

Executive Summary – *L'introduction des Power Purchase Agreements (PPA)*

Le marché des énergies renouvelables occupe une place croissante dans les économies européennes. Grandes entreprises et États multiplient les initiatives pour décarboner leurs activités, l'approvisionnement énergétique et l'indépendance constituant des enjeux cruciaux de souveraineté pour ces acteurs. Cependant, les énergies renouvelables sont parfois freinées par leur intermittence. Bien qu'elles bénéficient souvent de subventions, il existe des modèles sur lesquels elles peuvent devenir compétitives grâce à la coopération entre producteurs et consommateurs d'énergie.

Ce mémoire a pour objectif de fournir une vision claire des Power Purchase Agreements (PPA), aussi appelés contrats bilatéraux de vente d'électricité. Ces contrats pourraient, à terme, permettre une transition d'un marché subventionné vers un marché plus compétitif via les interactions entre opérateurs. En Europe, les cadres réglementaires sont favorables à leur expansion : 14 pays ont déjà adopté ces contrats, représentant une capacité totale contractualisée de 3 de 40 GW, dont 18 GW via des corporate PPA (cPPA) en 2021. Toutefois, des obstacles subsistent dans de nombreux pays, notamment des barrières réglementaires qui ralentissent les autorisations ou compliquent la contractualisation des PPA. Des barrières non réglementaires affectent également les pays européens les moins riches, souvent en raison d'un manque d'expérience et de financement pour la transition énergétique.

Un autre aspect clé du développement des PPA est leur financement. Ces contrats imposent des conditions strictes, nécessitant une évaluation rigoureuse des parties prenantes, des garanties renforcées, et des conditions de financement plus contraignantes que les projets bénéficiant de tarifs garantis (par exemple, des taux d'intérêt plus élevés et des niveaux d'endettement plus faibles). Pourtant, ce volet financier est essentiel pour favoriser une contractualisation plus large et l'essor de ce marché. Les institutions financières et les fonds de garantie tendent à améliorer ces conditions, mais doivent encore s'ouvrir à d'autres consommateurs.

Nos résultats démontrent que les flux perçus par les actionnaires et les producteurs lorsqu'ils signent un PPA diffèrent de ceux d'un projet bénéficiant d'un complément de rémunération. Les taux de rentabilité interne sont plus faibles lorsque les conditions de financement se détériorent, rendant ces contrats moins attractifs pour les investisseurs et les producteurs. L'analyse de régression vise à identifier les variables ayant un impact sur l'augmentation des capacités contractualisées sous cPPA. Parmi les variables étudiées, le nombre d'entreprises cotées en bourse, la croissance de la part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité et la superficie des pays ont un effet positif sur l'augmentation des capacités contractualisées par les entreprises.

GEMELGO FERNANDES

Océane

Master Economie de l'énergie

2023-2024

L'introduction des Power Purchase Agreements (PPA) :

***Analyse du cadre de développement et de leur impact sur
financement des projets d'énergie renouvelable***

Mémoire de fin d'année : Master Économie de l'Énergie

Écrit par : GEMELGO FERNANDES Océane

Sous la supervision du professeur Mr. SOLIER Boris

Sous la supervision de Mme. MANCEAU Justine



Avant-propos

Les effets du changement climatique sont aujourd'hui incontestables, et la transition énergétique s'impose comme une nécessité pour décarboner les mix énergétiques des pays et limiter les impacts des gaz à effet de serre. La transition des ressources fossiles vers des ressources renouvelables est un processus long et complexe, car les combustibles fossiles restent encore largement subventionnés, même dans les pays industrialisés. Bien que les énergies renouvelables connaissent une croissance significative et commencent à occuper une place non négligeable dans la consommation mondiale d'énergie, des outils doivent être intégrés et coordonnés pour permettre d'accélérer l'expansion des capacités.

Le marché des énergies renouvelables (« EnR ») doit se structurer davantage, tant bien à travers des réformes de marché que par la mise en place de mécanismes contractuels spécifiques. Ces initiatives sont cruciales pour la compétitivité des EnR face aux énergies fossiles. Parmi ces instruments, les Power Purchase Agreement se démarquent comme une solution endogène. En permettant aux producteurs d'énergies renouvelables de sécuriser des revenus à long terme, les PPA jouent un rôle central pour la viabilité de ce marché, même face à une diminution progressive des dispositifs de soutien. L'analyse de ces contrats est primordiale pour comprendre comment ils peuvent contribuer à notre avenir énergétique.

Résumé

Le marché des énergies renouvelables occupe une place croissante dans les économies européennes. Grandes entreprises et États multiplient les initiatives pour décarboner leurs activités, l'approvisionnement énergétique et l'indépendance constituant des enjeux cruciaux de souveraineté pour ces acteurs. Cependant, les énergies renouvelables sont parfois freinées par leur intermittence. Bien qu'elles bénéficient souvent de subventions, il existe des modèles sur lesquels elles peuvent devenir compétitives grâce à la coopération entre producteurs et consommateurs d'énergie.

Ce mémoire a pour objectif de fournir une vision claire des Power Purchase Agreements (PPA), aussi appelés contrats bilatéraux de vente d'électricité. Ces contrats pourraient, à terme, permettre une transition d'un marché subventionné vers un marché plus compétitif via les interactions entre opérateurs. En Europe, les cadres réglementaires sont favorables à leur expansion : 14 pays ont déjà adopté ces contrats, représentant une capacité totale contractualisée

de 40 GW, dont 18 GW via des corporate PPA (cPPA) en 2021. Toutefois, des obstacles subsistent dans de nombreux pays, notamment des barrières réglementaires qui ralentissent les autorisations ou compliquent la contractualisation des PPA. Des barrières non réglementaires affectent également les pays européens les moins riches, souvent en raison d'un manque d'expérience et de financement pour la transition énergétique.

Un autre aspect clé du développement des PPA est leur financement. Ces contrats imposent des conditions strictes, nécessitant une évaluation rigoureuse des parties prenantes, des garanties renforcées, et des conditions de financement plus contraignantes que les projets bénéficiant de tarifs garantis (par exemple, des taux d'intérêt plus élevés et des niveaux d'endettement plus faibles). Pourtant, ce volet financier est essentiel pour favoriser une contractualisation plus large et l'essor de ce marché. Les institutions financières et les fonds de garantie tendent à améliorer ces conditions, mais doivent encore s'ouvrir à d'autres consommateurs.

Nos résultats démontrent que les flux perçus par les actionnaires et les producteurs lorsqu'ils signent un PPA diffèrent de ceux d'un projet bénéficiant d'un complément de rémunération. Les taux de rentabilité interne sont plus faibles lorsque les conditions de financement se détériorent, rendant ces contrats moins attractifs pour les investisseurs et les producteurs. L'analyse de régression vise à identifier les variables ayant un impact sur l'augmentation des capacités contractualisées sous cPPA. Parmi les variables étudiées, le nombre d'entreprises cotées en bourse, la croissance de la part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité et la superficie des pays ont un effet positif sur l'augmentation des capacités contractualisées par les entreprises.

Remerciements

À l'issue de ces deux années de Master, je tiens à exprimer ma gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué à la réussite de mon parcours et à l'élaboration de ce mémoire.

Je tiens à remercier tout particulièrement Mr. SOLIER Boris, Maître de Conférence à l'Université de Montpellier, pour son soutien et son écoute attentive tout au long de ces deux années. Ses conseils avisés et sa pédagogie me permettent d'être préparée au mieux pour mon entrée dans le monde professionnel, avec des connaissances solides et concrètes sur le secteur de l'énergie. La réalisation de ce mémoire a pu être menée jusqu'au bout par ses suggestions pertinentes et ses pistes d'améliorations, qui ont grandement contribué à la réalisation de ce projet.

Je souhaite exprimer ma profonde gratitude à Mme. MANCEAU Justine, Responsable des filiales et des prises de participation et tutrice de mon alternance au sein de l'AREC Occitanie. Son accompagnement, sa confiance envers mon travail et ses précieux conseils ont été essentiels pour la réalisation de ce mémoire, ainsi que pour mon intégration à l'AREC. Je tiens à la remercier pour sa bienveillance et l'ensemble des connaissances qu'elle m'a transmises, qui m'ont permis de m'épanouir pleinement dans mon poste.

Je souhaite également remercier vivement Mr. ROUSSEL Christopher, Responsable financement et gestion d'actifs à l'AREC, pour son soutien constant tout au long de mon alternance. Ses précieux conseils, tant sur le plan professionnel que pour mes futures orientations, m'ont aidé à renforcer mon autonomie et à mieux orienter mon parcours. Sa disponibilité et ses compétences ont été des atouts majeurs dans ma professionnalisation.

Enfin, je tiens à remercier sincèrement Mr. LE GARFF Gwenaël, Directeur opérationnel de l'AREC pour sa précieuse formation. Son expertise et ses conseils stratégiques ont non seulement contribué à la réussite de ce mémoire, mais ont également éclairé mes choix professionnels futurs. L'ensemble de ses conseils avisés m'ont permis de pleinement intégrer mon poste à l'AREC.

Acronymes

AREC	<i>Agence Régionale Énergie Climat</i>
B2B	<i>Business-to-Business</i>
B2C	<i>Business-to-Consumer</i>
CR	<i>Complément de Rémunération</i>
CRE	<i>Commission de Régulation de l'Énergie</i>
CfD	<i>Contract for Difference</i>
DSCR	<i>Debt Service Coverage Ratio</i>
EnR	<i>Énergies renouvelables</i>
FiT	<i>Feed in Tariff</i>
FiP	<i>Feed in Premium</i>
GO	<i>Garantie d'Origine</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
MWc	<i>Megawatt crête</i>
NTIC	<i>Nouvelles technologies de l'information et de la communication</i>
OA	<i>Obligation d'Achat</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
cPPA	<i>Corporate Power Purchase Agreement</i>
mPPA	<i>Merchant Power Purchase Agreement</i>
uPPA	<i>Utility Power Purchase Agreement</i>
TRI	<i>Taux de Rendement Interne</i>
UE	<i>Union européenne</i>
VAN	<i>Valeur Nette Actualisée</i>

Sommaire

INTRODUCTION	7
I. ÉVALUATION DES PPA SOUS LES DIFFERENTS CONTEXTES REGLEMENTAIRES EUROPEENS	10
A. INTEGRATION DES PPA DANS LES ECONOMIES EUROPEENNES.....	10
i. <i>Définitions des différents types de PPA</i>	10
ii. <i>Usage actuel, pour quels types de projets et pourquoi ce système</i>	11
B. L'INFLUENCE DES POLITIQUES ENERGETIQUES SUR LE DEVELOPPEMENT DES PPA.....	14
i. <i>Les réglementations favorables aux PPA</i>	14
ii. <i>Les barrières réglementaires et non-réglementaires</i>	19
iii. <i>Le cas spécifique de la France</i>	26
II. LES ENJEUX DE L'ACCES AU FINANCEMENT POUR LES PPA	29
A. LA BANCABILITE DES PROJETS SOUS PPA.....	29
i. <i>Critères de bancabilité</i>	29
B. IMPACT DES PPA SUR LES CONDITIONS DE FINANCEMENT.....	32
i. <i>Les conditions de prêts selon les différents types de contrats : le PPA vs. le complément de rémunération</i>	32
ii. <i>Rôle des institutions financières</i>	36
C. ÉTUDE COMPARATIVE ENTRE DEUX PROJETS SOLAIRES	38
i. <i>Analyse des scénarios en complément de rémunération et PPA</i>	39
ii. <i>Analyses des différents scénarios en PPA</i>	41
III. PERSPECTIVES D'EVOLUTIONS	44
A. LES FACTEURS DE DEVELOPPEMENT DES PPA	44
i. <i>Modèle de régressions multiples</i>	44
B. LES EVOLUTIONS DU SYSTEME A HORIZON 2030	47
CONCLUSION	49
ANNEXES	52
REFERENCES	60

Introduction

Les énergies renouvelables sont devenues le centre d'intérêt de nombreuses parties, aussi bien pour les États afin d'assurer leur transition énergétique que pour les entreprises dans le but d'atteindre leurs objectifs de décarbonation et de réduction du coût d'approvisionnement. « *Les énergies renouvelables ont dépassé la barre des 30% pour la première fois en 2023* »¹ dans la production totale d'énergie primaire. Il est indéniable qu'une grande partie de la transition doit passer par l'électrification des usages et par une production électrique verte pour diminuer l'intensité en CO₂ de la production mondiale d'électricité.

Le développement des énergies renouvelables est passé par des nombreuses étapes, de la prise de conscience du changement climatique au Sommet de Kyoto à nos jours, où de nombreuses technologies et modèles se développent pour pouvoir s'incrémenter dans nos économies. Pour que les énergies renouvelables puissent pénétrer le marché, de nombreuses mesures ont été mises en œuvre, surtout en Europe. Aussi bien par des avantages fiscaux que par des systèmes de prix garantis. Parmi ces systèmes, deux coexistent et sont majoritairement utilisés. Le premier, appelé en France, l'Obligation d'Achat (« OA ») ou modèle Feed-in-Tariff (« FiT ») en anglais, est un tarif fixe fourni à un producteur. L'électricité produite à partir des installations est achetée par des entités désignées. En France, on retrouve Électricité de France (« EDF ») et les Entreprises Locales de Distribution (« ELD »). Ces entités achètent l'électricité produite par les installations à un tarif et une période fixes, généralement de 15 à 20 ans, pour les revendre sur le marché de gros. Ce premier modèle a été le tout premier à être mis en œuvre pour le démarrage du secteur des renouvelables.

Avec la maturation de ces technologies, un nouveau modèle s'est développé en 2016, en France et en Europe. Il est appelé le Complément de Rémunération (« CR ») ou Feed-in-Premium (FiP). Celui-ci découle d'un système créé en 2013 au Royaume-Uni, dans le cadre de la Electricity Market Reform, appelé le « Contract for Difference ». Cette réforme et ce mécanisme visaient à stimuler la création de nouvelles infrastructures renouvelables au Royaume-Uni pour garantir une sécurité de l'approvisionnement et réduire les émissions. Le CfD est un mécanisme financier permettant à un producteur de vendre son électricité sur le

¹ Connaissances des Énergies, (2024), « Production d'énergie dans le monde », <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/production-denergie-dans-le-monde>

marché et de bénéficier d'un prix d'exercice (« strike price »). Lorsque le prix sur le marché spot est inférieur au prix de référence contractualisé, l'État ou l'organisme contractant, verse au producteur la différence entre le prix de marché et le prix d'exercice. À l'inverse, lorsque le prix sur le marché est supérieur au prix d'exercice, le producteur reverse la différence. Le complément de rémunération repose sur ce même système et est aujourd'hui le modèle essentiellement utilisé pour des infrastructures de moyennes à grandes tailles.

De nouveaux modèles continuent à se développer, sans avoir recours à des subventions fournies par les États. Ils permettent aux producteurs d'énergies renouvelables de contractualiser directement leur production vers des consommateurs, via des contrats de vente de l'électricité gré-à-gré. Ces contrats sont plus connus sous le nom de Power Purchase Agreements (« PPA »). La récente crise énergétique a propulsé les PPA sur le devant de la scène. Face aux instabilités des marchés, la contractualisation de ce type de contrat semble pouvoir pallier les défauts issus du marché. L'objectif de ce mémoire est de comprendre et d'analyser le cadre de développement de ces contrats et leurs effets sur le financement de projets. L'analyse portera dans un premier temps sur l'introduction de leur usage et le contexte réglementaire permettant ou non leur développement. Par la suite, nous analyserons l'effet de ce type de contrat sur le financement des projets et l'analyse des flux. Enfin nous tenterons de savoir si certaines variables économiques, géographiques ou financières permettent de répandre l'usage de ce modèle.

Les études portant sur ce type de contrat sont encore peu nombreuses, le récent usage de ce modèle en est la conséquence. Il doit encore se répandre pour en analyser les effets. Deux documents ont retenu notre attention pour la réalisation de ce mémoire. Le premier, *An Off-Site Power Purchase Agreement (PPA) as a Tool to Protect against Electricity Price Spikes: Developing a Framework for Risk Assessment and Mitigation* écrit par Karolina Kapral, Kobe Soetaert et Rui Castro et publié en avril 2024, tente d'examiner si le PPA est une solution solide face aux pics de prix sur les marchés de l'électricité pour les fournisseurs à la suite de la crise énergétique en 2022. Leurs principaux résultats démontrent que les PPA ont permis de réaliser des économies importantes par rapport aux achats sur le marché durant cette période. Ils contribuent au développement de technologies durables et sont des instruments convaincants pour assurer la stabilité et la prévisibilité des coûts de l'énergie à long terme.

Le second est une analyse réalisée par E-CUBE sur demande de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »). Cette analyse porte sur les dynamiques et les mécanismes publics de

soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe. Leurs principaux résultats démontrent cinq biais permettant de développer ce type de contrat, à savoir l'existence de mécanismes publics de soutien aux EnR, une compétitivité accrue des EnR, l'intensité carbone importante du mix électrique et la présence d'offtakers² appropriés.

Ces études soulignent la croissance significative de ces contrats. Nous chercherons à démontrer l'intégration de ces mécanismes dans les économies européennes tout au long du développement de ce mémoire.

² Offtaker : est défini comme une entité ou entreprise qui s'engage à acheter une certaine quantité de produits ou de services dans le cadre d'un achat long terme. Ici les oftakers font référence aux entités et entreprises consommatrices d'électricité.

I. Évaluation des PPA sous les différents contextes réglementaires européens

A. Intégration des PPA dans les économies européennes

i. Définitions des différents types de PPA

Les Power Purchase Agreements (PPA), également appelés contrats de vente d'électricité, se caractérisent par leur structure et par la nature de l'acheteur qui contractualise avec le producteur. On distingue trois principaux types de PPA :

- Coporate PPA ou cPPA³, lorsque le consommateur est une entreprise, il s'agit d'un contrat de vente directe entre le producteur et le consommateur, et suit généralement un schéma B2B (business-to-business) ;
- Merchant PPA ou mPPA⁴, lorsqu'il n'y a pas de lien direct entre le producteur et le consommateur. Le producteur vend son énergie à un intermédiaire actif sur le marché de l'électricité, qui la revend ensuite à un consommateur final. Ce type de contrat suit généralement un schéma B2B2C (business-to-business-to-consumer), avec possibilité de transformation du mPPA en cPPA ;
- Utility PPA ou uPPA, un dérivé du mPPA où l'intermédiaire est un gestionnaire de réseau ou un fournisseur d'électricité.

L'ensemble des contrats peuvent avoir des structures différentes, ils peuvent être « physique local », c'est-à-dire que le site de production est directement raccordé au site de consommation. Ils peuvent être aussi « physique hors site », il n'y a pas de raccordement direct entre les sites de production et consommation, un agrégateur fournira le service d'équilibrage et compensera les fluctuations au niveau de la production et la consommation définis par le contrat. Il existe, par ailleurs, des PPA financiers⁵ (« Virtual PPA »), il n'y a pas de livraison physique de

³ Commission de Régulation de l'Énergie et du Gaz (CREG), (11/04/2024), « Power Purchase Agreements : Etats des lieux et Evaluation », *CREG*, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2782FR.pdf>

⁴ Commission de Régulation de l'Énergie et du Gaz (CREG), (11/04/2024), « Power Purchase Agreements : Etats des lieux et Evaluation », *CREG*, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2782FR.pdf>

⁵ Niklaus A., (n.d). « What is a PPA? The guide to Power Purchase Agreement », *PexaPark*, [https://pexapark.com/solar-power-purchase-agreement-ppa/#:~:text=A%20power%20purchase%20agreement%20\(PPA,generated%20by%20a%20renewable%20asset.](https://pexapark.com/solar-power-purchase-agreement-ppa/#:~:text=A%20power%20purchase%20agreement%20(PPA,generated%20by%20a%20renewable%20asset.)

l'électricité, l'acheteur et le producteur concluent un accord d'échange pour l'électricité (un swap), chacun achète et vend sur le marché spot. Un prix cible sera défini dans le contrat, le consommateur s'engage à verser la différence entre le prix cible défini et le prix spot au producteur et recevra en échange les Garanties d'Origines (« GO ») de l'actif. Lorsque le prix spot est inférieur au prix cible (« strike price »), c'est le producteur qui verse une compensation au consommateur. Ce type de contrat est essentiellement utilisé comme outil de partage des risques financiers ou encore comme outil pour financer les infrastructures vertes.

Généralement, les contrats cPPA ont une durée plus importante (15 à 20 ans) que les mPPA ou les uPPA (5 à 7 ans), cela s'explique par des logiques de couvertures différentes entre les fournisseurs et les consommateurs. En effet, les fournisseurs ont une visibilité de marché qui n'excède pas cinq années, si les prix du marché de gros et les prix du marché spot viennent à chuter, cela aura pour effet de détériorer leur couverture et ils ne s'engagent donc qu'à court ou moyen terme. À l'inverse, pour les consommateurs, et surtout les gros industriels dont la consommation est stable dans le temps, le cPPA permet de garantir un prix qu'ils connaissent et permet de subvenir à une partie de leur consommation. Même si les prix de marché viennent à chuter, ils bénéficient des GO de l'actif et le cPPA ne concerne qu'une partie de leur consommation, ils bénéficieront in fine d'une baisse du coût global de leur approvisionnement.

De la même façon, il existe aussi une distinction entre les PPA contractualisés ayant pour objectif de financer de nouvelles infrastructures d'électricité et répondant aux critères RSE d'additionnalité et ceux qui sont contractualisés lorsque l'actif est en exploitation. On parle de PPA « Green Field » pour ce premier cas et de PPA « Brown Field »⁶ pour ce dernier.

ii. Usage actuel, pour quels types de projets et pourquoi ce système

Depuis 2019, les PPA se développent en France⁷ et sont majoritairement contractualisés avec des producteurs d'énergie renouvelable. Ces premiers types de contrats prennent origine en Grande-Bretagne dans les années 1980 avec la libéralisation des marchés de l'énergie et sont

⁶ E-CUBE (2022), « Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe », *E-CUBE et CRE*, https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/import/220204-E-CUBE-CRE_PPA.pdf

⁷ Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), (20/03/2022), « Développement des contrats de type PPA », *CRE*, <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/developpement-des-contrats-de-type-ppa.html>

largement apparus avec le développement des grands groupes américains (essentiellement les GAFAM) et ont été encouragés lors du Sommet pour le Climat du Secrétaire Général de l'ONU de 2014 et impulsé par l'initiative RE100⁸. L'essor de ces contrats devrait être d'autant plus important dans les années à venir, du fait des réglementations en développement en Europe. La politique Énergie-Climat de 2014 de l'Union européenne énonce trois objectifs clairs, la décarbonation des mix énergétiques, des prix abordables et la sécurité de l'approvisionnement (*Bureau D., et al (2023)*). Les récentes instabilités dues à la guerre en Ukraine ont largement permis de démontrer les risques et les instabilités du secteur énergétique européen. Les importantes fluctuations et la volatilité des prix mettent en exergue la nécessité d'utiliser d'autres ressources compatibles avec le marché de gros. Celui-ci permet à court terme de répondre aux défis de l'équilibrage offre-demande, mais à long terme, il ne peut remplir les trois objectifs de la politique Énergie-Climat. En effet, le marché n'incite pas aux investissements bas-carbone, le signal prix n'est pas suffisant et sa structure ne permet pas d'assurer les producteurs EnR d'une couverture de leurs coûts d'investissement. Le prix est construit à partir du coût marginal du dernier actif appelé à produire selon le mécanisme de l'ordre de mérite⁹. Les énergies renouvelables, dû à leur coût marginal nul, sont les premières capacités appelées. Plus leur développement tend à être important, plus la liquidité est faible sur le marché et les prix sont faibles (voire négatifs). Si le prix ne couvre pas l'investissement, alors il n'y a pas d'incitation à développer ce type d'infrastructures. Dans le cas contraire, une pénétration importante des énergies renouvelables sur les marchés entraîne un autre problème, le « missing money »¹⁰ pour les actifs de production de pointe et rend la volatilité des prix encore plus forte due à l'intermittence.¹¹

⁸ RE100 est une initiative mondiale visant à impliquer, promouvoir, soutenir les grandes entreprises s'engageant à utiliser les énergies renouvelables pour diminuer leur impact carbone, visant une consommation à 100% renouvelable. Cette initiative est pilotée et encadrée par The Climate Group.

⁹ Ordre de mérite (« merit order ») : est un mécanisme des marchés de l'électricité qui décrit l'ordre dans lequel les différentes sources de production sont classées et appelées pour répondre à la demande selon leur coût marginal.

¹⁰ « Missing money » : décrit une situation dans laquelle les prix de l'électricité ne parviennent pas à générer assez de revenus pour inciter de nouveaux investissements et/ou maintenir des centrales existantes. Ce problème touche particulièrement les centrales à coût marginal élevé.

¹¹ Bureau D., Glachant J., Schubert, K., (2023). « Le triple défi de la réforme du marché européen de l'électricité » *Notes du conseil d'analyse économique*, (n°76) (1), 1-12. <https://doi.org/10.3917/ncae.076.0001>.

Du fait de leur structure, les énergies renouvelables ne semblent pas être en totale adéquation avec le marché. Néanmoins, une grande partie des actifs renouvelables en Europe sont largement subventionnés par les États. En 2020, les pays membres de l'UE27 ont subventionné les énergies renouvelables à hauteur de 80 millions d'euros (*Badouar T. et al, (2022)*), dont 63 millions d'euros provenant des mécanismes de soutien d'achats aux EnR (FiT et FiP). Le solaire reste l'énergie la plus subventionnée en Europe, c'est environ 30 millions d'euros qui lui sont alloués¹². Ces soutiens sont nécessaires pour faire exister ces infrastructures et permettre leur viabilité dans le temps. À mesure que leur LCOE¹³ diminue, les subventions devraient diminuer. Cette tendance est déjà perceptible si on analyse le prix moyen pondéré de projets retenus par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avant 2022 en France. Entre 2018 et 2021, les prix des appels d'offres retenus oscillent entre 60 €/MWh et 55 €/MWh pour du photovoltaïque au sol, entre 70 €/MWh et 80 €/MWh pour l'éolien et entre 100 €/MWh et 80 €/MWh pour du photovoltaïque sur bâtiments¹⁴. La récente augmentation des prix retenus en 2022-2023 est dû en grande partie à la conjoncture économique. En effet, l'augmentation du prix des matières premières type silicium, cuivre et acier, l'inflation entraînant un surcoût des projets et l'augmentation des taux d'intérêts explique une augmentation des tarifs d'achat pour la continuité du développement des EnR.

Dans ce contexte, le PPA est une solution à long terme permettant de pallier les imperfections des marchés et les subventions trop importantes pouvant à terme avoir des conséquences sur les contribuables. Le PPA étant un contrat bilatéral, il permet aux parties prenantes d'avoir une grande liberté sur la contractualisation de celui-ci. Ce sont des contrats tacites et toute clause peut y être insérée. Néanmoins, certaines sont monnaie courante pour permettre une optimalité du contrat. Côté producteur, il peut s'engager à produire une certaine quantité d'énergie, c'est le « Principe de l'Engagement de Production » (ou « baseload »), le

¹² European Commission: Directorate-General for Energy, Badouard, T., Bon Mardion, J., Bovy, P., Casteleyn, M., Eyhorn, D., Fonteneau, T., & Lemoine, P. (2022). *Study on energy subsidies and other government interventions in the European Union : final report : 2022 edition*, Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/304199>

¹³ Levelized Cost Of Energy (LCOE) : est une mesure économique permettant d'évaluer le coût moyen de production d'une unité d'énergie sur toute la durée de vie d'une installation. Elle permet de comparer la compétitivité des différentes technologies de production de l'énergie.

¹⁴ Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), (2024), « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juin 2024 portant avis sur trois cahiers des charges modificatifs des appels d'offres dits « PPE2 PV Bâtiments », « PPE2 PV Sol » et « PPE2 Neutre ». », *Délibération n°2024-95*. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2024/240606_2024-95_CDC_AO_PPE2.pdf

producteur va s'engager sur un volume et/ou profil de production sans engagement sur la disponibilité. En cas de non-réalisation, il s'engage à payer des pénalités sur la production que le consommateur n'a pas obtenue. Ce type de clause nécessite de la part du producteur de fortes compétences dans la prédiction de la consommation. D'autre part, le producteur peut aussi choisir de faire payer chaque kWh produit sans intégrer le profil du consommateur, c'est le principe du « Pay-As-Produced ». La totalité de sa production est payée par le consommateur, il doit alors s'engager sur un niveau de disponibilité, mais les écarts de production seront, eux, supportés par un agrégateur/responsable d'équilibre. Les coûts de l'agrégateur dans cette configuration sont supportés par l'acheteur, à l'inverse, dans la première configuration, c'est le producteur qui supporte ces coûts¹⁵. Le consommateur doit lui aussi s'engager sur le paiement de l'énergie obtenue, cela passe par des garanties bancaires qui vont couvrir plusieurs mois de consommation, s'assurer que le responsable d'équilibre auquel il est rattaché accepte les clauses du contrat, payer le prix d'achat, les garanties d'origines et les garanties de capacité qu'émet l'actif et prendre la livraison de l'électricité au point contractuellement défini. Le PPA permet une contractualisation libre, mais où chaque partie prenante doit être garantie.

Le développement des contrats gré-à-gré d'électricité s'inscrit dans une réflexion globale de l'Union européenne pour la transition énergétique. Leur mise en œuvre est largement influencée par les politiques énergétiques nationales et les décisions internationales.

B. L'influence des politiques énergétiques sur le développement des PPA

i. Les réglementations favorables aux PPA

L'Union européenne s'inscrit largement dans une politique environnementale en faveur de la transition énergétique. Trois quarts des émissions de GES des pays européens proviennent de la production et de la consommation énergétique, il est donc devenu l'un des secteurs à décarboner en priorité. En effet, les émissions de gaz à effet de serre en Europe représentaient

¹⁵ Kapral K, Soetaert K, Castro R. (2024). « An Off-Site Power Purchase Agreement (PPA) as a Tool to Protect against Electricity Price Spikes: Developing a Framework for Risk Assessment and Mitigation. » *Energies*. 2024, 17, 2161. <https://doi.org/10.3390/en17092161>

3,3 milliards tCO₂ en 2021, dont environ 23% provenant directement des industries de l'énergie¹⁶.

Les politiques pour la transition énergétique se sont progressivement multipliées à partir des années 2000. La directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité met en œuvre les premiers objectifs de développement des énergies renouvelables, soit d'atteindre 22% d'électricité issue des EnR à horizon 2010 afin de respecter les objectifs de Kyoto. Cette directive a encouragé les États membres à mettre en œuvre des politiques nationales dans le but d'établir un cadre législatif pour le marché des énergies renouvelables, pouvant s'appuyer sur des aides d'État via des certificats verts, des aides à l'investissement, exonérations et/ou réductions fiscales, des régimes de soutien par des prix fixes et de réduire les obstacles réglementaires des États membres pour accélérer le développement des infrastructures EnR¹⁷.

Dans une même continuité, la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables vient étendre le cadre de la précédente. Celle-ci établit des objectifs plus contraignants pour les États, l'objectif étant d'atteindre 20% d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie avant 2020. Cette directive faisait partie du premier paquet énergie-climat fixant les premiers objectifs contraignants de l'Union européenne en matière de réduction des GES de 20% par rapport au niveau de 1990, une réduction de la consommation énergétique de 20% et l'augmentation des EnR dans la consommation finale¹⁸. Le paquet climat-énergie a été révisé en 2014 pour accroître de 27% les énergies renouvelables dans le mix énergétique européen, accroître l'efficacité énergétique de 27% et réduire de 40% les émissions de GES. Récemment, d'autres initiatives européennes, lois et directives viennent renforcer le cadre du développement des énergies renouvelables lancé par les Accords de Paris, comme le Pacte Vert pour l'Europe, un ensemble d'initiatives politiques établis par la Commission Européenne pour atteindre le zéro

¹⁶ Olivier A., Verdes J., (2023). « Infographies : les émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne ». *Toute l'Europe*. <https://www.touteurope.eu/environnement/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-dans-l-union-europeenne/>

¹⁷ Directive n°2001/77/CE du Parlement Européen et du conseil du 27 septembre 2001 (JO L283 du 27.10.2001, p. 33). <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2001L0077:20070101:FR:PDF>

¹⁸ Directive n°2009/28/CE du Parlement Européen et du conseil du 23 avril 2009 (JO du 05.06.2009) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>

émission net à horizon 2050 ou encore le plan de reprise NextGenerationEu, lancé suite à la crise énergétique de 2022, pour accélérer le déploiement des énergies renouvelables afin de réduire la dépendance énergétique des pays européens aux énergies fossiles.

Le Pacte Vert pour l'Europe et la directive 2018/2001 du Parlement Européen relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables promeut largement les usages de soutien aux EnR, surtout l'usage des compléments de rémunération et les PPA. Les mécanismes de contrats d'achats bilatéraux sont considérés comme facilitateurs pour le développement, et doivent être mis en œuvre par les États membres en supprimant les barrières de ces contrats, ils ne doivent pas être soumis à des frais ou procédures discriminatoires, ces types de contrats sont étendus aux auto-consommateurs et aux communautés d'énergie renouvelables. Cette directive a permis de mettre un premier cadre important qui explique un recours plus fort sur ces types de contrats depuis 2019¹⁹. Dans cette même temporalité, une plateforme de réseau européen de PPA s'est développée à Bruxelles en 2017, la RE-Source (European Platform for Corporate Renewable Energy Sourcing)²⁰ afin de mettre en lien les producteurs d'énergie renouvelable et les consommateurs. Cette plateforme s'appuie sur les objectifs climatiques et énergétiques de l'Europe pour offrir un cadre simplificateur de l'approvisionnement en énergie renouvelable pour les entreprises. Elle a été créée par quatre organisations, à savoir SolarPower Europe, Wind Europe, Climat Group et la WBCSD et met à disposition des outils et trackers pour connaître les politiques nationales de chaque État membre, permettant ainsi de connaître des perspectives d'évolutions et de marchés des PPA pour les entreprises et fournisseurs.

Certains pays européens sont leaders en termes de contractualisation de PPA et détiennent des réglementations nationales très favorables à leur développement. Le Royaume-Uni a largement été précurseur pour ce type de contrat. En 2021, 1,6 GW de capacité étaient sous contrat, essentiellement avec les secteurs des NTIC (Amazon), des télécoms (BT Group) et bancaires (HSBC). La Norvège est considérée comme le pays détenant la réglementation la plus propice au développement de ces contrats. En effet, il existe plusieurs modèles de PPA, tant bien physiques, que financiers ou encore transfrontaliers. Une pluralité importante de

¹⁹ Directive 2018/2001 du Parlement Européen et du conseil du 11 décembre 2018 (JO du 21.12.2018) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>

²⁰ European Platform for Corporate Renewable Energy Sourcing (RE-Source) <https://resource-platform.eu>

modèles permet à chaque consommateur et producteur de pouvoir mettre en œuvre celui qui convient le mieux en fonction de son installation. De plus, la Norvège possède une réglementation facilitatrice, avec un système de garantie publique pour les consommateurs facilitant le financement des infrastructures. Elle permet également aux fournisseurs d'acheter l'électricité excédentaire des consommateurs au tarif du marché de gros²¹.

En 2021, 18 GW de capacité en Corporate PPA ont été contractualisés auprès de 14 pays européens²², notamment avec des secteurs très énergivores comme les NTIC, les gros industriels, le transport et l'automobile, les secteurs bancaires et financiers (RE-Source). En 2021, en prenant en compte l'ensemble des PPA existants, ce sont plus de 40 GW de capacité conclus tous PPA confondus²³.

Tableau 1. Capacités contractualisées en cPPA en 2021 dans 14 pays européens

Pays concerné	Capacité totale contractualisée en 2021	Nombre de contrats en 2021	Secteurs
Allemagne	1 608 MW	23	NTIC, grosse industrie, automobile
Belgique	383 MW	10	Grosse industrie, NTIC, transport
Espagne	4 046 MW	48	NTIC, pharmaceutique, grosse industrie
Danemark	668 MW	12	NTIC, supermarchés, pharmaceutique
Finlande	1 468 MW	23	NTIC, grosse industrie, carburant/transport
France	731 MW	19	Transport, télécoms, NTIC

²¹ RE-Source (juin 2021), « Regulatory & PPA Model Tracker », <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/regulatory-ppa-model-tracker/>

²² RE-Source (juin 2021), « Regulatory & PPA Model Tracker », <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/regulatory-ppa-model-tracker/>

²³ E-CUBE (2022), « Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe », https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/import/220204-E-CUBE-CRE_PPA.pdf

Irlande	508 MW	7	NTIC, centres hospitaliers
Italie	339 MW	10	Télécoms, grosse industrie, NTIC
Norvège	2 115 MW	10	Grosse industrie, NTIC
Pays-Bas	1 484 MW	15	NTIC, transport, consortiums
Pologne	335 MW	10	Télécoms, automobile, grosse industrie
Royaume-Uni	1 608 MW	43	NTIC, bancaire, télécoms
Suède	2 710 MW	23	NTIC, grosse industrie, transport
Suisse	2 MW	1	Supermarché

Source: RE-Source (juin 2021), « Regulatory & PPA Model Tracker », <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/regulatory-ppa-model-tracker/>

Nous notons ici qu'un nombre de contrats élevé ne signifie pas une capacité plus importante au sein d'un pays et inversement. Par exemple, en Espagne, la capacité contractualisée est de 4 GW pour 48 contrats conclus, alors que le Royaume-Uni possède 43 contrats pour 1,6 GW de capacité. Dans le cas contraire, la Norvège a conclu 10 contrats pour 2,1 GW de capacité alors que la Suède en a conclu 23 pour 2,7 GW de capacité. Nous supposons que ces différences peuvent provenir de la taille du pays, pouvant construire plus ou moins de grandes infrastructures EnR, mais aussi des différentes industries présentes dans le pays. Dès lors que Google et/ou Amazon sont présents, ils contractualisent les plus grosses capacités avec les industriels de l'aluminium et de l'automobile. Nous pouvons aussi ajouter la possibilité que plus un pays est énergivore, plus les capacités contractualisées seront élevées. Ces différentes hypothèses seront vérifiées plus tard.

L'Union européenne ainsi que ses institutions portent largement une politique énergétique dans le cadre de laquelle le renouvelable détient une place prépondérante, de nombreux fonds et subventions ayant permis de soutenir ce développement, la diversification des aides et des régimes de soutien par les prix ont renforcé ce marché. Cette tendance sera effective jusqu'à la réalisation des objectifs en termes de transition énergétique. Néanmoins, même si les directives et lois sont en faveur de ce développement, certaines barrières

règlementaires et non réglementaires nationales empêchent parfois la mise en œuvre de contrats d'achats gré-à-gré.

ii. Les barrières réglementaires et non réglementaires

La plateforme RE-source fournit un outil pour connaître les barrières réglementaires et non réglementaires de 25 pays européens appelé « Regulatory & PPA model tracker ». Afin d'avoir une idée plus claire de ces spécificités, un tableau résumé ci-dessous permet de connaître les barrières des différents pays. Par barrières réglementaires, on entend l'ensemble des lois nationales, les barrières juridiques et techniques qui empêchent le développement des PPA. Les barrières non réglementaires concernent l'expérience non acquise, les facteurs organisationnels et de financement des États pouvant différer et impacter la contractualisation des PPA. Parmi les 25 pays listés, nous avons exclu la Lituanie par manque d'information sur les barrières existantes sur ce pays et ne possédant aucun PPA. Pour les pays détenant les politiques les plus favorables, à savoir la Suède, le Royaume-Uni, la Norvège et la Finlande, aucune barrière n'est inscrite, mais nous indiquons le type de PPA présent dans le pays.

Tableau 2. Barrières réglementaires et non réglementaires de 24 pays européens pour les PPA

Pays concerné	Présence PPA	Barrières réglementaires	Barrières non réglementaires
Allemagne	OUI <i>(Physique, financier, multi-producteurs, technologies, transfrontalier)</i>	Existence de frais de concession si un câble privé est présent sur le domaine public.	/
Autriche	NON	Présence de contrats en FiT sur des petites installations uniquement (allant de 5kW à 200kW), limités à 13 ans.	Technologies EnR encore limitées et investissements faibles. Objectif d'électrification des toitures pour atteindre la neutralité carbone d'ici à 2040, très peu de perspectives de développement de PPA.

Belgique	OUI <i>(Physique)</i>	Les producteurs nécessitent la pleine propriété des terrains pour la construction des parcs.	Difficultés dans la construction des lignes entre producteurs et consommateurs.
Bulgarie	NON	Réglementations et législations manquantes pour faciliter les procédures d'autorisations (surtout pour l'éolien) et d'interconnexions des projets EnR. Absence d'aides d'État type appels d'offres pour les projets supérieurs à 30 kWc.	Manque d'expérience sur la contractualisation de PPA long-terme, manque de financement par les banques dû aux risques élevés.
Croatie	NON	Les producteurs possédant des installations supérieures à 30 kW doivent détenir une licence de fournisseur d'électricité. Les frais d'usage du réseau sont par conséquent payés deux fois. Les connexions privées sont très rares et ne sont acceptées que lorsque la connexion au réseau public est impossible. Les projets bénéficiant des aides d'État ne sont pas propriétaires des garanties d'origine.	Manque d'expérience des banques et des organismes de financement.
Espagne	OUI	Les PPA multi-producteurs ne sont pas autorisés.	Les profils d'électricité de l'industrie espagnole sont des

	<i>(Physique, financier, multi-consommateurs, multi-technologies, transfrontalier)</i>		profils de base plutôt que des profils éoliens ou solaires, la transformation des profils demande des coûts supplémentaires et détient des risques plus importants.
Danemark	OUI <i>(Physique, financier)</i>	Les PPA avec des câbles privés ne sont pas autorisés, sauf cas très spécifiques (même zone entre la production et la consommation).	Très peu de grands consommateurs, mais une demande forte des petites et moyennes entreprises.
Finlande	OUI <i>(Physique, financier, multi-acheteurs, multi-technologies, multi-producteurs, transfrontalier)</i>	/	/
France	OUI <i>(Physique, financier, multi-producteurs, multi-technologies)</i>	Les projets bénéficiant des aides d'État ne sont pas propriétaires des Garanties d'Origine (l'État en est propriétaire et les vend sur le marché des enchères). Il n'existe pas d'exonération fiscale pour les sites de consommation et production reliés (contrairement à l'autoproduction). Les	Hauteur des éoliennes limitée ce qui réduit la compétitivité des coûts de construction. Le marché des enchères des garanties d'origine est très incertain. Un prix de l'électricité bas impacte la proportion de PPA contractualisé.

		raccordements indirects ne sont pas autorisés.	
Grèce	NON	Il n'existe pas de cadre clair et complet pour des contrats de gré-à-gré. Barrières importantes pour l'octroi de licences pour la construction et l'exploitation d'installations EnR.	Manque d'expérience des banques et des organismes de financement.
Hongrie	NON	Législation défavorable pour l'octroi de permis de construction et d'exploitation. Régime très strict sur le développement de l'éolien.	Absence de stratégie à long terme pour le développement des EnR, par conséquent les coûts d'investissements sont très importants.
Irlande	OUI <i>(Financier)</i>	Obstacles réglementaires et juridiques importants sur le raccordement par câble privé : lorsque c'est le cas, les consommateurs ne peuvent percevoir les GOs, sauf s'ils sont fournisseurs. Le marché de gros de l'électricité fonctionne sur le modèle de l'acheteur unique, seuls les fournisseurs peuvent s'approvisionner auprès de celui-ci. Par conséquent, seuls les PPA physiques peuvent se développer.	Le coût de développement de projets EnR est plus élevé en Irlande que dans le reste des pays européens.

Italie	OUI <i>(Physique, financier)</i>	Contraintes réglementaires qui complexifient la contractualisation de PPA liées aux responsables d'équilibres (un seul point de livraison pour un seul responsable d'équilibre).	Très peu de grands consommateurs, et certains ne sont pas considérés comme assez bancables.
Lettonie	NON	Nombre de FiT très important (dû à l'hydroélectricité).	Très peu de grands consommateurs. Mix électrique très décarboné, donc contractualisation avec des fournisseurs d'électricité verte.
Norvège	OUI <i>(Physique, financier, transfrontalier)</i>	/	/
Pays-Bas	OUI <i>(Physique, financier, multi-consommateurs, multi-producteurs, multi-technologies)</i>	Réglementations strictes sur les modèles de raccordement des projets.	/
Pologne	OUI <i>(Physique, financier, multi-producteurs, multi-technologies)</i>	Les procédures d'autorisations sont longues à obtenir (réglementation sur l'éolien très stricte). Le gestionnaire du réseau polonais n'accepte pas les liaisons directes entre les	/

		sites de production et de consommation.	
Portugal	NON	Seuls les PPA entre producteurs et fournisseurs d'électricité sont autorisés.	Faible développement des nouveaux projets EnR avec ce schéma et difficultés d'intégrer d'autres modèles de PPA.
République Tchèque	NON	Incertitudes sur la politique énergétique du pays et la capacité du réseau.	Pas de construction de projet d'envergure depuis 2011, grandes incertitudes des investisseurs face à la stabilité du secteur.
Roumanie	NON	Incertitudes sur les droits de signer des contrats bilatéraux en dehors de la plateforme centralisée de l'opérateur de marché (OPCOM).	/
Royaume-Unis	OUI <i>(Physique, financier, multi-consommateurs, multi-producteurs, multi-technologies)</i>	/	/
Slovaquie	NON	Seuls les fournisseurs d'électricité enregistrés sont autorisés à vendre.	Pas d'engagement clair sur le soutien du développement des PPA.
Suède	OUI <i>(Physique, financier, transfrontalier)</i>	/	/

Suisse	OUI <i>(Physique)</i>	Difficultés d’obtenir des permis de construire pour les installations au sol. Incertitudes liées au marché partiellement libéralisé (ne concernent que les consommateurs dont la demande est supérieure à 100MWh/an).	Les PPA transfrontaliers n’émergent pas, car les pays de l’Union européenne n’acceptent pas les GOs suisses (2018/2001/UE Renewable Energy Directive II).
---------------	--------------------------	---	---

Source: RE-Source (juin 2021), « Regulatory & PPA Model Tracker », <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/regulatory-ppa-model-tracker/>

En résumé, les pays européens les moins industrialisés et les moins riches sont ceux qui possèdent les barrières non réglementaires les plus importantes, souvent par manque de compétences, engendrant des coûts de développement très élevés. De la même manière, dû à une industrie moins importante, les consommateurs ne sont pas considérés comme assez fiables et bancables, impactant directement le financement de nouvelles infrastructures. À l’inverse, les pays les plus riches et les plus industrialisés possèdent des PPA. Mais le développement de ceux-ci est plus fréquemment impacté par des barrières réglementaires empêchant le développement de nouveaux modèles. Par exemple, l’Espagne est le pays possédant le plus de capacité contractualisée sous PPA, mais par sa réglementation, elle empêche la possibilité de contractualiser avec plusieurs producteurs. D’autres pays comme la Pologne ou l’Italie possèdent des contraintes réglementaires liées à l’obtention d’autorisations ou des contraintes qui complexifient la contractualisation de PPA.

Généralement, l’analyse d’E-CUBE, réalisée en 2022 pour la CRE sur les dynamiques et les mécanismes de soutien des EnR favorables aux PPA, démontre que la présence de mécanismes de soutien indirect et direct de l’offre permet un meilleur développement des PPA. Une fiscalité avantageuse, des fonds de garanties ou des mécanismes de soutien type CfD sont favorables. D’autre part, plus un mix électrique est carboné et plus le besoin de décarbonation est fort, plus les capacités contractualisées seront importantes. On peut remarquer cet effet en Espagne ou encore en Allemagne. Aussi, la présence de consommateurs stables et importants facilite la contractualisation. De plus, plus le LCOE des EnR est proche ou inférieur du prix spot, plus la tendance à détenir des PPA est importante.

En France, malgré la mise en place progressive de certaines conditions favorables, le développement des PPA est freiné par des spécificités structurelles du marché national, dont une régulation assez importante de l'État et la présence d'un opérateur historique fort, EDF. L'analyse de ce cas permet de mettre en lumière les particularités ralentissant la croissance des contrats de vente d'électricité.

iii. Le cas spécifique de la France

Le mix électrique français est composé principalement de nucléaire (36,6%), de produits pétroliers raffinés (30,3%), de gaz naturel (15,5%), d'énergies renouvelables (13,9%) et de déchets non renouvelables en très faible quantité (>1%) en 2023. La production d'énergie primaire renouvelable en 2022 s'élevait à 326 TWh, essentiellement issue de la biomasse (35%), de l'hydroélectricité (14%), des pompes à chaleur (13%) et de l'éolien (12%). Le solaire photovoltaïque n'a participé que marginalement à hauteur de 6%²⁴.

La France s'est engagée, par sa loi relative à l'énergie et au climat, à respecter une certaine proportion d'énergie renouvelable entre 2020 et 2030. Elle devait, en 2020, avoir atteint 23% d'EnR dans la consommation finale brute d'énergie, cependant cet objectif n'a pu être atteint : en 2022, les énergies renouvelables représentaient 20,7% dans la consommation finale brute. Les objectifs ont donc été rehaussés en 2019, pour atteindre 33% d'énergie renouvelable à 2030²⁵. Afin d'atteindre ce niveau et de respecter ses engagements, il est nécessaire que les investissements de masse dans ce secteur se poursuivent.

Bien que le marché des énergies renouvelables soit en essor depuis les années 2000, surtout pour le solaire et l'éolien, celui-ci reste encore un marché en émergence. La gestion de l'intermittence de ces énergies est encore un frein pour un développement d'envergure des infrastructures. Les PPA sont arrivés relativement tard en 2019 avec les premières grandes capacités contractualisées. Pour rappel, en 2021, la France détient plus de 730 MW de capacité

²⁴ Eguientia J., Phan C., (2023). « Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2023 », Le Service de Données et d'Etudes Statistiques (SDES). <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables-2023/>

²⁵ Eguientia J., Phan C., (2023). « Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2023 », Le Service de Données et d'Etudes Statistiques (SDES). <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables-2023/>

contractualisée, principalement en photovoltaïque (527 MW). Les principaux consommateurs sont la SNCF avec 203 MW, le groupe télécom Orange (170 MW), IBM (110 MW) et Auchan (77 MW). Il existe également d'autres consommateurs devenant plus importants comme LCL consortium et le Crédit Mutuel, les chaînes de distribution d'électroménagers et multimédia (Fnac-Darty, Boulanger) et d'autres industriels du transport (groupe ADP et la RATP). La contractualisation de ces types de contrats pour ces industries provient d'un objectif de verdissement et de décarbonation, mais aussi, le plus souvent, de réduction des coûts d'approvisionnement. Par exemple, la SNCF, étant un très gros consommateur, doit souvent s'approvisionner en plus sur le marché spot, ce qui multiplie ses coûts d'approvisionnement lors des périodes de fortes consommations. C'est un acteur très engagé dans l'innovation et la contractualisation de gré-à-gré, ils ont récemment signé un nouveau contrat PPA avec le Groupe Solvéo Energies (constructeur EnR)²⁶ et souhaite lancer dans l'Hérault un projet d'envergure de stockage de l'énergie et une infrastructure hybride de production d'hydrogène et d'électricité (Power to Gas to Power)²⁷.

Même si des dynamiques sont présentes dans le pays, sa typologie réglementaire et son mix électrique ont du mal à faire émerger des grosses capacités conclues en PPA. Cela s'explique par de majeures raisons. La France possède un mix énergétique assez décarboné via son nucléaire, les incitations à le verdir davantage sont moins fortes que les mix énergétiques dépendant des énergies fossiles comme l'Allemagne ou l'Espagne. Le prix de l'énergie est une variable forte pour le développement des projets EnR, plus le LCOE est proche du prix spot plus l'incitation au développement et la compétitivité de ces énergies est importante. Même si les prix de l'électricité sur les marchés tendent à s'harmoniser dû aux interconnexions européennes, la France, via son nucléaire historique et sa régulation très forte, détient des prix en moyenne plus bas que les autres pays européens. De plus, la présence de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) permet aux fournisseurs de s'approvisionner en électricité peu chère, soit 100 TWh à 42€/MWh chaque année contre un prix moyen entre 60 et 75€/MWh pour les PPA, ce qui rend ces modèles bien moins attractifs pour les fournisseurs. La présence d'EDF, opérateur historique du marché, peut être perçu comme un frein. En effet, il est l'acteur le mieux implanté dans le secteur et celui qui possède l'expérience la plus importante, du fait de sa taille et de son poids sur le marché, les fournisseurs ou consommateurs

²⁶ Réunion interne de l'AREC Occitanie et Solvéo Energies.

²⁷ Projet RESPIRE-R en cours d'étude à Vendargues, Hérault (34), en discussion avec l'AREC Occitanie et Hydrogène de France (HDF).

tendent à se tourner vers celui-ci pour éviter les risques. Par ailleurs, même si la réglementation française permet une contractualisation facilitante, elle permet de pouvoir utiliser des modèles mixtes, c'est-à-dire pouvoir bénéficier de compléments de rémunération et de PPA sur un même actif. Il existe alors un manque à gagner sur les Garanties d'Origine. Lorsqu'un actif est couvert par une aide d'État, le producteur n'est pas propriétaire des GO, même en cas de modèle mixte. D'une part, c'est un revenu en moins pour le producteur pour la production en PPA et moins intéressant côté consommateur car, il ne les détiendra pas, ce qui annule l'effet de verdissement de son approvisionnement, rendant ce modèle très peu utilisé. De plus, les PPA se retrouvent la plupart du temps en concurrence directe avec les appels d'offres publics de grandes tailles, le risque étant moins élevé du côté de l'État, les producteurs préfèrent et se dirigent vers les compléments de rémunération plutôt qu'un PPA.

Les projets d'envergures ont du mal à éclore en France, au-delà des difficultés structurelles, le foncier reste limité pour développer des projets de grandes tailles. La planification à long-terme est encore incertaine, même si les outils tels que le S3REN (schéma régional de raccordement et d'aménagement) et le SRADDET (schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires) existent, une incertitude persiste sur l'achèvement de la neutralité carbone à 2050 et le mix énergétique à choisir, par le développement des EnR et/ou du nucléaire. Les récentes élections européennes et législatives démontrent d'autant plus ce cadre encore très incertain. L'arrivée de certains partis politiques, tels que les partis d'extrême droite, pourraient avoir un effet de moratoire pour les EnR, sur la continuité des PPA et sur l'atteinte des objectifs à 2030.

II. Les enjeux de l'accès au financement pour les PPA

A. La bancabilité des projets sous PPA

i. Critères de bancabilité

Après avoir analysé l'ensemble du cadre réglementaire pour le développement des PPA, le financement fait partie des enjeux clés pour permettre l'éclosion de ce type de contrat d'achat. Il est important de comprendre qu'un projet EnR détenant un soutien par les prix, type FiT ou FiP ne se finance pas de la même façon qu'un projet sous PPA. Pour ces premiers, la contrepartie directe est l'État, c'est donc l'acteur le moins défaillant d'un pays. Pour l'autre, les PPA, c'est un consommateur nécessitant un approvisionnement en électricité. Il existe donc une distinction entre les différents consommateurs, leur stabilité dans le temps ainsi que leur capacité à payer cet approvisionnement.

Pour la création d'un projet EnR, tout type de contrat d'achat inclus, il est essentiel en premier lieu de créer la société détentrice de l'actif. Le plus souvent, il est porté par une société de projet, appelée aussi SPV (Special Purpose Vehicle). Cette entité légale détient les actifs au sens comptable, elle est donc propriétaire des actifs. Sa mission principale est le financement du projet, la gestion et l'exploitation de l'actif et la vente de l'électricité produite.

Pour financer un projet, il existe deux manières principales pour le faire :

- Le financement intégral en fonds propres et/ou quasi-fonds propres, via le capital social de la société et les comptes courants²⁸ mis à disposition par les actionnaires ;
- Le financement mixte, par fonds propres et quasi-fonds propres et la dette bancaire ;

Un financement intégral par de la dette bancaire est possible, mais c'est un cas assez rare. Généralement, c'est le financement mixte qui est utilisé, car il permet de limiter les risques pour les parties prenantes et d'améliorer les flux globaux de la société. L'endettement permet de couvrir une partie des coûts d'investissement (CAPEX), alors que les charges annuelles (OPEX) doivent être couvertes par les revenus liés à la vente d'électricité.

Pour que l'endettement soit accepté sur un PPA, plusieurs critères de bancabilité doivent être analysés pour garantir la viabilité du projet. Par bancabilité, on entend la capacité d'un PPA à

²⁸ Comptes Courants d'Associés (CCA) : est une dette que la société détient auprès des actionnaires.

être accepté par les prêteurs et/ou investisseurs, car les risques sont minimisés et des flux peuvent être retenus. Parmi les principaux critères de bancabilité, on retrouve :

1) La fiabilité et la crédibilité des contreparties

Les contreparties d'un PPA sont très importantes. Plus elles sont stables et solides, plus l'endettement d'un projet pourra être élevé et accessible.

Côté consommateur, le prêteur analyse l'« investment grade » correspondant au risque de défaut de paiement et de défaut de solvabilité qui lui est associé. L'investment grade correspond à la notation que détient une entité allant du triple A à B, souvent émise par des agences de notation ou par une banque nationale (Banque de France par exemple). Plus l'investment grade est considéré comme élevé, plus il sera facile et acceptable de s'endetter et inversement.

Côté producteur, le prêteur analyse la solidité financière et technique, dont l'expérience dans la construction et l'exploitation de centrales.

2) Le prix de vente, les garanties d'origines et de capacités

Le prix de vente de l'électricité est un élément essentiel du PPA, il est la clé de voûte du revenu futur et doit être également crédible dans le temps. Il existe deux types de prix, soit un prix fixe pour la durée de vie du contrat (indexé ou non sur l'inflation) ou un prix variable indexé sur le marché spot ou sur un indice du marché à terme. Par ailleurs, le prix du contrat ne peut pas excéder certaines prévisions (type courbes Baringa, Aurora et Pöyry) et doit être cohérent avec les tarifs en vigueur du marché.

Les garanties d'origine et de capacités peuvent être incluses dans le prix du PPA si le consommateur souhaite les détenir. C'est un cas plus favorable pour l'endettement, car c'est le consommateur qui s'engage à en payer les montants. Ils peuvent aussi être hors contrat et vendus sur le marché. Dans ce cas, le prêteur ne tiendra pas compte de leur existence, mais pourrait diminuer l'endettement d'un projet.

3) La durée du PPA

Le taux d'endettement d'un projet est dépendant de la durée de contractualisation du PPA. Les cPPA tendent à avoir un meilleur endettement, car la prévisibilité des revenus est plus importante que les mPPA contractualisés sur une période plus courte. Par ailleurs, une banque ou un prêteur préférera un prix moins élevé sur une plus longue durée, par exemple 75 €/MWh sur 20 ans plutôt qu'un tarif à 80 €/MWh sur 15 ans. Cela permet d'allonger le temps de remboursement de la dette, mais aussi de ne pas surendetter la société. En cas de problème

technique ou de perte de production, la société peut garantir d'une meilleure façon le remboursement.

4) Les garanties techniques et de performance

Les garanties techniques et financières sont apportées par le producteur, elles dépendent de l'expérience de celui-ci et doivent être inscrites sur le contrat PPA. Le plus souvent, ce sont les performances techniques minimales à respecter, on retrouve la disponibilité de l'actif, le ratio de performance ou encore la production minimale. En cas de non-respect, le producteur devra faire face à des sanctions monétaires, comme le paiement de la différence entre le prix du PPA et le prix de l'électricité acheté par le consommateur sur le spot dû à l'indisponibilité récurrente par exemple. Si des défaillances répétées se produisent, le producteur peut aussi se retourner contre ses prestataires de construction et d'exploitation (si différents du producteur).

5) Les garanties financières et d'achat

Les garanties financières et d'achat sont apportées par le consommateur, elles sont exigées pour réduire les risques de défaut et pour assurer les revenus du producteur. Les garanties d'achats se trouvent au sein du contrat et définissent les modalités de paiement, soit en « Pay-as-Produced », soit en « Engagement à la production » ou encore en « Take and Pay ». Ces modalités de paiements sont plus ou moins risqués, un prêteur préfère un pay-as-produced, car le risque n'est lié qu'à la production de l'actif, alors que les deux autres modalités font face à des risques de demande du côté du consommateur.

Les garanties financières peuvent être demandées par les banques ou les producteurs afin de réduire les risques de défaut de l'acheteur. Elles prennent la forme de dépôts de garantie.

6) Le transfert des risques

Les risques doivent être équitablement répartis entre les parties prenantes du contrat PPA, voir pour que le projet puisse être bancable, avoir des risques minimisés du côté du producteur. Le transfert de risques fait référence à l'ensemble de risque de production, de volume et de prix (défini par les modalités d'achat et de paiements), ou encore les risques réglementaires et les modifications du design de marché ou les risques de performances.

7) Conditions de résiliation

Les conditions, les cas et les modalités de résiliation doivent être extrêmement encadrés, car c'est le risque revenu le plus important et prépondérant pour la bancabilité d'un projet. Les

pénalités associées doivent être assez élevées pour couvrir le risque et dissuasives pour éviter tout arbitrage de la part du consommateur. Les cas de résiliation sont mis en œuvre lors de manquement grave, de changement de contrôle d'une des contreparties, pour une interruption totale ou partielle de la centrale et par la mise en place de clauses de step-in²⁹ par les prêteurs.

Ces sept principaux critères sont les plus couramment connus pour des PPA nationaux. D'autres critères peuvent être analysés lorsqu'on parle de PPA transfrontalier, comme les risques politiques ou réglementaires ou encore les risques de change. Par ailleurs, les contrats PPA multi-consommateurs peuvent rencontrer des difficultés de contractualisation, car ils sont souvent destinés à des entreprises de tailles plus petites et ne bénéficient pas de notation, donc plus difficilement bancables.

B. Impact des PPA sur les conditions de financement

i. Les conditions de prêts selon les différents types de contrats : le PPA vs. le complément de rémunération

Le financement d'un projet EnR va largement dépendre de sa typologie, tant bien par l'énergie utilisée que par les parties prenantes. Le taux de couverture de la dette (aussi appelé gearing) est moins élevé pour un projet éolien que pour du photovoltaïque au sol. Plus une technologie est mature, plus ce taux de couverture est élevé, car la connaissance des risques est acquise.

Dans ce contexte et pour simplifier les explications, nous nous intéresserons plutôt au secteur du photovoltaïque pour comparer les conditions de financement d'un PPA et d'un complément de rémunération. Nous excluons ici le système de tarifs d'achat (Obligation d'Achat) puisque ce modèle n'est que très peu utilisé pour les grandes infrastructures, il est destiné aux petites infrastructures ne dépassant pas les 500 kW ou pour des technologies considérées comme immatures³⁰. La comparaison d'un PPA et d'un complément de rémunération semble plus cohérente, car les projets sont similaires, et qu'à terme le système du

²⁹ La clause de step-in peut être demandée par les prêteurs, elle donne la possibilité à ceux-ci de prendre temporairement le contrôle du projet en cas de défaillance d'une des parties pour éviter la rupture totale du contrat et rétablir la santé financière.

³⁰ Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), (2024), « Dispositif de soutien aux EnR », CRE, <https://www.cre.fr/electricite/soutien-a-la-production/dispositifs-de-soutien-aux-enr.html>

complément de rémunération devrait être le système le plus utilisé pour les EnR (modèle utilisé pour les appels d'offres publics). Il est important de retenir qu'un producteur pourra faire un choix entre le modèle du PPA et un CR. Mais pour pouvoir prétendre à un complément de rémunération, le projet doit répondre à un cahier des charges. Si le projet n'est pas éligible, il n'aura pas d'autre choix que de se tourner vers le PPA.

Pour rappel, le complément de rémunération est un contrat type CfD, l'énergie produite est directement vendue sur le marché de gros et une prime est reçue en complément de la vente en fonction des tarifs du marché par l'État. La prime perçue correspond à la différence entre le prix de vente du marché et le prix de référence fixé au sein du contrat du complément de rémunération (fixé chaque année par filière)³¹.

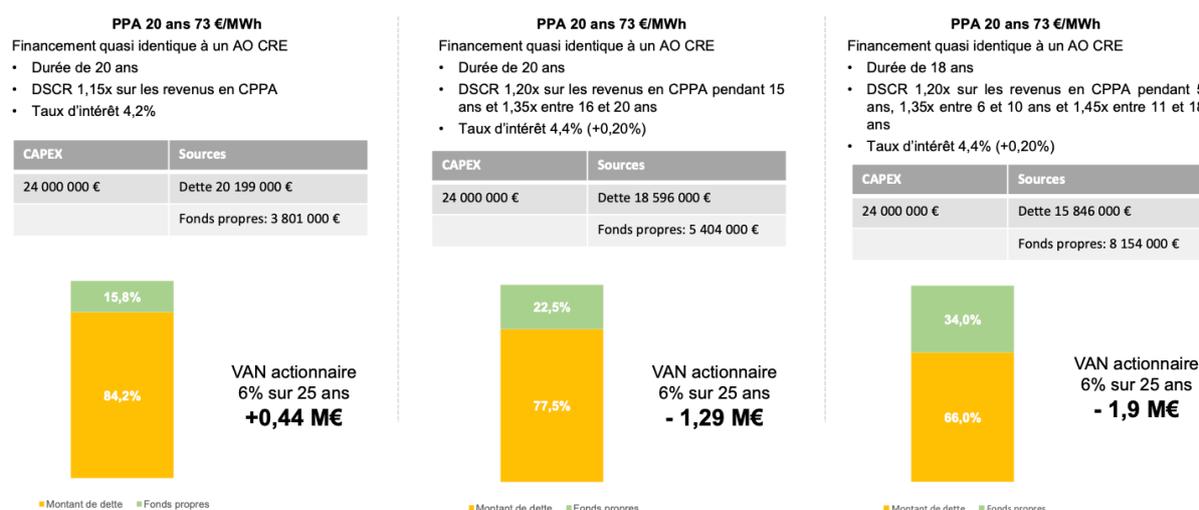
Les contrats PPA semblent être un meilleur parti pour avoir des meilleures conditions de prêts, surtout si les parties prenantes sont stables avec une contractualisation à long terme puisque les revenus sont connus, stables et prévisibles. Il n'y a pas de risques commerciaux liés aux fluctuations des prix ou aux risques marchés, seulement le surplus de production ou une partie de la production peut être vendu sur le spot, donc avoir un gain supplémentaire. Les risques de demande peuvent être limités via les garanties d'achat contractualisées par les parties prenantes. Par ailleurs, les PPA bénéficient d'une complexité réglementaire moins importante puisqu'ils sont uniquement régis par des contrats privés, plus faciles à comprendre et à mettre en œuvre. S'ils sont bien structurés et si les parties prenantes sont stables, les risques sont moindres et ils peuvent bénéficier d'un meilleur endettement que le système de complément de rémunération. En réalité, l'ensemble de ces critères sont très souvent complexes à obtenir. Une notation plus faible d'un consommateur peut largement modifier le montant de l'emprunt et le taux d'intérêt qui lui est associé.

Si la contrepartie détient une très bonne notation proche d'un A, on peut espérer un financement assez similaire à de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération, c'est-à-dire à un taux d'endettement proche de 85% à 90%, donc un apport moins important en fonds propres permettant aux investisseurs d'être incité à financer le projet, car l'espérance d'une

³¹ Connaissance des énergies, (2024), « Énergies renouvelables : qu'est-ce que le complément de rémunération ? », *Connaissances des énergies*, <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/energies-renouvelables-quest-ce-que-le-complement-de-remuneration>

VAN (Valeur Actualisée Nette)³² positive est élevée. Plus la notation de la contrepartie est faible, plus on détériore les conditions de financements, autrement dit les prêteurs utiliseront des taux d'intérêts plus élevés pour un montant d'endettement bien plus faible. Ils peuvent également appliquer des ratios de couverture du service de la dette (DSCR)³³ plus élevés, ce qui réduira les flux de trésorerie disponibles pour les actionnaires du projet.

Graphique 1. Conditions de financement d'un PPA selon différents consommateurs et effets sur les conditions de financement – Taux d'actualisation à 5%



Source : Elodie Geffray et Mounir Meddeb, Les enjeux de bancabilité dans les contrats de vente d'électricité, 13 juin 2024.

Les compléments de rémunération sont dans une situation plutôt opposée au cadre cité ci-dessus. La vente de l'électricité se fait via le marché, il y a donc un risque de demande et de marché très fort. Du fait d'un coût marginal nul et d'un manque de stockage, l'électricité provenant des infrastructures renouvelables doit s'évacuer en premier lieu, mais les infrastructures tendent à produire simultanément et augmentent très rapidement l'offre sur le marché sans que la demande suive. Cela a pour effet de réduire les prix, et peuvent être insuffisants pour la rentabilité des infrastructures. C'est ce qu'on appelle la cannibalisation des

³² VAN (Valeur Nette Actualisé) : est un indicateur financier permettant d'évaluer la rentabilité d'un projet. Elle représente la somme des flux de trésorerie actualisés moins l'investissement initial. Si $VAN > 1$ le projet crée de la valeur, si $VAN = 0$ le projet ne crée pas de valeur mais couvre le coût du capital, $VAN < 0$ le projet ne couvre pas l'investissement et détruit de la valeur.

³³ DSCR (Debt Service Coverage Ratio) : est un indicateur financier permettant d'évaluer la capacité d'une société à rembourser sa dette. Il correspond à l'excédent brut d'exploitation (EBE) moins l'impôt sur le revenu (IS) divisé par l'annuité bancaire (intérêts à payer de l'année plus le remboursement du principal). Lors d'un emprunt, un niveau de DSCR à respecter peut être exigé par les prêteurs pour que la société soit toujours en capacité de rembourser sa dette.

énergies renouvelables³⁴. Même si le complément de rémunération a pour objectif de reverser une prime en cas de prix trop bas, le règlement de cette différence peut prendre un certain temps, et créer des décalages de flux de trésorerie pour les sociétés, impactant l'ensemble des remboursements. Lors de prix négatifs, les producteurs EnR sont dans l'obligation de mettre à l'arrêt leurs centrales, mais ne dispose alors pas de rémunération, impactant d'autant plus leur revenu (le contrat de rémunération prévoit, au bout d'une certaine période d'arrêt, une indemnisation, mais qui reste à ce stade encore inconnue). Ce cadre a pu être observé au sein de l'AREC Occitanie pour une centrale agrivoltaïque en partenariat avec l'acteur Solvéo. En 2023, 126 heures négatives ont été enregistrées en France sur l'EPEX Spot³⁵, elles ont forcé la mise à l'arrêt de la centrale. Le règlement de la prime peut parfois mettre jusqu'à six mois et plus avant d'être versée et augmente donc les créances de la société, la gestion de la trésorerie sur ces types de projets doit être beaucoup plus régularisée. In fine, le revenu des centrales sous le système de CR peut être impacté plus fortement par les prix négatifs. Contrairement aux PPA, le cadre réglementaire est bien plus impactant pour ce système, il peut évoluer très rapidement et remettre en cause des contrats déjà acquis.

En réalité, même si ces contrats semblent détenir des risques de volatilité plus importants, ils détiennent des avantages forts et sont mieux acceptés. Le revenu reste assuré par l'État, même face à un gros consommateur. Sa stabilité est bien plus importante et facilitante pour les prêteurs. Ce sont également des contrats longs terme (15 à 20 ans), et peuvent donc bénéficier de dettes seniors longues. Pour le financement de projet, il est le modèle le moins contraignant, le plus mature et prévisible à date. De plus, c'est souvent le système le plus utilisé au sein des pays européens. Via les structurations de marché, c'est un système qui permet de réduire les subventions tout en gardant une bonne rentabilité. Aussi, les PPA détiennent des coûts de transaction très élevés comparés aux compléments de rémunération. La construction du contrat et les négociations peuvent entraîner d'importants retards sur le développement d'un projet.

³⁴ Trabattoni A., (2024), « Les EnR augmentent les échanges d'électricité à terme », *Montel News*, <https://montelnews.com/fr/news/38481c13-72c5-472c-9c28-e5c1c6f4d6a0/les-enr-gonflent-la-demande-de-contrats-a-terme>

³⁵ Boselli M., (2024), « La France battra un record d'heures à prix négatif en 2024 », *Montel News*, <https://montelnews.com/fr/news/219e485f-4b63-4fd5-94c2-ccb845b6c5b9/la-france-battra-un-record-dheures-a-prix-negatif-en-2024>

ii. Rôle des institutions financières

Les institutions financières ont un rôle important à jouer dans le développement des PPA. Parmi les pays européens possédant les réglementations les plus favorables pour la mise en œuvre de ces contrats, certaines institutions proposent des garanties publiques et financières du côté du consommateur pour faciliter les contractualisations et le financement.

Ces fonds ont pour but de permettre au marché des PPA de se développer en couvrant la perte de revenus des producteurs en cas de consommateurs défaillants. Ils permettent de rendre les projets plus bancables, car ils concernent souvent de très grosses capacités. L'objectif étant de crédibiliser ces contrats auprès des entreprises, sans passer par des subventions d'États.

À titre de comparaison, nous allons étudier le fonds de garantie de la BPI en France, le fonds de garantie norvégien Export Finance Norway (Eksfin) et le fonds d'investissement espagnol CESCE³⁶.

Tableau 3. Structures des fonds de garanties en France, Norvège et Espagne

	France - BPI ³⁷	Norvège - Eksfin ³⁸	Espagne - CESCE
Teneur de la garantie / l'objectif du dispositif	Couvre le producteur contre la baisse du prix spot en-dessous de 80 % du prix PPA dans la limite du prix plancher, elle comble le delta entre le	Couvre jusqu'à 80% de la valeur de résiliation du contrat et met en œuvre une clause de step-in	Couvre la différence entre le prix du PPA et le prix annuel moyen du marché spot jusqu'à 80% des paiements restant du PPA ou de la

³⁶ Pedretti L., Kanellakopoulou M, (2024), « European PPA Market Outlook 2024 », *Pexapark*, https://pexapark.com/european-ppa-market/?creative=617204887582&keyword=european%20ppa%20market%20outlook%202022&matchtype=b&network=g&device=c&utm_campaign=MLT_Market-Outlook_OS-PRA_TLA_MKTO_WARM_SRCH_CON_MC_ALL_CPC_ONG_ONG&gad_source=1&gbraid=0AAAAAC0bvSUEKvpFkHAILBZU2PdJrbFAH&gclid=CjwKCAjwuMC2BhA7EiwAmJKRrA9F3aSMtpHns0sUbkmVhmJZkg3s6MQHkpi1JB8eQ-lu358eyVeOixoCX9YQAvD_BwE

³⁷ Martor B., Hoff S., (2023), « Le fonds de garantie CPPA : catalyseur de l'émergence des PPA pour les consommateurs industriels ? », *Bird&Bird*, <https://www.twobirds.com/fr/insights/2023/france/le-fonds-de-garantie-cppa-catalyseur-de-l-emergence-des-ppas-pour-les-consommateurs-industriels>

³⁸ Eksfin, (2021), « Power Purchase guarantees » <https://www.eksfin.no/en/products/power-guarantee/>

	prix spot et le prix de référence fixé dans cPPA		perte subie en cas de défaillance
Taille du fonds	500WM cumulés	/	Peut couvrir jusqu'à 600 millions d'euros de garanties
Les acheteurs concernés	Acheteurs industriels, industrie manufacturière et extractives dont la consommation et le siège est basé en France	Industriels du bois, des produits chimiques et métaux dont la consommation et le siège est basé en Norvège	Industries électro-intensives dont la consommation est < 1GWh, dont 50% consommé en heure creuse
Les producteurs concernés	Solaire et éolien terrestre	Solaire et éolien	Solaire et éolien
PPA concernés	Nouveaux actifs en métropole, physiques uniquement	Nouveaux actifs, physiques et financiers	Nouveaux actifs
Durée du contrat	De 10 à 25 ans	De 7 à 25 ans	Minima 5 ans
Volume minimum	10 GWh/an	35 GWh/an	10% de la consommation des industriels
Dotations du fonds	67 millions d'euros plus les recettes provenant des commissions payées par les producteurs	Le système est auto-financé par une prime de garantie dépendant des risques à couvrir	200 millions d'euros
Paramètres obligatoires	Prix de référence, profil mensuel de référence, volume annuel garanti	/	/
Paramètres optionnels	Prix plancher, délais de carence	/	/

Source: Pedretti L., Kanellakopoulou M, (2024), « European PPA Market Outlook 2024 », *Pexapark*,

Les fonds de garanties se sont développés à la suite de la crise énergétique de 2022 en France et en Espagne. La Norvège fait office d'élève exemplaire, le fonds de garantie Eksfin existe depuis 2011 et a largement permis à la Norvège d'être leader dans la contractualisation de cPPA. Par ailleurs, le fonds de garantie BPI s'en est largement inspiré (*Martor B. et al., (2023)*). Comparés à l'Espagne, les fonds de garantie BPI et Eksfin possèdent les mêmes caractéristiques. Afin de ne pas impacter structurellement le marché, la mise en œuvre des fonds permet de venir corriger les défauts plutôt que redesigner l'ensemble. Les fonds cités ci-dessus, sont mis en œuvre surtout pour les gros consommateurs industriels et exigent des volumes assez importants, à minima 10 GWh en France, 35 GWh en Norvège. Ils sont au bénéfice des producteurs, mais leur coût est supporté par les consommateurs. Ils sont le plus souvent dirigés vers des contrats long terme, notamment en France et en Norvège (de 7 à 25 ans). L'Espagne tend à avoir un cadre moins dur, avec des durées de contractualisation plus courtes (5 ans) et des consommations moins élevées.

Ces garanties sont un premier pas pour assurer une meilleure financiarisation des projets et d'améliorer le cadre de contractualisation en pleine croissance avec les entreprises. Plus le cadre est soutenu et intégré, plus la contractualisation sera simple et ces types de contrats seront utilisés. Néanmoins, ils restent, pour le moment, cantonnés à des projets d'envergure et à de très gros consommateurs. Si le fonctionnement de ces fonds s'avère être efficace dans le temps, le développement de nouveaux fonds ou l'extension de ces premiers pour de plus petits projets et consommateurs permettrait un soutien encore plus important des cPPA. En ce sens, cela amènerait à une meilleure transparence de ces contrats pour un usage plus efficace.

C. Étude comparative entre deux projets solaires

Pour une meilleure compréhension des flux inhérents aux projets, nous proposons dans cette section de réaliser deux plans d'affaires distincts, un correspondant à un projet réalisé avec un complément de rémunération et un projet sous PPA. Nous verrons pour ces cas de base les principales différences de flux, mais aussi l'impact d'un taux d'endettement moins fort sur un projet sous PPA, l'impact sur le revenu et l'impact de la durée de contractualisation. Pour simplifier la compréhension, nous nous basons sur un modèle photovoltaïque au sol de 5 MWc. Ce modèle pourrait être aussi utilisé pour de l'éolien ou de la biomasse, mais étant donné que

les PPA en France tendent à être contractualisés avec du photovoltaïque, nous conservons cette logique pour l'étude.

Les plans d'affaires présentés ont été construits par mes soins lors de l'alternance au sein de l'AREC Occitanie. Un modèle interne était déjà existant, celui-ci vise à le simplifier et à permettre à des collectivités de l'utiliser et pour des envois externes à des partenaires. Les hypothèses de coûts retenues proviennent du rapport de la Commission de Régulation de l'Énergie sur les coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale.

i. Analyse des scénarios en complément de rémunération et PPA

Le coût des deux projets est relativement similaire, le coût d'investissement initial (CAPEX) s'établit à 4,6 millions d'euros pour un projet de 5 MWc, aléas compris, mais sans qu'il n'y ait de coûts supplémentaires issus d'études d'impacts, environnementales et autres. Les charges annuelles sont également similaires. Pour un projet en PPA et en CR, le coût d'agrégation doit être pris en compte, il correspond au coût du responsable d'équilibre qui s'occupe de transformer le profil de production du producteur vers le profil de consommation du consommateur. Ces coûts peuvent aussi être pris en charge par le consommateur s'il possède l'expérience requise. Ici, nous émettons l'hypothèse que ce coût est répercuté sur le producteur. Les charges annuelles pour les deux projets s'établissent à 98k€.

Les différences notables s'appliquent sur le financement des projets. Comme expliqué plus haut, les projets en complément de rémunération détiennent de bons taux d'endettement et de meilleurs taux d'intérêts, ce qui améliore le projet. De plus, les récents résultats des appels d'offres en France permettent d'avoir un prix contractualisé plus élevé que les années passées afin d'équilibrer le financement. Pour un PPA avec une contrepartie considérée comme ayant un bon investment grade, on peut avoir des conditions de financement assez similaires, c'est ce que représente notre premier scénario. Néanmoins, le prix de vente de l'électricité sera inférieur. Pour que le PPA soit contractualisé, il faut que le prix soit attractif pour le futur consommateur. Ce prix dépendra largement de l'environnement tarifaire sur les différents marchés. Par exemple, plus les prix spot sont faibles, plus on exigera un prix de contractualisation en PPA faible pour être compétitif.

Tableau 4. Hypothèses de coûts et financement

	Projet en CR	Projet en PPA
CAPEX	4 615 000 €	4 615 000 €
OPEX/an	98 000 €	98 000 €
Taux endettement	85%	75%
Taux d'intérêt	4,2%	4,3%
DSCR	115%	120%
Durée du contrat	20 ans	20 ans
Prix d'achat	80€/MWh	75€/MWh
Fonds propres	692 250 €	1 153 750 €
Dette	3 922 750 €	3 461 250 €

Ces différentes hypothèses impliquent des flux différents, le chiffre d'affaires sur la durée de vie du premier cas s'établit à 15 M€ contre 13 M€. Les valeurs nettes actualisées (VAN) et les taux de rendement internes (TRI)³⁹ sont, eux aussi, impactés côté actionnaires.

Tableau 5. TRI et VAN actionnaires

TRI	Projet en CR	Projet en PPA
10 ans	8,41%	-0,14%
15 ans	12,16%	2,45%
20 ans	14,09%	3,33%

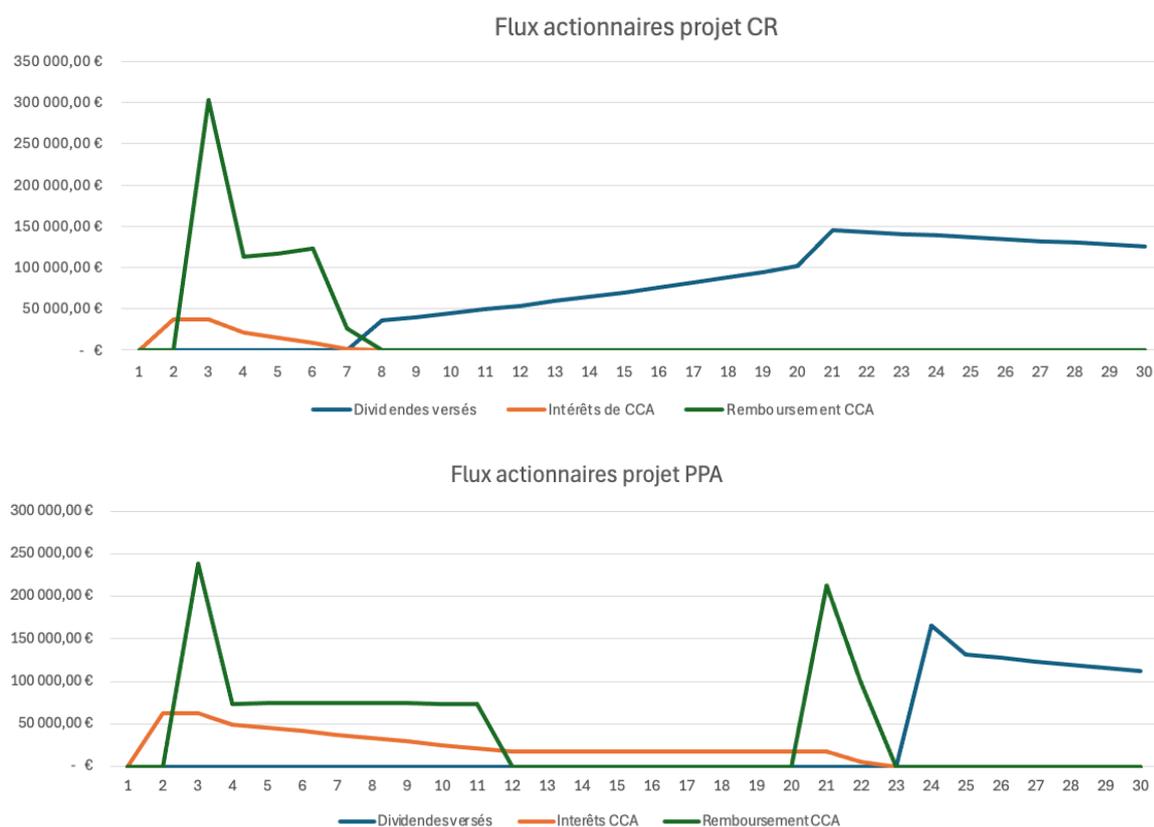
VAN	Projet en CR	Projet en PPA
5 ans	-48 850 €	-575 716 €
10 ans	230 196 €	-8 241 €
15 ans	526 497 €	155 219 €

Les TRI sont meilleurs du côté d'un projet en CR dû aux hypothèses beaucoup plus favorables. Cela explique pourquoi les producteurs tendent plutôt à choisir ce type de schéma, car il est plus compétitif face à un PPA.

Les actionnaires/investisseurs ont des flux qui arrivent plus rapidement dans le temps, le remboursement est plus rapide, donc plus sécuritaire aussi de leur côté avec une continuité bien plus homogène. Étant donné les conditions de financement un peu plus dégradées dans le premier scénario de PPA, le projet ne parvient pas à garder un DSCR au niveau demandé par les banques et ne peut donc réaliser de remboursement auprès des actionnaires.

³⁹ Taux de Rendement Interne : est un indicateur financier permettant d'évaluer la potentielle rentabilité d'un projet d'investissement. Si TRI > 1 il y a création de valeur, si TRI = 0 pas de création de valeur mais couverture du coût d'investissement, si TRI < 0 il y a destruction de la valeur, le projet n'est pas rentable.

Graphique 2. Flux actionnaires pour un projet en CR et un projet PPA en cas de base



Le remboursement total des CCA n’arrive qu’à partir de la 23^{ème} année, contre à peine 8 ans pour un projet en complément de rémunération du fait des meilleures conditions.

ii. Analyses des différents scénarios en PPA

Afin de comprendre les impacts forts des méthodes de financement des projets PPA, nous allons analyser plusieurs scénarios. Le premier cas de base présenté plus haut, un second cas dégradé en émettant l’hypothèse que la contrepartie est moins bonne et un troisième cas, considéré comme le plus dégradé. Les hypothèses de coûts et le tarif d’achat restent inchangés dans ces cas. Les durées des contrats, elles, sont impactées. À savoir, cette durée correspondra également à la durée du contrat de financement, puisque c’est sur cette période que les revenus sont certains.

Tableau 6. Hypothèses de coûts et financement des scénarios en PPA

	Scénario de base	Scénario dégradé	Scénario worst case
CAPEX	4 615 000 €	4 615 000 €	4 615 000 €

OPEX/an	98 000 €	98 000 €	98 000 €
Taux endettement	75%	65%	55%
Taux d'intérêt	4,3%	4,46%	4,55%
DSCR	120%	125%	130%
Durée du contrat	20 ans	18 ans	15 ans
Prix d'achat	75€/MWh	75€/MWh	75€/MWh
Fonds propres	1 153 750 €	1 615 250 €	2 076 750 €
Dette	3 461 250 €	2 999 750 €	2 538 250 €

Plus les fonds propres sont élevés, plus le retour sur investissement sera long et risqué. Cela impacte négativement les TRI et la VAN.

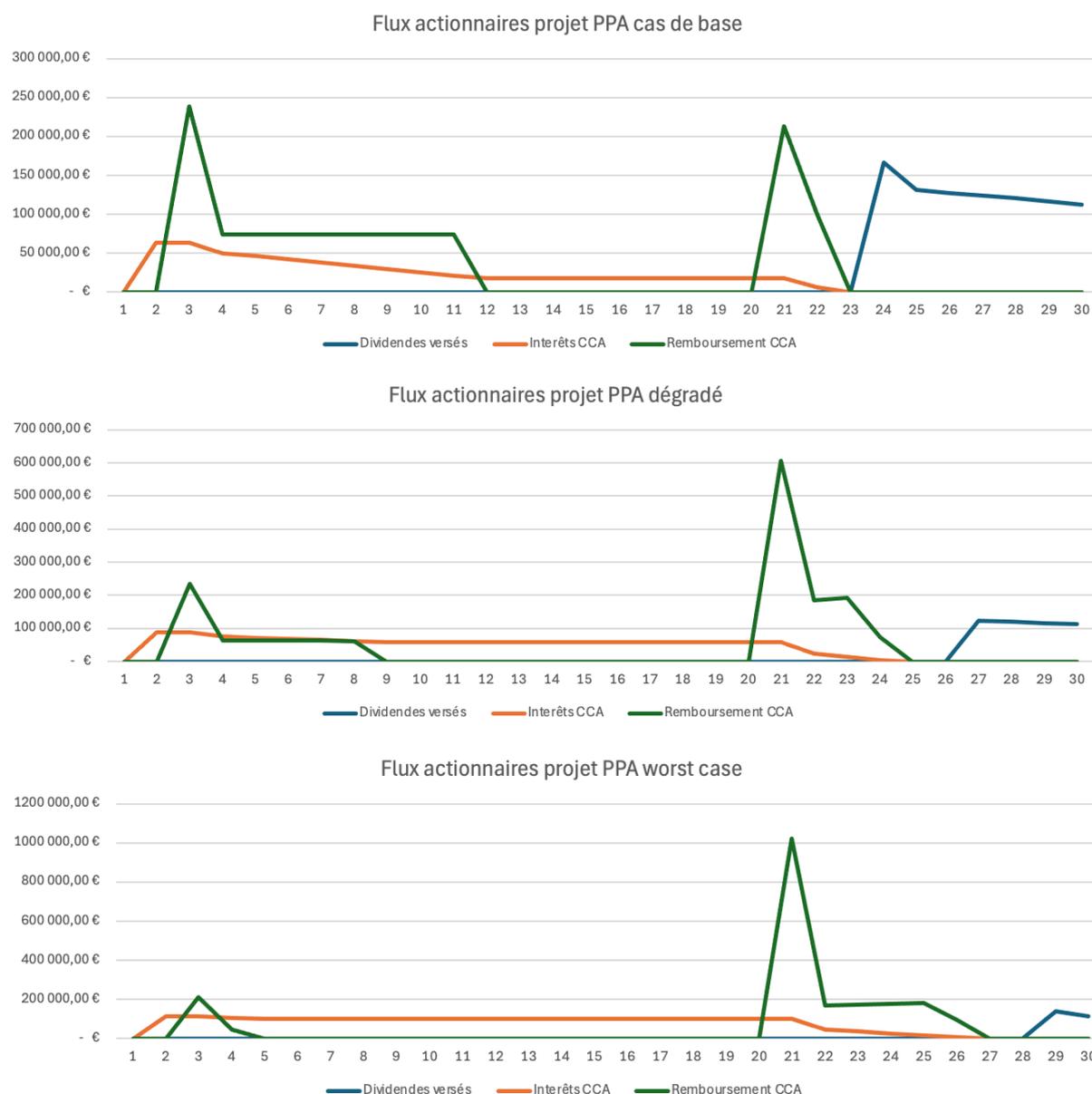
Tableau 7. TRI et VAN des scénarios en PPA

TRI	Scénario de base	Scénario dégradé	Scénario worst case
10 ans	-0,14%	-6,83%	-11,25%
15 ans	2,45%	-1,55%	-3,04%
20 ans	3,33%	1,20%	0,54%

VAN	Scénario de base	Scénario dégradé	Scénario worst case
5 ans	-17 639 €	-929 286 €	-1 391 628 €
10 ans	277 067 €	-431 696 €	-894 327 €
15 ans	601 860 €	-141 989 €	-397 423 €

Le remboursement des comptes courants d'associés est d'autant plus dur à mettre en œuvre dues aux conditions de financement, et n'arrive que très tardivement.

Graphique 3. Flux actionnaires des différents scénarios en PPA



C'est pour ces différentes raisons qu'il est essentiel de détenir de bonnes contreparties pour pouvoir mettre en œuvre un PPA. Certains producteurs, pour améliorer leurs conditions de financement, n'hésitent pas à contractualiser avec eux-mêmes quand ils possèdent d'autres activités pour améliorer celles-ci. C'est le cas de TotalEnergies Renouvelables⁴⁰ qui contractualisent une partie de la production d'un actif avec leur maison mère TotalEnergies, grand acteur industriel de l'énergie en qui les prêteurs ont confiance, pour pouvoir financer certains de leurs projets.

⁴⁰ Réunion interne entre l'AREC Occitanie et TotalEnergies Renouvelables pour un projet solaire en PPA

III. Perspectives d'évolutions

A. Les facteurs de développement des PPA

i. Modèle de régressions multiples

Pour approfondir notre analyse, il nous semble essentiel de comprendre quelles sont les variables pouvant avoir un impact sur les capacités contractualisées en PPA. Au vu de la disponibilité des données sur le sujet, nous avons choisi d'analyser les capacités contractualisées en cPPA issu de RE-Source, qui correspond à notre variable dépendante au sein du modèle. Nous avons en observation 24 pays européens et 9 variables indépendantes sélectionnées, dont :

- Le nombre de contrats cPPA
- La consommation finale d'électricité en TWh
- Le PIB en milliards d'euros
- Le nombre d'habitants
- Part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation brute d'électricité
- Valeur ajoutée de l'industrie en % du PIB
- Nombre d'entreprises internes cotées en bourse
- Superficie du pays en km²
- Émissions totales de GES en kt d'équivalent CO₂

Sur notre premier modèle test, nous avons sélectionné l'ensemble des variables pour faire notre régression. Des premiers problèmes de corrélation (matrice des corrélations) et de multicolinéarité (test de VIF) sont apparus. En effet, la consommation finale d'électricité peut être fortement corrélée aux émissions de GES. Il en va de même pour le PIB et le nombre d'habitants, et le nombre de contrats en cPPA avec notre variable dépendante. Nous avons donc décidé de réitérer un nouveau modèle afin de supprimer la corrélation et la multicolinéarité, car les résultats et coefficients donnés par la régression peuvent être faussés. Nous avons décidé de garder un modèle final à interpréter.

a. Modèle définitif

Pour ce modèle, nous avons décidé de conserver comme variables la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation brute d'électricité, le nombre d'entreprises cotées en bourse et la superficie du pays. La matrice de corrélation et les

statistiques de multicolinéarité ne présentent pas d'anomalies, donc nous avons conservé ce modèle pour l'analyse.

Nos principaux résultats sont les suivants :

- 76% de la variance de notre variable dépendante, les capacités contractualisées en cPPA, est expliquée par les variables indépendantes incluses dans notre modèle.
- La statistique F pour analyser la variance est significative au risque de première espèce de 5%, ce qui signifie que les informations apportées par nos variables explicatives sont significativement meilleures comparées à ce qu'expliquerait la moyenne des capacités contractualisées.
- L'ensemble de nos variables sélectionnées sont significatives au risque de première espèce de 5%, nous pouvons donc analyser leurs effets sur notre variable dépendante et notre modèle est interprétable.

Tableau 8. Modèle de régression linéaire multiples

Variabes	Valeur	Erreur standard	t	Pr > t	Borne inférieure	Borne supérieure	Codes de signification
Constante	-562,581	247,195	-2,276	0,034	-988,922	-136,240	*
Part de l'énergie produite à pa	13,066	5,275	2,477	0,022	3,969	22,164	*
Nombre d'entreprises cotées	0,943	0,209	4,521	0,000	0,583	1,302	***
Superficie du pays en km2	0,002	0,001	2,320	0,031	0,000	0,003	*

Codes de signification : 0 < *** < 0.001 < ** < 0.01 < * < 0.05 < . < 0.1 < ° < 1

Puisque l'ensemble de nos variables sont significatives, nous pouvons interpréter les coefficients du modèle. Toutes choses étant égales par ailleurs, une augmentation d'une unité de la part de l'énergie produite à partir d'EnR dans la consommation brute d'énergie entraîne une augmentation des capacités contractualisées en cPPA de 13 unités. De la même façon, une augmentation d'une unité du nombre d'entreprises intérieures cotées en bourse entraîne une augmentation des capacités contractualisées en cPPA de 0,94 unité. Pour finir, une augmentation d'une unité de la superficie d'un pays entraîne une augmentation des capacités contractualisées en cPPA de 0,002 unité. Par ailleurs, la constante de notre modèle est significative, cela signifie que même si l'ensemble de nos variables explicatives sont nulles, la variable dépendante de notre modèle a une valeur de base. Puisque celle-ci est négative, on peut en conclure que sans effets d'autres variables, les capacités contractualisées en cPPA seraient nulles, même inexistantes.

L'équation de notre modèle est donc la suivante :

$$\text{Capacités} = - 562,581 + 13,066$$

$$* \text{ Part de l'énergie EnR dans la consommation brute d'électricité} \\ + 0,943 * \text{ Nombre d'entreprises cotées} + 0,002 * \text{ Superficie du pays}$$

Pour savoir quelle est la variable explicative impactant le plus les capacités contractualisées en cPPA, nous pouvons normaliser les coefficients pour pouvoir les comparer entre eux.

Variables	Valeur	Erreur standard	t	Pr > t	Borne inférieure	Borne supérieure	Codes de signification
Part de l'énergie produite à pa	0,313	0,126	2,477	0,022	0,095	0,530	*
Nombre d'entreprises cotées	0,583	0,129	4,521	0,000	0,361	0,806	***
Superficie du pays en km2	0,325	0,140	2,320	0,031	0,083	0,567	*

Codes de signification : 0 < *** < 0.001 < ** < 0.01 < * < 0.05 < . < 0.1 < ° < 1

On remarque que le nombre d'entreprises cotées en bourse a un impact plus important sur notre variable. Un lien peut être fait avec les grosses industries des NTIC, Amazon et Google possèdent les plus grosses capacités contractualisées en Europe. Les entreprises cotées en bourse sont aussi les entreprises les plus actives de l'économie. Plus un pays possède des entreprises cotées, plus il est susceptible d'avoir des consommateurs importants et donc d'augmenter ses capacités de cPPA. La superficie du pays est la deuxième variable la plus impactante, le foncier est une limite à l'éclosion de nouveaux projets. Plus un pays est grand, plus la place disponible pour accueillir de nouvelles capacités est importante, cela a donc un effet direct sur la contractualisation. La part des EnR dans la consommation brute d'électricité est aussi une variable clé au développement des cPPA, puisque la technologie existe et se développe à l'intérieur d'un pays. Plus la transition énergétique avance, plus il est susceptible que ce type de contrat se généralise dans le marché.

b. Les limites du modèle

Bien que notre modèle soit globalement significatif, c'est un modèle assez petit et les variables n'interagissent pas entre elles. Celui-ci pourrait être amélioré en ajoutant d'autres variables explicatives qualitatives en lien avec l'industrie. Par exemple, la forme d'industrie la plus présente d'un pays, le régime politique, la présence de fonds de garantie. D'autres variables quantitatives peuvent aussi avoir leur place pour améliorer notre modèle, liés directement aux technologies EnR, comme les brevets ou les exportations de bien de hautes technologies, aussi des variables en lien avec la situation financière des pays qui peuvent démontrer une certaine facilitation du financement des projets comme les taux d'intérêts directeurs. L'extension du

nombre d'observations pourrait aussi permettre une compréhension des dynamiques internationales.

Autre limite, les variables analysées sur notre modèle ne sont pas des variables d'ajustements pour l'augmentation des capacités de PPA. En effet, la superficie d'un pays ne peut pas être agrandie au bon vouloir d'un pays. Les entreprises cotées en bourses dépendent des activités économiques d'un pays et de l'attractivité de l'économie, elles même dépendantes d'autres variables, elle ne peut être considérée comme une variable d'ajustement structurel. Seule la part des EnR dans la consommation brute d'électricité peut l'être, en augmentant cette part ou en remplaçant la consommation de combustibles fossiles par celle-ci.

B. Les évolutions du système à horizon 2030

Avec la transition vers une économie décarbonée, les PPA deviendront probablement un instrument clé pour la réalisation des objectifs à mesure que l'environnement tarifaire du marché de l'électricité se modifiera en conséquence. Avec leur généralisation, de plus en plus d'acteurs pourront en disposer, tant pour les grandes entreprises que les PME, mais aussi à terme pour les institutions et les collectivités. Elle permettra de réduire drastiquement les coûts de transactions de la contractualisation et de mettre en œuvre une standardisation des contrats.

De nouvelles formes de PPA devraient se répandre de façon plus importante. Les interconnexions européennes permettent déjà de mettre en œuvre certains PPA transfrontaliers. Ils devraient continuer à se répandre à mesure que les interconnexions deviennent plus importantes. Ces modèles peuvent être favorables aux petits pays n'ayant pas le foncier nécessaire pour construire de nouveaux projets, mais souhaitant décarboner leur approvisionnement via des pays voisins. Les PPA hybrides, combinant un contrat d'achat de l'énergie et un contrat de capacité liés à une infrastructure de stockage, commencent également à se répandre. Un de ces premiers types de contrat a été signé en juin 2023 par ENGIE au Royaume-Uni avec le fonds d'investissement DIF Capital Partners. En cas de réussite, ils devraient continuer largement à se répandre, car ils pallient des énergies renouvelables et facilitent la transformation des profils de consommation, tout en passant par du service-système. À mesure que les technologies se développent, d'autres structures de PPA pourraient émerger, comme avec de l'hybridation hydrogène.

L'apparition des réseaux électriques intelligents (« smart-grids ») pourrait aussi favoriser la contractualisation de PPA. Leur objectif étant d'avoir une meilleure gestion des flux électriques en temps réel entre les producteurs, fournisseurs et consommateurs, ils pourraient permettre une meilleure gestion de l'intermittence des énergies renouvelables. Ils combindraient la diffusion de l'usage des énergies renouvelables et l'usage de contrat de ventes gré-à-gré.

Dans cette perspective, les barrières réglementaires et non réglementaires à notre connaissance devraient, elles aussi, diminuer pour permettre de faciliter ces contrats en pleine expansion.

Conclusion

Afin d'intégrer la structure des PPA, la compréhension de ces modèles est primordiale pour leur mise en œuvre. L'objectif de ce mémoire a été tout au long du développement, de saisir le cadre dans lequel ils se construisent, faisant face à un marché des énergies renouvelables en pleine croissance et au marché de l'électricité, très implanté et libéralisé.

Le cadre réglementaire de leurs dispositions est le premier socle d'intégration des PPA dans les économies européennes. Sans ce cadre clair, ils ne peuvent pleinement s'intégrer face à des modèles concurrents et garantis. Les politiques européennes en faveur des énergies renouvelables et de la transition énergétique se développent très largement depuis le début des années 2000. Malgré des technologies de plus en plus matures, par la mise en œuvre de cadres très spécifiques, allant des subventions d'investissements à des systèmes d'achats garantis. Le marché des énergies renouvelables est en mutation constante pour devenir toujours plus compétitif face aux énergies conventionnelles. L'élargissement des politiques européennes et nationales permet aujourd'hui une bonne intégration des logiques de développement. Du fait des politiques générales en faveur de la transition énergétique, de l'indépendance énergétique des États et des instabilités du marché électrique, les énergies renouvelables et la contractualisation de gré-à-gré trouvent leur place. En 2021, plus de 40 GW de capacités ont été contractualisées sous PPA, dont 18 GW par les entreprises privées. Les PPA sont en proie à faire partie intégrante des politiques structurelles des pays européens, surtout pour les pays européens les plus riches et ceux dotés d'un mix énergétique où les énergies renouvelables représentent une part importante. Néanmoins, des barrières réglementaires et non réglementaires persistent malgré la mise en place d'un cadre par l'Union européenne. Les barrières réglementaires concernent principalement les pays les plus riches et industrialisés de l'Europe. Elles concernent le plus souvent les processus de marchés, la délivrance d'autorisations et des barrières juridiques sur le développement de certaines technologies. À l'inverse, les barrières non réglementaires concernent plutôt les pays moins riches et moins industrialisés, où le manque d'expérience et de financement freine le développement des PPA. Malgré ces contraintes, on observe une large montée en puissance de ces contrats, qui deviennent de plus en plus attractifs pour les entreprises afin de réduire leurs émissions et de sécuriser une partie de leur approvisionnement.

Un autre cadre dont l'analyse est primordiale est le financement de ces projets. Les infrastructures d'énergies renouvelables ont longtemps bénéficié de subventions d'investissements, de systèmes de tarifs d'achats et d'avantages fiscaux pour que le marché se développe. Aujourd'hui, le financement de ces infrastructures lorsque leur tarif d'achat est garanti, est assez simple et clair à mettre en œuvre, et bénéficient de conditions de financement facilitantes par les prêteurs. Pour les PPA, les conditions de financement sont plus strictes du fait d'un développement beaucoup plus récent et d'un fonctionnement hors marché, les contreparties qui doivent être analysées. La bancabilité de ces projets passe par sept grands axes différents, l'analyse des parties prenantes des projets, le prix de ventes et les garanties d'origines associés, la durée du contrat d'achat, des garanties financières et d'achats doivent être mise en œuvre, le transfert des risques doit être équitable et les conditions de résiliation doivent être durement régies par le contrat pour que les prêteurs acceptent de financer ce type de projet. Par ailleurs, pour certains projets, l'utilisation de garanties fournis par des institutions financière, comme la BPI en France, Eksfin en Norvège ou le CESCE en Espagne, tendent à se démocratiser pour inciter les très gros consommateurs à contractualiser ce type de contrat. Elles permettent aussi de protéger le producteur d'une perte de revenu si le consommateur devient défaillant. Pour ce volet, nos analyses des différents flux via les plans d'affaires réalisés nous démontrent que les projets sous PPA, en ayant des conditions de financement plus dures que des projets bénéficiant de complément de rémunération, peuvent être moins profitable à des investisseurs. En comparant, le taux de rendement interne à 10 ans pour ces deux modèles, les PPA ne bénéficient que d'un TRI à 2,45% contre 13% pour un projet en complément de rémunération. Les flux actionnariaux sont aussi impactés par le durcissement des conditions de prêts. Aussi, plus la contrepartie d'un contrat PPA est mauvaise ou qu'il existe une défiance de la part des prêteurs envers ces contrats, plus ces modèles sont difficilement finançables, peu rentables et n'incitent pas à l'investissement au vu du temps de repaiement très long auxquels ils font face.

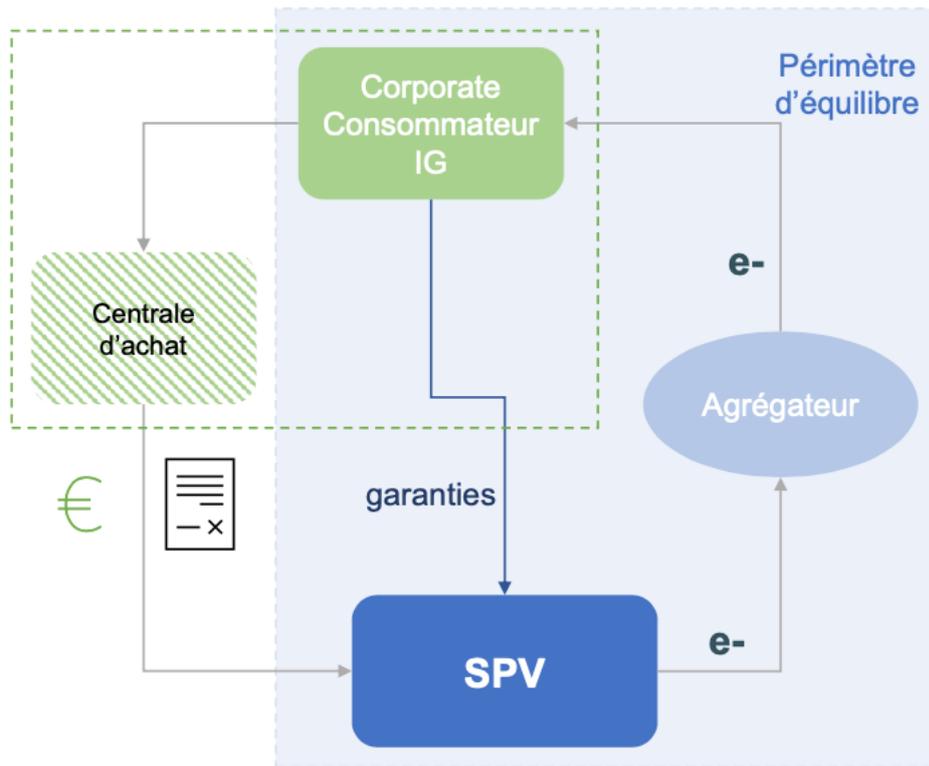
Pour aller plus loin, l'analyse des facteurs de développement des PPA semble être une solution pour savoir sur quelles variables les États peuvent agir pour augmenter le nombre de capacités sous contrat, notamment pour la contractualisation entre producteurs et entreprises en Europe. Notre modèle a retenu trois variables exploitables, à savoir la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation brute d'électricité, le nombre d'entreprises intérieures cotées en bourse et la superficie en km² du pays. Néanmoins, avec ces résultats, nous n'avons pas la capacité de pouvoir influencer la contractualisation de cPPA à la

hausse, puisque les variables conservées sont des variables structurelles et non conjoncturelles, qui ne peuvent à court terme se modifier. Mais une nuance est à apporter : à mesure que les énergies renouvelables vont augmenter au sein des mix énergétiques, les PPA devraient également augmenter de la même façon. En ce sens, le développement de nouvelles technologies ou de nouveaux modèles de PPA, passant par des smart-grids ou des PPA hybrides, mélangeant infrastructures de production et de stockage, pourrait améliorer la viabilité et la compétitivité de ces contrats.

Enfin, le choix définitif d'un producteur pour choisir le marché sur lequel il va opérer va largement dépendre de l'environnement tarifaire de celui-ci. Si les PPA tendent à bénéficier des mêmes conditions que les projets subventionnés, tant du côté réglementaire que financier, et qu'ils apportent une compétitivité similaire, ces modèles pourraient devenir la norme pour les projets d'énergies renouvelables.

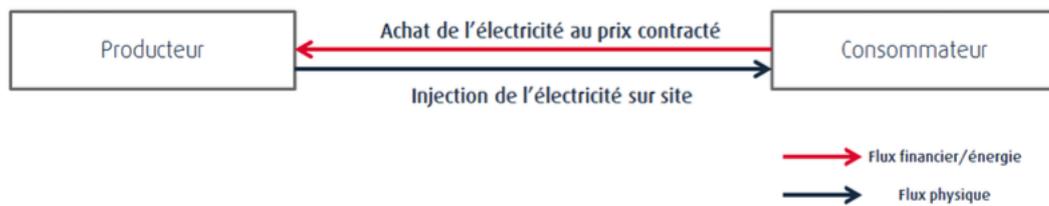
Annexes

Annexe 1. Schéma Corporate PPA



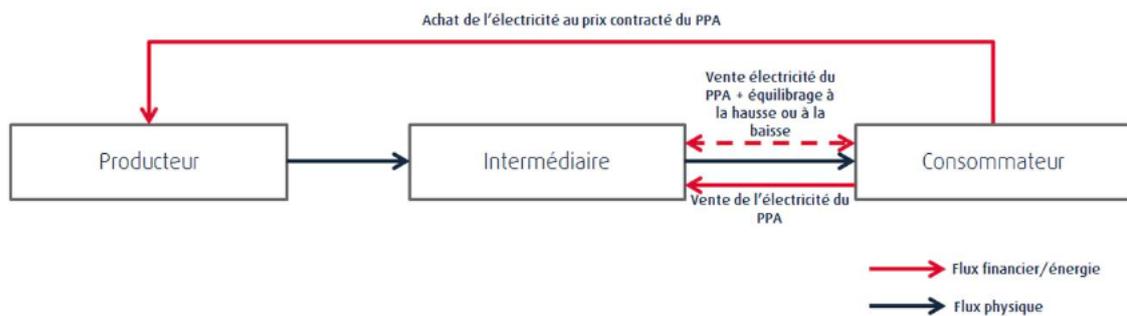
Source : Elodie Geffray et Mounir Meddeb, Les enjeux de bancabilité dans les contrats de vente d'électricité.

Annexe 2. Schéma PPA physique



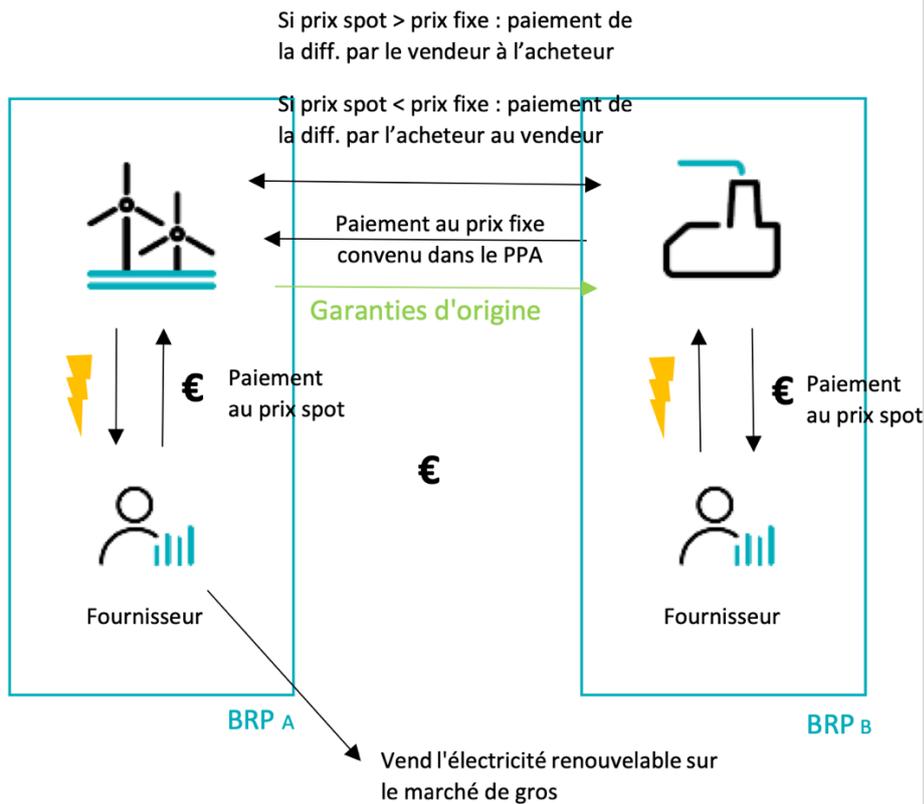
Source : Elodie Geffray et Mounir Meddeb, Les enjeux de bancabilité dans les contrats de vente d'électricité.

Annexe 3. Schéma PPA physique hors site



Source : Elodie Geffray et Mounir Meddeb, Les enjeux de bancabilité dans les contrats de vente d'électricité.

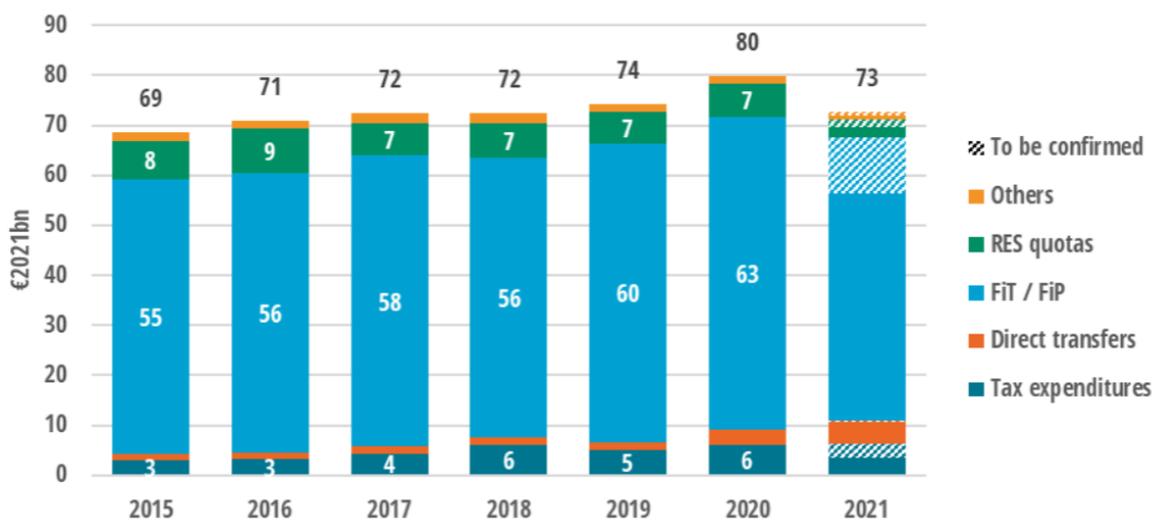
Annexe 4. Schéma PPA financier



Source : Commission de Régulation de l'Énergie et du Gaz (CREG), (11/04/2024), « Power Purchase Agreements : Etats des lieux et Evaluation », CREG.

Annexe 5. Montants et types de subventions aux énergies renouvelables dans l'Union européenne

Figure 10: Renewable energy subsidies by financial instrument (2015-2021; €2021bn)

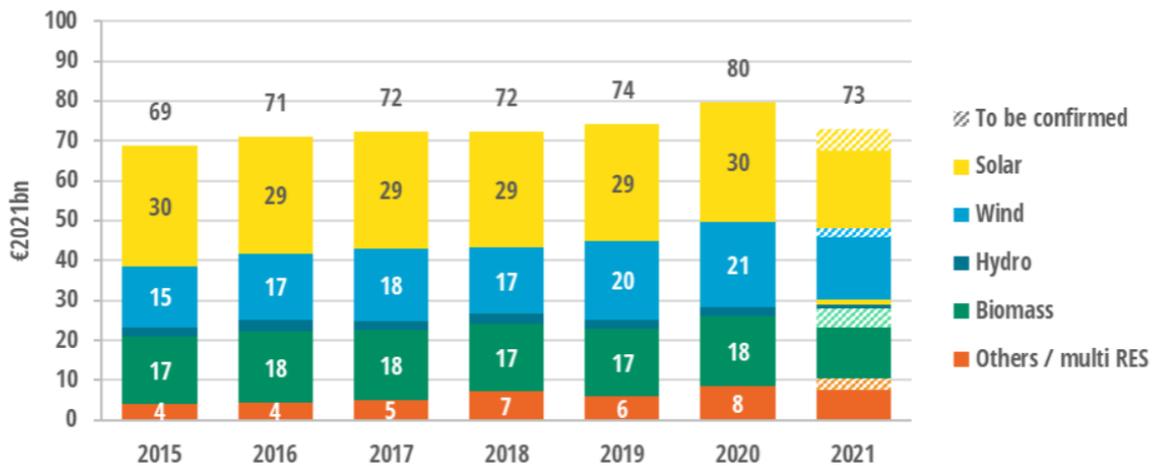


Authors' elaboration based on data from Enerdata, Trinomics and country experts

Source : European Commission: Directorate-General for Energy, Badouard, T., Bon Mardion, J., Bovy, P., Casteleyn, M., Eyhorn, D., Fonteneau, T., & Lemoine, P. (2022). Study on energy subsidies and other government interventions in the European Union : final report : 2022 edition, Publications Office of the European

Annexe 6. Montant des subventions par technologie renouvelable dans l'Union Européenne

Figure 12: RES subsidies by technology (2015-2021; €2021bn)



Authors' elaboration based on data from Enerdata, Trinomics and country experts

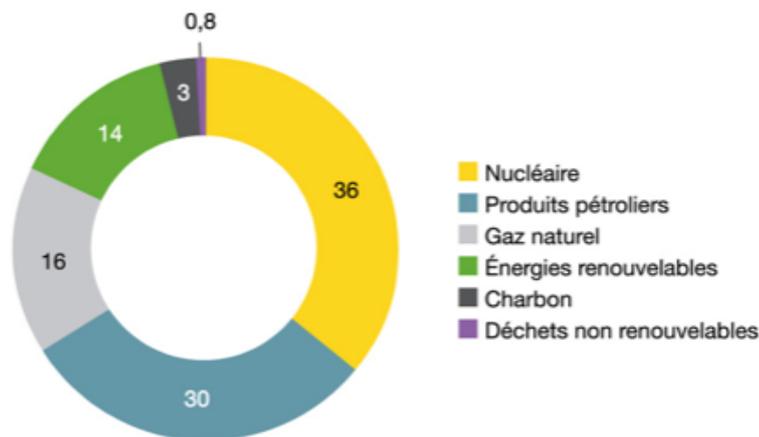
Source : European Commission: Directorate-General for Energy, Badouard, T., Bon Mardion, J., Bovy, P., Casteleyn, M., Eyhorn, D., Fonteneau, T., & Lemoine, P. (2022). *Study on energy subsidies and other government interventions in the European Union : final report : 2022 edition*, Publications Office of the European

Annexe 7. Consommation d'énergie primaire en France en 2022

CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE PAR TYPE D'ÉNERGIE EN 2022

**TOTAL : 2 544 TWh (donnée corrigée des variations climatiques),
dont 359 TWh pour les énergies renouvelables**

En % (données corrigées des variations climatiques)



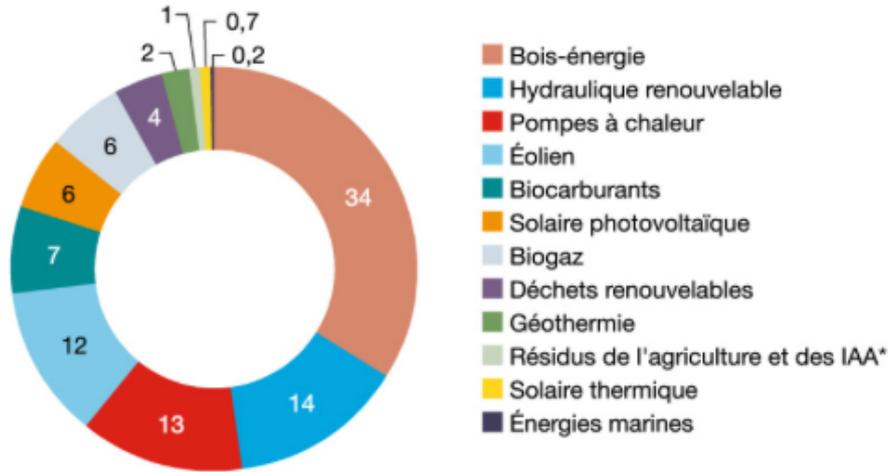
Source : calculs SDES

Annexe 8. Production primaire d'énergies renouvelables par filière en France en 2022

PRODUCTION PRIMAIRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES PAR FILIÈRE EN 2022

TOTAL : 326 TWh

En %



** IAA = industries agroalimentaires.

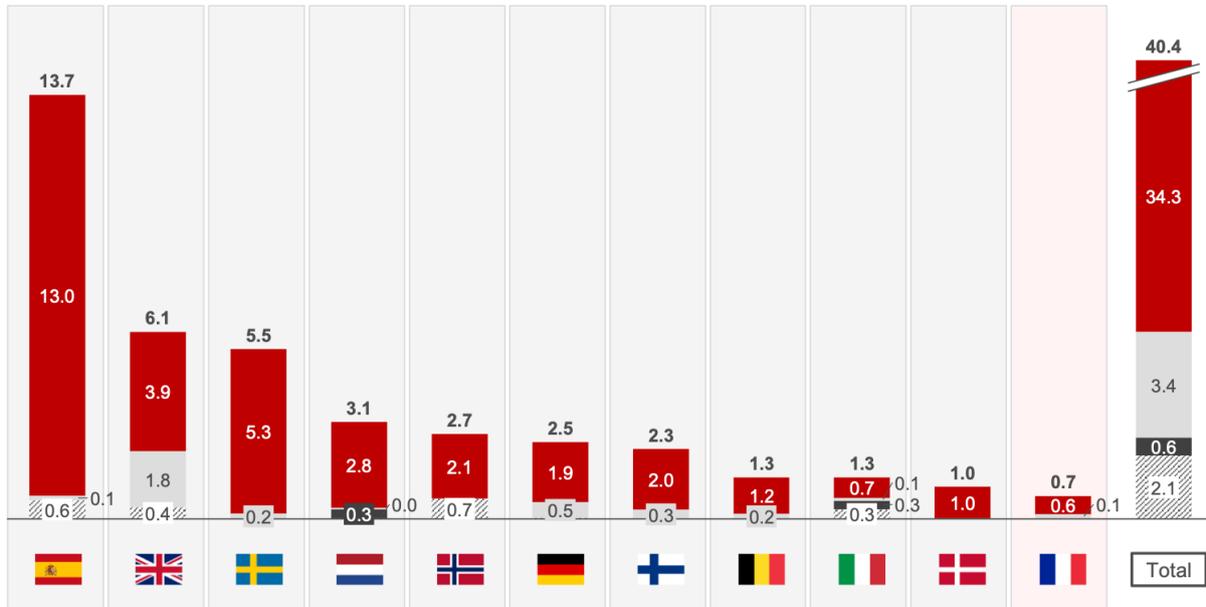
Source : calculs SDES

Annexe 11. Les PPA contractualisés en Europe en 2021

CAPACITÉS CONTRACTÉES SOUS PPA PAR TYPE DE PROJET

Septembre 2021, [GW]

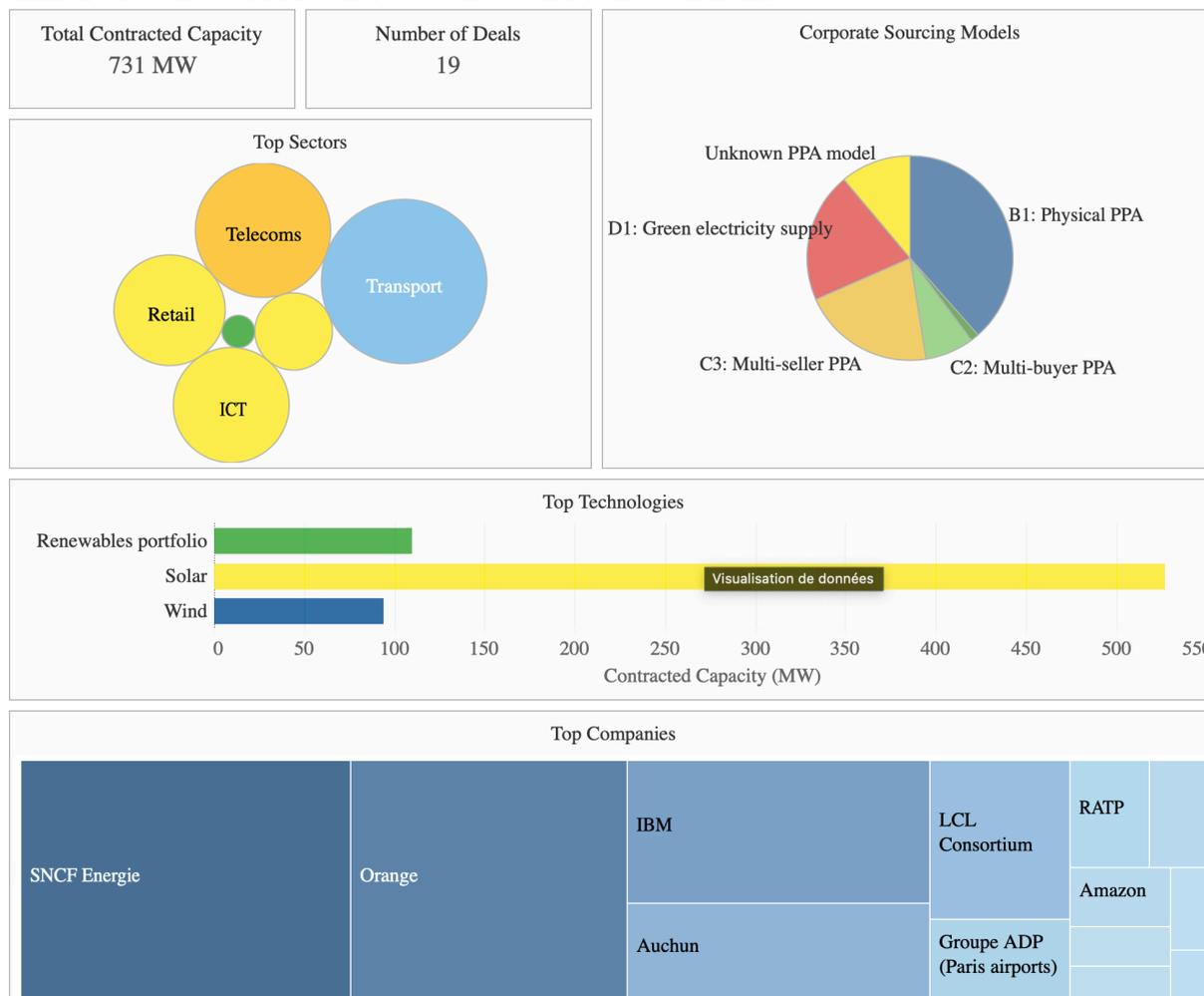
Greenfield Brownfield Repowering Non précisé



1) Les PPA signés en 2021 ne sont comptabilisés que jusqu'en septembre 2021

Source : Pexapark, Analyse et base de données E-CUBE Strategy Consultants

Annexe 10. Les cPPA contractualisés en France en 2021



Source : RE-Source (juin 2021), « Regulatory & PPA Model Tracker »,

Annexe 12. Présentation de l'AREC Occitanie

Outil institutionnel de la Région Occitanie, l'AREC fabrique des solutions de transition énergétique pour le passage à l'acte des territoires.

La Région Occitanie a pour objectif de devenir la 1^{ère} Région européenne à énergie positive « [Stratégie REPOS](#) ». Sa notation financière FITCH est AA.

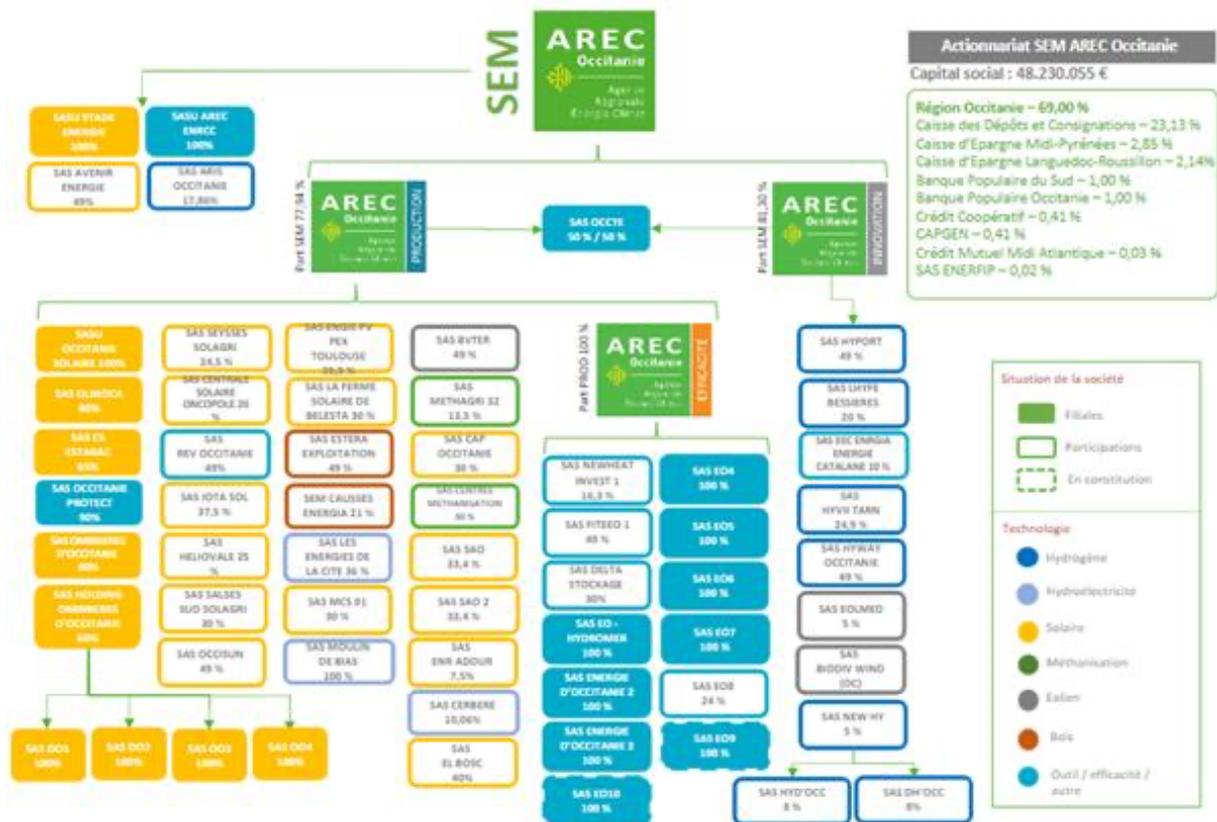
Le Groupe AREC est composée de 53 sociétés :

- **2 EPL de têtes** : la SPL AREC (80 actionnaires publics) au capital de 41,8M€ et la SEM AREC au capital de 48,23 M€ (10 actionnaires : Région, CDC, 6 Banques et 2 plateformes participatives)
- **3 Filiales SAS « Holding d'investissement »** détenues majoritairement par la SEM AREC : AREC Production (EnR et efficacité énergétique), AREC Innovation (Hydrogène & innovation). Et une structure dédiée à l'investissement citoyen "ENRCC" dotée par la Région de 2,5 M€.

- 46 sociétés projets / SPV EnR (et une holding détenant 4 SPV) dans la transition énergétique et écologique (Photovoltaïques, Hydroélectricité, Éolien, Bois, Méthanisation, Hydrogène, Efficacité Énergétique et entreprises stratégiques) dont 15 participations majoritaires et 35 participations minoritaires.
- 1 société de gestion de portefeuilles “OCCTE”, agréée par l’AMF accompagnant les grands projets stratégiques et énergétiques. Le 1er fonds d’investissement créé est “OCCIGEN”, un fonds Equity dédié à la transition énergétique et vise une taille de 200 M€ via une trentaine de projets et génèreront de 3 à 4 Md€ déployés sur les territoires.
- 1 GIE et 1 GE AREC ARAC (EPL Régionales Occitanie) – 47 salariés sont dans le périmètre AREC. L’équipe de l’AREC Occitanie | AREC Occitanie - Agence régionale Énergie Climat (arec-occitanie.fr)

L’Agence est membre du Réseau national des Agences de l’énergie et de l’environnement (RARE) et du Réseau national des 8 Fonds Régionaux pour la Transition Énergétique (FRTE)

Annexe 13. Organigramme de l’AREC Occitanie



Annexe 14. Ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (€/kWc)

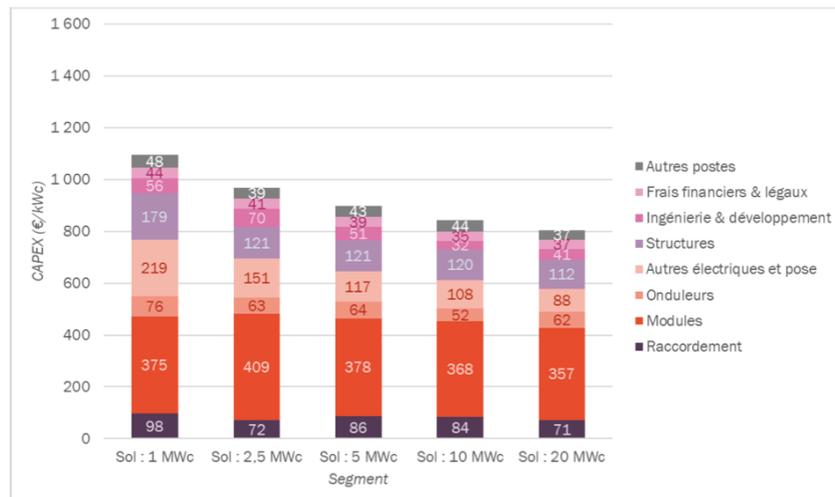


Figure 15 : ventilation des CAPEX en fonction de la taille de l'installation (installations au sol)

Annexe 15. Ventilation des OPEX et des taxes en fonction de la taille de l'installation (€/kWc)

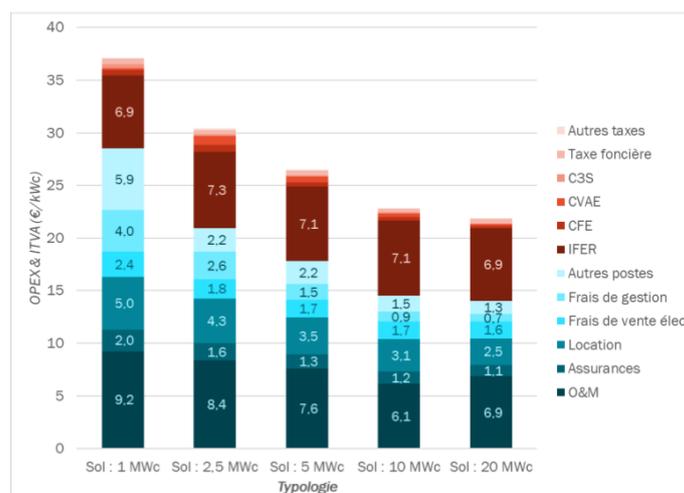


Figure 34 : ventilation des OPEX & ITVA en fonction de la taille de l'installation (installations au sol)

Annexe 16. Hypothèses détaillées des coûts d'un projet solaire en CR et en PPA des modèles

Hypothèses de coûts CAPEX/OPEX du projet en complément de rémunération				Hypothèses de coûts CAPEX/OPEX du projet en PPA			
Détails du coût d'investissement selon la CRE (CAPEX)				Détails du coût d'investissement selon la CRE (CAPEX)			
Coût du PV au sol	923	€/kWc		Coût du PV au sol	923	€/kWc	
Raccordement	92	€/kWc		Raccordement	92	€/kWc	
Modules	386	€/kWc		Modules	386	€/kWc	
Onduleurs	64	€/kWc		Onduleurs	64	€/kWc	
Structures	121	€/kWc		Structures	121	€/kWc	
Ingénierie et développement	61	€/kWc		Ingénierie et développement	61	€/kWc	
Frais financiers et légaux	39	€/kWc		Frais financiers et légaux	39	€/kWc	
Autres électriques et pose	117	€/kWc		Autres électriques et pose	117	€/kWc	
Autres - Aléas	43	€/kWc		Autres - Aléas	43	€/kWc	
Détails du coût d'investissement (CAPEX) du projet				Détails du coût d'investissement (CAPEX) du projet			
Puissance projet	5000	kWc		Puissance projet	5000	kWc	
Raccordement	460000	€		Raccordement	460000	€	
Modules	1930000	€		Modules	1930000	€	
Onduleurs	320000	€		Onduleurs	320000	€	
Structures	605000	€		Structures	605000	€	
Ingénierie et développement	305000	€		Ingénierie et développement	305000	€	
Frais financiers et légaux	195000	€		Frais financiers et légaux	195000	€	
Autres électriques et pose	585000	€		Autres électriques et pose	585000	€	
Autres - Aléas	215000	€		Autres - Aléas	215000	€	
TOTAL	4615000	€		TOTAL	4615000	€	
Détails des charges annuelles selon la CRE (OPEX)				Détails des charges annuelles selon la CRE (OPEX)			
O&M	7,8	€/kWc		O&M	7,8	€/kWc	
Assurances	2,3	€/kWc		Assurances	2,3	€/kWc	
Frais de gestion	1,8	€/kWc		Frais de gestion	1,8	€/kWc	
IFER	3,394	€/kWc		IFER	3,394	€/kWc	
Location	3	€/kWc		Location	3	€/kWc	
Imprévus	1,5	€/kWc		Imprévus	1,5	€/kWc	
Usage réseau	2	€/kWc		Usage réseau	2	€/kWc	
				Agrégation*	1,2	€/kWc	
Détails des charges annuelles (OPEX) du projet				Détails des charges annuelles (OPEX) du projet			
Puissance projet	5000	kWc		Puissance projet	5000	kWc	
O&M	39000	€		O&M	39000	€	
Assurances	11500	€		Assurances	11500	€	
Frais de gestion	9000	€		Frais de gestion	9000	€	
IFER	16970	€		IFER	16970	€	
Location	15000	€		Location	15000	€	
Imprévus	7500	€		Imprévus	7500	€	
Usage réseau	10000	€		Usage réseau	10000	€	
				Agrégation	6000	€	
TOTAL	108970	€		TOTAL	114970	€	
TOTAL OPEX/an*	92000	€		TOTAL OPEX/an	98000	€	

Annexe 17. Matrice des corrélations du modèle de regression

Matrice de corrélation :

	Part de l'énergie	Nombre d'entreprises	Superficie du pays en km2	Puissance contractualisée
Part de l'énergie produite à pa	1	-0,089	0,401	0,391
Nombre d'entreprises cotées	-0,089	1	0,444	0,700
Superficie du pays en km2	0,401	0,444	1	0,709
Puissance contractualisée en c	0,391	0,700	0,709	1

Annexe 18. Statistique de multicolinéarité – Test de VIF

Statistiques de multicolinéarité :

	Part de l'énergie	Nombre d'entreprises	Superficie du pays en km2
Tolérance	0,750	0,718	0,608
VIF	1,333	1,392	1,646

Références

Articles et revues scientifiques :

Bureau D., Glachant J., Schubert, K., (2023). « Le triple défi de la réforme du marché européen de l'électricité » *Notes du conseil d'analyse économique*, (n°76) (1), 1-12. <https://doi.org/10.3917/ncae.076.0001>.

European Commission: Directorate-General for Energy, Badouard, T., Bon Mardion, J., Bovy, P., Casteleyn, M., Eyhorn, D., Fonteneau, T., & Lemoine, P. (2022). *Study on energy subsidies and other government interventions in the European Union : final report : 2022 edition*, Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/304199>

Kapral K, Soetaert K, Castro R. (2024). « An Off-Site Power Purchase Agreement (PPA) as a Tool to Protect against Electricity Price Spikes: Developing a Framework for Risk Assessment and Mitigation. » *Energies*. 2024, 17, 2161. <https://doi.org/10.3390/en17092161>

Sites :

Boselli M., (2024), « La France battra un record d'heures à prix négatif en 2024 », *Montel News*, <https://montelnews.com/fr/news/219e485f-4b63-4fd5-94c2-ccb845b6c5b9/la-france-battra-un-record-dheures-a-prix-negatif-en-2024>

Commission de Régulation de l'Energie (CRE), (20/03/2022), « Développement des contrats de type PPA », *CRE*, <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/developpement-des-contrats-de-type-ppa.html>

Commission de Régulation de l'Energie (CRE), (2019), « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale », *CRE*, https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/import/Rapport_couts_PV_2019.pdf

Commission de Régulation de l'Energie (CRE), (2024), « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juin 2024 portant avis sur trois cahiers des charges modificatifs des appels d'offres dits « PPE2 PV Bâtiments », « PPE2 PV Sol » et « PPE2 Neutre ». », *Délibération n°2024-95*. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2024/240606_2024-95_CDC_AO_PPE2.pdf

Commission de Régulation de l'Energie et du Gaz (CREG), (11/04/2024), « Power Purchase Agreements : Etats des lieux et Evaluation », *CREG*, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2782FR.pdf>

Commission de Régulation de l'Energie (CRE), (2024), « Dispositif de soutien aux EnR », *CRE*, <https://www.cre.fr/electricite/soutien-a-la-production/dispositifs-de-soutien-aux-enr.html>

Connaissance des énergies, (2024), « Énergies renouvelables : qu'est-ce que le complément de rémunération ? », *Connaissances des énergies*, <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/energies-renouvelables-quest-ce-que-le-complement-de-remuneration>

Connaissances des Énergies, (2024), « Production d'énergie dans le monde », *Connaissances des énergies*, <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/production-denergie-dans-le-monde>

E-CUBE (2022), « Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe », *E-CUBE et CRE*, https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/import/220204-E-CUBE-CRE_PPA.pdf

Eguientia J., Phan C., (2023). « Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2023 », Le Service de Données et d'Études Statistiques (SDES). <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables-2023/>

Eksfin, (2021), « Power Purchase garanties » <https://www.eksfin.no/en/products/power-guarantee/>

Martor B., Hoff S., (2023), « Le fonds de garantie CPPA : catalyseur de l'émergence des PPAs pour les consommateurs industriels ? », *Bird&Bird*, <https://www.twobirds.com/fr/insights/2023/france/le-fonds-de-garantie-cppa-catalyseur-de-l-emergence-des-ppas-pour-les-consommateurs-industriels>

Niklaus A., (n.d). « What is a PPA? The guide to Power Purchase Agreement », *PexaPark*, [https://pexapark.com/solar-power-purchase-agreement-ppa/#:~:text=A%20power%20purchase%20agreement%20\(PPA,generated%20by%20a%20renewable%20asset.](https://pexapark.com/solar-power-purchase-agreement-ppa/#:~:text=A%20power%20purchase%20agreement%20(PPA,generated%20by%20a%20renewable%20asset.)

Olivier A., Verdes J., (2023). « Infographies : les émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne ». *Toute l'Europe*. <https://www.touteleurope.eu/environnement/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-dans-l-union-europeenne/>

Pedretti L., Kanellakopoulou M, (2024), « European PPA Market Outlook 2024 », *Pexapark*, https://pexapark.com/european-ppa-market/?creative=617204887582&keyword=european%20ppa%20market%20outlook%202022&matchtype=b&network=g&device=c&utm_campaign=MLT_Market-Outlook_OS-PRA_TLA_MKTO_WARM_SRCH_CON_MC_ALL_CPC_ONG_ONG&gad_source=1&gbruid=0AAAAAC0bvSUEKvpFkHAILBZU2PdJrbFAH&gclid=CjwKCAjwuMC2BhA7EiwAmJKRrA9F3aSMtphns0sUbkMvhmJZkg3s6MQHkpi1JB8eQ-lu358eyVeOixoCX9YQAvD_BwE

RE-Source (juin 2021), « Regulatory & PPA Model Tracker », <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/regulatory-ppa-model-tracker/>

Trabattoni A., (2024), « Les EnR augmentent les échanges d'électricité à terme », *Montel News*, <https://montelnews.com/fr/news/38481c13-72c5-472c-9c28-e5c1c6f4d6a0/les-enr-gonflent-la-demande-de-contrats-a-terme>