OFATE
DFBEW

SYNTHÈSE DE CONFÉRENCE

Modèles de financement pour les projets éoliens terrestres : appels d'offres ou développement hors soutien ?

Conférence du 9 novembre 2022

23/03/2023

Auteure :
Lucie Lochon, OFATE · lucie.lochon.extern@bmwk.bund.de

Soutenu par :

Ministère fédéral
de l'Économie
et de la Protection du Climat

en vertu d'une décision
du Bundestag allemand

Soutenu par :

MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE
Liberté
Égalité
Fraternité

Résumé

Cette synthèse présente les principales conclusions de la conférence sur les modèles de financement pour les projets éoliens terrestres : appels d'offres ou développement hors soutien ? (voir le programme de la conférence), organisée par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) le 9 novembre 2022 à Paris. Les adhérents ont la possibilité de télécharger les fichiers audios et les présentations des interventions (en anglais) sur le site de l'OFATE. La présente synthèse ne constitue pas une retranscription littérale des interventions, mais vise à en délivrer les points essentiels.

Lors de la conférence, un panorama du financement des projets éoliens en Europe a été présenté (I.1), ainsi que les cadres réglementaires des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en France (I.2) et en Allemagne (I.3). Lors d'une deuxième partie, les projets citoyens d'énergie en Allemagne (II.1) et la participation financière des citoyens aux projets éoliens en France (II.2) ont été abordés. Lors d'une table ronde, les intervenants ont eu l'occasion de se demander si le financement participatif et la gouvernance partagée peuvent s'imposer comme modèles d'affaires pour l'éolien terrestre (II.3). Par ailleurs, des interventions ont également été consacrées aux perspectives pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat (III.1) ainsi qu'à la poursuite d'exploitation en France et en Allemagne (III.2). Pour conclure cette journée de conférence, les typologies et potentiels de *Corporate Power Purchase Agreements* (CPPAs) ont été abordés (IV.1) ainsi que leur cadre réglementaire (IV.2). Une *keynote* a été donnée sur la pertinence d'une substitution des appels d'offres pour les énergies renouvelables par les PPAs (IV.3). Des intervenants se sont finalement interrogés sur la possibilité du financement des parcs éoliens en dehors des mécanismes de soutien (IV.4).

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.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Contenu

Résumé 2
Disclaimer 3
Introduction 5
I. Cadre réglementaire des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en France et en Allemagne 6
I.1. Le financement des projets éoliens en Europe 6
I.2. Cadre réglementaire et dernières évolutions des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en France 9
I.3. Cadre réglementaire et dernières évolutions des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en Allemagne 11
I.4. Stratégies de formation des prix dans le cadre des nouvelles périodes d'appels d'offres en France et en Allemagne 13
II. Financements citoyens et locaux de projets éoliens 16
II.1. Les projets citoyens d'énergie en Allemagne 16
II.2. La participation financière des citoyens aux projets éoliens en France 18
II.3. Le financement participatif et la gouvernance partagée comme modèles d'affaires pour l'éolien terrestre 20
III. Modèles d'affaires pour les projets éoliens en fin de contrat d'achat 22
III.1. Options, modèles d'affaires et perspectives pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat 22
III.2. Retour d'expérience sur la poursuite d'exploitation de parcs éoliens en fin de contrat d'achat 24
IV. *Corporate power purchase agreement* (CPPA) : retour d'expérience et perspectives 25
IV.1. Typologies et potentiels des *Corporate* PPAs à court et long terme 25
IV.2. Cadre règlementaire et retour d'expérience pratique sur les *Corporate* PPAs 27
IV.3. Les *Corporate* PPAs pour les énergies renouvelables peuvent-ils se substituer aux appels d'offres ? 28
IV.4. Les perspectives de financement des parcs éoliens terrestres en dehors des mécanismes de soutien 31

Introduction

La conférence s'est tenue à Paris le 9 novembre 2022 et a été ouverte par Sven Rösner, directeur de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). Celui-ci est revenu sur le phénomène de pénurie de l'électricité dans le contexte de la période post-covid. Il a rappelé l'intérêt grandissant pour les contrats d'achat d'énergie privés, appelés *Power Purchase Agreements (*PPAs), dans le financement des énergies renouvelables, et plus particulièrement de l'éolien terrestre.

La France et l'Allemagne se sont fixé comme objectif d'atteindre la neutralité climatique dans la première moitié du siècle, respectivement en 2050 et en 2045. Ils ciblent en conséquence des volumes ambitieux en matière de développement de l'éolien terrestre. Dans le cadre du paquet législatif de printemps (*Osterpaket*), l'Allemagne prévoit 115 GW de capacité installée pour 2030[1]. En France, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe un objectif de 24,1 GW pour 2023 et entre 33,2 et 34,7 GW pour 2028[2]. Les énergies renouvelables représentent une part grandissante dans la production d'électricité nette avec 22,5 % en 2021 en France[3] et dans la consommation brute d'électricité avec 46 % en 2022 en Allemagne[4]. En particulier, l'éolien terrestre représente une production nette d'électricité de 103 TWh[5] a en Allemagne en 2022 et de 36,8 TWh en France en 2021[6]. Selon Sven Rösner, l'éolien pourrait ainsi servir de rempart pour la sécurité d'approvisionnement, en particulier dans le contexte de la guerre en Ukraine. Il s'est toutefois interrogé sur la notion d'« âge d'or de l'éolien terrestre », les délais de développement restant, malgré tout, importants. Ce constat ressort du rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) paru en septembre 2022[7]. Selon les premières conclusions, bien que l'année 2022 ait été une année record pour la construction de capacités d'énergies renouvelables, l'AIE estime que cela n'est pas suffisant pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et que d'autres efforts doivent être déployés.

Le financement reste l'un des enjeux principaux pour atteindre les objectifs de développement d'énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre que se sont fixés les pays[8]. Pourtant, Sven Rösner a rappelé que, en France comme en Allemagne, les derniers appels d'offres ont été sous-souscrits[9]. De plus, si les énergies renouvelables représentent une ressource financière importante pour les États, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fait part de son inquiétude sur le phénomène de résiliations anticipées des contrats d'achat conclus dans de précédents appels d'offres[10]. Si le financement des projets éoliens par le biais des mécanismes de soutien public reste, à ce jour, encore important, les investisseurs recherchent de nouveaux modes de financement. Ces derniers, tels que le financement participatif ou encore les PPAs, ont été approfondis lors de la journée de conférence. Les questions suivantes ont notamment été au cœur des échanges :

- Quels sont les cadres juridiques pour les mécanismes d'appels d'offres en France et en Allemagne ?
- Dans quelle mesure le financement participatif et la gouvernance partagée peuvent-ils s'imposer comme modèles d'affaires pour l'éolien terrestre ?
- Quels sont les modèles d'affaires pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat ?
- Quels sont les retours d'expérience sur les CPPAs, et les perspectives ?
- Dans quelle mesure les parcs éoliens peuvent-ils être financés en dehors des mécanismes de soutien ?

[1] Loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, EEG) (en allemand). Pour plus d'informations sur le paquet législatif de printemps, voir: OFATE 2022, Mémo sur le paquet législatif de printemps en Allemagne (lien vers le document).
[2] Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028 (lien).
[3] Cela représente un recul par rapport à 2020 (24,2 %). Voir : RTE 2022, Bilan électrique 2021 (lien vers le site internet).
[4] Agora Energiewende 2023, *Die Energiewende in Deutschland : Stand der Dinge 2022* [La transition énergétique en Allemagne : état des lieux en 2022] (lien, en allemand).
[5] Sur un total de 551 TWh. Voir : Agora Energiewende 2023, *op.cit.*
[6] RTE 2022, Bilan électrique 2021 : Production d'électricité d'origine éolienne (lien vers le site internet).
[7] Agence internationale de l'énergie (AIE) 2022, *Renewables: Energy system overview – More efforts needed* (lien, en anglais).
[8] Agence européenne de l'environnement 2022, *Trends and projections in Europe 2022* (lien, en anglais).
[9] Le 12 octobre 2022, l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*, BNetzA) a publié les résultats des derniers appels d'offres pour les installations éoliennes terrestres, entre autres. Sur le volume de 1 320 MW appelé, seules 87 offres représentant 772 MW ont été déposées et acceptées (lien vers le communiqué de presse, en allemand). En France, lors de la deuxième période de l'appel d'offres « PPE 2 », sur le volume de 925 MW appelé, seules 18 offres représentant 337,15 MW ont été déposées. 17 projets ont été retenus pour une puissance cumulée de 293,95 MW (lien).
[10] CRE 2022, La CRE réévalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 – 32,7 Md€ (lien).

I. Cadre réglementaire des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en France et en Allemagne

La conférence a débuté par un panorama du financement des projets éoliens en Europe (I.1) et s'est poursuivie par une présentation du cadre réglementaire et des dernières évolutions des mécanismes de soutien en France (I.2) et en Allemagne (I.3). La première partie de la conférence s'est conclue par un exposé sur les stratégies de formation des prix dans le cadre des nouvelles périodes d'appels d'offres en France et en Allemagne (I.4).

I.1. Le financement des projets éoliens en Europe

Présentation :
Panorama du financement des projets éoliens en Europe : acteurs, structures, prix de l'électricité
- Alexandra Bonanni, Responsable du laboratoire stratégie pour l'énergie et les services, Capgemini

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Alexandra Bonanni, responsable du laboratoire stratégie pour l'énergie et les services au sein du cabinet de conseil Capgemini, a dressé un panorama du financement des projets éoliens en Europe, en revenant tout d'abord sur le plan *REPowerEU* présenté le 18 mai 2022 par la Commission européenne[11]. Ce plan réhausse notamment certains objectifs du paquet *Fit for 55* présenté le 14 juillet 2021[12]. Comme le montre la figure 1, **le plan porte le total des énergies renouvelables à 1 236 GW en 2030**, soit une multiplication par près de deux de la capacité installée par rapport à 2020. L'intervenante a toutefois rappelé que certains pays, dont la France, la Belgique et la Pologne, sont déjà en retard sur les objectifs initiaux.

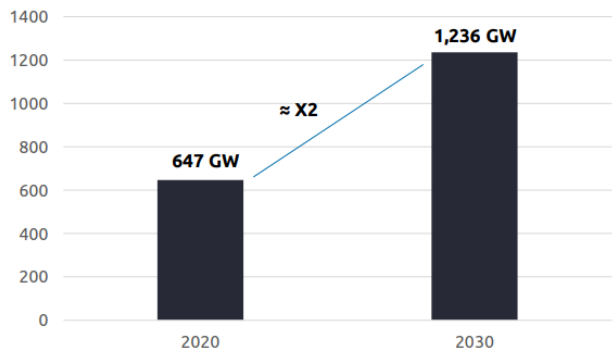

Figure 1 : Évolution des objectifs de capacité installée dans le cadre du plan REPowerEU. Source : Alexandra Bonnani, Capgemini.

Alexandra Bonanni est ensuite revenue sur une étude de WindEurope[13], qui estime que **116 GW de nouveaux parcs éoliens seront installés au cours de la période 2022-2026 en Europe**. Cela représente **23 GW par an en moyenne**, ce qui, selon elle, reste trop faible pour atteindre l'objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2030[14]. Toujours selon cette étude, **les pays devraient**

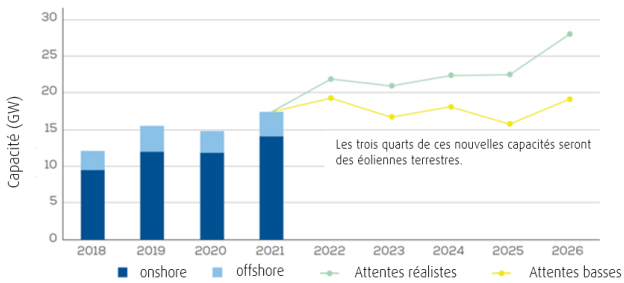

Figure 2 : Projections de la capacité installée onshore et offshore entre 2022 et 2026 en Europe. Source : Alexandra Bonnani, Capgemini. Traduction : OFATE.

[11] Ce plan vise à rendre l'Union européenne indépendante le plus rapidement possible des importations d'énergie provenant de Russie et à accélérer la transition vers une énergie propre (lien vers le communiqué de presse, lien vers le Plan *REPowerEU*).
[12] Commission européenne 2021, « Ajustement à l'objectif 55 » : atteindre l'objectif climatique à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique (lien).
[13] WindEurope 2022, *Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026* (lien, en anglais).
[14] D'après l'objectif inscrit dans la révision de la directive européenne sur les énergies renouvelables (*Renewable Energy Directive*, RED II). Dans le cadre de la communication *REPowerEU*, la Commission propose que cet objectif soit réhaussé à 45 %. Cette proposition a été approuvée par les parlementaires européens le 14 septembre 2022 (lien vers le communiqué de presse). Les États membres doivent encore s'accorder sur ce point.

installer en moyenne 32 GW par an entre 2022 et 2030 pour que l'objectif puisse être atteint (cf. Figure 2). D'après la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la France doit atteindre 24,1 GW en 2023 et entre 33,2 et 34,7 GW en 2028 pour l'éolien terrestre. En conservant le rythme de développement actuel, Alexandra Bonanni estime qu'en 2027, la France atteindra une capacité installée de 27 GW[15]. Au-delà de la libération des fonds nécessaires, il serait nécessaire de mettre en place des mécanismes d'incitations permettant de stimuler l'attractivité et donc d'encourager l'investissement dans la filière, toujours selon l'intervenante.

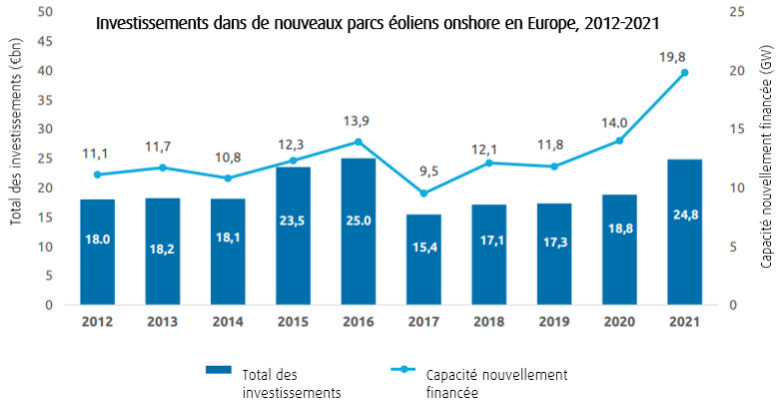

Figure 3 : Investissements dans les nouveaux parcs éoliens onshore en Europe pour la période 2012-2021. Source : Alexandra Bonnani, Capgemini. Traduction : OFATE.

La dernière décennie a connu une montée en puissance des nouvelles capacités financées, en grande partie grâce à la baisse des coûts des dépenses d'investissement (*Capital expenditure*, CAPEX) explique Alexandra Bonanni. En 2021, par exemple, **24,8 milliards d'euros ont été investis pour 19,8 GW de capacité supplémentaire en Europe** (cf. Figure 3). Les dépenses d'investissement moyennes nécessaires pour chaque MW de nouvelle capacité d'énergie éolienne ont été de 1,3 million d'euros, soit le chiffre le plus bas jamais enregistré selon Alexandra Bonnani. Malgré cette évolution positive, l'intervenante a conclu que cela ne serait pas suffisant pour atteindre les objectifs de développement de l'éolien terrestre. La chute considérable et non anticipée du coût actualisé de l'énergie (*levelized cost of energy*, LCOE) des renouvelables et son inscription dans un contexte d'inflation à deux chiffres sur les matériaux bruts pourraient avoir des effets problématiques, estime l'intervenante. De plus, si cette dernière insiste sur la présence de quatre investisseurs majeurs dans les renouvelables dans le monde, capables de financer des projets à forte intensité capitalistique – puis huit d'ici 2030 – cela ne suffirait pas pour financer l'intégralité des capacités additionnelles nécessaires. Enfin, le besoin de sécurisation du CAPEX lors du lancement d'un projet entraine une tendance moins favorable à l'investissement, toujours selon l'intervenante.

A. Bonnani a ensuite dressé un panorama des actions de la Commission européenne en matière de libération des fonds. Elle a expliqué que la Commission européenne met à disposition des montants importants pour financer les énergies renouvelables, sous la forme de **prêts** (*loan*) ou d'**allocations** (*grants*)[16]. Les pays européens ont également libéré des moyens significatifs dans le cadre des **plans nationaux de relance et de résilience** pour créer de l'attractivité au profit des renouvelables (cf. Figure 4).

[15] Pour l'éolien offshore, Alexandra Bonnani note qu'il n'y aura aucune nouvelle capacité installée en 2023. Celle-ci s'élève à 1,5 GW contre un objectif de 2,4 GW fixé par la PPE, selon les données de France Énergie Éolienne 2022, Observatoire de l'éolien 2022 (lien).

[16] En 2020, la Commission européenne a proposé le plan de relance pour l'Europe, *NextGenerationEU*, destiné à aider les États membres à faire face aux conséquences économiques et sociales suite à la pandémie de covid. Au total, ce sont 750 milliards d'euros qui sont alloués aux divers programmes de l'Union européenne, tels qu'Horizon Europe, le Fonds pour une transition juste (*Just Transition Fund*) ou encore la Facilité pour la reprise et la résilience (*Recovery and Resilience Facility*). Cette dernière vise principalement à soutenir la transition écologique et numérique des États membres, sous la forme de prêts et de subventions. Le plan de relance européen impose un minimum de 37 % de dépenses pour des investissements respectueux du climat. Afin de bénéficier de ces fonds, les États membres devaient soumettre à la Commission européenne des plans détaillant la manière dont ces fonds seraient utilisés. Voir : Commission européenne 2020, Plan de relance pour l'Europe (lien vers le site internet). Pour plus d'informations sur la France, voir : Plan national de relance et de résilience. Pour plus d'informations sur l'Allemagne, voir : *Deutscher Aufbau- und Resilienzplan* [Plan allemand de relance et de résilience] (lien, en allemand).

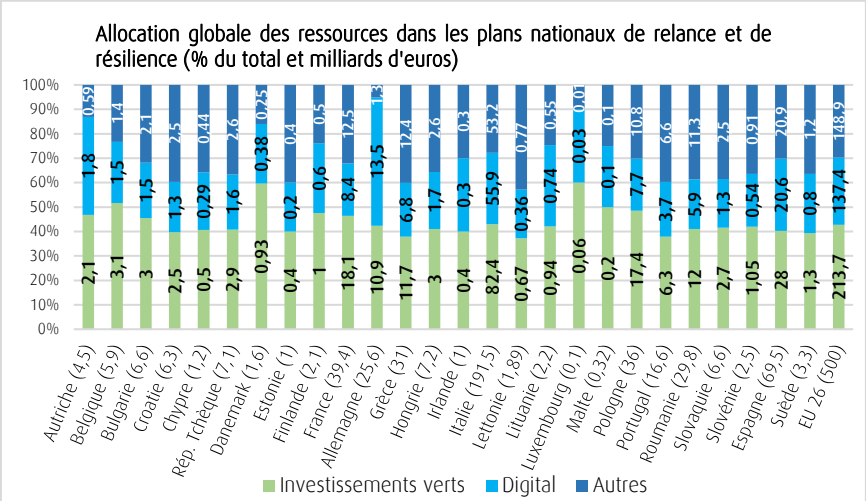

Figure 4 : Allocation globale des ressources dans les plans nationaux de relance et de résilience. Source : Bruegel 2022, Présentation Alexandra Bonnani, Capgemini. Traduction : OFATE.

Alexandra Bonanni a également rappelé qu'aux montants mis à disposition dans le cadre du Plan de relance pour l'Europe (cf. Figure 4) ainsi qu'aux projets importants d'intérêt européen commun (*Important Project of Common European Interest*, IPCEI)[17] s'ajoutent des mécanismes spécifiques à chaque pays visant à augmenter l'attractivité et à sécuriser les investissements, parmi lesquels :

- Les tarifs d'achat d'électricité (*feed-in tariffs*, FIT) ;
- Les contrats pour la différence (*Contract for difference*, CfD) ou le prix de référence ;
- Les PPAs ;
- Les appels d'offres ;
- Les prêts et obligations ;
- Des avantages fiscaux et exemptions de taxe ;
- Des réquisitions territoriales pour libérer du foncier[18].

Malgré cette tendance de mise à disposition des fonds, l'intervenante a montré que **des obstacles au déploiement de l'éolien persistent**. Ils sont liés à différents facteurs :

- **Les coûts :**
  - Impact direct de l'augmentation du coût des matières premières, qui a doublé en un an, sur les coûts du CAPEX ;
  - Problèmes dans la chaîne d'approvisionnement mondiale ;
  - Risque de ne pas toucher le tarif attendu.
- **La procédure légale** : des goulets d'étranglement persistent en matière d'octroi de permis. En France par exemple, A. Bonnani montre que 4,5 GW de projets éoliens ont été bloqués pour des raisons purement administratives[19].
- **L'acceptabilité locale** : les projets d'énergies renouvelables font face à des délais plus longs du fait d'un manque d'acceptabilité.

[17] Commission européenne, *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) (lien vers le site internet, en anglais).
[18] Comme en Allemagne, avec la nouvelle loi sur l'éolien terrestre. *Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land* (*Wind-an-Land-Gesetz*) [Loi sur l'augmentation et l'accélération du développement de l'énergie éolienne terrestre] (lien, en allemand). Voir : Bundesregierung 2022, L'éolien renforcé en Allemagne (lien).
[19] France Énergie Éolienne 2022, Observatoire de l'éolien 2022 (lien).

- **La main d'œuvre** : le coût de la main d'œuvre et de la sous-traitance locale se pose en France. L'intervenante rappelle que l'objectif, en France, est que chaque projet puisse se prévaloir de 10 % de sous-traitance française jusqu'au troisième ou quatrième rang de sous-traitance. L'intervenante a souligné que les investisseurs sont déjà attentifs à ce facteur.
- **Les infrastructures** : la modernisation du réseau est nécessaire afin de pouvoir injecter des capacités variables. On ne peut pas injecter de capacités intermittentes sans risquer de problèmes d'équilibrage. Le développement des renouvelables ne peut pas se faire s'il n'y a pas d'adaptation à la maille, conclut l'intervenante.

I.2. Cadre réglementaire et dernières évolutions des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en France

Présentation :
Mécanismes de soutien pour les projets éoliens en France : cadre réglementaire et dernières évolutions
- Violaine Tarizzo, Adjointe au Chef de bureau, Bureau « Énergies renouvelables », Ministère de la Transition énergétique

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Violaine Tarizzo, adjointe au chef du bureau des énergies renouvelables au sein du ministère de la Transition énergétique (MTE), est revenue en premier lieu sur les objectifs de la France en matière de développement de l'éolien terrestre, inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)[20]. D'ici 2028, la capacité installée devra être multipliée par deux environ par rapport à juin 2022 pour **atteindre près de 34 GW**. Violaine Tarizzo a ensuite présenté les deux outils tarifaires majeurs pour permettre d'atteindre ces objectifs :

- **L'arrêté tarifaire** : réservé aux petits projets afin de leur permettre d'avoir un tarif d'achat de l'électricité produite sans procédure de mise en concurrence. Il s'applique aux parcs préalablement autorisés, comportant **au maximum six éoliennes**, ne dépassant pas une **puissance unitaire maximale de 3 MW**. De plus, l'arrêté instaure une règle de **distance minimale de 1 500 mètres entre deux parcs** ayant les caractéristiques pour être éligibles à ce type de soutien, sauf s'il n'y a aucun lien entre les deux parcs[21]. L'intervenante est ensuite revenue sur les changements entrés en vigueur au 1er juillet 2022 via l'arrêté tarifaire modificatif du 27 avril 2022[22]. Ce dernier a, selon elle, considérablement réduit le champ d'application de l'arrêté tarifaire précédemment en vigueur. Désormais, le projet éolien, en plus des conditions énumérées ci-dessus, doit être **un projet à dimension citoyenne**[23] ou **un projet dans lequel la taille des éoliennes est limitée du fait de contraintes liées à l'aviation civile et militaire**.

- **La procédure d'appels d'offres** : concerne de plus gros projets. Cette procédure s'applique aux **parcs de plus de six éoliennes** ou aux **parcs de six éoliennes ou moins mais ayant une puissance unitaire supérieure à 3 MW**, et ne pouvant donc pas bénéficier de l'arrêté tarifaire. Un parc de six éoliennes ou moins respectant le critère de 3 MW de puissance unitaire maximale mais ne respectant pas la distanciation de 1 500 mètres par rapport à un parc bénéficiant de l'arrêté tarifaire doit également être soumis à la procédure d'appels d'offres. L'autorisation préalable est une condition nécessaire pour prendre part à cette procédure. Contrairement à l'arrêté

[20] Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (lien).
[21] Violaine Tarizzo explique notamment que cela permet d'éviter qu'un parc de 12 éoliennes, qui respecterait la puissance unitaire maximale autorisée de 3 MW par lot de 6 turbines puisse être scindé en deux pour obtenir deux tarifs via le mécanisme d'arrêté tarifaire.
[22] Arrêté du 27 avril 2022 modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum (lien).
[23] Un projet citoyen est un projet dans lequel les communautés locales et les citoyens, au minimum de 50, possèdent au moins 51 % des fonds propres et 51 % des droits de vote. Le producteur peut également être une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités, ou encore une société coopérative.

tarifaire, il ne s'agit pas de demander un tarif pour l'obtenir si les conditions d'éligibilité sont respectées, mais d'une mise en concurrence des projets entre eux, a rappelé V. Tarizzo. Le seul critère d'attribution est, dans ce cadre, le coût. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) publie un cahier des charges dans lequel elle appelle une certaine puissance, définie à l'avance pour atteindre les objectifs de la PPE. La CRE étudie les offres déposées et les classe par ordre de prix croissants[24]. Les parcs pour lesquels les tarifs demandés sont les plus élevés ne sont pas forcément retenus. Le ministre en charge de l'énergie désigne les lauréats qui obtiennent un complément de rémunération, équivalent à un contrat pour la différence (*Contract for Difference*, CfD), avec EDF Obligation d'achats. La procédure d'appels d'offres favorise les projets citoyens : dans le cahier des charges en vigueur pour la nouvelle période d'appels d'offres (AO PPE2)[25], **les projets citoyens se voient attribuer des points supplémentaires dans la note globale[26] de sélection**. Dans cette note, sur 100 points, jusqu'à 95 points sont accordés au prix et jusqu'à 5 points à la participation citoyenne. Ainsi, les projets avec une composante citoyenne peuvent candidater avec un tarif plus élevé que les autres parcs afin de prendre en compte les coûts supplémentaires liés à la dimension citoyenne du projet, a expliqué l'intervenante, le but étant de favoriser le développement de ces projets et d'encourager l'inclusion des citoyens dans les projets éoliens.

L'intervenante a rappelé que l'arrêté tarifaire, tout comme la procédure d'appels d'offres, fonctionnent sur la base d'un complément de rémunération. Si le prix du marché est plus bas que le tarif de référence convenu, l'État reverse la différence au producteur pour atteindre le tarif cible qui a été fixé. En revanche, si le prix de marché est plus élevé que le tarif cible, le surplus perçu par le producteur doit être reversé à l'État[27].

Pour finir, Violaine Tarizzo a expliqué que les appels d'offres ont été calibrés dans une situation économique dans laquelle les prix de marché étaient normaux et dans un contexte de faible inflation sur le prix des matériaux. Selon elle, ils ne sont plus adaptés à la nouvelle situation économique. Elle a présenté les mesures mises en œuvre pour que les parcs éoliens puissent faire face à la situation économique difficile du moment, parmi lesquelles :

- L'instauration d'une période supplémentaire avant l'activation du CfD et la **possibilité pour les lauréats de vendre leur électricité sur le marché avant l'activation du CfD** pour les installations dont la mise en service a lieu entre le 1er septembre 2022 et le 31 décembre 2024[28] ;
- La **possibilité d'augmenter la puissance de l'installation avant l'activation du CfD**[29].

Depuis la conférence d'autres mesures ont été instaurées :

- L'**indexation du tarif d'achat sur l'inflation** pour les parcs de moins de six éoliennes entre la date d'obtention du tarif et le début du contrat[30] ;
- Dans les futurs appels d'offres, l'**indexation du tarif d'achat sur l'inflation** entre la date d'obtention du contrat de complément de rémunération et le 12ème mois avant l'activation du CfD, pour les parcs soumis à la procédure d'appels d'offres, afin de prendre en compte la hausse des coûts pouvant survenir durant cette période[31].

[24] Entre 2022 et 2026, la PPE fixe la puissance appelée à 1 850 MW hors repowering, répartis en deux périodes par an. Violaine Tarizzo estime qu'il s'agit de volumes importants et précise qu'actuellement les volumes lauréats sont plus faibles que la puissance appelée, tout comme en Allemagne.
[25] Voir le cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre – AO PPE2 (lien).
[26] Dans la procédure d'appel d'offres précédente (dite « CRE 4 »), qui s'est achevée mi-2021, les projets citoyens obtenaient un bonus. Les projets lauréats disposant d'une dimension citoyenne pouvaient bénéficier d'un bonus entre 1 et 3 €/MWh sur le tarif d'achat demandé (lien vers le cahier des charges précédent).
[27] On parle alors de complément de rémunération négatif.
[28] Voir l'avis modificatif du 30 août 2022.
[29] *Ibid.*
[30] D'après l'arrêté du 29 décembre 2022 modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum (lien vers l'arrêté).
[31] Voir le cahier des charges, *op.cit.*

I.3. Cadre réglementaire et dernières évolutions des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en Allemagne

Présentation :
Mécanismes de soutien pour les projets éoliens : cadre réglementaire et dernières évolutions – retour d'expérience de la Rhénanie-du-Nord-Westphalie

- Julian Rosin, Chargé de mission, Département Énergies renouvelables, Ministère de l'Économie, de l'Industrie, de la Protection de l'Environnement et de l'Énergie de la Rhénanie-du-Nord-Westphalie (*Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie*, MWIKE).

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Julian Rosin, chargé de mission au sein du département des énergies renouvelables du Ministère de l'Économie, de l'Industrie, de la Protection de l'environnement et de l'Énergie de Rhénanie-du-Nord-Westphalie, a dressé un panorama du cadre réglementaire et des dernières évolutions des mécanismes de soutien pour les projets éoliens en Allemagne. Il s'est ensuite penché sur la situation à l'échelle du *Land* de Rhénanie-du-Nord-Westphalie. Julian Rosin a rappelé qu'en novembre 2022, l'Allemagne comptait **28 378 éoliennes en service** pour une **capacité installée de 57 204 MW**. En 2021, cela représentait 117 TWh d'électricité, soit entre 20 et 25 % de la production brute d'électricité en Allemagne. Si l'énergie éolienne, terrestre et en mer, représente la plus grande part de la production d'électricité en Allemagne[32], Julian Rosin explique que le développement de l'éolien terrestre ne se déroule pas aussi rapidement que prévu. Il est revenu sur la dynamique d'accélération mise en oeuvre à l'échelle fédérale avec le paquet législatif de printemps (*Osterpaket*) et les nouvelles lois annoncées à l'été 2022[33]. Le but est d'accélérer son déploiement en adoptant des mesures sur plusieurs plans : cadre financier, disponibilité des surfaces, accélération des procédures d'autorisation, protection des espèces ou encore conciliation avec l'aviation militaire et le trafic aérien.

Julian Rosin est revenu sur le cadre réglementaire du financement de l'éolien terrestre, dont le socle est **la loi sur les énergies renouvelables** (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, EEG)[34]. La dernière version de cette loi est entrée en vigueur au 1er janvier 2023. Le soutien public de l'éolien a débuté en 2000 *via* une garantie d'achat et une rémunération fixe par kWh pour permettre l'entrée sur le marché de cette énergie, a rappelé l'intervenant. Depuis, des ajustements ont été apportés. Selon l'intervenant, l'année 2017 a représenté un changement de paradigme. En effet, c'est à partir de cette date qu'a été introduite la procédure d'appels d'offres pour l'éolien terrestre en Allemagne avec la fixation de quantités maximales subventionnées annuelles pour l'installation de nouvelles capacités de production d'électricité.

Julian Rosin a ensuite détaillé le fonctionnement de la rémunération dans le cadre de la procédure d'appels d'offres. La principale forme de rémunération est la **commercialisation directe avec complément de remunération** (*geförderte Direktvermarktung*). Dans ce modèle, l'exploitant de la centrale commercialise lui-même l'électricité et reçoit un complément de rémunération (*Marktprämie*) en plus du prix obtenu sur le marché. Contrairement au complément de rémunération en vigueur en France, **le complément allemand ne peut pas être négatif**. Celui-ci est déterminé sur la base d'un mois civil et est calculé à partir du tarif obtenu dans l'appel d'offres et de la valeur mensuelle du marché (*Marktwert*) relative à l'énergie concernée. Julian Rosin a rappelé que, dans le cadre de l'éolien terrestre, le système pay as bid (*Gebotspreisverfahren*) s'applique. La valeur attribuée est celle que le candidat a proposée et pour laquelle il a obtenu un contrat. Cette procédure est pilotée par l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*, BNetzA). La loi EEG fixe les volumes et les délais des appels d'offres annuels. Afin d'atteindre les nouveaux objectifs, la loi EEG 2023

[32] D'après les données issues du rapport d'Agora Energiewende publié en janvier 2023, l'éolien terrestre et l'éolien en mer représentent respectivement 18 % et 5 % de la production nette d'électricité en Allemagne en 2022. Voir : Agora Energiewende 2023, *Die Energiewende in Deutschland : Stand der Dinge 2022* [La transition énergétique en Allemagne : état des lieux en 2022] (lien, en allemand).
[33] Pour plus de détails sur le paquet législatif de printemps, voir: OFATE juin 2022, Mémo sur le paquet législatif de printemps (lien vers le document).
[34] Loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG,* en allemand).

augmente le volume appelé des appels d'offres[35]. Selon Julian Rosin, il est probable que tout ne soit pas souscrit. **La tendance est d'ailleurs à une sous-souscription des volumes des appels d'offres**[36], a rappelé l'intervenant.

Après avoir présenté le cadre à l'échelle fédérale, Julian Rosin s'est concentré sur le *Land* de Rhénanie-du-Nord-Westphalie, qui dénombre, au 30 septembre 2022, **un peu plus de 3 600 éoliennes pour une capacité installée de 6 589 MW**. La Rhénanie-du-Nord-Westphalie fait partie des *Länder* dont le développement éolien terrestre est le plus élevé, derrière la Basse-Saxe, le Brandebourg et le Schleswig-Holstein[37]. Malgré cela, Julian Rosin estime que le niveau reste trop faible pour atteindre les objectifs ambitieux de développement de l'éolien terrestre. Il a en effet souligné que le nouveau gouvernement du *Land* s'était fixé pour **objectif d'installer 1 000 nouvelles éoliennes au cours des cinq prochaines années**[38].

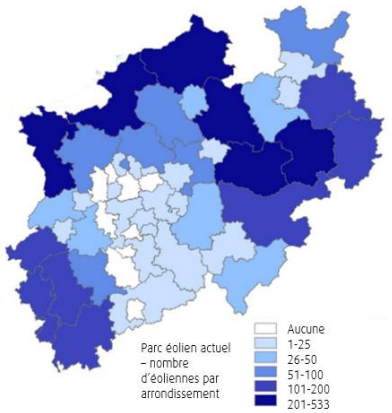

Figure 5 : Parc éolien actuel en Rhénanie-du-Nord-Westphalie. Source : Julian Rosin, MWIKE. Traduction : OFATE.

Ce nouvel objectif représente, selon lui, un défi relativement important pour le *Land* de Rhénanie-du-Nord-Westphalie. En effet, selon une étude de potentiel[39], les nouvelles éoliennes seront principalement construites dans les régions dans lesquelles se trouve déjà la plus forte densité d'éoliennes (cf. Figure 5). Le territoire risque donc d'être confronté à des enjeux en termes de mise à disposition des surfaces, de protection des espèces et d'acceptabilité de la population, selon l'intervenant. À ces défis, s'ajoute celui de la réduction de la durée des procédures d'autorisation[40].

En conclusion, Julian Rosin est revenu sur les autres enjeux auxquels fait face l'éolien terrestre en Allemagne, parmi lesquels :

- La **hausse des taux d'intérêt** de 1 % en 2021 et jusqu'à 4-5 % en novembre 2022 sans mise en oeuvre d'un ajustement relatif à l'inflation dans la loi EEG ;
- La **hausse des prix** de 30 à 50 % liée à une hausse des coûts des matériaux et des matières premières, ainsi qu'à des problèmes dans la chaine de production ;
- Le **niveau non réévalué des tarifs EEG**, qui ne sont plus suffisants pour assurer le financement bancairem compte-tenu des coûts ayant fortement augmenté depuis l'attribution du contrat.

[35] À partir de 2023, il y aura quatre dates d'appel d'offres par an, le volume des offres sera de 12 840 MW en 2023, puis 10 000 MW par an entre 2024 et 2028.
[36] Lors de la dernière période de soumission de 2022, 1 320 MW ont été mis aux enchères et 87 offres ont été soumises pour un total de 773 MW (lien vers le communiqué de presse, en allemand). Pour pallier cette situation, la BNetzA a été autorisée à augmenter le prix plafond des appels d'offres de 25 % contre 10 % auparavant (lien vers le communiqué de presse, en allemand).
[37] Deutsche Windguard 2022, *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Erstes Halbjahr 2022* [État des lieux du développement de l'énergie éolienne terrestre en Allemagne – Premier semestre 2022] (lien, en allemand).
[38] Le gouvernement du *Land* a pour cela mis en oeuvre une *task force* « accélération du développement de l'énergie éolienne en Rhénanie-du-Nord-Westphalie » (lien vers le communiqué de presse, en allemand).
[39] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen 2022, *Potenzial Studie Windenergie NRW* [Étude de potentiel pour le Land de Rhénanie-du-Nord-Westfalie] (lien, en allemand).
[40] D'après Julian Rosin, le délai moyen du développement du projet, de l'idée à l'installation, est, dans la plupart des cas, compris entre cinq et sept ans.

Pour faire face à ces enjeux, il a finalement présenté les solutions envisagées à l'échelle fédérale, avec entre autres :

- Une **augmentation du plafond de prix dans les appels d'offres**[41];
- L'**indexation des offres** affectées en fonction de la hausse du coût des matériaux et de l'inflation ;
- L'**abaissement des taux d'intérêt actuels** par le biais de programmes de subventions pour les projets éoliens *via* la banque publique d'investissement allemande (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*, KfW) ;
- La **mise en oeuvre de garanties par l'État** pour réduire le risque pour les partenaires des projets éoliens.

I.4. Stratégies de formation des prix dans le cadre des nouvelles périodes d'appels d'offres en France et en Allemagne

Présentation :
Stratégies de formation des prix dans le cadre des nouvelles périodes d'appels d'offres en France et en Allemagne
- Ivo Schmidt-Sierra, Consultant éolien onshore, Enervis

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

La première partie de la conférence s'est conclue par l'intervention d'Ivo Schmidt-Sierra, consultant pour l'éolien onshore au sein de la société de conseil Enervis. Dans le but d'expliquer les stratégies de formation des prix dans le cadre des nouvelles périodes d'appels d'offres en France et en Allemagne, il est tout d'abord revenu sur le résultat des appels d'offres précédents avant de présenter une évaluation des futurs appels d'offres.

Résultat des appels d'offres précédents et les développements historiques :

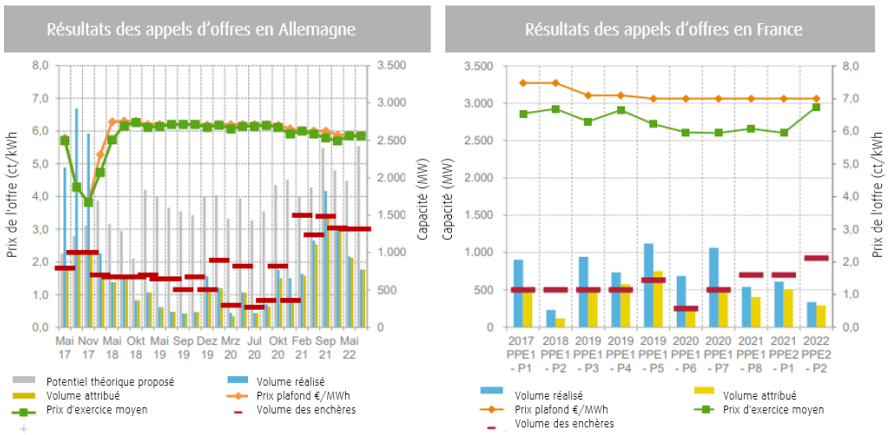

Figure 6 : Les résultats des appels d'offres en Allemagne et en France entre 2017 et 2022. Source : Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Traduction : OFATE.

Les résultats des appels d'offres en Allemagne (cf. Figure 6) montrent que le taux de participation aux appels d'offres était très élevé en 2017, explique Ivo Schmidt-Sierra. Les projets d'énergie citoyenne bénéficiaient d'un cadre juridique préférentiel jusqu'en 2018[42]. Après une forte hausse des volumes proposés et une phase de récupération, **l'Allemagne fait face à une forte sous-souscription**, évoquée également précédemment par Julian Rosin (I.3).

En France, la situation est différente, a rappelé l'intervenant. Les volumes appelés sont moins importants et sont moins fortement sous-souscrits, qu'en Allemagne. De plus, le prix plafond et le prix d'exercice moyen tendent à se rapprocher dans les appels d'offres dits « PPE2 »[43] tandis qu'ils ont toujours été proches en Allemagne. L'intervenant

[41] Depuis la conférence, cette mesure a été introduite (lien vers le communiqué de presse, en allemand).
[42] Voir notre newsletter de février 2018.
[43] À partir de mi-2021.

constate toutefois qu'une hausse dans les volumes appelés des appels d'offres est prévue dans les deux pays, avec respectivement près de 13 GW en 2023 puis 10 GW par an entre 2024 et 2028 pour l'Allemagne et 1 850 MW par an entre 2022 et 2026 pour la France.

Ivo Schmidt-Sierra est ensuite revenu sur les facteurs actuels ayant une influence sur le prix des offres, en France et en Allemagne, à savoir :

- La multiplication par plus de deux des valeurs de marché ;
- L'augmentation des coûts du CAPEX d'environ 30 % ;
- Le plafonnement du prix de l'électricité.

Selon lui, si l'augmentation des valeurs marchandes a un effet réducteur sur les prix des offres, l'augmentation des coûts du capital et des ressources a un effet inverse. Le plafonnement du prix de l'électricité apporterait, quant à lui, des incertitudes supplémentaires pour les candidats des appels d'offres.

<u>Évaluation des futurs appels d'offres :</u>

Ivo Schmidt-Sierra a ensuite présenté le modèle développé par Enervis pour modéliser les prochains appels d'offres. Les données utilisées permettent de modéliser **la structure quantitative de l'appel d'offres**, selon le nombre d'installations susceptibles de participer à la procédure et le prix de l'offre. L'intervenant a rappelé que le modèle tient également compte des augmentations stratégiques des prix de l'offre. S'appuyant sur les données d'Enervis liées aux zones d'implantation, à la vitesse du vent, le modèle peut estimer la capacité déposée et calculer le rendement pour former une courbe de prix.
Pour déterminer la structure de prix, l'intervenant a présenté les trois scénarios envisagés :

- **Scénario A** : sous-souscription du volume appelé ;
- **Scénario B** : souscription proche du volume appelé avec des prix élevés. Ce scénario serait le plus difficile à pronostiquer selon l'intervenant ;
- **Scénario C** : sur-souscription du volume appelé. Il s'agit d'une situation avec beaucoup d'installations et un niveau de prix très bas.

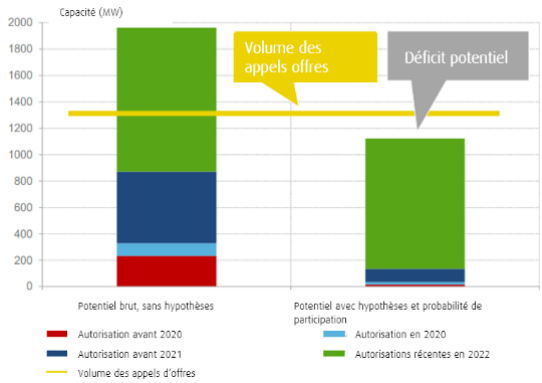

Figure 7 : Modèle de réduction des quantités offertes.
Source : Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Traduction : OFATE.

Pour déterminer le volume de projets éoliens qui participera réellement aux futurs appels d'offres, le potentiel brut doit être réduit par les quotas de participation des différentes catégories de centrales (cf. Figure 7). Les critères pris en compte pour la réduction ont été détaillés par Ivo Schmidt-Sierra. Sont ainsi déduits : les projets très anciens, les projets faisant l'objet d'une procédure judiciaire en cours, les projets déjà primés ou encore la catégorie spécifique du taux de participation.

Pour estimer un tarif de référence réaliste, l'intervenant a détaillé les deux scénarios pris en compte dans le modèle :

- **Le scénario d'appel d'offres basé sur le coût** (*cost-based scenario*) : dans ce scénario, tous les candidats enchérissent selon leur *indifference price* et le plus offrant fixe le prix marginal. Dans cette situation, on constate une légère sous-souscription (cf. Figure 8).

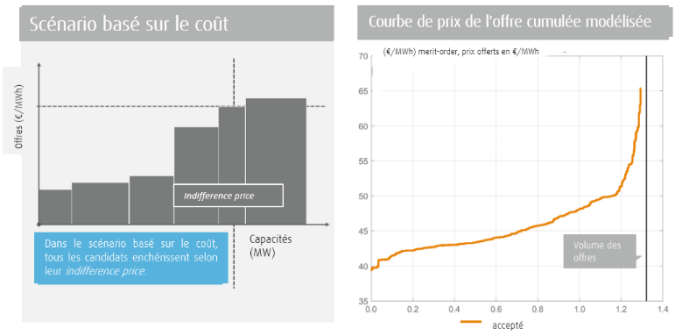

Figure 8 : Scénario basé sur le coût. Source : Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Traduction : OFATE.

- **Le scénario d'appel d'offres stratégique** (*strategic bidding scenario*) : Ce scénario comprend une simulation dite « Monte Carlo » des capacités participantes et de leurs paramètres d'entrée. Cette simulation permet, pour chaque prix proposé, d'attribuer une probabilité de réussite, a expliqué Ivo Schmidt-Sierra. Lorsque les investisseurs se basent sur cette méthode, ils réduisent les incertitudes, puisque chaque offre est accompagnée d'une probabilité d'attribution, estime l'intervenant (cf. Figure 9).

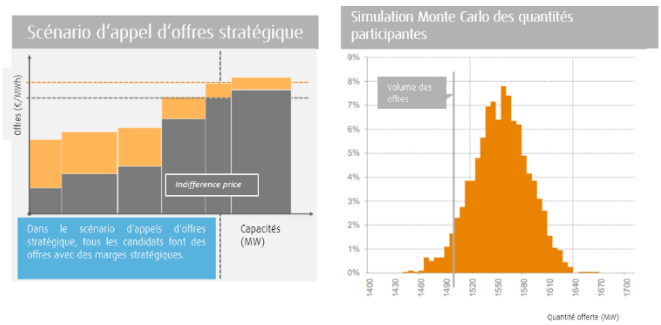

Figure 9 : Scénario d'appel d'offres stratégique. Source : Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Traduction : OFATE.

II. Financements citoyens et locaux de projets éoliens

Pour conclure la matinée, les intervenants se sont penchés sur les financements citoyens et locaux de projets éoliens. Les projets citoyens d'énergie en Allemagne ont tout d'abord été abordés par le prisme de l'évolution du cadre juridique dans les appels d'offres (II.1). Ensuite, la participation financière des citoyens aux projets éoliens en France a été détaillée (II.2). Pour finir, les intervenants de la table ronde se sont interrogés sur le financement participatif et la gouvernance partagée comme modèles d'affaires pour l'éolien terrestre, ainsi que sur leurs avantages et inconvénients respectifs (II.3).

II.1. Les projets citoyens d'énergie en Allemagne

Présentation :
Les projets citoyens d'énergie en Allemagne : évolution du cadre juridique ans les appels d'offres et nouveau programme citoyen
- Valerie Lange, Chargée de mission politique énergétique, Green Planet Energy

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Valerie Lange, chargée de mission politique énergétique au sein du fournisseur d'électricité Green Planet Energy, est tout d'abord revenue sur les projets citoyens d'énergie en Allemagne et sur l'évolution du cadre juridique avant de se pencher sur l'exemple du parc éolien d'Ütersen dans le Schleswig-Holstein.

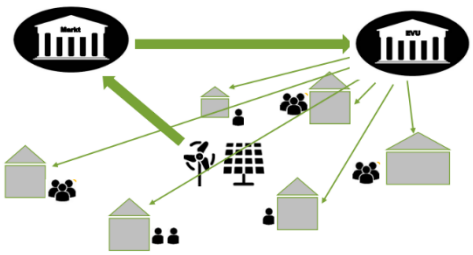

Figure 10 : Représentation schématique de l'énergie citoyenne. Source : Valerie Lange, Green Planet Energy.

Les projets citoyens d'énergie correspondent à des projets d'énergie renouvelable faisant intervenir des personnes regroupées en coopératives qui investissent dans ces projets, a rappelé Valerie Lange. **Toute l'électricité produite par les installations est revendue sur le marché** et les fournisseurs d'énergie peuvent acheter cette énergie et approvisionner les membres de la coopérative (cf. Figure 10).

D'après Valerie Lange, l'énergie citoyenne représenterait un **tournant énergétique renouvelable et décentralisé** correspondant à des valeurs démocratiques et écologiques. Souvent ancrés à l'échelle des communes, villes ou régions, **ces projets vont de pair avec l'acceptabilité de la transition énergétique**, toujours selon l'intervenante. En effet, lorsque l'énergie citoyenne est organisée sous la forme d'une coopérative, chaque personne ayant investi dispose d'une voix. En Allemagne, on dénombre à ce jour **914 communautés d'énergie citoyenne (*Bürgerenergiegenossenschaft*)** avec environ 220 000 membres dont 95 % de particuliers et 5 % d'entreprises, de banques, de communes, d'organisations régionales ou encore de paroisses[44]. La participation financière moyenne est de 5 854 euros, bien que la cotisation minimale s'élève à 55 euros, a rappelé Valerie Lange. Finalement, l'investissement réalisé dans ce type d'infrastructures est relativement élevé, estime l'intervenante, car, au total, **ce sont 3,3 milliards d'euros qui sont investis dans les renouvelables dans le cadre des communautés d'énergie citoyenne**[45]. Ces dernières représentent 8 TWh d'énergie solaire et éolienne et 3,5 % de l'électricité renouvelable en Allemagne[46].

En Allemagne, l'énergie citoyenne est définie dans la loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG) aux paragraphes §3 et §22b (en allemand). Dans le cadre de la nouvelle version de cette loi, entrée en vigueur

[44] *Deutsche Genossenschafts- und Raiffeisenverband* (DGRV) 2022, *Energiegenossenschaften 2022 – Jahresumfrage des DGRV* [Les communautés d'énergie citoyenne en 2022 – Sondage annuel de la Fédération allemande des coopératives et banques coopératives] (lien, en allemand).
[45] *Ibid.*
[46] *Ibid.*

au 1er janvier 2023, des changements ont été introduits dans sa définition. Le principal changement, selon l'intervenante, est la **levée de l'obligation de la participation aux appels d'offres pour les projets citoyens d'énergie** (cf. Tableau 1).

	EEG 2021	EEG 2023
Type d'énergie renouvelable	Éolien	Éolien **et solaire**
Membres	Au moins 10 personnes ; PME et municipalités	Au moins **50** personnes ; PME et municipalités
Droit de vote	51 % des droits de vote sont détenus par des personnes physiques. Aucun membre ne doit posséder plus de 10 % des droits de vote.	**75 %** des droits de vote sont détenus par des personnes physiques. Aucun membre ne doit posséder plus de 10 % des droits de vote
Rayon de participation	Unité adminitrative territoriale	District de code postal dans un rayon de 50 km comme pour les références régionales (*Regionalnachweisen*) du §79a.
Participation à la procédure d'appels d'offres	Oui	**Non, jusqu'à 18 MW** pour l'éolien (contre 1 MW auparavant) et 6 MW pour le PV.

Tableau 1: Évolution de la définition de l'énergie citoyenne de la EEG 2021 à la EEG. Source : Valerie Lange, Green Planet Energy. Traduction : OFATE.

La loi EEG 2023 a également pour objectif de renforcer l'acceptabilité des projets avec l'**instauration d'une rémunération pour les communes accueillant un projet éolien.** À ce sujet, Julian Rosin (I.3) avait précisé que les communes pourraient ainsi bénéficier de 0,2 cts/kWh pour les nouvelles et anciennes installations. Chaque année, cela pourrait représenter près de 30 000 euros dans le budget communal.

Si l'intérêt suscité par cette forme de participation citoyenne aux projets d'énergie renouvelable augmente, l'intervenante a mis en garde contre les obstacles juridiques persistants. Afin d'illustrer la manière dont ces obstacles peuvent être surmontés, elle s'est penchée sur le cas du *repowering* parc éolien d'Ütersen[47] :

- **Manque de sécurité de planification** : les parcs éoliens citoyens ont besoin de taux de rémunération fixes. Dans le cas d'Ütersen a été mis en place un contrat de type *Power Purchase Agreement* (PPA) jusqu'à ce que les nouvelles installations soient construites ;
- **Risque d'investissement élevé pour les installations éoliennes**[48] : pour Ütersen, le risque est pris en charge par Green Planet Energy, qui a une partipation de 82 % dans la coopérative ;

Dans le cas d'Ütersen, la problématique de la disponibilité des surfaces ne s'est pas posée, puisqu'il s'agit d'un projet de repowering d'un parc déjà existant. Elle n'a pas non plus constaté de lenteur dans les procédures d'autorisation.

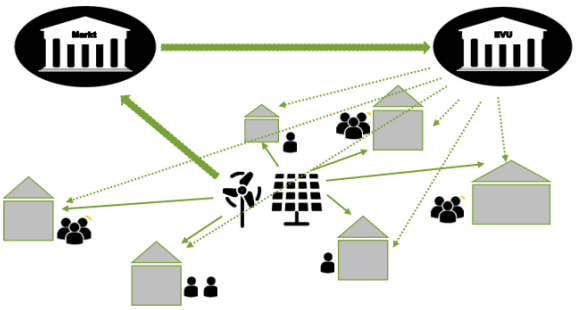

Figure 11 : Représentation schématique du partage d'énergie. Source : Présentation Valerie Lange.

Valerie Lange a toutefois tenu à nuancer le modèle d'énergie citoyenne et tend à privilégier celui du **partage d'énergie** (*Energy sharing*). Contrairement à l'énergie citoyenne, il s'agit d'**exploiter une installation d'énergie renouvelable de manière communautaire**, l'électricité étant d'abord utilisée par les membres de la coopérative (cf. Figure 11). Dans ce cas, seul le surplus serait revendu sur le marché. L'idée est, selon elle, de profiter des flexibilités locales. Si le partage d'énergie est inscrit dans le droit communautaire à l'article 22 b de la directive sur les énergies renouvelables (*Renewable Energy Directive*,

[47] Le parc éolien d'Ütersen est composé de six éoliennes pour une puissance totale de 12 GW et est implanté sur la commune depuis 2001. Sorti du mécanisme de soutien en 2021, le parc doit être reconstruit. Le nouveau projet prévoit d'installer seulement quatre éoliennes pour une puissance totale de 48 GW.

[48] Pour faire face à cet obstacle, le *Land* du Schleswig-Holstein a mis en oeuvre le Fonds pour l'énergie citoyenne (*Bürgerenergiefonds*). Pour en bénéficier, il faut qu'au moins sept personnes se regroupent dans une commune et développent un projet éolien. Si l'éolienne n'a pas obtenu l'autorisation et ne peut donc pas être construite, les personnes sont remboursées. Pour plus de détail, voir le site internet (en allemand).

RED)[49], l'intervante a noté qu'il n'est pas encore transposé dans le droit allemand. Selon elle, la multiplication de ces projets permettrait une meilleure acceptation locale *via* un engagement et une implication plus forts de la part des citoyens. Le partage d'énergie serait donc un moyen de faciliter le développement de l'énergie citoyenne, conclut Valerie Lange.

II.2. La participation financière des citoyens aux projets éoliens en France

Présentation :
Participation financière des citoyens aux projets éoliens en France : participation dans le cadre des appels d'offres et outils de participation
- Quentin Maréchal, Responsable d'investissements, Énergie Partagée

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Quentin Maréchal, responsable d'investissements au sein du mouvement citoyen Énergie Partagée, a présenté le cadre législatif entourant les projets citoyens d'énergie en France. L'intérêt fondamental de ces projets a d'abord été reconnu au niveau du droit européen, *via* la définition des **communautés d'énergie renouvelable** et des **communautés énergétiques citoyennes**[50]. Les projets citoyens sont transcrits dans le droit francais *via* l'ordonnance n°2021-236 du 3 mars 2021[51]. D'ici 2028, le gouvernement prévoit **1 000 nouveaux projets d'énergie citoyenne à gouvernance locale**[52]. Afin de favoriser leur financement, les projets citoyens, selon leurs caractéristiques, peuvent bénéficier du guichet ouvert sans être soumis à la procédure d'appels d'offres (I.2), a expliqué Quentin Maréchal. De plus, depuis le 1er juillet 2022, la dimension citoyenne d'un projet est l'une des conditions préalables pour qu'un parc éolien puisse bénéficier du tarif d'achat[53]. Dans le cadre de la procédure d'appels d'offres, deux critères favorisent les projets citoyens en leur octroyant des points dans la note globale (sur 100 points), a rappelé Quentin Maréchal :

- **Le critère du financement collectif** : quand les citoyens, les groupements de collectivités, représentent 10 % du financement total pendant au moins trois ans. Ce critère représente deux points dans la note ;
- **Le critère de la gouvernance partagée** : pouvant rapporter entre trois et cinq points selon le poids du capital détenu par les citoyens et acteurs locaux et la participation aux décisions dans le cadre du projet[54].

[49] « Les États membres veillent à ce que les communautés d'énergie renouvelable soient autorisées à : a) produire, consommer, stocker et vendre de l'énergie renouvelable, y compris par des contrats d'achat d'électricité renouvelable ; b) partager, au sein de la communauté de l'énergie renouvelable, l'énergie renouvelable produite par les unités de production détenues par ladite communauté d'énergie renouvelable, sous réserve d'autres exigences énoncées dans le présent article et du maintien des droits et obligations des membres de la communauté d'énergie renouvelable en tant que clients […] » Voir : Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite « RED »
[50] Le principe de communautés d'énergie renouvelable a été introduit en droit européen dans la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et celui des communautés énergétiques citoyennes a été introduit en droit européen dans le cadre de la directive (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité datant tous deux de 2019. Voir : OFATE 2022, Note de synthèse sur la participation citoyenne à la transition énergétique en France et en Allemagne (lien vers le document).
[51] Ordonnance n°2021-236 du 3 mars 2021 portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
[52] Ministère de la Transition écologique 2021, Dix mesures en faveur des énergies renouvelables citoyennes (lien). Énergie Partagée préconise également qu'il y ait un projet citoyen par établissement public de coopération intercommunale (EPCI) d'ici 2028. Afin que ces objectifs soient atteints, les acteurs citoyens ont publié en 2022 un Livre Blanc pour le développement des énergies renouvelables locales et citoyennes comprenant cinq propositions concrètes.
[53] Arrêté du 27 avril 2022 modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de 6 aérogénérateurs au maximum.
[54] Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre – AO PPE2, Éolien terrestre (lien).

Dans les deux dernières périodes d'appels d'offres, ces critères ont été satisfaits dans peu de cas, a souligné Quentin Maréchal. Ainsi, il rappelle que sur 55 dossiers, aucun n'a été déposé en gouvernance partagée et seulement huit en financement participatif.

Figure 12 : Carte des projets citoyens soutenus par Énergie Partagée en France, selon le type d'énergie renouvelable.
Source : Quentin Maréchal, Énergie Partagée.

Pour autant, il estime que ces chiffres ne reflètent pas la réalité, puisque la plupart des projets citoyens ne passent pas par la procédure d'appels d'offres mais par le guichet ouvert. Selon lui, les projets citoyens connaissent une forte croissance. En 2022, Énergie Partagée soutenait 290 projets, dont 185 en fonctionnement, tous types d'énergies renouvelables confondus (cf. Figure 12)[55]. Ces projets sont portés par plus de 25 000 citoyens et 600 collectivités actionnaires ayant investi plus de 86 millions d'euros directement dans le capital, selon Quentin Maréchal.

Afin de donner une définition et un contour précis aux projets citoyens en France, les acteurs de l'énergie citoyenne ont élaboré la charte Énergie Partagée[56] en 2010, devenue par la suite un label. Ce dernier prend en compte notamment les difficultés de leur développement et définit plusieurs critères opérationnels : l'exemplarité sur les aspects écologiques, une prise de décision démocratique et transparente, un financement responsable et citoyen avec des retombées économiques à l'échelle locale, un intérêt territorial fort et l'inscription du projet dans une dynamique économique et sociale locale.

En revenant sur l'exemple du parc éolien d'Hyrôme (Maine et Loire), Quentin Maréchal a montré que ce projet répondait précisément aux critères du label. Ce parc, détenu intégralement par des structures citoyennes s'inscrit, selon lui, dans une **dynamique locale de création de lien social, de transition énergétique et de « faire ensemble »**. La dimension citoyenne du projet, tout comme les revenus générés sur le territoire, permettent, selon lui, une meilleure compréhension, appropriation et acceptation du projet[57]. Il a par ailleurs rappelé que la participation des acteurs locaux est une condition clé de la conduite et de la réussite de la transition énergétique. **L'inscription de ces projets dans des actions plus larges à l'échelle du territoire viendrait favoriser leur acceptabilité**.

[55] Dans un rapport d'Observ'ER en partenariat avec la Fondation Heinrich Böll, intitulé « Projets citoyens : l'énergie près de chez nous », les auteurs comptabilisent environ 515 projets citoyens en France (lien).
[56] Énergie Partagée 2010, Charte Énergie Partagée (lien).
[57] Pour plus de détails, voir: OFATE 2022, Note de synthèse sur la participation des citoyens à la transition énergétique (lien vers le document).

II.3. Le financement participatif et la gouvernance partagée comme modèles d'affaires pour l'éolien terrestre

Table ronde : Dans quelle mesure le financement participatif et la gouvernance partagée peuvent-ils s'imposer comme modèles d'affaires pour l'éolien terrestre ? Quels avantages et quels défis pour le financement participatif et la gouvernance partagée ?

- Aurélien Gouraud, Directeur des opérations et du développement, Lendopolis
- Jan Hildebrand, Responsable psychologie de l'environnement, Institut pour l'avenir des systèmes énergétiques (*Institut für ZukunftsEnergieSysteme*, IZES)
- Frédéric Lanoë, Directeur, VSB Group
- Claudio Rumolino, Responsable investissements participatifs et TEPOS, Valorem

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

En conclusion de cette première partie consacrée aux financements citoyens et locaux de projets éoliens, les intervenants se sont interrogés, lors d'une table ronde, sur le financement participatif et la gouvernance partagée comme nouveaux modèles d'affaires pour l'éolien terrestre. Ils ont également échangé sur les avantages et les défis de ces deux formes de participation.

La distinction entre financement participatif et gouvernance partagée, ainsi que leurs limites

Aurélien Gouraud, directeur des opérations et du développement au sein de la plateforme de financement Lendopolis, a fait la distinction entre les types de participation qui peuvent être proposés aux particuliers : le **financement participatif** et la **gouvernance partagée**. Contrairement au financement participatif – ou *crowdfunding* – opéré principalement *via* des campagnes de levée de fonds par l'intermédiaire de plateformes en ligne, la gouvernance partagée nécessite, selon lui, un véritable travail de terrain. D'après son analyse, cela répond à une division de la population francaise, et donc des épargnants : une partie est militante et veut s'investir directement dans une dynamique de gouvernance partagée, une partie est opposée par nature à l'éolien et enfin une masse plus large préfère l'étape intermédiée du financement participatif. Pour ces derniers, Aurélien Gouraud estime que l'appréhension de la transition énergétique par un produit financier peut être un moteur pour ensuite s'investir dans un projet à gouvernance partagée. Tout comme Claudio Rumolino, responsable des investissements participatifs au sein du développeur de projets Valorem, il a constaté qu'il est de plus en plus facile de lever les fonds nécessaires au financement des projets éoliens *via* les campagnes de financement participatif.

Frédéric Lanoë, directeur de la société de développement de projets VSB Group, a évoqué les différences entre la France et l'Allemagne au regard de ces modes de participation. Jan Hildebrand, responsable du département « psychologie de l'environnement » au sein de l'Institut pour l'avenir des systèmes énergétiques (*Institut für Zukunftsenergie*, IZES) a également souligné que **la participation citoyenne ne se limite pas à la seule question du financement**. Il a rappelé que les deux sont nécessaires pour atteindre les objectifs ambitieux que s'est fixés le gouvernement allemand de passer de 57 GW à 115 GW en presque sept ans. D'après lui, il faut viser le soutien actif de la population pour que la transition énergétique soit une réussite mais également ancrer ces projets dans une dynamique locale.

Profil type de l'investisseur et motivations

Les intervenants ont essayé d'établir un **profil type** des personnes qui participent financièrement à ces projets. D'après Aurélien Gouraud, il s'agit le plus souvent d'**hommes entre 40 et 50 ans, voire plus**. En France, Il rappelle que, en France, l'épargne est détenue par une population relativement âgée et est le plus souvent gérée par les hommes au sein des

ménages. En plus des motivations financières, Aurélien Gouraud note que la **proximité géographique** avec l'actif financé[58] ainsi que les **motivations liées à la transition énergétique** sont les facteurs déterminant la décision de financer un projet éolien. La prédominance du genre et de l'âge a également été soulignée par les autres intervenants. Jan Hildebrand a aussi rappelé la nécessité d'atteindre des groupes jusqu'à présent éloignés de la participation et de l'engagement dans ces projets mais particulièrement touchés par la hausse des prix de l'énergie et la précarité énergétique, dans un souci de justice sociale. De plus, il a souligné que **la participation n'est pas une fin en soi mais qu'elle obéit à des mécanismes psychologiques**. Autrement dit, les individus s'investissent également car cela renforce leur sentiment d'appartenance et d'identité.

Participation citoyenne et accélération de la transition énergétique

Tout comme Jan Hildebrand, Frédéric Lanoë considère qu'il ne faut pas se limiter à l'aspect financier, mais ancrer les enjeux aussi bien dans une vision générale que locale. Selon lui, le plus important est que chaque projet soit issu d'une concertation avec les élus et les municipalités afin d'assurer un soutien accru du territoire. Il questionne ainsi l'efficacité de la planification dont le volet local de concertation envisagé ne suffit pas. Il estime que le financement participatif est une solution parmi d'autres pour renforcer l'acceptabilité des projets éoliens. La redistribution des revenus générés par l'implantation d'un parc éolien est également essentielle, ajoute Frédéric Lanoë, afin de garantir une meilleure appropriation de la transition énergétique par les citoyens.

Claudio Rumolino a insisté quant à lui sur **le rôle de l'État pour faciliter ces projets citoyens**. Il faut certes laisser la liberté aux territoires de s'organiser pour le développement et la promotion de leurs projets, mais l'État devrait aussi avoir une **action forte pour inciter les territoires**. Selon lui, il ne s'agit pas d'obliger chaque territoire à développer de l'éolien mais plutôt d'inciter chaque territoire à déployer des énergies renouvelables selon leurs ressources et de fixer un pourcentage de production d'énergie renouvelable, à la manière de ce qui existe pour les objectifs en matière de logements sociaux en France. Ce cas de figure permettrait, selon lui, d'accroître la participation de tous les citoyens. De plus, les intervenants ont tenu à rappeler le lien entre l'acceptabilité des projets éoliens et la participation des citoyens à ces derniers, que ce soit *via* le financement participatif ou la gouvernance partagée.

Jan Hildebrand a enfin rappelé que les premiers résultats de l'étude « Création de valeur régionale et acceptabilité » (*Regionale Wertschöpfung Akzeptanz*, ReWA)[59] montrent que si la participation financière a une influence sur l'acceptabilité des projets, il ne s'agit pas d'en faire le seul facteur explicatif. **D'autres facteurs ont leur importance**, en particulier **l'information préalable** ou encore **la création de valeur à l'échelle locale**. Il a également plaidé pour que le développement de ces projets s'accompagne de ressources qui ne sont, pour le moment, pas disponibles. En plus du développement des énergies renouvelables, il faut, selon lui, renforcer les compétences et les finances associées. Il faut aussi s'assurer de la possibilité d'accélérer les procédures. La surcharge de travail pour les administrations générée par les mesures d'accélération pourrait, selon lui, conduire à un certain problème d'acceptation, indépendamment de la transition énergétique. Il faudrait s'assurer que les communes aient les capacités humaines et financières pour faire face à cette charge supplémentaire, indépendamment de la participation des citoyens à ces projets.

Le financement participatif et la gouvernance partagée comme modèle d'affaires pour l'éolien terrestre

Aurélien Gouraud estime que **le financement participatif et la gouvernance partagée pourraient progressivement s'imposer comme modèles d'affaires si un cadre légal est mis en place**. Si la transition énergétique peut être considérée comme un bien d'intérêt public alors il pourrait y avoir du sens, selon lui, à imposer ces modes de financement dans le cadre légal et de contraindre les développeurs à y avoir recours. En effet, le financement participatif permet de toucher

[58] À ce titre, Claudio Rumolino a tenu à rappeler que l'acceptabilité d'un projet éolien est d'autant plus forte lorsque celui-ci se situe à moins de dix kilomètres de l'habitation de la personne interrogée, voir ADEME et Harris Interractive 2021, Les Français et l'éolien (lien).
[59] Agence pour les énergies renouvelables (*Agentur für erneuerbare Energien*, AEE) 2022, *Erste ReWA-Forschungsergebnisse : Hünfelden profitiert finanziell vom Windpark, Bevölkerung von Anfang an stark eingebunden* [Premiers résultats du projet de recherche ReWA : Hünfelden profite financièrement du parc éolien, la population fortement impliquée dès le début] (lien vers l'article, en allemand).

des citoyens qui ne percevaient pas ou peu, jusque là, la transition énergétique, toujours selon Aurélien Gouraud. Toutefois, le besoin de financement est de plus en plus important face à l'augmentation du nombre de projets d'énergies renouvelables. Le financement participatif n'est pas non plus, selon lui, une solution unique pour convaincre les opposants. Il note enfin que **les investisseurs sont principalement urbains**, et donc moins directement confrontés à la problématique de l'installation des projets dans leur environnement proche.

Frédéric Lanoë a, quant à lui, décrit l'expérience de VSB Group en tant que développeur. Il remarque ainsi que **beaucoup de communes ne veulent pas investir car cela représente des sommes importantes**. Ainsi, si le financement participatif est important, il ne semble pas que cela soit une priorité pour les communes, qui peuvent choisir d'investir plutôt dans la rénovation énergétique des bâtiments. De plus, il considère que tous les capitaux nécessaires à un projet ne peuvent pas provenir des fonds financés par les citoyens. Il a enfin rappelé qu'une attention particulière doit être portée sur l'exemption de participation des projets citoyens aux procédures d'appels d'offres en Allemagne, dans le cadre de la loi EEG 2023 (II.1). Selon lui, il ne faudrait pas que cela fausse la concurrence pour d'autres projets.

III. Modèles d'affaires pour les projets éoliens en fin de contrat d'achat

Dans cette partie, les options, modèles d'affaires et perspectives pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat ont fait l'objet d'une intervention (III.1). La poursuite d'exploitation de parcs éoliens en fin de contrat d'achat a, par la suite, été présentée, dans le cadre d'un retour d'expérience (III.2).

III.1. Options, modèles d'affaires et perspectives pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat

Présentation :
Options, modèles d'affaires et perspectives pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat
- Alexandre Soroko, Responsable du conseil en PPA, Greensolver

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Alexandre Soroko, responsable du conseil en *Power Purchase Agreement* (PPA) au sein du prestataire de services Greensolver, est revenu sur les options, les modèles d'affaires et les perspectives pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat. **En France, comme en Allemagne, les projets éoliens peuvent bénéficier du soutien public pendant 20 ans**. Il est aussi possible, et de plus en plus courant, de **résilier le contrat d'achat de manière anticipée**, a précisé l'intervenant[60]. En règle générale, et hormis dans le cadre d'un *repowering*, il est peu question de financement, note Alexandre Soroko – les parcs éoliens étant rentables à la fin de la période de soutien. En plus du démantèlement, la poursuite d'exploitation d'un parc éolien en fin de contrat d'achat peut se faire de deux manières : le *repowering* ou la poursuite d'exploitation avec conclusion d'un PPA[61].

Des volumes de plus en plus importants d'actifs sortent actuellement des mécanismes de soutien, qu'il s'agisse d'obligation d'achat (*feed-in tariff*, FIT) ou de complément de rémunération (*feed-in-premium*, FIP). **En Allemagne par exemple, cela représentera un total de 13,5 GW d'ici 2025**, selon l'intervenant. **La France fait face à un rythme annuel de**

[60] La CRE attire l'attention sur les résiliations anticipées des contrats dans une délibération du 3 novembre 2022. CRE 2022, La CRE réévalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 – 32,7 Md€ (lien).
[61] Voir également: OFATE 2021, Synthèse de la conférence sur les projets éoliens terrestres en fin de contrat d'achat: *repowering* ou poursuite d'exploitation (lien vers le document)

sortie compris entre 1 et 2 GW. Si les volumes sont différents dans les deux pays, la problématique est, selon lui, similaire.

Le *repowering*

Une première option pour poursuivre l'exploitation des sites existants est **le *repowering***. Il s'agit toutefois d'une **solution de moins en moins attractive, notamment en comparaison à la conclusion d'un PPA**, ce dernier exigeant un temps de développement relativement court, a estimé l'intervenant. Les contraintes techniques et temporelles additionnelles engendrées par le *repowering* limitent, selon l'intervenant, le recours à ce dernier. Comme le soulignera Julia Timm dans la présentation suivante (III.2), il s'agit quasiment d'un redéveloppement de projet à part entière. La seule différence qu'Alexandre Soroko identifie avec un projet *greenfield* est que le foncier est déjà sécurisé puisque le bail emphytéotique existe déjà. Le niveau des dépenses d'investissement (*capital expenditure*, CAPEX) d'un projet de *repowering* est, en général, relativement élevé et doit souvent être accompagné d'un mécanisme de soutien tel que le complément de rémunération. Ce n'est pas le cas s'il s'accompagne d'un *Corporate* PPA ou d'un *utility* PPA additionnel qui, selon lui, garantira un niveau de rémunération suffisant.

Le *repowering* est, selon Alexandre Soroko, une solution à privilégier lorsque les prix de marché sont relativement faibles et tout juste suffisants pour couvrir les dépenses d'exploitation (*operational expenditure*, OPEX) ou le coût actualisé de l'énergie (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) des actifs sortants des mécanismes de soutien. Des CAPEX faibles favorisent également la décision d'opérer un *repowering* pour un parc en fin de contrat d'achat. Du fait de prix de marché élevés aujourd'hui, l'intervenant a expliqué que les opportunités telles que la conclusion de PPA sont désormais plus intéressantes. De même, l'explosion des coûts du CAPEX fait que les projets *greenfield* ou de *repowering* ont des difficultés majeures pour se financer, toujours selon Alexandre Soroko. Ce dernier n'exclut toutefois pas un retour du *repowering* si les prix de marché évoluent à nouveau.

Les PPAs

L'intervenant est ensuite revenu sur les PPAs, actuellement privilégiés lorsqu'un parc arrive en fin de contrat d'achat. En France, plus qu'en Allemagne, se pose la question de la conclusion d'un PPA suite à la résiliation anticipée d'un contrat d'achat[62]. Alexandre Soroko a détaillé les prérequis nécessaires à la conclusion d'un PPA :

- **Le parc doit être en bon état et disposer d'un bon historique de production** : si des problèmes sont détectés dans les courbes de charge et indiquent de mauvaises disponibilités, les acheteurs seront très réticents du fait des prix de marché élevés. Selon l'intervenant, une indisponibilité technique non ou mal anticipée par l'acteur pourrait coûter très cher ;
- **Dans le cas d'un parc qui n'est pas complètement amorti, il faut obtenir une autorisation du prêteur**. En fonction de l'amortissement de la dette restante et des caractéristiques de l'actif, la banque sera, selon l'intervenant, plus favorable à accorder un prêt pour ces actifs ou non.

Dans le cadre de parcs éoliens en fin de contrat d'achat, **les *utility* PPAs de type *pay-as-produced* sont privilégiés**. Alexandre Soroko résume ainsi leurs principales caractéristiques :

- Un prix fixe est payé pour chaque MW produit ;
- Aucun risque pour le producteur ;
- Il s'agit de contrats courts, d'une durée comprise entre un et cinq ans, limitant ainsi les risques liés à la volatilité des prix, contrairement aux PPAs de plus long terme, pour lesquels le risque est plus élevé.

[62] CRE 2022, *op.cit.*

Par ailleurs, Alexandre Soroko a évoqué l'existence d'autres structures de PPAs plus complexes tels que les PPAs *spot*. Dans ce cas, un bloc d'énergie est vendu à un prix fixe et tout ce qui est vendu en dehors de ce volume sera payé au prix *spot*.

En conclusion Alexandre Soroko a montré que, si le recours aux PPAs est de plus en plus important, **des obstacles persistent** : en premier lieu la **volatilité des prix** et l'**augmentation des primes de risque**, la **difficulté des énergéticiens à offrir des PPAs** et enfin une **réglementation potentielle sur le plafonnement des revenus de marché**[63] ou une **taxe spécifique sur les résiliations anticipées des mécanismes de soutien**.

III.2. Retour d'expérience sur la poursuite d'exploitation de parcs éoliens en fin de contrat d'achat

Présentation :
Retour d'expérience sur la poursuite d'exploitation de parcs éoliens en fin de contrat d'achat
- Julia Timm, Responsable des ventes, Energiequelle

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Julia Timm, responsable des ventes au sein de la société allemande de développement de projets Energiequelle, a livré son analyse sur la poursuite d'exploitation des parcs éoliens en fin de contrat d'achat en France et en Allemagne en proposant un retour d'expérience sur les parcs de Tiefenthal en Rhénanie-Palatinat et de Gréning en Moselle.

Revenant sur les propos d'Alexandre Soroko (III.1), elle a expliqué que, de son point de vue, le *repowering* est actuellement uniquement envisagé pour les parcs ne pouvant pas être exploités de façon rentable pour des raisons technologiques. Elle a rappelé qu'Energiequelle continue d'exploiter près de 300 MW après la fin de la période de soutien en Allemagne, et près de 50 MW en France. Energiequelle travaille principalement avec des PPAs de type *pay-as-produced* avec un prix variant entre 30 €/MWh en 2021 et entre 80 et 100 €/MWh en 2022. Si les *Corporate* PPAs pourraient, selon elle, être une solution intéressante, ils ne sont pour le moment qu'à l'état de prototypes. Les perspectives évoquées par Julia Timm sont similaires à celles présentées par Alexandre Soroko. Autrement dit, **un marché de l'énergie réglementé avec un plafonnement des prix de l'électricité pourrait avoir des conséquences sur les modèles d'affaires envisagés pour les parcs éoliens en fin de contrat d'achat**. Cela aura, selon elle, un impact certain sur le choix de recourir, ou non, au *repowering*.

Julia Timm est ensuite revenue sur les **prérequis spécifiques à la poursuite d'exploitation** en Allemagne :

- Après 20 ans, chaque parc éolien nécessite une expertise technique d'exploitation continue ;
- Après cette expertise, les générateurs doivent faire l'objet d'un examen technique tous les deux ans ;
- La plupart des générateurs modernes peuvent être exploités pendant plus de 25 à 30 ans avec une bonne maintenance.

Pour la France, les prérequis techniques sont, selon l'intervenante, moins précis.

Dans le cas du parc de Tiefenthal en Allemagne, le *repowering* a, par exemple, été complètement exclu, du fait d'une trop grande proximité avec les habitations. Mis en service en octobre 2001, il pourrait être exploité jusqu'en 2033 grâce à un PPA de type *pay-as-produced* d'une durée d'un an renouvelable pour un coût d'environ 35 €/MWh. Dans le cadre du parc de Gréning en Moselle, mis en service en 2009, un PPA de type *pay-as-produced* a également été conclu pour

[63] Sur ce sujet, voir : CRE 2022, Délibération n°2022-361 (lien).

une durée de deux ans. La poursuite d'exploitation est prévue jusqu'en 2039. Contrairement au parc de Tiefenthal, le *repowering* n'est pas une option pour le moment, mais pourrait l'être à l'avenir, a rappelé Julia Timm. Cette différence entre la France et l'Allemagne s'explique, selon elle, principalement par le fait que les parcs sont entrés en fonctionnement plus tardivement en France.

IV. *Corporate power purchase agreement* (CPPA) : retour d'expérience et perspectives

Pour conclure la conférence, les intervenants se sont penchés sur la thématique des CPPAs, en présentant tout d'abord leur typologie et leurs potentiels à court et long terme (IV.1). Le cadre réglementaire des CPPAs a été abordé dans un second temps (IV.2) et la substitution de ces derniers aux appels d'offres a fait l'objet d'une keynote (IV.3). Enfin, lors d'une table ronde, les intervenants se sont demandé dans quelle mesure les parcs éoliens peuvent se financer hors des mécanismes de soutien (IV.4).

IV.1. Typologies et potentiels des *Corporate* PPAs à court et long terme

Présentation :
Typologies et potentiels des *Corporate* PPAs à court et long terme
- Johann Woick, Chef de projet senior, Deutsche Anlagen Leasing (DAL)

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Johann Woick, chef de projet au sein de la société Deutsche Anlagen Leasing (DAL), a dressé un panorama des CPPAs et de leur potentiel à court et long terme. Ces derniers peuvent prendre des formes multiples. L'intervenant s'est penché sur deux d'entre elles : **le PPA local** (*physical PPA*) et **le PPA financier** (*financial PPA*)[64].

Le PPA local

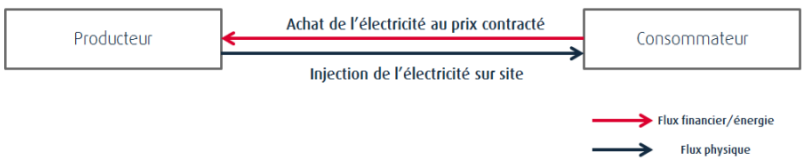

Figure 13 : Représentation schématique du PPA local (*physical PPA*). Source : OFATE 2018, Note de synthèse sur les *Corporate* PPAs (lien vers le document)

Ce type de contrat est caractérisé par un **contact direct entre un consommateur et un producteur**. L'électricité est injectée directement sur le site de consommation et le prix est fixe (cf. Figure 13).

Différentes structures caractérisent le PPA local, pour lesquelles les risques sont répartis différemment entre l'acheteur et le producteur. Celles-ci ont été détaillées par l'intervenant (cf. Figure 14) :

- **Le *pay-as-produced*** : Comme souligné par Alexandre Soroko (III.1), dans ce cas, chaque MWh produit est rémunéré au prix convenu contractuellement, peu importe le moment et la quantité produite. Ici, le risque est principalement porté par l'acheteur.

[64] Le PPA peut également être hors site (*sleeved PPA*). Pour plus d'informations, voir: OFATE 2018, Corporate Power Purchase Agreements (*Corporate* PPAs) dans le domaine des énergies renouvelables en France et en Allemagne (lien vers le document).

- **La base de charge mensuelle** (*monthly baseload*) : Le producteur s'engage à structurer et à livrer un volume mensuel, fixé par heure ou par mois. Si la centrale produit moins, la différence doit être achetée sur le marché. Le producteur assume presque tous les risques.
- **La base de charge annuelle** (*annual baseload*) : le producteur s'engage à livrer un volume annuel, fixé pour chaque heure de l'année, indépendamment de son propre profil de production. Le producteur assume tous les risques.

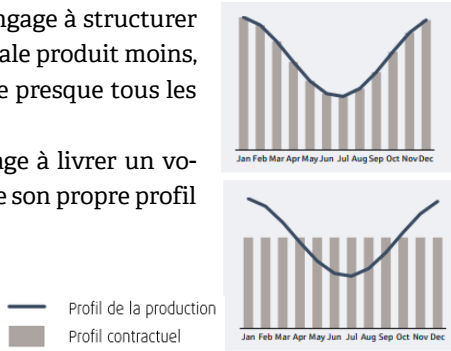

Figure 14 : Structures d'un PPA *pay-as-produced*, d'un PPA avec base de charge mensuelle et d'un PPA avec base de charge annuelle. Source : Johann Woick, DAL. Traduction : OFATE.

Johann Woick a, pour finir, rappelé que ces structures ne sont pas exclusives et qu'**il existe des formes hybrides** telles que le *pay-as-produced* avec un volume minimum mensuel ou annuel. Il a également expliqué que les structures de type base de charge mensuelle ou annuelle sont réglées sur une base horaire et comportent donc beaucoup plus de risques pour le producteur que les structures dans lesquelles les volumes sont flexibles.

Le PPA financier

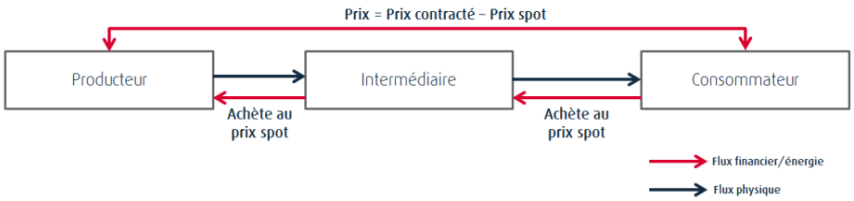

Figure 15 : Le PPA financier (*financial* PPA). Source : OFATE 2018, Note de synthèse sur les *Corporate* PPAs (lien vers le document)

Johann Woick est ensuite revenu sur le PPA financier (*financial PPA*). Ce dernier se caractérise par l'**absence de lien direct entre le producteur et l'acheteur** (cf. Figure 15). Des acheteurs ont, dans ce cas, un contrat de fourniture avec leur énergéticien. Selon l'intervenant, le PPA financier peut s'apparenter à un contrat pour la différence (*Contract for Difference*, CfD), puisque, lorsque le prix de marché est inférieur au prix contracté, le producteur compense la différence auprès du consommateur. Contrairement au PPA local, pour lequel ce sont les volumes qui diffèrent, **le PPA financier se caractérise par différentes structures de prix** (cf. Figure 16) :

- **Le prix fixe** : Le prix de l'électricité est fixé contractuellement, indépendamment de l'évolution des prix du marché. Dans ce cas, la plupart des risques se situe du côté de l'acheteur.
- **Le prix plancher** (*floor price*) : La fixation du prix dépend des prix du marché, mais un prix plancher est convenu contractuellement.
- ***Collar price*** (prix plafond et plancher) : La fixation des prix dépend également des prix du marché, toutefois, un prix plancher et un prix plafond sont convenus contractuellement. Dans cette situation, le risque de prix est partagé entre le producteur et l'acheteur.
- **Le prix variable** : La fixation des prix dépend des prix du marché. En général, le prix variable est lié aux niveaux du marché (*day-ahead*). Le risque de prix est ici entièrement pris par le producteur.

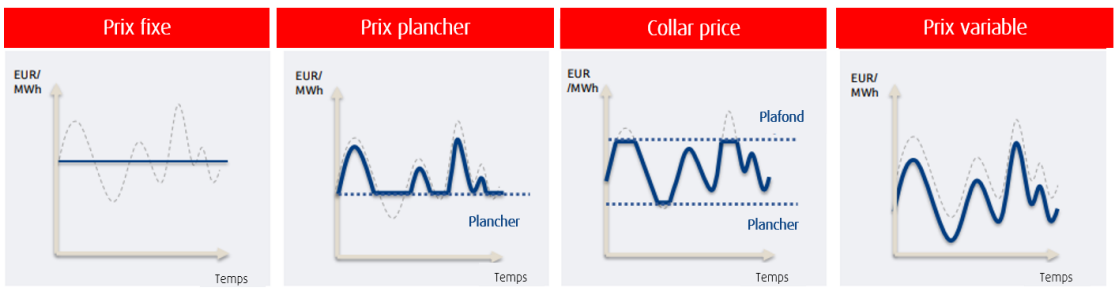

Figure 16 : Représentation graphique des différentes structures de prix du PPA financier. Source : Johann Woick, DAL. Traduction : OFATE.

Les potentiels des *Corporate* PPAs à court et long termes

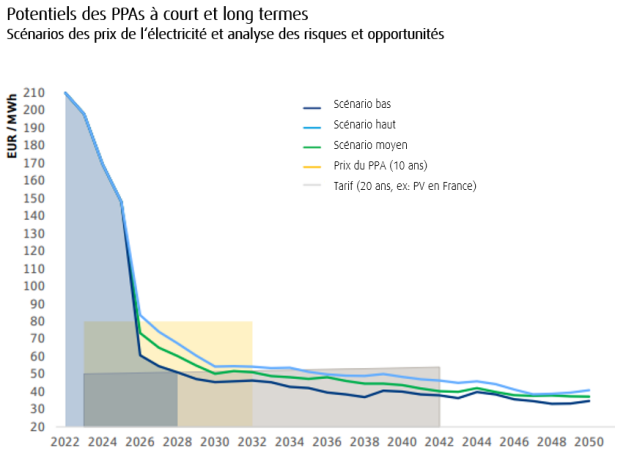

Figure 17 : Potentiels des PPAs à court et long termes. Source : Johann Woick, DAL. Traduction : OFATE.

En conclusion, Johann Woick a esquissé différents **scénarios sur l'évolution des prix de l'électricité** et a analysé les risques et les opportunités qu'ils représentent pour la conclusion de contrats PPAs (cf. Figure 17).

En novembre 2022, la situation se caractérisait par des prix très élevés et, selon les prévisions, cette hausse devait se poursuivre. Selon l'intervenant, la question qui se pose est celle du prix à couvrir. Le scénario élaboré prend en compte les prévisions pour les 30 prochaines années. Il a par ailleurs rappelé qu'il n'y a pas d'indexation sur le tarif d'achat du soutien public en Allemagne. Le flux de trésorerie financé par la banque dans le cadre d'un PPA dépend de la solvabilité du client : 15 ans principalement pour les autorités publiques, dix ans pour les acheteurs ayant une très haute solvabilité et cinq ans pour les acheteurs plus modestes ayant peu de poids sur le marché. En tant que banque, la DAL part du principe qu'elle peut utiliser un taux de couverture de la dette (*debt service coverage ratio*, DSCR) similaire pendant la durée d'un PPA, entre un et dix ans. D'après Johann Woick, le niveau de financement peut s'apparenter à celui d'un mécanisme d'obligation d'achat de type FIT (*feed-in tariff*). Lorsque le PPA arrive à son terme, Johann Woick explique qu'il faut mettre en place un DSCR minimum. Cela permet, selon lui, d'avoir une sécurité minimale en raison du risque lié aux prix du marché. Les facteurs d'atténuation des risques ont également été détaillés par Johann Woick, parmi lesquels la mise à jour annuelle des prix à partir de cinq ans, dans le cadre d'un PPA supposé de dix ans. Johann Woick explique également qu'il est possible de mettre en place une réserve pour la dette, si les prix envisagés se détériorent.

IV.2. Cadre règlementaire et retour d'expérience pratique sur les *Corporate* PPAs

Présentation :
Cadre réglementaire et retour d'expérience pratique sur les *Corporate* PPAs
- Jean-Pierre Riche, Directeur, Orygeen

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

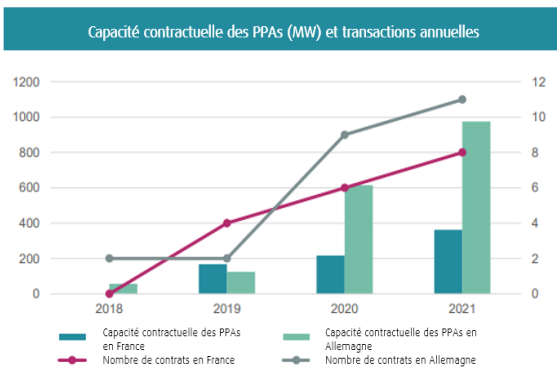

Figure 18 : Capacité contractuelle des PPAs et contrats annuels. Source : Windeurope (en anglais), Présentation Jean-Pierre Riche. Traduction : OFATE.

Avant de présenter un retour d'expérience pratique sur les *Corporate* PPAs, Jean-Pierre Riche, directeur de l'entreprise Orygeen, est revenu sur l'évolution de ces contrats et sur le cadre réglementaire qui les entoure. Tout comme les intervenants précédents, Jean-Pierre Riche a montré que les CPPAs ont connu une évolution positive depuis quelques années. Pour l'éolien terrestre par exemple, **la capacité cumulée des PPAs s'élève à 12 122 MW, soit 52 % de la capacité cumulée totale des PPAs au 1er juillet 2022**[65]. Il a montré que **la capacité contractuelle a augmenté de 126 % entre 2020 et 2021 en Europe**. En Allemagne, les PPAs connaissent une bonne dynamique selon lui, malgré un démarrage qu'il qualifie de tardif, en raison du régime de soutien

[65] WindEurope 2022, *The Corporate PPA tool* (lien, en anglais).

aux énergies renouvelables (cf. Figure 18). Les PPAs sont principalement conclus pour le photovoltaïque et l'éolien offshore.
Les parcs éoliens terrestres de plus de 20 ans ne pourront plus bénéficier du complément de rémunération prévu par la loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG). Aussi, **2,4 GW d'éoliennes sont amenés à sortir des mécanismes de soutien chaque année et seront disponibles pour la conclusion de PPAs**. L'intérêt croissant des porteurs et développeurs de projet à signer des contrats de type CPPAs ainsi que l'accélération de la demande du côté des entreprises pour parvenir à atteindre leurs objectifs environnementaux expliquent, selon Jean-Pierre Riche, la dynamique positive que connaissent actuellement ces contrats.

Jean-Pierre Riche a constaté une transformation complète du marché des CPPAs au cours de l'année précédente. Si la difficulté initiale était, selon lui, de trouver des clients et de convaincre des entreprises de signer des CPPAs, la situation s'est aujourd'hui inversée et est désormais favorable aux vendeurs (*sellers market*). Cela s'explique, selon lui, par deux phénomènes :

- D'une part, **un intérêt de plus en plus marqué par les développeurs**. Ces derniers comprennent, selon lui, que les mécanismes d'obligation d'achat vont progressivement disparaître ;
- D'autre part, **une moindre attractivité pour les appels d'offres**. À long terme, l'électricité pourrait donc être vendue à un prix plus élevé dans le cadre d'un CPPA que dans le cadre d'un appel d'offres.

Tout comme le soulignaient Alexandre Soroko (III.1) et Julia Timm (III.2), Jean-Pierre Riche estime que le PPA est un instrument idéal permettant de faire face à la volatilité des prix actuelle. Il a par ailleurs constaté un changement dans la nature des contrats signés : les PPAs locaux (*physical* PPA) font désormais place à une prédominance de PPAs financiers (*financial* PPAs). Ces derniers favoriseraient les échanges transfrontaliers, toujours selon Jean-Pierre Riche.

IV.3. Les *Corporate* PPAs pour les énergies renouvelables peuvent-ils se substituer aux appels d'offres ?

Présentation :
Les *Corporate* PPAs pour les énergies renouvelables peuvent-ils se substituer aux appels d'offres ?
- Jörn Richstein, Directeur marchés de l'électricité, Département politique climatique, Institut allemand pour la recherche économique (*Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung*, DIW).

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Lors d'une *keynote*, Jörn Richstein, directeur « marchés de l'électricité » au sein du département politique climatique de l'Institut allemand pour la recherche économique (*Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung*, DIW), s'est demandé si les C*orporate* PPAs pour les énergies renouvelables peuvent se substituer aux appels d'offres. Il s'est également penché sur la forme et le rôle que devraient prendre les PPAs dans ce cas.

La substitution des PPAs aux appels d'offres pour les énergies renouvelables est-elle possible ?

En premier lieu, Jörn Richstein a tenu à rappeler que la mise en place des mécanismes de soutien dans la politique de promotion des énergies renouvelables a permis de financer des technologies coûteuses. En excluant les risques liés au marché et à la réglementation, ils permettent de sécuriser des flux de trésorerie, toujours selon l'intervenant.

Jörn Richstein a présenté deux études de cas : le premier a pour objectif de déterminer l'évolution du coût des énergies renouvelables dans un système de financement stable, le second vise à étudier l'impact de l'introduction des PPAs.

Dans le premier cas, il a comparé trois types de mécanismes de soutien : le **complément de rémunération en vigueur en Allemagne** (complément variable, *gleitende Marktprämie*), le complément de rémunération en vigueur en France sous la forme de **contrat pour la différence** (*Contract for difference*, CfD) et un **modèle sans soutien** dans lequel seul le marché agit (cf. Figure 19). Dans ces trois modèles, il n'y a pas de PPAs. Il s'agit d'analyser les effets de la stabilisation des revenus sur les coûts des énergies renouvelables[66]. Les postulats des modèles sont les suivantes : seul le financement de projet est étudié, seuls des revenus stables permettent d'augmenter la dette, le coût de la dette est supérieur aux fonds propres.

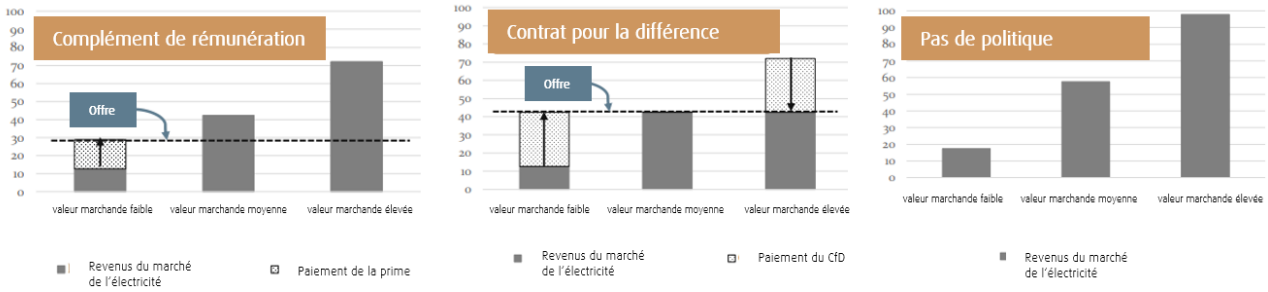

Figure 19 : Représentation graphique de trois types de mécanismes de soutien : complément de rémunération, contrat pour la différence et pas de mécanisme. Source : Jörn Richstein, DIW. Traduction : OFATE.

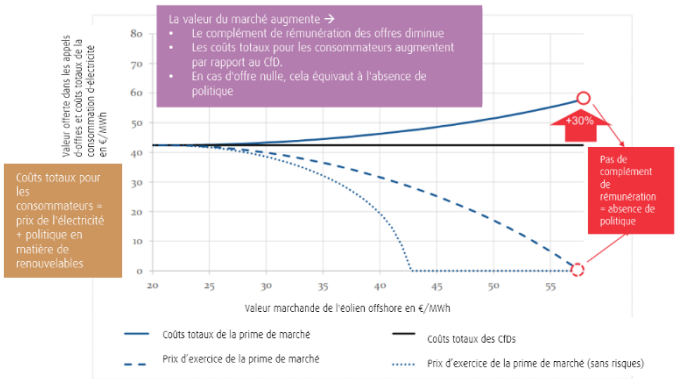

Figure 20 : Application graphique des mécanismes à un financement de projet typique. Source : Jörn Richstein, DIW. Traduction : OFATE.

Dans un premier cas, Jörn Richstein a **appliqué ces trois mécanismes à un financement de projet typique dans lequel les revenus approchent et dépassent les coûts de la technologie** (cf. Figure 20). Il s'agit d'un modèle d'équilibre à long terme.

Dans un deuxième cas, Jörn Richstein s'est demandé comment évolue la situation lors de l'introduction de PPAs. Dans cette analyse, il part du principe que les risques sont assumés par les consommateurs d'électricité dans le cadre d'un PPA. Tant que le client a une bonne solvabilité, dans le cadre d'un contrat à long terme, Jörn Richstein explique qu'il n'y a pas de différence entre la signature d'un CfD ou d'un PPA.

Le premier défi est, selon lui, l'**adéquation temporelle entre une durée satisfaisante des contrats PPAs du côté du producteur** – qui réduisent les coûts de financement des projets, pour une durée d'environ 20 ans – **et les ventes futures et les durées des contrats des consommateurs** – le plus souvent pour une durée inférieure ou égale à cinq ans. La conclusion d'un PPA à long terme relève, selon lui, d'un pari sur les prix de l'énergie. Jörn Richstein distingue alors deux groupes d'acheteurs dans le cadre de PPAs :

- **Les fournisseurs d'énergie** (*utilities*) : qui sont en concurrence les uns avec les autres sur le marché de détail, sur lequel la durée des contrats pour les clients finaux peut être fixée par la loi comme en Allemagne[67]. Les clients peuvent également décider de changer de fournisseurs selon leurs préférences ou la crédibilité de ces derniers ;

[66] Neuhoff, Karsten, Nils May, et Jörn C. Richstein 2022, *Financing Renewables in the Age of Falling Technology Costs* (lien vers l'article, en anglais).
[67] En Allemagne, les contrats de fourniture d'énergie peuvent être fixés pour une durée maximale de deux ans selon Jörn Richstein.

- **Les consommateurs finaux** (industries) : leurs ventes futures sont généralement limitées à quelques années, en particulier pour les industries à forte consommation d'énergie pour lesquelles les OPEX annuelles dépassent les CAPEX.

Le deuxième défi qu'il observe est l'**augmentation du coût de refinancement des acheteurs (*offtakers*) en cas de signature de contrats à long terme**. Ainsi, la signature d'un PPA augmente le risque d'endettement des entreprises. En effet, Jörn Richstein explique que les contrats à long terme sont évalués comme des dettes imputées. Ainsi, si une entreprise signe un contrat de ce type, elle a une obligation de dette à payer et ne peut donc pas répercuter les coûts. Lorsque les agences de notation calculent le ratio d'endettement, le *credit-rating* peut donc se détériorer. D'après les données du DIW, si l'on tient compte de l'effet des augmentations des coûts, de l'exposition aux risques de marché et aux risques réglementaires, alors le coût augmente d'environ 29 % (avec un ratio *debt-equity* de 1,85). Dans ce cas, explique Jörn Richstein, les *offtakers* ne signeront de contrats que si les prix attendus sur le marché de l'électricité sont supérieurs à l'augmentation du coût de la dette. Cette affirmation est conforme aux calculs de risques pour les projets d'énergie renouvelable exposés aux risques du marché de l'électricité. Jörn Richstein estime également qu'il est difficile d'imaginer un système avec 100 % de renouvelables dans lequel il n'y a que des PPAs et des mécanismes de soutien. Dans ce cas, il faut, selon lui, accepter que les risques soient plus élevés.

Profil de la prochaine génération d'appels d'offres pour les énergies renouvelables

Les risques dans le secteur de l'électricité sont en grande partie liés au manque de visibilité politique, au regard par exemple des prix du CO_2 nécessaires à la décarbonation, à la révision des zones de soumission ou encore à l'évolution des prix de l'électricité, rappelle l'intervenant. Selon lui, il s'agit d'un argument en faveur de la poursuite des appels d'offres pour les énergies renouvelables. L'État doit assurer ce risque car il peut s'avérer inefficace de laisser ces décisions politiques aux acteurs privés, toujours selon Jörn Richstein.

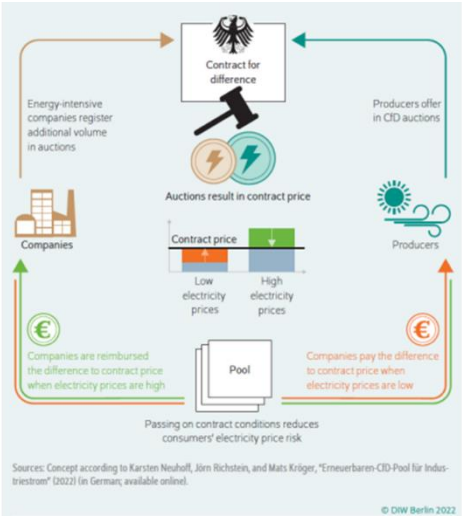

Figure 21 : Proposition de conception d'un appel d'offres pour les énergies renouvelables. Source : Jörn Richstein, DIW.

Pour conclure, Jörn Richstein a tenu à rappeler que **les PPAs, à eux seuls, ne peuvent pas permettre de parvenir aux objectifs climatiques et de développement des énergies renouvelables fixés par les gouvernements**. Afin de réduire au maximum les coûts des énergies renouvelables et de garantir un déploiement stable de ces dernières, les appels d'offres devraient être modifés pour adopter un modèle inspiré du complément de rémunération français de type CfD (cf. Figure 21). Les conditions du CfD devraient être répercutées sur les consommateurs finaux afin de les prémunir contre les risques liés au prix de l'électricité. Les plus gros consommateurs d'énergie devraient enregistrer leur demande supplémentaire dans ces enchères CfD, tout en prenant en compte les options de sortie – par exemple pour les fermetures de sites – afin de remédier à l'effet de la dette imputée par les PPAs.

IV.4. Les perspectives de financement des parcs éoliens terrestres en dehors des mécanismes de soutien

Table ronde : Dans quelle mesure les parcs éoliens peuvent-ils se financer en dehors des mécanismes de soutien ?

- Claire Bretheau, Avocate Associée, Ravetto Associés
- Grégory Faillenet, Directeur, BPCE Energeco
- Christian von Gerlach, Responsable des ventes et du financement de projets, WKN

Toutes les présentations (en anglais) et tous les enregistrements audio des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le site Internet de l'OFATE.

Dans le cadre de la dernière table ronde, les intervenants se sont demandé dans quelle mesure les parcs éoliens peuvent se financer en dehors des mécanismes de soutien. Revenant tout d'abord sur le contexte du financement hors soutien, ils ont ensuite discuté du phénomène de retrait anticipé des mécanismes de soutien avant d'évoquer les problématiques de temporalité de ces nouveaux modes de financement.

Contexte et financement hors soutien

En France comme en Allemagne, **les mécanismes de soutien restent prépondérants dans le financement des énergies renouvelables**. Des modes de financement hors soutien tendent toutefois à se développer. Grégory Faillenet, directeur de la société BPCE Energeco spécialisée dans le financement, est revenu sur la complexité de la situation actuelle en matière de financement des énergies renouvelables du fait des contraintes locales d'acceptation des projets, des besoins en *equity* ou encore de la baisse du volume des financements bancaires levés du fait de l'inflation et des taux d'intérêt. Malgré cela, la tendance de fond reste, selon lui, un développement important des PPAs.

Claire Bretheau, avocate associée du cabinet Ravetto Associés, a, quant à elle, rappelé qu'en 2017, en France, le contrat administratif avait basculé vers un contrat de complément de rémunération, ce qui avait permis une première accélération du développement des énergies renouvelables, en particulier éolien. Selon elle, à terme, **tous ces mécanismes de soutien ont vocation à être un simple accompagnement** pour parvenir au prix de marché. Le décalage actuel entre le financement hors soutien pour l'éolien et pour le solaire, aussi constaté par Grégory Faillenet, s'explique, selon elle, principalement par le fait que de nombreux projets *greenfield* photovoltaïques n'étaient pas éligibles aux appels d'offres et ont donc dû se tourner vers d'autres moyens de financement. La tendance actuelle sur les contrats peut être résumée de la façon suivante, selon les intervenants : il y a de plus en plus de PPAs pour les parcs en fin de contrat d'achat, à maturité courte, c'est-à-dire entre trois et cinq ans. Selon Claire Bretheau, un besoin de clarification du cadre réglementaire est nécessaire pour avoir une meilleure visibilité. Elle estime en effet que la principale difficulté est d'adapter ces modèles dans un schéma de financement de projet à long terme. Afin de retrouver une situation similaire à celle permise dans le cadre d'un tarif d'achat (guichet ouvert) ou de complément de rémunération, il faudrait sécuriser les flux du projet. Au sein d'une initiative privée et selon le principe du financement de projet, les risques sont hors de la société de projet puisqu'ils sont supportés par l'acheteur. Sur des durées plus longues, l'acheteur va essayer de changer l'équilibre. C'est cet équilibre qui, selon elle, va être l'objet des discussions dans les prochains dossiers.

Phénomène de sortie anticipée des mécanismes de soutien

Peu avant la conférence, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a alerté sur **le phénomène de résiliation anticipée des contrats pour certaines énergies renouvelables**, représentant, fin septembre, une puissance installée cumulée de 1,3 GW. **Ce volume dépasserait les 3,7 GW pour les années 2022-2023** et représenterait **une perte pour l'État de l'ordre**

de 6 à 7 milliards d'euros[68]. Claire Bretheau observe, elle aussi, un mouvement vers de nouvelles structures de financement. Au sein de plusieurs cabinets d'avocats, elle note la présence croissante de requêtes concernant une demande de sortie anticipée d'un tarif d'achat ou de complément de rémunération, du fait des prix de marché en forte hausse, pour se tourner vers de nouveaux contrats permettant de profiter d'un effet d'aubaine de prix. Selon elle, la question se pose moins lorsque les parcs approchent de la fin du mécanisme de soutien. Si l'actif n'est pas amorti, la majorité préfère la sécurité, en maintenant les contrats en cours. En effet, elle rappelle que, dans le cadre d'un complément de rémunération, c'est la sécurité des revenus sur le long terme qui est privilégiée.

Temporalité et financement hors soutien

Claire Bretheau et Grégory Faillenet sont également revenus sur la différence entre le temps de l'infrastructure et le temps de l'entreprise, constatée par Jean-Pierre Riche (IV.2). En plus de cette **différence temporelle**, les intervenants ont tenu à rappeler la **nécessité de s'interroger sur les questions de solvabilité des divers acteurs dans le cadre de cette montée en puissance des contrats privés**. Les conclusions de Grégory Faillenet se sont avérées similaires à celles proposées par Jörn Richstein (IV.3). Si les PPAs prennent de l'importance, la diversité des modèles de financement reste, selon lui, nécessaire. Il n'est donc pas souhaitable de se passer complétement des mécanismes de soutien. De plus, Claire Bretheau a également rappelé le besoin de visibilité sur le cadre réglementaire ainsi que la nécessité de prendre en compte la gestion des risques économiques de ces contrats privés.

[68] CRE 2022, *op.cit.*