

Février 2026

Contribution de l'UFE à l'appel à contributions de la Commission européenne pour la suppression des obstacles aux Power Purchase Agreements (PPA)

Les contractualisations privées PPA sont un moyen d'apporter une visibilité et une stabilité aux investisseurs et consommateurs contre la volatilité des prix de long terme pendant les heures de production du PPA (fonction de la technologie). Le nombre de contrats PPA signés dans l'UE a augmenté de 35 % en 2023 par rapport à 2022 et de 65 % en 2024 par rapport à 2022¹. Pour autant cette récente accélération est due notamment à la crise de prix de gros et les chiffres ne reflètent pas encore le ralentissement multifactoriel observé par les acteurs à l'issue de celle-ci. La répartition des PPA quant à elle est inégale entre les États membres de l'UE et est principalement concentrée dans quelques secteurs, essentiellement l'industrie informatique et l'industrie lourde. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié dans son observatoire des PPA en mars 2025 ses analyses sur les PPA et pointe que « *Le développement des PPA est plus limité en France que dans d'autres pays européens* » et que « *Plusieurs raisons structurelles peuvent expliquer ce constat : le mix électrique français en majorité décarboné et les prix de l'électricité plus faibles en France que dans d'autres pays européens réduisent l'appétence des consommateurs à signer des PPA.* »

Partageant les orientations de la réforme de l'organisation du marché de l'électricité (Règlement 2024/1747) et considérant la protection contre la volatilité des prix à long terme qu'apportent les PPA pour les prix capturés relatifs à chaque technologie, **l'UFE appelle à améliorer les conditions de développement de contrats privés PPA de moyen et long terme, d'origines renouvelables comme nucléaire.**

En s'appuyant sur l'expertise développée par ses membres au cours des dernières années, **l'UFE synthétise dans cette note les éléments structurels limitant la demande de PPA, les barrières réglementaires et non réglementaires, en les accompagnant de recommandations devant permettre de faciliter le développement du marché des PPA en France.**

¹ Pexapark, European PPA Market Outlook, 2024

Lexique :

PPA selon le type d'acheteur :

- *Utility-PPA (U-PPA) : Contrat signé entre un producteur et un fournisseur « intermédiaire ». L'intégralité de la consommation finale du client (volume PPA + complément de fourniture) est vendue par un unique fournisseur (fournisseur au sens classique : titulaire de l'autorisation d'achat pour revente)*
- *Corporate-PPA (C-PPA) : Contrat signé entre un producteur et un consommateur final. Le producteur vend le volume PPA directement au client*

PPA selon le type de livraison :

- *Financier/virtuel : Le produit est uniquement financier*
- *Physique : Inclut un échange physique de l'énergie entre les parties, avec une production sur site ou hors du site de consommation*

PPA selon le format de livraison de l'électricité produite :

- *Pay As Produce (PAP) : Paiement selon la production constatée de l'installation*
- *Baseload : Achat d'un bandeau de production normé*

PPA selon les installations concernées :

- *Brownfield : Installation de production existante*
- *Greenfield : Installation de production nouvelle*

PPA selon la localisation des parties :

- *PPA transfrontalier : L'acheteur et le producteur d'électricité renouvelable sont situés dans une zone de prix/un marché de l'électricité différent*

Une demande de PPA souvent freinée par des prix de marché de l'électricité inférieurs aux coûts de production PPA, ainsi que les contraintes économiques et de solvabilité des plus petits acheteurs

Dans un contexte où l'électrification des usages et de l'industrie est clé pour atteindre nos objectifs climatiques ainsi que notre souveraineté énergétique et industrielle, on constate toutefois que la consommation d'électricité stagne ces dernières années devant une production qui poursuit son développement (Bilan électrique 2024 de RTE). Ceci est regrettable et devrait faire l'objet de mesures plus incitatives à l'électrification des usages (mesures réglementaires technologiquement neutres, prix du CO₂ suffisamment élevé, soutien public au remplacement des énergies fossiles par de l'électricité, accélération des raccordements). Ce déséquilibre offre-demande influence la demande des consommateurs en PPA. En effet, les prix de marchés à terme reflètent cette nouvelle situation avec des prix aujourd'hui plus bas que les coûts des capacités de production bas-carbone. **L'écart entre le niveau actuel des prix de marché et les coûts de production des PPA constitue ainsi la principale cause d'un ralentissement du marché des PPA selon l'UFE.**

L'UFE suggère d'étudier dans cette note l'opportunité d'assouplir certaines contraintes pesant sur les nouvelles capacités de production afin d'en diminuer le coût de production (accélération de la procédure d'autorisation, suppression des barrières aux économies d'échelle, diminution des délais de raccordement...). L'UFE souligne que la révision de la Directive sur le *permitting* dans le cadre des travaux sur le *Grids Package* est à ce titre une opportunité de lever certaines de ces barrières.

S'ajoute à ce contexte un environnement économique peu favorable, limitant les visions à long terme de certains consommateurs industriels et professionnels sur leurs cycles d'activités. Les consommateurs rencontrent ainsi des difficultés à s'engager sur des contrats de longue durée. Par ailleurs, les projets d'énergie bas-carbone étant des projets à forte intensité capitalistique, les porteurs de projets font en grande majorité appel à des financements bancaires pour la réalisation de leur installation. Les organismes de financement exigent alors une bonne notation financière de l'acheteur, ce qui exclut de fait ces acheteurs potentiels ou implique des PPA à des prix trop élevés, creusant de fait l'écart entre les prix de marché et des PPA.

Autres barrières réglementaires et non réglementaires au développement des PPA (spécifiques à la France ou applicables à tous les Etats membres de l'UE)

L'UFE rappelle que des changements trop fréquents dans les politiques énergétiques sont de nature à créer un environnement imprévisible tant pour les acheteurs que pour les vendeurs, défavorable aux engagements de long terme. **Le développement des PPA a au contraire besoin d'un cadre stable une fois les dernières barrières levées.**

Barrières réglementaires

- ❖ [Spécifique à la France] Une problématique de ventilation des consommations du

client entre d'une part le fournisseur de complément et d'autre part le producteur PPA

L'article L. 333-1 du code de l'énergie impose aux fournisseurs d'électricité souhaitant exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes d'être titulaires d'une autorisation délivrée par l'autorité administrative. La loi "APER" du 10 mars 2023 a précisé à l'article L. 333-1 I. 2° du code de l'énergie l'obligation, pour les producteurs d'électricité concluant à partir du 1^{er} juillet 2023 un contrat de vente directe d'électricité à des consommateurs finals ou à des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, d'être titulaires de cette autorisation.

L'UFE estime nécessaire que soient déterminées par la réglementation les modalités selon lesquelles les volumes consommés doivent être ventilés entre chacun des fournisseurs/producteurs en vente directe intervenant sur le site de consommation. Cette information est nécessaire pour la bonne exécution des obligations liées à la fourniture par chaque fournisseur/producteur en vente directe. La ventilation permettra de déterminer les kWh attribués à chacun, et ensuite utilisés comme assiette de calcul des obligations incombant à chaque fournisseur/producteur en vente directe intervenant sur le site de consommation.

❖ [Spécifique à la France] Des problématiques spécifiques aux acteurs publics

La couverture des besoins d'électricité des pouvoirs adjudicateurs et entités adjudicatrices par des contrats de vente directe d'électricité – tels que définis à l'article R. 333-1 du code de l'énergie – est complexifiée par leur statut et leur cadre d'intervention spécifiques. Contrairement aux acteurs privés, ces acteurs publics a) sont soumis à des contraintes juridiques particulières, notamment celles issues du code de la commande publique b) présentent des profils de consommation difficilement compatibles avec une vente d'électricité « *pay as produced* » et c) n'ont pas pour objectif de revente de l'électricité acquise à des tiers dans un objectif lucratif.

Aussi une interprétation stricte de l'interdiction de « cession ultérieure » prévue par l'article R. 333-1 du code de l'énergie est susceptible d'empêcher ces acteurs de conclure des contrats de vente directe d'électricité au titre de l'article L. 331-5, alors même que l'électricité serait bien acquise exclusivement pour la couverture de leurs besoins. Or, une adaptation à l'énergie acquise via une agrégation des volumes ou son intégration dans un contrat de fourniture peut être indispensable pour garantir cette couverture, et ainsi substituer les consommations d'énergies fossiles des acteurs publics par de l'électricité.

L'UFE recommande donc de clarifier que l'interdiction de cession ultérieure ne vise pas les cas de cessions réalisées dans l'objectif d'adapter des volumes acquis à la couverture des besoins propres du pouvoir adjudicateur ou de l'entité adjudicatrice.

❖ [Applicable aux Etats membres] Des problématiques comptables persistantes

Si le marché des PPA physiques est bien développé en Europe, les PPA financiers (ou virtuels) sont quasi inexistantes. Les entreprises déclarantes selon les normes IFRS sont actuellement réticentes à conclure de tels contrats, en raison des obligations liées à la norme IFRS 9 (qualification potentielle des PPA virtuels en tant qu'« instruments financiers » avec des règles comptables spécifiques et complexes). **L'UFE recommande une évolution des règles comptables et fiscales afin que les V-PPA ne soient plus considérés comme des produits dérivés, ce qui améliorerait considérablement leur adoption par les clients.** Les V-PPA présentent un profil de risque et ont un effet de couverture similaires aux PPA physiques pour les clients, sans toutefois nécessiter une

intégration physique complexe dans les contrats d'approvisionnement. Ils ne remplaceraient pas les PPA physiques, certains clients préférant une intégration physique dans un contrat d'approvisionnement unique pour mieux gérer leur stratégie d'approvisionnement, mais permettraient à des clients ne souhaitant pas un PPA physique d'avoir toutefois recours à une couverture PPA.

❖ **[Spécifique à la France] Des contraintes réglementaires pour les projets d'énergies renouvelables qui limitent les économies d'échelles**

L'investissement dans des technologies comme l'éolien et le solaire nécessite des dépenses initiales significatives en matière d'infrastructure.

En France, les éoliennes installées sont généralement de faible puissance comparativement aux pays membres de l'UE, du fait de contraintes réglementaires spécifiques, qui limitent le potentiel de réduction des coûts de l'énergie éolienne. Pourtant des éoliennes de grande hauteur, plus grandes, donc plus puissantes et bénéficiant d'un meilleur facteur de charge, permettraient de réduire le coût de production et ainsi le prix des PPA éoliens. **L'UFE appelle à poursuivre les échanges entre la filière et les ministères concernés pour étudier la possibilité de lever ces contraintes et permettre des économies d'échelle.**

Concernant les parcs solaires, la limitation dans les appels d'offres de la taille des parcs bride l'atteinte de conditions économiques plus avantageuses, qui se retranscrit dans les prix des PPA en sortie de soutien public. **Afin de réduire les prix de futurs PPA *brownfield* en sortie de contrat de soutien, l'UFE serait favorable à la suppression pour les prochains appels d'offres de la contrainte de puissance maximale éligible de 30 MW. Toujours dans le cadre des AO, l'UFE propose également de ne pas contraindre le producteur à soumettre une puissance identique à celle de ses autorisations car cela limite l'optimisation du LCOE qui accompagne l'évolution des technologies.**

❖ **[Applicable aux Etats membres] Des durées de procédures administratives longues et complexes pour les raccordements liés à l'électrification**

La longueur et la complexité des procédures administratives restent un frein qui obère les projets d'installations de production mais aussi les raccordements de consommateurs. **L'UFE souligne l'insuffisance des effectifs au sein des autorités nationales et locales chargées de délivrer les permis pour les nouveaux projets d'énergies renouvelables, le manque de numérisation du processus d'autorisation, de suivi et d'information sur l'état d'avancement des demandes de permis de la part des autorités locales et d'explications sur les motifs de refus d'une demande de permis.**

❖ **[Applicable aux Etats membres] Une surréglementation à éviter**

Dans son observatoire des PPA publié en mars 2025, la CRE pointe le manque d'obligation légale explicite de *reporting* systématique des PPA dans le droit français, et recommande d'inscrire une obligation de déclaration dans le Code de l'énergie pour permettre un meilleur suivi du marché. **L'UFE veillera à ce que cette initiative ne chevauche pas la réglementation européenne existante - qui prévoit d'ores et déjà des règles de *transparence* pour les contrats de PPA – au risque de créer une surréglementation et des barrières administratives pour les contractants.**

Barrières non réglementaires

❖ **[Applicable aux Etats membres] Des coûts de financement des nouvelles infrastructures toujours élevés**

Pour réduire le coût des nouvelles capacités de production d'électricité bas-carbone et ainsi favoriser la substitution des énergies fossiles par l'électricité, l'UFE recommande de mettre en place des taux d'intérêt « bas-carbone » bonifiés (par exemple par la banque de décarbonation du *Clean Industrial Deal*) pour alléger le coût du capital des actifs net-zéro. Ceci permettrait de réduire mécaniquement le coût de financement des projets, ce qui se répercuterait dans les prix aux clients des PPA. Un financement des actifs net-zéro viserait également le financement des équipements nécessaires à l'électrification : processus industriels, installations de recharge électrique pour les transports, pompes à chaleur, etc.

❖ **[Applicable aux Etats membres] Les PPA transfrontaliers physiques se développent peu par manque de valeur économique**

L'UFE rappelle qu'il n'est aujourd'hui possible d'être couvert que pour une année sur la différence de prix entre les deux pays en achetant une capacité d'interconnexion. En effet, la maturité des produits d'accès aux interconnexions est encore aujourd'hui limitée à un an. **L'UFE suggère d'évaluer le besoin en instruments de couverture transfrontaliers à long terme compatibles avec la durée des contrats d'achat d'électricité physiques, potentiellement par le biais d'évolutions des droits de transmission à long terme (LTTR) ou de mécanismes alternatifs, tout en tenant compte des besoins des marchés à court terme.** Le client resterait toutefois exposé à l'appréciation au moment de la signature du PPA de l'écart de prix entre les deux pays.

❖ **[Applicable aux Etats membres] Les types de clients ayant accès aux PPA sont peu diversifiés**

Pour permettre un accès aux PPA aux entreprises ayant peu de connaissances ou aux petites entreprises, **il convient d'approfondir les connaissances des acheteurs potentiels en développant des éléments de pédagogie, tout en prenant en compte l'impact du PPA sur le contrat de complément de fourniture (déformation du prix) pour apporter une vision complète du coût de l'ensemble de la fourniture.**

❖ **[Applicable aux Etats membres] Les contrats multi-acheteurs encore peu répandus**

Permettre l'agrégation des consommateurs dans le cadre des PPA pourrait être une mesure pour faciliter l'accès aux PPA de petits acteurs. Pour autant la complexité de ce type de PPA, multipliant les risques de garanties financières et nécessitant un alignement des acheteurs sur les termes du PPA (frais d'agrégation, durée de contrat, facturation), reste un frein.

L'UFE estime pour autant que les deux mesures du rapport « Draghi » de i) développement de plateformes au sein des marchés destinées uniquement à regrouper l'offre et la demande nationale de PPA, ainsi que ii) la création d'un « green pool » de PPA supervisé par un organisme public agissant comme un acheteur et vendeur unique pour les entreprises participantes, seraient de nature à restreindre la dynamique du marché.

❖ **[Applicable aux Etats membres] La liquidité limitée des marchés à terme pour la contre-couverture (*counter hedging*) des PPA**

En particulier pour des PPA *brownfield*, le manque de produits et de liquidité peut déstabiliser le signal prix pour ces contrats. Le manque de liquidité sur les marchés à terme

au-delà de 3 à 5 ans limite la capacité des producteurs à se couvrir et celle des acheteurs à gérer le risque de prix sur des horizons compatibles avec les durées habituelles des PPA (10 à 15 ans), ce qui constitue un obstacle direct à la contractualisation. **Une action européenne visant à renforcer la transparence, la profondeur et les mécanismes de couverture à long terme serait par conséquent souhaitable selon l'UFE.**

❖ **[Spécifique à la France] La méconnaissance de la commande publique**

De plus en plus de collectivités s'intéressent au mode d'achat alternatif que constituent les PPA, dans un objectif économique et de souveraineté énergétique territoriale.

Ces contrats s'inscrivent dans une dynamique de réappropriation locale des leviers de valorisation énergétique. Toutefois, de nombreux acteurs méconnaissent encore les évolutions récentes du cadre juridique permettant à la commande publique de signer des PPA.

Par ailleurs, le droit des acteurs publics à résilier unilatéralement un marché constitue un frein à la contractualisation de PPA avec des acteurs publics. Ce mécanisme est parfois perçu comme un risque pour les producteurs souhaitant s'engager dans la durée. Les collectivités s'engagent généralement sur des périodes longues, de 15 à 20 ans, et des indemnités sont prévues en cas de résiliation anticipée, offrant ainsi une forme de sécurité contractuelle.