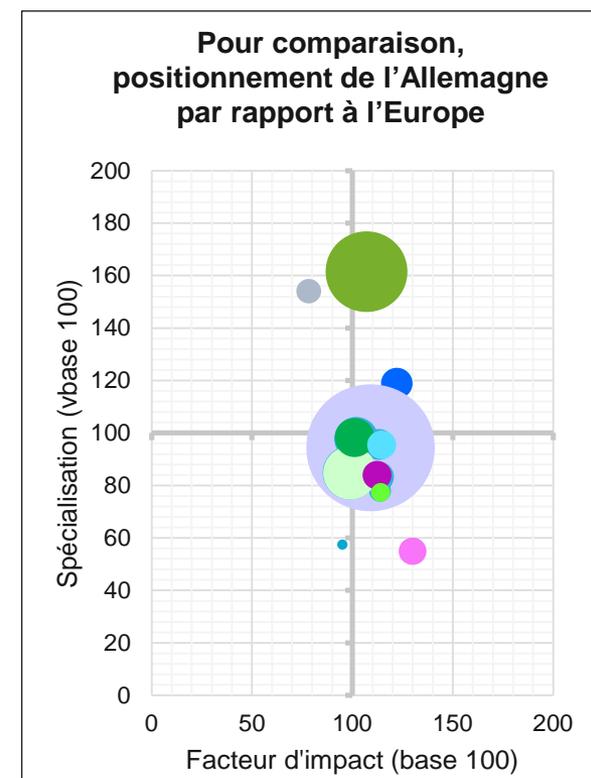
- Les académiques majeurs travaillent sur quasiment toutes les technologies.
- Quelques particularités notables : seul le CEA se positionne fortement sur l'hétérojonction, le NREL sur le CdTe (incluant les brevets licenciés à First Solar). L'EPFL est présent fortement sur le silicium amorphe et les pérovskites. Le CNRS se focalise surtout sur les couches minces et les technologies émergentes.

Activité de publication d'articles scientifiques de la France par rapport à l'Europe

- Par rapport aux autres pays d'Europe, la France est bien positionnée sur la filière silicium.
- Concernant les couches minces, la France produit plus de documents sur la techno CIGS que sur les autres technologies.
- Pour les technologies émergentes, la France est en retrait sur les pérovskites.

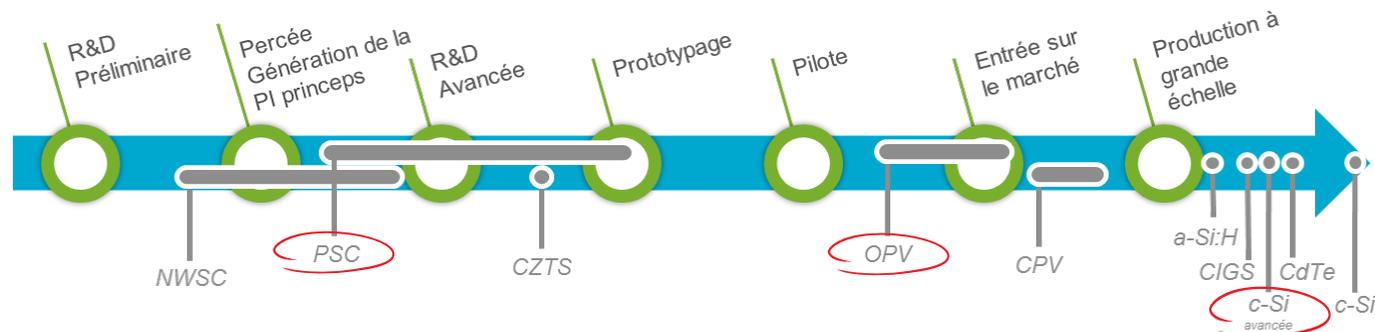


Europe = Allemagne, Italie, UK, Espagne, Pays-Bas, Belgique



Synthèse et recommandation

- Le contexte de cette étude est un marché solaire toujours en croissance avec la poursuite d'une forte pression sur les coûts sur toute la chaîne de valeur et sur les marges des producteurs.
- L'évolution des coûts et la pression sur les investissements a conduit à une consolidation sur toutes les filières, mais surtout sur les III-V, le CPV et le silicium amorphe : entre 2011 et 2013, le nombre de brevets déposés sur le CdTe et a-Si est moindre qu'entre 2008 et 2010.
- Le dépôt de brevets sur le silicium cristallin a aussi beaucoup ralenti, mais nous pouvons constater une croissance sur certaines filières à haut rendement notamment le back contact, le PERT/PERL et l'hétérojonction.
- L'OPV domine les technologies PV émergentes (en termes de brevets et publications) et aujourd'hui cette filière s'est orientée vers l'intégration au bâtiment.
- Les pérovskites connaissent une forte croissance d'activité (brevets, publications, rendement cellule) sans précédent dans l'industrie PV et constituent une technologie de rupture potentielle
- Le CNRS est relativement bien positionné sur cette technologie, mais la France est derrière d'autres pays en termes de publications et de brevets et devrait revoir son activité de R&D





Presentation oral

PhotoVoltaic Technical Conference 2017 (PVTC)

“A PATENT LANDSCAPE AND BIBLIOMETRIC STUDY FOR THREE PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY FAMILIES”

Bases de données (brevets et publications scientifiques) disponibles à la consultation sur demande

Introduction

Phase 1 : Etat de l'art des technologies

Phase 2 : Analyse LCOE

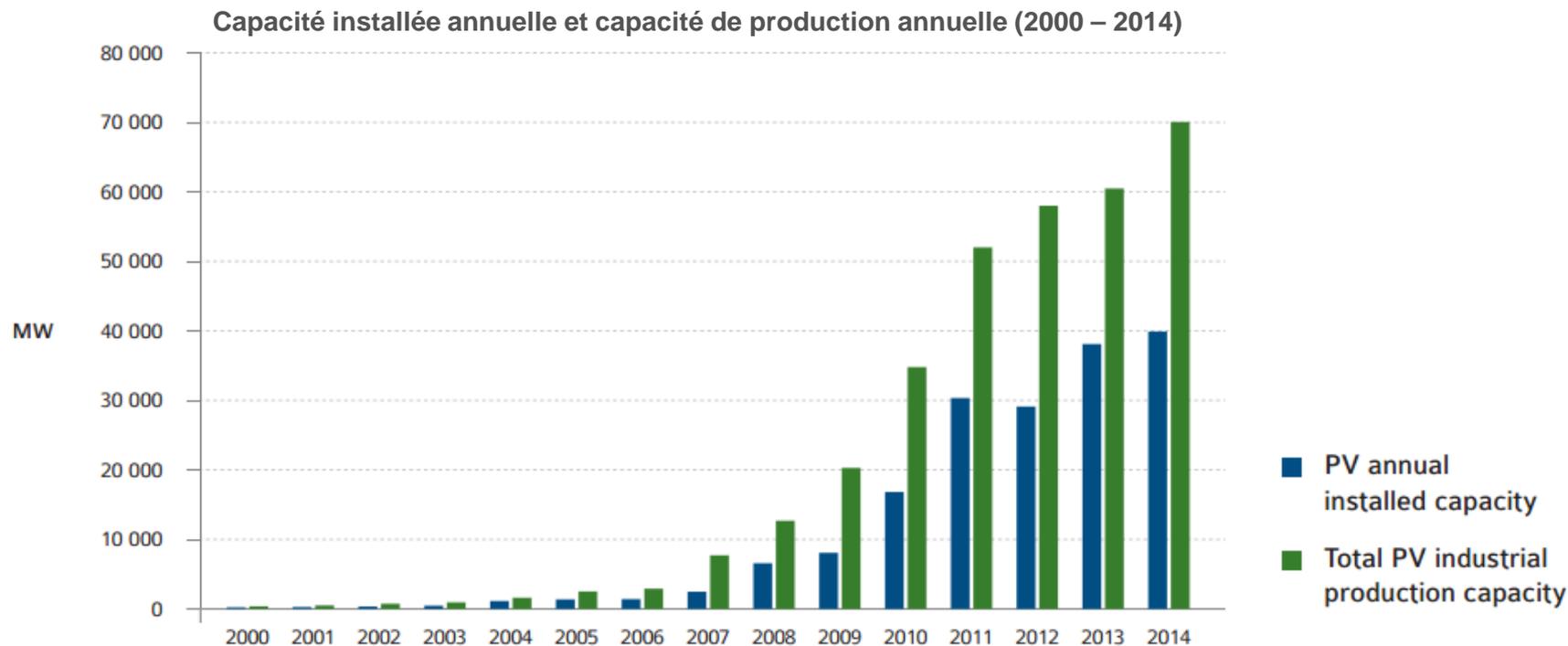
Phase 3 : Investissements industriels

- Les technologies PV qui restent au centre des investissements et celles qui décrochent
- Les aspects de consolidation ou fragmentation dans l'industrie
- L'évidence pour les tendances technologiques spécifiques

Conclusions

L'industrie PV a connu une évolution spectaculaire

- En 15 ans, jusqu'en 2014, l'installation annuelle de PV a été multipliée par 200 de 0,2 GW à 40 GW, un TCAC de 42%.
- Dans la même période, la capacité de production des panneaux PV a augmenté de 0,38 GW à 70 GW (x 183).
- Cette évolution rapide de la demande et de la production n'a pas toujours été en phase, ce qui a mené à des périodes difficiles en termes d'investissements et/ou de rentabilité du secteur.
- En 2016, après deux années d'investissements forts, le prix des modules a baissé de 36%.

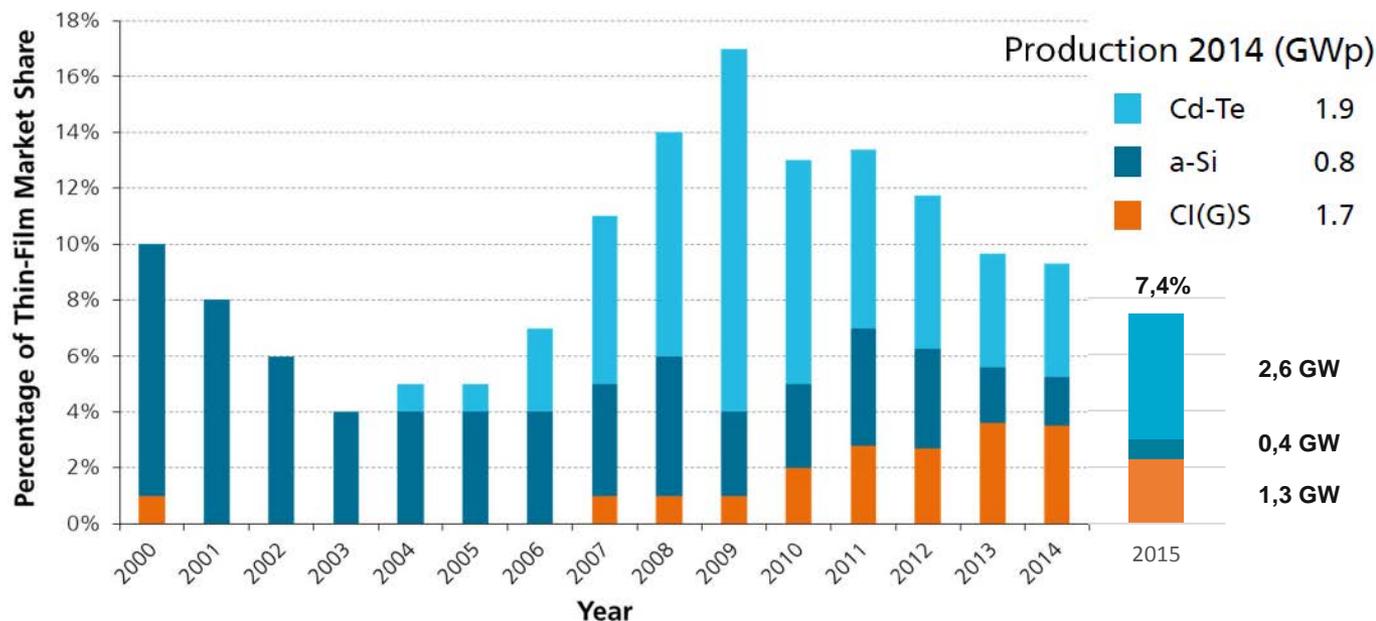


Source : IEA PVPS, RTS Corporation : Trends 2015 in PV Applications

Après un pic en 2009, la part du marché des couches minces a réduit face au silicium

- Les technologies couches minces ont profité de la sous-production du polysilicium à la fin des années 2000, et de la montée en puissance de First Solar, pour augmenter leur part de marché, mais cette part a fortement diminué depuis 2009.
- Les technologies de couches minces souffrent d'un nombre limité de gros producteurs.
 - First Solar a montré la durabilité et rentabilité de son approche CdTe, mais est la seule société à fabriquer cette technologie en volume.
 - Solar Frontier (CIGS) est de loin le plus grand producteur de modules CIGS et maintenant le deuxième producteur des PVs couches minces.

La part du marché global de la production des modules couches minces

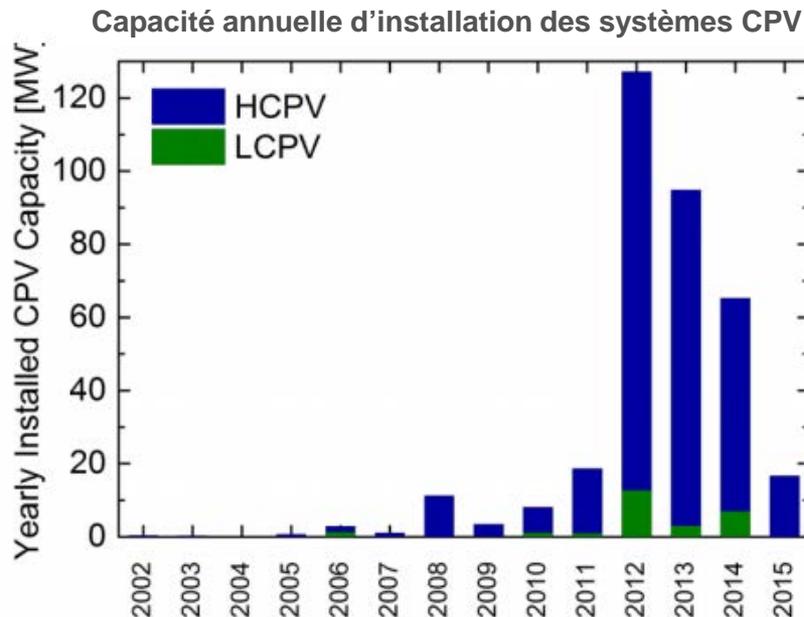


Source: Fraunhofer ISE: données de Navigant, IHS

Source: IHS, CEA

Deux technologies de couches minces se sont considérablement affaiblies face à la baisse des prix

- Pour le silicium amorphe, son rendement a plafonné autour de 12%, les équipementiers sont sortis de la technologie et la production a beaucoup réduit.
 - Sharp, le pionnier du silicium amorphe, a été acheté par Foxconn. Aujourd'hui, Sharp focalise son activité sur des modules silicium avec des cellules, pour la plupart, achetées auprès de tierces et se concentre sur les cellules Black silicium (mono).
 - Les investissements planifiés d'Hanergy sur le silicium amorphe en 2014-2015 ne se sont pas matérialisés.
 - Plusieurs sociétés ayant une production de a-Si sont en train de basculer vers l'hétérojonction.
- Pour le solaire à concentration (CPV), après avoir atteint une capacité record d'installations en 2012 de 120 MW (0,4% du marché), le segment CPV a chuté en 2014 et 2015.

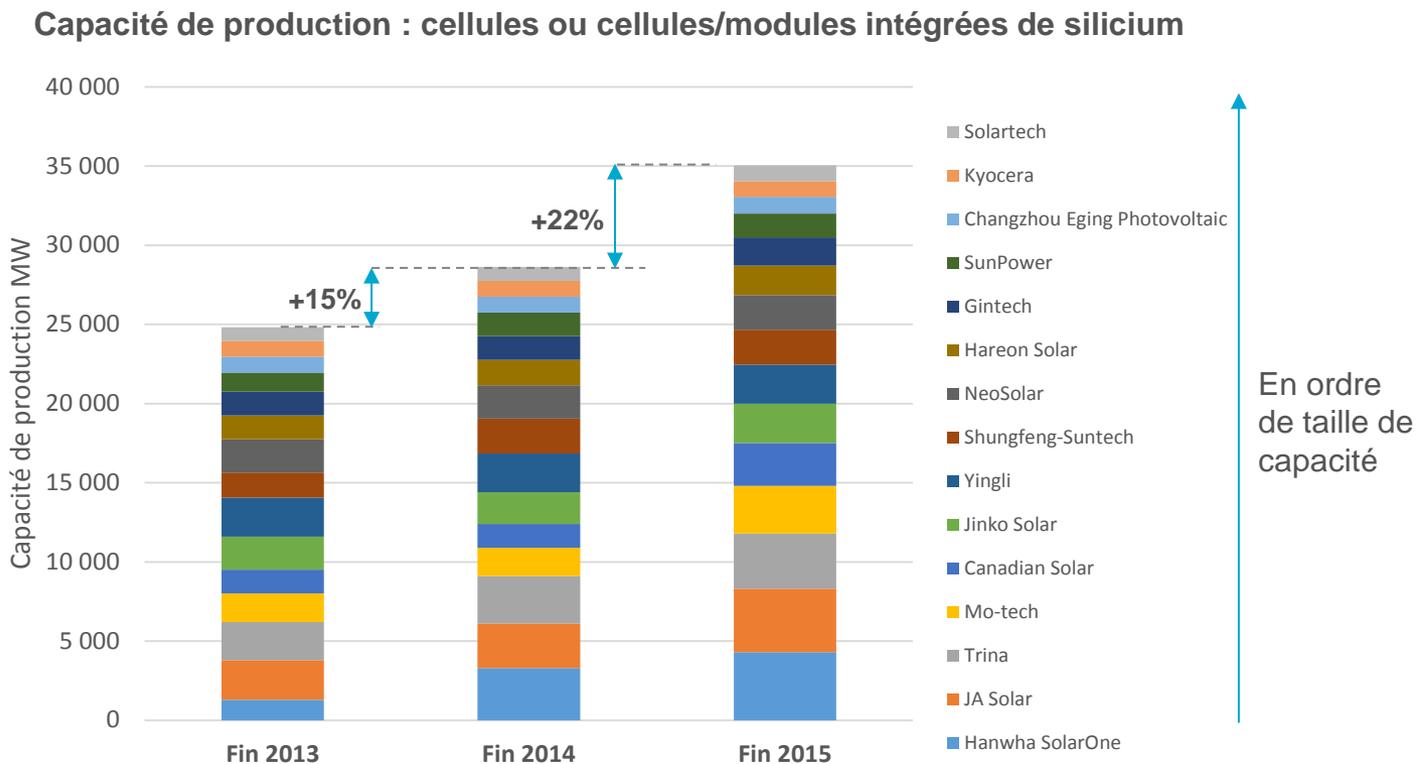


Cette technologie, qui ne convient que pour les régions ayant une DNI élevée (incidence directe), a perdu beaucoup d'industriels en 2015.

- Avec la sortie de Soitec, Suncore et Silex en 2015, et les problèmes financiers sévères d'Abengoa Solar, l'industrie du CPV a perdu beaucoup de capacités de production.
- A l'exception d'Arzon Solar et SunPower, les fabricants de systèmes CPV sont des PME.

Les leaders du silicium PV ont augmenté leur capacité de production de 40% en 2 ans

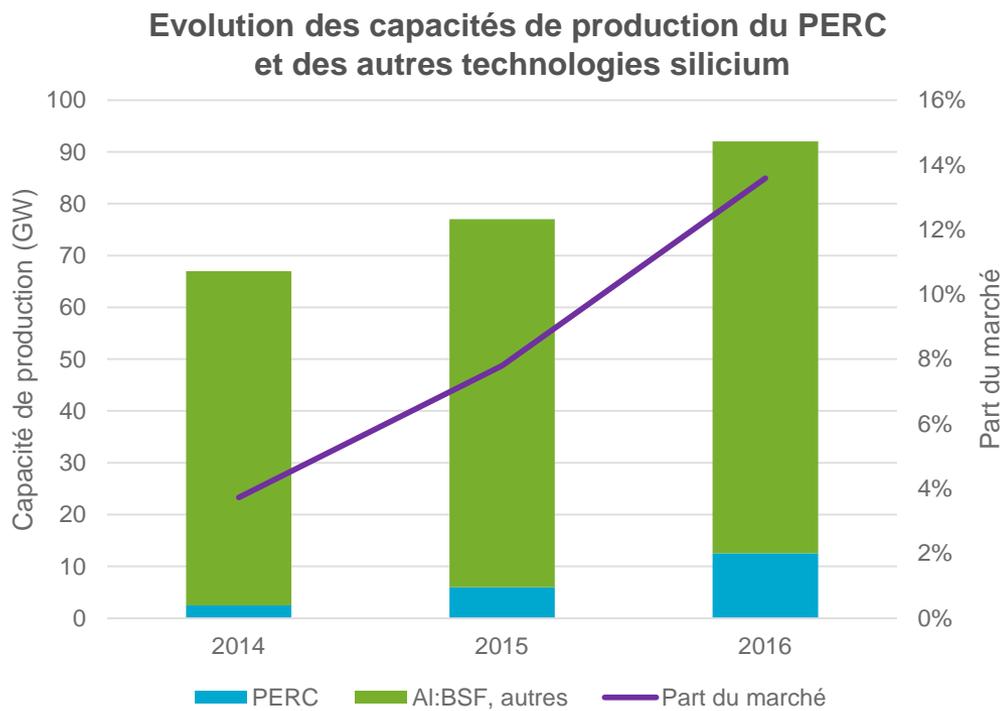
- Les 15 plus gros fabricants de cellules silicium ont augmenté leur capacité de production de 10 GW en deux ans.
- A la fin de 2015, les quatre premiers producteurs avaient une capacité de production de cellules de 3 GW ou plus (15 GW au total)
- Pendant cette période, sauf pour First Solar (+600 MW), nous avons constaté peu d'investissements dans le segment CM



Source: Rapports annuels, CEA

PERC est la nouvelle technologie silicium qui a engendré le plus d'investissements

- La technologie PERC est la plus « simple » à mettre en place pour augmenter le rendement des cellules sans entrainer un investissement exorbitant.
- Les lignes de production actuelles peuvent être modifiées pour la technologie de PERC (avec un équipement pour le dépôt d'une couche de passivation et un laser pour créer des contacts arrière) sans une interruption substantielle de la ligne.



Malgré un début sur le marché plus lent que prévu (ITRPV), les estimations d'EnergyTrend suggèrent que PERC pourrait représenter 30% de la capacité globale en 2018.

Source: EnergyTrend, TaiyangNews, CEA estimations

Certaines technos émergentes montrent des progrès sur le plan de la production

→ Après la sortie de Konarka, l'industrie OPV a pris du temps pour se stabiliser et trouver une offre de valeur.

- L'OPV cible deux applications principales : l'intégration avec les matériaux de construction pour créer le BIPV (la cible de Heliatek) et les applications de niche : intégration avec l'électronique grand public ou des applications off-grid.
- En septembre 2016, la société allemande Heliatek a reçu 80 M€ en ressource, 42 M€ en series D (fonds propres) avec des investisseurs qui ont inclus BNP Paribas, BASF et Engie.
- Hors Heliatek, les acteurs principaux dans l'OPV sont : Eight19, Armor, Ardeje/Dracula Technologies, et Belectric OPV.



Source: Heliatek

→ Certains industriels commencent à investir dans les lignes pilotes pour les pérovskites.

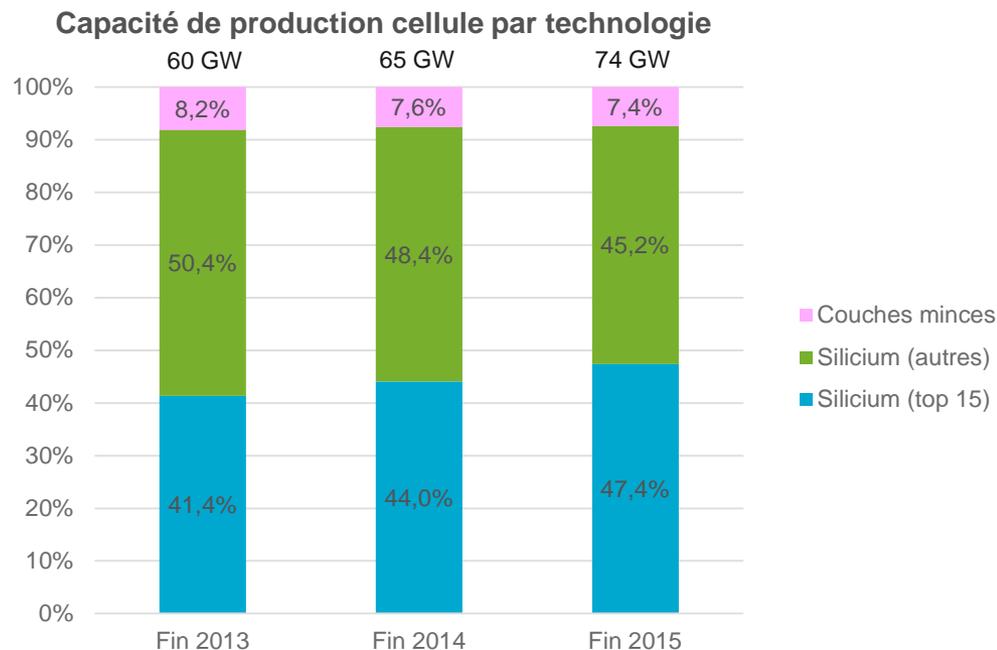
- En novembre 2016, Oxford Photovoltaics a annoncé l'acquisition de l'ancien site de production (de couches minces) de Bosch Solar in Brandenburg an der Havel.
- Oxford PV va équiper sa fab. pour intégrer les couches de pérovskites sur les plaquettes de silicium de taille industrielle.

L'industrie PV consolide à nouveau

- Après une stagnation des investissements dans la capacité de production de PV en 2013, les investissements sont partis à la hausse en 2014 et 2015, avec une augmentation de capacité d'à peu près 14 GW, soit 23%.
 - Le PERC a consolidé sa position comme la nouvelle techno courante dominante pour le silicium
 - Mais l'industrie PV traverse un nouveau cycle: les investissements sont en baisse en 2016.
- L'industrie PV continue à se consolider : le top-15 des fabricants de cellules silicium ont près de 50% de la capacité globale du marché et les quatre premiers ont une capacité de production de 15 GW, soit presque un quart de l'industrie mondiale.

Le manque de sociétés ayant une capacité de production de CMPV de taille critique, et les investissements très limités dans la période 2013-2015, ont eu l'effet de réduire la part du marché des technologies couches minces.

Néanmoins, il y a de nouveaux investisseurs en Chine, surtout CNBM qui détient Avancis, qui a annoncé des nouveaux investissements en 2016.



Source: IEA PVPS 2015, Photon Consulting, CEA

Introduction

Phase 1 : Etat de l'art des technologies

Phase 2 : Analyse LCOE

- Analyse des données d'entrée requises pour le calcul du LCOE
- Modélisation du coût de l'énergie délivrée LCOE
- Etude d'impact des paramètres et analyse de sensibilité

Phase 3 : Investissements industriels

Conclusions

Comprendre

Quelles évolutions du coût de production de l'électricité d'origine photovoltaïque peut-on attendre à partir des innovations en cours sur les technologies ?

Potentiel de baisse de coût inhérente à chaque technologie ?

Quel est l'importance des différentes composantes du LCOE ?

Quel impact de la localisation ? Ensoleillement et politiques locales ?

Cadre de l'étude

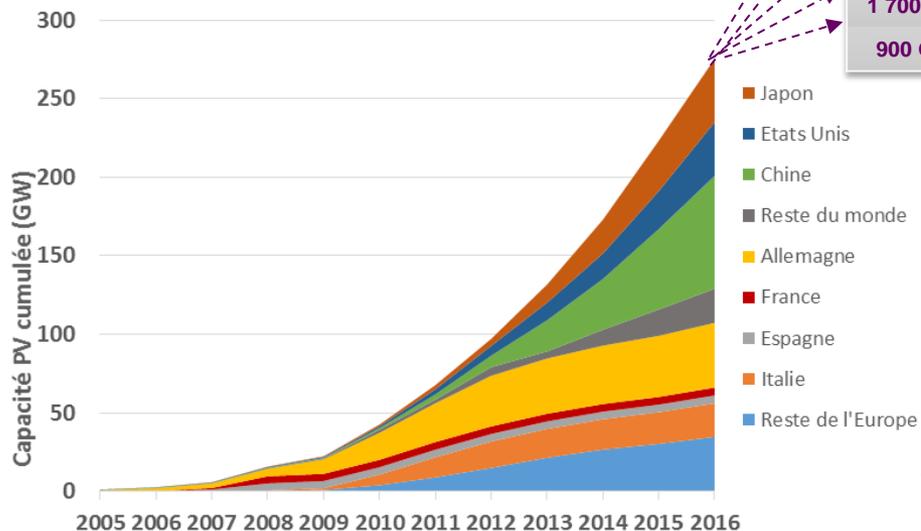
<i>Filières</i>	<i>Technologies</i>	<i>Systèmes</i>		
Filière silicium	AI-BSF PERC PERT	Centrale au sol : 1-10 MW	Centrale au sol : 50 MW	Allemagne
Filière couches minces	CIGS/CZTS CdTe Silicium couches minces			Italie
Filière émergentes	Perovskites OPV Cellules à nanofils			France
				Californie

La force disruptive du solaire vient d'une courbe d'apprentissage étonnante et constante

Le solaire photovoltaïque est passé d'une capacité de 1 GW à 250 GW entre 2000 et 2016 ce qui en fait **le moyen de production d'électricité avec la croissance la plus rapide de la période.**

→ Augmentation des installations photovoltaïques en forte hausse et scénarios 2030

En 2016, 69 GW installés dont 63% du marché couvert par 3 pays majeurs: Chine, Japon, Etat Unis.



Source : JRC PV status report 2014 valeurs 2005-2014, Photon consulting 2015-2016

→ Ces courbes ne montrent pas encore un signe d'épuisement grâce à :

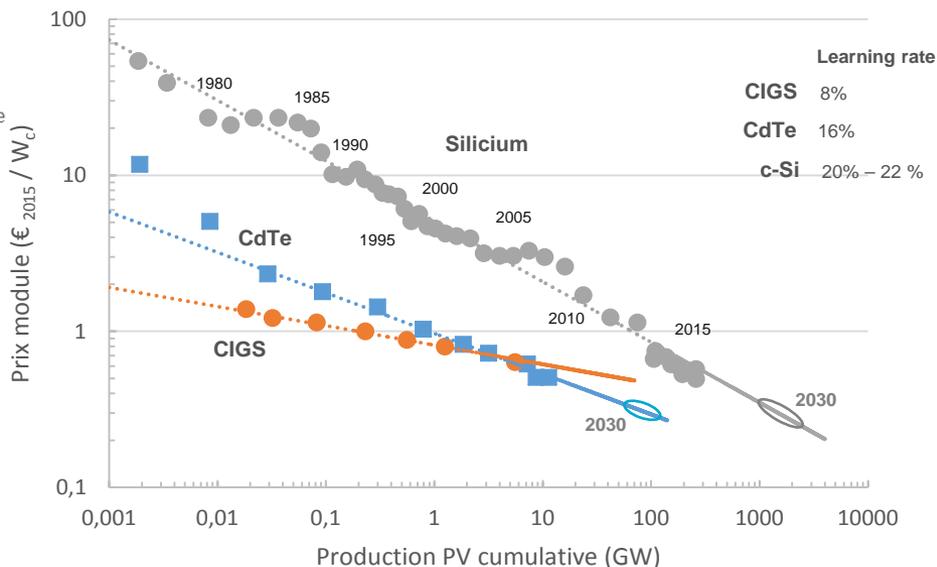
- Des progrès technologiques incrémentaux sur l'ensemble de la chaîne de la valeur
- Des innovations de rupture : bifacialité des modules
- Une augmentation continue du rendement

Scénario 2030 - Capacité PV cumulée en 2030

3 000 GW	NREL/Fraunhofer Global Alliance of Solar Energy research Institutes
2 800 GW	Greenpeace Energy (r)evolution 2015
1 800 GW	Bloomberg New Energy Outlook 2016
1 700 GW	AIE Solar PV roadmap 2DS Hi-Ren
900 GW	ANCRE Decarbonization Wedges 2015

→ Un prix module (€/W_c) qui a baissé 40 fois en 30 ans dans le cas de silicium

Les courbes d'apprentissages pour les technologies du PV



Source : Strategies Unlimited, Navigant, EUPD, pvXchange, IHS, Fraunhofer PSE, Trina Solar, First Solar, Kersten et al.

Des prix records de l'énergie solaire

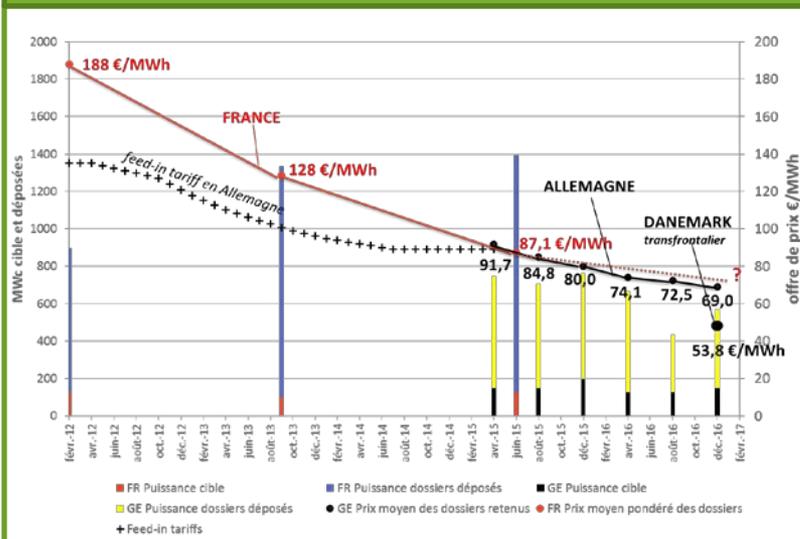
le 30 €/MWh plusieurs fois battu en 2016

Les appel d'offres de long terme ou power purchase agreements PPAs

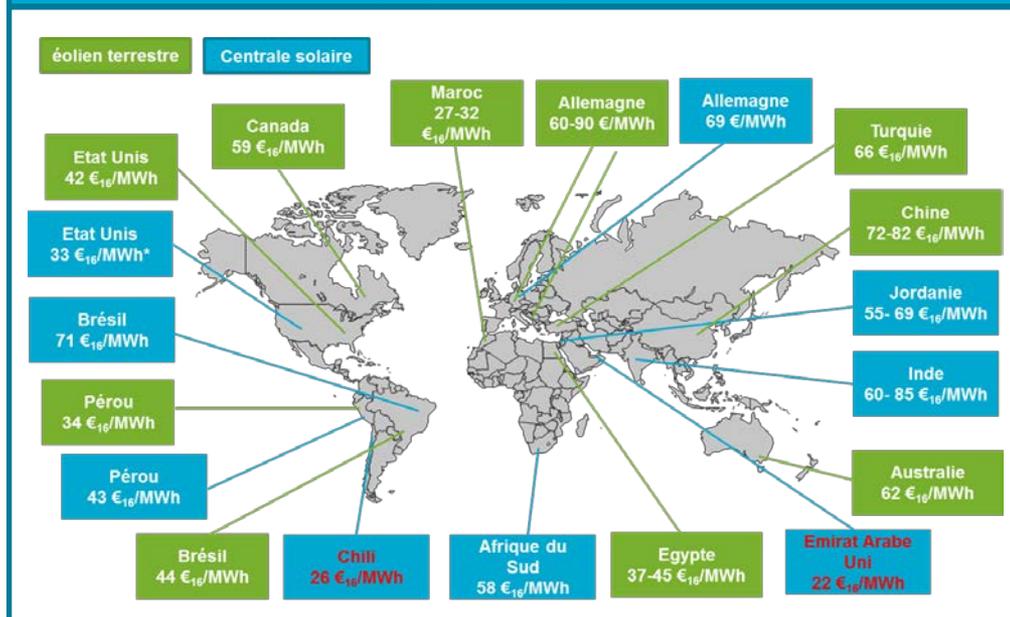
Le prix d'achat proposé par le lauréat est garanti sur une durée de 15 à 25 ans selon le contrat.

Ce type d'appel d'offre se généralise dans le monde. Les récentes offres témoignent d'une baisse importante des prix des centrales solaires PV au sol, notamment dans les régions qui bénéficient des meilleures conditions d'ensoleillement.

Exemple de la France et de l'Allemagne : vers un régime d'appels d'offres pour les centrales au sol



Appel d'offres de long terme récents sur les énergies renouvelables - projets réceptionnés en 2016-2019



Les appel d'offres en France et en Allemagne

1^{er} appel d'offre en France en 2012 pour les centrales au sol de 700 kW à 17MwC. **Baisse des prix constatées > 30%** entre chaque appel d'offre. Dernier appel d'offre clôturé début février 2017 en cours d'ouverture.

En Allemagne, depuis 2014, un appel d'offre tous les 4 mois pour les centrales au sol <10 MW et **baisse moyenne de 5% à chaque appel.**

Introduction

Phase 1 : Etat de l'art des technologies

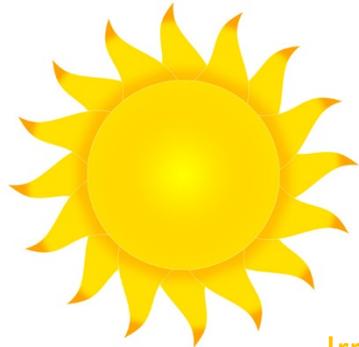
Phase 2 : Analyse LCOE

- Analyse des données d'entrée requises pour le calcul du LCOE
- Modélisation du coût de l'énergie délivrée LCOE
- Etude d'impact des paramètres et analyse de sensibilité

Phase 3 : Investissements industriels

Conclusions

Les composantes du LCOE



$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX}{(1 + WACC)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Production\ année\ n}{(1 + WACC)^n}}$$

Irradiation Locale

DNI DHI GHI
T°C ambiante

Architecture PV
Orientation
Fixe / tracker 1-2 axes

Rendement module
Salissure, effet d'ombre/neige,
ALBEDO
GCR, dégradation

Pertes électriques
câblage DC, AC, réseau
rendement onduleur

FINANCIER

Durée d'exploitation
Durée de construction
Taux d'actualisation
type de financement
inflation
Incitation
Crédit d'impôt
obligations,
tarifs de rachat

CAPEX

- Modules (€/Wc)
- BOS
- Support
- Tracker
- Câblage DC, AC
- Onduleur
- Transformateur
- Coût d'installation
- Préparation du site
- Interconnexion



OPEX

- Frais fixes
- Conception
- Commerciale marketing
- Frais généraux
- Permis de construire

- Charges variables
- Main d'œuvre
- Nettoyage, monitoring
- Protection site

- Frais fixes
- Assurance
- Frais généraux
- Location site
- Permis de construire
- Remplacement
- Onduleur (durée de vie)
- Module (durée de vie)

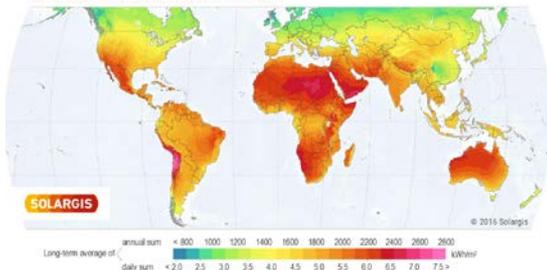
→ La quantité d'électricité produite par un panneau PV dépend de :

Une énergie inégalement distribuée sur le globe

l'irradiation locale

Elle peut varier d'un facteur 2,2 entre le Nord de l'Angleterre (GHI 1000 kWh/m²) et les Emirats (2200 kWh/m²) ou l'Afrique Centrale (2400 kWh/m²) et d'un facteur 1,5 à l'intérieur de la France (1100 à Lille à 1650 kWh/m² Marseille)

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION



Gain de 5-7% pour les CM aux GHI > 2000 kWh/m²/an

Les performances du module

- ✓ Le rendement surfacique
- ✓ Sensibilités aux fortes températures (TCE) l'angle de réflectance, et faible irradiance (LLE)
- ✓ La dégradation des performances

Gain avec tracker de +20 à 35%

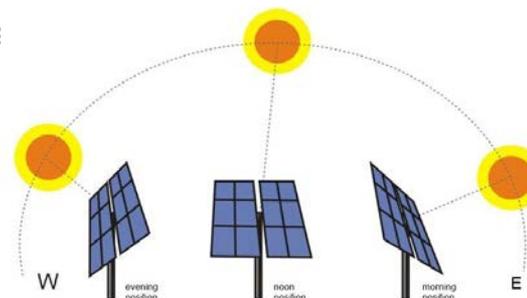
L'installation

Orientation du module azimut, angle, effet d'ombre, en fixe ou tracker 1,2 axes.

Gain de +5 à 25% Localisation et installation

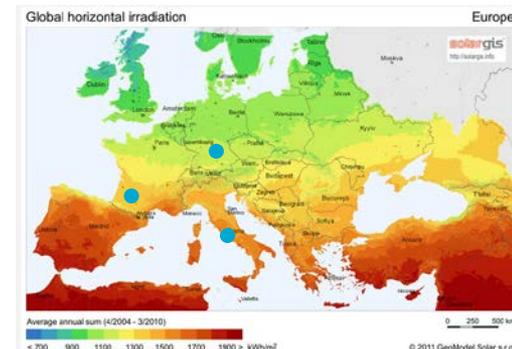
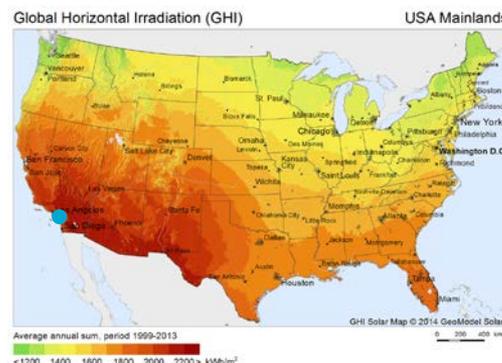
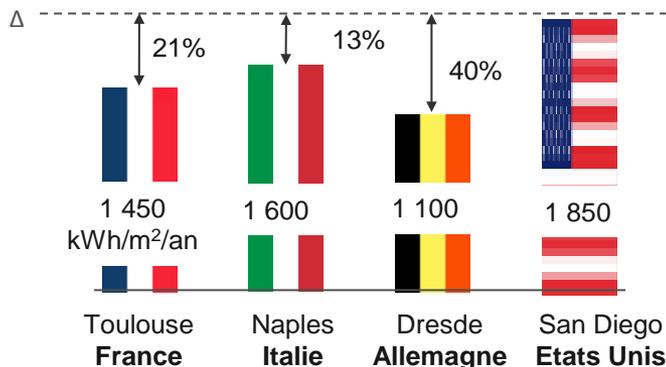
Concept innovant

Le module bifacial



→ La quantité de rayonnement solaire dans les pays retenus pour l'étude :

Le GHI est la quantité totale de rayonnement solaire reçue par une surface horizontale au sol. Il combine le rayonnement diffus (dispersé par les nuages) et le rayonnement normal direct. Peut être mesuré par les stations météorologiques.



→ Logiciels de calcul de la production électrique PV :

Nécessité d'utiliser un outil de simulation pour calculer l'Irradiation Globale dans le Plan du panneau (IGP, inclinaison et orientation optimale).

Logiciels : **PVGIS (JRC)**, **SAM (NREL)**, **PVSOL**, **PVSIM**, **PVsyst**, ..

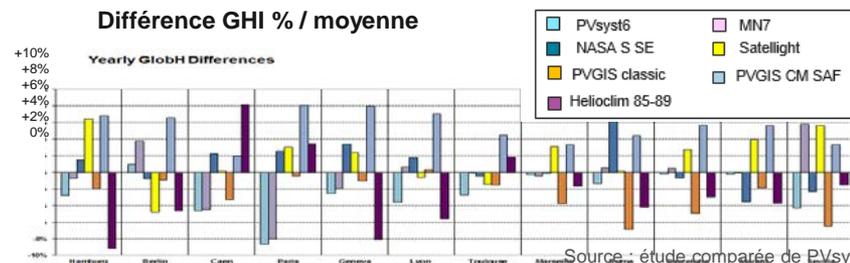
Base de données : SAM : 1020 stations météo (1991-2005)

Pvsyst : station météo + satellite (1960-1991)

PVGIS : carte satellite (1998-2010)

→ Forte dispersions des valeurs GHI pour une même localisation en fonction de la base de données +/- 8% ou version d'une même base.

Une des raisons mise en avant : le réchauffement climatique (cf. PVGIS)



→ Le rendement des modules commerciaux pour différentes technologies

FILIERE	SILICIUM CRISTALLIN						COUCHE MINCE	
Module type	Multi c-Si standard	Multi-Si Trina Solar 320PD14	Mono-Si JA Solar JAM6K-285-4BB	Mono-Si (PERC) Trina Solar 355DD14A	Mono-Si SHJ Panasonic 240SJ25	Mono-IBC SunPower X22-360	CM CdTe First Solar FS4120	CM CIGS TSMC solar TS-165C2
Rendement	15%	16,5%	17,4%	18,3%	19,3%	22%	16,7%	15,2%
Gain en énergie	–	+10%	+16%	+22%	+28,7%	+46,7%	+11,3%	+1,3%

L'effet du rendement sur la production d'énergie d'une surface finie : **+29% et +47%** pour les technologies Si « haut rendement » SHJ et IBC.

→ Avantage concurrentiel majeur pour le segment de marché des toitures résidentielles et commerciales.

Selon l'OCDE/IEA en 2030 ce marché représenterait un potentiel de 4 TW de capacités PV dans le monde, avec une production de 7 000 TWh (1/3 de la consommation électrique).

Selon l'ADEME, le potentiel PV des toitures en France représente 360 GW soit une production potentielle de 400 TWh par an (80 % de la consommation actuelle électrique).

→ Les effets de la température et de la faible irradiance

Les fortes températures ambiantes ainsi que les faibles rayonnements réduisent les performances du module calculées dans les conditions standards (25°C, 1000 W/cm²).

Fabricant Type module	Trina Solar TSM-320PD14	Trina Solar TSM-345DD14A	SunPower SPR-X22-360	Panasonic solar VBHN-240SJ25	First Solar FS4120	TSMC Solar TS-165C2
Technologie	Multi-Si	Mono-Si	Mono-IBC	SHJ	CdTe	CIGS
Rd module (%)	16,5%	17,8%	22%	19.27%	16,66%	15,2%
TCE (%/°C)	-0,41	-0,39	-0,30	-0,29	-0,28	-0,30
Productible en fonction de la localisation - Y_f (kWh/kWc/an)						
Dresde (GHI 1092)	1157	1158	1184	1125	1196	1160
%/ multi c-Si	ref	~0%	+2,3%	-2,7%	+3,4%	~0%
Montpellier (GHI 1530)	1599	1606	1646	1569	1644	1598
%/ multi c-Si	ref	~0%	+3,0%	-1,9%	+2,8%	~0%
Abu Dhabi (GHI 2200)	1802	1810	1881	1836	1902	1870
%/ multi c-Si	ref	~0%	+4,3%	+1,9%	+5,5%	+3,8%

Rendement énergétique calculé par l'outil PVSyst pour différentes technologies de modules (modèles issus de données fournisseurs) dans 3 localisations aux GHI différentes

→ Les technologies **couches minces** ainsi que les technologies **silicium à « haut rendement » SHJ et IBC** présentent de faibles coefficients de température et de bons rendements aux faibles irradiances :

→ **Gains de +3 à 6% du productible selon la localisation et effet inversement proportionnel sur le coût de l'énergie avec une baisse de +3 à 6% du LCOE.**

→ Des garanties de puissance et taux de dégradation difficiles à vérifier

Les taux de dégradation retrouvés dans la littérature sur le LCOE PV s'échelonnent entre 0.5 et 1%/an. Mais il est difficile de vérifier ces chiffres car les tests réalisés se retrouvent rapidement dépassés par les avancées et les progrès technologiques sur les panneaux PV.

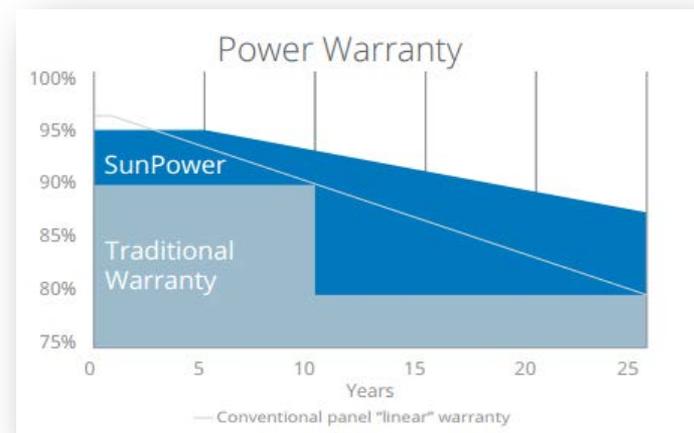
Les garanties courantes retrouvées sur les sites fabricants : **puissance module > 80% au bout de 25 ans**. Cette garantie correspond à un **taux de dégradation moyen linéaire de 0,7%/an**.

SunPower® avec la technologie silicium cristallin IBC est parmi les seuls à garantir une **puissance > 95% les 5 premières années** et une **dégradation de -0,4%/an jusqu'à la 25^{ème} année**. Cela correspondrait à une dégradation linéaire **inférieure à 0,5%/an**.

→ Comparaison de la garantie puissance SunPower® (Si IBC) et autres fabricants (c-Si et CM)

SunPower® : 95% puissance les 5 1^{ères} années et -0,4%/an jusqu'à 25 ans

Garantie courante autres fabricants: >90% les 10 1^{ères} années et > 80% la 25^{ème} année

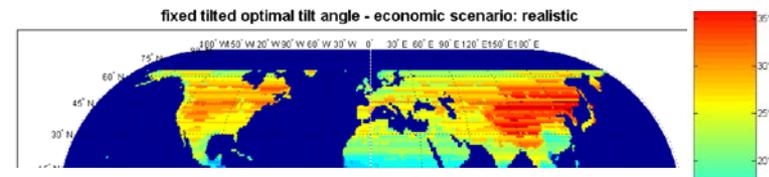


Source : Site internet SunPower®

Cet écart de 0,2%/an en faveur des modules IBC SunPower® correspond à un **gain en énergie produite de +2,4% en moyenne par an sur 25 ans**.

→ Aujourd'hui, 95% des panneaux PV de centrale au sol sont montés sur support fixe. Source: ITRPV 2016

En fonction des coordonnées géographiques, l'angle d'inclinaison optimum peut varier de 20° à Abu Dhabi à 40° à Copenhague.



Source: Breyer et al., Global Distribution of optimal Tilt Angles for fixed tilted PV Systems

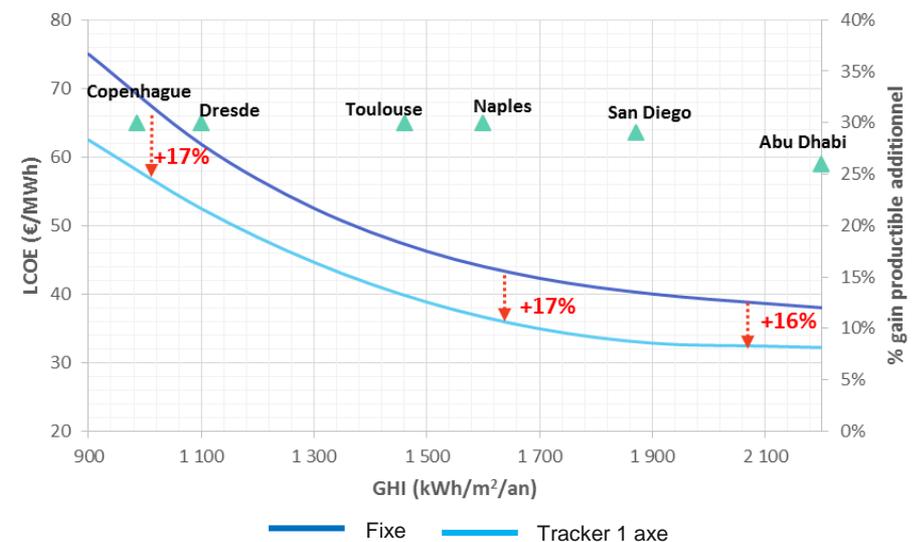
→ Les centrales au sol équipées de trackers devraient se généraliser dans les prochaines années Source: ITRPV 2016

Structure portante motorisée permettant d'orienter le panneau en azimut ou en hauteur (voir les 2 pour un tracker 2 axes). Gain productible calculé par PVsyst de +30% Copenhague, Toulouse, San Diego et +26% Abu Dhabi.

→ Un impact important sur le LCOE

Malgré des coûts additionnels CAPEX - OPEX, le tracker est rentable quelque soit la localisation avec une baisse calculée du LCOE d'environ -17% selon notre modèle LCOE.

→ Autres problématiques de l'installation : l'ombrage – distance entre panneaux



Paramètres : CAPEX 800 €/kW, OPEX 15 €/kW/an, 4% WACC, 25 ans, -0,5%/an performance
Coûts additionnels du tracker : CAPEX : + 60 €/kW, OPEX : + 30% part maintenance (+3 €/kW/an)

Source : CEA

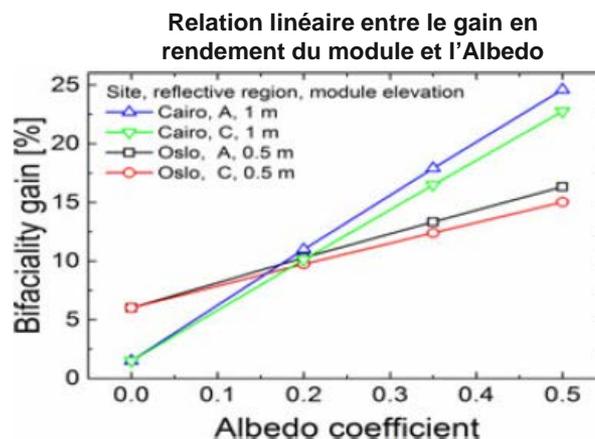
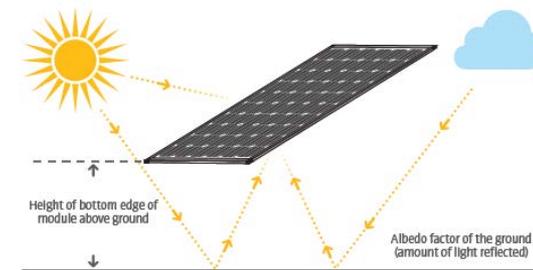
→ **Le principe** : Les cellules bifaciales captent le rayonnement solaire sur les deux côtés du module. La face arrière capte la lumière réfléchiée par le sol.

→ **Le gain en énergie estimé entre +5 et 25% dépend de :**

- la localisation
- le type de sol,
- montage hauteur / au sol,
- l'orientation.

→ Jusque là développé sur les cellules de type SHJ type n, le concept gagne les autres technologies : PERC, PERT (annonce SolarWorld). Notamment en remplaçant la couche de métallisation arrière par une grille.

→ Pour la filière couche mince, pas de réalisation à ce jour mais sujet de recherche.



Source (U.A. Yusufoglu & al., IEE journal of Photovoltaics 320-328, 2015)

Surface	Albedo (%)
Eau	8
Sol sombre, sec	13
Herbe	17 - 28
Sable sec	35
Dune de sable	37
Neige ancienne	40 - 70
Revêtement toiture réfléchif	80 - 90
Neige fraiche	75 - 95

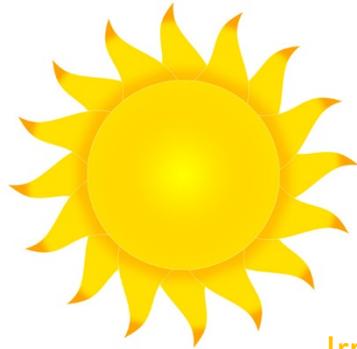
Aujourd'hui positionné sur **le marché de niche du BIPV (PV intégré bâtiment)**, la baisse des coûts de fabrication devrait voir l'utilisation des cellules bifaciales dans les centrales au sol couplé à un tracker. Cette innovation de même que le tracker, **posent le problème de qualification du rendement système en condition réelle : émergence du Wp équivalent.**

- Selon nos entretiens, le développeur de projet de centrale au sol considère **le prix d'achat des modules** mais aussi **la performance énergétique en condition réelle**. Ainsi, dans les pays aux fortes températures les technologies couches minces peuvent s'imposer face aux solutions silicium grâce à une production supérieure de +5%.
 - Le prix marché des modules standards en 2016 s'établissait autour de 400 €/ kW.
 - L'ITRPV, l'organisme fixant la feuille de route du PV silicium, vise une réduction de 30% dans ses projection 2030, grâce à la mise en œuvre de nombreuses innovations incrémentales sur l'ensemble de chaîne de la valeur.
- Les technologies silicium à haut rendement SHJ et IBC tout en cumulant les avantages techniques : *performance en condition réelle, faible dégradation, rendement supérieur* n'arrivent pas à se placer sur le marché des centrales au sol et à compenser l'écart de prix avec la technologie standard de +30% / Al-BSF selon PVXchange nov.16.
 - Ils se concentrent aujourd'hui sur le marché du résidentiel et commercial en toiture qui offre de belles opportunités (un potentiel de 4 TW de capacité PV dans le monde en 2030 selon l'OCDE/IEA).

Balance financière :



Les composantes du LCOE : Le CAPEX BOS



$$LCOE = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX}{(1 + WACC)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{\text{Production année } n}{(1 + WACC)^n}}$$

Irradiation Locale

DNI DHI GHI
T°C ambiante

Architecture PV
Orientation
Fixe / tracker 1-2 axes

Rendement module
Salissure, effet d'ombre/neige,
ALBEDO
GCR, dégradation

Pertes électriques
câblage DC, AC, réseau
rendement onduleur

FINANCIER

Durée d'exploitation
Durée de construction
Taux d'actualisation
type de financement
inflation
Incitation
Crédit d'impôt
obligations,
tarifs de rachat

CAPEX

- Modules (€/Wc)
- BOS
 - Support
 - Tracker
 - Câblage DC, AC
 - Onduleur
 - Transformateur
 - Coût d'installation
 - Préparation du site
 - Interconnexion



OPEX

- Frais fixes
 - Conception
 - Commerciale marketing
 - Frais généraux
 - Permis de construire

- Charges variables
 - Main d'œuvre
 - Nettoyage, monitoring
 - Protection site

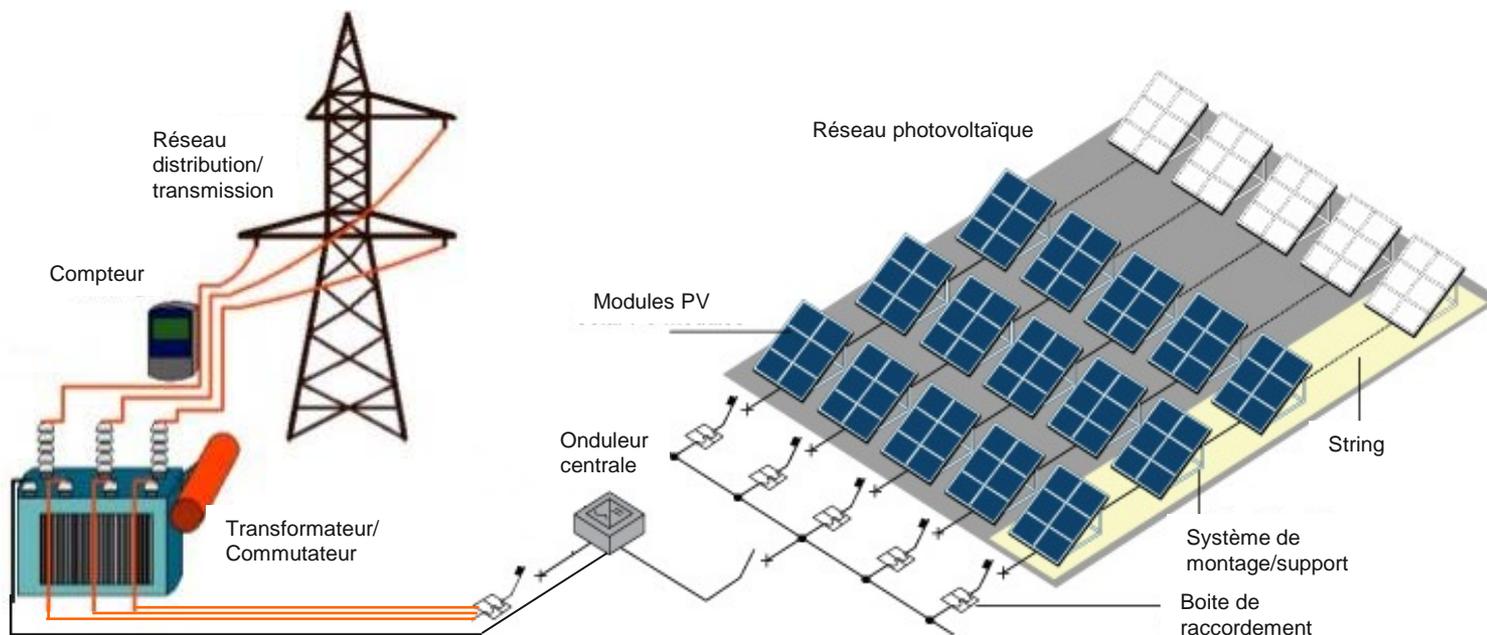
- Frais fixes
 - Assurance
 - Frais généraux
 - Location site
 - Permis de construire
- Remplacement
 - Onduleur (durée de vie)
 - Module (durée de vie)



Le BOS d'une centrale solaire

→ Le BOS (balance of system) inclut tous les éléments (et coûts), autres que les modules, pour mettre en œuvre un système PV

- CAPEX** { → Tout le hardware nécessaire (onduleur, support/montage, transformateur, commutateur, câblage, autre infrastructure [routes, clôtures]).
- Toute la main d'œuvre pour la conception, vente, construction et gestion du projet.
- OPEX** → Le coût d'opération et maintenance durant la vie du système.

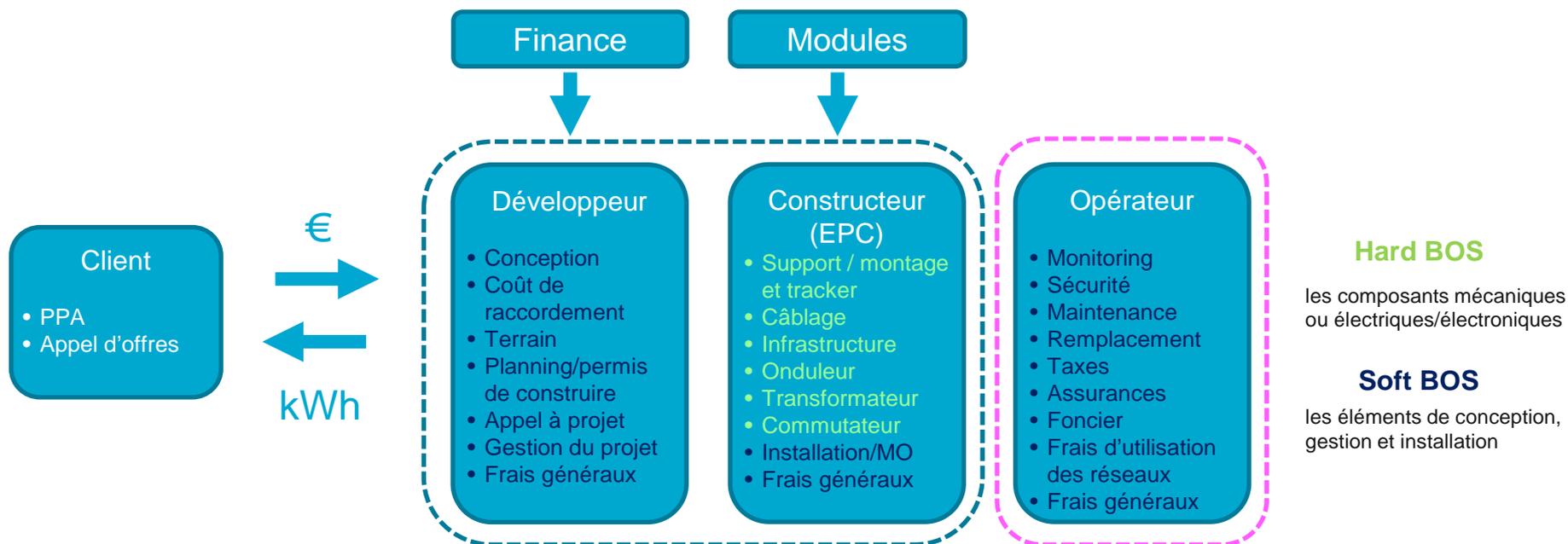
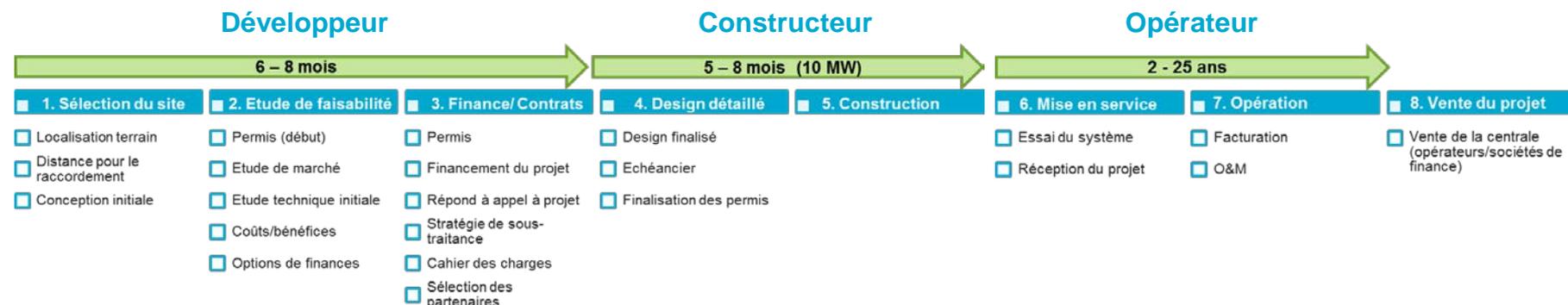


Source: Boldwatts, Sunrator, CEA



Contexte : les acteurs majeurs d'une centrale au sol

→ Trois types d'acteurs majeurs, mais une société pouvait jouer plusieurs rôles





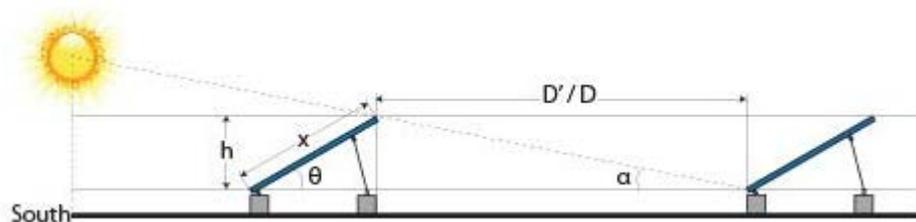
CAPEX – Les éléments du BOS

- Les coûts des matériaux varient selon le volume de commande (la taille d'une centrale), mais ils suivent un prix de marché mondial.
- Les autres impacts sur les coûts BOS sont **l'effet de rendement des modules ou effet surfacique et la puissance électrique**.
- Comme pour les modules, une courbe d'apprentissage est valable sur le BOS, surtout pour les onduleurs, le montage/support et l'installation.

Composant BOS	Variation géo.	Courbe d'apprentissage	Impact sur le coût composant BOS	L'effet du rendement panneau*
Coût de terrain	✓		Rendement, échelle (MW)	100%
Raccordement	✓		Echelle, politique de raccordement	-
Montage/support		✓	Rendement, échelle (MW)	100%
Câblage			Rendement, volume, puissance	75%
Infrastructure			Rendement, échelle	75%
Onduleur		✓	Echelle, puissance	-
Transformateur			Echelle (MW)	-
Commutateur			Echelle (MW)	-
Installation/MO	✓	✓	Rendement, puissance, échelle, MO	100%

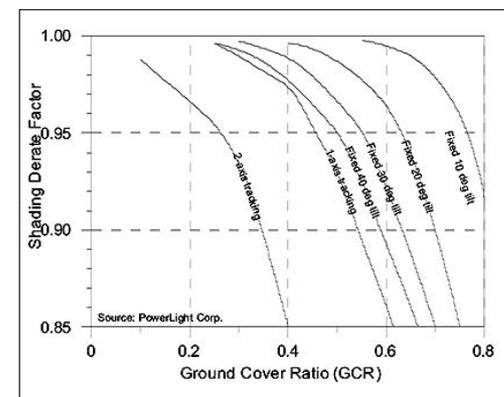
Source: CEA, *Agora Energieangewandt

- L'aire de terrain nécessaire pour une centrale d'une capacité donnée est influencée par plusieurs facteurs, mais surtout le rendement des modules et le ground coverage ratio GCR.



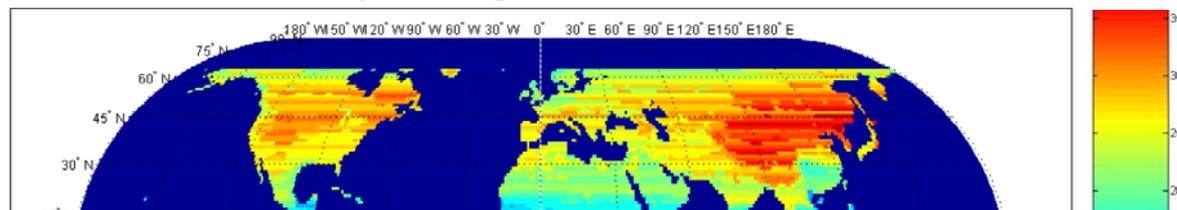
- L'aire de terrain nécessaire est déterminée par l'écartement des rangs pour que l'ombre créée par une rangée de modules sur la rangée derrière soit limitée.
- En réalité, l'écartement est un compromis qui prends en compte le coût de terrain

Réduction du productible selon le GCR, inclinaison et tracking



Source: NREL

fixed tilted optimal tilt angle - economic scenario: realistic



Source: Breyer et al., Global Distribution of optimal Tilt Angles for fixed tilted PV Systems

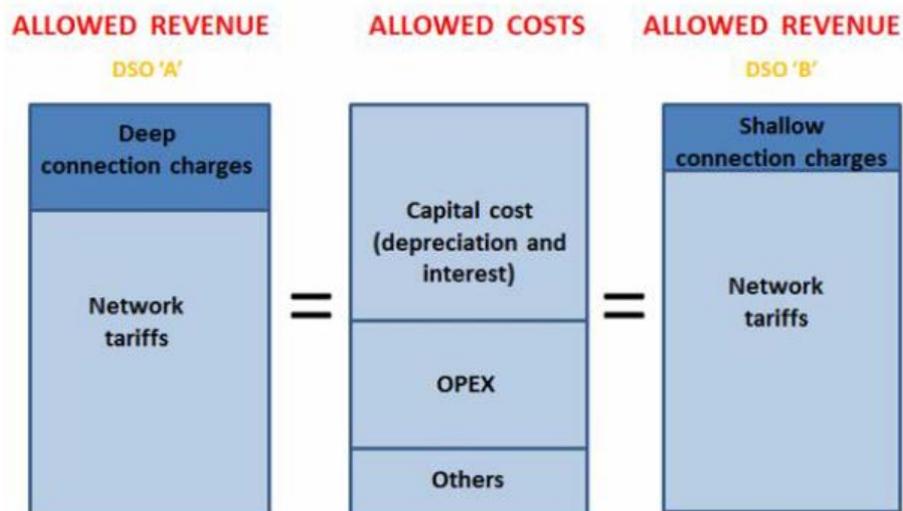
Pour les sites en Europe et Californie, l'inclinaison optimale pour minimiser le LCOE est entre 20° et 30°

- Pour les sites en Europe/Californie, un GCR de 0,3 à 0,4 est typique, ce qui exige une surface de terrain entre **1,4 et 1,9 hectares par MW** (2 hectares par MW est une règle générale dans l'industrie)
- Le terrain est souvent loué et intègre dans l'OPEX, mais il est parfois acheté pour des raisons de fiscalité ou autres; les prix sont très variables mais **40 k€/hectare (75 €/kW)** est typique



Le coût de raccordement : les charges réseau sont réparties différemment selon le pays

- Le coût des opérations d'un réseau est facturé aux acteurs en aval, soit par les charges d'usage du réseau et/ou par les charges de raccordement, y compris les charges de renforcement du réseau le cas échéant
- Confirmé par nos entretiens, la répartition des charges est plus onéreuse pour les opérateurs en France que dans d'autres pays



→ Au niveau national, les différences sont surtout liées à la base de calcul du raccordement

- A la limite, « shallow » veut dire qu'un nouveau fournisseur paye seulement pour le coût marginal de son propre raccordement, et non pas pour les charges de renforcement du réseau
- « Deep » veut dire que toutes les charges d'extension et de renforcement du réseau sont à la charge du fournisseur
- « Shallowish » veut dire que le DSO et le fournisseur partagent les coûts de renforcements

		Generation Connection Charges		
		Shallow	Shallowish	Deep
Generation network tariffs (Use of system charges)	Yes	BE, PT	UK, SE ¹¹	DK, ES, NO
	No	CH, CZ, DE, IT, NL ¹² , PL, FR ¹³	GR, LT	EE

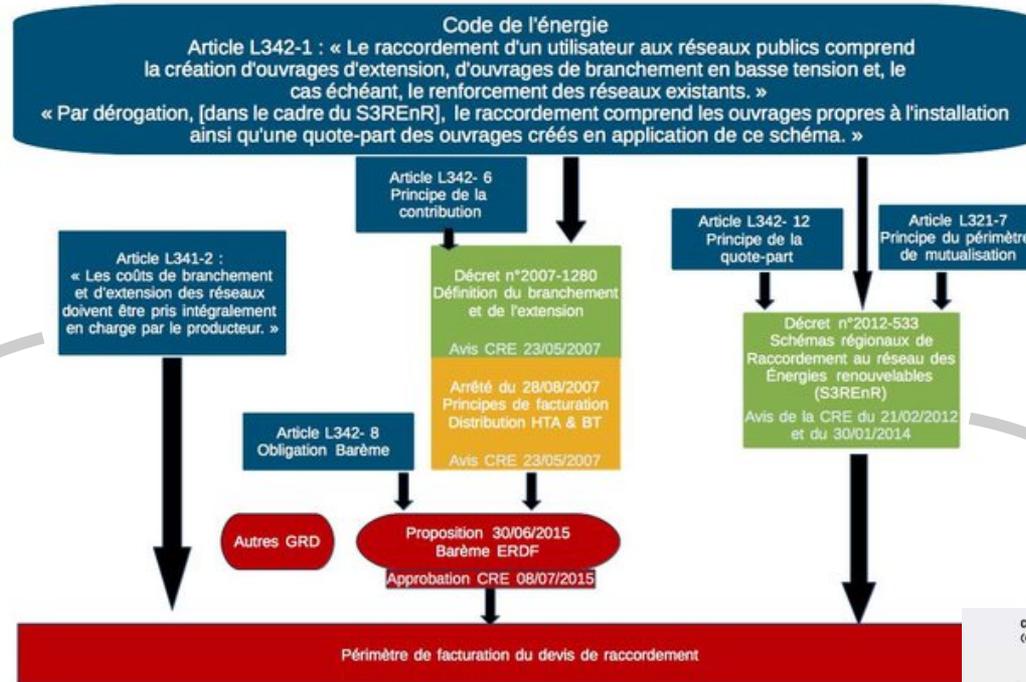
Source: Network tariff structure for a smart energy system, Eurelectric, May 2013



Le coût de raccordement

L'exemple de la France

→ Un périmètre de facturation pour le raccordement en France qui paraît beaucoup plus étendu qu'ailleurs



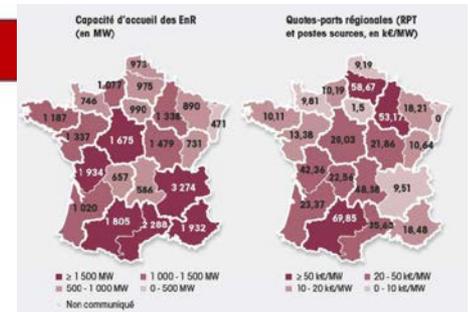
Le S3REnR répartie le coût de renforcement du réseau (RTE) par une quote-part doit être payée par tout producteur dont l'installation est supérieure à 36 kVA.

Une politique de raccordement (branchement/extension) qui paraît plus lourde que dans d'autres pays

Une concurrence plus limitée pour les services de raccordement que dans d'autres pays

Un coût de renforcement autour de 30 € / kW en moyen qui n'est pas présent dans les autres pays étudiés

Dans tous les pays, le coût de raccordement (y compris de renforcement) est très variable selon le site, mais en moyen nous estimons que ce coût est 40 €/kW plus élevé en France.



Source: Panorama de l'Électricité Renouvelable en 2015; RTE, Enerdis, Syndicat des Énergies Renouvelables, ADEEF



Le coût du BOS : support / montage

Les facteurs locaux s'imposent

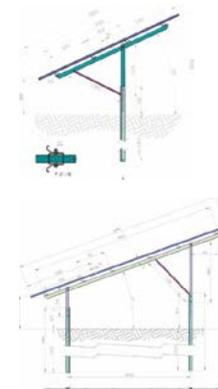
- Pour les supports/montage, plusieurs possibilités existent incluant l'installation au sol sur béton, ou sur piliers d'acier.
- Le choix va dépendre du coût de main-d'œuvre, du type de sol (cf. nécessité des fondations) et les conditions météorologiques : vent, neige, activité sismique.



Source: HomePower



Source: ZIMMERMANN PV-Stahlbau



- Typiquement, des supports / montages plus chers et plus vite à mettre en place sont utilisés dans les pays avec des coûts de main-d'œuvre plus élevés



- Zimmerman PV-Stahlbau (D), un fabricant de supports/montages pour les centrales PV au sol nous a confirmé que le prix aujourd'hui est compris entre **60 €/kW et 100 €/kW**.
- Un autre retour de l'industrie nous a confirmé un prix de **80 €/ kW** en moyen
- Le prix varie surtout avec les conditions locales (vent, neige, tremblement de terre) et les besoins en termes de qualité/facilité d'installation.



Le coût du BOS : Les trackers uniaxes

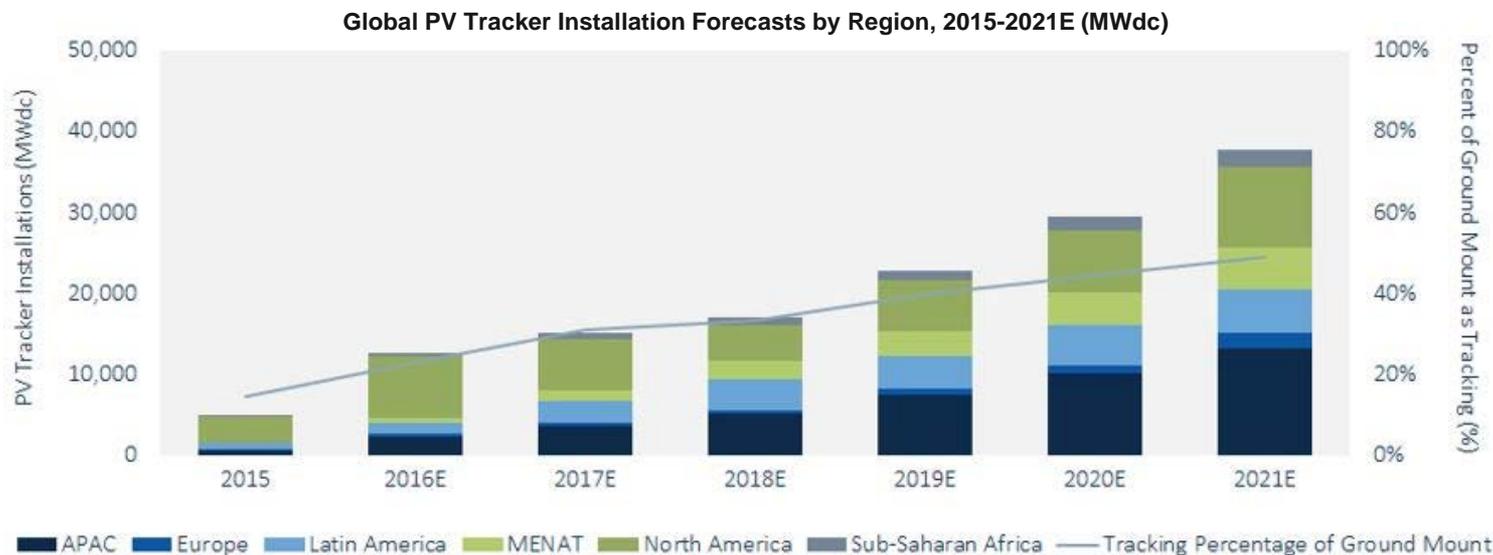
→ L'utilisation des trackers uniaxes a décollé en 2016 et devient de plus en plus standard sur les centrales au sol.

- Selon GTM Research, cette utilisation pourrait atteindre presque la moitié des systèmes au sol installés en 2021.
- Le prix aujourd'hui varie de 120 €/ kW à 210 €/ kW (le prix plus bas confirmé par nos entretiens) avec une réduction de coût qui peut atteindre 7% par an.
- Par rapport une centrale au sol avec inclinaison fixe nous avons estimé un coût (delta) pour un tracker de 60 €/ kW

Estimation du coût des trackers

Société	Coût de tracker
GTM Research	189 €/ kW (2015) ; 123 €/ kW (2021)
IHS	210 €/ kW
Global Market Insights	182 €/ kW
Scorpius Trackers	137 €/ kW (2015)

1 € = 1,06 \$



Source : GTM Research, <https://www.greentechmedia.com/articles/read/global-pv-tracker-market-to-grow-254-year-over-year-in-2016>

→ **Le BOS électrique inclut tous les éléments électriques de connexion et de protection entre les panneaux solaires, la transformation DC/AC et le raccordement au réseau.**

- Le câblage DC entre les panneaux et les boites de raccordement/jonction (combiners) jusqu'à l'onduleur : nous estimons entre 20 et 40 km de câbles par MW
- Le câblage AC du transformateur jusqu'à la pointe de raccordement avec le réseau
- Les chemins de câbles, les connecteurs et les fusibles/diodes de protection
- Les conducteurs de la terre, électrode de surface, parasurtenseurs contre la foudre
- Les disjoncteurs cotés DC et AC

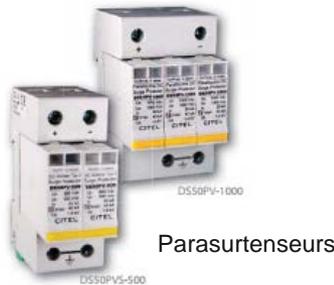
→ **Des entretiens menés, nous avons trouvé que le coût total pour le BOS électrique se situait entre 100-120 €/kW**

→ **Nous estimons 50-60 €/kW pour les matériaux seuls**

Conducteurs de terre



Source: SEI



Parasurtenseurs

Sources: Citel

String avec modules et le boîtier de raccordement



Boîtier de raccordement

Source: Leoni

BETAflam® Solar 125 flex 1500 V DC page 12
BETAflam® Solar 125 RV flex FRNC page 13

Le câblage en nombres

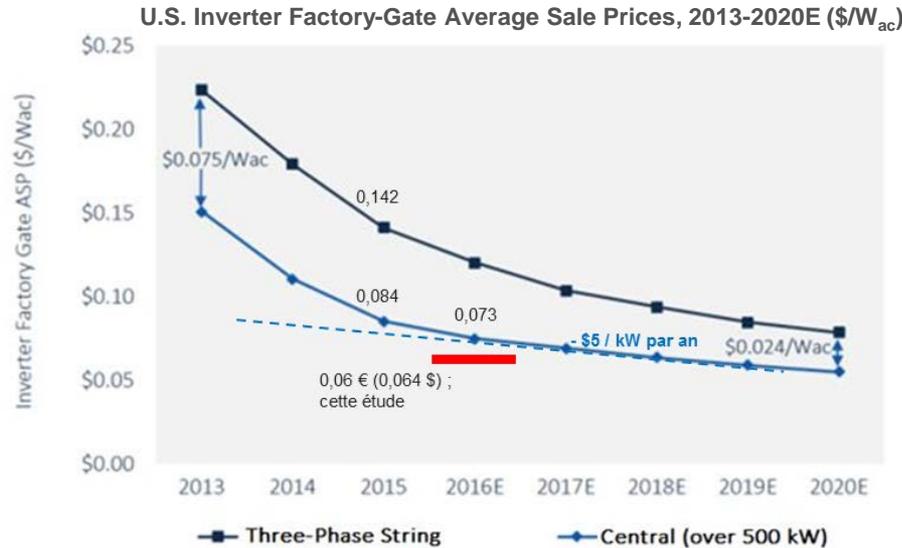
Câblage cuivre par string (x160) = 24 x 160 = 3,8 km
Câblage 32-strings → boîtier raccordement = 7,4 km
Câblage total (cuivre) ≈ 40 km par MW (5 x 7,4 + 3,8)
Chemin des câbles : 2,4 km par MW
Prix par mètre (4mm²) = 0,5 €
Prix câble ≈ 20 € / kW

Source: CEA



Le coût du BOS : Onduleur

Une courbe d'apprentissage toujours en vigueur



Source: Greentech Media, analyses CEA

- **Aujourd'hui, l'intégration de l'onduleur avec le transformateur (et une partie de protection électrique), et les boites de raccordement dc dans un conteneur/box est la norme**
 - Cette intégration, confirmée par nos entretiens, réduit le coût du câblage et les coûts d'installation et de transport
 - Les entretiens ont confirmé un prix autour de 100 – 120 €/ kW pour le système intégré; la différence de 40 - 50 €/ kW pour le transformateur/commutateur/intégration conforme à nos estimations.
- **La deuxième tendance est d'augmenter la tension des onduleurs à 1500 V, ce qui réduit le nombre d'onduleurs et le câblage.**

- **Greentech Media a estimé une valeur de l'onduleur de 73 \$/kW en 2016**
- **La recherche pour cette étude (entretiens et analyse financière des producteurs Sungrow et Huawei) suggère un coût référence de 60 €/kW (64 \$/kW) en 2016**

Système avec transformateur : 1000V PV Box



Source: Schneider

Turnkey Station for 1500Vdc System



Source: Sungrow (avec ABB)

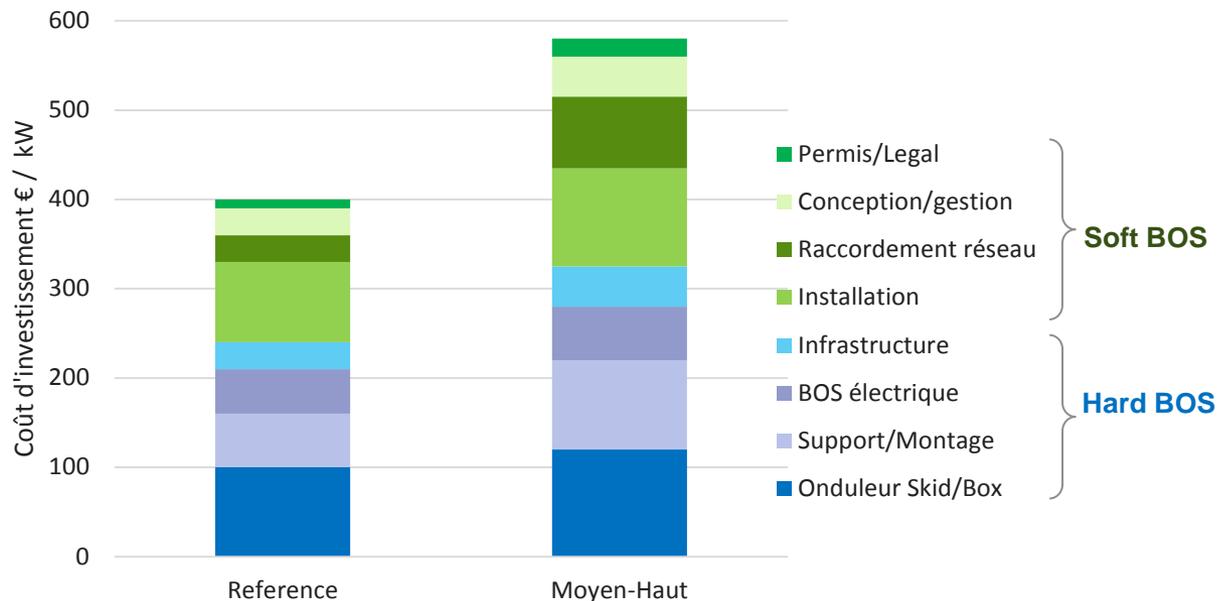


Synthèse des coût du BOS

répartition BOS Hard/Soft

- Selon notre recherche, nous estimons un coût référence de 400 €/ kW du BOS CAPEX et donc un coût CAPEX total (de référence) de 800 €/ kW pour une centrale de 10 MW (inclinaison fixe)
 - Le coût BOS hard est le plus important avec l'onduleur/transformateur (skid), le poste structure/montage et le BOS électrique qui dominent le coût de matériaux.
 - Pour le BOS soft, l'installation domine le coût mais le raccordement réseau pourrait montrer beaucoup de variation entre des sites différents et entre pays.
- Pour les grosses centrales (~100 MW), avec des conditions locales favorables, le coût BOS pourrait réduire à 300-350 €/kW (sans/avec tracker) pour un coût CAPEX total de 650-700 €/kW

Coût BOS pour une centrale au sol de 10 MW (inclinaison fixe) : €/ kW



Si on intègre un tracker uniaxe, le coût de structure augment d'environ 60 €/ kW, 20% de plus de terrain et 15% de plus de main d'œuvre pour l'installation

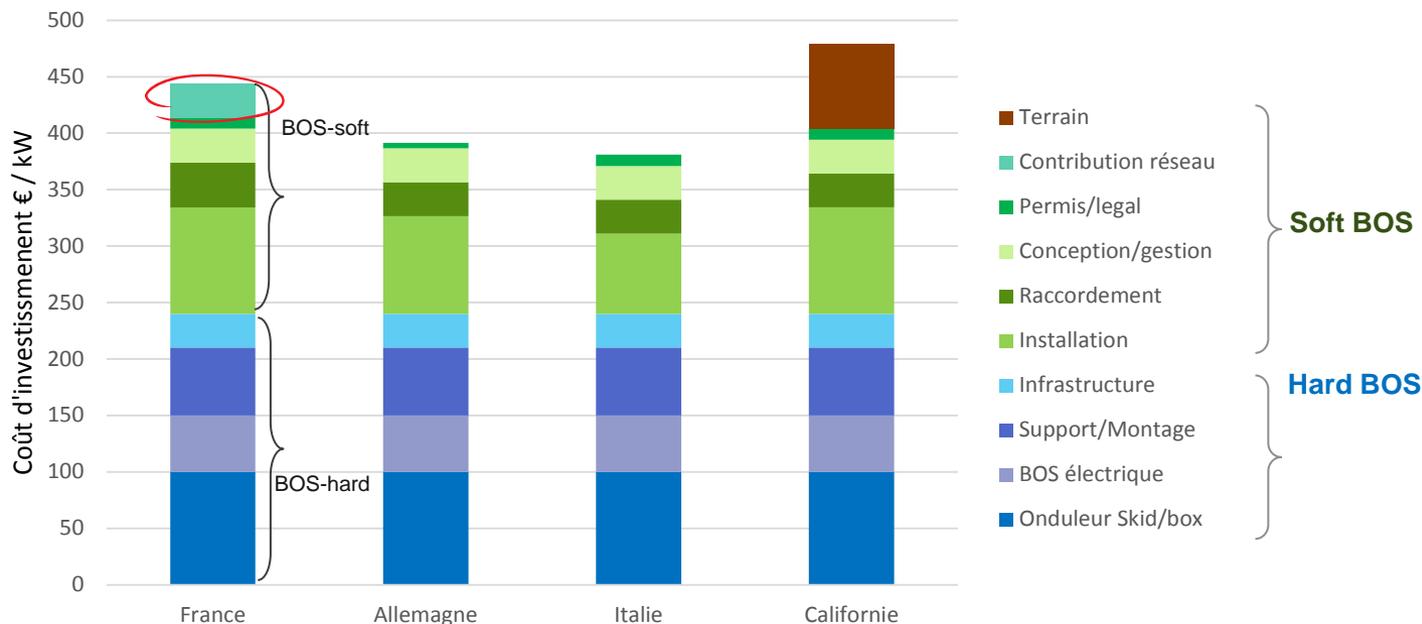
Source : CEA



Synthèse du coût BOS : les différences par localisation

- Les coûts BOS liés aux matériaux/équipement sont très similaires entre nos quatre localisations; il s'agit de composants pour lesquels les marchés sont globalisés.
- Par ailleurs, les coûts soft dépendent, dans une manière relativement importante, des facteurs locaux comme la politique de raccordement, la réglementation ou le coût de main-d'œuvre.
- Pour ce segment des coûts BOS, la France nous paraît pénalisée :
 - Un coût de raccordement/renforcement qui nous semble plus onéreux comparé à l'Allemagne, l'Italie ou la Californie.
 - Un coût de main-d'œuvre parmi les plus élevés avec un coût lié au permis de construction et les formalités légaux qui paraît plus coûteux et plus long qu'en Allemagne.

Coût BOS pour une centrale au sol (inclinaison fixe) par pays : €/ kW



Les terrains sont normalement loués et donc le coût intègre l'OPEX.

Aux US, où le crédit d'impôt existe toujours, il y a un avantage pour les développeurs à acheter le terrain et donc à maximiser le CAPEX.

Source : CEA



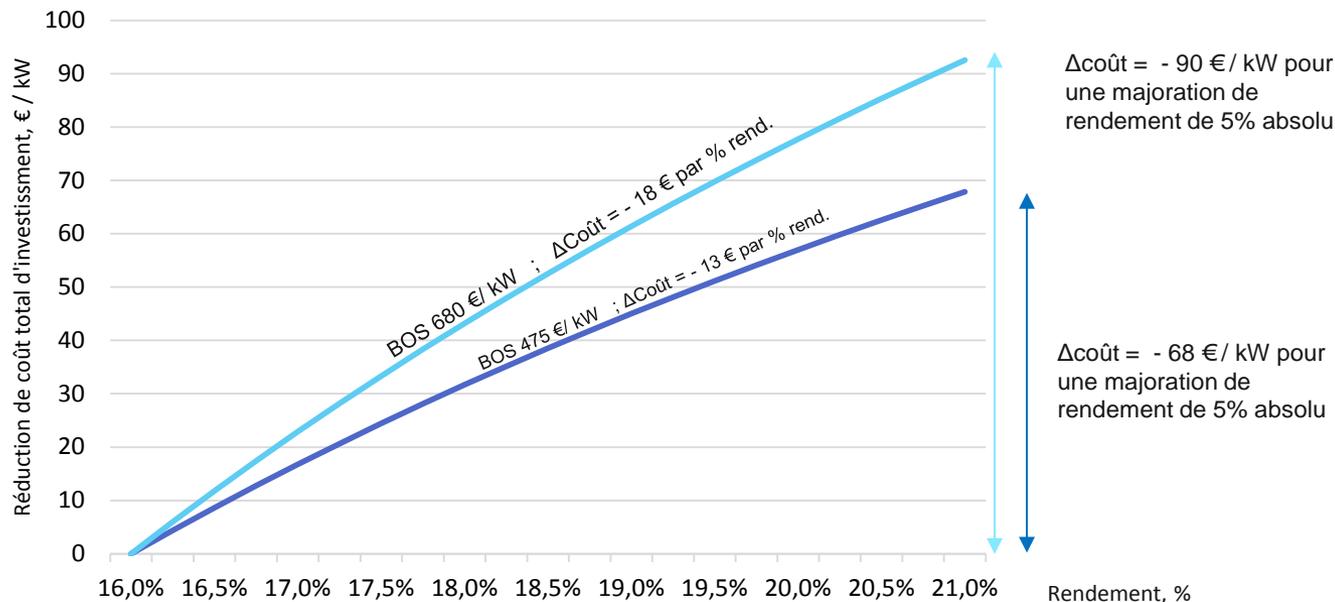
Evolution du coût BOS : les effets du rendement panneau

→ L'évolution de coût BOS va dépendre de trois choses en particulier :

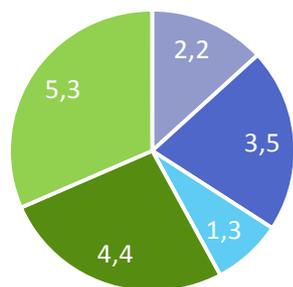
- La réduction du coût des matériaux et des composants par unité (par exemple la réduction du prix d'onduleur €/ kW) et les coûts de réglementation, liée à la concurrence, volume, innovation ou politique.
- Les effets secondaires d'innovation : par exemple l'effet de passer à une onduleur 1500V sur le volume de câblage nécessaire ou sur la quantité de main d'œuvre pour l'installation
- Les effets du rendement panneau: nous estimons que cet effet porte surtout sur le coût du BOS électrique, le support/montage et le coût du terrain

→ Pour ce dernier, avec nos estimations du coût BOS et la variation selon le rendement (source Agora), nous avons calculé qu'une amélioration du rendement de 1% changera le coût BOS entre 13 €- 18 €/ kW

Variation du coût total (incluant le terrain) avec le rendement module selon deux scénarios



Réduction du coût (capex) ≈ 17 €/ kW pour un rendement qui passe de 16% à 17%



- BOS électrique
- Support/Montage
- Infrastructure
- Terrain
- Installation

Source: CEA

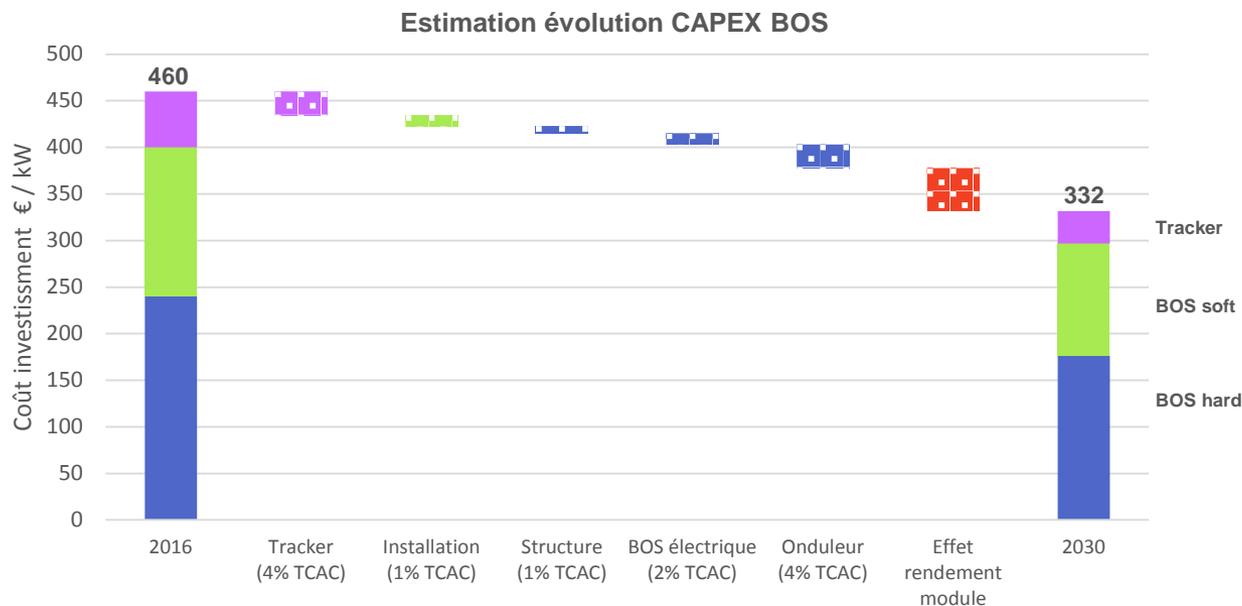


Evolution du coût BOS : les effets cumulatives

- De nos entretiens, nous constatons que l'évolution des coûts BOS aujourd'hui a beaucoup ralenti dans les marchés développés comme la France, l'Allemagne, l'Italie et les US.
 - Les réductions historiques (où les pratiques immatures ont bénéficié de l'apprentissage) commencent de faire face aux coûts sous-jacents comme le coût de l'acier ou un coût de MO qui pourrait monter au moins aussi vite que l'inflation.
 - Par exemple, un de nos interlocuteurs table sur une baisse, au total, de seulement 1% par an pour le BOS.
- Le graphique ci-dessous montre l'évolution estimée du coût BOS (hors coût du terrain) en prenant en compte, à la fois, des réductions dues au prix unité (CA) et de la croissance du rendement module.
 - Les postes qui pourraient baisser davantage sont surtout le coût tracker, l'onduleur/skid et le BOS électrique.
 - L'effet combiné du rendement module (0,25% absolu par an) sur le coût total du BOS (support, installation, BOS élec. infrastructure) n'est pas négligeable. L'effet du rendement sur le coût de terrain a été intégré dans l'effet rendement.

De cette analyse, nous estimons que le coût BOS par kW va diminuer de 400 € en 2016 (460€ avec tracker) à **297 € en 2030 (332 € avec tracker)**

Cette réduction du coût BOS CAPEX correspond à 26% sans tracker et 28% avec tracker

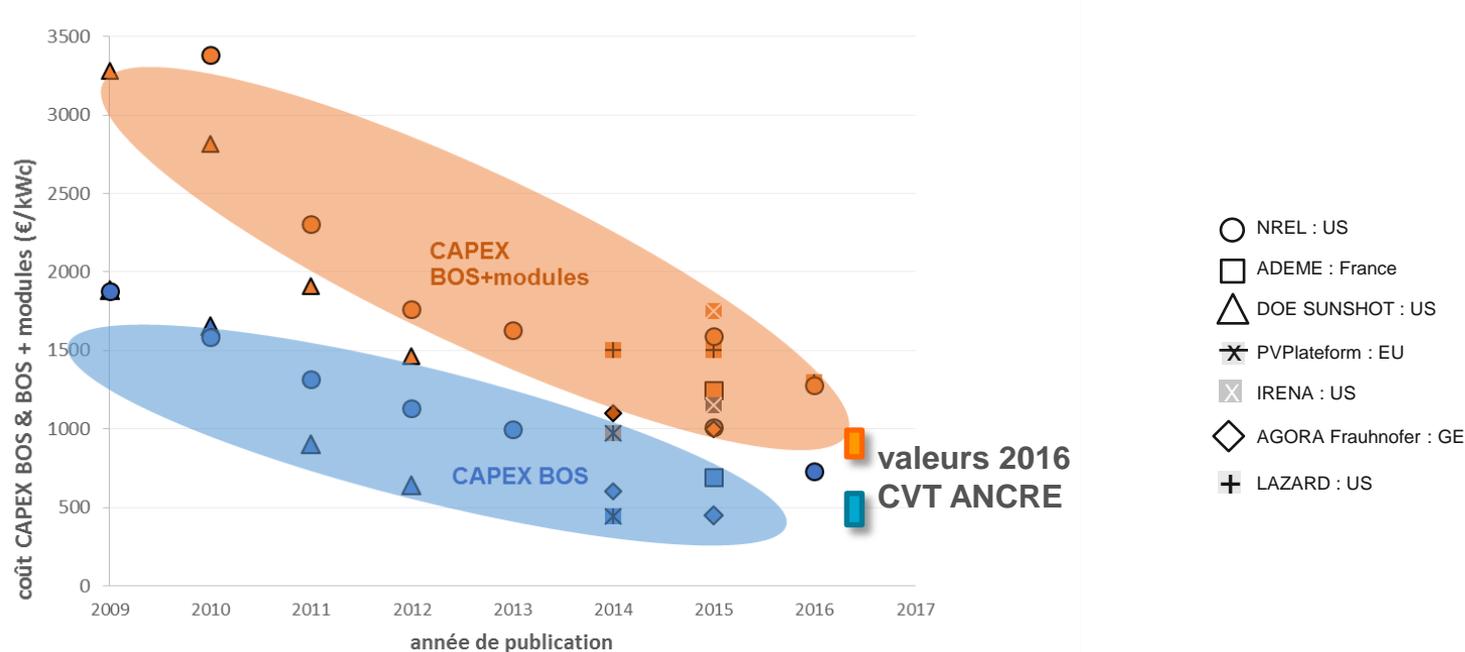




Positionnement de l'étude par rapport à la littérature

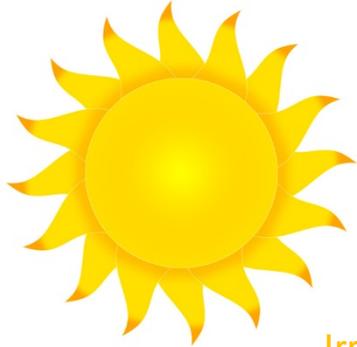
→ De notre analyse bottom-up, nous estimons un coût BOS CAPEX en 2016 entre 400 €/ kW et 600 €/ kW, avec un coût d'investissement total pour les systèmes solaires (~5-10 MW) entre 800 €/kW et 1000 €/kW

- Cette gamme pour le coût global a été confirmée par nos entretiens comme un coût typique pour les systèmes dans les quatre pays.
- Nos résultats s'inscrivent dans l'évolution historique du coût BOS solaire qui a montré une réduction d'à peu près 50% en 5 ans.
- Une généralisation des coûts BOS par région est observée, en particulier une baisse aux EU par rapport aux pratiques en Europe. Mais des variations existent toujours liées aux contraintes du terrain ou encore des politiques de raccordement.



Source : CEA, IRENA, GTM Solar, ADEME, Fraunhofer ISE, LAZARD, DOE

Les composantes du LCOE : Le CAPEX BOS



$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX}{(1+WACC)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Production\ année\ n}{(1+WACC)^n}}$$

Irradiation Locale

DNI DHI GHI
T°C ambiante

Architecture PV

Orientation
Fixe / tracker 1-2 axes

Rendement module

Salissure, effet d'ombre/neige,
ALBEDO
GCR, dégradation

Pertes électriques

câblage DC, AC, réseau
rendement onduleur

FINANCIER

Durée d'exploitation
Durée de construction
Taux d'actualisation
type de financement
inflation
Incitation
Crédit d'impôt
obligations,
tarifs de rachat

CAPEX

- Modules (€/Wc)
- BOS
 - Support
 - Tracker
 - Câblage DC, AC
 - Onduleur
 - Transformateur
 - Coût d'installation
 - Préparation du site
 - Interconnexion



OPEX

- Charges variables
 - Main d'œuvre
 - Nettoyage, monitoring
 - Protection site

- Frais fixes

- Assurance
- Frais généraux
- Location site
- Permis de construire

- Remplacement

- Onduleur (durée de vie)
- Module (durée de vie)



→ L'O&M d'une centrale solaire concerne tous les frais annuels de gestion :

→ La maintenance préventive et curative : 5 - 10 €/kWc selon la taille du parc PV

Entretien planifié, réparation, remplacement (notamment onduleurs), nettoyage panneaux, entretien des espaces, gardiennage.

Pas de présence permanente sur site mais monitoring à distance et intervention par une équipe couvrant une zone géographique



→ Assurances

~ 1,5 €/kWc/an

→ Frais de gestion, divers

~ 2 €/kWc/an

Frais administratifs et bancaires, location compteur, frais télécom, consommation énergie (refroidissement des onduleurs, ...)



→ Loyer

2,5 - 3,5 €/Ha/an valeurs courantes selon nos entretiens

Disparités fortes : peut être quasi nulle dans certains pays ou représenter un enjeu majeur dans d'autres.

Cas de la France et de l'Allemagne : mesures d'aménagement du territoire visant à protéger les zones agricoles et forestières.

→ **Terres éligibles restreintes (montée des loyers) ou avec des contraintes fortes nécessitant des investissements**
(anciennes carrières, friches industrielles, sites pollués)

→ Taxes - l'exception française !!

~ 7 €/kWc/an

Taxe foncière : exemption dans un grand nombre de pays : Italie (depuis janv. 16), Californie (jusqu'en 2026), Allemagne **mais appliquée en France.**

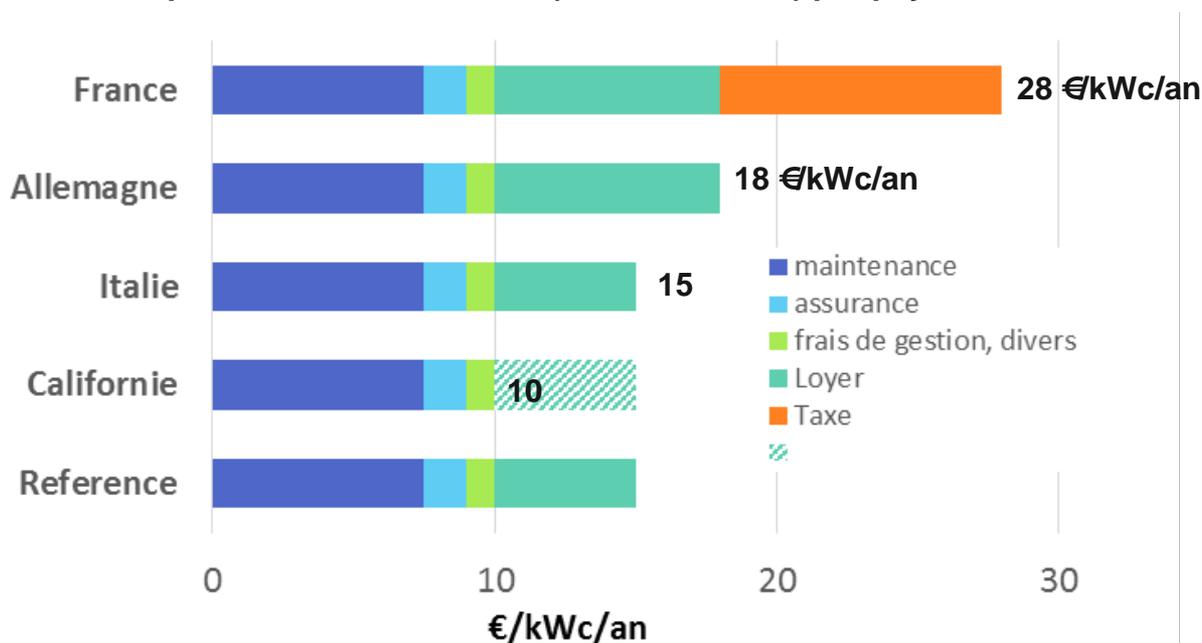
Autres taxes pour l'opérateur en France : IFER taux fixe de 7,12 k€/MW, CET, C3S → **taxes = maintenance !**



Synthèse des coûts OPEX : les différences par géographie

- La France en cumulant les contraintes de terrains ainsi que les taxes appliquées aux entreprises de réseau se trouve avec un OPEX estimé à 28 €/kWc/an, soit quasiment le double de l'Italie.
- En Californie, les sociétés bénéficient pour la construction de centrale au sol de la U.S. Federal tax subsidies, un crédit d'impôt qui inciterait les entreprises à reporter certains frais de l'OPEX dans le CAPEX et notamment à privilégier l'achat de terrain plutôt que la location.
- D'après nos entretiens, une installation avec tracker augmenterait en moyenne de 30% la part maintenance du fait de la mécanique et de l'automatisme du système.

Coût OPEX pour une centrale au sol (inclinaison fixe) par pays : €/ kWc / an





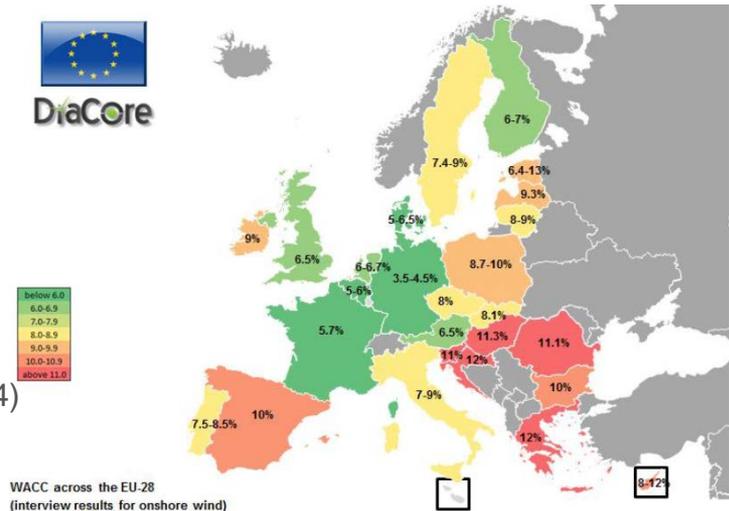
Le coût du capital WACC un contexte financier favorable

- **WACC coût du capital immobilisé** : représente le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour d'un investissement. Il dépend de la répartition fond propres / dette et du risque à l'investissement perçu par les investisseurs ainsi que la compétition entre les banques.
- **La perception du risque est influencée par différents critères**: programme des politiques, stabilité politique, procédure d'autorisation de travaux, accès au réseau ...
- **En 2016, les appels d'offres sur les centrales solaires photovoltaïques avec rachat garanti à un prix donné pendant 15-25 ans, sont perçus par les banques et les investisseurs privés comme un investissement sûr de long terme.**
- **Dans un contexte financier favorable, avec de faibles taux d'emprunt, la concurrence interbancaire et investisseurs installateurs favorisent les WACC bas :**

- Dette/fond propre : 80/20% et même 90/10%
- Taux bancaire : 1-1,5% + SWAP 20 ans: 0,7-1,25 (2016)
- TRI fond propre : 6-7%
- **WACC de 3 – 4 % sur 20 – 25 ans.**

→ Cas de l'Italie, avec politique de soutien EnR gelée :

- WACC 8% (cf. Etude DIACORE pour les projets éolien en 2014)



WACC estimés en 2014 pour des projets éoliens onshore

Introduction

Phase 1 : Etat de l'art des technologies

Phase 2 : Analyse LCOE

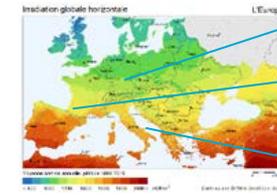
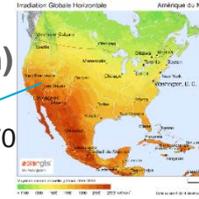
- Analyse des données d'entrée requises pour le calcul du LCOE
- Modélisation du coût de l'énergie délivrée LCOE
- Etude d'impact des paramètres et analyse de sensibilité

Phase 3 : Investissements industriels

Conclusions

→ Les composantes du LCOE en fonction des villes et pays de l'étude:

GHI (kWh/m²/an)
CA San Diego: 1 870



GE Dresde : 1 060
FR Toulouse : 1 450
ITA Naples : 1 600

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX}{(1+WACC)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Production\ année\ n}{(1+WACC)^n}}$$

CAPEX

Un BOS (installation fixe) à **400 €/kWc** avec des disparités locales dues au terrain et aux coûts de raccordement.

OPEX

De **5 à 10 €/kWc/an** pour la maintenance des centrales de 10 MWc et des charges très variables selon le pays pour le loyer du terrain et les taxes d'exploitation.

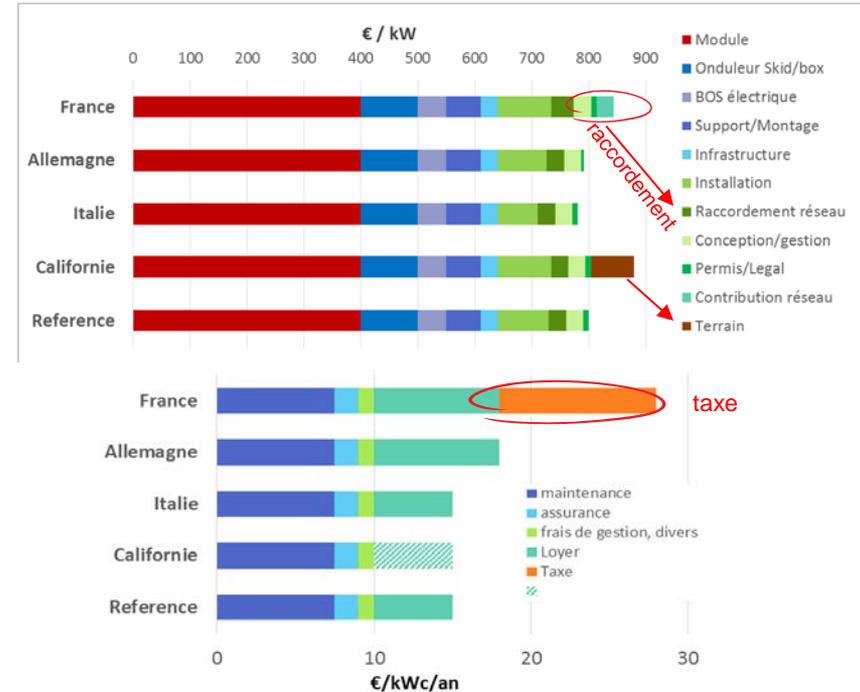
WACC Financement

Marché financier très propice

Les appels d'offre PV vus comme un **placement concurrentiel, sure** de longue durée dans les pays avec une politique EnR : **WACC : 3-4%**
→ Dans les pays n'ayant pas de politique de soutien, le risque augmente : cas de l'Italie avec un WACC à 8%.

Durée Dégradation

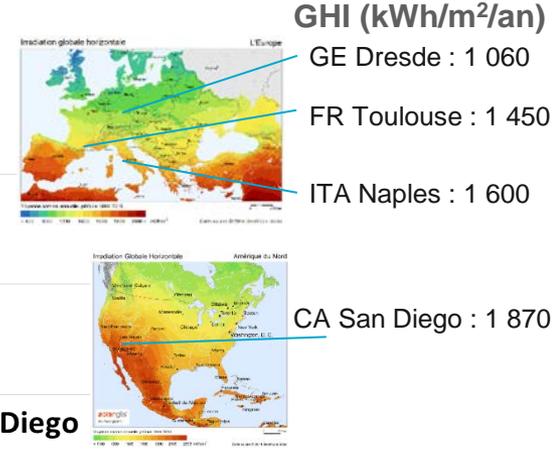
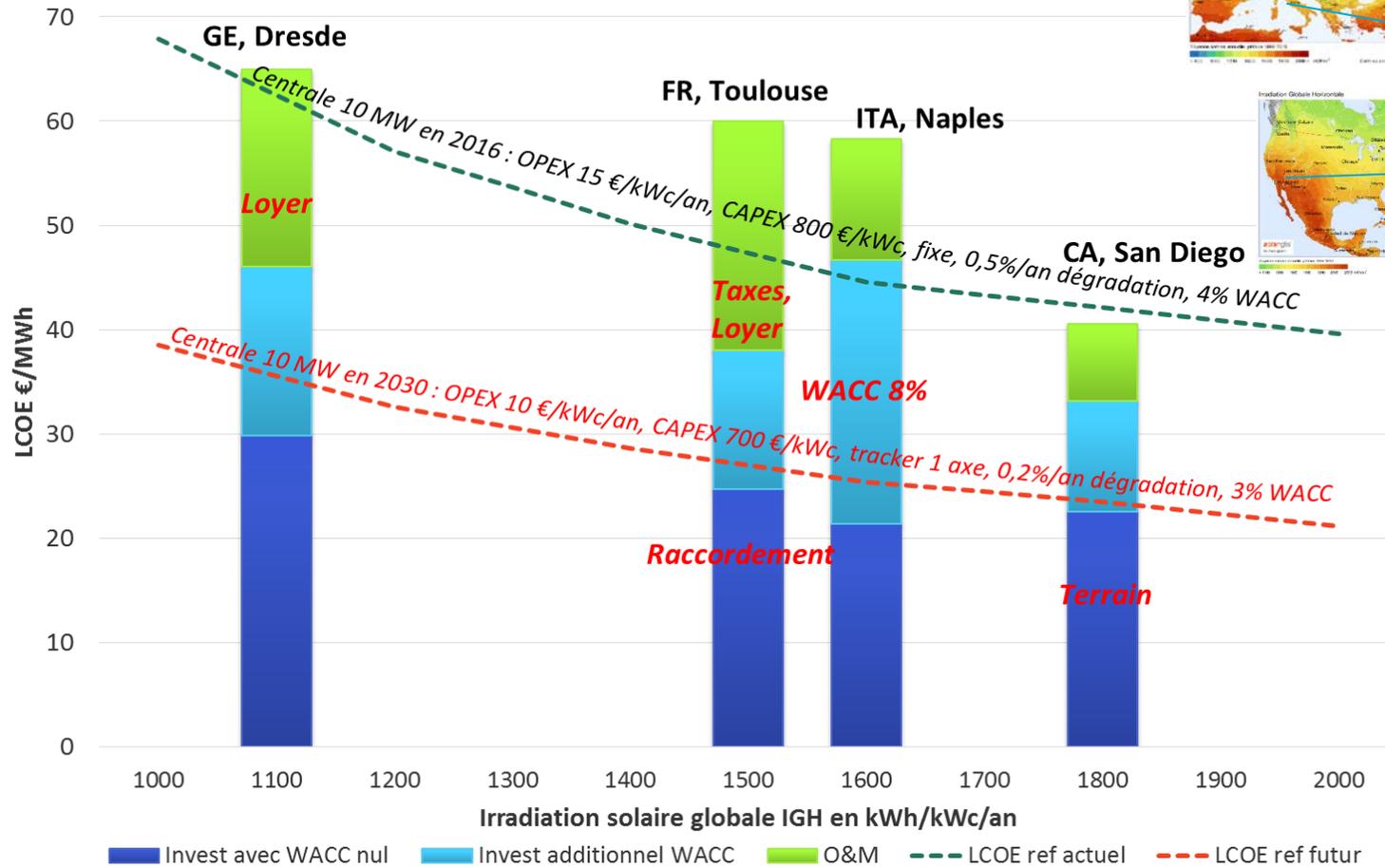
Durée d'exploitation de 25 ans garantie de performance des modules et un taux de dégradation < 0,5%/an.



Source : CEA, entretiens industriels

Le coût d'énergie LCOE en 2016 suivant la localisation

→ LCOE en fonction de l'irradiation et variation en fonction des particularités locales.



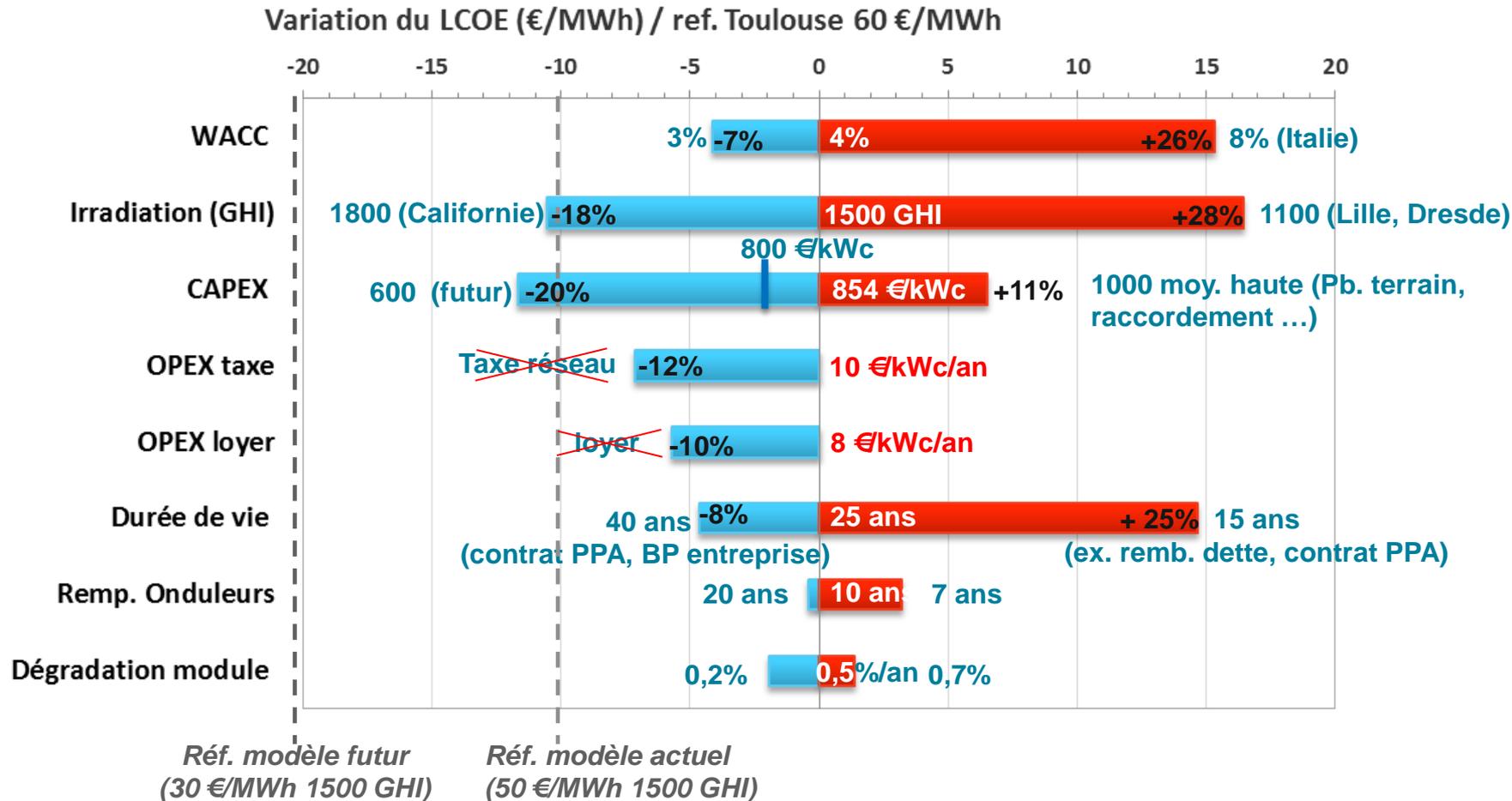
Source : CEA

En 2030, dans les zones favorables en Europe un prix **en dessous de 30 €/MWh** sera possible.

Source : CEA

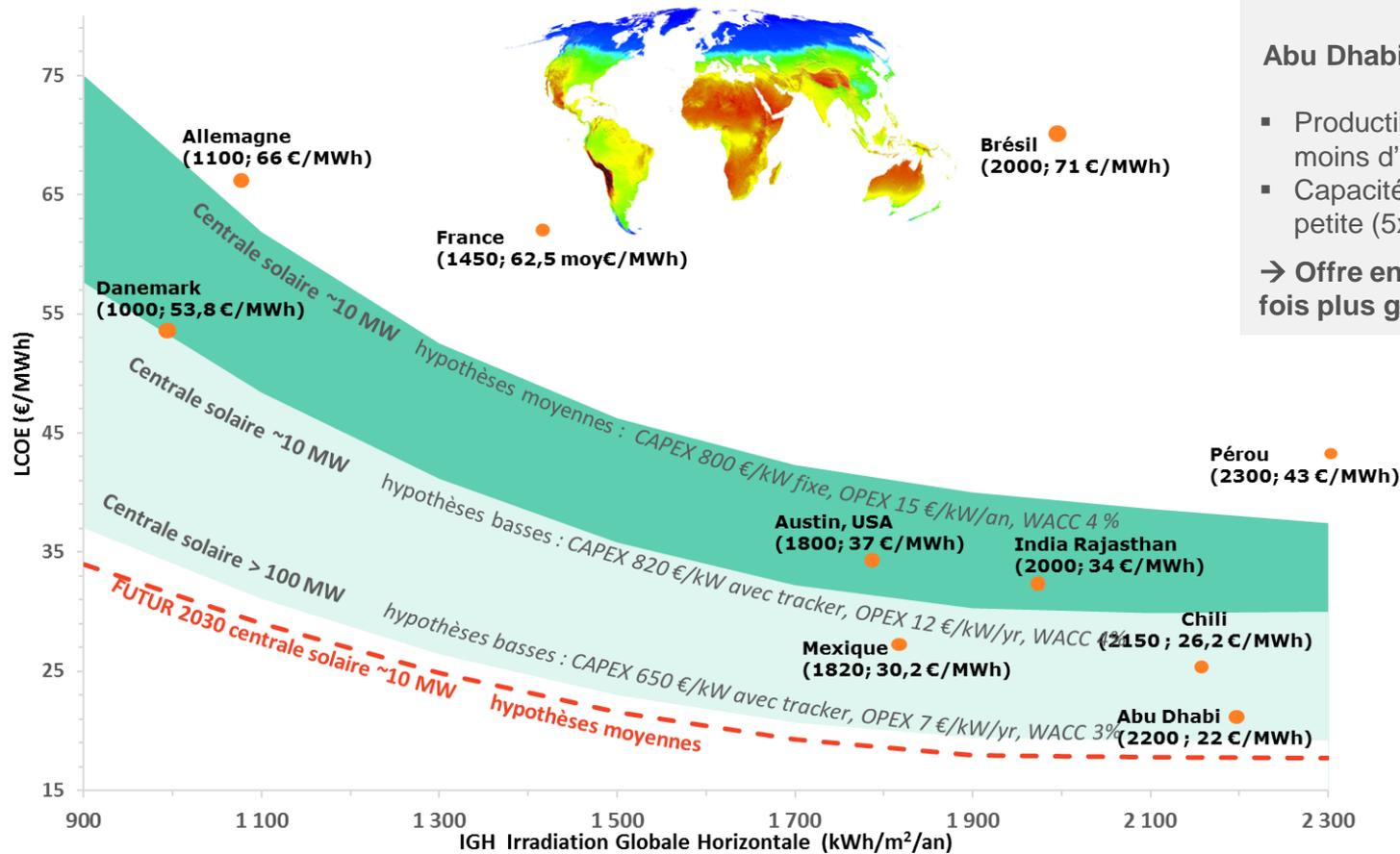
LCOE étude de sensibilité sur les paramètres

→ Le graphe tornade reprend les résultats de l'étude de sensibilité. Le poids de chaque paramètre sur le LCOE est considéré de manière indépendante sans tenir compte du lien éventuel entre plusieurs paramètres.



LCOE dans le monde en 2016 et Futur : vers un tarif de l'énergie non subventionné

Evolution du LCOE haut et bas décrit dans notre modèle en 2016 pour des centrales au sol de 10 MW, projection 2030 en fonction de l'ensoleillement local et positionnement des appels d'offre de centrales au sol dans le monde en 2015-2016.



Fait marquant : PPAs
 Danemark (54 €/MWh ; GHI 1000)
 /
 Abu Dhabi (22 €/MWh ; GHI 2200)

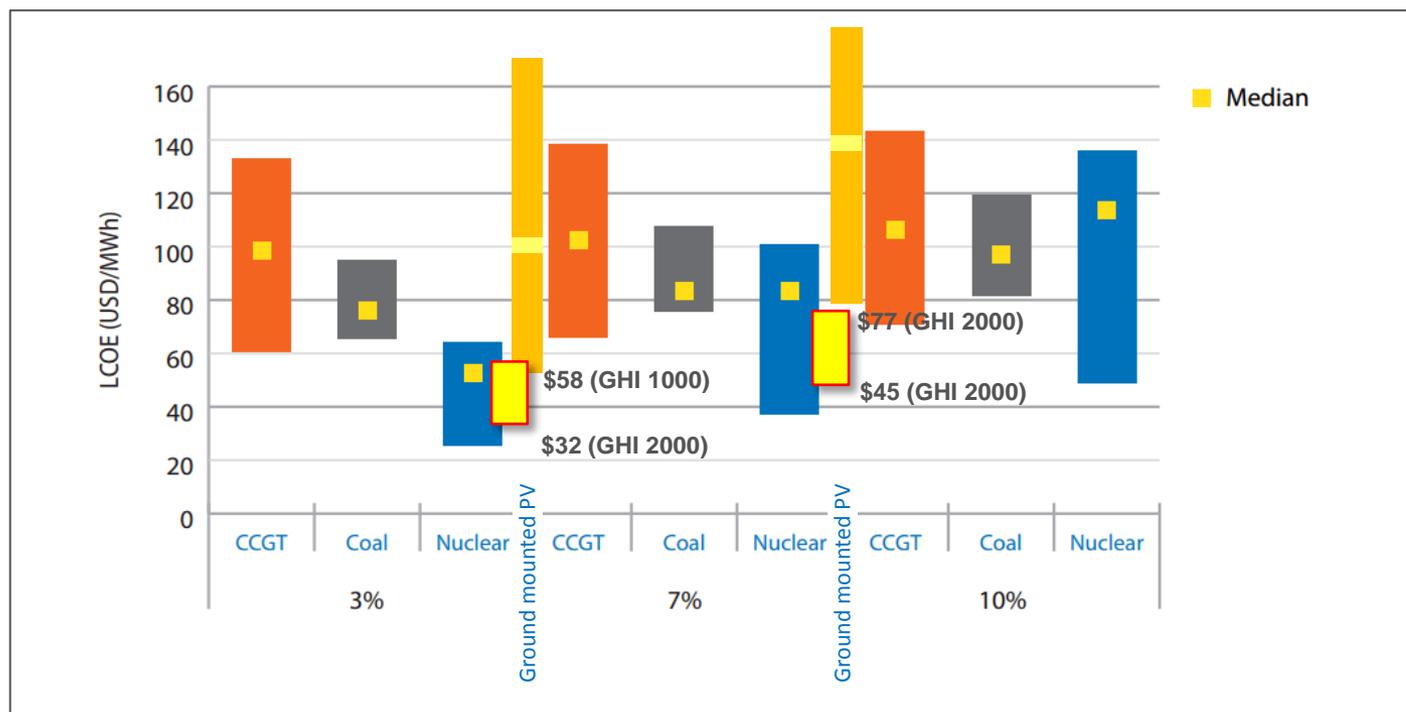
- Productible (kWh/kWc) : 2,2 fois moins d'ensoleillement
- Capacité centrale : 35 fois plus petite (5x10 MWc / 350 MWc)

→ Offre en €/MWh: seulement 2,4 fois plus grand

Positionnement du photovoltaïque par rapport aux générateurs conventionnels

→ Etude OCDE édition 2015 'Projected Costs of Generating Electricity'

Figure représentant le LCOE pour les technologies conventionnelles complétée par les valeurs de l'étude OCDE sur le solaire PV (min. \$54/MWh aux US et max \$175/MWh au Japon au taux d'actualisation de 3%) et les valeurs obtenues avec le modèle développé pour le CVT ANCRE avec les hypothèses financières de l'OCDE.



Source: OCDE, CEA

Hypothèses du LCOE de l'étude OCDE Ed.2015 : durée d'exploitation : 25 ans, dégradation performance 0,5%/an
CAPEX variable suivant les pays : min \$1200 /kWc pour l'Allemagne et max \$2563 /kWc pour le Japon,
OPEX variable selon le pays entre \$10 et 30 /kWc/an.

Agenda

Introduction

Phase 1 : Etat de l'art des technologies

Phase 2 : Analyse LCOE

Phase 3 : Investissements industriels

Conclusions

Mondialement, un déploiement massif du solaire dans les années à venir paraît inéluctable

- Entre 2000 et 2016, le solaire photovoltaïque est passé d'une capacité de 1 GW à 250 GW ce qui en fait **le moyen de production d'électricité avec la croissance la plus rapide de la période.**
- Avec des investissements (CAPEX) de 750-800 € / kW, un contexte financier avantageux (les projets EnR sont vus comme un placement sûr de long terme), le solaire photovoltaïque est **la source d'électricité la moins chère dans certains pays du monde en 2016, sans aucune subvention.**
- Selon nos estimations, le coût moyen de l'électricité PV **devrait tendre vers des valeurs entre 20 et 40 €/MWh en 2030 (GHI entre 2100 et 900 kWh/m²/an) et dans les zones favorables en Europe un prix en dessous de 30 €/MWh sera possible.**
- De cette analyse, nous constatons que **la France**, comparée aux autres pays étudiés, **est largement pénalisée par des contributions réseau et taxes** qui viennent alourdir le coût de cette énergie.

Des améliorations incrémentales, des innovations de rupture et des nouveaux usages

- Dans cette course aux prix et aux rendements pour la production massive d'électricité, le silicium prend de l'avance, soutenu par les efforts de R&D et les investissements industriels pour la mise en œuvre **d'améliorations incrémentales** sur l'ensemble de la chaîne du module au système.
- Dans le futur, **d'autres innovations de rupture se présentent: le concept bifacial, le tracking et les modules hybrides avec de nouveaux matériaux tels que les pérovskites**, technologie ayant connu une forte augmentation du nombre de dépôts de brevets et de publications scientifiques depuis 2011.
- **Si le déploiement massif du solaire paraît inéluctable, les enjeux de l'intégration de cette énergie variable se posent ainsi que la prise en compte de nouveaux usages rendus possible par les modules innovants** (substrats flexibles, couches minces, OPV) pour lesquels le CNRS et le CEA sont déjà positionnés.
- Une étude sur les systèmes et leur intégration permettrait d'étudier les opportunités offertes au secteur industriel soutenu par la recherche (via le stockage, technologies numériques pour la gestion de l'énergie).



Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie
CVT - Consortium de Valorisation Thématique