



Appels d'offres « centrales photovoltaïques au sol » en France et en Allemagne : coûts et conditions

27 novembre 2019

Juin 2020

Auteure : Marie Pouliquen, OFATE
Contact : fabien.baudelet.extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:





Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.



Sommaire

Disclaimer	2
Introduction	4
I. Cadre réglementaire : les appels d’offres photovoltaïques en France et en Allemagne	4
I.1. Cadre réglementaire : les appels d’offres photovoltaïques en Allemagne – l’Exemple de la Sarre	4
I.2. Cadre réglementaire : les appels d’offres photovoltaïques en France	6
II. Coûts & conditions de mise en œuvre des appels d’offres photovoltaïques (capex)	7
II.1. Evolution et structure des coûts dans le cadre des appels d’offres en France et en Allemagne	8
II.2. Etat des lieux et dernières évolutions des technologies de modules	9
II.3. Coûts et évolutions des composants et sous-structures (BOS)	11
II.4. Évolutions des coûts et techniques en matière de raccordement	11
III. Coûts & conditions de mise en œuvre des appels d’offres photovoltaïques (Opex)	14
III.1. Impacts du foncier sur les coûts des appels d’offres photovoltaïques en Allemagne	14
III.2. Risque de rentabilité et impact de la dette sur les coûts et conditions de réalisation des projets photovoltaïques en France et en Allemagne	16
III.3. Vieillesse des panneaux photovoltaïques : réparer ou remplacer ?	17
III.4. Coûts et options de fin de vie des installations photovoltaïques	18
IV. Projection du développement des coûts et des capacités	19
IV.1. Prévion et comparaison des coûts de l’électricité issus du photovoltaïque en France et en Allemagne à horizon 2050	20
IV.2. Développement, aménagement du territoire, concurrence – quels objectifs et ambitions pour les appels d’offres dans le contexte actuel ?	21



Introduction

Cette synthèse présente les principaux résultats de la conférence de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) intitulée « appels d'offres photovoltaïques en France et en Allemagne : coûts et conditions » (programme en allemand et en français). L'événement s'est déroulé le 27 novembre 2019 dans les locaux du ministère de la transition écologique et solidaire (MTES) à Paris/La Défense. Les présentations de l'événement sont disponibles pour les adhérents via la page d'accueil de l'OFATE sous forme d'enregistrements audio et de diaporamas (lien vers tous les documents).

Dans son discours d'ouverture, Sven Rösner, directeur de l'OFATE, a rappelé que, dans le cadre des appels d'offres photovoltaïques, France et Allemagne ont connu une baisse importante des valeurs de référence moyennes attribuées à leurs lauréats. Celles-ci se stabilisent désormais autour de 50 à 55 €/MWh en Allemagne et de 55 à 60 €/MWh en France. Les appels d'offres exceptionnels et bi-technologiques n'ont à ce titre pas engendré une hausse des valeurs de référence moyennes, signe d'une bonne compétitivité de la filière. La fin de la limitation du plafond PV à 52 GWh, prévue dans le cadre du plan climat allemand, pourrait ouvrir de nouveaux horizons à la filière et renforcer son rôle clé dans la décarbonation du mix.

L'écart de prix observés entre les appels d'offres photovoltaïques en France et en Allemagne peut toutefois s'expliquer par des différences significatives observées entre les cahiers des charges des appels d'offres des deux pays. En France, ceux-ci restent très segmentés et intègrent le bilan carbone, alors qu'en Allemagne, ils ne font pas de distinctions entre catégories et se fondent uniquement sur le prix. L'accès au foncier et le dimensionnement des centrales font également l'objet d'approches divergentes. Les mêmes interrogations se posent également quant à la participation aux appels d'offres et à la concurrence plus importante observée dans le cadre des appels d'offres allemands¹.

I. Cadre réglementaire : les appels d'offres photovoltaïques en France et en Allemagne

Les cahiers des charges des appels d'offres photovoltaïques en France et en Allemagne se distinguent de plusieurs façons : le choix des surfaces éligibles (agricoles ou non), l'intégration de critères complémentaires dans la sélection des lauréats (comme le bilan carbone), la segmentation des projets en différentes catégories, ou encore la limitation de puissances. Dans chacun des deux pays, les appels d'offres ont conduit à une baisse régulière des valeurs de référence allouées aux lauréats. Par ailleurs, au cours des derniers mois, une augmentation importante des capacités allouées a été mise en place.

I.1. Cadre réglementaire : les appels d'offres photovoltaïques en Allemagne – l'Exemple de la Sarre

Exposés :

- **Cadre réglementaire : les appels d'offres photovoltaïques en Allemagne – l'Exemple de la Sarre**, Albert Busse, Chef de service adjoint, Service « Énergie et politique environnementale », Ministère de l'Économie, du Travail, de l'Énergie et des Transports de la Sarre
- **Cadre réglementaire : les appels d'offres photovoltaïques en France**, Vincent Delporte, Chef de bureau, Bureau « Énergies renouvelables », Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES)

1

Au cours du premier exposé de la journée, Albert Busse a rappelé le cadre réglementaire des appels d'offres pour le photovoltaïque en Allemagne, avant de présenter certaines spécificités de la Saare. La Loi sur les énergies renouvelables (EEG) prévoit ainsi différentes formes de soutiens selon les capacités des installations. On distingue ainsi :

- Les installations sans complément de rémunération mais bénéficiant d'un tarif d'achat dont le montant est actuellement inférieur à 10 c€/kWh (jusqu'à 100 kWc) ;
- Les installations soutenues via un complément de rémunération mais non soumises au système d'appel d'offre (entre 100 et 750 kWc) ;
- Les installations soumises à appel d'offres et à la vente directe sur le marché avec complément de rémunération (à partir de 750 kWc)

L'évolution des tarifs d'achat destinés aux installations de moins de 100 kWc est toutefois conditionnée par le développement annuel de la capacité photovoltaïque installée. Si ce développement est supérieur à 1 900 MW, le tarif d'achat sera en contrepartie diminué de l'ordre de 0,5 %/mois. Dans le cas contraire, les tarifs peuvent diminuer moins rapidement, stagner voire être revus à la hausse au besoin.

Concernant les appels d'offres, les projets sont soumis à différentes conditions résumées par Albert Busse. Nous les avons résumées dans le tableau ci-dessous :

<p>Le projet doit se situer :</p> <ul style="list-style-type: none"> • en Allemagne ; • ne doit pas dépasser les 10 MWc de puissance s'il s'agit d'une centrale au sol ; • et ne pas être utilisé à des fins d'autoconsommation. 	<p>Les centrales photovoltaïques peuvent être construites sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les toitures ; • au sol : <ul style="list-style-type: none"> ○ sur une bande de 110 m autour des routes et des voies ferroviaires ; ○ sur des zones dites en conversions ; ○ sur des terres agricoles dites « défavorisées » (comme défini par une directive européenne), si un arrêté pris par le Land l'autorise. • sur des « sonstige bauliche Flächen » (terrains constructibles autres).
<p>Il y a trois appels d'offre « classiques » par an, d'une capacité de 450 MW chacun : le 1 février, le 1^{er} juin et le 1^{er} octobre. À ceux-ci peuvent s'ajouter des appels d'offres extraordinaires lorsque les appels d'offres ordinaires n'ont pas été pleinement réalisés ou lorsque le gouvernement estime qu'il faut augmenter les capacités². Le prochain appel d'offres extraordinaire de l'année 2019 aura lieu le 2 décembre 2019, et aura pour valeur plafond 75 €/MWh.</p>	

Figure 1 : Appel d'offres photovoltaïque en Allemagne

Focus sur les terrains agricoles

Cinq *Bundesländer* (Bavière, Bade-Wurtemberg, Sarre, Hesse et Rhénanie-Palatinat) ont à l'heure actuelle autorisés les installations photovoltaïques sur les terres agricoles « défavorisées ». Des quotas d'hectares sont octroyés et des contraintes avec les zones protégées sont parfois introduites.

Pour ce qui est de la Sarre, sur les 87 000 ha de terres agricoles identifiés sur l'ensemble de son territoire, 55 000 ha sont considérés comme terres agricoles défavorisées. Afin de définir au mieux les zones prises en compte dans le cadre des appels d'offres, des critères complémentaires de sélection ont été mis en place :

² Cela concerne un volume de 1000 MWc en 2019, 1400MWc en 2020 et 1600 MW en 2021.



- Afin que les projets soient assez compétitifs, des terrains situés en zone agricole défavorisée sur des surfaces comprises entre 2 et 200 ha ont été sélectionnés ;
- Des contraintes environnementales (réserve naturelle, réserve ornithologique, zone de conservation, « paysages mémoriel ») ont été également prise en compte dans la définition de ces zones ;
- In fine, seulement 8 300 ha de sites agricoles défavorisés ont été identifiés et sont concernés dans le cadre des appels d’offres.

Enfin, la puissance publique a fixé à 100 MW la puissance totale limite des projets qu’elle souhaite voir développer sur sites agricoles défavorisés en Sarre au cours des 4 prochaines années.

In fine, Albert Busse souligne que l’installation des projets est soumise à l’acceptation par la commune, dans le cadre de son plan d’urbanisme, des projets en question.

1.2 Cadre réglementaire : les appels d’offres photovoltaïques en France

Vincent Delporte a tout d’abord présenté le cadre réglementaire et ses spécificités (les différentes familles, la prise en compte du bilan carbone), avant de s’intéresser à la PPE et aux futurs enjeux du développement des centrales photovoltaïques au sol.

Pour les centrales photovoltaïques sur bâtiments de moins de 100 kWc, le tarif d’achat octroyé est déterminé par arrêté tarifaire³. Pour les installations de plus de 100 kWc, les appels d’offres sont la règle pour les centrales solaires sur bâtiments entre 100 kWc et 8 MWc, pour les centrales au sol entre 500 kWc et 30 MWc, pour les centrales en autoconsommation entre 100 kWc et 1 MWc ainsi que pour les projets photovoltaïques innovants entre 500 kWc et 5 MWc. Dans le cadre de ces différents appels d’offres, différentes familles sont prévues autour desquelles sont déclinées les conditions de participation aux appels d’offres.

Pour les installations au sol, les principaux critères de sélection concernent le foncier, les modules et la valeur de référence proposée par les candidats.

Critères de sélection – appel d’offres pour les centrales PV au sol en France

Eligibilité du foncier	Calcul de la note finale
<p>Les terrains sélectionnés peuvent se situer :</p> <ul style="list-style-type: none"> • En zone urbaine, en zone PV ou A-PV telles que renseignées dans le cadre des Plans locaux d’urbanisme ou POS ; • En zone naturelle (sauf terres humides et forêts) ; • Sur des terrains dégradés ; • Sur des étendues d’eau ; • Etc. <p>Pour le moment, les terres agricoles sont exclues des appels d’offres en France.</p>	<p>La sélection des offres lauréates dépend :</p> <ul style="list-style-type: none"> • À 70 % du prix ; • À 21 % du bilan carbone des modules PV ; • À 9 % de la localisation – si les projets sont situés sur des terrains dégradés, ils bénéficient d’un bonus de 9 points. <p>L’objectif est ici d’orienter les projets vers les terrains dégradés afin de limiter l’impact sur les terrains naturels et les zones agricoles.</p>

Doté de deux périodes d’appels d’offres par an, la capacité annuelle totale soumise aux appels d’offres était en France de 850 MWc en 2019 et se montera à partir de 2020 à 1000 MW/an d’ici 2023.

Même si les terrains agricoles sont exclus de l'appel d'offres photovoltaïque pour les centrales PV au sol, Vincent Delporte a toutefois souligné la possibilité de développer des projets agrivoltaïques dans le cadre de l'appel d'offres photovoltaïque innovant, avec des conditions strictes de suivi de projets - les porteurs de projets sont accompagnés par des instituts agricoles, qui évaluent l'impact de l'installation sur l'activité agricole.

Les tendances du développement du photovoltaïque ont ensuite été présentées. Ainsi, ce sont aujourd'hui les grandes installations au sol qui portent la filière, aux vues de la stagnation des projets sur bâtiments. Si la fréquence de raccordement oscille, sans vrai « décolllement », les valeurs de référence moyennes décernées dans le cadre de l'appel d'offres centrales PV au sol ont diminué à un rythme régulier : de 190 €/MWh (2013) à environ 50 €/MWh en 2016 ; lors du dernier appel d'offres, les prix oscillaient entre 55 et 65 €/MWh selon la typologie des projets. Les projets se concentrent principalement dans sud de la France. Le bonus terrain dégradé influe néanmoins sur la répartition géographique des projets et permet selon Vincent Delporte de voir se développer des projets, à la base un peu plus chers, dans le Nord de la France, où l'ensoleillement est moindre.

Focus : l'avenir de la programmation pluriannuelle de l'énergie

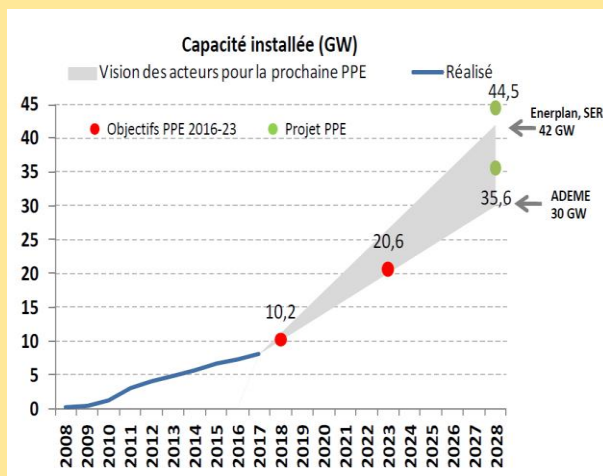


Figure 2 : Objectif d'installation du photovoltaïque selon la PPE

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) a été mise en consultation et devrait être validée dans les prochaines semaines. Elle prévoit 20 GW de PV en 2023 / 35 à 44 GW en 2028. La France est en dessous de l'objectif de l'actuelle PPE 2016-2023, qui prévoyait 10 GW de PV en 2018. Selon Vincent Delporte, Il y a un réel besoin d'accélération puisque l'on doit doubler la capacité d'ici 2023 et doubler encore d'ici 2028. Cela représente près de 30 GW de PV à construire d'ici 2028, soit une redéfinition de l'objectif annuel, d'un peu moins de 1 GW installé annuellement à 4-5 GW/an. Au total, les centrales au sol devraient représenter entre 20,6 et 25 GW d'ici 2028.

Pour le MTES, Le défi consiste à concilier les objectifs de développement du photovoltaïque avec les objectifs de lutte contre l'artificialisation des terres et la protection de la biodiversité. Il s'agit ainsi d'orienter l'accélération vers les terrains les plus pertinents afin de limiter les impacts.

II. Coûts & conditions de mise en œuvre des appels d'offres photovoltaïques (capex)

Exposés:

- **Évolution et structure des coûts dans le cadre des appels d'offres en France et en Allemagne**
Clément Le Roy, Senior Manager, Wavestone
- **État des lieux et dernières évolutions des technologies de modules**
Max Mittag, Chef d'équipe « simulation de modules », Fraunhofer ISE
- **Coûts et évolutions des composants et sous-structures (BOS)**
Franck Al Shakarchi, Chef de service, Service « stockage et systèmes électriques », CEA Tech
- **Évolutions des coûts et techniques en matière de raccordement**
Paul Hörnicke, Chef de projet, Enerparc

- **Stratégies d'optimisation en phase de planification – faisabilité, design et développement des installations** – Marion Lafuma, Business Development Manager, Reuniwatt

Toutes les présentations et les enregistrements audio des présentations de la conférence peuvent être téléchargés à partir du site Web de l'OFATE.

Dans cette première partie dédiée au CAPEX, différents sujets aussi bien techniques qu'économiques ont été évoqués. La structure des coûts, tout comme l'évolution du prix des technologies (modules, BOS, raccordement), et l'importance de la prise en compte des données météorologiques ont également été abordés.

II.1. Evolution et structure des coûts dans le cadre des appels d'offres en France et en Allemagne

Dans son exposé, Clément Leroy a présenté une analyse comparative entre la France et l'Allemagne de l'évolution et de la structure des coûts lors des appels d'offres photovoltaïques. Il a rappelé cependant, en introduction, quelques limites liées à des différences de structure des appels d'offres dans les deux pays : la logique de famille prévaut en France alors qu'il n'y a pas de découpage en segment en Allemagne.

L'étude des appels d'offres pour les trois dernières années (2017, 2018, 2019) permet de faire un premier constat. Elle révèle des coûts plus faibles en Allemagne (49 €/MWh), mais proche de la France (59,5€/MWh), à quelques euros près. Après une convergence marquée en 2018, l'écart des prix s'est accentué en 2019. Cette divergence des tendances entre les deux pays paraît étonnante dans le contexte actuel. En effet, partout dans le monde, les coûts de production diminuent, connaissant une baisse drastique et quasi-ininterrompue (depuis 2010, baisse des coûts de l'ordre de 70 à 80 %). En France et en Allemagne, on reste assez loin néanmoins des prix observés au Portugal, en Californie aux Etats-Unis et au Brésil où la barre des 15 €/MWh a été franchie.

Pour ce qui est des CAPEX des projets photovoltaïques, ils sont largement composés des coûts liés aux modules, à leur installation, aux onduleurs, à l'infrastructure et au raccordement. Les dépenses en matière d'OPEX sont moins importantes – les dépenses en matière de maintenance représentent 50 % des dépenses d'OPEX.

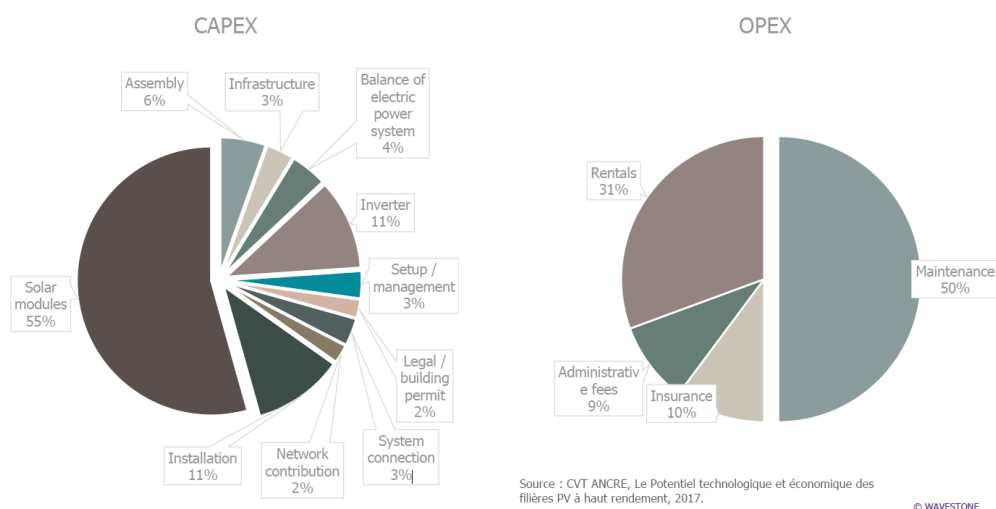


Figure 3 : Répartitions et proportions des Capex et Opex dans les installations photovoltaïques
Source : Diaporama Clément Leroy



Se pose ensuite la question des différentes évolutions de ces coûts entre la France et l'Allemagne en 2010-2011, 2017 et 2020. En ce qui concerne la France, on passerait pour le CAPEX de 4000€/ kWc en 2010, à 700-900€/kWc en 2020, soit -80% pour le CAPEX, un rattrapage de la France permis par la mise en place d'une filière française dans les modules, avec des effets d'échelle. Pour l'OPEX, une baisse plus ténue sur la même période est prévisible, seulement de l'ordre de 10 à 30%. En Allemagne, c'est le mouvement inverse que l'on peut observer. La diminution des CAPEX est moins forte, on part de 1000€/kW en 2013 pour arriver à 600€ en 2018, soit une baisse de 40%, alors que pour les OPEX, la diminution est plus importante, entre 40 et 60% des coûts.

Comment peut-on alors expliquer cette différence des coûts lors des appels d'offres ? Les coûts liés au système, comme les modules, sont important et ne semblent pas expliquer de manière significative la plus grande compétitivité des prix allemands. En France, ce sont surtout la prise en compte du bilan carbone et la connexion au réseau qui occasionnent des surcoûts. Dans le cadre du S3enR, le développeur doit prendre en charge la quote-part, là où en Allemagne, les coûts du raccordement sont compris dans le TURPE et transmis aux usagers. Les taxes et mesures fiscales renchérissement également les prix en France ; les installations sont en effet soumises à l'impôt sur les sociétés et à l'IFER, à la contribution économique territoriale et à la taxe sur le bâti. En Allemagne, celles-ci ne sont tenues qu'aux seuls impôts sur entreprise et sur le bâti. Si l'IFER venait à être introduit en Allemagne, cela entraînerait une augmentation de 15% des prix. De plus, l'Allemagne bénéficie d'un très haut niveau de compétition, les volumes ouverts étant plus faible, avec un nombre de lauréats plus bas (seuls 21% des projets soumis sont lauréats, contre 43% en France).

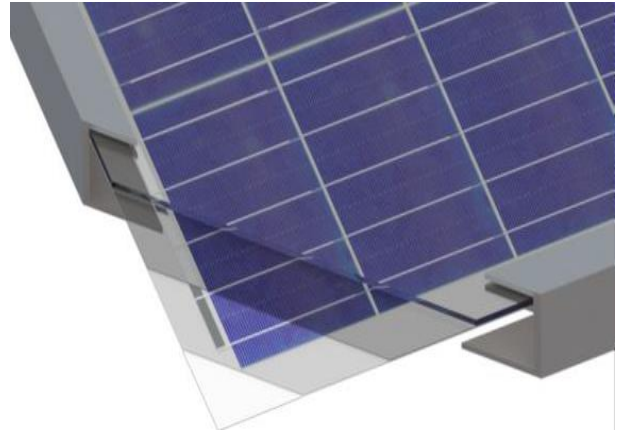
II.2. Etat des lieux et dernières évolutions des technologies de modules

Max Mittag, dans son exposé, s'est intéressé au premier poste de dépense dans le CAPEX, les modules, et présente les nouvelles innovations sous un aspect tant technique qu'économique. Il a établi, en introduction, une comparaison entre l'évolution de l'industrie des ordinateurs et celles des panneaux photovoltaïques, passant d'un marché de niche à un marché de masse au fil des progrès technologiques. Nous nous situons, d'après lui, dans une phase de standardisation et d'application du PV dans un nombre croissant de domaines (urbain, agricole, flottant).

Les coûts sont aujourd'hui le point d'attention le plus important et de nouvelles technologies et améliorations émergent du fait de cette pression. Cela se traduit concrètement par deux types d'innovations : celles qui permettent de réduire les coûts (matériaux moins coûteux, meilleure intégration des systèmes) et celles qui permettent d'améliorer le rendement des panneaux (une plus grande production électrique entraînant mécaniquement une baisse du prix au kWh.), via la réduction des pertes, la dissipation de la chaleur et une meilleure gestion de l'ensoleillement. Pour évaluer les bénéfices et les coûts d'une nouvelle technologie, il est important de considérer le système dans son ensemble, l'entièreté de la chaîne de valeur, de prendre en compte le contexte de déploiement des panneaux : il ne suffit plus aujourd'hui de regarder spécifiquement chaque partie mais il faudrait développer une approche holistique.

M. Mittag présente ensuite les nouvelles technologies permettant de répondre tant aux enjeux de réduction des coûts que des gains de rendements.

- *Les demie-cellules photovoltaïques* : elles permettent une diminution des pertes et donc un rendement plus élevé (+2/3 %). Les coûts sont certes plus importants (15 cts supplémentaires par module) lors de la construction mais ils sont compensés par un rendement plus élevé, d'où un LCOE réduit in fine. Ces résultats sont toutefois susceptibles de varier selon la localisation des panneaux. En effet, la puissance dépend fortement de l'ensoleillement. En fonction de celui-ci, aussi bien le courant électrique produit que les pertes associées augmentent. Il faut bien garder à l'esprit que les conditions en laboratoires ne sont cependant pas les mêmes que sur place.



- Backsheet en verre et bifacialité : le verre est un matériel assez simple et robuste, qui laisse passer plus de lumière. De plus c'est un bon isolant. En temps normal, les modules chauffent sous l'effet du soleil, ce qui nuit au rendement global. Afin de réduire cet effet, une option est la bifacialité (c'est-à-dire un panneau avec un module sur les deux faces), qui permet une meilleure production (cf. schéma ci-dessous).

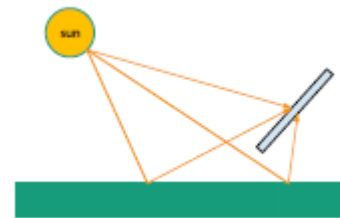
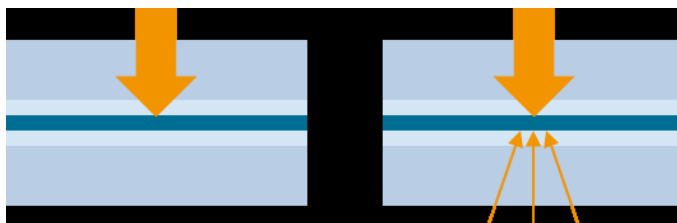


Figure 4 : panneaux bifaciaux et avec un backsheet en verre
Source : Diaporama de Max Mittag

Pour résumer : seule une vision holistique permet réellement de déterminer quel est le module le plus adapté pour un endroit donné, ce qui est de plus en plus difficile à déterminer en Europe car une partie toujours plus grande de la chaîne de production se situe en Asie. M. Mittag a pris un dernier exemple, celui du développement en Asie de plus grandes cellules photovoltaïques. Celles-ci permettent certes une plus grande production d'électricité, mais ont des répercussions non négligeables sur les coûts logistiques.

L'industrie du PV est compétitive et marquée par des réductions de coûts importants, favorisées par l'apparition de nouvelles technologies. De petites améliorations en R&D peuvent avoir des impacts économiques importants à l'échelle de ce marché en pleine expansion qu'est le PV.

Un échange avec le public a ensuite eu lieu. Le chercheur allemand a notamment été interrogé sur la pertinence de la composante carbone dans les appels d'offres français. Il a confirmé le succès de cette démarche, qui se traduit par l'émergence de producteurs pour le marché français. Certains effets pourraient toutefois être évités via une taxation carbone (ex : le verre est importé d'Inde alors qu'il s'agit d'une low-tech). A propos de la bifacialité, il a affirmé que l'industrie a longtemps été en avance vis-à-vis de la recherche. L'expert de Wavestone a, quand lui, été questionné sur les coûts des modules en France et en Allemagne. Il a maintenu qu'aucune tendance claire ne se dessinait et que l'on



pouvait supposer que les modules français étaient plus chers en raison de la composante carbone. Il a évoqué également la réduction des coûts liés aux taxes et ainsi le projet de réduction (division par deux) de l'IFER dans la loi des finances 2020, la ramenant au niveau de l'hydraulique.

II.3. Coûts et évolutions des composants et sous-structures (BOS)

Dans son introduction, M. Franck Al Shakarchi a rappelé la définition des BOS (Balance of System) : ce concept regroupe tous les éléments d'une installation photovoltaïques en dehors du module. Il s'agit de la structure de la centrale, des trackers, des onduleurs, des câbles et de la connexion réseau. Quand on parle des coûts des BOS, il faut aussi prendre en compte non seulement ces composants, mais également l'installation et l'assemblage, qui relève du génie civil.

L'intervenant a présenté les évolutions du CAPEX en France, en Allemagne et aux USA, et des coûts des différents éléments BOS. Ainsi, en France, pour une installation mise en service en 2020, il faut compter entre 700€/kWc pour une installation de 30 MW et 1000€/kWc pour 5 MWc, avec une variation du CAPEX de plus ou moins 20%. Le CAPEX a connu une baisse de 30% depuis 2017-2018. On estime qu'en Allemagne, le CAPEX est globalement inférieur de 10% mais peu de chiffres existent à ce sujet. Les USA ayant un CAPEX équivalent à celui de l'Allemagne, avec plus de données disponibles sur sa structure, M. Al Shakarchi a réalisé une comparaison franco-allemande via le truchement des USA. En ce qui concerne les BOS (dans un sens strict), il faut compter entre 70 à 90€/kWc pour un onduleur (c'est 30% moins cher aux USA, mais la France devrait atteindre ce niveau d'ici quelques années). Pour les composants électriques (câblage ; transformateur, etc.), le montant est compris entre 80 à 220€/kWc selon la taille de l'installation (similaire aux USA). La structure, quant à elle, est comprise entre 110 à 180 €/kWc, ce qui est 20 à 30% plus cher qu'aux USA.

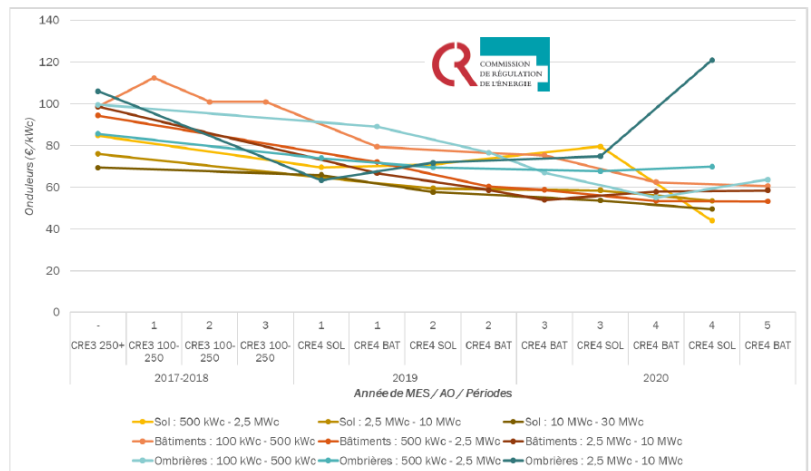


Figure 5 : Evolutions du coût des onduleurs
Source : CRE

Comment expliquer ces différences et les évolutions à venir ? Pour les structures, il n'existe pas forcément d'explication claire : est-ce dû à une dynamique industrielle plus forte ? Une production locale plus importante ? La chute des prix de 40% depuis 2017-2018 pour les onduleurs s'explique par l'apparition de forts progrès technologiques dans les composants de puissance : transistors avec de nouveaux matériaux plus performants, vitesse de commutation en augmentation, appareils plus compacts, plus facile d'installation. Cette diminution des coûts s'explique également par le développement des onduleurs string (plutôt que centralisés), qui pourraient représenter bientôt 40% du marché. Ces derniers sont plus faciles à installer, bien que confrontés à d'autres difficultés (continuité de services des producteurs, service systèmes et coordination décentralisée...).

Al Shakarchi conclut en évoquant l'importance, à l'avenir, des composants complémentaires comme les systèmes de stockage : le CAPEX peut descendre jusqu'à 300€/kWh, et même 100 – 150 €/kWh d'ici 2030. Une telle évolution permettrait d'envisager le déploiement de ces systèmes dans les zones d'Outre-mer.

II.4. Évolutions des coûts et techniques en matière de raccordement



M. Hörnicke a effectué une comparaison des conditions de raccordement des projets photovoltaïques au réseau en France et en Allemagne. La connexion au réseau de distribution est en effet essentielle à l'installation, et aussitôt le terrain connu, celle-ci doit être anticipée. On peut ainsi distinguer deux approches pour un développeur : soit il choisit une installation en se basant d'abord sur le réseau existant, soit il privilégie la localisation, et cherchera ensuite un moyen de raccordement (approche majoritaire).

L'expert d'Enerparc a ensuite détaillé le processus de raccordement : une fois l'accord du propriétaire du terrain obtenu, il faut tout d'abord effectuer les pré-analyses de connexion, c'est-à-dire réaliser une estimation des coûts en tenant compte des potentiels obstacles (croisement, type de sol etc.). Les coûts pour la ligne de raccordement, si on considère que l'on a besoin d'un maximum de 1 km/MWc, peuvent être estimés entre 50 et 80€/kWc, coûts qu'on retrouve dans les analyses de la CRE. Ceux d'une station de livraison peuvent être estimés entre 60 et 100 euros, auxquels s'ajoute entre 25-40€ kWc pour une station de transformation. En moyenne, les coûts sont compris entre 70-110€/KWc.

Après la pré-analyse et l'obtention du terrain, il faut ensuite déposer une demande officielle de raccordement. Il convient de garder à l'esprit le principe selon lequel « Grid is a black box » : on ne sait pas exactement ce qu'il reste comme capacité disponible sur le réseau. En Allemagne, la situation est d'autant plus complexe qu'il existe 900 GRD et le raccordement peut être une opération compliquée pour les plus petits distributeurs. D'autant plus que la demande de raccordement n'est pas unifiée en Allemagne selon les régions et GRD. De plus, on y entreprend le pré-développement avant même de savoir s'il y a de la capacité disponible sur le réseau (vs. L'approche S3REnR en France).

M. Hörnicke a ensuite comparé les conditions de raccordement en France et en Allemagne. En France, la demande de raccordement est facturée 5000€/HT par Enedis, alors qu'elle est gratuite en Allemagne. Le résultat est connu 12 semaines après la demande en France, contre 8 en Allemagne. Le cadre légal en France est celui fixé par Enedis, qui se caractérise par une préférence de raccordement aux sous-stations alors qu'en Allemagne, le cadre légal est fixé par la Loi EEG, qui accorde certains privilèges. Il est important de garder à l'esprit qu'une demande de raccordement n'équivaut pas à une réservation. En Allemagne, cette dernière peut intervenir lors du développement de projet, lorsqu'on peut prouver que celui-ci a gagné un appel d'offres ou que la construction est déjà en planification et au plus tard quand le permis de construction est obtenu. La réservation dure alors entre 6 mois et 1 an. En France, la situation est un peu différente : la réservation ne dure que 3 mois après la demande initiale, donc elle ne peut se faire vraiment qu'à la fin du projet, lorsque le permis de construire est accordé, ce qui peut poser des problèmes au développeur.

Si tout va bien, le GRD assigne alors un point de raccordement. S'il s'avère néanmoins que la distance est trop importante, différentes solutions s'offrent au développeur : réduire la taille du projet pour se rapprocher géographiquement du point de raccordement, ajouter une batterie pour écrêter les pointes d'injection (pas rentable aujourd'hui), partager une station de transformation entre différents producteurs PV et éolien ou même avoir sa propre station de transformation. Ces deux dernières options sont détaillées plus précisément ci-dessous :

- 1) Avoir sa propre station de transformation comporte plusieurs avantages et inconvénients. Cela suppose une injection en haute tension (110 à 220 kV). Le développeur est alors, en l'occurrence, un peu limité par la taille maximale des projets photovoltaïques dans les appels d'offre (une station de transformation étant nécessairement reliée à une installation supérieure à 30 MW en France, plus de 10 MW en Allemagne). Il est toutefois possible de surmonter cette contrainte en développant des clusters (exemple des 5 centrales solaires à Hohenfels ou de la centrale sur l'ancien aéroport de l'OTAN de 150 MW). Cette solution doit faire face à plusieurs défis : il s'agit de développer l'expérience et les savoirs faire afin de réduire les coûts additionnels qui demeurent importants. Il faut donc évaluer coûts par coûts la rentabilité de cette opération (en fonction notamment du prix des câbles, de la capacité du poste source, etc.). Avoir son propre poste de transformation présente toutefois un potentiel important dans le cadre des futurs projets en « Corporate-PPA ».
- 2) Une infrastructure partagée PV et éolien constitue également une option intéressante. Les deux sources d'énergies ont en effet des profils de production complémentaire et peuvent potentiellement être installés

l'un à côté de l'autre. Cela suppose toutefois de devoir limiter la puissance injectée (l'une ou l'autre installation doit donc parfois être écrêtée), ce qui nécessite une bonne gestion entre exploitants des parcs PV/Eolien.

Pour résumer : dans l'ordre d'un projet, il s'agit d'abord de trouver la surface et de se préoccuper du réseau dans un second temps. La distance par rapport au point de connexion est décisive pour l'équilibre économique du projet. Les conditions de demande de raccordement, de réservation de capacité sur le réseau et le coût du raccordement sont différents en France et en Allemagne. Des solutions existent pour des localités impossibles à raccorder pour le GRD (propre poste source ou poste source partagé).

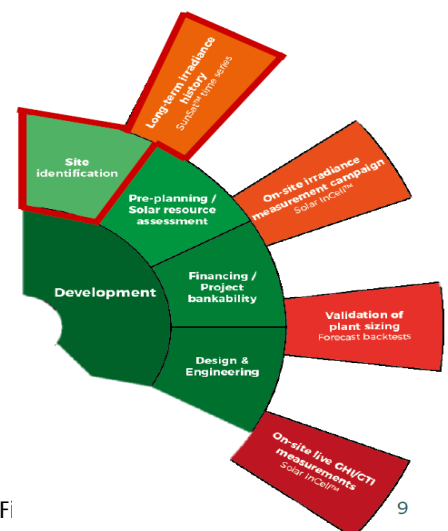
II.5. Stratégies d'optimisation en phase de planification – faisabilité, design et développement des installations

Mme Lafuma a centré son exposé sur l'importance des données météorologiques pour évaluer et maximiser la rentabilité d'une centrale photovoltaïque. Elle a rappelé en introduction l'importance cruciale d'estimations météorologiques fiables, puisque c'est sur ces données que repose le modèle d'affaire de la station et que l'on peut déterminer les profits et les risques liés.

Il existe différentes sources d'incertitudes dans l'estimation de la ressource solaire : les incertitudes de la mesure et la variabilité interannuelle (des données atypiques, une année un peu différente) sont les deux principales sources d'erreur. S'y ajoutent les mesures réalisées sur des périodes moins représentatives de la réalité (une période trop courte qui ne prend pas en compte les différentes saisons par exemple) et enfin la variabilité spatiale, deux sources d'erreur moins importantes. On se concentrera donc sur l'incertitude de la mesure dans la suite de l'exposé. Madame Lafuma a également montré les conséquences d'un écart d'1% ou 10% entre les estimations et la réalité en termes de coût, sur un an et sur la vie de la centrale. En cas de sous-estimation, la centrale peut alors atteindre les 10 Millions d'euros de coûts supplémentaire sur 25 ans.

Les données météo sont certes importantes pendant toute la vie du panneau solaire, mais elles s'avèrent surtout cruciales lors de la phase de planification. Durant la phase de recherche d'un emplacement, les cartes d'ensoleillement, réalisées à partir de séries temporelles sur plusieurs années, permettent d'identifier les lieux avec le plus fort potentiel solaire. Une fois le site à fort potentiel repéré, il faut réaliser des recherches plus fines, plus poussées, mener une véritable campagne de mesure pour obtenir des données locales. Ce sont ces données sur le potentiel d'ensoleillement qui seront présentées aux investisseurs (notamment les simulations de production réalisées) et qui permettront d'estimer la rentabilité du projet. Cette campagne de mesure permet de s'assurer que ce que l'on a anticipé correspond bien à la réalité.

Il y a plusieurs manières de réaliser ces mesures d'ensoleillement : via les données satellites ou via les mesures au sol, chacune ayant ses avantages et ses inconvénients. Les instruments au sol permettent une excellente granularité temporaire et spatiale (une information toutes les 30 secondes avec une résolution spatiale à 10m). Il faut cependant assurer une maintenance fréquente de cet instrument, faire attention à ce qu'il reste bien calibré, ce qui nécessite une intervention au moins une fois par an. Les satellites fournissent, eux, une nouvelle image toutes les 15 min avec une résolution de 1km² et une couverture mondiale, ce qui est important, pour une approche avant-projet, si on s'intéresse à n'importe quel site dans le monde. Ils ne nécessitent pas de maintenance et la calibration est indépendante, gérée par les agences spatiales. Ces deux sources d'informations fournissent des données complémentaires et il s'avère pertinent de combiner les deux. Si on compare les données obtenues par satellite et sur site, à l'échelle d'une année ou d'un mois, les données sont très



Fi
projets PV



proches et pour un résultat identique, le satellite semble alors plus pratique. Pour la journée, la semaine, les mesures au sol restent plus pertinentes.

Une autre question qui se pose est l'impact du changement climatique sur les prévisions et sur le secteur du photovoltaïque en Europe. Si on parle certes de projection climatique, on ne peut cependant pas réellement prévoir le climat. Une publication de Nature évoquée fournit toutefois une base fiable, prenant comme référence les « Representative Concentration Pathways » 4,5°C et 8°C. On peut ainsi estimer l'évolution de la capacité PV en Europe. Celle-ci devrait connaître un recul léger de -3% à -6% selon les deux scénarios, une diminution qui ne risque pas de menacer la production photovoltaïque en Europe. D'un côté, une plus grande pollution liée aux aérosols impacterait négativement les ciels clairs, de l'autre, moins de nuages sont attendus. La vraie menace proviendrait plutôt d'événements catastrophiques (inondations, mouvements de populations etc.)

Lors de la séance de questions réponses destinée aux trois derniers intervenants, il a principalement été question de l'optimisation des réseaux via la réduction de la capacité de l'onduleur (70% au lieu de 100%). M Hörnicke a répondu que ce qui ne paraît pas avantageux pour un développeur peut l'être pour un gestionnaire de réseaux. En réalité, celui-ci peut déjà contrôler la capacité produite en cas de pic. La question restant en suspend semble plutôt : jusqu'où veut-on pousser l'optimisation des réseaux ?

III. Coûts & conditions de mise en œuvre des appels d'offres photovoltaïques (Opex)

Dans cette seconde partie dédiée aux coûts opérationnels (OPEX), il sera question d'un côté de l'impact du foncier sur les coûts à long terme d'une centrale solaire et de l'autre des risques financiers auxquels le projet est soumis au cours de sa durée de vie. Dans un second temps, dans une approche d'économie circulaire, les intervenants aborderont la question du remplacement des équipements et de leur recyclage en France et en Allemagne.

Exposés

- **Impacts du foncier sur les coûts des appels d'offres photovoltaïques en Allemagne**
Tobias Kelm, Responsable de projet, ZSW Baden-Württemberg
- **Impact des taxes sur les coûts et conditions de réalisation des projets photovoltaïques en France et en Allemagne**
Nicolas Gourvitch, Associé, Green Giraffe
- **Vieillessement des panneaux photovoltaïques : réparer ou remplacer ?**
Vidipt Countcham, Chef de projet photovoltaïque, DNV GL – Energy
- **Coûts et options de fin de vie des installations photovoltaïques**
Vianney de Lavernée, Administrateur, PV Cycle France

Toutes les présentations et les enregistrements audio des présentations de la conférence peuvent être téléchargés à partir du site Web de l'OFATE.

III.1. Impacts du foncier sur les coûts des appels d'offres photovoltaïques en Allemagne

En introduction, M. Tobias Kelm a fait un bref rappel du cadre général des appels d'offres photovoltaïques en Allemagne : obligatoire pour les installations de 750 kW, avec un volume annuel de 6000 MW par an (avec 2000MW de

volume additionnel entre 2019 et 2021), et avec pour seul critère celui du prix (système de « Pay-as-bid »). Le délai de réalisation est de 2 ans, sous peine de pénalités.

Différents espaces sont éligibles d'après la EEG : les couloirs (110m) le long des autoroutes et voies ferroviaires, les zones de conversion, les zones dites « constructibles autres » (décharges, mines de surfaces etc.) ainsi que les zones agricoles défavorisées, dans les conditions prévues par les Länder qui l'autorisent. Les centrales sont limitées à une puissance de 10 MW sauf pour les projets situés sur les zones constructibles autres. De facto, il y a peu de chances que des projets sur toitures se voient attribuer des subventions.

M. Tobias Kelm a ensuite présenté plus en détail le cas des « terrains agricoles désavantagés ». De tels terrains sont définis par le droit européen agricole comme des terres qui, en raison de contraintes naturelles spécifiques, sont particulièrement difficile à exploiter. A l'heure actuelle, cinq Länder ont adopté les règlements permettant des installations photovoltaïques sur de tels terrains. Il s'agit de la Bavière (70 centrales par an), du Bade-Wurtemberg (100 MW par an) de la Hesse, de la Rhénanie Palatinat et de la Sarre (seuls la Bavière et la Hesse excluant formellement les zones Natura 2000).

En se penchant sur les appels d'offres depuis 2015, on s'aperçoit que les types de terrains les plus utilisés varient : si les surfaces de conversion ont été beaucoup utilisées dans un premier temps, leur part diminue depuis 2017. Une majorité des projets a été réalisée sur les terrains désavantagés en avril 2016, en juin 2017 et en juin 2018 et enfin en février 2019 (presque 100%). On notera également certaines spécialités régionales : si les surfaces dégradées dominent en Bavière, ce sont plutôt les surfaces de conversion et zones constructibles autres qui l'emportent dans le Brandebourg et les autres nouveaux Länder. Cette répartition traduit la disponibilité des surfaces dans les différents territoires.

Une conclusion importante de l'exposé est qu'il n'y a pas, si l'on se base sur les résultats des derniers appels d'offres, et en termes de compétitivité, d'avantages ou de désavantages systématiques liés à une certaine catégorie de surface par rapport à une autre. On peut seulement remarquer une hausse récente des soutiens accordés pour l'année 2018, due principalement aux débuts des appels d'offres spéciaux.

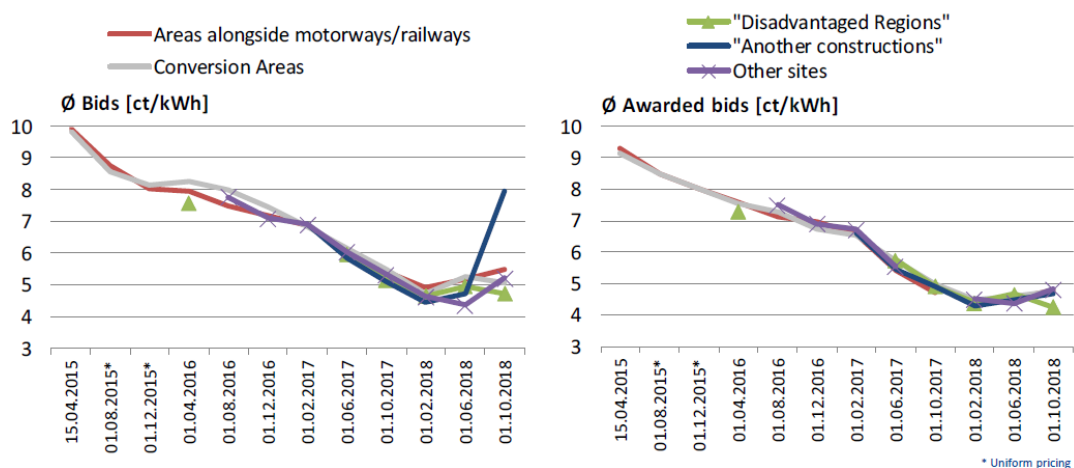


Figure 7 : Evolution des prix des appels d'offres selon les différents types de terrains

De manière général, la compétition reste très forte, ce qui maintient des prix bas. Le LCOE de l'énergie photovoltaïque en Allemagne reste en effet assez bas, de l'ordre de 4,5 à 6 ct/kWh. Un des éléments importants de ce LCOE est le coût de raccordement, qui influence le choix de site : il représente 10% des coûts totaux. Pourtant, le producteur ne paye réellement que le coût de la ligne, de la centrale au point de connexion du réseau (on parle de « Schallow Regime »), tout autre aménagement de réseau étant payé par les GRT. Les baux liés au terrain ne représentant qu'un facteur mineur du LCOE, il faut compter 1000€/Ha, soit environ 1,3€/ kW, et 10% des OPEX.

La surface supplémentaire apportée par les « terrains désavantagés » a eu un impact positif sur les prix et le niveau de construction. M. Kelm a toutefois estimé que la limite des 10 MW restreignait le développement de projet et donc la compétition et son corolaire la diminution des coûts. La suppression de ce plafond sur les surfaces en conversion ou l'élargissement du couloir le long des autoroutes à 500m n'aurait pourtant pas d'impact négatif sur la biodiversité et permettraient d'augmenter les offres et donc de favoriser la compétition.

Pour conclure, M. Kelm a évoqué de phénomène d'apparition d'installations photovoltaïques sans soutien public. De tels projets sont financés par des contrats PPA et les revenus du marché de l'électricité. Ils ne sont pas soumis aux contraintes de la EEG (pas de 10 MW de capacité maximale, pas de restriction liée aux types de surfaces) mais restent limités par les documents de planification régionale. EnBW a ainsi annoncé la construction d'une centrale photovoltaïque de 175 MW pour 2020, sur 164 Ha dans le Brandenburg. Des centrales d'aussi grande superficie permettent également de baisser les coûts.

III.2. Risque de rentabilité et impact de la dette sur les coûts et conditions de réalisation des projets photovoltaïques en France et en Allemagne

Dans son intervention, M. Nicolas Gourvitch a présenté les risques financiers auxquels sont exposés les porteurs de projets photovoltaïques et l'impact de la structure de la dette sur la réalisation de ses projets. La problématique de son intervention s'articulant autour de la question de la structuration financière des projets et son impact sur les LCOE.

Dans la première partie de l'exposé, M. Gourvitch a commenté la transition en France d'un système de « feed-in tarifs » à celui de complément de rémunération, changement auquel le marché bancaire s'est vite adapté. Il a également abordé le résultat des appels d'offres pour les centrales au sol. Depuis 2016, les projets avec une capacité de plus de 500kW sont soumis à une procédure d'appel d'offres. Les installations sont divisées en 3 familles et 8 appels d'offres ont été lancés entre 2017 et 2020. Dans le dernier appel d'offres en date de la conférence, 857 MW ont été alloués, pour un prix moyen de 59,5€/MWh (augmentation par rapport à l'appel d'offre précédent) pour les centrales au-dessus des 5 MW. Quatre développeurs se sont vu attribuer près de 50% de la capacité allouée. En effet, contrairement à l'éolien, les gagnants des appels d'offres photovoltaïques sont les principaux énergéticiens, capables d'atteindre des économies d'échelle importantes. On observe en effet une concentration du marché, la résistance des petits développeurs étant moins présente.

M. Gourvitch est revenu ensuite sur le système du CfD (« Contract for difference ») en France, qui se caractérise par l'obtention d'un « feed in premium » payé par EDF, en plus du prix du marché. Le « feed in premium » étant lui-même la somme de la prime de marché et de la prime de gestion (les revenus issus du marché de capacité). Dans la plupart des cas, l'électricité produite est vendue à un agrégateur qui lui percevra la prime de gestion, de l'ordre de l'euro du MW/h (mais prix parfois négatifs). Dans le cas des appels d'offres, le calcul est simplifié : le « strike price » inclut directement les primes de gestion et de marché, le « feed in premium » correspond alors simplement à l'écart entre le « strike price » et le prix moyen du marché. En France, une prime 3€/MWh est ajoutée en cas de financement participatif. Il ne faut toutefois pas oublier le plafonnement des heures de productions par an (1 600 heures ou 1 200 heures), au-delà duquel il n'y a plus de soutien. Au quotidien, cela ne pose pas trop de problème, sauf dans le cas des prix négatifs.

Différents risques de rentabilité sont ensuite présentés :

- *Le « Mo Mismatch »* : le calcul du complément de marché est basé sur le prix du marché moyen de la filière (Mo) et il se peut qu'une centrale ait un prix moyen mensuel situé au-dessus ou en dessous de cette moyenne. Le risque de déviation de ce prix Mo est généralement transmis à l'agrégateur, qui lui achète l'électricité au prix Mo. Ce risque est compensé par la prime de risque payée à l'agrégateur, prime pouvant augmenter ou



diminuer selon la variation de la centrale avec le Mo. Les contrats d'agrégation durant 3 à 5 ans, la prévision sur le long terme du coût de cette prime est incertaine. Les banques acceptent en général de prendre ce risque sur plusieurs années : il ne s'agit en effet pas d'un risque « deal breaker », dans la mesure où, au besoin, une clause de rendez-vous est prévue dans le contrat.

- *Le risque de contrepartie*, associé à l'acheteur. Pour un projet dans un système CfD, il y a deux contreparties : EDF d'une part et l'agrégateur de l'autre. C'est la solvabilité de ce dernier qui peut susciter la méfiance des banques. En général, une garantie de 3 mois de revenus est ainsi demandée, ce qui correspond au préavis en cas de changement d'agrégateur. Coté producteur, il faut aussi mettre en place une garantie en cas de défaut de production. Mais ces lettres de crédits freinent le développement des projets.
- *Le risque lié aux heures de prix négatif* : Lorsque que les prix sont négatifs, les projets ne reçoivent pas de « feed-in-premium » s'ils continuent à produire et ce, dès la première heure en France, contre la 6^{ème} heure consécutive en Allemagne. L'incitation à ne pas produire est donc forte, cela pénalise le producteur mais l'équilibre est ainsi rétabli rapidement. Des compensations sont toutefois mises en place au bout de la 15^{ème} heure de prix négatifs dans l'année, sauf si la centrale a produit plus de 1 600 heures dans l'année. Si le projet continue à produire, les agrégateurs exigent en général le paiement de pénalité de la part du producteur. Les banques requièrent souvent des pronostics de prix négatif par an sur le long terme. Elles acceptent de prêter dans un scénario avoisinant les 30 heures par an, avec clause de rendez-vous : cependant, les prix négatifs ne représentent généralement pas de blocage pour l'obtention de financements au lancement du projet.

Enfin, M. Gourvitch a évoqué les tendances du marché et les coûts du crédit. La baisse des taux directeurs compense les frais de banque qui ont augmenté.

Pour résumer, Nicolas Gourvitch estime que la hauteur du soutien pourrait baisser aujourd'hui du fait de la diminution du CAPEX. En revanche, si les tarifs d'achat baissaient, davantage de développeurs pourraient être tentés par des « Corporate PPAs » : cela aurait pour conséquence que les banques demanderaient justement de rehausser la partie de service de la dette en début de projet, ce qui diminuerait alors l'optimum économique du projet.

Répondant à une question concernant l'obligation des garanties pour les agrégateurs, M. Gourvitch a indiqué qu'elles n'étaient pas obligatoires au sens légal, précisant cependant que « de facto », des lettres de crédit sont nécessaires pour couvrir le risque de paiement. M. Gourvitch s'est montré rassurant concernant les prix négatifs en France : si leur volume atteint les 100 heures en Allemagne, celui-ci n'est que de 10h en France, avec une moyenne de prix très faible en France comparé à l'Allemagne.

III.3. Vieillesse des panneaux photovoltaïques : réparer ou remplacer ?

M. Countcham a abordé, dans cet exposé, les différentes dégradations auxquelles sont soumis les panneaux solaires, ainsi que l'évaluation des coûts liés à leur possible réparation. Il a tenu à rappeler tout d'abord que les enjeux liés à la réparation et au remplacement ne sont pas les mêmes en France et en Allemagne du fait de la capacité installée supérieure (et en partie plus ancienne) en Allemagne : 48 GWc, les premiers MW ayant été installés dès 2002, contre 10 GW possiblement atteint en France 2020. Avec une tendance portant le PV à 26% du mix électrique européen en 2050, la réparation des panneaux actuels fera inévitablement partie de la solution.

L'intervenant a ensuite présentée le cycle de vie d'une installation photovoltaïque, en particulier celui du module (qui représente toujours 50% du CAPEX), caractérisé par la « courbe baignoire » : le facteur de dégradation est d'abord élevé lors de l'installation puis diminue drastiquement, avant d'augmenter de nouveau en fin de vie. Les évolutions actuelles ont également eu un impact sur cette courbe. Ainsi, 75% de la capacité mondiale a été installée dans les cinq dernières années et en 10 ans, les coûts ont baissé de 90% grâce à des économies d'échelles. Sous cette pression des coûts, les matériaux ont changé également, ce qui s'est traduit concrètement par la baisse de la couche fluoropolymère des « backsheets » par exemple. Cette évolution n'a pas été sans impact sur la qualité et la performance des modules (taux

de défaillance des modules en hausse). Cependant, les dégradations ne sont pas uniformes entre les modules et seuls 10 fabricants ont réellement industrialisés la production au jour de la conférence. Enfin, les investisseurs sous-estiment parfois la perte issue du remplacement de modules (« mismatch »).

La dégradation des modules est due à différents facteurs. Les facteurs environnementaux, principalement, (température, humidité, exposition de long terme aux UV) entraînent l'apparition de fissures, de rupture des interconnexions. Or, la performance des modules étant un élément important de la rentabilité d'un projet, l'évaluation des possibles dégradations est cruciale (test de cyclage, d'humidité, propriété thermique etc.). Il faut avoir à l'esprit que la qualité peut être différente même entre deux sites de production d'un même fabricant (5% des modules produits par les meilleurs fabricants certifiés ne passent pas les tests). A l'heure actuelle, bien que l'on manque encore de retour d'expérience (peu de panneaux avec plus de 15 ans), le remplacement de modules à l'identique reste la meilleure solution, pour peu que le fabricant existe toujours. Lorsque l'on remplace des modules, il est par ailleurs nécessaire de prendre en compte un certain nombre d'éléments sur le câblage, le niveau de tension et la compatibilité avec les onduleurs. Il ne faut toutefois pas perdre de vue certaines questions, notamment si la valeur financière résiduelle du module réparé est supérieure ou non à celle d'un nouveau module ; si la réparation est rentable si l'on considère la centrale dans son ensemble ou encore s'il existe une garantie du fabricant.

En ce qui concerne les onduleurs, il faut faire la distinction entre deux catégories : les onduleurs centraux, (47% des parts de marché) et les onduleurs « string » (52%). Les facteurs de dégradation auxquels ils sont soumis sont similaires à ceux des panneaux photovoltaïques. Les composants électriques (BOS), facilement soumis à la corrosion, n'ont pas une très grande durée de vie. L'utilisation de protections « shelters » est recommandée pour augmenter la durabilité des onduleurs centraux. En cas de remplacement, il convient de s'assurer de la compatibilité avec les modules et la connexion au réseau. Evidemment, toutes ces réparations supposent l'emploi d'une main d'œuvre qualifiée.

En cas de remplacement, quelques obligations contractuelles ne doivent pas être perdues de vue. Le raccordement réseau tout d'abord : il n'est pas toujours possible de remplacer un module par un autre de capacité supérieure en raison de la convention de raccordement, qui prévoit une capacité d'injection limitée. Ensuite, dans le cadre des tarifs d'achat, il est nécessaire de vérifier si le remplacement est prévu ou non dans le cahier des charges des appels d'offres. Les contrats d'opération et de maintenance peuvent être revus en cas de remplacement, ou prévoir un remplacement des composants défectueux par le fabricant.

En guise de conclusion, M. Vidipt Countcham a indiqué à l'auditoire que, parfois, il valait mieux intégrer un CAPEX plus élevé en début de projet que des coûts de réparation ou remplacement plus élevés par la suite.

III.4. Coûts et options de fin de vie des installations photovoltaïques

M. Vianney de Lavernée (PV Cycle) a commencé son intervention par une rapide présentation de PV cycle, présent en France et en Allemagne. Il est considéré par la première comme un éco-organisme, sans but lucratif, agréé par les pouvoirs publics pour la collecte et le traitement des panneaux photovoltaïques usagés, financé par l'éco-participation au moment de la vente, et comme un prestataire de conformité légale avec les réglementations ElektroGesetz et Battierenabfallgesetz, financé par les metteurs sur le marché, en Allemagne. PV Cycle se voit ainsi confier des missions liées à la sensibilisation des professionnels du PV au recyclage, à la collecte des panneaux photovoltaïques usagés sur l'ensemble du territoire, au soutien de l'innovation pour développer des panneaux plus vertueux par éco-design et à un recyclage de qualité.

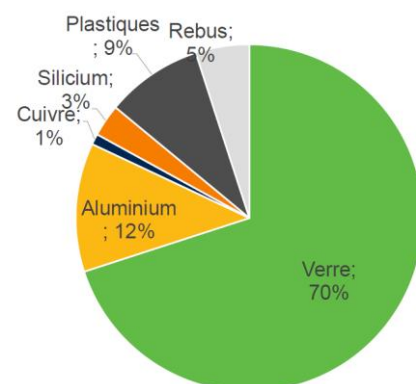


Figure 8 : Matières recyclées issues des panneaux photovoltaïques. Sources : PV Cycle

S'en est suivie une présentation du concept de REP (« Responsabilité Elargie du Producteur »), qui répond à différents objectifs : développer la collecte et le recyclage de certains déchets et augmenter la performance de recyclage de ces déchets ; décharger les collectivités territoriales de tout ou partie des coûts de gestion des déchets et transférer le financement du contribuable vers le consommateur ; internaliser, dans le prix de vente du produit neuf, les coûts de gestion de ce produit une fois usagé, afin d'inciter les fabricants à s'engager dans une démarche d'écoconception.

Sur le plan réglementaire, la REP se concrétise par l'obligation, pour les fabricants, distributeurs et importateurs de prendre en charge financièrement la gestion des déchets générés par ces produits. Elle est encadrée, en ce qui concerne les panneaux photovoltaïques, par la directive européenne de 2012 relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE). Si la France et l'Allemagne ont les mêmes objectifs, l'application concrète est différente d'un pays à l'autre. En France, tous les panneaux sont considérés comme des objets ménagers, une contribution visible est ainsi appliquée sur la facture lors de l'achat de tout équipement neuf et le montant reversé à l'éco-organisme. Les déchetteries municipales ne collectant pas les panneaux photovoltaïques, PV Cycle doit en collecter 100% en France (la collecte s'effectue via des points d'apports volontaires, avec une collecte sur sites seulement à partir de 40 modules). En Allemagne, une distinction est faite entre les panneaux des ménages, collectés dans les déchetteries locales avec un apport gratuit, et les panneaux des industriels, entreprises et développeurs, collectés par PV Cycle, directement sur site et dont la reprise est financée par le détenteur sur devis. Le choix français réduit le risque de déchet orphelin puisque le panneau est récolté sans frais pour le consommateur final.

M. Vianney de Lavernée a conclu son intervention par la présentation de la première usine au monde de recyclage entièrement dédiée aux panneaux PV, située à Rousset, dans sud de la France. Près de 40 panneaux à l'heure y sont recyclés, soit 4000 t par an. Le taux de valorisation y est extrêmement élevé : 95% de recyclage, soit 10 points de plus que ce qui est exigé au niveau européen (85%). Les derniers résidus étant composés de poussières de broyage. L'objectif de ce recyclage n'est pas de pouvoir réutiliser les matériaux de recyclage pour refaire des panneaux, mais que la qualité des matériaux que l'on récupère (verre, etc.) soit suffisamment élevée pour qu'ils puissent convenir à tout type d'usage.

Pour terminer, la question de la durée de vie des panneaux photovoltaïques en milieux salins a été soulevée, M. Countcham rappelant qu'effectivement, avec des gisements importants près des côtes et le développement du PV flottant, la question se pose pour les fabricants. Si des traitements spécifiques ont été mis en place, la dégradation reste plus élevée.

IV. Projection du développement des coûts et des capacités

Exposé et table-ronde:

- **Prévision et comparaison des coûts de l'électricité issus du photovoltaïque en France et en Allemagne à horizon 2050** – Elina Bosch, Analyste, Becquerel Institute.
- **Développement, aménagement du territoire, concurrence – quels objectifs et ambitions pour les appels d'offres dans le contexte actuel ?**
 - Filip Casaer, Directeur France, Energiekontor
 - Alexandre Courcambeck, Directeur en charge du développement, Akuo Energy
 - Vincent Delporte, Chef de bureau, Bureau « Énergies renouvelables », Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES)
 - Eckhard Doose, vice-Président, BayernLB

Dans une dernière partie, l'avenir de la filière en France et en Allemagne a fait l'objet d'une présentation, suivie d'une table ronde réunissant différents acteurs du secteur. Si les pronostics en termes de baisse des coûts (modules, BOS et

stockage) et de progrès des capacités semblent prometteurs, les acteurs ont mis en valeur certains freins, notamment réglementaire, qui ralentissent le développement des centrales photovoltaïques. La question du foncier et des terres agricoles dans le contexte des objectifs ambitieux a notamment été au centre des discussions. Le raccordement et le futur des appels d'offres ont également été abordés.

IV.1. Prévision et comparaison des coûts de l'électricité issus du photovoltaïque en France et en Allemagne à horizon 2050

Madame Bosch a exposé dans sa présentation les tendances à venir pour les prochaines décennies concernant les LCOE des centrales photovoltaïques, les coûts des modules et capacités installées. Elle a tout d'abord présenté les LCOE pour les centrales au sol avec différents niveaux de CAPEX, comparés au prix de détail de l'électricité dans le monde. Le photovoltaïque est ainsi la source d'électricité la moins chère dans beaucoup de pays. En Europe, la moyenne du CAPEX se situe à 0,5 €/Wp. Cette baisse continue des LCOE est due à un taux d'apprentissage pour les modules PV élevés et constants : entre 20-25% depuis 1992, 40% si on prend en compte seulement la dernière décennie. A l'heure actuelle, les prix spot moyens pour le PV sont de l'ordre de 0,22€/Wp. Ce sont sur ces taux importants que se fondent les projections de coûts futurs. Ainsi, avec un taux d'apprentissage de 30%, si on double les capacités totales, la baisse des coûts sera également de 30%.

On estime la capacité installée cumulée de photovoltaïque au niveau mondial entre 1 et 1,4TW en 2023 et entre 9 et 62 TW en 2050 selon les scénarios. A l'échelle de l'Europe, on peut prévoir 891 GW d'ici 2050, sachant qu'on atteignait 120 GW en 2018, dont 9 GW en France. Le PV sera donc amené à croître rapidement dans les années à venir, d'où des coûts décroissants continus dans les prochaines décennies. Ainsi, si l'on prend une hypothèse conservatrice de taux d'apprentissage de 30%, les coûts des modules devraient passer sous les 10cts/Wp en 2030, puis sous les 5ct en 2050. Si l'on prend en compte l'installation complète, en incorporant les onduleurs et les BOS, le CAPEX européen baisse de 65% en 2050, soit un prix de 0,17€/kWh. Toujours avec cette même hypothèse, les OPEX diminueraient de 30% d'ici 2030 et 50% d'ici 2050, en raison d'une plus grande digitalisation dans la maintenance et l'exploitation.

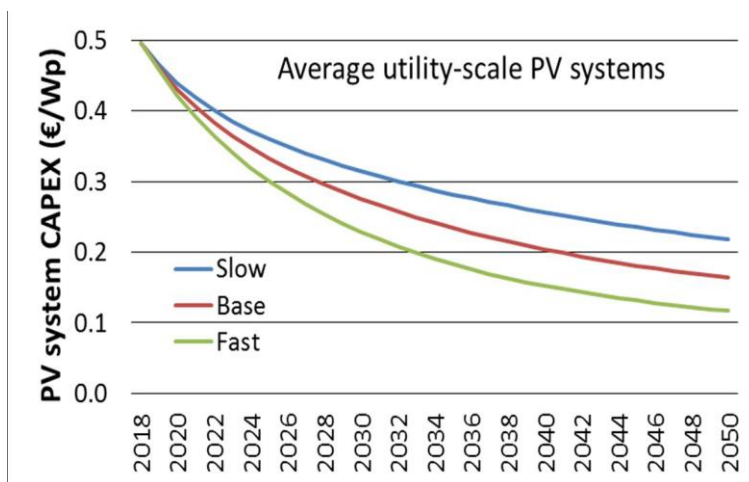


Figure 9 : Trois scénarios de diminution des CAPEX des systèmes photovoltaïques jusque 2050
Sources : Diaporama d'Elina Bosch, Bequerel Institute

Cette baisse du LCOE s'explique également par les progrès technologiques attendus : des modules innovants permettront une meilleure production (demi-cellules), des onduleurs plus efficaces, de meilleurs coefficients de température des modules ainsi qu'une meilleure réponse au faible ensoleillement. Une hausse des rendements peut aussi être anticipée grâce à la généralisation des panneaux bifaciaux en centrale au sol et à une durée de vie des panneaux de 30



ans. En 2018, à travers l'Europe, le prix LCOE était déjà inférieur au prix sur le marché de gros et si on se projette à 2030-2050, avec différentes hypothèses de WACC, le prix au kW devrait être de l'ordre de 1 à 2 ct en 2050. Les centrales au sol avec stockage seront par ailleurs de plus en plus compétitives, en raison des taux d'apprentissage significatifs des batteries Lithium-ion notamment (15-20%), liés au développement de la mobilité électrique.

A l'avenir, après la localisation et le rendement associé, l'élément le plus influençant le LCOE demeurera le WACC (« Weighted average cost of capital »), la part du financement dans le LCOE se maintenant à 30-40%. Le poids du CAPEX du module est appelé à diminuer avec le temps.

IV.2. Développement, aménagement du territoire, concurrence – quels objectifs et ambitions pour les appels d'offres dans le contexte actuel ?

Panel :

- Filip Casaer, Directeur France, Energiekontor
- Vincent Delporte, Chef de bureau, Bureau « Énergies renouvelables », Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES)
- Eckhard Doose, vice-Président, BayernLB
- Alexandre Courcambeck, Business Development Director, Akuo Energy

Après un premier tour de présentation, le débat s'est ouvert avec une question posée à Vincent Delporte sur la conciliation entre biodiversité, lutte contre artificialisation des sols et objectifs de développement du photovoltaïque ambitieux. M. Delporte a confirmé qu'en effet, des contraintes devront être intégrées pour atteindre un tel niveau de réalisation de PV, tout en préservant d'autres enjeux pour le ministère comme la protection de la biodiversité. Certaines mesures ont déjà été mises en place pour orienter les projets. M. Delporte a cité en exemple le « bonus terrain dégradé » dans les appels d'offres, qui permet de diriger les soutiens vers les sols déjà artificialisés. Dans le Plan « place au soleil », les dispositifs d'urbanisme ont été revus pour simplifier la mise en place des ombrières de parking. La Loi énergie-climat a permis également la suppression de certaines contraintes pour des cas spécifiques (centres commerciaux, bâtiments publics etc.), suite à des discussions avec l'ensemble des acteurs et porteurs de projet. La loi énergie-climat prévoit également que toutes les surfaces commerciales et logistiques de plus 1000 m², deviennent soit des toits végétalisés, soit permettent la production d'EnR, avec un seuil minimum de 30%.

Filip Casaer fut ensuite interrogé sur sa vision du marché français. Il a rappelé qu'Energiekontor disposait de 1,5 GW en France, après être entré sur le marché français il y a un an et demi, en déployant une stratégie éolienne et solaire visant à essayer de se passer des appels d'offres et du soutien de l'Etat. D'après lui, il y a plus de freins et d'obstacles en France qu'en Allemagne. Outre la plus grande durée de développement en France, la liste des terrains dégradés ne permettrait pas de développer suffisamment de volume et de capacité pour atteindre les objectifs 2050. Il suggère d'utiliser les sols agricoles « défavorisés », qui constitueraient un apport foncier nécessaire, prenant l'exemple de l'Occitanie : il suffirait, d'après lui, d'utiliser environ 15 000 Ha de terres agricoles, soit 0,5% des hectares disponibles dans cette région pour atteindre l'objectif Région à Energie Positive d'ici 2050. Il croit en la conciliation entre agriculteurs et énergéticiens. M. Eckard Doose soutient ce point de vue, insistant sur les grands espaces disponibles au centre de la France.

Alexandre Courcambeck fut ensuite interrogé sur le rôle que pourrait jouer l'innovation dans un contexte foncier restreint. Après avoir porté un constat positif sur le développement et la maturité du PV en France grâce aux mécanismes de soutien mis en place, tant sur le volet compétitivité que sur le volet de la vente (structuration de leur activité, commercialisation etc.), il a reconnu que l'objectif des 40 GW en photovoltaïque pour 2030 posera la question de l'aménagement des territoires. Pour dégager ces surfaces importantes et nécessaires, on pourrait, selon lui, s'inspirer des territoires insulaires, qui sont par définition des zones de forte contrainte en occupation d'espace et s'appuyer sur



les solutions innovantes comme l'agrivoltaïsme et les centrales flottantes, citant en exemple la récente centrale flottante de Piaulin développé par Akuo. Il s'agirait là de solutions contribuant également à la transition agricole et soutenant d'autres activités locales que la production électrique. Les sites favorables au développement de centrales flottantes (ancienne carrière, retenue de barrage...) ne manquent à priori pas ; on estime à 10 GW les capacités potentielles. M. Eckard Doose, s'est tout de même employé à remettre en cause la rentabilité et la faisabilité de ce genre d'installations innovantes, dans la mesure où elles constitueraient des solutions trop complexes a un problème assez simple.

Suite à ces interventions, Vincent Delporte a souligné le manque d'acceptabilité locale de centrales photovoltaïques installées sur des terres agricoles, mettant en avant la forte résistance des différents acteurs nationaux (syndicats agricoles, MAA). Quand bien même la loi l'autoriserait, les collectivités locales refuseraient de porter les projets ou alors des recours apparaîtraient, se prévalant de directives européennes liées à la protection de la biodiversité. La notion de « paysage remarquable » est également une réalité qu'il faut prendre en considération. Seule une approche au cas par cas, secteur par secteur semble possible. Il faudrait ainsi rassembler plus de données sur les impacts des différentes technologies sur les terrains, afin de sortir de l'approche binaire. La discussion est ouverte, le ministère semblant apporter son soutien à des projets innovants.

Sur le plan de l'acceptabilité, Filip Casar a invité à la nuance en soutenant que les terrains défavorables sur le plan de la productivité agricole et de la qualité des sols sont généralement abandonnés, ne suscitent pas d'intérêt nouveau. Toutes les chambres d'agriculture et communautés de commune ne sont ainsi pas opposées au développement du photovoltaïque sur certains terrains agricoles. La question est posée de la pertinence ou non de s'inspirer de l'exemple allemand, décentralisé et de laisser une plus grande souplesse à chaque région pour choisir le foncier selon son propre territoire. Vincent Delporte a reconnu que les régions françaises avaient un rôle à jouer dans la transition énergétique en termes d'investissements et de planification, via les STRADDET par exemple. Les questions de décentralisation font par ailleurs l'objet d'une réflexion plus générale sur l'Etat, ne relevant pas du MTES. M. Courcambeck soutint ensuite que l'acceptabilité était un problème à ne pas sous-estimer, et mis en avant les discussions sur la définition d'une nouvelle catégorie de terrain dans le prochain appel d'offre de la CRE.

En dehors du débat sur les enjeux du foncier et de la protection de la biodiversité, d'autres sujets ont également été abordés, notamment concernant les freins au développement du PV en France :

- En ce qui concerne le critère du bilan carbone dans l'appel d'offre français, celui-ci a été critiqué par M. Filip Casar. Ressenti comme une pénalisation, il représente selon lui un frein à la compétitivité, notamment à cause du manque de cohérence et d'incitations pour les fabricants. Le marché français ne représente que 1% de la production mondiale de panneaux photovoltaïques. Selon lui, on ne peut pas demander à des fabricants de module de travailler sur des composants très efficaces alors que le reste des composants de la centrale n'est pas soumis aux mêmes exigences. M. Casar a pointé également la faible disponibilité de ce genre de modules et leur prix par conséquent élevé.
- M. Eckard Doose a mis quant à lui en avant la bureaucratisation du développement des projets et les longs délais de recours devant la justice, l'insécurité juridique conduisant à la méfiance des banques et à un manque d'investissements, ce que M. Delporte s'est empressé de contredire, s'appuyant pour ce faire sur un rapport du cabinet d'EY selon lequel la France serait n°3 des investissements en énergie renouvelables.

Enfin, la question des défis du développement des centrales photovoltaïques après 2020 a été posée :

- La fin des appels d'offres et le développement des PPA est sujet à débat. Si Filip Casar préfère la démarche PPA, le prix du marché solaire étant plus bas que celui de l'appel d'offre, un mécanisme de soutien qui sera amené à disparaître prochainement selon lui. Indépendance de soutien d'état et prix compétitif à la bourse représentant in fine, les buts à atteindre, avec une filière capable de s'autogérer. Il faudrait, d'après lui, 3,5 ct€/ kW pour être compétitif et pour être indépendant de tout soutien. M. Eckard Doose



est d'avis lui que les appels d'offres ne sont en effet pas les meilleurs systèmes, comme le révèlent les appels d'offres neutres. Au final, du point de vue d'un banquier, il y a surtout besoin de visibilité à long terme et l'appel d'offre pour le moment garantit cela. Pour M. Delporte, les appels d'offres ne représentent pas une fin en soi. Le développement des PPA est prometteur, mais le rôle de l'Etat dans leur soutien n'est pas clairement défini (un système de garantie d'Etat est néanmoins évoqué).

- M. Courcambeck attire enfin l'attention du public sur la question des coûts du raccordement, qui augmentent d'années en années. Prochainement, ce poste pourrait atteindre jusqu'à 15% du CAPEX. La règle de répartition des coûts, une idée pertinente au départ, s'est aujourd'hui déséquilibrée et la majorité des coûts est portée par les producteurs, les quotes-parts augmentant fortement dans certaines régions.

S'en est suivi, pour conclure, un débat avec le public sur les questions suivantes :

- Comment développer l'agrivoltaïsme sans être incompatible avec l'agriculture, dans le cadre des appels d'offres ? Et au-delà, comment montrer que des projets PPA ne sont pas incompatibles avec l'agriculture ?

Pour M. Courcambeck, avec l'agrivoltaïsme, des solutions concrètes existent, le constat n'est pas celui de l'échec mais plutôt d'un manque de communication, de mise en valeur, les agriculteurs étant dans l'ensemble preneurs de solutions. Des synergies semblent exister. La première étape pour aller de l'avant serait d'abord de bien développer ce concept, faire des retours d'expérience, avant d'élargir à d'autres terres.

- Quelle évolution des coûts de raccordement dans un contexte de stagnation depuis 2012 ? Quelles mesures face à la hausse annoncée ?

Pour Vincent Delporte, la répartition des quotes-parts dans les différentes régions résulte des Schémas S3REnR, et varient ainsi selon la localisation et le potentiel de développement, ce qui peut conduire à une hausse des prix aux vues des objectifs. L'idée est toujours de faire payer les charges en partie par les porteurs de projet et en partie par l'Etat. Des discussions sont en cours mais il ne semble pas y avoir de mesures prévues pour le moment.

- Les parcs solaires favorisent-ils la biodiversité ? Comment appréhender les services rendus par le photovoltaïque ?

Des travaux vont être menés et il faut travailler ensemble sur ces études, afin de définir les critères selon lesquels une centrale photovoltaïque représente une artificialisation des sols.