



## RAPPORT

Mars 2025

**Observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable (« PPA ») situés en France métropolitaine continentale et recommandations en faveur de leur développement.**

## Synthèse du rapport

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) publie ses analyses et recommandations sur les contrats d'achat d'électricité<sup>1</sup> (« *Power Purchase Agreement* » ou PPA), fondées sur une collecte d'information auprès des signataires de tels contrats.

Les PPA sont des contrats d'approvisionnement d'électricité entre deux contreparties, un producteur et un acheteur, sur une période déterminée. Le terme désigne communément des contrats signés entre deux contreparties visant une production d'électricité renouvelable en dehors de tout soutien public, et se limite aux cas où l'acheteur est un consommateur ou un fournisseur.

Les bénéfices des PPA sont les suivants :

1. pour la transition énergétique, le développement de nouvelles capacités renouvelables, lorsque les PPA portent sur de nouveaux actifs de production ;
2. pour les acheteurs (consommateurs ou fournisseurs), la sécurisation à moyen ou long terme des coûts et des volumes d'approvisionnement, tout en assurant son caractère renouvelable ;
3. pour l'Etat, le développement de PPA portant sur de nouveaux actifs contribue à l'atteinte des objectifs de la politique énergétique sans exposition financière directe et donc avec un moindre risque pour les finances publiques.

Le développement des PPA est plus limité en France que dans d'autres pays européens. 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<sup>2</sup>. En outre, les mécanismes de soutien public aux énergies renouvelables en France sont plus protecteurs que dans d'autres pays, ce qui n'encourage pas les producteurs à recourir à des PPA.

La CRE a adressé à l'été 2023 un questionnaire aux signataires de PPA, qui portait spécifiquement sur les contrats concernant des nouveaux actifs de production d'électricité renouvelable situés en France métropolitaine continentale, sur une durée supérieure ou égale à 10 ans (principalement de nouveaux actifs de production). Les répondants étaient invités à décrire les actifs sur lesquels portaient les PPA et leurs conditions contractuelles.

Cette collecte d'informations répondait à plusieurs objectifs :

- concourir au bon fonctionnement du marché des PPA en aidant les pouvoirs publics, grâce à une meilleure compréhension des modalités contractuelles des PPA, à définir d'éventuelles futures dispositions législatives ou réglementaires ;
- renforcer le suivi par les pouvoirs publics du développement des installations de production à partir d'énergies renouvelables en France quel que soit leur mode de valorisation, ainsi que de l'évolution du coût des installations ;
- identifier et rendre publiques les grandes tendances sur le plan des modalités contractuelles, dans l'optique de contribuer à la démocratisation (et à la « liquidité ») de ce type de contrat ;
- analyser la dynamique de développement des PPA post-crise, alors que la France connaissait avant la crise un certain retard par rapport à ses voisins européens, et comparer ces contrats aux dispositifs de soutien existants ;
- identifier d'éventuels leviers d'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, en cohérence avec certaines « bonnes pratiques » identifiées sur les contrats privés.

<sup>1</sup> L'acronyme « CAE » est parfois utilisé.

<sup>2</sup> <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/developpement-des-contrats-de-type-ppa.html>

La CRE a reçu les réponses de 47 acteurs, portant sur 116 contrats et 162 installations (141 parcs photovoltaïques, 18 parcs éoliens terrestres et 3 installations de cogénération ou de valorisation de chaleur fatale). Les signataires de ces contrats représentent en tout 42 sociétés ou groupes pour les acheteurs et 33 sociétés ou groupes pour les producteurs. Un tiers des 116 contrats du panel sont signés entre un producteur et un fournisseur (« *utility PPA* ») et deux tiers avec un consommateur (« *corporate PPA* »). La CRE avait également invité les répondants à transmettre les contrats : elle en a ainsi reçu 58.

La CRE retient les enseignements suivants sur les caractéristiques des PPA signés en France et les développe dans la suite de la synthèse :

- le développement des PPA en France est récent et a été principalement porté par la crise des prix de gros de l'énergie : les volumes restent encore limités ;
- l'évolution des prix des PPA est influencée par l'évolution des prix de gros et l'évolution des coûts des technologies de production ;
- les actifs qui font l'objet de PPA sont similaires aux actifs soutenus par l'Etat ;
- les acheteurs sont principalement des grands consommateurs ;
- les PPA restent influencés par les contrats de soutien public, mais intègrent des clauses qui augmentent l'exposition des producteurs à certains risques.

La CRE formule enfin des recommandations, à destination des pouvoirs publics, relatives au suivi du développement des PPA et aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.

La CRE souhaite à l'avenir actualiser les constats du présent observatoire ainsi que ses recommandations.

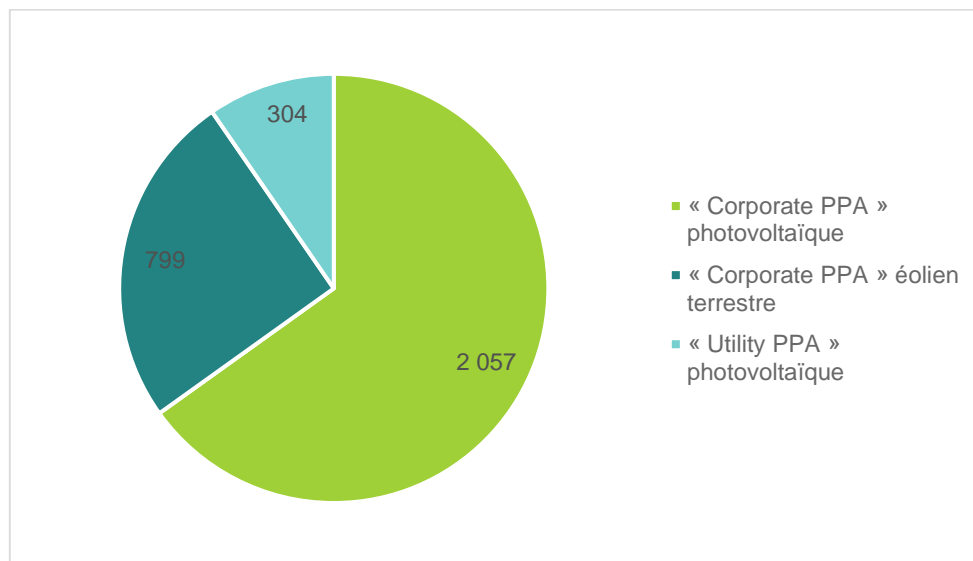
\*\*\*

**1 – Le développement des PPA en France est récent et représente aujourd'hui des volumes encore limités. La crise des prix de gros de l'énergie a représenté une incitation majeure à la contractualisation de PPA.**

A l'exception d'un contrat, l'ensemble des contrats du panel de réponses ont été signés à partir de 2019. Ils représentent une livraison annuelle d'environ 3,3 TWh par an (2,2 GW de puissance installée globale), dont 0,8 TWh par an de production éolienne à terre (0,35 GW de puissance installée), quasi exclusivement dans le cadre de « *corporate PPA* », et 2,4 TWh par an de production photovoltaïque (1,9 GW de puissance installée)<sup>3</sup>, dont 2,1 TWh dans le cadre de « *corporate PPA* » et 0,3 TWh dans le cadre de « *utility PPA* ».

<sup>3</sup> Il convient de noter que certains contrats ont pu être modifiés ou résiliés depuis la collecte d'informations fin 2023.

Figure 1 - Répartition des contrats<sup>4</sup> selon les technologies et types d'acheteurs par productible annuel (GWh) (112 réponses)



Le panel intègre les PPA portant sur des durées d'engagement de 10 ans ou plus, signés au plus tard en 2023, pour de nouveaux actifs de production renouvelable. Il est représentatif des PPA signés en France, leur dynamique de signature ayant été particulièrement forte en 2022 et 2023, pendant la crise énergétique. En 2024, la dynamique de signature de PPA s'est ralentie, concomitamment à la baisse des prix de gros<sup>5</sup>.

L'analyse du panel permet de confirmer que le rythme de développement des installations renouvelables hors soutien public en France est globalement faible par rapport aux installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération ou d'obligation d'achat : la CRE estime qu'entre 2019 et 2023, les appels d'offres ont permis d'engager de l'ordre de 7 GW de capacités photovoltaïques et 5 GW de capacités éoliennes terrestres<sup>6</sup>, soit une puissance installée six fois supérieure à celle du panel.

Les raisons conduisant à la signature d'un PPA sont multiples et dépendent du type d'acteur :

- pour l'acheteur (consommateur ou fournisseur), les PPA offrent une solution pour stabiliser ou réduire les coûts d'approvisionnement en électricité, d'autant plus en période de volatilité des prix de gros. Ils permettent également de garantir un approvisionnement en électricité renouvelable ou d'afficher une contribution au développement de nouveaux actifs de production d'énergie renouvelable (PPA « *greenfield* »), dans le cadre d'une démarche RSE (responsabilité sociale des entreprises)<sup>7</sup> ;
- pour les producteurs, la signature de PPA peut représenter dans certains cas une opportunité d'assurer des conditions plus avantageuses par rapport aux contrats de soutien public, de valoriser la production d'installations non éligibles aux dispositifs de soutien publics ou plus généralement de s'inscrire dans une nouvelle démarche commerciale auprès de clients consommateurs.

<sup>4</sup> Seuls les contrats portant sur des installation photovoltaïques et éoliennes à terre ont été représentés.

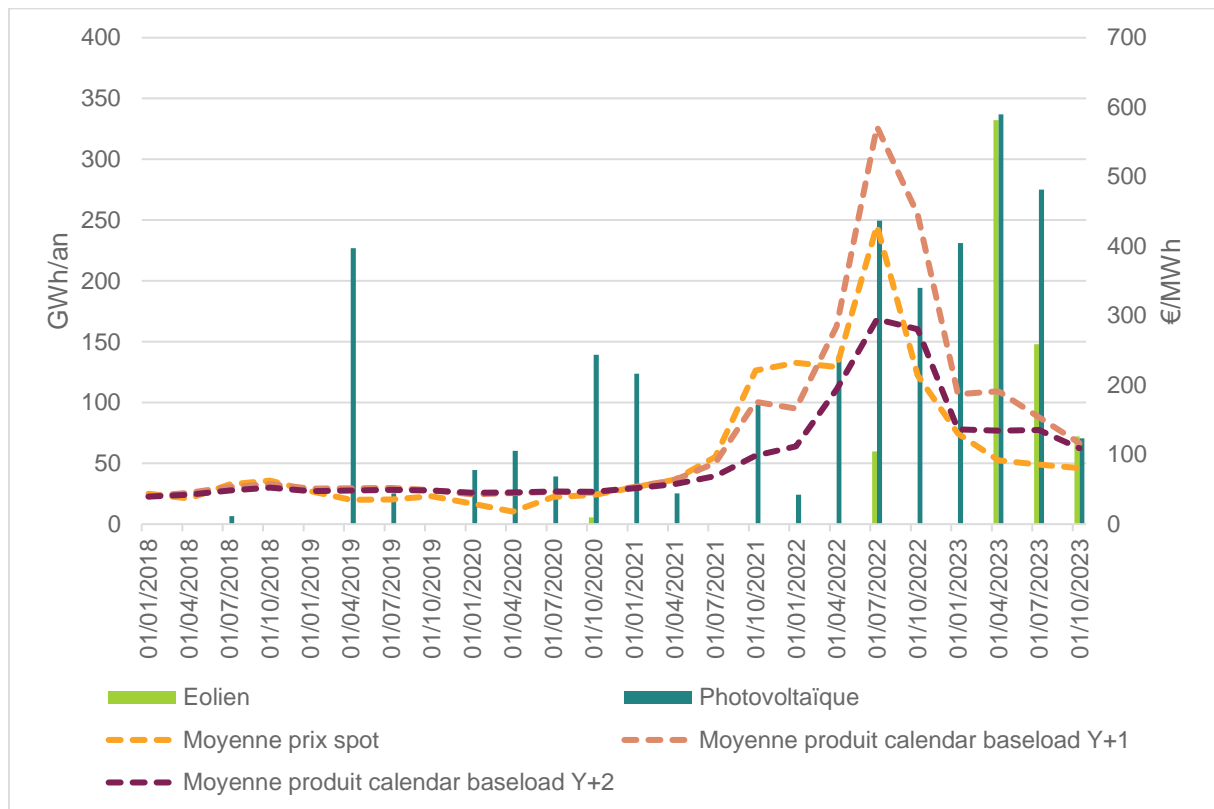
<sup>5</sup> Voir par exemple le baromètre des achats d'énergie verte en France publié par Capgemini Invest : <https://www.capgemini.com/fr-fr/perspectives/publications/barometre-achats-energie-verte-france/>

<sup>6</sup> Ces estimations s'appuient sur les volumes déclarés lauréats aux appels d'offres publics, auxquels sont appliquées des hypothèses de taux de chute comprises entre 15 et 30% selon les familles d'appels d'offres et les périodes de candidatures.

<sup>7</sup> Un approvisionnement en électricité verte via un PPA « *greenfield* » permet de participer plus directement au développement de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable par rapport à un achat simple de garanties d'origine hors achat de l'énergie sous-jacente associée.

L'accélération du rythme de signature de PPA en 2022-2023 s'explique en premier lieu par la hausse des prix de gros sur cette période, qui a élargi le gisement d'acheteurs prêts à signer des PPA pour stabiliser le coût de leur approvisionnement électrique. D'autre part, les contrats de soutien apportaient une protection limitée jusqu'à fin 2022 vis-à-vis de la hausse des coûts de construction et de financement observée concomitamment, ce qui a pu encourager des producteurs à se tourner vers une valorisation de leurs projets dans le cadre de PPA.

**Figure 2 – Volumes annuels de PPA signés par trimestre (GWh/an), comparativement aux prix de l'électricité (moyenne trimestrielle, €/MWh)**



**2 – L'évolution des prix des PPA est influencée par l'évolution des prix de gros et l'évolution des coûts des technologies de production.**

Au-delà de l'accélération du nombre de signatures de PPA, la hausse des prix de gros pendant la crise énergétique de 2022-2023, concomitante à une hausse du coût des projets renouvelables, a conduit à la signature de PPA à des niveaux plus élevés qu'avant la crise.

Au cours de cette période, de nombreuses installations initialement lauréates d'un soutien public ont finalement contractualisé un PPA à un prix en moyenne significativement plus élevé que le niveau de soutien public initialement octroyé (+32 % pour les parcs photovoltaïques, + 34 % pour les parcs éoliens à terre) et pour une durée d'engagement restant en moyenne de 20 ans. Pour ces installations, la signature de PPA a été une opportunité permettant d'améliorer leur équilibre économique par rapport au niveau de soutien initialement obtenu, et de couvrir d'éventuels surcoûts non anticipés (les contrats de soutien conclus avant 2023 n'intégrant pas de clauses d'indexation). Cependant, la comparaison des prix des PPA et des prix proposés par les installations lauréates d'appels d'offres instruits par la CRE est complexe, notamment du fait de dissemblances dans les conditions contractuelles. En effet, PPA et dispositifs de soutien publics différent notamment s'agissant :

- de la durée des contrats ;
- des modalités d'indexation du prix ;

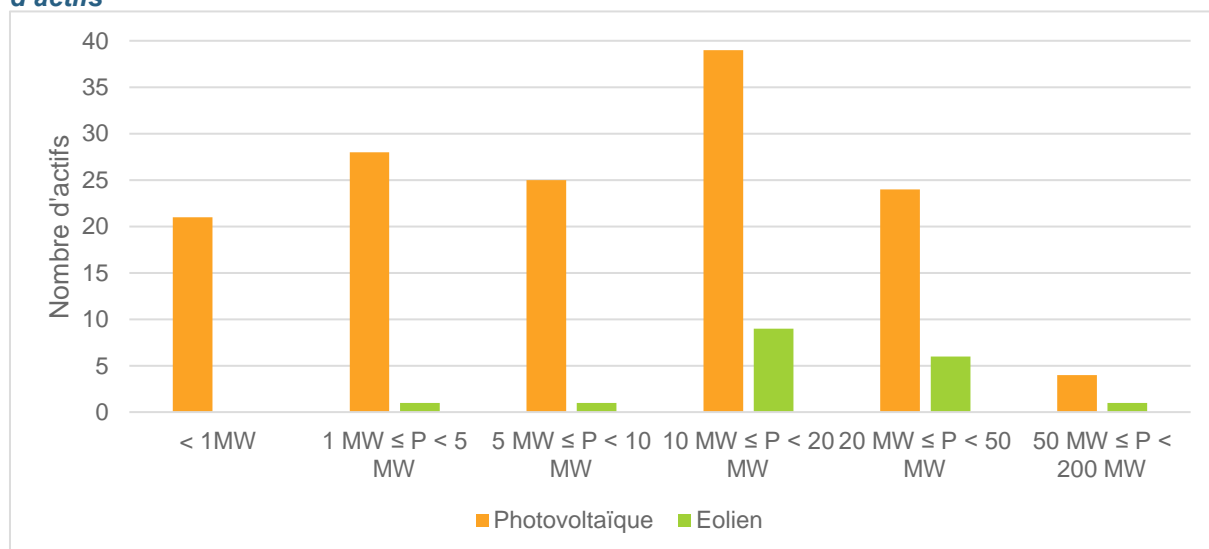
- de la prise en compte des revenus liés aux garanties d'origine et de capacité<sup>8</sup> ;
- des régimes d'incitations et de pénalités ;
- de la robustesse financière des contreparties ;
- de la typologie des actifs visés (certains actifs ne sont pas éligibles à un soutien public, notamment s'agissant de certains terrains d'implantation ou en cas de bilan carbone ne respectant pas les plafonds définis par les pouvoirs publics dans les appels d'offres).

**3 – Les actifs sur lesquels portent les PPA sont majoritairement des installations photovoltaïques. Leurs caractéristiques sont proches de celles des projets lauréats des appels d'offres.**

La quasi-totalité des contrats du panel porte sur des actifs photovoltaïques (141 installations) ou éoliens terrestres (18 installations). Trois contrats portent sur des installations de cogénération ou de valorisation de chaleur fatale. Seuls deux actifs photovoltaïques sont couplés à des capacités de stockage, constat qui pourrait évoluer à l'avenir dans un contexte de baisse du prix capté par le solaire photovoltaïque (c'est-à-dire le prix moyen auquel l'électricité produite par les installations photovoltaïques est valorisable sur les marchés compte-tenu des prix de gros constatés sur les heures de production de ces actifs).

La typologie des actifs photovoltaïques est variée, certaines installations n'étant pas éligibles aux appels d'offres publics<sup>9</sup>. La taille des actifs du panel est en moyenne de 13,4 MW, ce qui est comparable à celle des lauréats de l'appel d'offres portant sur des parcs photovoltaïques au sol, comprise entre 7,9 et 11,8 MWc lors des périodes 4 à 6 de l'appel d'offres dédié, qui se sont tenues entre mi-2023 et mi-2024. Les actifs éoliens terrestres présentent des profils assez semblables à ceux des candidats aux appels d'offres publics s'agissant de la puissance installée : la puissance moyenne des installations éoliennes terrestres du panel est de 19,3 MW, tandis qu'elle est comprise entre 15,7 et 19,3 MW pour les périodes 6 à 8 de l'appel d'offres dédié, qui se sont tenues entre fin 2023 et fin 2024.

**Figure 3 – Répartition des actifs de production selon leur puissance installée, par nombre d'actifs**



<sup>8</sup> Le PPA inclut presque systématiquement les produits annexes à l'énergie : la cession à l'acheteur des garanties de capacité et garanties d'origines est généralement incluse dans le prix du contrat.

<sup>9</sup> Par exemple les installations photovoltaïques au sol de plus de 30 MW non situées sur terrain dégradé.

Les structures de financement des actifs du panel de PPA ne diffèrent pas significativement par rapport aux installations bénéficiant de contrats de soutien. En cas de mise en place d'un financement de projet, les installations du panel présentent un ratio moyen de dette de 75 % en moyenne pour les installations éoliennes terrestres du panel et de 80 % pour les installations photovoltaïques (niveaux semblables à ceux observés par la CRE dans le cadre des périodes d'appels d'offres PPE2 qui se sont tenues entre fin 2021 et fin 2023<sup>10</sup>).

Enfin, une part significative des installations du panel sont d'anciens lauréats d'un soutien public ; plus d'un tiers pour les installations éoliennes terrestres et plus de 10 % pour les installations photovoltaïques (selon les données déclarées par les répondants à la CRE<sup>11</sup>).

#### 4 – Les acheteurs de PPA sont à ce stade principalement de grandes entreprises dotées de capacités financières robustes et présentant un risque de contrepartie faible.

Au sein du panel, les acheteurs de deux tiers des PPA sont des consommateurs (« *corporate PPA* ») et un tiers des fournisseurs (« *utility PPA* »). S'agissant des consommateurs, les secteurs d'activité sont variés, avec quelques secteurs qui se démarquent : le commerce (principalement la grande distribution) et les transports représentent chacun 25 % du panel en production annuelle contractualisée s'agissant des PPA où l'acheteur est un consommateur.

Les consommateurs signataires de PPA ont une consommation élevée, dépassant généralement 100 GWh par an. La part de leur approvisionnement couverte par des PPA est minoritaire, dépassant rarement 20 % de la consommation totale. Il est en effet notamment difficile pour un consommateur de couvrir la majeure partie de sa consommation avec des PPA photovoltaïques, à moins de revendre le surplus de production les heures où celle-ci dépasse la consommation.

Aussi, il est nécessaire de mettre en place un montage contractuel permettant l'intégration du PPA dans l'approvisionnement complet du consommateur. Le panel ne fait pas apparaître de montage contractuel de référence à ce stade :

- suivant les schémas, les interactions avec le contrat de fourniture et les risques portés par le consommateur varient : plusieurs schémas contractuels peuvent a priori permettre au producteur de ne pas être soumis à l'obligation de disposer d'une autorisation de fourniture d'électricité<sup>12</sup>, certains permettent également une gestion indépendante du PPA et du contrat de fourniture ;
- la plupart des montages contractuels font porter le coût des écarts à l'acheteur, en cohérence avec la prédominance de PPA avec un format de livraison selon la production (« *pay-as-produced* »). Le coût des écarts est généralement inclus dans le coût de fourniture du fournisseur du complément au consommateur ou dans un contrat *ad hoc* avec un agrégateur : ce sont alors des contrats de durées courtes (de l'ordre de 2 à 3 ans) comparativement aux PPA, qu'il faut donc renouveler et renégocier plusieurs fois pendant la durée du PPA, ce qui peut engendrer des incertitudes l'acheteur.

La majorité des acheteurs signataires de PPA sont considérés comme « *investment grade* », c'est-à-dire qu'ils disposent d'une notation financière robuste. Les acheteurs (y compris ceux ne disposant pas de telles notations) sont presque exclusivement des grandes entreprises ou des grands groupes.

<sup>10</sup> Bilan à mi-période (2021 – 2023) des appels d'offres éoliens terrestres et photovoltaïques de la PPE2 : <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/bilan-a-mi-periode-2021-2023-des-appels-doffres-eoliens-terrestres-et-photovoltaïques-de-la-ppe2.html>.

<sup>11</sup> La CRE n'a pas mené d'analyses complémentaires par rapport à ces données déclarées.

<sup>12</sup> Obligations définies à l'article L. 333-1 et précisées à l'article R. 333-1 du code de l'énergie.

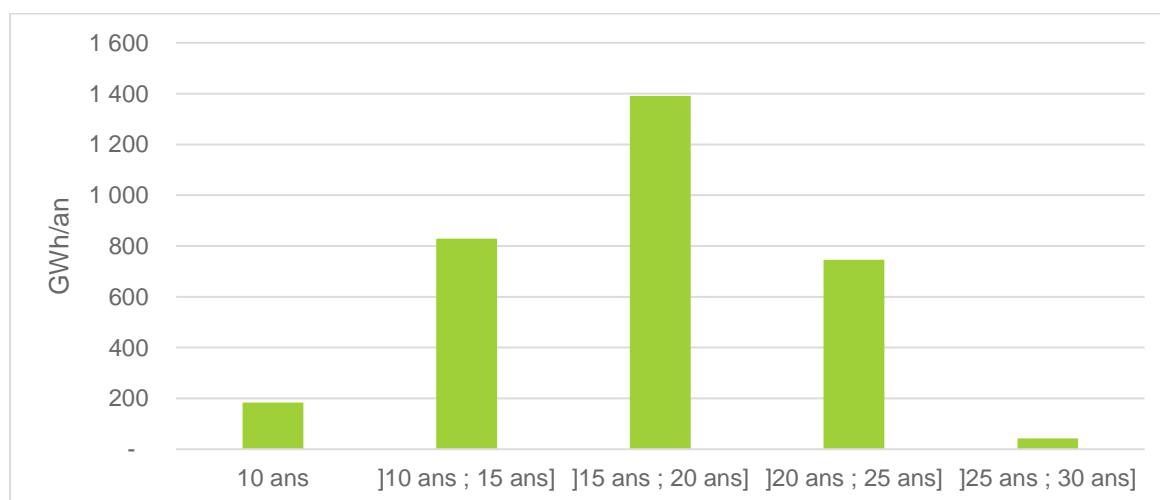
L'extension de PPA à des acteurs de qualité financière plus faible s'accompagne souvent contractuellement de la constitution de garanties bancaires ou maison-mère visant à couvrir les risques des contreparties : non-paiement de l'énergie achetée, ou couverture des éventuelles pénalités dues. La constitution de garanties, parfois élevées, représente alors un coût non négligeable pour les signataires de PPA. La mise en place de garanties publiques – comme la Garantie Electricité Renouvelable proposée par BPI France depuis 2022<sup>13</sup> – vise à faciliter la signature de PPA par des consommateurs dont le risque de crédit est considéré comme plus élevé par les producteurs.

**5 – Les caractéristiques des PPA demeurent très influencées par celles des contrats de soutien public, ce qui est à l'avantage des producteurs. Les PPA intègrent cependant des clauses qui augmentent l'exposition des producteurs à certains risques.**

Bien que les PPA soient des contrats de droit privé, ils reprennent de nombreuses dispositions des contrats de soutien public, bien que certains risques puissent parfois être transférés au producteur.

S'agissant de la durée des contrats, les PPA du panel présentent une durée moyenne de 19 ans, presque équivalente à celle des contrats de soutien actuels. La durée d'engagement des PPA en France reste ainsi significativement supérieure à la moyenne relevée au niveau européen (13 ans selon une étude E-Cube de 2022<sup>14</sup>). La CRE a cependant pu observer qu'environ un tiers des contrats du panel prévoient une durée strictement inférieure à 20 ans. Une durée d'engagement plus longue est dans l'intérêt des producteurs qui ont besoin de revenus stables sur une longue durée pour faciliter le financement de l'installation. Les consommateurs recherchent généralement des durées d'engagement plus courtes.

**Figure 4 - Répartition des volumes signés selon la durée du contrat (114 réponses)**



En revanche, la signature du PPA intervient plus tardivement dans la phase de développement du projet (un an et dix mois en moyenne avant la mise en service de l'actif) que, le cas échéant, la désignation comme lauréat d'un appel d'offres public (plus de deux ans et demi en moyenne avant la mise en service) : l'Etat porte donc une part du risque de développement plus importante que les acheteurs signataires de PPA.

<sup>13</sup> <https://www.bpifrance.fr/catalogue-offres/garantie-electricite-renouvelable-ger>.

<sup>14</sup> *Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe*, E-CUBE, 10 février 2022. Cette étude se focalisait sur les contrats portant sur de nouveaux actifs (« greenfield »).



S'agissant du format de livraison, les PPA du panel suivent quasi-uniquement le format de paiement selon la production (« *pay-as-produced* »). Ainsi, tout comme au sein des contrats de soutien (obligation d'achat en particulier) l'intégralité de la production effective de l'installation est achetée à un prix prédéterminé. Le coût de la gestion des écarts est porté par l'acheteur dans la majeure partie des contrats du panel, comme pour l'obligation d'achat. Dans les pays les plus développés en matière de PPA, le risque de profil tend à se déplacer progressivement vers le producteur (cf. étude E-Cube susmentionnée). En revanche, la majorité des PPA du panel incluent un engagement du producteur envers l'acheteur, principalement de disponibilité minimale de l'installation (en moyenne 94 % du temps). Cet engagement, qui n'est pas présent dans les contrats de soutien actuels, peut conduire, le cas échéant, à l'application de pénalités. Une part plus faible des contrats inclut même des engagements de volume produit<sup>15</sup>.

S'agissant du risque de résiliation anticipée par l'une des parties, celui-ci est encadré pour presque tous les contrats, à la fois avant et après la mise en service de l'installation. La partie résiliant le contrat paie généralement une pénalité « *mark-to-market* » correspondant à la valorisation anticipée sur le marché du productible manquant sur une période prédéfinie dans le contrat. Cette pénalité désincite les parties à résilier le contrat en fonction des fluctuations des prix de gros, car elle neutralise les gains potentiels réalisables (par exemple, pour le producteur, en vendant sa production à un prix plus élevé, ou pour l'acheteur, en s'approvisionnant à un prix plus bas). Dans le cadre des contrats de complément de rémunération, où l'Etat est schématiquement assimilable à l'acheteur d'un PPA, une pénalité est appliquée correspondant aux sommes actualisées déjà perçues et versées au titre du contrat. Cette disposition peut conduire à des montants potentiellement très faibles, voire nuls et donc non dissuasifs dans le cas de contrats récents et de prix de gros élevés.

S'agissant des retards dans la mise en service de l'installation, pour près de trois quarts des contrats du panel, le producteur prend un engagement sur la date de mise en service soumis à des pénalités forfaitaires ou de type « *mark-to-market* ». Ainsi, les pénalités pour retard sont plus explicites que dans les contrats de soutien, où un retard réduit simplement la durée du soutien.

S'agissant de l'indexation du prix de vente de la production, plus de 75 % des PPA du panel présentent une indexation fixe ou nulle, augmentant ainsi le risque supporté par le producteur par rapport à l'indexation prévue par les dispositifs de soutien actuels (indexations K et L évoluant suivant des indices publiés par l'INSEE).

Enfin, la moitié des PPA incluent des clauses concernant la survenance de prix spot négatifs, pouvant imposer l'arrêt de la production. Parmi les contrats concernés, certains prévoient explicitement une compensation du producteur lorsque l'installation s'arrête et la majeure partie prévoit une pénalité en cas de production lors des heures à prix spot négatifs. Pour mémoire, en regard, les contrats de soutien des appels d'offres prévoient des compensations en cas d'arrêt de l'installation dans le cas d'occurrences de prix négatifs.

\*\*\*

## Analyse

Ce document constitue le premier rapport réalisé par la CRE sur les contrats d'achat d'électricité (ou « PPA »), qui s'appuie notamment sur les données collectées en 2023 auprès des signataires de PPA. Il apporte un éclairage sur les PPA et émet des recommandations visant à faciliter le développement des PPA en France.

La CRE considère que les installations de production d'électricité renouvelable, en particulier les filières les plus matures, doivent pouvoir se développer au moins partiellement sans soutien de l'Etat. Les PPA sont peu développés en France en comparaison d'autres Etats européens, alors qu'ils apportent des bénéfices importants pour la collectivité : le développement de nouvelles capacités renouvelables sans faire porter une exposition financière au budget de l'Etat et la sécurisation à moyen ou long terme de l'approvisionnement de consommateurs ou de fournisseurs en électricité verte.

<sup>15</sup> Dans les contrats concernés les engagements portent sur une production minimale à hauteur de 90 à 98 % de la production annuelle estimée (P50).

Du point de vue des acheteurs (fournisseurs comme consommateurs), plusieurs facteurs structurels peuvent expliquer le développement relativement lent des PPA en France. Ces facteurs sont (i) le niveau modéré des prix de gros de l'électricité en France comparativement aux coûts des moyens de production d'électricité renouvelable, (ii) la baisse du prix capté par les installations photovoltaïques<sup>16</sup>, et (iii) des faibles émissions de CO<sub>2</sub> du mix électrique français.

Des choix de politique publique peuvent également ralentir le développement des PPA : il s'agit notamment du large périmètre d'installations éligibles aux dispositifs de soutien public, et du caractère très protecteur de ces derniers. Ce cadre réduit logiquement l'appétence des producteurs à signer des PPA au profit de contrats de soutien publics plus sécurisants, au détriment des finances publiques et des consommateurs ou fournisseurs souhaitant signer des PPA.

### Recommandations

Les PPA constituent ainsi un marché récent en France, dont le développement s'est accéléré du fait de la survenance de la crise énergétique. La CRE identifie plusieurs axes de travail à l'avenir pour accélérer ce développement :

- la constitution ou l'extension de dispositifs visant à garantir les risques de contreparties, afin d'étendre le nombre et le profil des acheteurs pouvant signer des PPA, tout en veillant à un niveau de partage pertinent des risques crédit avec les acteurs privés ;
- l'analyse des problématiques liées à l'intégration de PPA dans une fourniture globale (problématique du complément de fourniture), et plus généralement de la place des PPA dans la couverture des obligations prudentielles des fournisseurs ;
- l'analyse des interactions des PPA avec la liquidité des marchés de gros.

Parallèlement, il est souhaitable que le soutien public aux énergies renouvelables ne préempte pas l'espace économique de développement de PPA par des dispositifs très protecteurs qui peuvent aboutir à substituer des financements privés par des moyens publics. Dans un contexte budgétaire sous tension, il est en effet important de permettre aux entreprises qui le souhaitent de contracter des PPA, et éviter que les producteurs ne s'engagent aussi massivement dans des contrats de soutien garantis par l'Etat en raison de leurs conditions plus favorables. Pour recréer cet espace, plusieurs types de mesures pourraient être envisagés, a minima pour les installations les plus matures pour la signature de PPA (filrière et taille des installations) :

- fixer les puissances appelées dans les appels d'offres publics à un niveau inférieur aux objectifs annuels de la PPE, afin de libérer des capacités pour les PPA. Cette disposition devra être ajustée en fonction du rythme réel de développement des PPA par rapport aux objectifs de la PPE ;
- revoir certaines conditions d'éligibilité aux appels d'offres publics (par exemple en réduisant la puissance maximale des projets éligibles aux appels d'offres) afin que le gisement des projets non éligibles à un soutien public puisse s'orienter vers les PPA. Les volumes appelés des dispositifs de soutien devraient alors être adaptés en cohérence avec les objectifs de la PPE. Cette mesure devrait impérativement être associée à un suivi régulier du développement des PPA, afin de s'assurer qu'elle se traduit bien par le développement de PPA et ne limite pas le développement des projets de production d'électricité renouvelable ;
- imposer aux candidats de certains appels d'offres publics de valoriser une part de la production de l'installation hors contrat de soutien ;
- transférer une part croissante des risques non exogènes des contrats de soutien aux producteurs. La CRE propose à cet égard d'encadrer davantage les indemnités de résiliation anticipée des contrats de soutien, en dimensionnant les pénalités associées suivant une logique « *mark-to-market* ». Cette disposition contribuerait à une meilleure protection du budget de l'Etat et à réduire un élément d'attractivité des dispositifs de soutien, que la CRE juge injustifié.

<sup>16</sup> Prix moyen auquel l'électricité produite par ces installations est valorisable sur les marchés compte-tenu des prix de gros constatés sur les heures de production de ces actifs,

La CRE est en revanche défavorable à tout système reposant sur une option de sortie ou d'aller/retour gratuite d'un contrat de soutien : il ne s'agit pas d'un bon vecteur de gain en maturité du secteur des PPA puisque les risques de développement restent entièrement portés par l'Etat et que les risques de stratégies opportunistes au détriment des finances publiques sont particulièrement complexes à encadrer.

Enfin, la CRE recommande de systématiser le suivi des PPA en prévoyant, dans le code de l'énergie, une obligation de déclaration auprès de la CRE des PPA par leurs signataires. Cela permettrait un meilleur suivi du développement des installations de production d'électricité renouvelable en France dès la phase de contractualisation, et leur bonne prise en compte dans le suivi de la politique énergétique.

La CRE restera plus généralement attentive à l'avenir à l'émergence de nouveaux leviers permettant d'accélérer encore le développement des PPA.

\*\*\*

Les analyses réalisées par la CRE sont présentées dans le corps du rapport :

- la première partie expose les éléments de contexte et les objectifs de la collecte d'informations réalisée ;
- la deuxième partie présente le panel des répondants et les caractéristiques générales des PPA analysés ;
- la troisième partie traite du format de livraison et du prix de l'électricité des PPA du panel ;
- la quatrième partie traite de l'intégration du PPA dans le montage contractuel de l'approvisionnement de l'acheteur ;
- la cinquième partie présente les différents engagements contractuels spécifiques observés dans les PPA.

La CRE tient à remercier l'ensemble des acteurs ayant répondu à la collecte de données, particulièrement ceux ayant communiqué des informations exhaustives ou transmis les contrats d'achats d'électricité, ainsi que les représentants des filières pour leur collaboration.

## SOMMAIRE

Synthèse du rapport .....	2
<b>1. Contexte, objectifs et périmètre de l'étude .....</b>	<b>15</b>
1.1. Définitions .....	15
1.1.1. Qu'est-ce qu'un contrat d'achat d'électricité (PPA) ? .....	15
1.1.2. Quelles sont les différentes catégories de PPA ? .....	15
1.2. Objectifs du rapport .....	15
1.3. Compétences de la CRE .....	16
1.4. Travaux antérieurs de la CRE .....	17
1.5. Modalités de la collecte d'informations .....	18
<b>2. Description du panel de PPA .....</b>	<b>19</b>
2.1. Volumes : la production sous PPA est limitée par rapport au parc bénéficiant d'un soutien public malgré une accélération des signatures pendant la crise .....	19
2.1.1. Le niveau de développement des PPA est encore limité en matière de puissance et d'énergie contractualisées .....	19
2.1.2. La dynamique de signature des PPA s'est accélérée en 2022-2023, dans un contexte de prix de gros élevés .....	20
2.2. Caractérisation des actifs et des acheteurs : la majorité des PPA portent sur des installations photovoltaïques et impliquent directement avec un consommateur.....	21
2.2.1. Les PPA sont principalement portés par des consommateurs .....	21
2.2.2. Secteur d'activité des acheteurs : la moitié des PPA concernent des activités tertiaires.....	23
2.2.3. Les acheteurs contractualisant des PPA présentent généralement des notations financières robustes.....	24
2.2.4. Les PPA représentent une part minoritaire dans l'approvisionnement des acheteurs .....	25
2.3. Caractérisation des contrats selon les installations sous-jacentes ....	27
2.3.1. Les actifs faisant l'objet de PPA sont généralement comparables aux installations lauréates des appels d'offres publics .....	27
2.3.2. La majorité des PPA porte sur un seul actif de production, les volumes d'énergie couverts sont en moyenne plus élevés pour les « <i>corporate PPA</i> » que pour les « <i>utility PPA</i> » .....	28
2.3.3. Une part non négligeable des actifs (notamment éoliens terrestres) objets des PPA sont d'anciens lauréats ou bénéficiaires de soutien public.....	29
2.3.4. Les conditions de financement sont similaires à celles des installations soutenues .....	29

<b>2.4. Temporalité des PPA : une sécurisation du PPA plus tardive que les contrats de soutien, mais des durées d'engagement similaires .....</b>	<b>31</b>
2.4.1. La durée moyenne des PPA du panel est similaire à celle des contrats de soutien actuellement octroyés .....	31
2.4.2 La part de risque de développement portée par l'acheteur semble plus limitée que dans le cadre des contrats de soutien .....	32
<b>3. Format de livraison et prix de l'électricité .....</b>	<b>33</b>
3.1. La grande majorité des contrats retient un schéma de livraison « selon la production », similaire aux contrats de soutien public .....	33
<b>3.2. Modalités de tarification de l'électricité produite.....</b>	<b>35</b>
3.2.1. Base de tarification et indexation tarifaire : une plus grande part de risque portée par les producteurs sous PPA .....	35
3.2.2. La comparaison entre prix des PPA et prix issus des appels d'offres est particulièrement complexe .....	37
3.2.3. Optimisation de la production de l'installation selon les besoins du système : la moitié des PPA inclut des incitations d'arrêt en heures à prix négatifs et un quart inclut des incitations à positionner les maintenances à certaines périodes.....	40
3.2.4. Vente de produits annexes : le PPA inclut généralement la vente de garanties d'origine et de garanties de capacité .....	41
<b>4. Montages contractuels .....</b>	<b>42</b>
4.1. Caractéristiques générales .....	42
4.2. Exemples de montages contractuels observés au sein du panel .....	42
4.2.1. Montage spécifique à l'autoconsommation individuelle (« <i>corporate PPA</i> » sur site) .....	44
4.2.2. Montages « hors-site » pour lesquels l'énergie du PPA n'est pas intégrée au contrat de fourniture .....	44
4.2.3. Montages « hors-site » pour lesquels l'énergie du PPA est intégrée au contrat de fourniture .....	45
4.2.4. Montages « hors-site » pour lesquels le contrat de fourniture couvre toute la consommation du consommateur et l'énergie du PPA est revendue .....	46
<b>5. Engagements contractuels .....</b>	<b>47</b>
5.1. Engagements de disponibilité, volume, communication : des obligations plus importantes pour les producteurs par rapport aux dispositifs de soutien.....	47
5.2. Les PPA encadrent strictement les cas de résiliations anticipées et de retard dans la mise en service des installations .....	48
5.2.1. Pénalité pour résiliation anticipée du PPA.....	48
5.2.2. Pénalité pour retard dans la mise en service de l'installation .....	50

<b>5.3. La constitution de garanties financières par l'acheteur et le producteur est courante, mais dépend souvent de la solidité financière de chaque signataire .....</b>	<b>51</b>
<b>5.4. Les PPA prévoient généralement des dispositions spécifiques encadrant d'éventuelles renégociations .....</b>	<b>53</b>
<b>Table des figures .....</b>	<b>54</b>

## 1. Contexte, objectifs et périmètre de l'étude

### 1.1. Définitions

#### 1.1.1. Qu'est-ce qu'un contrat d'achat d'électricité (PPA) ?

Un **contrat d'achat d'électricité**, ou « *Power Purchase Agreement* » (PPA) en anglais, est un contrat d'approvisionnement d'électricité entre deux contreparties, un producteur et un acheteur, sur une période déterminée (ce rapport se concentre sur les PPA d'une durée minimale de 10 ans). Un PPA peut concerner tout type de technologie de production, toutefois, il désigne généralement un contrat portant sur une production d'électricité renouvelable.

Un PPA définit en détail les conditions de vente de l'électricité : durée, prix, mode de tarification, quantité d'énergie produite, pénalités, coûts d'équilibrage...

#### 1.1.2. Quelles sont les différentes catégories de PPA ?

Les différentes catégories de PPA se distinguent :

- En fonction du type de contrepartie : on distingue ainsi les PPA où **l'acheteur est une entreprise consommatrice** d'électricité (« *corporate PPA* » en anglais) et ceux où **l'acheteur est un intermédiaire** (« *merchant PPA* »), généralement un fournisseur (« *utility PPA* »), qui revend à son tour l'électricité produite. L'intermédiaire peut revendre l'électricité sur le marché de gros de l'électricité ou à ses clients consommateurs (les volumes peuvent également être intégrés à l'approvisionnement d'un client spécifique).
- En fonction du type de livraison : un PPA peut être **physique** ou **financier**. Un PPA physique implique l'échange physique d'électricité du producteur vers l'acheteur. Au contraire, un **PPA financier** n'implique pas d'échange physique d'électricité, il s'agit uniquement d'un produit financier. Un PPA financier prend généralement la forme d'un contrat pour différence. Un PPA physique peut être **sur-site**, lorsque l'actif de production se situe directement sur le site de consommation et que l'électricité ne transite pas sur le réseau public (schéma d'autoconsommation individuelle); ou **hors-site**, lorsque l'actif de production et le consommateur ne sont pas sur le même site.
- En fonction de la typologie des installations de production concernées : les **PPA portant sur de nouvelles installations** (« *PPA greenfield* »), de durée généralement plus longue (10 à 25 ans) se distinguent des **PPA portant sur des installations existantes** (« *PPA brownfield* »), de durée plus courte (1 à 5 ans). Le présent rapport porte uniquement sur les premiers.
- En fonction du format de livraison de l'électricité produite : trois principaux formats de livraison semblent exister à ce jour : **achat du profil de production effectif de l'installation** (« *pay-as-produced* » ou « paiement selon la production »), **achat de la prévision de production de l'installation** (« *pay-as-nominated* » ou « paiement selon la prévision ») et **achat d'un profil normatif** (ruban de base ou « *baseload* » notamment). Chaque format implique un partage de risques différent entre le producteur et l'acheteur, qui se traduit par des conditions tarifaires différentes (cf. partie 3.1).

### 1.2. Objectifs du rapport

Afin de pouvoir réaliser un panorama des PPA signés en France, la CRE a adressé le 31 juillet 2023 un questionnaire aux producteurs, consommateurs et fournisseurs signataires de PPA d'une durée de plus de dix ans et portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable situés en France métropolitaine continentale. Le questionnaire se focalisait par ailleurs sur des contrats portant sur de nouvelles installations (« *greenfield* »). Le questionnaire ne visait pas particulièrement les installations dans un schéma d'autoconsommation, mais certains contrats du panel portent bien sur des installations en autoconsommation.

Cette collecte d'informations, et la présente publication, visent à répondre à plusieurs objectifs :

- concourir au bon fonctionnement du marché des PPA en aidant les pouvoirs publics, grâce une meilleure compréhension des modalités contractuelles encadrant les PPA, à définir d'éventuelles futures dispositions législatives ou réglementaires ;
- renforcer le suivi par les pouvoirs publics du développement des installations de production à partir d'énergies renouvelables en France quel que soit leur mode de valorisation, ainsi que de l'évolution du coût des installations de production d'électricité renouvelable ;
- identifier des grandes tendances sur le plan des modalités contractuelles et les rendre publiques, dans l'optique de contribuer à la démocratisation (et à la « liquidité ») de ce type de contrat ;
- analyser la dynamique de développement des PPA post-crise, alors que la France connaissait avant la crise un certain retard par rapport à ses voisins européens, et identifier le degré de maturité de ces contrats en les comparant par rapport aux dispositifs de soutien existants ;
- identifier d'éventuels leviers d'évolution des dispositifs de soutien, en cohérence avec certaines « bonnes pratiques » identifiées sur les contrats privés.

### 1.3. Compétences de la CRE

En application notamment des dispositions des articles L. 131-1 et L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE est chargée de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et de surveiller la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants et fournisseurs vers les consommateurs finals. Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la CRE peut recueillir toute information qu'elle juge nécessaire auprès des entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel, y compris les informations économiques (article L. 134-18 du code de l'énergie). Les PPA entrent ainsi dans le périmètre des compétences générales de surveillance de la CRE.

La loi du 10 mars 2023<sup>17</sup> apporte plusieurs modifications sur le cadre juridique encadrant les PPA :

- elle ouvre la possibilité aux pouvoirs adjudicateurs et aux entités adjudicatrices, définis respectivement aux articles L. 1211-1 et L.1212-1 du code de la commande publique, de conclure des « contrats de vente directe d'électricité » pour couvrir leur approvisionnement<sup>18</sup> ;
- elle précise<sup>19</sup> que les producteurs concluant un « contrat de vente directe d'électricité » – dont la définition est précisée par décret<sup>20</sup> – doivent disposer d'une autorisation d'achat pour revente délivrée par le ministre chargé de l'énergie ou déléguer les obligations afférentes à une entité en disposant<sup>21</sup> ;
- elle permet<sup>22</sup> l'organisation par l'Etat d'« appel d'offres mixtes » portant sur des projets combinant un soutien public sur une partie de leur production et une rémunération privée (vente sur le marché ou PPA) sur l'autre partie ;

---

<sup>17</sup> [Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023](#) relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables.

<sup>18</sup> Codifié à l'article L. 331-5 du code de l'énergie.

<sup>19</sup> Codifié à l'article L. 333-1 du code de l'énergie.

<sup>20</sup> [Décret n° 2024-613 du 27 juin 2024](#) relatif à l'autorisation de fourniture d'électricité et à l'abattement du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, sur lequel la CRE a rendu un avis dans le cadre la délibération n°2024-03 du 18 janvier 2024 ; codifié notamment à l'article R. 333-1 du code de l'énergie.

<sup>21</sup> Codifié à l'article L. 333-1 du code de l'énergie.

<sup>22</sup> Codifié à l'article L. 311-12 du code de l'énergie.



- elle prévoit<sup>23</sup> une compétence de surveillance par la CRE explicitement pour les transactions entre producteurs d'électricité renouvelable et consommateurs finals, gestionnaires de réseau ou fournisseur, en application d'un contrat mis en œuvre dans le cadre d'une procédure publique de mise en concurrence de moyens de production : celle-ci peut notamment être mise en œuvre à l'issue d'appels d'offres « mixtes » pour lesquels le soutien public via un contrat de complément de rémunération ou un contrat d'achat ne porterait que sur une part de la production. De tels appels d'offres n'ont à ce stade jamais été lancés.

Au vu notamment des difficultés rencontrées pour la collecte de données lors du présent exercice (cf. partie 1.5, la CRE recommande de prévoir, dans le code de l'énergie, une obligation explicite de déclaration systématique auprès de la CRE des PPA par leurs signataires, dans la continuité des compétences de surveillance des marchés de gros et de détail dont dispose la CRE. Cela permettrait un meilleur suivi du développement des installations de production d'électricité renouvelable en France quel que soit leur mode de valorisation et un suivi des coûts des installations renouvelables non soutenues.

#### 1.4. Travaux antérieurs de la CRE

En 2022, compte tenu d'un développement des PPA qui apparaissait plus limité en France que dans d'autres pays européens, la CRE a commandé au cabinet E-CUBE une analyse des dynamiques de développement des PPA en Europe<sup>24</sup>, avec une attention particulière portée sur l'interaction entre le développement des PPA et les politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables. La CRE estimait en effet que ce retard devait être rattrapé, dans un contexte où les PPA répondent à plusieurs enjeux majeurs :

- les PPA sont à même de contribuer au développement de nouvelles capacités d'énergies renouvelables, en parallèle des projets soutenus par l'Etat, sans exposition supplémentaire du budget de l'État au risque de marché ;
- ils permettent d'améliorer l'insertion des énergies renouvelables dans le système électrique (avec le développement de clauses contractuelles de plus en plus raffinées) et de répondre à la forte demande des consommateurs d'un approvisionnement sécurisé sur le long terme et comportant une part croissante d'énergie renouvelable.

L'étude a porté sur les PPA conclus dans un panel de onze pays européens, pour les technologies du solaire photovoltaïque et de l'éolien à terre et en mer qui ont été analysés. Les capacités renouvelables contractées représentaient une puissance totale de 40 GW et une grande majorité concernait de nouvelles capacités (« *greenfield* »).

L'étude a permis d'identifier trois raisons expliquant un moindre développement des PPA en France :

- le fait que la France dispose d'un mix de production électrique faiblement carboné, rendant moins essentielle la signature de PPA par des entreprises ;
- les prix de gros de l'électricité plus faibles en France comparativement aux autres pays européens, diminuant l'intérêt pour un consommateur de diversifier son approvisionnement en électricité avec des PPA ;
- enfin, les dispositifs de soutien de l'Etat aux énergies renouvelables sont plus protecteurs en France que dans d'autres pays et incitent moins les producteurs à recourir à des PPA.

---

<sup>23</sup> Codifié au deuxième alinéa de l'article L. 131-2 du code de l'énergie.

<sup>24</sup> [Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe](#), E-CUBE, 10 février 2022.

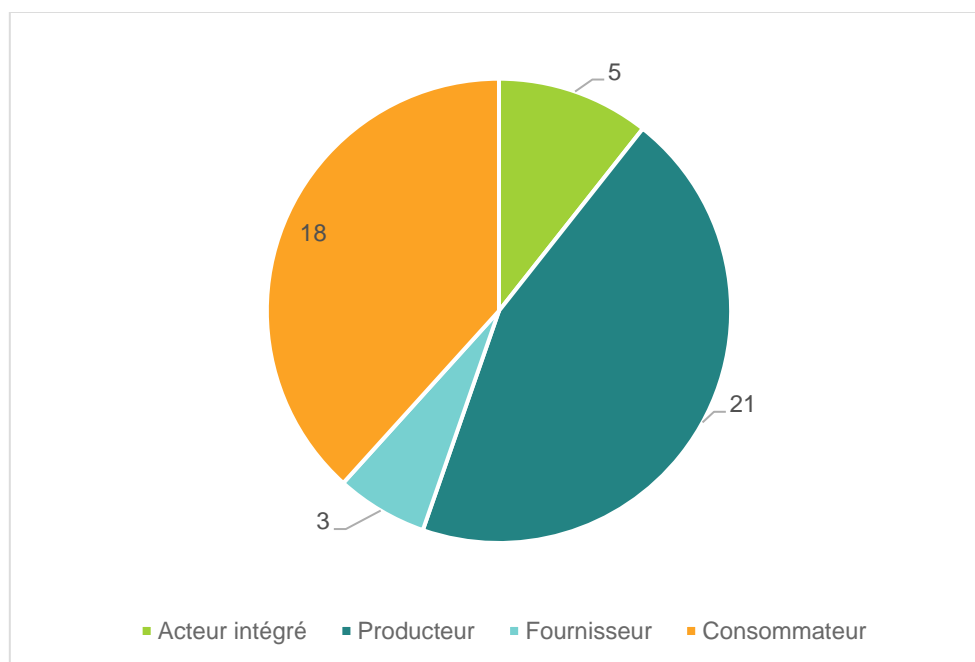
La CRE avait conclu que : « Le développement des PPA se réalise selon une logique de marché, entre acteurs privés : le rôle de la puissance publique est de veiller avant tout à ne pas entraver ce développement. D'une part, le développement des énergies renouvelables dans son ensemble doit être facilité et, d'autre part, l'essor des PPA ne doit pas être ralenti par des mécanismes de soutien public mal calibrés ou excessivement généreux : une attention toujours renforcée doit donc être portée à la bonne conception des mécanismes de soutien. Enfin, l'émergence des PPA devra s'accompagner d'un suivi de ces contrats par la puissance publique pour que les nouvelles capacités développées par ce biais soient prises en compte dans le suivi des objectifs de la PPE et pour dimensionner les mécanismes de soutien en conséquence »<sup>25</sup>.

## 1.5. Modalités de la collecte d'informations

Le questionnaire visait à la fois les caractéristiques des installations de production faisant l'objet du PPA, ainsi que les clauses des contrats. Les signataires de tels contrats étaient invités à y répondre jusqu'au 16 octobre 2023 et à transmettre les contrats visés à la CRE.

À l'issue de ce délai et des relances réalisées, la CRE a pu compiler en 2024 les réponses de 47 acteurs, portant sur 116 PPA et 162 installations. Les signataires de ces contrats représentent en tout 42 sociétés ou groupes pour les acheteurs, et 33 sociétés ou groupes pour les producteurs<sup>26</sup>. La Figure 1 présente la répartition des typologies d'acteurs ayant répondu au questionnaire. Pour la plupart des contrats, la CRE n'a reçu la réponse que d'un des deux cocontractants : aussi, les informations demandées spécifiquement au producteur ou à l'acheteur sont parfois manquantes dans les données remontées à la CRE.

Figure 1 - Typologie des acteurs ayant répondu au questionnaire de la CRE en nombre de répondants<sup>27</sup>



La quasi-totalité des informations communiquées à la CRE porte sur des contrats de vente d'électricité d'origine éolienne à terre ou solaire photovoltaïque<sup>28</sup>.

<sup>25</sup> <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/developpement-des-contrats-de-type-ppa.html>

<sup>26</sup> La CRE a procédé à des rapprochements en cas de société sœur ou affiliées.

<sup>27</sup> Les producteurs ayant obtenu une autorisation de fourniture (définie au L.333-1 du code de l'énergie) depuis la collecte d'informations demeurent considérés comme producteurs dans le cadre des présentes analyses.

<sup>28</sup> La CRE a également reçu des informations relatives à 3 contrats portant sur des actifs de cogénération ou de valorisation de chaleur fatale

La CRE avait également invité les répondants à transmettre les contrats : elle a ainsi reçu 58 contrats parmi les 116 contrats pour lesquels elle a reçu des informations.

Le questionnaire envoyé aux acteurs présentant certaines questions ouvertes, les services de la CRE ont ensuite procédé à une homogénéisation des réponses afin de pouvoir aboutir dans la présente note à des analyses agrégées.

Du fait de réponses parfois incomplètes dans les questionnaires reçus, certaines analyses portent sur un panel plus réduit que les 116 contrats pour lesquels des informations ont été reçues.

Enfin, il convient d'insister sur le fait que les informations reçues et exposées dans le présent document présentent une vision du marché des PPA à fin 2023, après une croissance massive des signatures de PPA en 2022 et 2023. Les contrats signés depuis ne sont pas pris en compte : pour autant l'échantillon des données collectées par la CRE semble suffisamment représentatif des PPA signés en France, leur dynamique de signature ayant été particulièrement forte en 2022 et 2023, puis ayant ralenti en seconde partie de l'année 2024, du fait notamment de la baisse des prix de gros. De la même façon, des contrats dont les conditions auraient été modifiées depuis la collecte d'informations ou ayant finalement été résiliés sont inclus dans le panel présenté, tel que déclaré à la CRE fin 2023.

## 2. Description du panel de PPA

### 2.1. Volumes : la production sous PPA est limitée par rapport au parc bénéficiant d'un soutien public malgré une accélération des signatures pendant la crise

#### 2.1.1. Le niveau de développement des PPA est encore limité en matière de puissance et d'énergie contractualisées

L'ensemble des contrats pour lesquels la CRE a reçu des informations représente une **livraison annuelle d'environ 3,3 TWh par an** (2 240 MW de puissance installée), dont **0,8 GWh par an de production éolienne à terre** (347 MW de puissance installée) et **2,4 TWh par an de production photovoltaïque** (1 886 MW de puissance installée)<sup>29</sup>. Ces contrats ont – à une exception près – tous été signés à partir de 2019.

#### **Comparaison – Dispositifs de soutien public à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque**

A titre de comparaison, la production soutenue via des contrats de soutien publics (obligation d'achat et complément de rémunération) représentait, en 2023<sup>30</sup>, de l'ordre de 32,8 TWh pour la production éolienne à terre (14,0 GW de puissance installée) et 16,9 TWh par an pour la production photovoltaïque (15,3 GW de puissance installée).

Entre 2019 et 2023 (inclus) la CRE estime que les appels d'offres ont permis d'engager près de 7 GW de capacités photovoltaïques et près de 5 GW de capacités éoliennes terrestres<sup>31</sup>.

Bien que la CRE ne dispose pas d'un échantillon de PPA exhaustif, la production valorisée via des PPA d'au moins 10 ans portant sur de nouvelles installations apparaît marginale pour l'éolien terrestre, et limitée pour le photovoltaïque par rapport à la production valorisée via des contrats de soutien.

<sup>29</sup> Les répondants n'ont pas toujours précisé s'il s'agissait de puissance « crête » installée (en MWc).

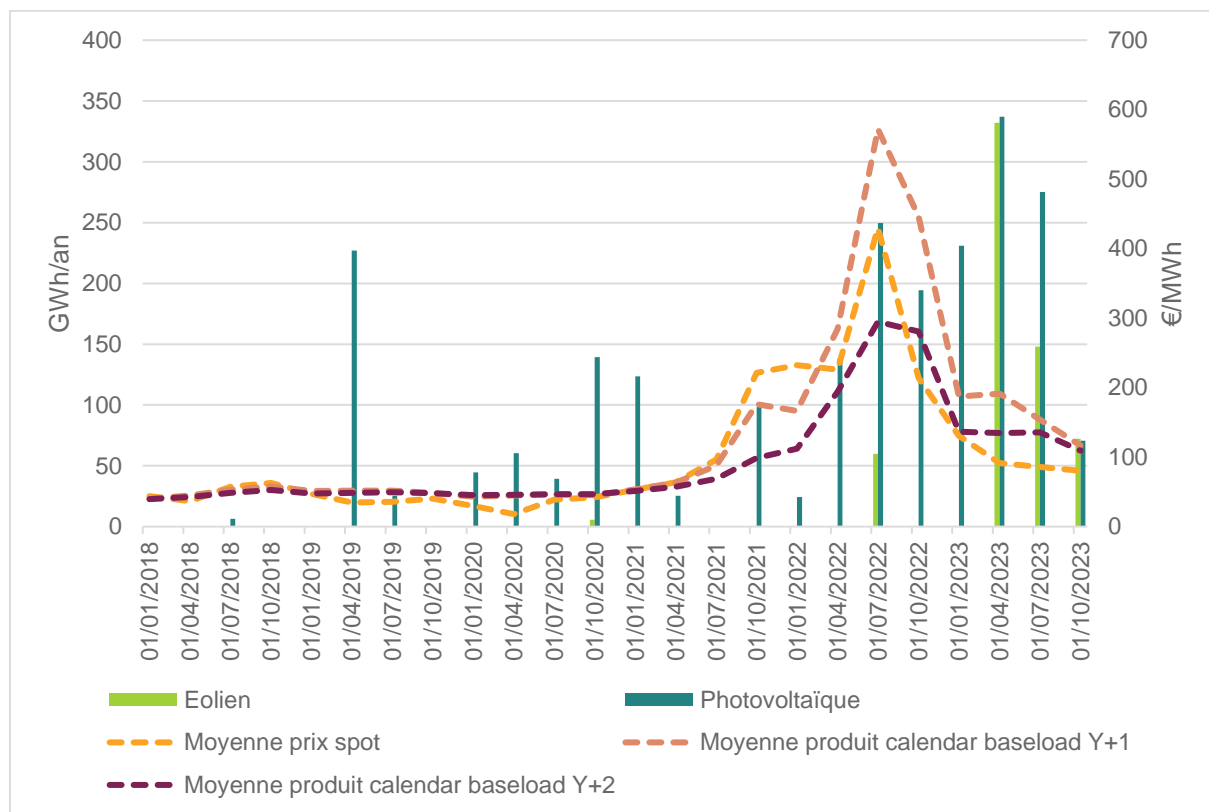
<sup>30</sup> [Délibération de la CRE n°2024-139 du 11 juillet 2024](#) relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

<sup>31</sup> Ces estimations s'appuient sur les volumes déclarés lauréats aux appels d'offres publics, auxquels sont appliquées des hypothèses de taux de chute comprises entre 15 et 30% selon les familles d'appels d'offres et les périodes de candidatures.

## 2.1.2. La dynamique de signature des PPA s'est accélérée en 2022-2023, dans un contexte de prix de gros élevés

Le rythme de signature des PPA a connu une croissance significative en 2022-2023, concomitamment à la hausse des prix de l'électricité sur le marché de gros. On observe ainsi un décalage entre le pic de prix sur le marché de gros (d'avril à décembre 2022) et le pic de signatures de PPA de juillet 2022 à juillet 2023 et l'apparition de PPA portant sur des actifs éoliens à terre.

Figure 2 – Volumes annuels de PPA signés par trimestre (GWh/an), comparativement aux prix de l'électricité (moyenne trimestrielle, €/MWh)

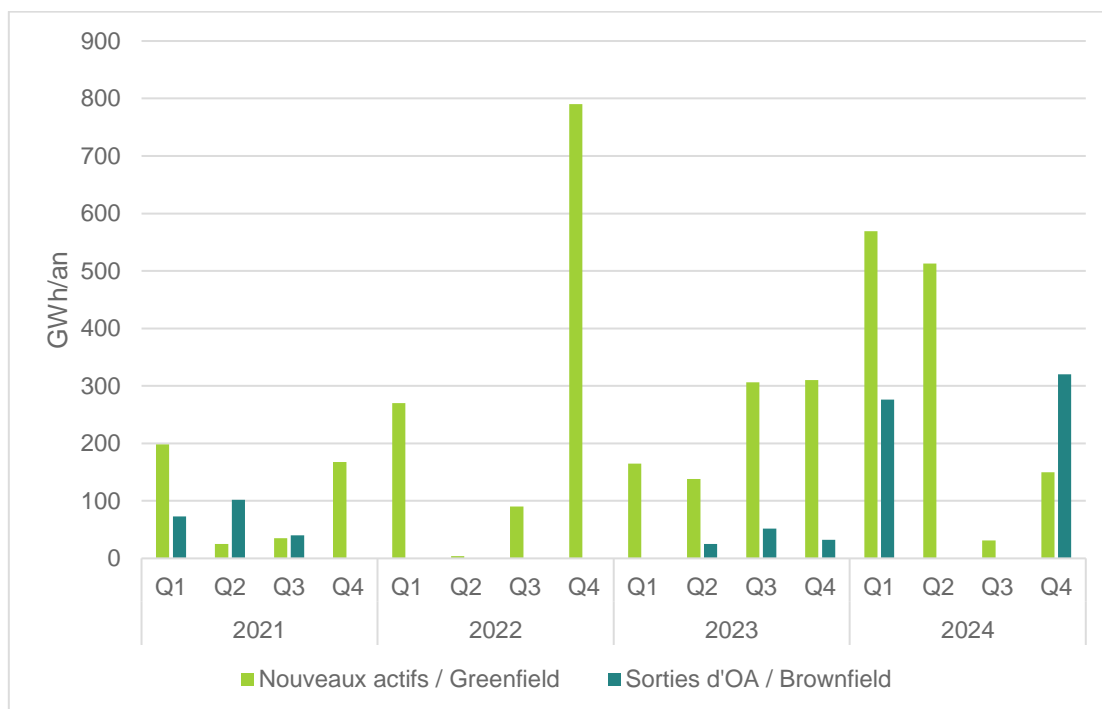


L'accélération du rythme de signature de PPA à partir de 2022 s'explique en premier lieu par la hausse et la volatilité des prix de marché de gros sur cette période, qui a permis d'étendre le gisement de consommateurs prêts à signer des PPA pour stabiliser le coût de leur approvisionnement électrique.

D'autre part, le dimensionnement des contrats de soutien apportait une protection limitée jusqu'en fin 2022 vis-à-vis de la hausse des coûts de construction observée concomitamment, ce qui a pu encourager des producteurs à se tourner vers une valorisation de leurs projets par des PPA. La baisse des prix de marché de gros à partir de 2023, et l'introduction de clauses d'indexation « K » dans les contrats de soutien à partir de fin 2022 ont réduit les incitations à signer des PPA, dont le rythme de signature s'est étioilé au cours de l'année 2024<sup>32</sup> comme illustré en Figure 3.

<sup>32</sup> Le panel de réponses n'englobant pas de contrats signés après 2023, la CRE s'appuie sur les données issues des *Baromètres des achats d'énergie verte en France réalisés* par Capgemini Invent pour évaluer la dynamique de signature en 2024.

Figure 3 - Evolution des volumes de CPPA annoncés en France (source : Capgemini Invent. Mise en forme : CRE)



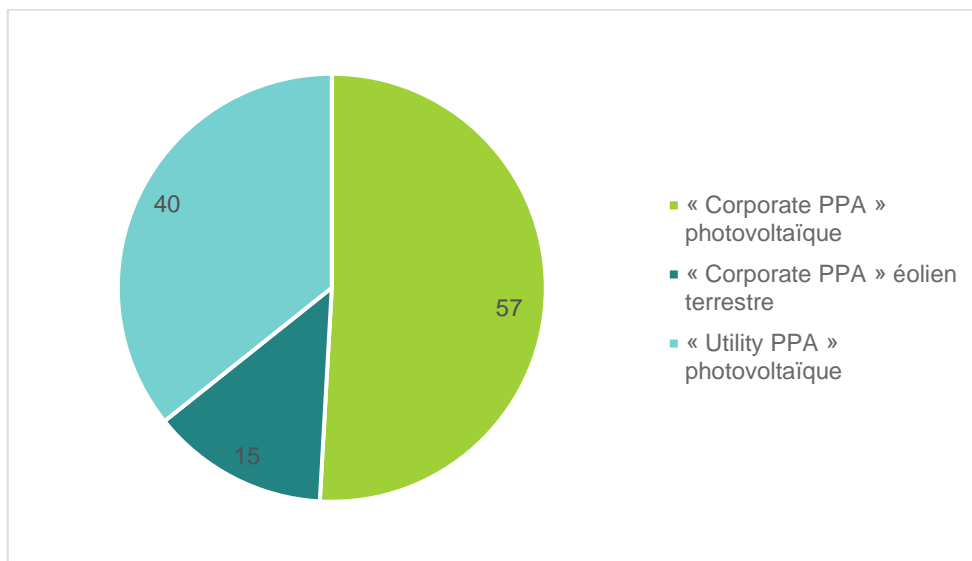
## 2.2. Caractérisation des actifs et des acheteurs : la majorité des PPA portent sur des installations photovoltaïques et impliquent directement avec un consommateur

### 2.2.1. Les PPA sont principalement portés par des consommateurs

Dans les parties suivantes, la CRE a également considéré comme consommateurs les acheteurs disposant d'une autorisation de fourniture mais dont l'activité est limitée à la fourniture de sociétés appartenant au même groupe.

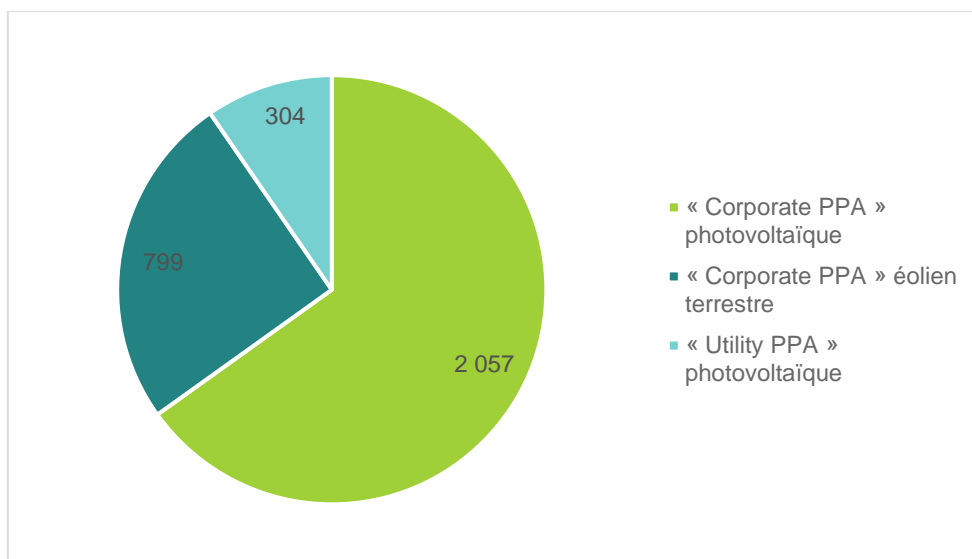
Parmi les 116 contrats recensés dans le cadre du présent rapport, environ un tiers sont signés entre un producteur et un fournisseur (« *utility PPA* ») et deux tiers avec un consommateur (« *corporate PPA* »), comme présenté dans la Figure 4 ci-dessous. Un contrat du panel est un PPA « *utility* » portant sur une installation éolienne terrestre et trois contrats portent sur des actifs non éolien ou photovoltaïque : ils ne sont pas représentés dans les graphiques ci-après.

Figure 4 - Répartition des contrats<sup>33</sup> selon les technologies et type d'acheteurs, par nombre de contrats (112 réponses)



Les « utility PPA » tendent à représenter des puissances et des volumes livrés plus faibles que les « corporate PPA » pour l'échantillon spécifique considéré. La Figure 5 ci-dessous présente la répartition de tels contrats par nombre et volume annuels moyens d'énergie pour les contrats associés à des actifs éoliens à terre et photovoltaïque.

Figure 5 - Répartition des contrats selon les technologies et types d'acheteurs par productible annuel (GWh) (112 réponses)

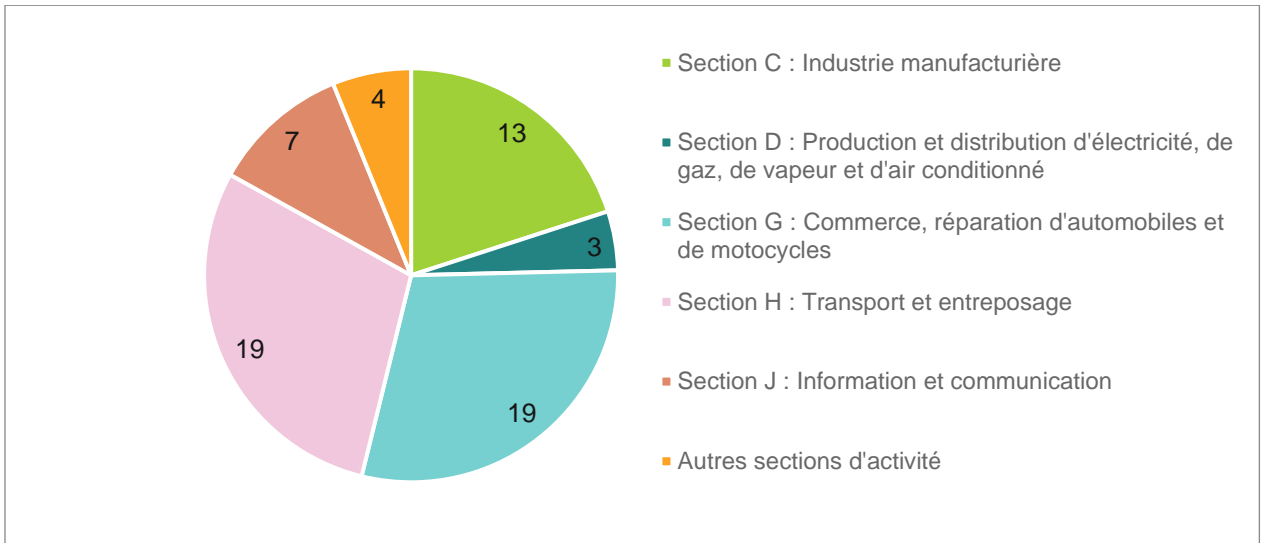


<sup>33</sup> Seuls les contrats portant sur des installations éoliennes à terre et photovoltaïques sont représentés.

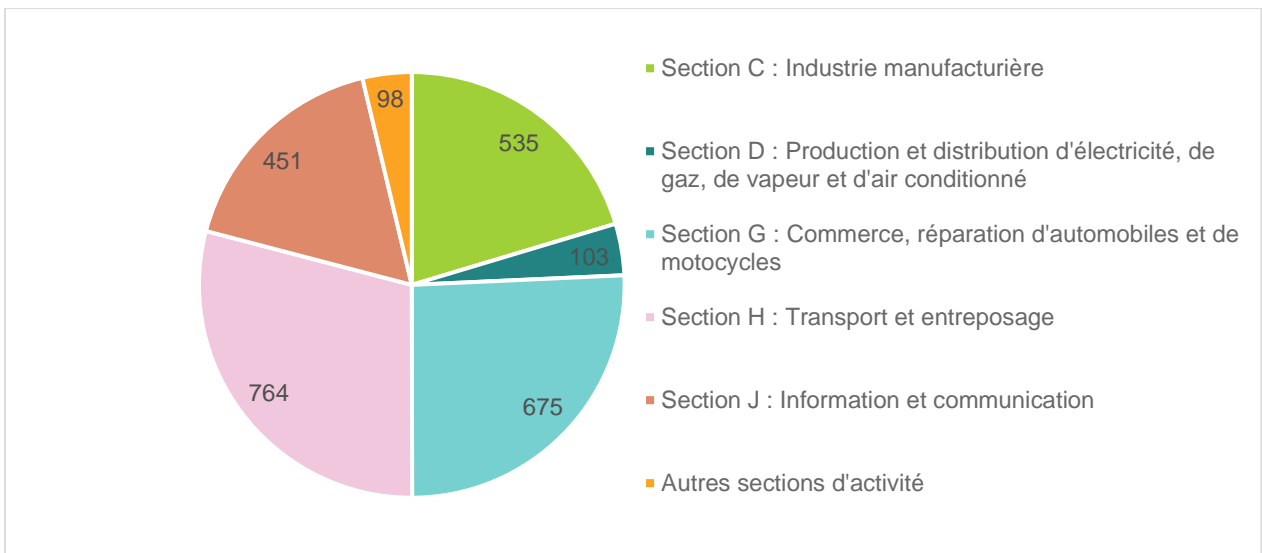
## 2.2.2. Secteur d'activité des acheteurs : la moitié des PPA concernent des activités tertiaires

La présente analyse se focalise sur les contrats où l'acheteur est un consommateur (*corporate PPA*). La CRE a demandé dans les questionnaires d'indiquer l'identité des acheteurs signataires et a déterminé à partir de ces informations les secteurs d'activité des acheteurs (lorsque ceux-ci étaient clairement identifiés, pour 65 contrats) à partir de leurs codes NAF<sup>34</sup>. En suivant cette méthodologie, les acheteurs sont répartis de la façon suivante :

**Figure 6 - Répartition des contrats dont l'acheteur est un consommateur (« corporate PPA ») par typologie d'acteurs<sup>35</sup> - en nombre de contrats**



**Figure 7 - Répartition des contrats dont l'acheteur est un consommateur (« corporate PPA ») par typologie d'acteurs - en énergie (GWh/an)**



<sup>34</sup> Nomenclature des Activités Françaises.

<sup>35</sup> Pour certains contrats « *Corporate PPA* », le répondant n'a pas indiqué l'identité de l'acheteur : ceux-ci ne sont donc pas représentés dans les Figure 6 et Figure 7.

Au sein du panel de réponses reçues par la CRE, une part très significative de la production faisant l'objet de PPA est ainsi achetée par des acteurs actifs dans le commerce (principalement la grande distribution) et les transports (ferroviaire notamment). Pour les entreprises de commerce de détail, cela peut notamment s'expliquer par l'importance, de l'accès à un approvisionnement « vert », dans le cadre de démarches RSE<sup>36</sup>.

L'industrie manufacturière représente également une part considérable des PPA du panel, ce qui est cohérent compte-tenu de sa place dans la consommation nationale et le caractère électro-intensif de certaines branches industrielles. L'accès de l'industrie à des PPA présente un enjeu important compte-tenu de son électrification croissante : le fonds de garantie mis en place par BPI France<sup>37</sup> vise à faciliter l'accès de ce secteur aux PPA.

### **Gros plan - Fonds de Garantie Electricité Renouvelable opéré par BPI France**

Le fonds de Garantie Electricité Renouvelable a été mis en place par BPI France en 2022 à la demande du gouvernement. Il permet de garantir jusqu'à 80 % du risque de défaut de l'acheteur auprès du producteur avec qui est signé le PPA. Ce fonds vise des PPA de 10 à 25 ans, portant sur de nouveaux actifs photovoltaïque ou éoliens terrestres, pour des volumes annuels minimums de 5 GWh<sup>38</sup>. L'acheteur doit être un industriel dont l'activité appartient aux sections B (industries extractives) ou C (industries manufacturières) de la nomenclature d'activités françaises.

Si le marché des PPA en France s'apparente aujourd'hui davantage un « marché de producteurs », dans la mesure où l'offre de PPA apparaît limitée par rapport à la demande, un développement accru de ce type de contrats à l'avenir, sous l'effet de politiques publiques en ce sens ou en raison de la conjoncture économique, pourrait amener à s'interroger sur la pertinence d'une éventuelle extension des conditions d'éligibilité de ce fonds.

### **2.2.3. Les acheteurs contractualisant des PPA présentent généralement des notations financières robustes**

Les contrats sur lesquels porte le présent rapport impliquent de la part des acteurs des engagements longs : les premiers PPA dont la signature a été communiquée impliquaient ainsi des acheteurs réputés « robustes », présentant des notations financières élevées.

Dans les questionnaires adressés aux signataires de PPA, la CRE leur demandait de renseigner la notation financière de l'acheteur. Pour les acteurs ne l'ayant pas renseignée, la CRE s'est fondée sur des informations publiques disponibles sur les acheteurs concernés ou leur maison mère, au regard des trois principales agences de notation financière<sup>39</sup>. Elle a ainsi pu répartir la plupart des contrats selon la qualité de la notation financière des consommateurs.

La Figure 8 ci-dessous présente l'évolution des signatures de PPA en volume d'énergie, suivant la notation financière de l'acheteur. Jusqu'en 2021, la grande majorité des acheteurs signataires de PPA de long terme disposaient d'une notation financière « *investment grade* », soit une notation financière supérieure à BBB-<sup>40</sup>.

<sup>36</sup> Responsabilité Sociétale des Entreprises.

<sup>37</sup> Seuls les PPA contractualisés avec des consommateurs appartenant aux sections B (industrie extractive) ou C (industrie manufacturière) de la nomenclature d'activités françaises sont éligibles. Les modalités de mise en œuvre de cette garantie sont détaillées sur le site de BPI France : <https://www.bpifrance.fr/catalogue-offres/garantie-electricite-renouvelable-ger>

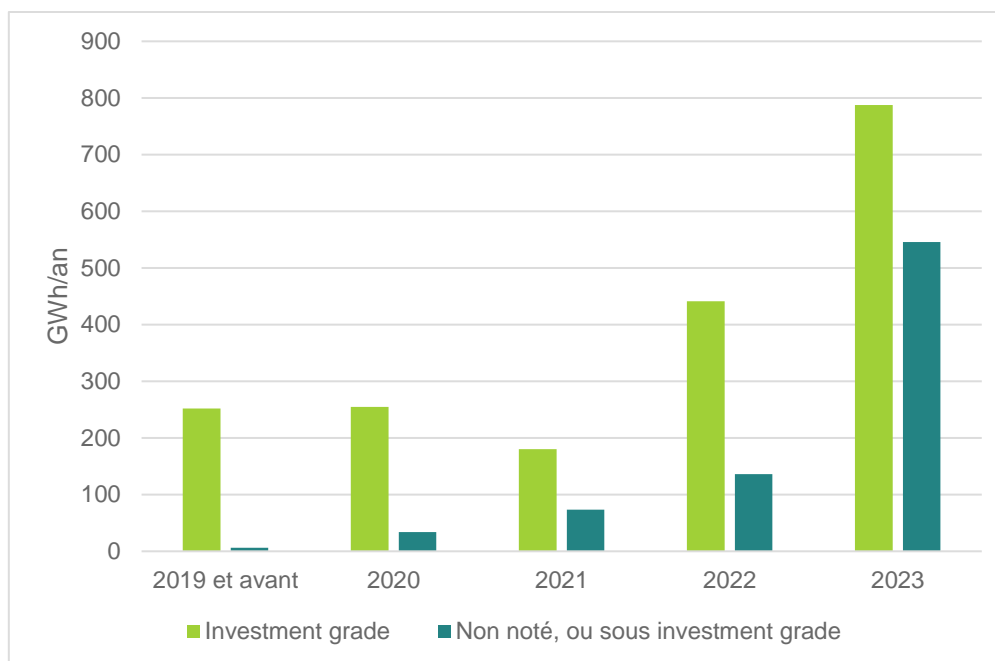
<sup>38</sup> 10 GWh pour des PPA multi-acheteurs.

<sup>39</sup> Fitch ratings, Moody's et Standard & Poor's.

<sup>40</sup> Ou toute notation équivalente selon la grille de notation financière.



Figure 8 - Volumes de PPA signés, suivant la notation financière de l'acheteur (99 réponses)



A partir de 2022 et surtout en 2023, l'essor de PPA signés avec des acheteurs ne disposant pas de notation financière (auprès des trois principales agences de notation financière), ou d'une notation financière de qualité moindre (sous « *investment grade* »). Les acheteurs n'en demeurent pas moins presque exclusivement des grandes entreprises ou des grands groupes.

Comme développé en partie 5.3, l'extension de PPA à des acteurs de qualité financière plus faible s'accompagne souvent contractuellement par la constitution de garanties bancaires ou maison-mère visant à couvrir les risques des contreparties.

#### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

La gestion du risque de crédit présente un coût pour les signataires de PPA (par exemple via la constitution de garanties bancaires ou de garanties maison mère, comme détaillé en partie 5.3). Dans le cadre des contrats de soutien, la contrepartie est l'Etat (via EDF Obligation d'Achat dans le cadre des contrats de complément de rémunération octroyés via les appels d'offres), ce qui supprime cette brigue de coûts en cas de soutien public.

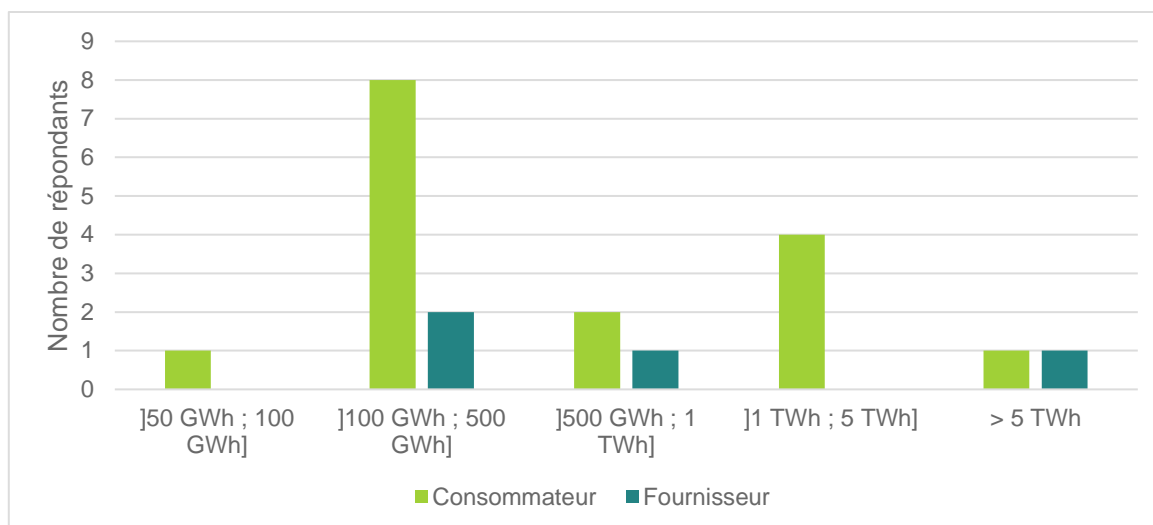
Le fonds de garantie susmentionné géré par BPI France vise justement à réduire le risque de crédit pour les signataires de PPA y étant éligibles.

#### 2.2.4. Les PPA représentent une part minoritaire dans l'approvisionnement des acheteurs

Dans le cadre de son questionnaire, la CRE avait demandé aux consommateurs (respectivement aux fournisseurs) le niveau de leur consommation annuelle (respectivement le niveau de consommation annuel de leur portefeuille de clients) et la part de l'énergie issue de PPA dans leur approvisionnement : 15 consommateurs et 6 fournisseurs ont répondu à ces questions, soit la moitié des acheteurs identifiés par la CRE dans l'ensemble des contrats pour lesquels elle a reçu des informations. La Figure 9 présente la répartition des acheteurs en fonction de leur consommation annuelle.

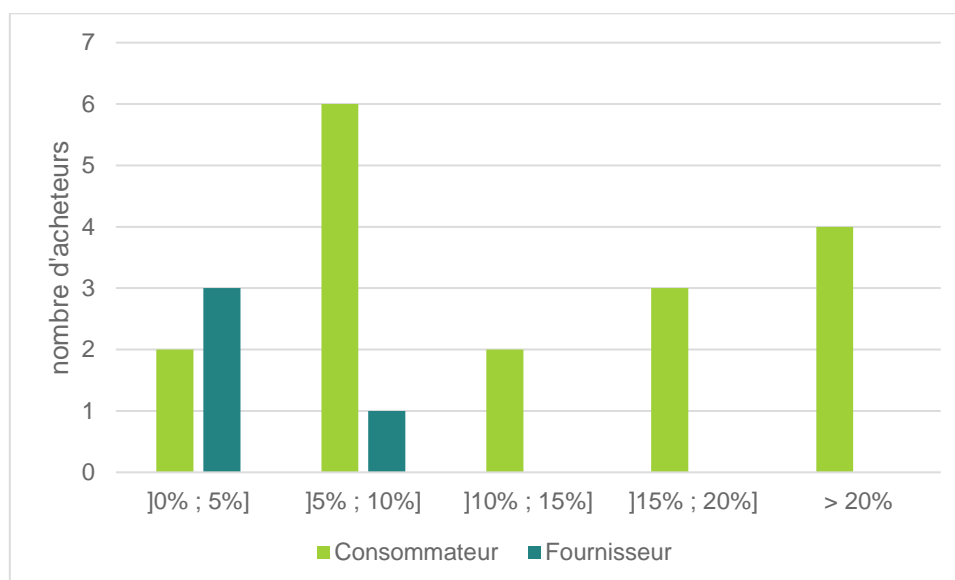
Au regard des informations reçues, les consommateurs signataires de PPA ont une consommation élevée, dépassant généralement 100 GWh par an.

Figure 9 - Répartition des acheteurs, par consommation annuelle (21 répondants)



La Figure 10 ci-dessous – s'appuyant sur le même panel que la Figure 9 ci-dessus - présente la part de la consommation totale des acheteurs couverte par des PPA. Sur les 21 répondants, seuls 4 indiquent que l'approvisionnement lié à des PPA signés représente ou représentera à terme plus de 20 % de leur consommation (le pourcentage maximal recensé atteint près de 60 %). La part de leur approvisionnement que les fournisseurs couvrent avec des PPA (dans le cadre de la couverture de leur portefeuille de clients) est globalement plus faible que pour les consommateurs signataires de PPA.

Figure 10 - Répartition des acheteurs selon le niveau de couverture de leur consommation par des PPA (21 répondants)



## 2.3. Caractérisation des contrats selon les installations sous-jacentes

### 2.3.1. Les actifs faisant l'objet de PPA sont généralement comparables aux installations lauréates des appels d'offres publics

La quasi-totalité des répondants font état de contrats portant sur des actifs solaires photovoltaïques et éoliens à terre :

- la puissance photovoltaïque globale de 1 886 MW susmentionnée recoupe 141 installations : compte-tenu de la taille des installations (cf. figure ci-dessous, il s'agit probablement principalement d'installations photovoltaïques au sol) ;
- la puissance éolienne à terre de 347 MW susmentionnée recoupe 18 installations

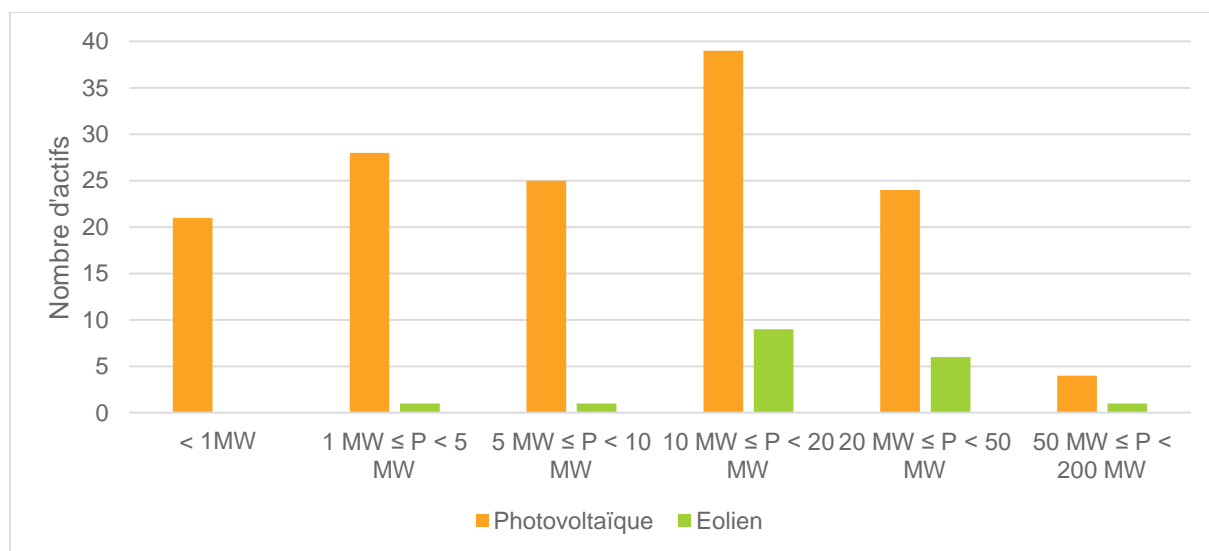
La CRE a par ailleurs reçu des informations relatives à trois PPA portant sur des installations de cogénération ou de valorisation de chaleur fatale, représentant une puissance installée totale de 8 MW.

A deux exceptions près, les installations photovoltaïques ou éoliennes à terre sujettes aux PPA ne sont pas associées à des capacités de stockage.

La Figure 11 ci-dessous présente la répartition des actifs de production éoliens à terre et photovoltaïques du panel de contrat selon la puissance installée des actifs :

- les installations photovoltaïques présentent des puissances installées très variables : leur moyenne est de 13,4 MW et leur médiane de 9,0 MW. 10 installations présentent une puissance supérieure à 30 MW (seuil d'éligibilité (hors terrains dégradés) à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol ») ;
- les parcs éoliens à terre présentent généralement des puissances installées comprises entre 10 et 50 MW : leur moyenne est de 19,3 MW et leur médiane de 15,7 MW.

Figure 11 - Répartition des actifs de production par puissance installée (116 réponses)



#### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

A titre de comparaison, la puissance moyenne des installations que la CRE proposait de retenir lors des dernières périodes de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol » était respectivement :

- de 7,9 MWc pour la 6<sup>e</sup> période close le 30 août 2024 ;
- de 9,9 MWc pour la 5<sup>e</sup> période close le 15 décembre 2023 ;

- de 11,8 MWc pour la 4<sup>e</sup> période close le 7 juillet 2023.

La puissance moyenne des installations que la CRE proposait de retenir lors des dernières périodes de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent implantées à terre était respectivement :

- de 15,7 MW pour la 8<sup>e</sup> période close le 13 septembre 2024 ;
- de 19,3 MW pour la 7<sup>e</sup> période close le 24 mai 2024 ;
- de 17,7 MW pour la 6<sup>e</sup> période close le 15 décembre 2023.

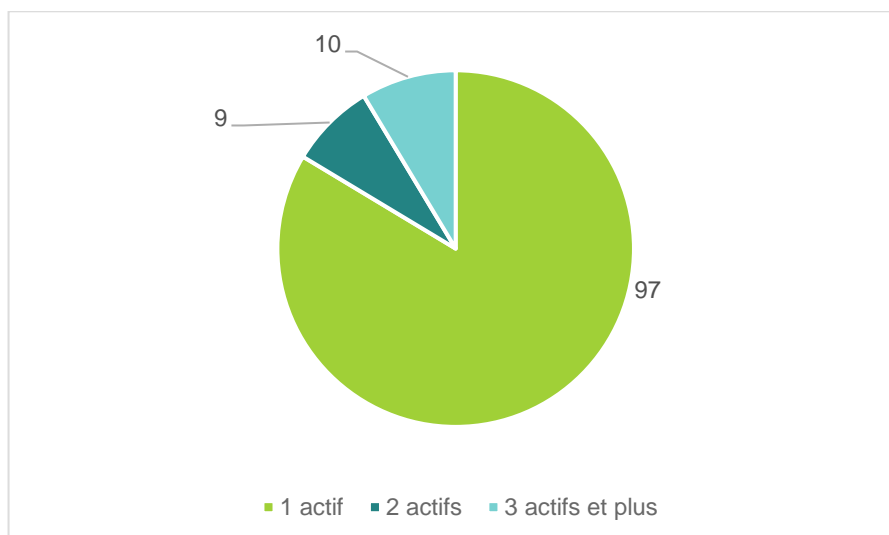
Les installations faisant l'objet de PPA présentent donc, en moyenne, une taille comparable aux installations lauréates d'appels d'offres publics. Elles peuvent dans certains cas être éligibles aux dispositifs de soutien publics : dans ces cas de figure, le producteur est conduit à arbitrer entre une valorisation de son actif via un PPA ou via un soutien public.

Certaines installations du panel ne sont en revanche pas éligibles aux dispositifs de soutien publics (les installations photovoltaïques de plus de 30 MW non situées sur terrain dégradé par exemple).

### 2.3.2. La majorité des PPA porte sur un seul actif de production, les volumes d'énergie couverts sont en moyenne plus élevés pour les « *corporate PPA* » que pour les « *utility PPA* »

Au sein du panel de réponse, la plupart des contrats portent sur un actif spécifique, mais près de 17 % d'entre eux portent sur plusieurs actifs. La Figure 12 présente la répartition des contrats par nombre d'actifs sur lesquels ils portent.

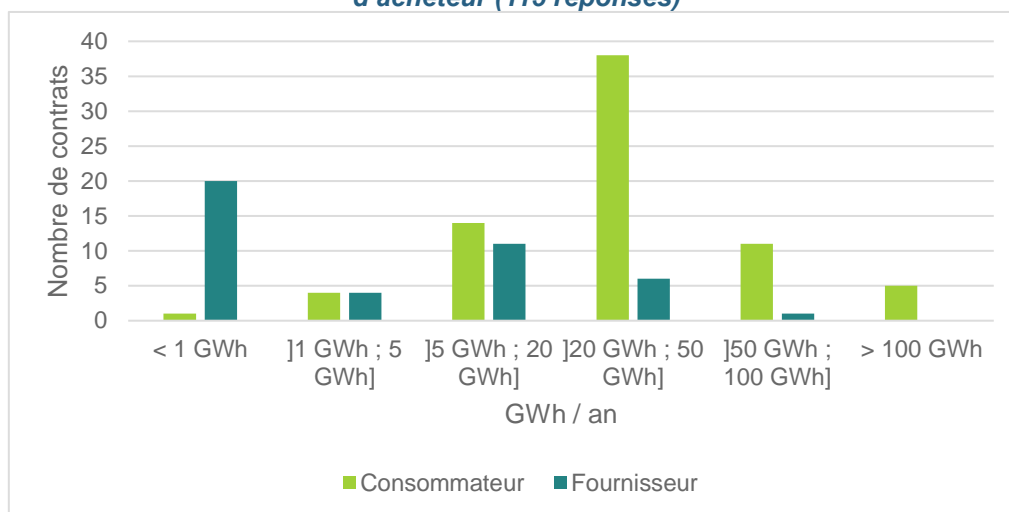
Figure 12 - Répartition des contrats suivant le nombre d'actifs sur lesquels ils portent – en nombre de contrats (116 réponses)



La Figure 13 ci-dessous présente la répartition des contrats en fonction de l'énergie produite et du type d'acheteur. La taille moyenne des contrats – que l'on évalue ici selon le productible annuel moyen « P50 » – varie également selon la typologie de signataires. S'agissant de l'échantillon considéré, les contrats signés par des fournisseurs tendent à couvrir des volumes plus faibles que dans le cas des contrats signés par des consommateurs. Pour ces derniers, la majorité des contrats signés portent sur un volume annuel compris entre 20 et 50 GWh<sup>41</sup>.

<sup>41</sup> Représentant, à titre de comparaison, la production annuelle d'un parc éolien de de 8 à 22 MW ou d'un parc photovoltaïque de 16 à 42 MW.

Figure 13 - Répartition des contrats suivant l'énergie produite annuellement et le type d'acheteur (115 réponses)



### 2.3.3. Une part non négligeable des actifs (notamment éoliens terrestres) objets des PPA sont d'anciens lauréats ou bénéficiaires de soutien public

Les répondants ont indiqué dans certains cas si l'actif avait été précédemment lauréat d'un appel d'offres public : sur les 18 parcs éoliens à terre, il est indiqué pour 7 d'entre eux qu'ils étaient initialement lauréats d'un appel d'offres public (entre juillet 2019 et juillet 2021). De la même façon, il est indiqué dans les réponses reçues par la CRE que 15 parcs photovoltaïques sont d'anciens lauréats d'un appel d'offres public (entre juillet 2017 et août 2022), parmi 141. La CRE n'a pas été en mesure, au vu des informations disponibles, de confirmer l'exhaustivité de ce chiffre.

Ces installations peuvent être :

- des installations portées par des producteurs ayant abandonné leur statut de lauréat avant la signature du contrat de soutien (l'Etat peut alors prélever la garantie financière constituée par le producteur<sup>42</sup>) ;
- ou bien des producteurs ayant résilié le contrat de soutien après sa signature (les pénalités de résiliation dépendent alors des montants de complément de rémunération que l'installation a perçu : cette pénalité peut être nulle en cas de prix de gros élevés entre le début du contrat et sa résiliation, cas qui a pu se matérialiser pendant la crise des prix de gros).

Il est également possible que des installations de taille plus réduite – éligibles à un guichet ouvert – aient résilié leur contrat de soutien ou ne l'aient pas signé après avoir procédé à une demande de contrat pour finalement contractualiser un PPA (cas des actifs éoliens terrestres en particulier).

### 2.3.4. Les conditions de financement sont similaires à celles des installations soutenues

L'acheteur signataire du PPA participe rarement directement au développement et au financement de l'actif. Sur la base d'un panel de 118 installations photovoltaïques et de 18 installations éoliennes à terre, la CRE a pu constater que :

- l'acheteur n'est propriétaire du terrain que pour 3 installations photovoltaïques ;
- l'acheteur ne participe directement au financement que pour 2 installations photovoltaïques.

<sup>42</sup> Les cahiers des charges actuellement en vigueur pour le soutien public aux installations éoliennes terrestres et photovoltaïques au sol prévoient que les candidats constituent une garantie de 30 000 €/MW dans au bénéfice de l'Etat dans leur dossier de candidature.

La CRE a également demandé aux répondants de communiquer la structuration financière utilisée pour les actifs. Les réponses obtenues couvrent 84 installations photovoltaïques et 9 installations éoliennes à terre. Elles sont présentées dans le Tableau 1 ci-dessous.

**Tableau 1 - Répartition des actifs selon les outils de financement mis en œuvre (97 répondants)**

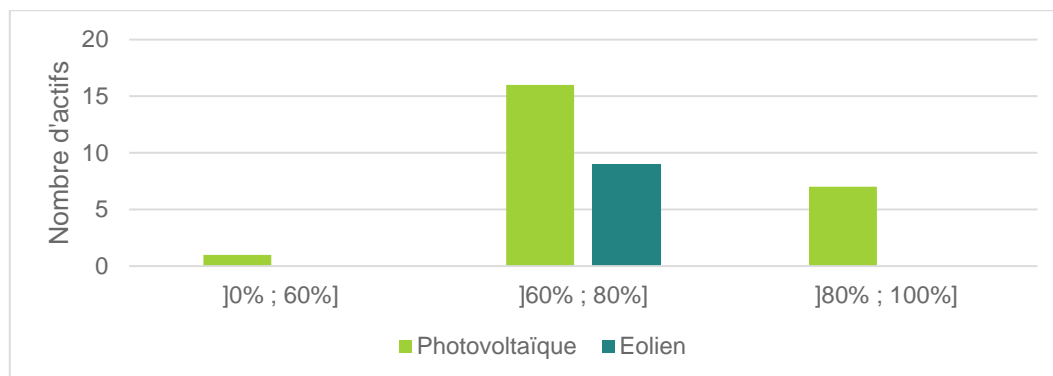
	Photovoltaïque	Eolien terrestre
<b>Fonds propres uniquement</b>	35	0
<b>Dettes et fonds propres</b>	47	9
<b>Dettes, fonds propres et subventions</b>	1	0
<b>Dettes uniquement</b>	3	0

La structuration financière est très variable selon les installations. Une part importante des actifs solaires est financée par fonds propres uniquement. Il convient de noter qu'un financement par fonds propres uniquement peut prendre la forme d'une dette intragroupe assimilable à un apport en fonds propres.

Un très faible nombre d'actifs s'appuie exclusivement sur de la dette. Une installation a, par ailleurs, déclaré avoir pu bénéficier de subventions.

Le schéma de financement le plus commun combine dette et fonds propres. En se concentrant sur les 33 actifs pour lesquels les répondants ont par ailleurs renseigné la part de la dette dans le financement, la CRE aboutit à la répartition suivante :

**Figure 14 - Part de la dette dans le financement de l'actif (en excluant les projets financés sans dette) (33 réponses)**



Dans ces cas de figure, la part de la dette s'établit généralement entre 60 à 80 %, avec une moyenne à 75 % environ. Les actifs photovoltaïques bénéficient globalement de part d'endettement plus élevée, parfois au-delà de 80 %.

En cas de financement par de la dette bancaire, les répondants indiquent dans la moitié des cas que les banques ont pu demander des adaptations dans les dispositions du PPA, ce qui confirme que celles-ci sont des parties prenantes pouvant être impliquées en amont, dans la phase de négociation des PPA.

### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

A titre de comparaison, la CRE formulait les constats suivants dans son rapport, publié en septembre 2024, portant *Etat des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*<sup>43</sup> :

- pour la filière de l'éolien terrestre, 19,8 % des projets déclaraient au stade de leur candidature à l'appel d'offres un apport en dette nul. Les projets dont le financement intégrait de la dette faisaient état d'un ratio moyen de dette (« gearing ») de 79,4 % en 2021-2023 ;
- pour la filière du photovoltaïque au sol, 14,2 % des projets déclarent un apport en dette nul. Les projets dont le financement intégrait de la dette faisaient état d'un « gearing » moyen de 80,6% en 2021-2023.

Ainsi, le panel de PPA analysé par la CRE présente une part plus élevée de projets financés par fonds propres que ce que la CRE peut relever parmi les lauréats d'appels d'offres récents<sup>44</sup>. Néanmoins en cas de financement bancaire, la part de la dette est relativement comparable.

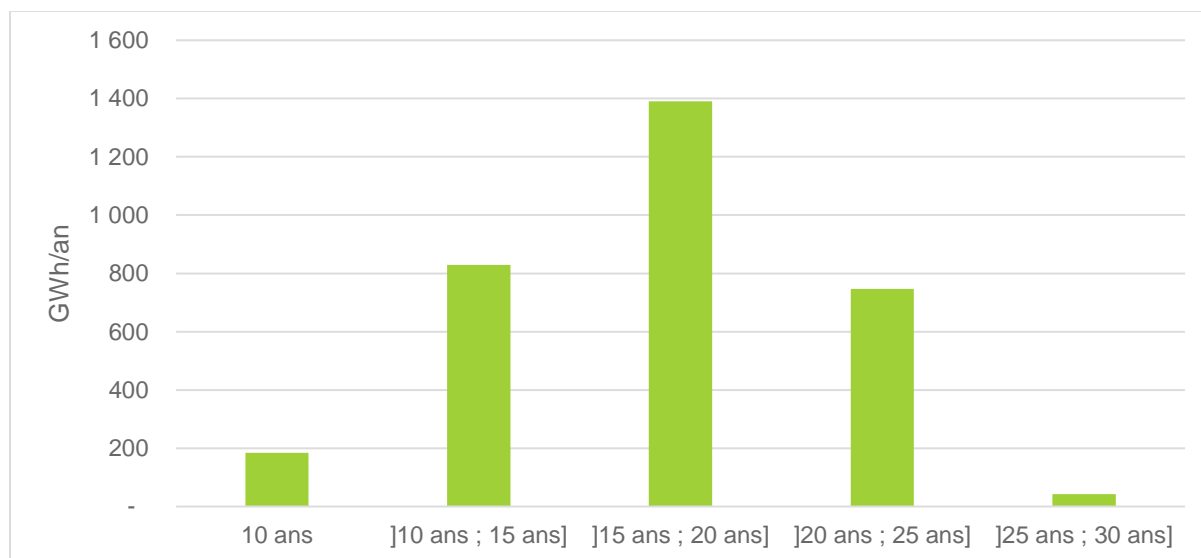
## 2.4. Temporalité des PPA : une sécurisation du PPA plus tardive que les contrats de soutien, mais des durées d'engagement similaires

### 2.4.1. La durée moyenne des PPA du panel est similaire à celle des contrats de soutien actuellement octroyés

Le questionnaire de la CRE visait explicitement des contrats de plus de 10 ans portant sur de nouveaux actifs. Les réponses reçues ne sont donc pas représentatives de tous les PPA. La Figure 15 présente la répartition des volumes d'énergie sur lesquels portent les PPA recensés, selon la durée des PPA.

La durée moyenne des PPA du panel est de 19 ans, à la fois pour les PPA portant sur des actifs photovoltaïques et éoliens à terre. Cette durée semble stable (très peu de variations entre 2020 et 2023).

Figure 15 - Répartition des volumes signés par durée du contrat (114 réponses)



<sup>43</sup> <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/etat-des-lieux-et-premiers-enseignements-tires-a-fin-2023-des-resultats-des-appels-doffres-ppe2-eoliens-terrestres-et-photovoltaïques.html>

<sup>44</sup> La CRE a cependant observé que les producteurs qui financent leur projet uniquement en fonds propres dans le cadre des PPA semblent recourir à des stratégies similaires de financement dans le cadre des appels d'offres.

### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

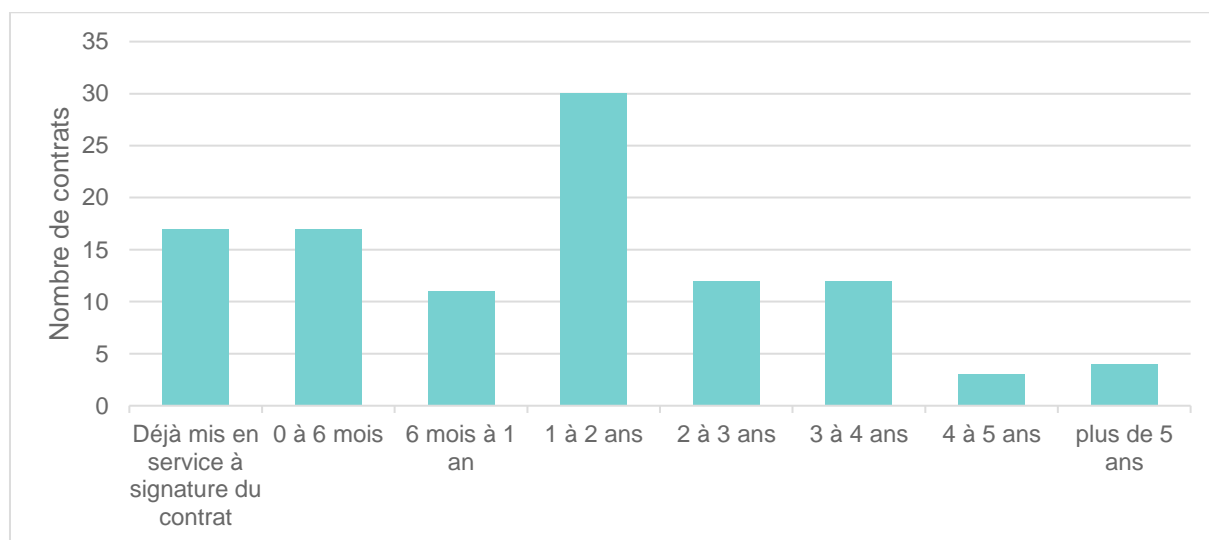
A titre de comparaison, la durée d'engagement des contrats de soutien publics pour les filières éoliennes à terre et photovoltaïque est actuellement de 20 ans (appels d'offres et guichets ouverts).

La durée moyenne des PPA se stabilise à ce stade au niveau de celle des dispositifs de soutien publics : elle reste assez élevée en comparaison des PPA signés dans d'autres pays d'Europe. L'étude E-Cube susmentionnée faisait ainsi état d'une durée moyenne de 13 ans pour les PPA signés en Europe.<sup>45</sup>

#### 2.4.2 La part de risque de développement portée par l'acheteur semble plus limitée que dans le cadre des contrats de soutien

La CRE a calculé, pour chacun des contrats, les délais entre la signature et la mise en service de l'actif associé<sup>46</sup>. Ces données sont présentées dans la Figure 16 ci-dessous.

Figure 16 - répartition des contrats selon les délais entre la signature du contrat et la mise en service du ou des actifs sous-jacents<sup>47</sup> (106 réponses)



Le délai moyen entre la signature du PPA et la mise en service (lorsque celle-ci n'est pas antérieure à la signature du PPA) est d'un an et dix mois.

La CRE note néanmoins que la plupart des délais indiqués sont indicatifs et donc soumis à des risques de décalage. Les contrats pour lesquels une durée courte entre signature et mise en service est indiquée portent sur des installations pour lesquelles le développement et le raccordement sont à un stade avancé, et les autorisations obtenues. C'est par exemple le cas des installations ayant renoncé à un contrat de soutien pour signer un PPA.

Les contrats avec des durées plus longues portent logiquement sur des installations moins avancées dans l'obtention des autorisations et le développement, présentant donc un risque de décalage plus élevé dans la mise en service.

<sup>45</sup> L'étude E-Cube montre que la durée moyenne des PPA pour des nouveaux actifs était parfois très inférieure à la durée du contrat de soutien. Par exemple au Danemark et en Allemagne la durée moyenne des PPA est respectivement de 9 et 13 ans (comparativement à des contrats de soutien de 20 ans pour ces deux pays). En revanche au Royaume-Uni la durée moyenne des PPA (16 ans) est, comme en France, comparable à la durée des contrats de soutien (15 ans).

<sup>46</sup> Pour les contrats portant sur plusieurs actifs, la CRE a pris comme référence la date de mise en service la plus précoce. Pour les actifs n'étant pas encore mis en service, la CRE a retenu la date de mise en service prévisionnelle.

<sup>47</sup> Pour les PPA portant sur plusieurs installations, la mise en service de l'installation la plus précoce est prise en compte.



### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

A titre de comparaison, la CRE constate que les lauréats des procédures d'appels d'offres instruites tendent à entrer en service en moyenne deux ans et sept mois après la notification comme lauréat pour la filière de l'éolien terrestre, et deux ans et neuf mois après la notification comme lauréat pour la filière du photovoltaïque au sol<sup>48</sup>.

La signature de PPA semble donc prendre généralement place plus en aval dans le processus de développement d'un projet que la candidature à un appel d'offres public : l'Etat porte une part du risque de développement que les acheteurs signataires de PPA ne sont à ce stade pas tous prêts à porter.

La problématique des incitations au respect des délais de mise en service anticipés est traitée en section 5.2.2.

## 3. Format de livraison et prix de l'électricité

### 3.1. La grande majorité des contrats retient un schéma de livraison « selon la production », similaire aux contrats de soutien public

Le format de livraison correspond à la manière dont la production livrée à l'acheteur est déterminée. Trois principaux formats de livraison existent actuellement en France : paiement selon la production (« *pay-as-produced* »), paiement selon la prévision (« *pay-as-nominated* ») et profil normatif (ruban de base ou « *baseload* » notamment). Chaque format implique un partage de risque différent entre le producteur et l'acheteur, qui se traduit en théorie par des conditions tarifaires différentes :

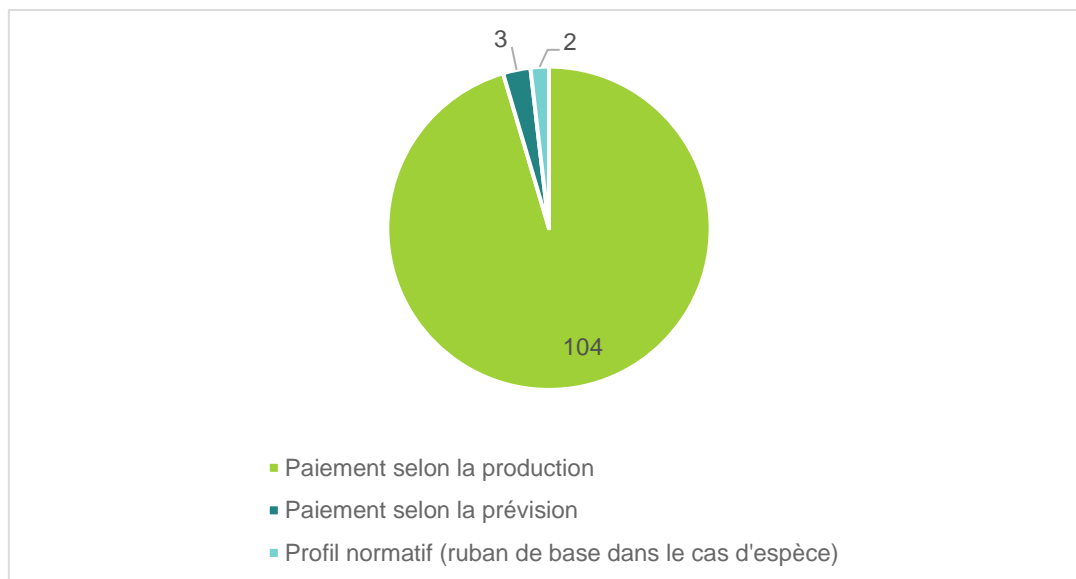
- Le format « paiement selon la production » signifie que l'acheteur s'engage à acheter tout ou partie de la production réelle de l'installation, selon son profil de production effectif. Ce format conduit à un portage de risque très limité pour le producteur.
- Le format « paiement selon la prévision » signifie que l'acheteur s'engage à acheter tout ou partie de la production de l'installation en fonction des prévisions de production, en général faites par le producteur la veille (prévision en « J-1 »). Ainsi, en cas d'écart entre la prévision et la production réelle de l'installation, le producteur est responsable de combler les écarts à la hausse ou à la baisse.
- Enfin, le format « profil normatif » signifie que l'acheteur reçoit et s'engage à acheter un profil de production normatif défini au préalable par les cocontractants. Dans le panel, deux contrats utilisent ce format. Le premier concerne une installation de cogénération avec un profil de ruban de base annuel, tandis que le second porte sur une installation éolienne terrestre et présente un profil de ruban de base mensuel. Si la production de l'installation n'est pas égale au profil normatif, le producteur est responsable d'acheter ou de vendre la différence sur les marchés de gros.

La

<sup>48</sup> Ces estimations s'appuient sur les délais de mise en service des installations lauréates des appels d'offre « CRE4 » pour les installations photovoltaïques au sol et éoliennes terrestres.

Figure 17 ci-dessous présente la répartition des contrats du panel selon le format de livraison. Le paiement selon la production demeure aujourd'hui le format le plus commun (104 contrats concernés sur un panel de 109 réponses).

Figure 17 – Format de livraison des contrats du panel (109 réponses)



### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

Le dispositif d'obligation d'achat correspond au format paiement selon la production, l'intégralité de la production est achetée par l'acheteur obligé. Le dispositif du complément de rémunération peut également être assimilé à ce format, l'intégralité de la production de l'installation sous complément de rémunération étant prise en compte pour le versement du complément de rémunération (moyennant une part de risque induite par les modalités de calcul de la référence de marché normative  $M_0$  pour la détermination du montant du complément de rémunération).

La majorité des PPA semble ainsi aujourd'hui se rapprocher encore du format de livraison des contrats de soutien (en particulier l'obligation d'achat), induisant un risque très limité pour le producteur.

## 3.2. Modalités de tarification de l'électricité produite

### 3.2.1. Base de tarification et indexation tarifaire : une plus grande part de risque portée par les producteurs sous PPA

La tarification d'un PPA comporte deux composantes : une base de tarification (tarif fixe ou variable dans le temps) et une indexation dans certains cas.

Pour près de la moitié des réponses récoltées (55 contrats sur 112 répondants à la question), la base de tarification est fixe, pour 15 contrats, elle est dégressive dans le temps<sup>49</sup>, tandis que 42 contrats prévoient une base progressive.

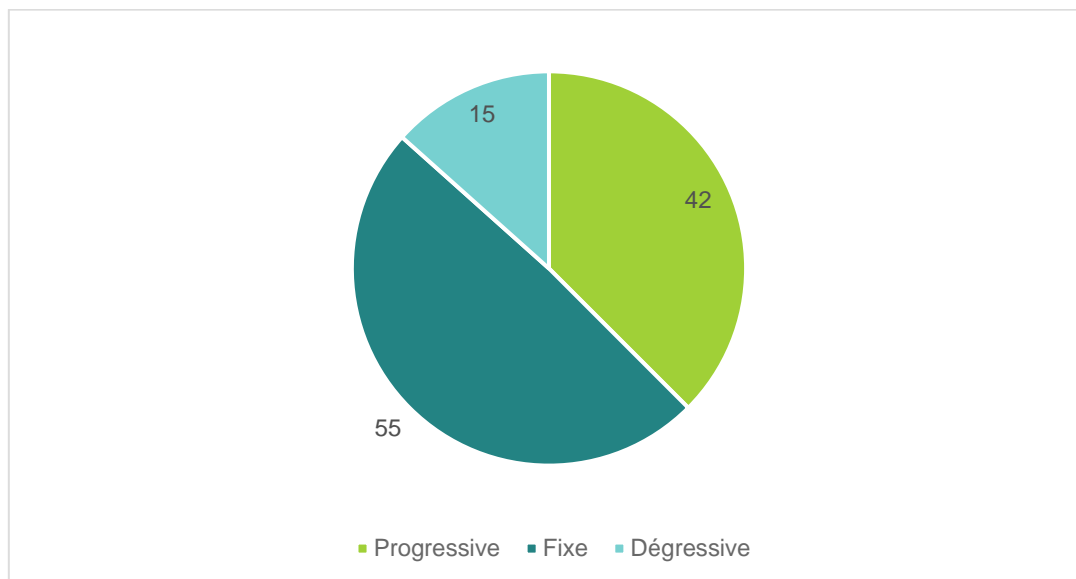
Les tarifs fixes indexés tous les ans avec un taux fixe ont été inclus dans la catégorie des tarifs à base progressive, leur évolution étant connue dès la signature du contrat.

Une base de tarification dégressive permet au producteur de rembourser ses emprunts plus rapidement qu'avec une base de tarification fixe. La

<sup>49</sup> Cette catégorie inclut également certains contrats présentant une diminution de tarif par palier de plusieurs années. Au sein d'un palier, le tarif peut toutefois augmenter tendanciellement tous les ans par application d'un taux d'indexation fixe.

Figure 18 ci-dessous présente la répartition des contrats selon l'évolution de la base de tarification.

Figure 18 – Répartition des contrats en fonction de l'évolution de la base de tarification (112 réponses)



S'agissant de l'indexation, lorsqu'elle est variable, celle-ci est généralement basée sur la variation d'indices publiés par l'Insee<sup>50</sup>. Près d'un quart des contrats (26 sur 112) prévoient une indexation tarifaire variable (i.e. dépendant d'indices qui ne sont pas connus à la date de signature du contrat), parmi lesquels 23 présentent une indexation de type L (indexation reflétant la hausse des coûts d'exploitation pendant la durée du PPA, une fois que l'installation est mise en service). Quatre contrats présentent une indexation de type K (entre la date de signature du contrat et le bouclage financier du projet), appliquée seule (pour 2 contrats) ou en addition d'une indexation de type L (pour 2 contrats).

#### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

Les dispositifs de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) présentent une tarification à base fixe avec une indexation variable. Des coefficients « K » (introduit à partir de fin 2022 dans les appels d'offres portant sur l'éolien à terre et le solaire photovoltaïque) et « L » sont appliqués afin de couvrir les risques d'augmentation des coûts des investissements initiaux et d'évolution des taux d'emprunts (coefficient K) et les risques d'augmentation des coûts d'exploitation (coefficient L). Certains PPA reproduisent ces indexations, mais la majorité d'entre eux présentent une indexation fixe ou pas d'indexation, augmentant ainsi le risque supporté par le producteur.

### 3.2.2. La comparaison entre prix des PPA et prix issus des appels d'offres est particulièrement complexe

La CRE a recueilli des informations sur les conditions tarifaires de 97 PPA (sur un total de 114 contrats). La Figure 19 ci-dessous compare, pour les filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, les tarifs des contrats de vente directe indexés sur la durée du contrat avec les prix moyens pondérés par la puissance des installations, indexés également, des appels d'offres sur la période 2020-2023<sup>51</sup>.

<sup>50</sup> Les indices utilisés sont majoritairement ceux utilisés au sein des coefficients d'indexation K et L appliqués aux tarifs des installations soutenues par l'Etat.

<sup>51</sup> Les données de tarifs des PPA signés en 2018 et 2019 n'ont pas été représentées compte tenu de leur faible nombre.

Pour la réalisation de ce graphique, les hypothèses suivantes ont été considérées :

- les tarifs des PPA sont les tarifs moyens sur la durée du contrat en euros courants, en tenant compte de l'indexation éventuelle du tarif. Les tarifs comportant une indexation variable, avec un coefficient de type K ou L, sont indexés en prenant en compte une augmentation de 2 % par an de la part variable du coefficient ;
- s'agissant de la courbe des prix moyens pondérés (PMP) par la puissance des installations lauréates des appels d'offres terrestres, les niveaux affichés consistent également en des tarifs moyens, sur la durée des contrats de soutien, en euros courants, en tenant compte de l'indexation du tarif avec les coefficients K (pour les lauréats d'appels d'offres dont les périodes de candidatures se sont tenues après décembre 2022) et L prévus par les cahiers des charges des appels d'offres. La part variable de ces coefficients est augmentée de 2 % par an. Pour chaque filière, et pour les appels d'offres dont les périodes de candidature se sont tenues après fin 2022, la durée considérée pour l'indexation K est la durée moyenne observée entre la date de candidature et la mise en service sur les appels d'offres CRE 4, auxquels est retranché 12 mois.

Peu de contrats ont été signés pour des installations éoliennes à terre avant 2023, ce qui explique que les données ne sont représentées que pour cette année.

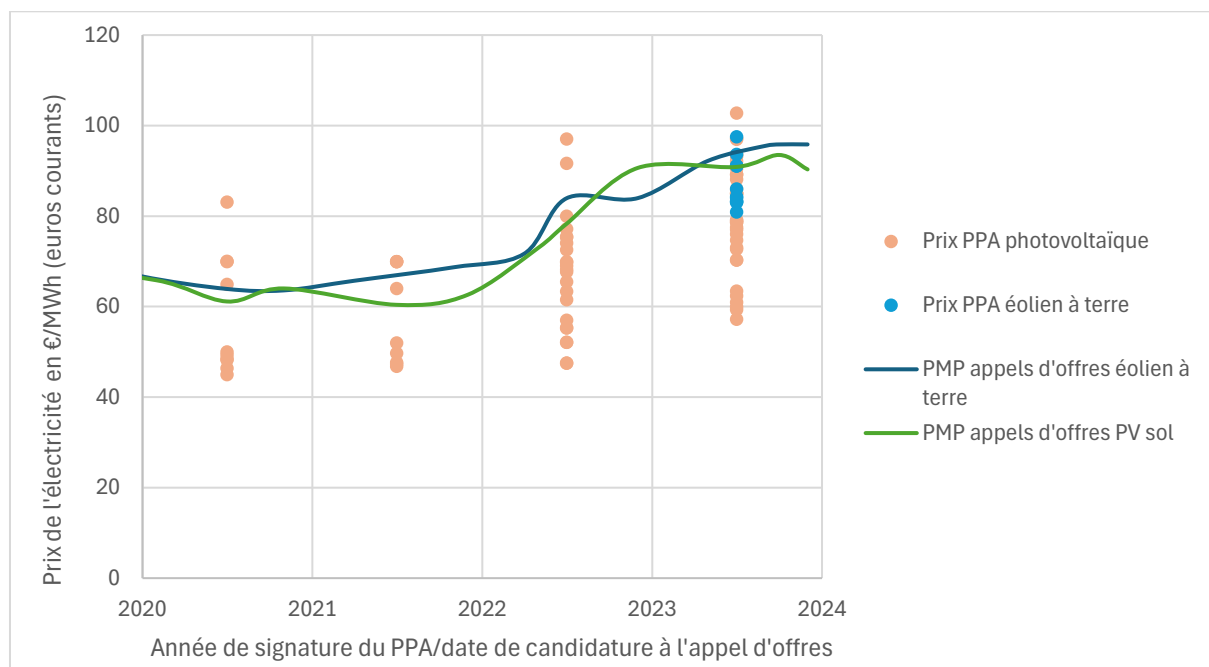
Enfin, il convient de noter :

- que les durées sur lesquelles portent les tarifs de soutien et les tarifs de PPA sont différentes : en effet, les contrats de soutien portent généralement sur une durée de 20 ans, tandis que les durées des PPA varient selon chaque contrat (cf. section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), ce qui a un impact potentiellement fort sur le prix du PPA. Les PPA avec une durée plus courte présentent des tarifs plus élevés que les PPA avec une durée plus longue ;
- que le délai entre l'attribution du tarif et la mise en service de l'installation est plus faible s'agissant des PPA par rapport aux contrats de soutien (cf. section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Cela limite la comparaison entre les prix signés à la date de signature du PPA et de candidature à l'appel d'offres ;
- que les différents contrats ne prennent pas en compte de la même manière les garanties d'origine et les garanties de capacité (cf. section 3.2.4) et que les garanties de capacités engendrées par les installations lauréates d'appels d'offres sont vendues séparément, apportant une rémunération supplémentaire au producteur (environ 0,5 €/MWh pour le photovoltaïque et 1,7 €/MWh pour l'éolien à terre<sup>52</sup>), cette rémunération est a priori anticipée par le producteur, qui peut la répercuter au moment de son offre par une réduction du tarif de complément de rémunération. Ainsi, les tarifs incluant ces produits annexes et ceux ne les incluant pas ne sont pas complètement comparables ;
- que les frais d'équilibrage ne sont pas pris en compte de manière homogène entre les installations lauréates d'appels d'offres et celles objet d'un PPA. Dans les premières, c'est le producteur qui supporte les frais d'équilibrage, dans les secondes ces frais sont supportés par l'acheteur dans la majorité des cas (cf. section 4.1).

---

<sup>52</sup> Estimation des revenus capacitaires avec un prix des garanties de capacité de 20 000 €/MW

**Figure 19 : Prix indexés des PPA du panel par année de signature<sup>53</sup>, comparés aux prix moyens pondérés par la puissance des installations (PMP) indexés des appels d'offres terrestres par filière (86 réponses)**



### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

Pour les filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, la majorité des tarifs indexés se situent sous les prix moyens pondérés des appels d'offres. Il convient d'insister cependant sur le fait qu'individuellement, les tarifs des installations lauréates de ces appels d'offres peuvent s'écarter de la courbe moyenne et, pour certains, être inférieurs à certains tarifs de PPA.

Ainsi, certains anciens lauréats d'appels d'offres peuvent décider d'abandonner leur statut de lauréat afin de signer un PPA avec un tarif sensiblement plus élevé (cf. paragraphe ci-dessous).

Les conditions différentes entre les contrats de soutien et les PPA, notamment la durée des contrats et le délai avant la mise en service plus faible dans le cas des PPA peuvent expliquer en partie les écarts observés entre les tarifs. Enfin, beaucoup d'hypothèses ont été considérées afin de permettre la comparaison entre les tarifs des PPA et des appels d'offres. Ces hypothèses comportent nécessairement des biais qui ne permettent pas une comparaison parfaite.

### Focus sur les anciens lauréats d'appels d'offres publics

Pour les installations identifiées comme anciennement lauréates d'un appel d'offres public, la CRE a comparé le niveau de rémunération sécurisé lors de l'appel d'offres et le niveau contractualisé via le PPA lorsqu'elle disposait de ces deux informations : celles-ci ont systématiquement sécurisé via le PPA un niveau de soutien significativement plus avantageux que via le dispositif de soutien public. Pour les projets photovoltaïques anciennement lauréats, le niveau du PPA est supérieur en moyenne de 32 % par rapport au niveau sécurisé lors de l'appel d'offres. Pour les projets éoliens terrestres anciens lauréats, le niveau du PPA est supérieur en moyenne de 34 % par rapport au niveau sécurisé lors de l'appel d'offres.

S'agissant des durées des PPA signées pour ces installations anciennement lauréates, elles sont, en moyenne, proches des durées des contrats de soutien public (20 ans).

<sup>53</sup> Pour des raisons de confidentialité, seule l'année de signature est représentée et non pas la date précise et certains points n'ont pas été représentés.

Ainsi, les écarts de tarifs constatés reflètent principalement un opportunisme des producteurs en périodes de forte demande du fait de la hausse des prix de gros de l'électricité. La CRE souligne en outre qu'une partie des écarts peuvent être dus à un transfert de risques vers le producteur comparativement aux dispositifs de soutien (différences entre les cadres contractuels des PPA et des contrats de soutien public, par exemple s'agissant des régimes de pénalités, ou des garanties à constituer).

### 3.2.3. Optimisation de la production de l'installation selon les besoins du système : la moitié des PPA inclut des incitations d'arrêt en heures à prix négatifs et un quart inclut des incitations à positionner les maintenances à certaines périodes

Depuis 2023, la fréquence des épisodes de prix spot négatifs a augmenté en France et plus généralement en Europe. L'apparition d'une heure à prix négatifs correspond généralement à une surabondance d'offres d'électricité par rapport à la demande. La CRE a mené un travail d'analyse sur ce phénomène, au sein d'une note publiée en novembre 2024<sup>54</sup>.

Certains PPA incluent des clauses concernant la survenance de prix spot négatifs (57 contrats sur 109 répondants à cette question), pouvant imposer l'arrêt de la production. En effet, lorsque des prix négatifs surviennent, il peut être plus avantageux pour l'acheteur de demander l'arrêt de la production contre une compensation financière reversée au producteur et de s'approvisionner intégralement sur le marché spot à prix négatif. Au sein des 57 contrats concernés par des clauses sur les prix spot négatifs, 8 répondants<sup>55</sup> ont indiqué explicitement prévoir une compensation du producteur lorsque l'installation s'arrête et 47 répondants ont indiqué prévoir une pénalité en cas de production lors des heures à prix spot négatifs.

De la même manière, 27 contrats comportent des incitations à positionner les maintenances aux heures caractérisées par des prix de gros faibles.

**Tableau 2 : Incitations en cas de survenance de prix faibles ou négatifs (109 et 110 réponses)**

	Oui	Non
<b>Incitations à positionner les maintenances aux heures caractérisées par des prix de gros faibles</b>	27	82
<b>Actions réalisées lors des épisodes de prix spot négatifs</b>	57	53

#### **Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque**

S'agissant du positionnement des maintenances aux heures caractérisées par des prix de gros faibles, les installations sous obligation d'achat ne reçoivent aucune incitation. Les installations sous complément de rémunération des filières éolienne à terre et solaire photovoltaïque sont incitées à améliorer le prix qu'elle « capture » au sein d'un mois donné.

S'agissant des prix spot négatifs, les contrats de complément de rémunération (unique mode de soutien octroyé actuellement dans le cadre des appels d'offres instruits par la CRE) prévoient l'arrêt des installations en cas de survenance d'heures caractérisées par de tels prix<sup>56</sup>. La production lors de ces heures n'est pas comptabilisée pour le versement du complément de rémunération. Si

<sup>54</sup> [Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.](#)

<sup>55</sup> Il convient de noter que la question portant sur les actions menées en cas de survenance de prix spot négatifs était posée de manière ouverte et que certains répondants concernés par une compensation du producteur ont pu ne pas le mentionner dans leur réponse.

<sup>56</sup> S'agissant de l'obligation d'achat, les contrats de soutien ne prévoient pas l'arrêt de la production lors des heures à prix spot négatifs. La CRE a notamment recommandé, au sein de la note de novembre 2024 susmentionnée, d'amender les conditions de certains contrats d'obligation d'achat déjà attribués afin d'inclure des clauses incitant les installations à interrompre leur production lors de ces heures.



l'installation cesse de produire lors des heures à prix négatifs, une prime est versée au-delà d'un certain nombre d'heures. Cette prime correspond au montant qu'aurait reçu l'installation si elle avait produit sur le nombre d'heures à prix négatifs, en prenant en compte un facteur de charge normatif.

La CRE a pu observer que la moitié des PPA ne comportaient aucune incitation pour interrompre la production lors des heures à prix spot négatifs, ce qui est préoccupant du point de vue du bon fonctionnement du système électrique. Il est cependant probable que cette situation évolue à l'avenir étant donné l'augmentation récente de la fréquence de ces heures et l'impact sur les acheteurs d'électricité sous PPA (coût d'opportunité élevé par rapport à un approvisionnement sur le marché de gros).

### 3.2.4. Vente de produits annexes : le PPA inclut généralement la vente de garanties d'origine et de garanties de capacité

Le prix de l'électricité inclus dans certains cas la vente de produits annexes, en plus de l'énergie. Ainsi, la très large majorité des contrats recensés (107 contrats sur 110 répondants à cette question) incluent la vente de garanties d'origines et près de trois quarts (84 contrats sur 109 répondants) incluent la vente de garanties de capacité dans le prix.

**Tableau 3 : Vente de garanties d'origines et de garanties de capacité dans les contrats (111 et 110 réponses)**

Produit	Le contrat inclut la vente du produit	Le contrat n'inclut pas la vente du produit
Garanties d'origine	107	4
Garanties de capacité	84	26

#### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

Dans le cadre des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération, les garanties d'origines sont collectées et vendues par l'Etat sur la plateforme EEX lors d'enchères dédiées. Le produit de ces ventes est reversé au budget de l'Etat, qui finance les contrats de soutien. La situation est relativement comparable aux PPA pour lesquels les garanties d'origine sont transférées à l'acheteur.

S'agissant des garanties de capacité :

- dans le cadre du régime de l'obligation d'achat, elles sont valorisées par l'acheteur obligé : le produit de cette vente bénéficie donc indirectement à l'Etat (baisse du montant compensé aux acheteurs obligés) ;
- dans le cadre du régime du complément de rémunération, elles sont valorisées directement par le producteur. Pour plusieurs filières (éolien en mer soutenu par appel d'offres et guichets ouverts pour l'éolien terrestre et la petite hydroélectricité en particulier), le montant de la valorisation de ces garanties est déduit du montant du complément de rémunération versé au producteur. L'Etat bénéficie donc aussi indirectement de ces garanties (baisse du montant compensé au cocontractant unique des contrats de complément de rémunération : EDF Obligation d'Achat). Inversement, s'agissant des appels d'offres à destination des filières photovoltaïques et éoliennes à terre, le montant des garanties de capacité bénéficie directement au producteur, mais celui-ci réduit en théorie le montant du soutien demandé à l'Etat via une évaluation des revenus futurs liés à la valorisation des garanties de capacité.

## 4. Montages contractuels

### 4.1. Caractéristiques générales

Un contrat de vente directe d'électricité nécessite la plupart du temps de mettre en place d'autres contrats, afin d'assurer :

- l'approvisionnement d'un complément d'énergie pour l'acheteur, car la production de la ou des installations sur le(s)quelle(s) porte le PPA ne couvre pas exactement le profil de consommation effectif du consommateur (cas d'un « *corporate PPA* ») ou d'un portefeuille de consommateurs (cas d'un « *utility PPA* ») ;
- la responsabilité d'équilibre (gestion des écarts) s'agissant de la production de la ou des installation(s) sous-jacente(s).

S'agissant de ce second point :

- lorsque l'acheteur est un consommateur final, l'électricité est la plupart du temps rattachée à un périmètre d'équilibre désigné par l'acheteur (62 contrats sur 113 répondants à la question), qui peut être celui auquel il est lui-même rattaché. S'agissant des schémas en autoconsommation individuelle (5 contrats sur 113), aucun périmètre d'équilibre n'est désigné puisque l'électricité ne transite pas sur le réseau public de distribution ;
- lorsque l'acheteur est un fournisseur (41 contrats sur 113 répondants à la question), le fournisseur peut être lui-même responsable d'équilibre et intégrer la ou les installation(s) de production à son périmètre d'équilibre.

Dans la majorité des cas, les coûts d'équilibrage de la production sont supportés par l'acheteur (65 contrats sur 101 répondants à la question). Sur les 65 contrats concernés, 50 répondants précisent de quelle manière ces coûts sont supportés par le consommateur ; deux cas de figure se présentent :

- soit les coûts d'équilibrages sont payés par le consommateur via un contrat d'agrégation *ad hoc* signé avec un agrégateur (37 contrats sur les 65 précités) dont la durée est distincte du PPA (ce qui permet de ne pas avoir à anticiper le coût d'équilibrage sur la durée du PPA) et du contrat de fourniture ;
- soit l'équilibrage est porté par le fournisseur, qui le facture ensuite au consommateur via le contrat de fourniture d'électricité (13 contrats sur 65).

Pour 4 contrats sur 101, le producteur supporte directement les coûts d'équilibrage : les formats de livraison des PPA concernés sont « paiement selon la prévision » (3 contrats) et la livraison d'un profil normatif à l'acheteur (1 contrat).

Dans les autres cas (28 contrats sur 101), ces modalités ne sont pas définies à date ou non détaillées dans les réponses.

#### **Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque**

S'agissant des contrats d'obligation d'achat, le responsable d'équilibre est l'acheteur obligé, qui supporte donc l'intégralité des coûts d'équilibrage.

S'agissant des contrats de complément de rémunération, les producteurs font généralement appel à un agrégateur pour porter la responsabilité d'équilibre et s'assurer de la valorisation de l'électricité. Les coûts d'équilibrage sont payés via le contrat d'agrégation.

### 4.2. Exemples de montages contractuels observés au sein du panel

Dans son questionnaire, la CRE avait demandé aux répondants de détailler, pour les « *corporate PPA* » le schéma contractuel en place entre le producteur, le fournisseur et le consommateur pour intégrer le PPA à la consommation globale de ce dernier. La présente partie se limite donc aux « *corporate PPA* ». Les réponses reçues présentent des montages contractuels variés.

Il est à noter que le PPA se limite au contrat liant le consommateur et le producteur ; pour autant, afin de l'intégrer dans la fourniture du consommateur, il est nécessaire de gérer les écarts liés au caractère incertain de la production de l'actif (a fortiori pour les filières intermittentes) et l'interaction avec le complément de fourniture du consommateur. Le PPA s'insère donc dans un montage contractuel faisant souvent intervenir d'autres acteurs : agrégateur et/ou fournisseur d'électricité (qui peut lui-même jouer le rôle d'agrégateur).

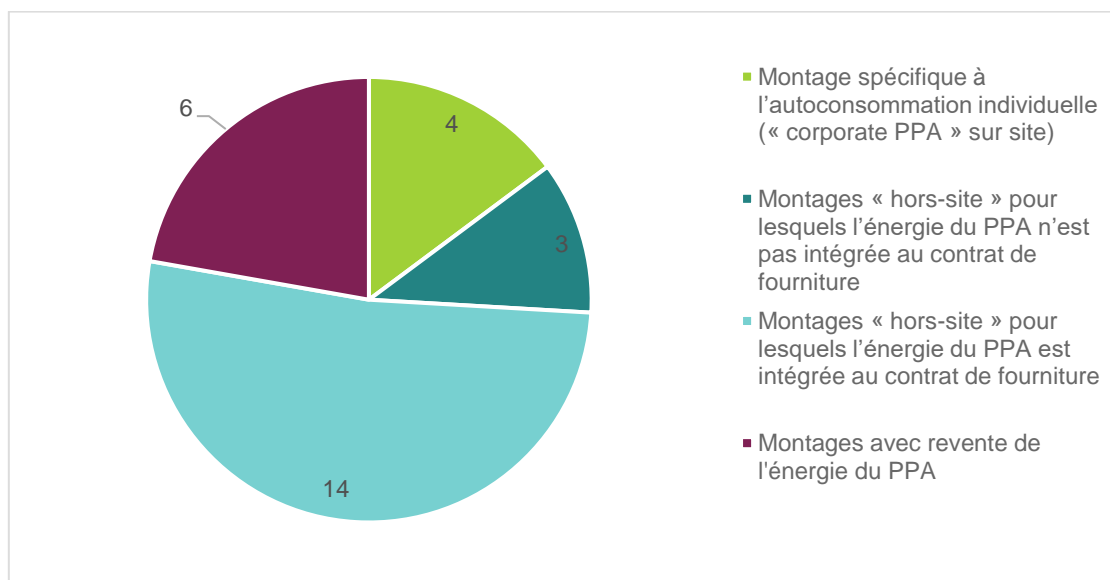
Au sein du panel de PPA pour lesquels l'acheteur est un consommateur, la CRE a segmenté les schémas contractuels en quatre catégories principales selon les parties prenantes intervenant dans le schéma contractuel :

1. un montage spécifique à l'autoconsommation (individuelle dans le cas du panel, ou PPA « sur site ») ;
2. des montages pour lesquels l'énergie du PPA couvre une partie de la consommation du consommateur sans qu'elle soit intégrée à son contrat de fourniture ;
3. des montages pour lesquels l'énergie du PPA couvre une partie de la consommation du consommateur en l'intégrant dans son contrat de fourniture ;
4. des montages pour lesquels le contrat de fourniture couvre toute la consommation du consommateur et l'énergie du PPA est revendue.

Il s'agit des principales catégories de schémas que la CRE a pu observer dans le panel de répondants, mais pas d'une vision exhaustive des montages contractuels possibles. En effet, certains types de schémas (des PPA purement « financiers » par exemple) n'apparaissent pas dans le panel de réponses.

La Figure 20 ci-après présente la répartition des contrats du panel selon le type de schéma contractuel. L'échantillon sur lequel la CRE a pu déduire de façon certaine le type de schéma contractuel est assez réduit : la raison principale est que les répondants étant souvent des producteurs, ils ne disposent que rarement d'une vision exhaustive du schéma contractuel global – notamment les interactions avec l'agrégation et la fourniture – ce qui ne permettait pas de donner une réponse précise à cette question.

Figure 20 : Répartition des contrats par type de montage contractuel (27 réponses)



La CRE présente dans les sections suivantes un exemple de montage contractuel pour chacune des quatre catégories mentionnées ci-dessus. **Les schémas présentés ne correspondent pas à une vision exhaustive des PPA : plusieurs « sous-schémas » sont susceptibles d'exister au sein de chacune des catégories.**

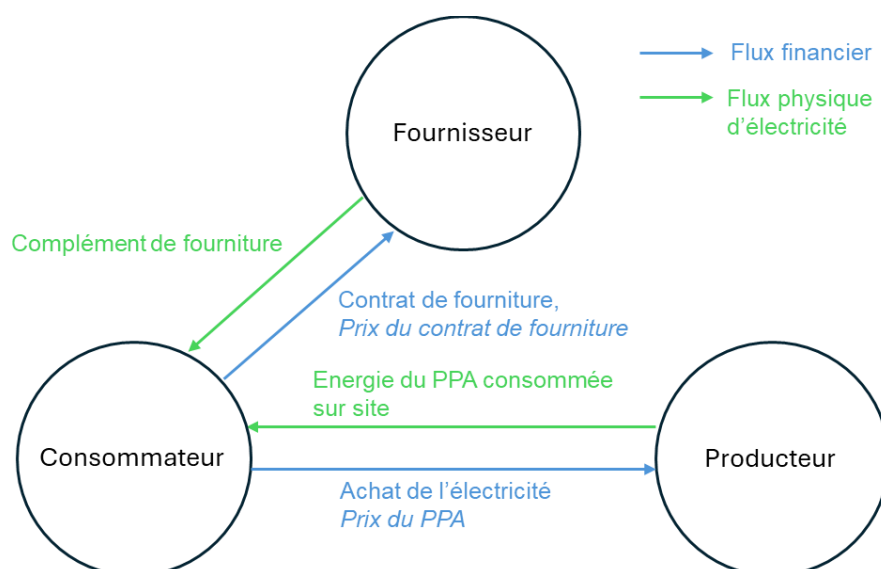
#### 4.2.1. Montage spécifique à l'autoconsommation individuelle (« corporate PPA » sur site)

La Figure 21 ci-dessous présente un schéma contractuel type, dans une situation d'autoconsommation individuelle. Pour rappel, le questionnaire ne visait pas particulièrement les installations dans un schéma d'autoconsommation, mais certains contrats du panel portent bien sur des installations en autoconsommation individuelle.

Dans le cadre de l'autoconsommation, l'électricité produite ne transite pas sur le réseau public et est directement consommée sur place par le consommateur : il soutire sur le réseau public à hauteur de sa consommation de laquelle est déduite la production autoconsommée. La question de l'intégration de l'installation à un périmètre d'équilibre ne se pose pas, en l'absence de contrat d'accès au réseau dédié. Ce montage est applicable avec un format de livraison « paiement selon la production ».

Bien que l'électricité ne transite pas sur le périmètre d'équilibre auquel est rattaché le site de consommation, le fournisseur peut être impliqué dans ce schéma : en effet, l'intermittence de la production se répercute en miroir dans le complément de fourniture. Les coûts associés à la gestion de ces incertitudes peuvent être répercutés dans le contrat de fourniture d'électricité.

Figure 21 : Montage contractuel spécifique à l'autoconsommation (PPA sur site)



Ce schéma permet à des consommateurs disposant de foncier de le valoriser en y implantant des actifs de production (principalement photovoltaïques ou de cogénération). Un autre avantage de ce schéma est que la part autoconsommée n'est pas soumise au paiement de la composante d'utilisation des réseaux publics d'électricité).

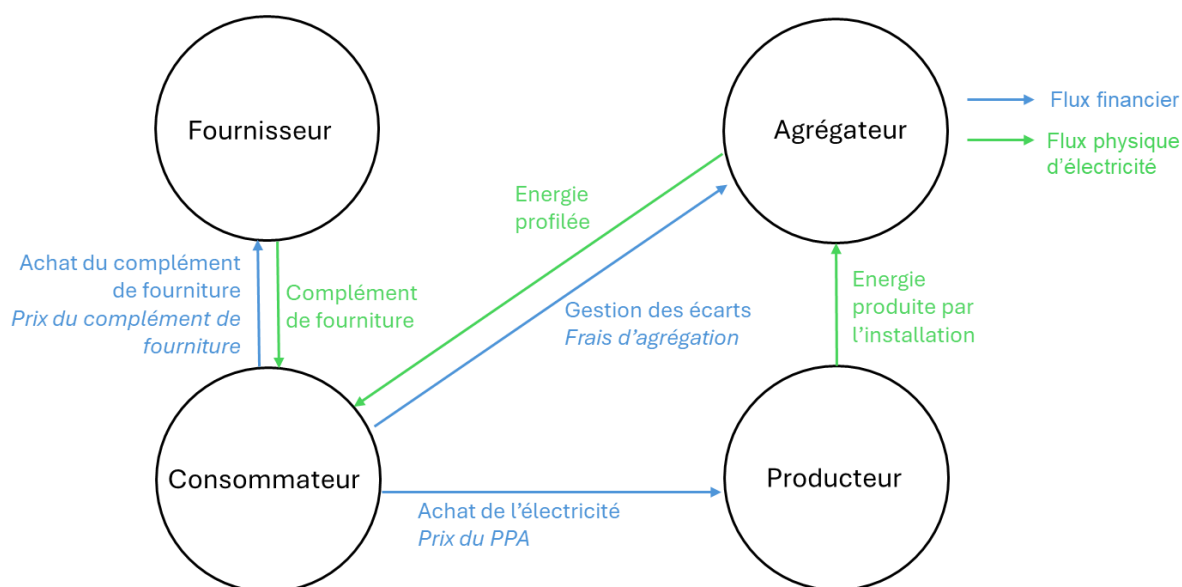
#### 4.2.2. Montages « hors-site » pour lesquels l'énergie du PPA n'est pas intégrée au contrat de fourniture

Dès lors que l'électricité produite n'est pas consommée sur place, celle-ci transite par le réseau public d'électricité et la ou les installation(s) de production doi(ven)t être rattachée(s) à un périmètre d'équilibre. Il est possible pour le consommateur de recevoir l'énergie liée au PPA sur son périmètre d'équilibre sans pour autant que celle-ci soit intégrée au contrat de fourniture. Ce type de montage est peu répandu dans le panel.

Les montages ne prévoyant pas d'intégration de l'énergie du PPA peuvent prendre la forme suivante détaillée en Figure 22. Il a été considéré que la gestion des écarts (par rapport à un profil normatif ou à une prévision de la veille pour le lendemain) était réalisée par un acteur tiers au fournisseur, lié au consommateur par un contrat d'agrégation.

Il faut par ailleurs noter que le profil du complément de fourniture dépend de l'énergie produite par l'installation (le cas échéant du profil livré par l'agrégateur) : en conséquence le prix de la fourniture du complément évoluerait par rapport au cas où le fournisseur livrerait l'intégralité de la consommation du client (sauf si le contrat de fourniture prévoit un prix spot, auquel cas le prix resterait une référence spot). Dans ce montage, le fournisseur ne connaît pas le prix du PPA, mais il en connaît le volume.

Figure 22 - schéma contractuel sans intégration de l'énergie du PPA dans la fourniture



Dans le schéma présenté ci-dessus, le fournisseur dispose d'une certaine visibilité sur la forme du complément de fourniture car les risques d'agrégation sont portés par le consommateur dans un contrat ad-hoc avec un agrégateur tiers. Si la prestation d'agrégation n'était pas réalisée explicitement (i.e. livraison de l'énergie effectivement produite sur le périmètre d'équilibre du fournisseur sans gestion des écarts préalable), alors elle serait facturée par le fournisseur via le contrat de fourniture.

#### 4.2.3. Montages « hors-site » pour lesquels l'énergie du PPA est intégrée au contrat de fourniture

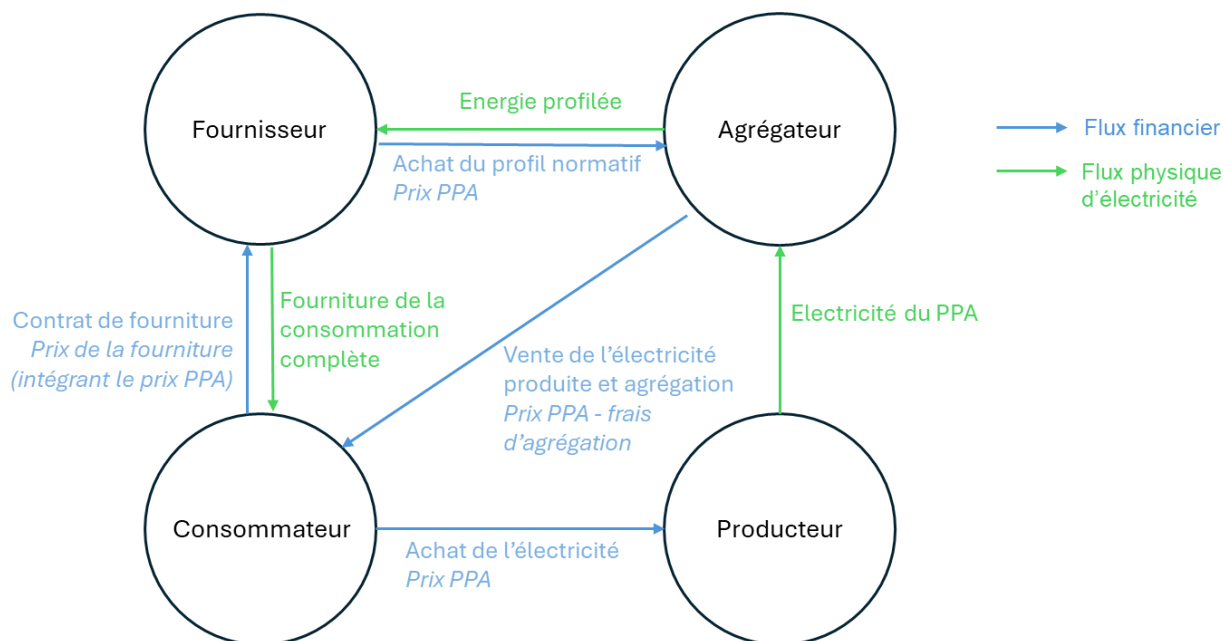
Dans ces montages, l'intégralité du montant du PPA est explicitement intégrée par le fournisseur dans l'approvisionnement du consommateur. Le fournisseur couvre donc par le contrat de fourniture toute la consommation du consommateur. Il s'agit de la catégorie de schémas contractuels qui apparaît le plus couramment dans le panel.

La CRE présente un exemple de schéma ci-après, présenté en Figure 23 illustrant un cas de figure où un agrégateur rachète la production du PPA. L'agrégateur a pour rôle de profiler l'électricité produite (gestion des écarts par rapport au profil). Une fois le profil formé (il peut s'agir simplement de la prévision de production en J-1), il peut être cédé au fournisseur puis vendu au consommateur au sein de son contrat de fourniture.

S'agissant des flux financiers, le consommateur achète l'énergie produite au producteur au prix du PPA et la revend à l'agrégateur au même prix. L'agrégateur profile ensuite l'électricité qu'il cède au périmètre d'équilibre du fournisseur au prix du PPA. Le fournisseur répercute le prix du PPA au consommateur dans le contrat de fourniture. Dans ce schéma, les intermédiaires connaissent tous le prix (et le volume) du PPA, car il est répercuté *in fine* dans le contrat de fourniture.

Dans le montage présenté, le format de livraison du PPA est « paiement selon la production » : c'est l'acheteur qui porte le coût des écarts via le contrat le liant à l'agrégateur. Le profil formé par l'agrégateur peut varier selon les schémas contractuels : il peut s'agir d'une prévision faite la veille pour le lendemain, ou d'un profil normatif (de type « cloche solaire » par exemple).

Figure 23 - Schéma contractuel avec PPA hors-site et intégration de la production dans la fourniture après profilage



#### 4.2.4. Montages « hors-site » pour lesquels le contrat de fourniture couvre toute la consommation du consommateur et l'énergie du PPA est revendue

Dans ce montage, le contrat de fourniture est géré de façon indépendante : le fournisseur couvre l'intégralité des besoins du consommateur, sans avoir à intégrer l'énergie du PPA dans sa stratégie d'approvisionnement.

Parallèlement, le consommateur revend la production issue du PPA à un agrégateur : dans les faits il s'agit d'un contrat d'accès au marché dans lequel l'agrégateur vend pour le compte du consommateur l'énergie du PPA. Les contrats du panel fondés sur ce modèle précisent que la production est vendue sur les marchés de court-terme (spot).

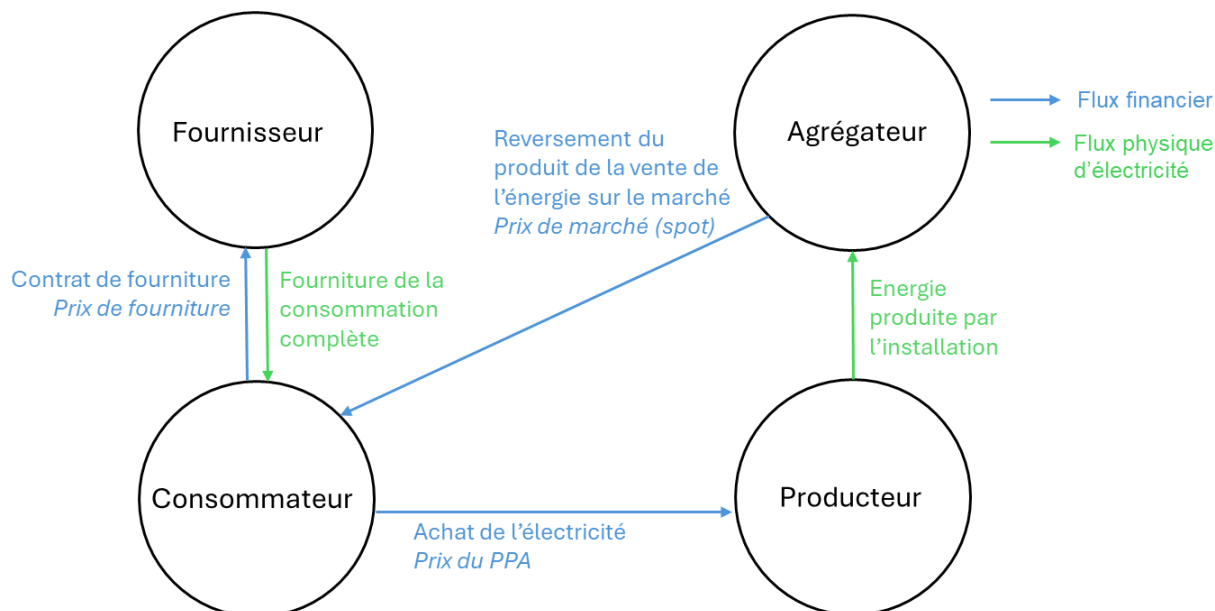
Dans ce schéma contractuel, l'agrégateur peut ne pas avoir connaissance du prix du PPA. Le contrat de fourniture couvre toute la consommation du consommateur et est décorrélé du schéma encadrant le PPA. Dans la mesure où le contrat de fourniture couvre toute la consommation, le PPA ne constitue a priori pas un contrat de vente « directe » d'électricité à un consommateur final.

Le consommateur porte un risque marché dans la mesure où l'électricité du PPA est achetée au prix du PPA et revendue sur le marché (J-1). Ce risque peut être atténué si son contrat de fourniture d'électricité intègre une même référence de marché que la revente des volumes du PPA.

***Dans ce montage, l'intégralité de l'électricité produite dans le cadre du PPA est valorisée sur le marché spot par l'agrégateur (qui peut être directement le fournisseur principal du site). Le fournisseur est responsable de fournir au consommateur l'intégralité de l'énergie requise pour couvrir son profil de consommation. Le consommateur rémunère le fournisseur à hauteur de l'intégralité de sa consommation. Ce montage est présenté en***

Figure 24.

Figure 24 : Montage contractuel de revente des volumes du PPA



## 5. Engagements contractuels

### 5.1. Engagements de disponibilité, volume, communication : des obligations plus importantes pour les producteurs par rapport aux dispositifs de soutien

Un PPA comporte de nombreuses clauses définissant les engagements réciproques entre l'acheteur et le producteur. Le questionnaire de la CRE interrogeait les contractants sur la présence d'engagements en matière 1) de volume annuel de production, 2) de disponibilité de la ou les installation(s) et 3) de communication entre les parties.

Le Tableau 4 ci-dessous présente la répartition des PPA selon la présence de ces engagements en fonction de la filière.

Tableau 4 : Répartition des contrats selon les engagements de disponibilité, de production et de communication

	Eolien terrestre (17 PPA)			Solaire photovoltaïque (97 PPA)		
	Oui	Non	Sans réponse	Oui	Non	Sans réponse
<b>Engagement de disponibilité</b>	65 %	29 %	6 %	74 %	14 %	12 %
<b>Engagement de volume</b>	29 %	65 %	6 %	13 %	83 %	4 %
<b>Engagement de communication</b>	82 %	0 %	18 %	91 %	0 %	9 %

La majorité des contrats incluent des engagements de disponibilité pour les installations sous-jacentes : l'installation doit être disponible et pouvoir produire pendant un pourcentage minimum d'heures pendant l'année. Les engagements de disponibilité se situent entre 90 % et 98 % du temps (donnée renseignée pour 79 PPA sur 86 prévoyant un engagement de disponibilité), la moyenne se situant à 94 %. En cas de non-respect de cet engagement, des pénalités peuvent être définies. Pour trois contrats, ces pénalités sont forfaitaires et pour 36 contrats, ces pénalités sont définies par rapport aux prix de marché (« *mark-to-market* »)<sup>57</sup>.

Un plus faible nombre de contrats incluent des engagements sur le volume produit définis en pourcentage de la production annuelle estimée. Dans les contrats concernés les engagements portent sur une production minimale à hauteur de 90 à 98 % (donnée renseignée pour 10 PPA sur 19 prévoyant un engagement de production) de la production annuelle estimée (P50).

Enfin, une très large majorité de contrats incluent des engagements de communication entre le producteur et l'acheteur. Les modalités de ces engagements sont variables et portent la plupart du temps sur les indisponibilités prévues ou imprévues de l'installation. Pour certains contrats (30), un échange d'informations en temps réel (connexion au SCADA de l'installation) est prévu. Pour 35 contrats, des rapports d'exploitation et de maintenance sont transmis par le producteur à l'acheteur. Pour ces différents types d'engagements de communication, des pénalités peuvent être appliquées s'ils ne sont pas respectés.

#### **Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque**

En comparaison, les dispositifs de soutien, que ce soit via le régime de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération, ne présentent aucun engagement de disponibilité ou de production.

S'agissant des engagements de communication, les contrats d'obligation d'achat des installations éoliennes en mer (lauréates des appels d'offres dits « AO1 » et « AO2 ») comportent des engagements de communication des prévisions de production avec l'acheteur obligé. Les producteurs d'installations sous complément de rémunération répondent généralement à des obligations de communication vis-à-vis de leur agrégateur, notamment s'agissant des indisponibilités de l'installation.

## **5.2. Les PPA encadrent strictement les cas de résiliations anticipées et de retard dans la mise en service des installations**

### **5.2.1. Pénalité pour résiliation anticipée du PPA**

La plupart des contrats du panel incluent des clauses visant à encadrer l'engagement des deux parties au contrat, par la mise en place de régime de pénalités pour résiliation anticipée. Ces pénalités sont dues par la partie résiliant le contrat, si le motif de la résiliation n'est pas assimilable aux éventuelles conditions dérogatoires prévues contractuellement.

Dans le questionnaire, la CRE a dissocié les pénalités dues suivant que la résiliation ait lieu avant ou après la mise en service de l'actif sur lequel porte le PPA.

La CRE a relevé différents formats de pénalité :

- pénalité « *mark-to-market* » : comme précisé en section 5.1, le montant de la pénalité est évalué selon la valorisation attendue du productible théorique sur une période prédéfinie dans le contrat. Le productible et la méthode d'évaluation de sa valeur sont généralement précisés dans le contrat ;
- pénalité forfaitaire : le montant de la pénalité est totalement prédéfini dans le contrat et est souvent exprimé en € ou en €/MW ;
- combinaison d'une pénalité *mark-to-market* et d'une pénalité forfaitaire ;

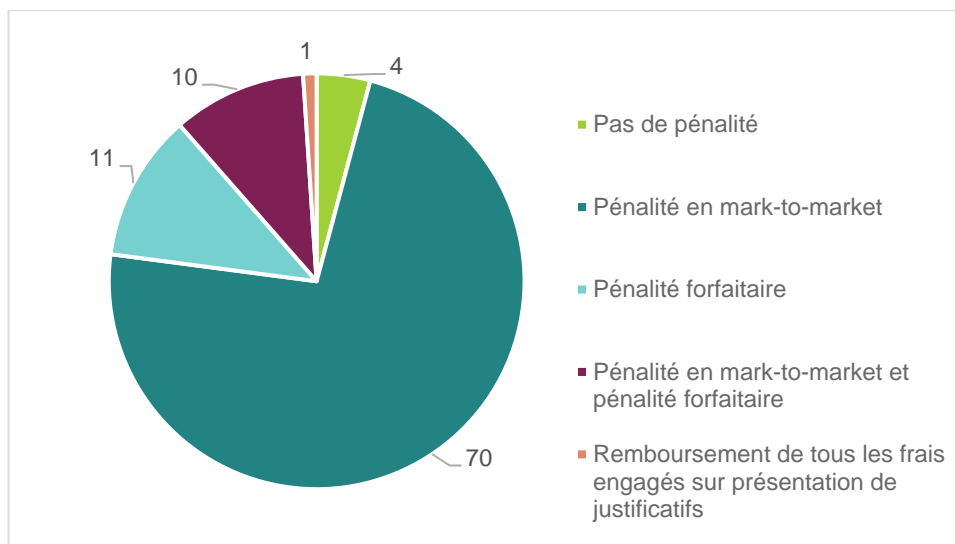
<sup>57</sup> Les pénalités « *mark-to-market* » sont calculées en fonction du surcoût engendré par les achats d'électricité sur les marchés de gros permettant de pallier l'absence de production de l'installation sous-jacente au PPA lorsque le taux de disponibilité défini dans le contrat n'est pas atteint.



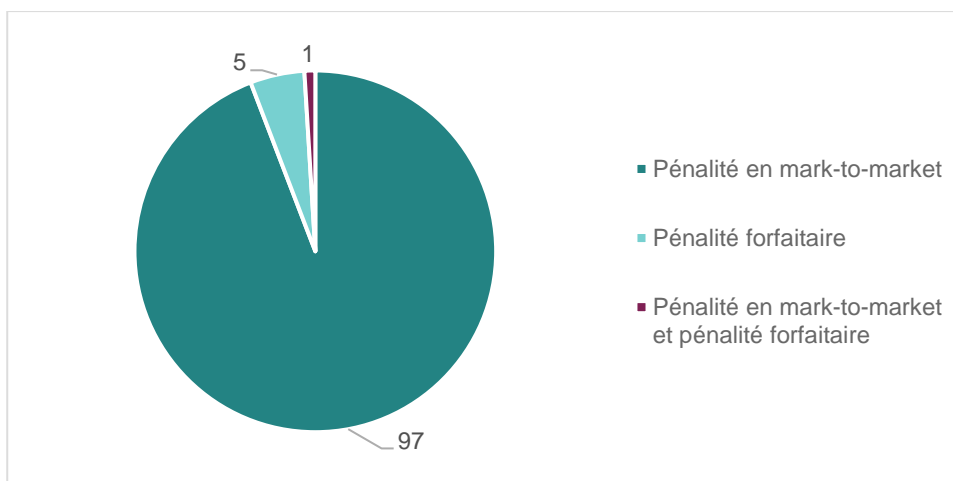
- un PPA de l'échantillon mentionne un remboursement de tous les frais engagés par l'autre partie sur présentation de justificatifs.

Les réponses sont présentées en Figure 25 et Figure 26.

**Figure 25 - Type de pénalité en cas de résiliation précédant la mise en service, par nombre de contrats (96 réponses)**



**Figure 26 - Type de pénalité en cas de résiliation après la mise en service, par nombre de contrats (103 réponses)**



Tout d'abord, il convient de noter que la quasi-totalité des contrats prévoit le paiement de pénalités en cas de résiliation anticipée, que ce soit avant ou après la mise en service des installations :

- Une minorité de contrats prévoient un montant de pénalité forfaitaire prédéfini dans le contrat. Bien que ce mode de pénalité soit simple à mettre à place, il n'est pas de nature à dissuader la résiliation unilatérale d'une des parties prenantes suivant l'évolution des prix de gros. En cas de baisse des prix, le consommateur peut être incité à résilier le contrat pour couvrir son approvisionnement à prix moindre, malgré les pénalités (et symétriquement pour le producteur, en cas de prix de gros élevés).

- La grande majorité des contrats prévoient que les pénalités pour résiliation anticipée sont calculées suivant l'évaluation de la valeur de marché future de la production (« *mark-to-market* »). Ainsi, l'intérêt économique d'une des parties à résilier le contrat est, en théorie, neutralisé par le paiement de la pénalité. Pour cette évaluation, les contrats prévoient généralement la méthodologie d'une telle évaluation : volume d'énergie à prendre en compte et référence de prix utilisée pour l'évaluation de la valeur de marché. Suivant les contrats, la référence de prix peut être déterminée suivant des cotations constatées sur les marchés à terme ou sur des évaluations de moyen-long terme réalisées par des cabinets spécialisés. Afin de renforcer le caractère incitatif de ces pénalités, certains contrats prévoient que celles-ci incluent, par ailleurs, un montant forfaitaire. Dans d'autres cas, la portée des pénalités évaluées selon la valeur de marché est limitée par l'application d'un plancher ou d'un plafond.

S'agissant des cas de résiliation des contrats sans paiement d'indemnités, elles sont globalement très circonscrites dans l'ensemble des contrats. Les clauses les plus citées sont la force majeure, les clauses de sauvegarde, de redressement ou de liquidation judiciaire, ou des changements de réglementation. Des manquements de l'autre partie prenante (dans la constitution de son éventuelle garantie, dans le paiement ou la livraison d'énergie...) peuvent également justifier qu'une partie résilie unilatéralement le contrat sans être redevable de pénalités.

### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

Les contrats de soutien public prévoient, en application de l'article R. 311-27-3 du code de l'énergie, que les producteurs résiliant de façon anticipée leur contrat doivent verser une indemnité correspondant aux sommes actualisées perçues et versées au titre du contrat. Ces pénalités fondées sur le comportement passé n'empêchent pas les producteurs – notamment si leur contrat n'est pas encore entré en vigueur ou a commencé il y a peu – de résilier leur contrat pour bénéficier d'une conjoncture favorable sur le marché. Ce comportement a pu être particulièrement observé pendant la crise des prix de gros de l'énergie : ainsi, entre 2021 et 2024, la CRE a recensé environ 5 GW d'installations ayant demandé une résiliation anticipée de leur contrat de soutien (principalement en 2022)<sup>58</sup>.

La CRE s'est exprimée à plusieurs reprises<sup>59</sup> pour faire évoluer la définition des pénalités en cas de résiliation des contrats de soutien à l'initiative du producteur, afin qu'elle reflète une valorisation future du productible en « *mark-to-market* », ces dispositions présentant des bonnes incitations dans les PPA à limiter les résiliations liées à certaines conjectures de marché. La mise en place de pénalités « *mark-to-market* » est ainsi conforme à la pratique du marché des PPA. Son intégration aux contrats de soutien serait par ailleurs particulièrement pertinente dans le cadre de la mise en place d'une couverture à terme de la production des installations soutenues sous complément de rémunération (travaux en cours pour laquelle la CRE a lancé une consultation publique en octobre 2024<sup>60</sup>).

### 5.2.2. Pénalité pour retard dans la mise en service de l'installation

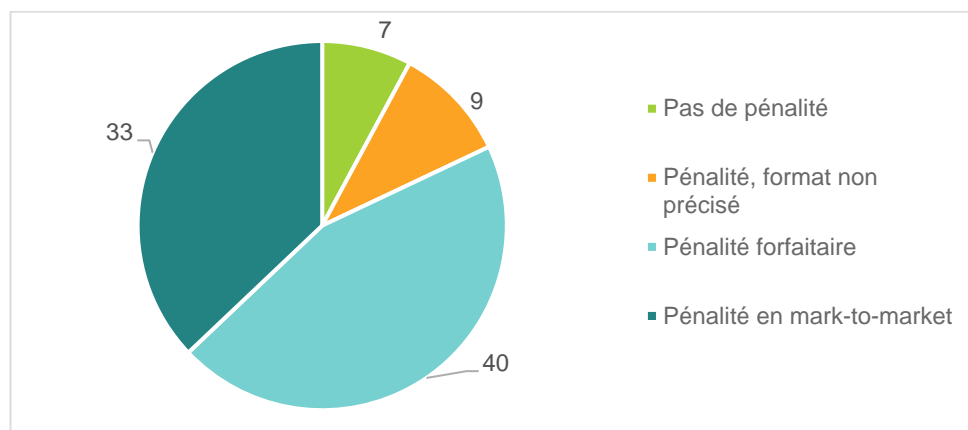
La date de mise en service des installations objets des PPA doit être anticipée dans les contrats et intégrée par l'acheteur dans la couverture de son approvisionnement en électricité. En cas de décalage, l'acheteur doit revoir sa stratégie d'approvisionnement, ce qui peut entraîner des surcoûts : ainsi, la plupart des contrats (92 % des répondants) incluent des régimes de pénalité visant à ce que l'installation soit mise en service dans des délais prédéfinis, et à atténuer les éventuels préjudices subis par l'acheteur en cas de retard dans la mise en service. La Figure 27 présente la répartition des contrats par type de pénalité pour retard dans la mise en service.

<sup>58</sup> [Délibération n°2024-139 de la CRE du 11 juillet 2024](#) relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 – Annexe 2.

<sup>59</sup> Notamment dans sa [délibération n°2024-95 du 6 juin 2024 portant avis sur trois projets de cahiers des charges modificatifs des appels d'offres dits « PPE2 PV Bâtiment », « PPE2 PV Sol » et « PPE2 Neutre »](#).

<sup>60</sup> [Consultation publique n°2024-17 et n°2024-18 du 16 octobre 2024](#) relative à la valorisation à terme de l'électricité produite par les installations soutenues via les régimes de l'obligation d'achat et du complément de rémunération en métropole continentale.

Figure 27 - Type de pénalité pour retard dans la mise en service, par nombre de contrats (89 réponses)



Contrairement aux pénalités pour résiliation du PPA, les modalités de pénalisation s'agissant des retards de mise en service sont plus diversifiées, avec un équilibre davantage marqué entre pénalité forfaitaire et pénalité « *mark-to-market* ». Du point de vue de l'acheteur, la perte liée à un retard dans la mise en service de l'actif se répercute comme un différentiel entre la valeur de marché et le prix du PPA. En revanche, cette perte ne se répercute pas de façon symétrique en gain pour le producteur dans ce cas de figure – contrairement au cas d'une résiliation anticipée – ce qui peut expliquer cette répartition plus équilibrée des types de pénalité.

#### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

Les cahiers des charges des appels d'offres instruits par la CRE, s'agissant des filières du photovoltaïque et de l'éolien à terre, prévoient une date butoir d'achèvement de l'installation, définie en fonction de la date de désignation comme lauréate, ou de façon dérogatoire selon la date de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Ces délais peuvent par ailleurs être étendus en cas de contentieux administratifs effectués à l'encontre de toute autorisation administrative nécessaire à la réalisation du projet ayant pour effet de retarder la construction de l'installation ou sa mise en service.

En cas de dépassement de ces délais, la durée du contrat de soutien est réduite de la durée de dépassement de cette date butoir. L'incitation du producteur à respecter les délais de mise en service n'est pas explicite : selon la valorisation que le producteur peut capter sur les marchés à la sortie du contrat de soutien, la réduction de la durée du soutien peut être pénalisante ou avantageuse. La CRE s'est exprimée plusieurs fois en faveur d'une incitation plus explicite (sanction financière) en cas de retard dans la mise en service<sup>61</sup>.

### **5.3. La constitution de garanties financières par l'acheteur et le producteur est courante, mais dépend souvent de la solidité financière de chaque signataire**

Les PPA impliquant divers paiements entre cocontractants (achat d'électricité, paiement de pénalités...), certains contrats prévoient qu'un ou les deux cocontractants constituent des garanties visant à les assurer.

<sup>61</sup> Notamment dans sa [délibération n°2024-37 du 15 février 2024](#) portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2022 portant sur deux installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer Méditerranée. La réduction du contrat de soutien en cas de retard dans la mise en service a été réduite dans les cahiers de charges de la procédure n°2/2022 portant sur une installation d'éoliennes en mer posées de production d'électricité en Sud-Atlantique au large de l'île d'Oléron et de la procédure n°3/2022 portant sur un second projet d'installation d'éoliennes en mer posées au large de la Normandie au sein de la zone « Centre Manche ».

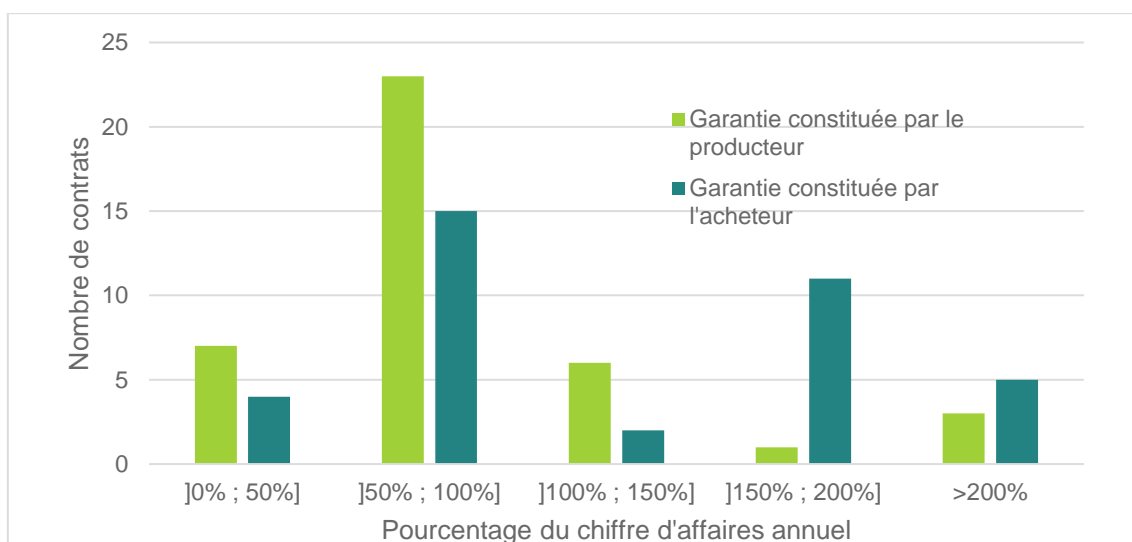
Sur les 103 contrats pour lesquels une réponse a été renseignée, 70 prévoient que le producteur constitue une garantie (un tiers précisant qu'il s'agit alors d'une garantie à première demande<sup>62</sup>) et 33 prévoient qu'il n'en constitue pas.

Sur les 104 contrats pour lesquels une réponse a été renseignée, 75 prévoient que l'acheteur constitue une garantie (il est précisé pour un quart des PPA que ce sont des garanties à première demande), et 29 prévoient qu'il n'en constitue pas.

Les garanties constituées par les producteurs ou acheteurs prennent généralement la forme d'une garantie bancaire ou d'une garantie maison-mère (sans que l'une des formes prime sur l'autre). Dans certains cas de figure, il s'agit de cautionnement solidaire<sup>63</sup>.

Les répondants ont indiqué pour 40 contrats le montant de la garantie constituée par le producteur, et pour 37 contrats le montant de la garantie constituée par l'acheteur. Afin de faciliter la comparabilité, la CRE a exprimé ce montant selon le chiffre d'affaires annuel lié au contrat<sup>64</sup>. Les résultats sont présentés dans la Figure 28 ci-dessous.

**Figure 28 - Répartition du montant des garanties constituées par le producteur (40 réponses) et par l'acheteur (37 réponses) en nombre de contrats**



Lorsque les contrats prévoient la constitution de garanties financières, le montant est souvent compris entre 50 et 100 % du chiffre d'affaires annuel attendu par le contrat. Dans certains cas de figure, il peut être porté au-delà de deux fois le chiffre d'affaires annuel attendu.

Dans le panel de réponses, le montant des garanties constituées par les acheteurs est en moyenne supérieur à celles constituées par les producteurs. La garantie constituée par le producteur doit couvrir les éventuelles pénalités dues au titre du contrat, celle constituée par l'acheteur doit en sus couvrir les achats d'énergie.

La CRE note par ailleurs que de nombreuses considérations entrent en jeu pour le dimensionnement des garanties, au premier lieu les dispositions contractuelles (par exemple pour que le montant des garanties puissent couvrir une part des pénalités pouvant être dues en cas de manquement d'une partie), ou la notation financière des signataires (certains contrats prévoyant explicitement que l'acheteur/producteur ne constitue pas de garantie à moins que sa notation financière se dégrade en deçà d'un seuil défini contractuellement).

<sup>62</sup> Garantie souscrite par une des parties au profit de l'autre (le bénéficiaire), la garantie doit être exécutée par le garant dès lors que le bénéficiaire décide de l'appeler, sans possibilité pour la partie l'ayant souscrite de s'y opposer.

<sup>63</sup> Engagement par lequel une personne (la caution) se porte garante du remboursement d'une dette en cas de défaillance du débiteur principal. La caution est opposable et dépend de l'exécution des termes du contrat par les parties.

<sup>64</sup> Evalué schématiquement comme le produit du productible P50 et du prix moyen du contrat sur sa durée.

#### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

S'agissant des contrats de complément de rémunération octroyés via des appels d'offres pour les filières de l'éolien à terre et du solaire photovoltaïque, l'acheteur ne constitue pas de garantie au bénéfice du producteur.

Dans son dossier de candidature à un appel d'offres, le producteur constitue une garantie financière à première demande au bénéfice de l'Etat représentant 30 000 €/MW, valable jusqu'au début du contrat de soutien. Elle vise principalement à s'assurer de la mise en service effective de l'installation. La mainlevée de la garantie est réalisée consécutivement à l'achèvement de l'installation : le producteur ne doit cependant pas constituer de garantie pendant le contrat de soutien.

La question de la constitution de garanties financières n'est pas entièrement applicable aux contrats de complément de rémunération actuellement attribués par appel d'offres, la contrepartie étant une entité publique (EDF Obligation d'achat). La constitution de garanties par le producteur pourrait s'avérer pertinente pour assurer le paiement d'éventuelles pénalités à l'Etat, mais renchérirait le coût du soutien octroyé par l'Etat.

#### **5.4. Les PPA prévoient généralement des dispositions spécifiques encadrant d'éventuelles renégociations**

La plupart des contrats intègrent des dispositions permettant une renégociation du contrat pour des causes exogènes à la mise en œuvre du contrat : force majeure, changement réglementaire, ou clause de sauvegarde<sup>65</sup>. La présence de clauses de revoyure des conditions contractuelles est extrêmement rare.

#### Comparaison – Dispositifs de soutien à l'éolien terrestre et au solaire photovoltaïque

Les conditions contractuelles des contrats de soutien sont définies respectivement dans les arrêtés tarifaires (guichets ouverts) ou dans les cahiers des charges des appels d'offres (guichets fermés). Dès lors qu'un producteur a signé un contrat selon les modalités du dispositif auquel il a postulé, ces conditions sont théoriquement inaltérables sur toute la durée du contrat, sauf dispositions légales contraires.

<sup>65</sup> Disposition dans un contrat visant à traiter les situations où des événements imprévus perturbent de manière significative l'équilibre contractuel, entraînant une charge disproportionnée pour l'une des parties.

## Table des figures

<i>Figure 1 - Typologie des acteurs ayant répondu au questionnaire de la CRE en nombre de répondants</i>	18
<i>Figure 2 – Volumes annuels de PPA signés par trimestre (GWh/an), comparativement aux prix de l'électricité (moyenne trimestrielle, €/MWh)</i>	20
<i>Figure 3 - Evolution des volumes de CPPA annoncés en France (source : Capgemini Invent. Mise en forme : CRE)</i>	21
<i>Figure 4 - Répartition des contrats selon les technologies et type d'acheteurs, par nombre de contrats (112 réponses)</i>	22
<i>Figure 5 - Répartition des contrats selon les technologies et types d'acheteurs par productible annuel (GWh) (112 réponses)</i>	22
<i>Figure 6 - Répartition des contrats dont l'acheteur est un consommateur (« corporate PPA ») par typologie d'acteurs - en nombre de contrats</i>	23
<i>Figure 7 - Répartition des contrats dont l'acheteur est un consommateur (« corporate PPA ») par typologie d'acteurs - en énergie (GWh/an)</i>	23
<i>Figure 8 - Volumes de PPA signés, suivant la notation financière de l'acheteur (99 réponses)</i>	25
<i>Figure 9 - Répartition des acheteurs, par consommation annuelle (21 répondants)</i>	26
<i>Figure 10 - Répartition des acheteurs selon le niveau de couverture de leur consommation par des PPA (21 répondants)</i>	26
<i>Figure 11 - Répartition des actifs de production par puissance installée (116 réponses)</i>	27
<i>Figure 12 - Répartition des contrats suivant le nombre d'actifs sur lesquels ils portent – en nombre de contrats (116 réponses)</i>	28
<i>Figure 13 - Répartition des contrats suivant l'énergie produite annuellement et le type d'acheteur (115 réponses)</i>	29
<i>Figure 14 - Part de la dette dans le financement de l'actif (en excluant les projets financés sans dette) (33 réponses)</i>	30
<i>Figure 15 - Répartition des volumes signés par durée du contrat (114 réponses)</i>	31
<i>Figure 16 - répartition des contrats selon les délais entre la signature du contrat et la mise en service du ou des actifs sous-jacents (106 réponses)</i>	32
<i>Figure 17 – Format de livraison des contrats du panel (109 réponses)</i>	35
<i>Figure 18 – Répartition des contrats en fonction de l'évolution de la base de tarification (112 réponses)</i>	37
<i>Figure 19 : Prix indexés des PPA du panel par année de signature, comparés aux prix moyens pondérés par la puissance des installations (PMP) indexés des appels d'offres terrestres par filière (86 réponses)</i>	39
<i>Figure 20 : Répartition des contrats par type de montage contractuel (27 réponses)</i>	43
<i>Figure 21 : Montage contractuel spécifique à l'autoconsommation (PPA sur site)</i>	44
<i>Figure 22 - schéma contractuel sans intégration de l'énergie du PPA dans la fourniture</i>	45
<i>Figure 23 - Schéma contractuel avec PPA hors-site et intégration de la production dans la fourniture après profilage</i>	46
<i>Figure 24 : Montage contractuel de revente des volumes du PPA</i>	47
<i>Figure 25 - Type de pénalité en cas de résiliation précédant la mise en service, par nombre de contrats (96 réponses)</i>	49
<i>Figure 26 - Type de pénalité en cas de résiliation après la mise en service, par nombre de contrats (103 réponses)</i>	49

*Figure 27 - Type de pénalité pour retard dans la mise en service, par nombre de contrats (89 réponses) 51*

*Figure 28 - Répartition du montant des garanties constituées par le producteur (40 réponses) et par l'acheteur (37 réponses) en nombre de contrats 52*

*Tableau 1 - Répartition des actifs selon les outils de financement mis en œuvre (97 répondants) 30*

*Tableau 2 : Incitations en cas de survenance de prix faibles ou négatifs (109 et 110 réponses) 40*

*Tableau 3 : Vente de garanties d'origines et de garanties de capacité dans les contrats (111 et 110 réponses) 41*

*Tableau 4 : Répartition des contrats selon les engagements de disponibilité, de production et de communication 47*