

Accélérer la dynamique des PPA renouvelables en France : état des lieux et leviers d'action

Note de position de La Plateforme Verte

INTRODUCTION

Consacrés par la loi APER du 10 mars 2023¹, les PPA (*Power Purchase Agreements*) sont des contrats d'approvisionnement d'électricité entre un producteur et un acheteur, qu'il s'agisse de consommateurs ou de fournisseurs, sur une période déterminée. En France, leur développement est relativement récent : ils émergent à partir de 2019 et concernent principalement des actifs de production d'électricité renouvelable. Dans ce cadre, les acheteurs s'engagent à couvrir sur le long terme les coûts complets d'un actif de production, en dehors de tout mécanisme de soutien public. En contrepartie, ils bénéficient d'une prévisibilité complète sur leurs conditions d'approvisionnement.

Le développement des PPA est encouragé par la législation nationale et européenne, notamment la directive « RED III » n° 2023/2413 du 18 octobre 2023. Ces contrats constituent en effet une alternative aux dispositifs subventionnés, tels que les appels d'offres, et permettent de soutenir l'émergence de nouvelles capacités renouvelables sans mobiliser les finances publiques. Pour autant, comme l'a souligné la Commission de Régulation de l'Énergie dans son observatoire publié en mars 2025², le marché français des PPA demeure encore jeune et il représente des volumes annuels limités. Après les premiers contrats signés en 2019, la dynamique s'est nettement accélérée en 2022 et 2023 sous l'effet de la crise énergétique et des tensions sur les marchés de gros. Depuis 2024, la baisse marquée des prix de gros de l'électricité a toutefois entraîné un net recul de l'appétit du marché pour ces contrats.

Encourager le recours aux PPA n'en reste pas moins essentiel, d'autant que les marges de manœuvre budgétaires de l'Etat sont aujourd'hui fortement contraintes. La poursuite du développement des nouveaux moyens de production d'électricité bas carbone dont les énergies renouvelables – et, avec elle, l'atteinte de nos objectifs de souveraineté énergétique et de résilience économique des industries françaises et européennes – implique d' encourager et favoriser les perspectives de financement des nouveaux actifs, par les producteurs, indépendamment de mécanismes de soutien. Dans son observatoire de mai 2025, la CRE a d'ailleurs formulé plusieurs recommandations en ce sens, appelant à une meilleure articulation avec les mécanismes de soutien public. Enfin, le Premier Ministre a récemment confié à M. Jean-Bernard Levy et M. Thierry Tuot une

¹ [L'article 86 de la loi n°2023 -175 du 10 mars 2023](#) définit le PPA comme « *un contrat de vente directe à long terme d'électricité* » distinct du contrat de fourniture d'électricité.

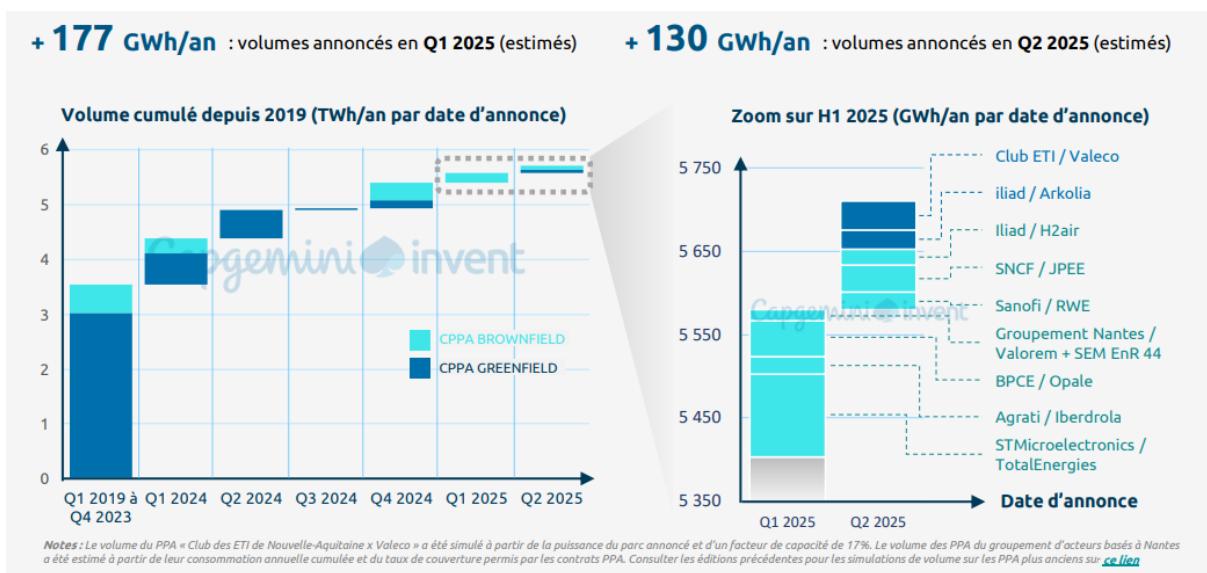
² [Rapport n°2025-02 - Observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité \(« PPA »\)](#)

mission sur l'optimisation des soutiens publics aux énergies renouvelables électriques, incluant notamment un examen des leviers de financement mobilisables par le secteur privé.³

Au travers de la présente note de position, la Plateforme Verte souhaite contribuer aux réflexions des pouvoirs publics en proposant une analyse de la dynamique de signature des PPA en France et en formulant plusieurs propositions d'évolutions législatives et réglementaires destinées à lever les obstacles à la signature de contrats PPA.

I. ANALYSE DE LA DYNAMIQUE DE SIGNATURE DES PPA EN FRANCE

Comme relevé par Capgemini dans son baromètre des achats d'énergie verte en France⁴, le marché français des PPA a amorcé un repli à compter du second semestre de l'année 2024 et ce repli s'est confirmé en 2025. Le rythme des annonces de cPPA en France s'est stabilisé à 5-6 contrats par semestre, ce qui correspond au niveau d'activité constaté au premier semestre 2023, mais il concerne désormais des volumes nettement inférieurs.



A. Une dynamique de signature fortement ralenti par la baisse des prix de gros de l'électricité

Le ralentissement de signatures de cPPA est observé partout en Europe⁵ et s'explique majoritairement par la baisse des prix l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité. Dans le cas des cPPA, les consommateurs s'engagent à couvrir, sur une durée de 15-20 ans, l'intégralité des coûts associés à la construction et à l'exploitation d'un nouvel actif de production ENR. S'ils accèdent à une prévisibilité complète de leurs conditions d'approvisionnement à long-terme, ils renoncent aussi à bénéficier de la baisse structurelle des prix spot permise par l'essor des capacités de production renouvelables à cout

³ <https://www.info.gouv.fr/communique/mission-levy-tuot>

⁴ https://www.capgemini.com/fr-fr/wp-content/uploads/sites/6/2025/09/1er-2eme-Trimestre2025_Barometre-energies-vertes.pdf

⁵ <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>

marginal nul sur le réseau européen. Ces contrats de couverture à long terme peuvent donc s'apparenter à un contrat d'assurance.

Début décembre 2025, le prix à terme de l'électricité en France est passé sous les 50€/MWh. Ce niveau de prix ne permet pas d'investir dans de nouveaux actifs de production car la couverture des coûts complets ne peut être assurée avec les revenus de marché. A contrario, les cPPA permettent d'investir dans de nouveaux moyens de production d'électricité.

Cette situation est par ailleurs renforcée par l'instabilité et le manque de visibilité réglementaire et fiscale (ex : fin de l'ARENH et incertitudes persistantes sur les nouvelles modalités d'accès au nucléaire historique), qui réduit encore la capacité des acteurs à se projeter dans un engagement contractuel à 15-20 ans.

B. Un marché encore peu accessible aux acheteurs de petite taille

Jusqu'ici, les cPPA ont très majoritairement été signés par des acteurs consommant généralement des centaines de GWh/an.⁶

Top Companies

SNCF Energie	Renault	Orange		Nestlé	Auchan	Leroy Merlin						
Arkema	O-I Glass	Les		IBM	Equinix	Qair	TDF					
				Stellantis	CERN							Sanofi

Pour les consommateurs de plus petite taille, la signature d'un cPPA est rendue plus complexe pour différentes raisons :

- Le coût de contractualisation
 - o Il s'agit de contrats souvent complexes et nécessitant une vision long terme des enjeux énergie par l'ensemble des Parties. Les prises de décision et les négociations s'en trouvent souvent allongées.
 - o Ces contrats nécessitent des compétences nouvelles (compréhension des contraintes de développement des projets d'énergie renouvelable, du financement de projet, des engagements que peuvent ou doivent prendre l'une ou l'autre des Parties...) qui nécessitent souvent le recours à des conseils techniques.
 - o La consultation, négociation et signature entre deux Parties n'ayant jamais contractualisé de cPPA s'étale sur 6 à 18 mois avec des ressources dédiées chez chacune des Parties
- Les contraintes de bancabilité, dans la mesure où le financement des projets renouvelables nécessite des contreparties jugées pérennes par les banques, sur 20 ans à compter du début des négociations.
- Les difficultés d'intégration dans le contrat de fourniture (du complément)

⁶ Source : <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit2/ppa-deal-tracker/>

- Les consommateurs dont la consommation électrique est peu importante doivent se conformer à certains standards s'ils veulent bénéficier d'offres diversifiées pour leur contrat de fourniture du complément. La nécessité d'intégrer un cPPA en dessous de quelques GWh par an peut en effet réduire la compétitivité des offres de fourniture reçues.
- Les plus petits consommateurs manquent souvent de flexibilité dans leur contrat de fourniture du complément pour leur permettre d'intégrer facilement les volumes contractualisés en cPPA.
- Les coûts pratiqués par les agrégateurs/fournisseurs pour cette intégration sont parfois prohibitifs pour ces clients.

II. RECOMMANDATIONS LPV EN FAVEUR DES PPA

A. Renforcer la *bancabilité* des projets

Différentes mesures peuvent être mises en place pour renforcer la capacité des projets en cPPA à accéder aux financements bancaires, parmi lesquelles :

- **Un élargissement des conditions d'accès à la Garantie Électricité Renouvelable (GER) commercialisée par Bpifrance** en cas de défaillance de l'acheteur cPPA, via une réduction du volume minimal à garantir et/ou une extension des acheteurs éligibles au-delà des industries extractives et manufacturières (section B et C de la nomenclature d'activités françaises).
- La mise en place d'un système de **complément de rémunération « optionnel » destiné à être activé uniquement en cas de défaillance de l'acheteur**.
- La possibilité donnée aux porteurs de projet de candidater aux appels d'offres pour une partie seulement du volume de production d'une installation, permettant ainsi **de combiner simultanément complément de rémunération et cPPA pour un même actif**, comme cela est prévu par la loi APER.

B. Renforcer l'attractivité des cPPA

Comme évoqué plus haut, les cPPA souffrent d'un déficit d'attractivité en comparaison avec un approvisionnement sur les marchés de gros, fondés sur la tarification au coût marginal de production. Sauf à réformer le modèle de marché européen fondé sur la tarification au coût marginal, il est impératif de prendre des mesures incitatives pour dynamiser les signatures de cPPA et ainsi réduire la dépendance au soutien public.

➤ Encourager les PPA via une exonération du droit d'accise pour les volumes cPPA

Les clients cPPA permettent le financement du coût complet des nouvelles installations ; c'est une logique différente d'un approvisionnement via le marché de gros qui rémunère seulement le coût marginal de fonctionnement des actifs de production. Pour autant, ils sont aussi redevables du droit d'accise sur l'électricité qui est versé au budget général de l'Etat et finance indirectement les dispositifs de soutien public au déploiement des énergies renouvelables. Depuis le 1er août 2025, le tarif d'accise sur l'électricité est de 25,79 €/MWh pour les catégories "PME" et "haute puissance". Compte-tenu des discussions sur le projet de loi de finances 2026, il devrait être ramené à 25,37 €/MWh pour ces catégories de consommateurs à partir du 1er janvier 2026.

Ces dispositions fiscales représentent un coût additionnel prohibitif pour les cPPA. Pour lever cet obstacle au financement des actifs par les producteurs indépendamment de mécanismes de soutien, il est donc proposé d'exonérer de droit d'accise les volumes issus d'installations renouvelables mises en service après le 1er janvier

2026 et ne bénéficiant pas de soutien public. La traçabilité de ces volumes pourra être assurée via les garanties d'origine des actifs ciblés, étant entendu que ces garanties ne pourront être vendues.

La mesure est compatible avec la Directive 2003/96/CE sur la taxation de l'énergie, son article 15 prévoyant la possibilité pour les Etats membres d'appliquer sous contrôle fiscal des exonérations totales ou partielles ou des réductions du niveau de taxation de l'électricité d'origine notamment solaire, éolienne, houlomotrice, marémotrice ou géothermique ou issue de la biomasse.

Enfin, l'impact sur le budget de l'État serait positif au regard de la dynamique actuelle des prix sur les marchés de gros. En effet, la perte de recettes fiscales liée à cette exonération resterait très inférieure aux dépenses publiques évitées dans le cadre des dispositifs de soutien (compléments de rémunération), comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Pour 10 TWh de cPPA nouvellement souscrits, et pouvant donc être déduits des volumes à engager dans les futures périodes d'appels d'offres, le gain net pour l'État atteindrait +87,7 M€/an.

Application de l'exonération à un volume de 10 TWh nouvellement contractualisé en cPPA (avec un tarif d'accise 2026 de 25,37 €/MWh)	-253,7 M€/an
Dépense publique évitée correspondant au complément de rémunération ⁷ initialement prévu pour les 10 TWh en cPPA nouvellement signés	+341,5 M€/an
Impact budgétaire total	+87,7 M€/an

L'articulation entre financement indépendant de mécanismes de soutien et financement basé sur soutien public serait alors renforcée, maximisant les chances d'atteindre les objectifs de nouvelles capacités décarbonées installées (cibles PPE) en limitant l'exposition budgétaire de l'Etat, au bénéfice des finances publiques, de la sécurité énergétique et de la compétitivité des entreprises. Cette mesure pourrait être introduite dans le Projet de Loi de Finance (PLF) via une simple modification du code des impositions, elle présente donc l'avantage d'une mise en œuvre simplifiée.

➤ **Introduire une obligation d'incorporation d'électricité renouvelable dans les offres de fourniture d'électricité**

En complément des mesures citées plus haut et en prenant exemple sur les mécanismes de certificats d'économie d'énergie (CEE) et de certificats de production de biogaz (CPB), il pourrait également être envisagé d'imposer aux fournisseurs d'électricité de couvrir une part de l'approvisionnement de chaque contrat de fourniture d'électricité, par des volumes de PPA renouvelables.

Par exemple, les fournisseurs d'électricité disposant d'un portefeuille supérieur à un certain seuil seraient alors tenus de couvrir une part de leur approvisionnement par des contrats long terme (PPA) avec des producteurs d'électricité renouvelable. Cette couverture serait matérialisée par la restitution à l'État de certificats de production d'électricité renouvelable, équivalents au niveau de l'obligation, et distincts des garanties d'origine.

Les fournisseurs pourraient s'acquitter de cette obligation :

- en produisant eux-mêmes de l'électricité renouvelable et en sollicitant les certificats associés ;

⁷ En prenant comme hypothèses le prix de sortie du dernier AO Neutre d'octobre 2025 (74,13€/MWh) et un prix capté du solaire (prix formé uniquement sur les heures d'ensoleillement) à 40€/MWh sur la période 2030-2049 selon un organisme de référence pour les prévisions de prix de marché.

- ou en achetant ces certificats à des producteurs via des contrats de type PPA, ces certificats des volumes physiques de production et remplaçant les garanties d'origine correspondantes.
- Pour les fournisseurs de plus petite taille, une option alternative consisterait à acheter un volume minimal de produits à maturité longue sur les marchés.

Cette mesure s'inspire du modèle de financement des politiques publiques de sobriété énergétique via les certificats d'économies d'énergie, ainsi que du développement de la production de biométhane injecté hors tarif d'achat, par le biais des certificats de production de biométhane. La trajectoire de restitution des certificats serait définie par l'État et modulée par filière pour garantir la cohérence avec les cibles PPE. Les volumes développés dans ce cadre seraient déduits de ceux des appels d'offres, permettant ainsi de réduire la dépendance au soutien public.

➤ **Autoriser les installations sous dispositif de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération) de nouer des PPA**

La faculté pour les producteurs d'électricité renouvelable bénéficiant d'un mécanisme de soutien (OA ou CdR) d'en sortir temporairement afin de contracter directement un PPA avec un consommateur permettrait à la fois des économies pour les finances publiques tout en étant avantageux pour les producteurs et consommateurs.

Cette proposition est ainsi avantageuse :

- Pour l'Etat, qui pourrait économiser en réduisant l'exposition budgétaire liée aux prix de marché de l'électricité et en accompagnant l'émergence de mécanismes de soutiens au EnR moins coûteux pour les finances publiques ;
- Pour les consommateurs d'électricité qui souhaitent s'engager dans une démarche de décarbonation et qui demandent une stabilité de leurs tarifs sans pour autant pouvoir s'engager sur 15 ou 20 ans ;
- Du point de vue des acheteurs, l'attractivité des contrats PPA est renforcée si la durée d'engagement requise est réduite. Cependant, le producteur ne peut pas financer son projet auprès des banques sans garanties de revenus à long-terme. La possibilité d'articuler cPPA et complément de rémunération dans la durée permettrait de réconcilier ces deux horizons de temps.

Ainsi, les lauréats des appels d'offres pourraient être autorisés à établir des PPA pour une durée préterminée (ex : 5 ans), qui pourrait intervenir immédiatement après la mise en service de l'installation. De cette manière, le complément de rémunération (CdR) ne serait activé qu'au terme de cette durée préterminée, prenant alors le relais du PPA jusqu'à la fin de validité du CdR, soit 20 ans après la mise en service.

C. Simplifier la mise en place des cPPA

Les cPPA sont également confrontés à une complexité de mise en œuvre importante, liée à des obligations réglementaires. Ces contraintes affectent directement la fluidité de la contractualisation, rallonge les délais et constituent un véritable obstacle à la généralisation des cPPA. Dans une période où la compétitivité et la lisibilité du modèle sont essentielles, il apparaît donc nécessaire de **simplifier le cadre et les processus associés**, afin de lever ces freins structurels et de faciliter la contractualisation. Deux mesures clés sont proposées dans cette perspective :

➤ **Supprimer l'obligation d'obtenir l'accord de rattachement Responsable d'Equilibre (RE) – Acteur d'Ajustement (AA) pour constituer une Entité d'Ajustement (EDA).**

À compter de janvier 2026, les installations renouvelables de 10 MWc et plus devront obligatoirement participer au mécanisme d'ajustement (MA). Dans ce cadre, l'obligation actuelle d'obtenir l'accord du RE constitue un frein opérationnel important : elle crée une dépendance excessive vis-à-vis du RE, qui peut opposer un refus sans

justification objective, bloquant ainsi l'accès d'un producteur au MA avec des conditions contractuelles et commerciales qui ne sont pas favorables au producteur. Plus largement, cette contrainte limite l'innovation, la profondeur de marché et la concurrence : un RE dispose d'un pouvoir de blocage qui empêche les producteurs d'accéder à la diversité et la qualité des offres proposées par les acteurs de la flexibilité, pour toutes les centrales déjà en contrat avec un Agrégateur d'énergie/RE.

Cette obligation réglementaire est particulièrement pénalisante pour les actifs engagés dans un contrat cPPA : dans la très grande majorité des cPPA signés en France (cPPA physique) le producteur est contraint dans le choix de son RE car il n'a pas de lien direct avec le RE, ce qui l'empêche de renégocier les conditions de participation au MA. Par ailleurs le RE peut changer plusieurs fois à discrédition de l'acheteur sur la durée de vie du CPPA.

Or, les évolutions récentes du contrôle du réalisé et de la gestion des écarts neutralisent déjà l'impact de l'AA sur le périmètre du RE. L'accord préalable du RE n'a donc plus de justification technique. LPV propose donc de remplacer au plus vite cette obligation par une notification systématique au RE, accompagnée de la transmission des volumes ajustés par site, accompagné éventuellement d'une correction de la courbe de charge et non pas du périmètre d'équilibre pour faciliter la gestion opérationnelle côté RE. Cette évolution garantirait la fluidité du marché, faciliterait l'entrée des EnR dans le MA et simplifierait ainsi la mise en œuvre de cPPA.

➤ **Supprimer l'obligation de détenir une autorisation de fourniture pour vendre de l'électricité dans le cadre d'un PPA**

Depuis le 1er juillet 2023, l'article L.333-1 du Code de l'énergie, tel que modifié par l'article 86 de la loi APER, impose aux producteurs concluant un contrat de vente directe d'électricité (PPA conclus avec un consommateur final ou avec un gestionnaire de réseau pour la couverture de ses pertes) de détenir une autorisation de fourniture d'électricité, régime jusqu'alors réservé aux activités d'achat pour revente.

Le décret du 27 juin 2024 est venu préciser que cette obligation ne concerne que les PPA physiques (vente directe à un consommateur final) et qu'elle peut être déléguée à un fournisseur déjà titulaire de l'autorisation, sous réserve de la signature d'un contrat de délégation parfaitement notifié au ministère au moins un mois avant son entrée en vigueur. La procédure de demande d'autorisation repose sur un dossier complexe déposé auprès de la CRE incluant les caractéristiques techniques et commerciales complètes ainsi qu'un plan de gestion des écarts.

Cette exigence, conçue historiquement pour encadrer l'activité de fourniture classique, apparaît disproportionnée pour un producteur qui vend l'électricité de son installation via un PPA. Elle constitue aujourd'hui un frein majeur au développement des cPPA pour les producteurs : lourdeur administrative, incertitude sur les délais, risque de retrait, coûts supplémentaires, et complexification inutile des négociations contractuelles.

Afin de faciliter la conclusion de PPA et de soutenir la contractualisation bilatérale, nous proposons de supprimer l'obligation de détenir une autorisation de fourniture pour les producteurs vendant l'électricité issue de leur propre installation dans le cadre d'un PPA. Cette suppression pourrait s'accompagner, si nécessaire, d'un régime déclaratif simplifié ou être limitée aux seules activités de fourniture au sens strict (multi-clients, revente commerciale). Cette évolution allégerait significativement les démarches, sécuriserait les acteurs, et renforcerait l'attractivité des cPPA comme outil de financement hors soutien public.