

La conclusion de contrats de vente directe d'énergie renouvelable par les personnes publiques

Le guide



The better the question.
The better the answer.
The better the world works.



Contacts

EY Société d'Avocats

Tour First
1 Place des Saisons
La Défense
92037 Paris

Guillaume Dezobry
Associé
Guillaume.Dezobry@ey-avocats.com

Christophe Nusbaumer
Senior manager
Christophe.Nusbaumer@ey-avocats.com

Sophie Lafarge
Junior
Sophie.Lafarge@fr.ey.com

www.avocats.ey.com

FNCCR

20 bd Latour-Maubourg
75007 Paris

Cécile Fontaine
Cheffe du département
des Affaires publiques et juridiques
c.fontaine@fnccr.asso.fr

www.fnccr.asso.fr

AEC Energie & Climat

18, rue de la Pépinière
75008 Paris

Emmanuel Romieu
Président
e.romieu@aecenergie.fr

Edmond Cousin
Directeur de pôle
e.cousin@aecenergie.fr

www.aecenergie.fr



Édito

Le paysage énergétique français s'est profondément recomposé en quelques années. Volatilité des marchés, crise sanitaire, guerre en Ukraine, tensions sur les prix du gaz et de l'électricité : ces chocs successifs ont mis sous pression les budgets publics et réduit les marges de manœuvre des collectivités. Dans ce contexte exigeant, la transition énergétique n'est plus une ambition lointaine : elle s'affirme comme une nécessité stratégique, portée par des objectifs européens et nationaux de décarbonation, mais aussi par une attente citoyenne forte.

Les contrats d'achat direct d'électricité renouvelable s'inscrivent pleinement dans cette nouvelle donne. Ils ouvrent la voie à une énergie plus locale, plus maîtrisée, plus prévisible. En créant un lien direct entre producteurs et acheteurs publics, ils sécurisent l'investissement, renforcent l'acceptabilité territoriale et permettent aux collectivités de reprendre la main sur leur trajectoire énergétique, tant sur le plan économique qu'environnemental.

La loi APER a marqué une première avancée majeure en reconnaissant explicitement la capacité des acteurs publics à recourir à ces contrats. Mais des zones d'incertitude subsistent encore, freinant le déploiement massif des PPA. C'est précisément pour lever ces obstacles que nous mettons aujourd'hui à disposition un guide et un clausier opérationnel : un outil pédagogique conçu pour accompagner les personnes publiques dans la conclusion de ces contrats et ainsi réduire l'incertitude qui, trop souvent, paralyse les projets.

La dynamique collective qui réunit les différents acteurs (collectivités, producteurs, fournisseurs, agrégateurs et institutionnels) traduit une conviction partagée : les PPA publics ne sont pas qu'une technique contractuelle. Ils sont des instruments de souveraineté énergétique locale, de résilience budgétaire et d'accélération de la transition.

Ensemble, faisons des PPA publics un levier majeur au service des territoires et de leurs projets.



Jean-Luc Dupont
Président de la FNCCR

A stylized handwritten signature in blue ink, consisting of a large 'J' and 'D' followed by a horizontal line.



Préambule

LA CONCLUSION DE CONTRATS DE VENTE DIRECTE D'ÉNERGIE RENOUELABLE PAR LES PERSONNES PUBLIQUES

Depuis la loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (loi APER), plusieurs possibilités sont explicitement reconnues aux personnes publiques souhaitant s'intégrer dans une démarche de décarbonation et consommer de l'électricité renouvelable.

Antérieurement à ce texte, il était possible pour les personnes publiques de conclure un marché de fourniture en électricité « verte », permettant un approvisionnement en électricité certifiée renouvelable grâce à la délivrance, par le fournisseur d'électricité, de garanties d'origine.

Le cadre juridique restait néanmoins silencieux sur leur possibilité de participer au développement de projets de production d'électricité renouvelable en vue de la consommation issue de l'actif de production.

Il avait été depuis longtemps reconnu leur faculté d'aménager et d'exploiter mais aussi de faire exploiter des installations de production d'énergie renouvelable sur leur territoire¹.

Cette faculté subsiste et peut d'ailleurs être réalisée par le biais de la participation par les collectivités territoriales aux communautés d'énergies renouvelables² et aux communautés énergétiques citoyennes³ : elles permettent la mutualisation des investissements réalisés dans les installations de production d'énergies renouvelables.

La loi APER a introduit la possibilité pour les personnes publiques d'envisager une diversité de modalités d'approvisionnement en électricité renouvelable, notamment par la création de l'article L. 331-5 du code de l'énergie. Ces différentes possibilités ne peuvent d'ailleurs être mises en œuvre que pour l'approvisionnement en énergie issue de sources renouvelables.

Désormais, une personne publique peut participer à une opération d'autoconsommation, qu'elle soit individuelle ou collective.

L'opération d'autoconsommation individuelle est le fait pour la personne publique, en tant qu'autoproduiteur, de consommer tout ou partie des volumes d'électricité produits par l'installation sur son site de consommation⁴. L'opération

1. Article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, s'agissant des départements, régions, établissements publics de coopération intercommunale et syndicats mixtes ; Article L. 2224-32 du code général des collectivités territoriales, s'agissant des communes et des établissements publics de coopération

2. Article L. 291-1 et suivants du code de l'énergie

3. Article L. 292-1 et suivants du code de l'énergie

4. Article L. 315-1 du code de l'énergie



de coopération intercommunal (EPCI) peuvent solliciter une dérogation à ces critères, sous réserve du respect des critères cumulatifs⁸ avec un plafond de puissance fixé à 10 mégawatts et un critère de proximité géographique fixé à l'échelle du ressort de l'EPCI participant.

Enfin, la loi APER introduit également la notion de « contrat de vente directe d'électricité » en droit français.

Ce contrat est défini par le décret d'application⁹ comme « *tout contrat ayant pour objet la vente d'électricité, d'un producteur raccordé au réseau métropolitain continental à un consommateur final à des fins de consommation finale ou à un gestionnaire de réseaux pour ses pertes, sans cession ultérieure* »¹⁰.

L'introduction d'un cadre juridique applicable au contrat de vente directe d'électricité s'est également accompagnée d'une reconnaissance explicite de la faculté pour les personnes publiques de conclure ce type de contrats pour répondre à leurs besoins en électricité produite à partir de sources renouvelables¹¹.

Le présent guide poursuit un double objectif.

Tout d'abord, celui d'informer et de sécuriser la décision des personnes publiques. Pour ce faire, le guide présente les principes, enjeux et contraintes juridiques des contrats de vente directe d'électricité afin d'aider les acheteurs publics à comprendre les spécificités de ces contrats : cadre juridique, articulation avec la commande publique, risques économiques et opérationnels. Il vise ainsi à donner une vision stratégique et juridique claire, pour permettre aux personnes publiques de décider en connaissance de cause et d'anticiper les difficultés.

Ensuite, celui de fournir un outil pratique de contractualisation. Le clausier constitue une boîte à outils opérationnelle, proposant des clauses types adaptées aux contrats de vente directe d'électricité conclus par des personnes publiques. Sa vocation : sécuriser la rédaction des contrats, en intégrant les exigences légales et les bonnes pratiques.

d'autoconsommation individuelle est mise en œuvre par la conclusion d'un contrat avec un tiers, afin de lui confier les missions liées à l'installation, à la gestion, à l'entretien et à la maintenance de l'installation de production.

L'autoconsommation collective consiste en la mise en place d'une opération permettant l'approvisionnement en électricité d'un ou plusieurs consommateurs finals par un ou plusieurs producteurs⁵.

Les participants à l'opération sont réunis au sein d'une même personne morale et ont leurs points de soutirage et d'injection situés dans le même bâtiment ou, à défaut, respectent la condition de puissance maximale cumulée des installations de production⁶ et de proximité géographique⁷ applicables aux opérations dites étendues.

Les opérations pour lesquelles l'ensemble des participants sont des organismes publics ou privés exerçant une mission de service public ou des sociétés d'économies mixtes locales et intégrant au moins une commune ou un établissement public

5. Article L. 315-2 du code de l'énergie

6. Conformément à l'article 1^{er} de l'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue, la puissance cumulée des installations de production doit être inférieure à 5 mégawatts sur le territoire métropolitain continental et 0,5 mégawatt dans les zones non interconnectées.

7. Conformément à l'article 1^{er} de l'arrêté précité, la distance maximale entre les sites participant à l'opération d'autoconsommation collective étendue est de deux kilomètres.

8. Les critères énoncés à l'article 1 bis de l'arrêté précité.


9. 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

10. Article R. 333-1 du code de l'énergie

11. Article L. 331-5 du code de l'énergie

Résumé exécutif

LA CONCLUSION DE CONTRATS
DE VENTE DIRECTE D'ÉNERGIE
RENOUVELABLE PAR LES
PERSONNES PUBLIQUES

A row of wind turbines in a field at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and blue, and the ground is dark and textured. The turbines are white and stand in a line, receding into the distance.

La loi n°2023-175 du 10 mars 2023 (loi APER) a introduit la possibilité pour les personnes publiques de conclure des contrats de vente directe d'électricité renouvelable en droit français. Cette évolution vise à favoriser la décarbonation et à sécuriser l'approvisionnement en énergie verte des collectivités et établissements publics.

Le contrat de vente directe d'électricité est défini comme tout contrat ayant pour objet la vente d'électricité – d'un producteur raccordé au réseau métropolitain continental à un consommateur final – sans cession ultérieure. Cette définition exclut les PPA financiers (contrats pour différence), non accessibles aux personnes publiques. Il cible donc les PPA physiques, qu'ils soient « *greenfield* » (nouvelle installation) ou « *brownfield* » (installation existante), *on-site* ou *offsite*, et conclus directement entre un producteur et un consommateur final (*corporate PPA*).

Les intérêts et motivations de l'acheteur public pour conclure un contrat de vente directe d'électricité sont de plusieurs ordres. Tout d'abord, le PPA permet en principe une sécurisation du prix : il fixe un prix d'achat sur le long terme. Il limite ainsi l'exposition à la volatilité des marchés de gros, avec un objectif de bonne gestion des deniers publics. Toutefois, cette stabilité doit être analysée au regard du profil de consommation et de production, car la fourniture complémentaire reste exposée au marché spot dans l'hypothèse où la production issue de l'installation n'est pas conforme à celle qui était attendue. Le PPA favorise par ailleurs le développement de nouvelles capacités de production, notamment via les contrats *greenfield*, et s'inscrit dans une démarche de décarbonation. Enfin, les personnes publiques peuvent privilégier des modèles de consommation locale, renforçant l'acceptabilité des projets et la valeur locale créée.

Toutefois, dans le cadre de la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité, il existe un certain nombre de difficultés et de points de vigilance spécifiques aux personnes publiques.

Tout d'abord, la conclusion d'un PPA par une personne publique implique le respect du droit de la commande publique, tant

pour le contrat de vente directe que pour le contrat d'agrégation (gestion des écarts entre production et consommation). Si la personne publique peut circonscrire son marché à la vente directe d'électricité renouvelable, sans mise en concurrence avec d'autres modes d'approvisionnement, la neutralité technologique sur le type de source renouvelable n'est pas totalement clarifiée, ce qui peut complexifier la rédaction des spécifications techniques. En outre, se pose la question de la nécessité d'allotir les prestations de fourniture, d'une part, et d'agrégation, d'autre part.

Ensuite, l'acheteur public fait face à certaines contraintes réglementaires propres aux personnes publiques. La plus structurante résulte de la définition réglementaire du contrat de vente directe qui interdit, en principe, toute cession ultérieure de l'électricité. En l'absence de clarification sur cette définition, celle-ci semble limiter la possibilité pour la personne publique de valoriser les excédents de production et, en tout état de cause, de recourir aux montages contractuels les plus courants sur le marché privé.

En tout état de cause, dans le cadre de la contractualisation de PPA, l'acheteur public doit veiller à trouver un juste partage des risques avec les producteurs. Pour ce faire, la pertinence d'opter pour des modèles contractuels alternatifs dans lesquels l'acheteur ne s'engage pas à acheter toute la production doit être analysée. Si la contractualisation d'un PPA *baseloadé* ne semble pas possible pour les acheteurs publics au regard de la définition légale du contrat de vente directe d'électricité, le recours au PPA *pay-as-nominated* (pour lequel l'acheteur s'engage à acquérir tout ou une partie seulement de la production prévisionnelle) est envisageable à droit constant. Il est par ailleurs recommandé de prévoir des mécanismes contractuels permettant à l'acheteur de bénéficier des phénomènes de prix négatif en cas de production de l'actif pendant les heures à prix négatifs. Enfin, le recours à un achat groupé, possible pour les personnes publiques, peut constituer une réponse adaptée au déséquilibre du partage des risques en cas de conclusion d'un PPA « *pay-as-produced* ».

Sommaire

LA CONCLUSION DE CONTRATS DE VENTE DIRECTE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE PAR LES PERSONNES PUBLIQUES

Édito 3

Préambule 4

Résumé exécutif 6

Introduction 10

L'hétérogénéité de la notion de Power Purchase Agreement

1. Les PPA physiques et les PPA financiers
2. Les autres distinctions

1 12

Les motivations de la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité

1. Les motivations de l'acheteur
2. Les motivations du producteur

2 16

L'économie générale d'un contrat de vente directe d'électricité

1. Les parties au contrat : le producteur et le consommateur
2. L'objet du contrat : l'achat d'électricité produite à partir de sources renouvelables
3. Le prix du contrat : un prix fixe d'achat de l'électricité sur la durée du contrat
4. La durée du contrat : déterminée par l'amortissement des installations

3 22

L'intégration des volumes produits par l'actif de production dans l'approvisionnement du consommateur

1. L'agrégation dans un contrat de vente directe
2. Les options possibles de paiement des volumes produits par l'actif de production

4

32

Les modalités de conclusion du contrat de vente directe d'électricité

1. La conclusion d'un contrat de contrat de vente directe d'électricité
2. L'application des règles de la commande publique au contrat d'agrégation

5

38

Les évolutions probables des contrats de vente directe d'électricité

1. Les freins à la conclusion des contrats de vente directe d'électricité
2. Les leviers permettant de faciliter le développement des PPA

6

44

Clausier d'un cahier des clauses administratives particulières (CCAP) d'un marché public de fournitures ayant pour objet un PPA « pay-as-produced »



Introduction

L'hétérogénéité de la notion de Power Purchase Agreement

La notion de contrat de vente directe à long terme d'électricité constitue la traduction juridique en droit français des Power Purchase Agreement (**PPA**).

Afin de définir le contrat étudié au sein du présent guide, il convient de revenir sur la diversité des types de contrats que recouvre la notion de PPA.

La distinction principale à analyser concerne la nature du contrat, et permet de distinguer les PPA physiques des PPA financiers **(1)**.

Au sein des PPA physiques, plusieurs distinctions doivent être envisagées **(2)**, en fonction du degré d'additionnalité du projet, du lieu d'implantation de l'actif de production ainsi que des caractéristiques de l'acheteur de l'électricité.

1. Les PPA physiques et les PPA financiers

Les PPA physiques sont des contrats conclus entre un producteur et un consommateur ayant pour objet l'achat d'électricité. Ce contrat prévoit le transfert de propriété de volumes d'électricité du producteur vers le consommateur, selon un prix fixe et pour une durée s'étendant du moyen au long terme, déterminés par les caractéristiques de l'actif de production.

Les PPA financiers (ou virtuels) constituent des instruments financiers¹² construits comme un contrat pour différence (contract for difference).

Il s'agit d'un produit financier qui repose sur la vente d'un actif sous-jacent, plus précisément de l'électricité, qui n'a pas vocation à être transmis à l'acheteur. La rémunération de l'acheteur dépend

du prix de vente de l'actif sur le marché à un prix de référence. Plus précisément, celle-ci est fondée sur la différence entre le prix contractuellement fixé, appelé prix cible, et le prix de vente de l'électricité sur les marchés (prix de référence).

Les PPA financiers se distinguent des PPA physiques par l'absence de cession d'électricité. En d'autres termes, dans un PPA financier, le producteur ne transfère pas la propriété de l'électron au consommateur dans la mesure où l'électricité produite a vocation à être vendue sur le marché.

Les flux financiers se présentent alors de la manière suivante :

- si le prix de référence est inférieur au prix cible, le consommateur paye la différence au producteur ;
- si le prix de référence est supérieur au prix cible, c'est le producteur qui paye la différence au consommateur.

Ces contrats ne font pas partie de la définition juridique de « contrats de vente directe d'énergie » au sens de l'article L. 333-1 du code de l'énergie, dans la mesure où ils n'ont pas pour objet de se déboucher par une livraison physique de l'électricité.

En visant expressément la vente de l'électricité et en faisant le lien avec les besoins en consommation finale du consommateur, le texte français vise clairement les PPA physiques et ne traite pas des PPA financiers.

En tout état de cause, en l'état actuel du cadre juridique, les collectivités territoriales ne semblent pas pouvoir conclure de PPA financiers, ces contrats ne respectant pas les caractéristiques des contrats financiers que les collectivités territoriales ont la possibilité de conclure.

12. Au sens de l'annexe I, section C de la directive 2014/65/UE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE et la directive 2011/61/UE

En effet, la loi fixe les conditions dans lesquelles les collectivités territoriales peuvent conclure des contrats financiers.

A titre d'illustration, les articles L. 1611-3-1 et R. 1611-34 du code général des collectivités territoriales permettent aux collectivités territoriales et à leurs groupements de conclure des contrats financiers à la condition qu'ils soient adossés à des emprunts.

Dès lors, il est possible de s'interroger sur les conditions dans lesquelles les personnes publiques pourraient conclure des PPA financiers, en prenant en compte les restrictions applicables aux collectivités territoriales.

2. Les autres distinctions

Le degré d'additionnalité du projet : contrats greenfield et brownfield

Les **contrats greenfield** ont vocation à accompagner la création d'une nouvelle installation de production tandis que les **contrats brownfield** ont pour objet la vente de l'électricité produite par une installation de production déjà existante.

Le lieu d'implantation de l'actif de production : contrats on-site et off-site

La vocation des **contrats on-site** : encadrer la vente d'énergie produite par un actif situé sur le site de consommation.

Les **contrats off-site** organisent la vente d'énergie produite par un actif de production n'étant pas situé sur le site de consommation.

Dans les deux cas de figure, l'actif de production est raccordé au réseau public de distribution et l'énergie injectée sur le réseau est acheminée vers le site du consommateur.

Les caractéristiques de l'acheteur de l'électricité : corporate et utility PPA

Les PPA sont conclus par un producteur d'électricité. Néanmoins, différents types de cocontractants peuvent être envisagés.

Les **utility PPA** sont des contrats conclus par un producteur avec un fournisseur d'électricité. Les volumes d'électricité achetés sont revendus par le fournisseur d'électricité sur le marché ou à des consommateurs finals.

Les contrats de vente directe d'énergie renouvelable font quant à eux référence aux **corporate PPA**, conclus entre un producteur et un consommateur final de l'énergie produite.

Les développements qui suivent visent à éclairer les choix des collectivités qui voudraient engager une démarche visant à conclure un contrat de vente directe d'électricité qui présente les caractéristiques suivantes :

- un PPA physique dans la mesure où le cadre juridique ne vise que l'hypothèse où une livraison physique d'électricité est prévue par le contrat ;
- un contrat brownfield ou greenfield¹³ ;
- un contrat on-site ou off-site ;
- un corporate PPA dans la mesure où il serait conclu par un consommateur avec un producteur d'électricité.

Pour ce faire, il convient de présenter :

- au préalable, les motivations respectives de l'acheteur et du producteur à la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité (**Partie 1**) ;
- les caractéristiques clefs d'un contrat de vente directe d'électricité (**Partie 2**) ;
- les différentes modalités permettant d'intégrer les volumes produits par l'actif de production au sein de l'approvisionnement du consommateur (**Partie 3**) ;
- les enjeux à prendre en compte par la personne publique pour la conclusion du contrat de vente directe d'électricité au regard du droit de la commande publique (**Partie 4**) ;
- dans une logique prospective, les évolutions possibles des contrats de vente directe d'électricité (**Partie 5**).

13. Si la conclusion de contrats *brownfield* était possible antérieurement à la loi APER, cette dernière a eu pour effet de permettre aux personnes publiques d'envisager la conclusion de contrats *greenfield*.

1

Les motivations de la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité

Les objectifs recherchés par la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité doivent être distingués entre ceux :

- de l'acheteur des volumes d'électricité (1.1.), liés notamment à la sécurisation d'un prix d'approvisionnement en électricité, au soutien au développement des énergies renouvelables ainsi qu'aux engagements en matière de décarbonation ;
- du producteur des volumes d'électricité (1.2.), souhaitant sécuriser financièrement son projet et obtenir un prix de vente de l'électricité à un prix engageant en l'absence de dispositif de soutien ou supérieur à celui issu des dispositifs de soutien.

1.1. Les motivations de l'acheteur

1.1.1. La sécurisation d'un prix d'approvisionnement en électricité

La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité permet de sécuriser, sur le long terme, un prix d'achat de l'électricité, ce qui répond à deux problématiques résultant de l'organisation actuelle des marchés de gros de l'électricité.

En premier lieu, les contrats de vente directe d'électricité permettent aux consommateurs de se couvrir face à la volatilité des prix sur les marchés de l'électricité pour une partie de leurs besoins.

La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité permet en effet, si les conditions sont réunies, de limiter l'exposition des consommateurs aux marchés de l'énergie et de bénéficier d'une meilleure visibilité financière sur le long terme. Cette stabilité est cependant à analyser en détail, en particulier au regard du profil de production et des profils de consommation de l'acheteur. En effet, la fourniture du complément reste, elle, exposée aux fluctuations du marché, avec des effets économiques négatifs si la consommation résiduelle est exposée à des prix horaires de l'énergie plus élevés. Les coûts d'agrégation et d'intégration du profil de production dans l'approvisionnement du fournisseur peuvent conduire à des prix significativement plus élevés et à une exposition résiduelle au marché spot horaire. Ces éléments clés sont à prendre en compte pour s'assurer de l'intérêt d'un contrat d'achat direct.

Les contrats de vente directe constituent d'ailleurs une partie de la réponse à la crise des prix qu'ont

traversée les marchés de l'électricité et du gaz, durant la période 2021-2023. Les causes en sont connues et sont liées, principalement, à la dépendance de l'Europe aux énergies fossiles. La forte augmentation des prix du gaz – qui s'explique d'abord par la reprise économique post-Covid-19 puis par la guerre en Ukraine – a entraîné dans son sillage celle des prix de l'électricité.

Les fortes augmentations sur les marchés de gros ont été répercutées, en partie, sur les factures d'énergie payées par les consommateurs finals, qu'ils soient professionnels ou particuliers, affectant le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

Ces hausses de prix – observées sur l'ensemble des marchés européens – ont touché le marché français alors même que le mix électrique y est décarboné à près de 90 %. Les prix payés par les consommateurs ne reflétant plus la compétitivité du mix de production, les autorités françaises ont alerté la Commission européenne sur la nécessité de réformer le fonctionnement du marché de gros.

Dans le cadre de cette réforme, les contrats de vente directe sont identifiés comme un moyen de protéger les consommateurs face aux éventuels dysfonctionnements ou limites des marchés de gros de l'électricité : **« Dans ce cadre, les États membres devraient s'efforcer de créer des conditions de marché propices à des instruments à long terme fondés sur le marché, tels que les AAE (accords d'achat d'électricité). Les AAE sont des accords d'achat bilatéraux entre producteurs et acheteurs d'électricité qui sont conclus sur une base volontaire et sont fondés sur les conditions de prix du marché sans intervention réglementaire dans la fixation des prix. Les AAE assurent la stabilité des prix à long terme pour le client et offrent la sécurité nécessaire pour que le producteur prenne la décision d'investir. »**¹⁴

En second lieu, les contrats de vente directe d'électricité permettent de pallier l'absence d'offre de fourniture sur des durées supérieures à cinq ans en raison de la liquidité insuffisante des marchés de gros sur ces horizons de temps.

Le manque de liquidité sur les marchés de gros limite la possibilité pour les consommateurs de bénéficier d'un contrat long terme avec un fournisseur d'électricité.

De plus, la démarche d'une personne publique cherchant à sécuriser un prix fixe sur une longue durée entre en cohérence avec l'objectif d'une bonne gestion des deniers publics, bien que cela n'implique pas, de facto, un prix d'approvisionnement en électricité inférieur aux prix constatés sur les marchés dans la mesure où des variations des prix du marché (y compris à la baisse) ne peuvent pas être exclues.

1.1.2. Le soutien au développement des énergies renouvelables

La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité permet à la personne publique de s'inscrire dans une démarche de soutien au développement de la production d'énergies renouvelables.

Ces contrats participent à la décarbonation du mix énergétique en favorisant le développement des moyens de production d'énergie renouvelable – et donc décarbonés – en vue d'une consommation d'une électricité issue de sources renouvelables pouvant éventuellement être produite localement.

En assurant une rémunération stable au producteur sur une durée cohérente avec celle de l'amortissement des installations, les contrats de vente directe favorisent également le déploiement de nouvelles capacités de production, notamment en l'absence de dispositif de soutien disponible pour le producteur (voir 1.2.2). Cela a pour effet de favoriser l'additionnalité, c'est-à-dire de soutenir l'installation de nouveaux moyens de production d'énergies renouvelables, en dehors des dispositifs de soutien.

Les contrats greenfield s'inscrivent particulièrement dans une démarche d'additionnalité dans la mesure où ils permettent la création de nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables.

S'agissant des contrats brownfield, ceux-ci vont permettre de valoriser des actifs existants, généralement en sortie de dispositifs de soutien. Ces contrats peuvent notamment permettre des opérations de re-powering (pour l'éolien notamment) ou des investissements de remise à niveau de certaines installations (hydrauliques par exemple).

14. Règlement du Parlement européen et du Conseil du 7 mai 2024 modifiant les règlements 2019/942 et 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (réforme du market design)

1.1.3. La mise en œuvre de circuits courts

Les acteurs publics peuvent souhaiter initier des modèles de consommation en circuit court en favorisant le rapprochement entre consommateurs (publics, particuliers ou privés) et producteurs locaux. Au-delà des enjeux d'acceptabilité, cette volonté est assez fréquemment exprimée afin de conserver une valeur locale des projets de production.

En pratique, le principal intérêt d'une telle démarche est de permettre une adaptation des modes de consommation aux productions réelles de l'installation. Cette meilleure adéquation entre offre et demande, activée par la mise en œuvre de ce circuit court, est en soi porteuse d'optimisation économique pour les consommateurs (sous réserve d'une bonne retranscription dans les contrats de fourniture du complément).

1.2. Les motivations du producteur

1.2.1. La sécurisation financière du projet

La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité permet au producteur de s'assurer d'une rémunération stable sur le long terme.

De plus, lorsqu'un contrat de vente directe est signé par une personne publique, le producteur limite le risque lié à la défaillance du consommateur¹⁵. Le risque lié à la contrepartie constitue un véritable frein au développement des PPA. Un fonds de garantie « Garantie Electricité Renouvelable » a d'ailleurs été mis en place par Bpifrance afin de répondre à cette problématique. Celui-ci permet aux producteurs de bénéficier d'une garantie en cas de conclusion d'un corporate PPA avec des industriels de certains secteurs économiques identifiés.

Le niveau du prix de vente et la qualité de signature de la contrepartie seront des conditions essentielles à la sécurisation du projet et à sa bancabilité, notamment pour les projets greenfield.

15. Le contrat administratif pouvant cependant présenter un risque de résiliation unilatérale pour motif d'intérêt général. Ce sujet particulier peut être couvert par des conditions d'indemnisation adaptées au cas d'espèce et garantissant la bancabilité.

1.2. 2. Alternative aux dispositifs de soutien

Les contrats de vente directe d'électricité constituent alors une source de financement de l'installation, à l'instar des dispositifs de soutien tels qu'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération.

Ces dispositifs de soutien public permettent aux producteurs de bénéficier d'un contrat avec un acheteur obligé (EDF et les entreprises locales de distribution, ou des organismes agréés le cas échéant), par guichet ouvert ou à la suite de la participation aux appels d'offres de la Commission de la régulation de l'énergie pour l'achat des volumes d'électricité renouvelable¹⁶.

Pour les projets greenfield, la signature d'un contrat de vente directe d'électricité peut être cumulée avec le bénéfice d'un dispositif de soutien, permettant au producteur de renforcer la bancabilité de son projet. En effet, il est possible pour le producteur de cumuler la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité avec la participation aux appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie pour les volumes restants.

Pour les projets brownfield, la signature d'un contrat de vente directe d'électricité permettra de valoriser un actif de production qui ne bénéficie plus d'un dispositif de soutien dans la mesure où les contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération ont une durée réglementaire limitée et qu'un actif de production ne peut bénéficier qu'une seule fois du dispositif.

La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité peut représenter une opportunité pour le producteur de bénéficier :

- soit d'un prix de vente supérieur à celui offert par les dispositifs de soutien public ;
- soit d'un prix de vente sécurisé en l'absence de soutien public disponible, notamment pour des limites liées aux appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») (contrainte temporelle, volumes maximaux atteints...) ;
- soit, dans des cas plus rares, de formes de prix plus adaptées aux enjeux économiques et financiers du projet (indexation notamment).

16. Articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie

A cet égard, le rapport¹⁷ de la Commission de régulation de l'énergie indique que les installations ayant conclu un contrat de vente directe durant la crise sur les marchés de gros ont pu obtenir un prix environ 30 % plus élevé que celui proposé par les dispositifs de soutien.

1.2. 3. Favoriser les circuits courts pour l'acceptabilité

La proximité géographique entre les consommateurs et le producteur est clairement un atout de nature à renforcer l'acceptabilité sociale de certains projets.

En l'absence de solutions d'autoconsommation (individuelle ou collective), la mise en place d'un contrat d'achat direct peut être une solution pour sécuriser le projet.

17. Rapport n°2025-02, 27 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



2

L'économie générale d'un contrat de vente directe d'électricité

Le contrat de vente directe d'électricité prévoit une relation contractuelle entre un producteur d'électricité et un consommateur (2.1.), ayant pour objet l'achat d'électricité renouvelable (2.2.) à un prix fixe (2.3.) pendant une durée qui peut être liée à l'amortissement de l'installation de production (2.4.).

2.1. Les parties au contrat : le producteur et le consommateur

Le contrat a vocation à prévoir un lien contractuel direct entre :

- le producteur ;
- et le consommateur.

Depuis l'ouverture du secteur de l'énergie à la concurrence, les contrats d'achat/vente

d'électricité se répartissent entre les deux catégories suivantes :

- ceux qui appartiennent au marché de gros ;
- ceux qui appartiennent au marché de détail.

Dans un contrat de vente directe d'électricité, un lien contractuel direct entre le producteur et le consommateur est créé.

Ainsi, ce contrat ne se rattache à aucune des catégories préexistantes dans la mesure où :

- il est conclu avec un consommateur, ce qui l'exclut de la catégorie des contrats appartenant aux marchés de gros ;
- il est conclu par un producteur, ce qui l'exclut de la catégorie des contrats appartenant au marché de détail.



Focus sur l'autorisation administrative du producteur (article L. 333-1 du code de l'énergie)

La loi APER impose aux producteurs souhaitant conclure un contrat de vente directe d'électricité d'être titulaire de l'autorisation administrative pour exercer l'activité d'achat pour revente d'électricité¹⁸, initialement applicable aux seuls fournisseurs d'électricité.

Dans le cadre de la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité, cette obligation implique plusieurs conséquences.

1. Sur la procédure administrative à réaliser par le producteur

L'obtention de l'autorisation nécessite d'adresser une demande à l'autorité administrative, en charge de vérifier la capacité technique, économique et financière du pétitionnaire. Ces conditions sont appréciées à la lumière du dossier de demande contenant les pièces limitativement énumérées à l'article R. 333-1 du code de l'énergie.

Les informations à fournir par le producteur, prévues au sein du cadre réglementaire, ont été récemment modifiées, afin que celles-ci ne visent plus uniquement les demandes des fournisseurs d'électricité¹⁹. Ces adaptations constituent, en partie, une reprise des éléments développés par le ministère de la Transition écologique au sein d'une note²⁰ qui portait le même objectif, lorsque le cadre réglementaire n'avait pas encore été modifié.

Pour ne citer que certaines de ces modifications, « *le plan prévisionnel détaillé d'approvisionnement en électricité* » se trouve remplacé pour les producteurs par « *les prévisions détaillées de production d'électricité* ». Le décret rend également facultatif l'indication des « *achats correspondant* » pour assurer les besoins en électricité.

Le décret insère également des éléments devant être fournis par les seuls producteurs souhaitant conclure des contrats de vente directe comme les caractéristiques techniques ainsi que les clauses d'engagement de disponibilité et de production de ou des installations de production faisant l'objet du contrat de vente directe.

L'autorisation délivrée aux producteurs pourra encadrer les volumes que le pétitionnaire peut approvisionner, conformément à la modification apportée à l'article R. 333-2 du code de l'énergie. Dans ce cas de figure, le producteur souhaitant fournir des volumes supérieurs à ceux prévus par l'autorisation est tenu d'adresser une nouvelle demande, afin de démontrer qu'il dispose de la capacité technique et économique de fournir ces volumes additionnels.

2. Sur la prise en charge par le producteur des obligations supportées en lien avec l'autorisation administrative d'achat pour revente

Les fournisseurs d'électricité titulaires de l'autorisation administrative d'achat pour revente d'électricité sont notamment soumis à des obligations au titre du mécanisme de capacité, des certificats d'économies d'énergie ou encore du droit de la consommation. Les fournisseurs sont également responsables de collecter l'accise applicable aux volumes consommés.

En l'absence de dispositions contraires, ces obligations ont vocation à s'appliquer indistinctement aux fournisseurs et aux producteurs souhaitant conclure un contrat de vente directe d'électricité.

Toutefois, les dispositions législatives et réglementaires relatives au contrat de vente d'électricité sont silencieuses sur cette adaptation des obligations supportées par les producteurs souhaitant conclure un contrat de vente directe d'électricité. A titre d'exemple, le corpus législatif et réglementaire applicable au mécanisme de capacité, aux certificats d'économies d'énergie et à l'accise n'a pas été adapté, de sorte que la façon dont ces obligations doivent être appliquées dans le cadre d'un contrat de vente directe reste flou.

3. Sur la possibilité de déléguer cette mission à un tiers titulaire de l'obligation

Afin de ne pas entraver le développement de ces contrats de vente directe, le texte législatif²¹ prévoit que l'autorisation administrative ainsi que le respect des obligations afférentes peuvent être délégués à un tiers.

Dans ce cas de figure, le producteur bénéficiaire d'une délégation se trouve dispensé d'adresser une demande d'autorisation au ministre chargé de l'énergie. Toutefois, celui-ci se trouve tenu d'informer le ministre au moins un mois avant la prise d'effet de la délégation²².

Prenant en compte la durée parfois longue des contrats de vente directe d'électricité, le cadre réglementaire précise que la délégation peut être renouvelée périodiquement et confiée à des tiers successifs²³.

Ainsi, l'obligation pour le producteur d'être titulaire de l'autorisation d'exercer l'activité de fourniture d'électricité implique la nécessaire intégration d'un titulaire de l'autorisation administrative dans le montage d'un contrat de vente directe, dans l'hypothèse où le producteur ne possède pas l'autorisation administrative.

18. L'article L. 333-1 du code de l'énergie dispose désormais que « *I. - Doivent être titulaires d'une autorisation délivrée par l'autorité administrative : [...] 2° A partir du 1er juillet 2023, les producteurs d'électricité concluant un contrat de vente directe d'électricité à des consommateurs finals ou à des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.* ».

19. 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

20. Notice sur le contenu du dossier autorisation producteurs PPA.pdf (ecologie.gouv.fr)

21. Article L. 333-1 du code de l'énergie

22. Article R. 333-1 du code de l'énergie

23. Article R. 333-1 du code de l'énergie

2.2. L'objet du contrat : l'achat d'électricité produite à partir de sources renouvelables

Le contrat de vente directe a pour objet l'achat d'électricité.

Le cadre juridique applicable n'encadre pas le type de technologie de production de l'électricité. La faculté de conclure ce type de contrat répond alors à une neutralité technologique.

Néanmoins, la possibilité pour les acheteurs publics de conclure des contrats de vente directe se trouve limitée à **l'électricité produite à partir de sources renouvelables**²⁴ (ainsi que, s'agissant de la déclinaison de ces contrats pour le gaz, au gaz renouvelable et du gaz bas-carbone²⁵).

L'électricité renouvelable constitue celle produite à partir de sources non fossiles renouvelables définies à l'article L. 211-2 du code de l'énergie comme : « *l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, l'énergie géothermique, l'énergie ambiante, l'énergie marémotrice, l'énergie houlomotrice ou osmotique et les autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, les gaz de décharge, les gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz* ».

Cette définition implique que l'énergie pourra être produite à partir d'installations de diverses technologies.

La définition législative de l'énergie issue de sources renouvelables conduit à formuler deux observations.

En premier lieu, cette définition amène à s'interroger sur la possibilité de conclure des contrats de vente directe pour la production d'électricité issue d'unités de valorisation énergétique des déchets.

En second lieu, cette définition limite la possibilité, pour les personnes publiques, d'envisager la conclusion de contrats de vente directe d'électricité produite par le nucléaire. Cette exclusion peut sembler entrer en contradiction avec le développement, par EDF, de contrats de

vente à long terme de la production issue du parc nucléaire historique français, dans le contexte d'une incitation européenne au développement des contrats long terme de vente d'électricité. Ces contrats, dits contrats d'allocation de production nucléaire (**CAPN**), sont proposés depuis 2023 aux industriels et ont vocation à être déployés par le biais d'un mécanisme d'enchères à l'échelle européenne.

Le transfert de propriété de l'électricité renouvelable, du producteur vers le consommateur, est réalisé au point d'injection, c'est-à-dire au point où l'installation de production est raccordée au réseau.

Sur le marché français des PPA²⁶, le transfert de propriété de l'électricité est quasi-exclusivement réalisé selon le **modèle pay-as-produced**. Ce modèle implique que le consommateur s'engage à acheter toute la production électrique qui sera injectée dans le réseau par le producteur pendant la durée du contrat et cela indépendamment de la consommation des sites du consommateur.

Le modèle pay-as-produced emporte des risques significatifs pour le consommateur de deux natures, qui peuvent se produire lorsque la production issue de l'actif de production ne correspond pas aux besoins en électricité du consommateur.

Lorsque la production est inférieure aux besoins en électricité du consommateur, le modèle pay-as-produced implique un risque d'exposition résiduelle du consommateur à la volatilité des marchés de gros.

Dans l'hypothèse où l'actif ne produit pas les volumes d'électricité attendus, le fournisseur du site devra acheter des volumes complémentaires sur les marchés de court terme, à un prix potentiellement supérieur à celui prévu dans le cadre du contrat de vente directe d'électricité.

A l'inverse, lorsque la production excède les besoins du consommateur, ce dernier peut être amené à revendre une partie de l'électricité acquise dans le cadre du contrat de vente directe

24. Article L. 331-5 du code de l'énergie

25. Article L. 441-6 du code de l'énergie

26. Rapport n°2025-02, 27 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



d'électricité sur les marchés, à un prix qui peut être inférieur à celui prévu dans le cadre du contrat.

En effet, en s'engageant à acheter l'intégralité de la production de l'actif, indépendamment de ses propres besoins en électricité, le consommateur peut être contraint d'acheter au producteur des volumes d'électricité excédant sa consommation.

Focus sur les autres modalités d'achat de l'énergie produite par l'actif de production :

Pay as nominated et baseload PPA

Bien que la livraison de l'électricité soit généralement réalisée selon le modèle du pay-as-produced, d'autres schémas de livraison restent possibles. Ces modèles impliquent des partages de risque différents entre les parties au contrat.

- **Le modèle des baseload PPA** repose sur l'achat d'un profil normatif, c'est-à-dire sur un engagement de l'acheteur à acquérir une quantité d'énergie correspondant à un profil de production standardisé. Les profils normatifs sont déterminés selon les modalités convenues entre les parties, par exemple sur une base annuelle ou mensuelle. Si la production réelle diffère de ce profil de référence, le producteur doit ajuster cette différence en achetant ou en vendant l'énergie manquante ou excédentaire sur les marchés de gros.
- **Le modèle pay-as-nominated** repose sur l'achat par le consommateur d'une production prévisionnelle de l'actif de production. Dans ce cadre, le producteur transmet des prévisions sur le volume de production réalisé par l'actif de production, généralement transmis la veille (prévision J-1). L'acheteur s'engage à acquérir tout ou une partie seulement de la production prévisionnelle. En cas de décalage entre cette estimation et la production réelle, il revient au producteur de compenser les écarts, positifs ou négatifs. Ainsi, le risque est porté par le producteur qui supporte les écarts résiduels entre la production réalisée et la prévision.

2.3. Le prix du contrat : un prix fixe d'achat de l'électricité sur la durée du contrat

Un des principaux intérêts du contrat de vente directe d'électricité réside dans le prix de l'électricité, qui est fixe sur une longue période.

Le prix est, généralement, exprimé de manière unitaire, en euros par mégawattheure (MWh), couvrant la vente de l'électricité, des garanties d'origine et des garanties de capacité.

Sa détermination dépend des caractéristiques du projet, notamment de la durée du contrat, ainsi que des propriétés de l'installation, telles que la technologie utilisée, la capacité de production et le caractère greenfield ou brownfield du projet.

Le prix effectivement payé par le consommateur dépendra des volumes d'électricité produits par l'actif de production.

Dès lors, les personnes publiques ont la possibilité de conclure un contrat d'une durée correspondant à l'amortissement des équipements nécessaires, même si l'acheteur n'en devient pas propriétaire.

Il convient de considérer que cette dérogation ne peut être appliquée qu'aux contrats portant sur des nouvelles installations, non amorties. Les projets greenfield sont d'ailleurs ceux qui requièrent un engagement durée minimale de 15 ou 20 ans afin de refléter la durée de l'amortissement de l'installation.

Pour un projet brownfield, la durée du contrat sera davantage liée aux conditions de marché et à la durée résiduelle d'exploitation (entre trois et cinq ans).

2.4. La durée du contrat : déterminée par l'amortissement des installations

Antérieurement à la loi APER, l'obligation de remise en concurrence périodique²⁷ des contrats de la commande publique limitait la possibilité pour les personnes publiques de conclure un PPA de longue durée.

En effet, la nécessité « d'une remise en concurrence périodique » pouvait être considérée comme excluant la possibilité pour une collectivité de conclure un marché public d'une durée de quinze ou vingt ans. Cela était particulièrement le cas dans l'hypothèse où l'acheteur n'acquerrait pas les installations nécessaires à l'exécution des prestations dans le cadre d'un marché public.

- La loi APER prévoit une dérogation à ce principe à l'article L. 331-5 du code de l'énergie qui dispose que « la durée du contrat est définie en tenant compte de la nature des prestations et de la durée d'amortissement des installations nécessaires à leur exécution, y compris lorsque le pouvoir adjudicateur ou l'identité adjudicatrice n'acquiert pas ces installations ».

27. Pour les marchés publics, selon la nature des prestations (article L. 2112-5 du code de la commande publique) ; pour les concessions, selon la nature et du montant des prestations ou des investissements demandés au concessionnaire (article L. 3114-7 du code de la commande publique) ; pour les marchés de partenariat, selon la durée d'amortissement des investissements ou des modalités de financement retenues (article L. 2213-2 du code de la commande publique)

Focus sur le marché des PPA en France et en Europe

La CRE a publié un rapport²⁸ relatif aux PPA signés en France présentant les données déclarées par les signataires de ces contrats en 2023.

Ce rapport permet à la CRE de dresser un état des lieux du marché français des PPA et d'en présenter les principales caractéristiques.

En France, le volume d'électricité échangé via des PPA reste relativement limité, bien que la crise sur les marchés de gros ait constitué un facteur favorable à leur développement. Le volume total d'électricité livré annuellement s'élève à 3,3 térawattheures (TWh), pour une puissance totale installée de 2,2 gigawatts (GW).

Des comparaisons peuvent être établies avec les PPA signés à l'échelle européenne, grâce aux données issues d'une étude menée par E-Cube, en 2022²⁹.

A fin septembre 2021, la capacité totale contractée par PPA en Europe atteignait 40 GW.

Caractéristiques de l'acheteur de l'électricité

- En France, les corporate PPA constituent la majorité des contrats conclus, l'acheteur étant un consommateur final dans deux tiers des cas. Les utility PPA représentent le tiers restant et concernent exclusivement des installations photovoltaïques.
- En Europe, les utility PPA représentent une part significative du marché des PPA, avec environ 40 % des contrats signés.

Technologie de production

- En France, les actifs de production faisant l'objet d'un PPA sont majoritairement des installations photovoltaïques, représentant 2,4 TWh par an pour une puissance installée de 1,9 GW. Les installations éoliennes représentent, quant à elles, 0,8 TWh par an pour une puissance installée de 0,35 GW.
- En Europe, les PPA signés sont répartis de manière relativement équilibrée entre technologies de production photovoltaïque et éolienne, avec une légère prédominance de l'éolien.

Typologie de consommateurs (corporate PPA)

- En France, les acheteurs dans le cadre des corporate PPA sont principalement de grands consommateurs, avec une consommation annuelle supérieure à 100 gigawattheures par an. La part couverte par le PPA reste minoritaire, souvent inférieure à 20 % de leur consommation totale. Il s'agit majoritairement de grandes entreprises disposant de solides capacités financières, présentant un risque de contrepartie faible pour les producteurs.
- En Europe, la typologie des consommateurs est relativement similaire, les corporate PPA étant également majoritairement conclus par de grands groupes.

Durée du contrat

- En France, la durée moyenne des PPA est de dix-neuf ans.
- En Europe, la durée des PPA est plus courte, avec une moyenne d'environ treize ans.

Degré d'additionnalité

- En France, la majorité des contrats concernent de nouvelles installations de production, dans le cadre de projets greenfield.
- En Europe, sur les 40 GW de capacité contractée, 34 GW sont liés à des projets greenfield.

28. Rapport n°2025-02, 27 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

29. Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe, ECUBE, 10 février 2022

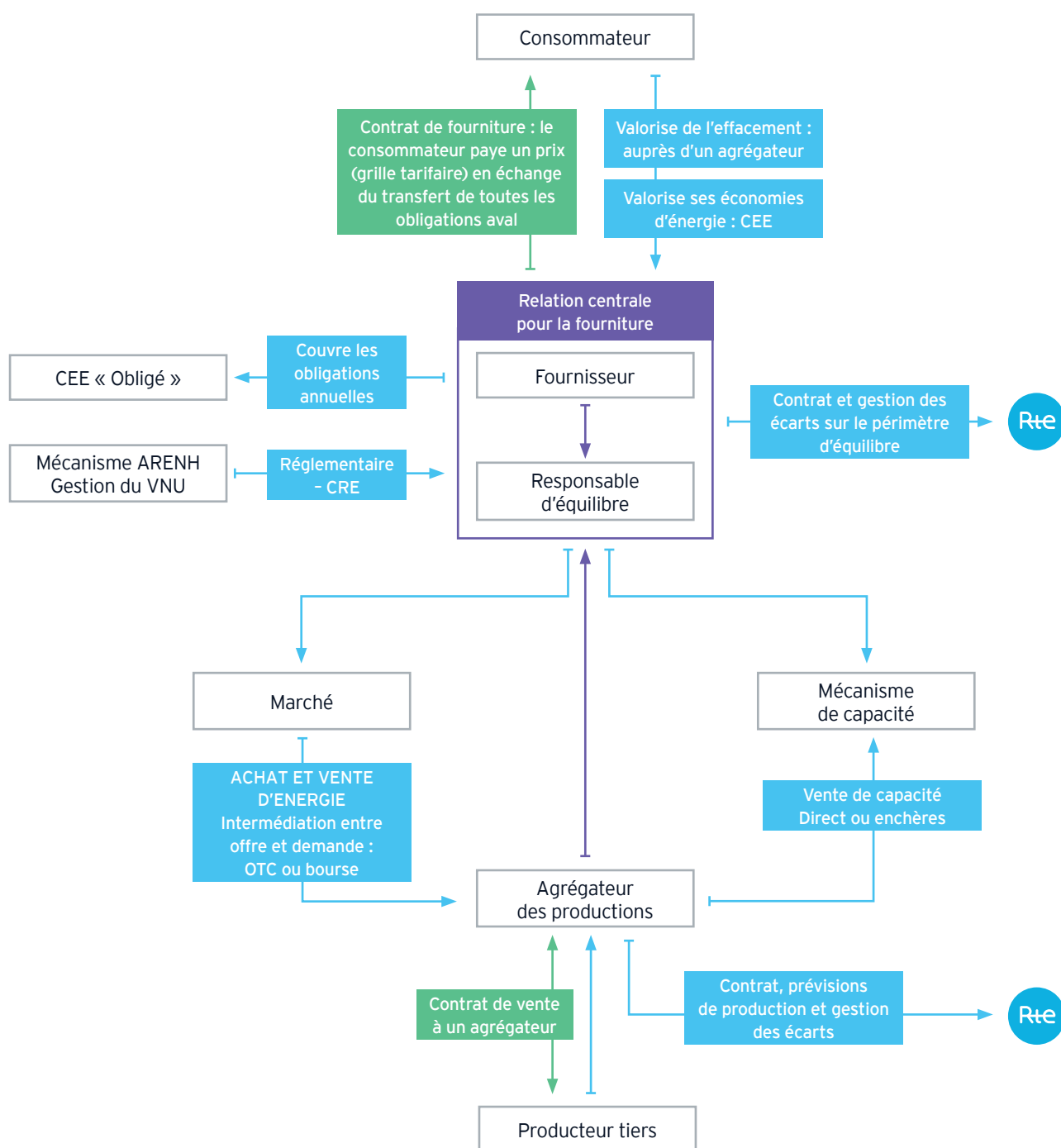
3

**L'intégration des volumes
produits par l'actif
de production dans
l'approvisionnement
du consommateur**

Dans la grande majorité des cas, le consommateur est en pratique éloigné de l'approvisionnement en énergie de son fournisseur. Souscrire à une offre de fourniture mobilise, sans que cela soit

clairement perceptible par le consommateur, un processus d'enchaînement opérationnel complexe qui fait appel à différents métiers et mécanismes.

Le consommateur est en pratique éloigné de l'approvisionnement en énergie de son fournisseur (cas général) ... le rôle central du responsable d'équilibre



La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité ne dispense pas l'acheteur de disposer d'un contrat de fourniture d'électricité avec un fournisseur, pour ses besoins en électricité qui ne seraient pas couverts par la production issue de l'actif de production.

La mise en œuvre d'un contrat de vente directe d'électricité implique alors de s'interroger sur l'articulation avec le contrat de fourniture, par le biais de l'opération d'agrégation (3.1.), dont la mise en œuvre nécessite de s'interroger sur les modalités de paiement des deux flux d'électricité (3.2.).

L'articulation entre le contrat de vente directe d'électricité et le contrat de fourniture constitue une spécificité des PPA physiques qui entraîne un coût non négligeable pour le consommateur.

3.1. L'agrégation dans un contrat de vente directe

3.1.1. Les missions de l'agrégateur

Un contrat de vente directe d'électricité permet à un consommateur d'acheter directement auprès d'un producteur d'électricité renouvelable les volumes produits par un actif de production déterminé. Ce contrat n'a toutefois pas vocation à remplacer le contrat de fourniture d'électricité qui reste nécessaire pour approvisionner les sites du consommateur.

Le contrat de vente directe d'électricité permet, en revanche, de réduire les volumes d'électricité qui seront fournis par un fournisseur d'électricité dans la mesure où une partie de la consommation du consommateur sera couverte par les volumes acquis dans le cadre du contrat de vente directe d'électricité.

Le fournisseur ne devra donc fournir que le complément de fourniture, c'est-à-dire la part de la consommation non couverte par la production de l'actif.

Ainsi, deux catégories distinctes de volumes d'électricité ont vocation à être consommées par l'acheteur :

- Les volumes produits par l'actif de production au titre du contrat de vente directe d'électricité ;
- Les volumes du complément fournis au titre du contrat de fourniture d'électricité.

Entre la production par l'actif objet du contrat de vente directe d'électricité et la consommation d'électricité par l'acheteur, une étape intermédiaire a lieu.

Cette étape est appelée l'agrégation et se trouve réalisée par un agrégateur. La notion d'agrégation renvoie à une activité plus large, définie par le code de l'énergie comme « *une fonction exercée par une personne physique ou morale qui combine, en vue de la vente, de l'achat ou de la mise aux enchères sur tout marché de l'électricité, de multiples charges de consommation ou de production d'électricité* »³⁰.

L'agrégateur constitue un acteur intermédiaire permettant aux consommateurs et aux producteurs d'accéder aux marchés de l'électricité, pouvant réaliser diverses missions (comme celles d'opérateur d'effacement ou de responsable d'équilibre).

Dans le cadre d'un contrat de vente directe d'électricité, **l'agrégateur a pour mission d'intégrer les volumes d'électricité produits par l'installation au sein des volumes consommés par le consommateur.**

L'agrégation, dans le cadre d'un contrat de vente directe d'électricité, permet la réalisation des missions liées à la gestion des écarts des volumes d'électricité produits par l'actif de production.

Plus précisément, l'agrégateur a pour mission de :

- regrouper les productions des actifs de son portefeuille dans un même périmètre d'équilibre ;
- assurer la responsabilité d'équilibre de production en envoyant **à RTE un prévisionnel de production à J-1** ainsi que de régler les écarts entre la production effectivement réalisée et le prévisionnel à J-1 ;
- communiquer ces flux aux gestionnaires de réseau ainsi qu'aux fournisseurs dans le cas où l'agrégateur constitue une entité distincte.

La réalisation de la mission de l'agrégateur n'implique pas nécessairement que la propriété des volumes d'électricité produits par l'actif de production lui soit transférée.

Les volumes de l'actif de production peuvent être inscrits au sein du périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre sans que cela n'implique un transfert de propriété de ces volumes.

30. Article L. 338-1 du code de l'énergie

3.1.2. La conclusion d'un contrat d'agrégation

La mission d'agrégation implique la conclusion d'un contrat supplémentaire par l'acheteur, en complément du contrat de vente directe d'électricité et du contrat de fourniture.

La mission d'agrégation peut être réalisée par un tiers, qui n'est ni le producteur ni le fournisseur d'électricité, ou bien directement par le fournisseur pour le complément.

A cet égard, l'article L. 338-2 du code de l'énergie prévoit que tout client est libre d'acheter des services d'agrégation indépendamment de son contrat de fourniture d'électricité, sans que le consentement des entreprises d'électricité³¹ avec qui le client a conclu un contrat ne soit requis.

Dans le cadre d'un contrat de vente directe d'électricité, le consentement du producteur ayant signé le contrat de vente directe d'électricité et du fournisseur du complément n'est alors pas requis pour la conclusion du contrat d'agrégation par l'acheteur.

En principe, le contrat d'agrégation est conclu pour une durée plus courte que le contrat de vente directe d'électricité³². Cela contraint l'acheteur à renégocier et à renouveler les obligations conclues au titre du contrat d'agrégation durant l'exécution du contrat de vente directe.

31. L'article L. 300-1 du code de l'énergie (2°) définit les entreprises d'électricité comme « toute personne physique ou morale qui assure au moins une fonction parmi la production, le transport, la distribution, l'agrégation, la participation active de la demande, le stockage d'énergie, la fourniture ou l'achat d'électricité et qui est chargée des missions commerciales, techniques ou de maintenance liées à cette ou ces fonctions, à l'exclusion des clients finals ».

32. Rapport n°2025-02, 27 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 ; Le rapport fait état d'une durée moyenne de l'ordre de 2-3 ans.

Responsable d'équilibre

- Notion de périmètre d'équilibre injection / soutirage
- Décompte des injections et soutirages au pas 15 min par RTE
- Le responsable d'équilibre est responsable de couvrir les consommations par les productions, ou à défaut de payer les écarts à RTE
- Interne fournisseur ou contrat avec fournisseur
- Déclaré à RTE/ aux GRD

3.2. Les options possibles de paiement des volumes produits par l'actif de production

3.2.1. Les différents modèles

Les modalités de paiement des volumes d'électricité dans le cadre du contrat de vente directe d'électricité et, plus largement, l'intégration des volumes produits par l'actif de production dans l'approvisionnement de l'acheteur, peuvent être envisagées par diverses modalités.

3.2.1.1 Le modèle sans revente des volumes du PPA par le consommateur

Présentation du modèle

Dans le cadre de ce modèle, le consommateur paye les volumes d'électricité fournis à chacun de ses cocontractants respectifs, dans le cadre du PPA et du contrat de fourniture.

Les flux financiers et physiques d'électricité sont les suivants :

- Le producteur vend les volumes produits par l'actif de production au consommateur qui s'est engagé à acheter la totalité de la production. Le consommateur paye les volumes produits par l'actif de production au producteur, sur le fondement du prix prévu par le PPA.

Néanmoins, ces volumes sont transférés après que l'agrégateur ait réalisé les prestations liées à la gestion des écarts entre le profil de production de l'actif et sa production réelle. Les volumes reçus par le consommateur ont donc été préalablement profilés par l'agrégateur.

Dit autrement, le point d'injection de l'actif de production est rattaché au périmètre d'équilibre de l'agrégateur. Toutefois, la propriété de ces volumes n'est pas transférée à l'agrégateur : l'agrégateur se voit uniquement confier la gestion des écarts sur les volumes produits par l'actif de production.

L'électricité livrée au consommateur est alors « profilée » et préalablement déclarée au gestionnaire du réseau public de transport.

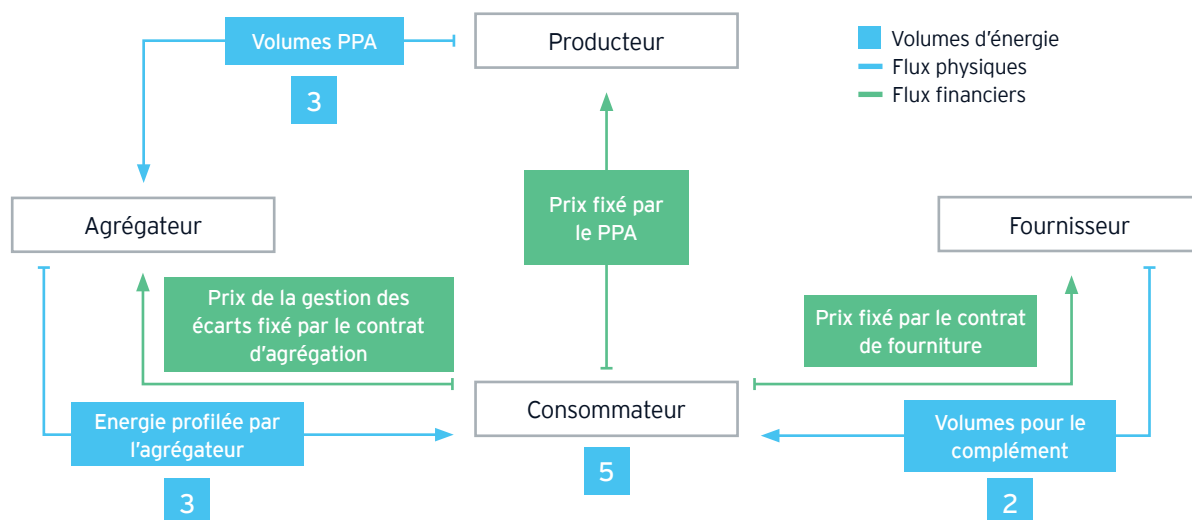
La réalisation de cette prestation fait l'objet d'un paiement supplémentaire par le consommateur, au titre du contrat d'agrégation. Cette mission peut en effet être confiée à un agrégateur tiers ou être exercée par le fournisseur du complément.

- Le fournisseur fournit le complément de fourniture, c'est-à-dire les volumes consommés par le consommateur et non livrés par le producteur dans le cadre du PPA.

Pour que le fournisseur puisse livrer le volume d'électricité nécessaire, celui-ci connaît les volumes du PPA mais non son prix.

Le consommateur paye au fournisseur les volumes fournis au titre du complément au fournisseur d'électricité, sur le fondement du prix prévu par le contrat de fourniture.

Les flux peuvent être schématisés comme suit :



Les deux types de flux d'électricité sont ainsi traités de manière indépendante.

Entendu strictement, ce modèle apparaît exclure la revente par le consommateur des volumes qui excéderaient sa consommation. Même si cela apparaît risqué pour le consommateur, une valorisation aux écarts par le fournisseur est toutefois possible.

Les spécificités du modèle en cas d'identité entre le fournisseur du complément et l'agrégateur

Dans l'hypothèse où les missions d'agrégation sont réalisées par le fournisseur du complément, ce dernier aura pour mission de transférer au consommateur deux flux distincts qui feront l'objet d'une facturation spécifique :

- Les volumes produits par l'actif de production, pour lesquels le fournisseur ne réalise que les missions liées à la gestion des écarts, sans que la propriété de ces volumes ne lui soit transférée.

Pour ces volumes, le fournisseur facture au consommateur la seule prestation de la gestion des écarts ainsi que les frais liés à l'acheminement c'est-à-dire le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité).

- Les volumes fournis au titre du complément, dont la propriété est transférée au consommateur au point de soutirage.

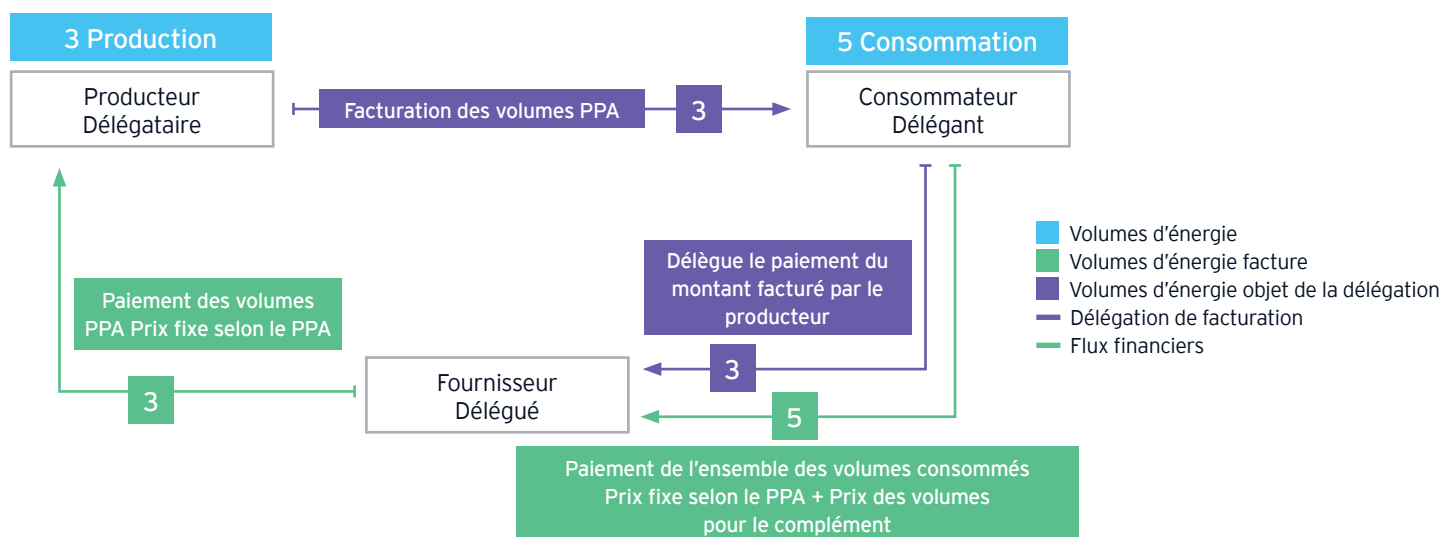
Pour ces volumes, le fournisseur facture au consommateur l'électricité, les taxes et le TURPE.

Dans cette hypothèse, il est possible de mettre en place une délégation de facturation au profit du fournisseur, afin qu'un seul paiement soit réalisé par l'acheteur.

La délégation permet en effet à l'acheteur de payer le fournisseur pour l'intégralité des volumes consommés. Dès lors, la facture de fourniture intègre les volumes issus de l'actif de production et le complément de fourniture.

Le producteur reçoit le paiement des volumes d'électricité produits par l'actif de production par le fournisseur, au nom et pour le compte de l'acheteur qui reste débiteur du producteur.

Les flux de paiement dans le cadre d'une délégation de facturation peuvent être schématisés comme suit :



3.2.1.2. Le modèle avec revente des volumes produits par l'actif de production au fournisseur et intégration dans le sourcing du fournisseur

Ce modèle constitue celui qui se développe le plus sur le marché français des PPA.

Dans le cadre de ce modèle, les volumes produits par l'actif de production reçus par le consommateur dans le cadre du PPA sont cédés au fournisseur du complément afin qu'il les intègre dans son sourcing.

Ainsi, l'intégralité de l'approvisionnement en électricité du consommateur est réalisée par le fournisseur, dans le cadre du contrat de fourniture.

Cela implique que les volumes produits par l'actif de production soient intégrés à l'offre de fourniture, c'est-à-dire que ces volumes sont inscrits sur le périmètre d'équilibre du fournisseur.

Les flux relatifs à l'électricité produite par l'actif de production se présentent de la manière suivante :

- la première étape correspond au transfert de propriété des volumes produits par l'actif, du producteur au consommateur au point d'injection de l'actif de production ;
- les volumes transmis sont payés par le consommateur au producteur, dans les conditions prévues par le PPA ;
- la propriété des volumes est ensuite transférée au fournisseur pour que ce dernier puisse les

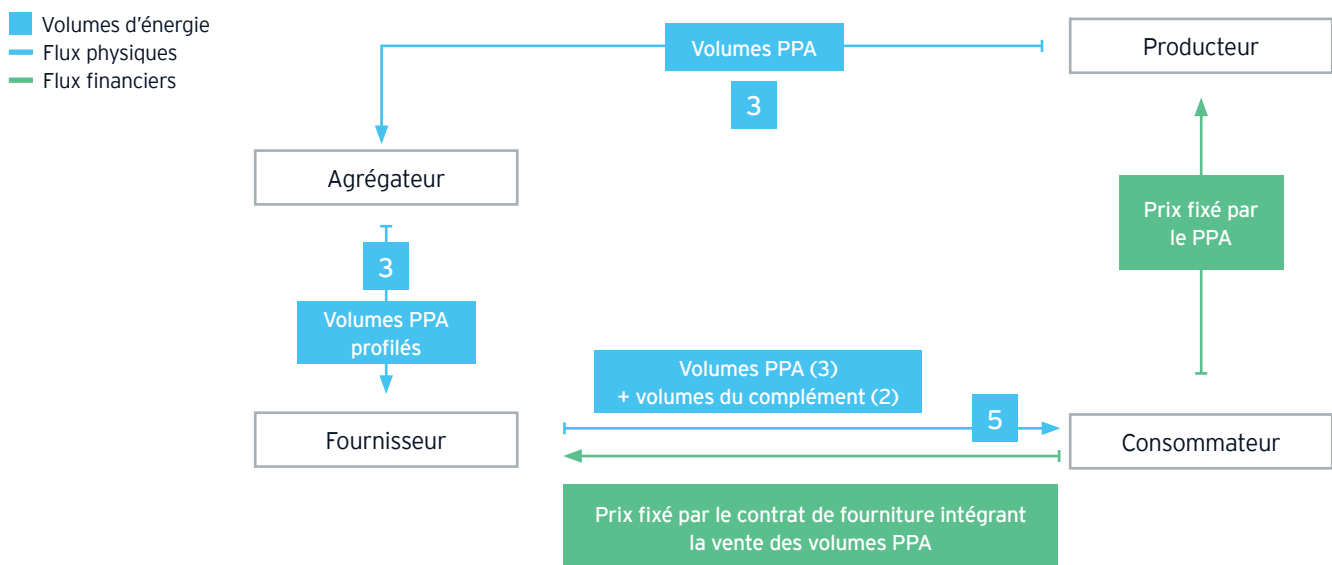
acheminer jusqu'au site de consommation et en transférer à nouveau la propriété au consommateur afin de les intégrer aux volumes fournis au consommateur.

Le changement de périmètre d'équilibre des volumes matérialise le transfert de propriété des volumes d'électricité.

Le bloc reçu par le fournisseur est préalablement profilé par un agrégateur qui réalise les missions liées à la gestion des écarts entre le profil de production et la production réelle de l'actif. Cette mission peut être exercée par le fournisseur ou un agrégateur tiers.

- La dernière étape correspond au transfert de propriété de l'électron qui est consommé par le site du consommateur, réalisé par la revente des volumes par le fournisseur au consommateur, dans les conditions prévues au contrat de fourniture.
- Ce transfert de propriété est réalisé au point de soutirage (c'est-à-dire au point de raccordement du site de consommation au réseau public) et intervient entre le fournisseur du site de consommation et le consommateur.
- Le consommateur paye le fournisseur pour l'intégralité des volumes reçus, dans les conditions prévues par le contrat de fourniture. Ce prix intègre celui des volumes produits par l'actif de production, fixé dans les conditions du PPA.

Les flux peuvent être schématisés comme suit :



Ainsi, la mise en œuvre de ce modèle implique que le consommateur conclut plusieurs contrats.

- Le contrat d'agrégation, qui prévoit :
 - la réalisation des missions liées à la gestion des écarts ;
 - le transfert du bloc structuré des volumes produits par l'actif de production au fournisseur.
- Le contrat de fourniture, qui prévoit :
 - l'intégration du bloc structuré dans l'approvisionnement du consommateur ;
 - la livraison physique et complète de l'intégralité des volumes d'électricité, intégrant les volumes produits par l'actif de production et la fourniture du complément.

Il convient de préciser que le fournisseur peut répercuter sur le prix de fourniture qu'il propose au consommateur l'incertitude qu'il supporte quant à la quantité des volumes à fournir au consommateur.

3.2.1.3. Le modèle avec revente des volumes du PPA au fournisseur mais sans intégration dans le sourcing du fournisseur

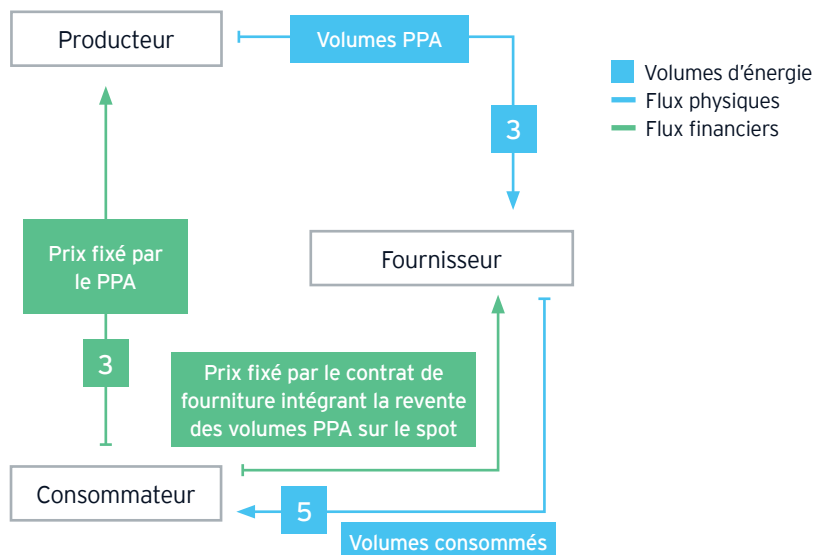
Dans le cadre de ce modèle, l'intégralité de l'approvisionnement en électricité du consommateur est assurée par le fournisseur chargé de valoriser sur les marchés de court terme les volumes produits par l'actif.

Les flux relatifs à l'électricité se présentent de la manière suivante :

- Le producteur vend les volumes produits par l'actif de production au consommateur qui s'est engagé à acheter la totalité de la production. Le consommateur paye les volumes produits par l'actif de production au producteur, sur le fondement du prix prévu par le PPA.
- Le consommateur vend les volumes produits par l'actif de production à son fournisseur pour le complément, afin qu'il puisse les valoriser sur les marchés de court terme. Dès lors, les volumes issus de l'actif de production ne sont pas intégrés dans le sourcing des volumes à fournir au consommateur.
- Le fournisseur fournit l'intégralité de l'électricité consommée par le consommateur.
- Le consommateur paye au fournisseur les volumes livrés par le fournisseur sur le

fondement du prix prévu par le contrat de fourniture. Le prix payé par le consommateur au fournisseur prend en compte le montant de la valorisation des volumes issus de l'actif de production sur les marchés de court terme.

Les flux peuvent être schématisés comme suit :



Focus sur un modèle alternatif

Un modèle alternatif peut être envisagé, consistant en une solution intermédiaire entre le modèle 1. (sans revente des volumes du PPA par le consommateur) et le modèle 3. (revente des volumes du PPA au fournisseur sans intégration dans le sourcing du fournisseur).

Dans le cadre de ce modèle, le producteur vend les volumes produits par l'actif de production au consommateur, afin qu'ils soient valorisés sur les marchés de court terme par le fournisseur. Ce dernier fournit l'intégralité des volumes d'électricité consommés par le consommateur. Le prix payé par le consommateur au fournisseur intègre celui de la valorisation de l'électricité sur les marchés de court terme.

Néanmoins, aucune cession au producteur des volumes produits par l'actif de production n'est prévue. Ces volumes sont simplement inscrits sur le périmètre d'équilibre du fournisseur du complément.

Ce modèle alternatif présente l'avantage de ne pas prévoir de revente des volumes produits par l'actif de production mais également de limiter l'exposition du consommateur au marché court terme.



3.2.2. L'application aux contrats de vente directe d'électricité conclus par les personnes publiques

L'intégration de l'agrégation au sein des contrats de vente directe d'électricité peut s'avérer d'autant plus complexe que le contrat est signé par une personne publique.

Afin de pouvoir bénéficier de la faculté offerte par l'article L. 331-5 du code de l'énergie de conclure un PPA d'une durée reposant sur celle de l'amortissement des installations, les personnes publiques doivent signer des contrats répondant à la définition du contrat de vente directe d'électricité.

Cette définition est prévue par l'article R. 333-1 du code de l'énergie, tel que modifié par le décret n°2024-613 du 27 juin 2024, dans les termes suivants : « *tout contrat ayant pour objet la vente d'électricité, d'un producteur raccordé au réseau métropolitain continental à un consommateur final à des fins de consommation finale ou à un gestionnaire de réseaux pour ses pertes, sans cession ultérieure* ». Autrement dit, cet article introduit comme critères de qualification des contrats de vente directe d'électricité le fait que l'électricité (i) soit vendue au consommateur à des fins de consommation finale et (ii) qu'elle ne soit pas cédée ultérieurement.

Une interprétation restrictive de la définition réglementaire du contrat de vente directe d'électricité serait susceptible de soulever deux difficultés.

En premier lieu, cette définition interroge sur la possibilité pour les personnes publiques de conclure un contrat de vente directe d'électricité selon le montage qui s'est aujourd'hui imposé en France pour la conclusion des corporate PPA physiques, fondé sur le modèle avec revente des volumes produits par l'actif de production au fournisseur et intégration dans le sourcing du fournisseur.

Il convient en effet de s'interroger sur les hypothèses susceptibles d'être qualifiées comme une « cession ultérieure » de l'électricité, excluant la qualification de contrat de vente directe d'électricité.

La mise en œuvre du modèle de l'achat-vente implique une cession par le consommateur des volumes produits par l'actif de production au fournisseur, afin que le fournisseur lui retransfère ces volumes en les intégrant dans son offre de fourniture.

Dès lors, ce cas de figure vise un transfert de propriété des volumes d'électricité du consommateur vers son fournisseur dans le but que les électrons soient intégrés à sa consommation.

Ainsi, cette revente des volumes, au même prix, s'explique uniquement pour des raisons d'agrégation des volumes. Dit autrement, les volumes produits par l'actif de production sont vendus au fournisseur à des fins de consommation finale, conformément aux termes de l'article R. 333-1 du code de l'énergie.

Ce cas de figure devrait être distingué de l'hypothèse où les volumes produits par l'actif de production sont cédés par le consommateur, afin qu'ils soient vendus sur le marché de court terme, par un agrégateur ou le fournisseur du consommateur. Ce modèle s'éloigne nettement de la définition du contrat de vente directe d'électricité issue de l'article R. 333-1 du code de l'énergie. Ainsi, la CRE a précisé de manière explicite dans son rapport que ce schéma excluait la qualification de contrat de vente directe d'électricité¹.

Ainsi, à défaut d'une clarification de la notion de contrat de vente directe d'électricité, il ne peut être exclu qu'un juge puisse considérer que la vente par le consommateur des électrons au fournisseur, dans le but de les intégrer à sa consommation ne peut s'apparenter à une « cession ultérieure » des volumes et constitue seulement une modalité permettant l'agrégation des volumes, inhérente à la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité.

Cette analyse permettrait aux personnes publiques de recourir au montage le plus courant pour la conclusion des contrats de vente directe d'électricité. A contrario, une interprétation restrictive de la définition réglementaire du contrat de vente directe d'électricité exclurait la possibilité pour les personnes publiques de recourir au modèle prévoyant une revente des volumes produits par l'actif de production au fournisseur afin qu'ils soient intégrés dans le sourcing du fournisseur².

En second lieu, l'interdiction de toute « cession ultérieure » serait susceptible de limiter la possibilité pour le consommateur de revendre les volumes d'électricité acquis au titre du contrat de vente directe d'électricité qui excèdent les volumes consommés.

Cette circonstance pourrait intervenir dans le cadre du modèle pay-as-produced lorsque le consommateur achète au producteur, dans le cadre du PPA, plus d'électricité qu'il n'en consomme, au titre du contrat de fourniture.

Dans ce cas de figure, la définition réglementaire du contrat de vente directe d'électricité empêcherait la personne publique de valoriser financièrement le surplus de production dont elle aurait bénéficié.

Il résulte de l'ensemble de ces éléments que lorsqu'une personne publique souhaite conclure un contrat de vente directe d'électricité prévu par l'article L. 331-5, tel que défini par l'article R. 333-1 du code de l'énergie :

- le montage prévoyant une indépendance entre le contrat de fourniture et le contrat de vente directe d'électricité, dit le modèle « sans revente des volumes du PPA par le consommateur » est possible en étant conforme à la définition réglementaire du contrat de vente directe d'électricité ;
- dans ce cadre, l'entité en charge de la gestion des écarts pour les volumes du contrat de vente directe d'électricité peut être un agrégateur tiers ou le fournisseur pour le complément, à qui il peut être délégué la facturation des volumes au producteur, pour le compte de l'acheteur ;
- le montage qui s'est développé sur le marché des PPA prévoyant une revente des volumes produits par l'actif de production au fournisseur afin qu'ils soient intégrés dans le sourcing du fournisseur est plus incertain, dans l'attente d'une clarification de la notion de contrat de vente directe d'électricité ;
- le montage prévoyant une revente des volumes du PPA au fournisseur, sans qu'ils soient intégrés dans le sourcing du fournisseur ne peut pas être utilisé par les personnes publiques dans la mesure où il ne répond pas à la définition de contrat de vente directe d'électricité dans la mesure où (i) les volumes de l'actif sont cédés au fournisseur et, (ii) ces volumes ne sont pas intégrés dans le sourcing du fournisseur.

1. Rapport n°2025-02, 27 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

2. Une telle interprétation serait susceptible d'interroger quant aux objectifs du législateur lors de l'adoption de la loi APER. En effet, la consécration des contrats de vente directe d'électricité par la loi APER visait à encadrer juridiquement les PPA, afin de favoriser leur développement (Etude d'impact, Projet de loi relatif à l'accélération de la production des énergies renouvelables, NOR : ENER2223572L/Bleue-1, 23 septembre 2022). La loi APER avait alors pour objet d'encadrer les PPA tels qu'ils étaient conclus par les opérateurs, c'est-à-dire conformément au modèle prévoyant une revente des volumes produits par l'actif de production au fournisseur afin qu'ils soient intégrés dans le sourcing du fournisseur.

4

Les modalités de conclusion du contrat de vente directe d'électricité

La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité par une personne publique implique de s'interroger sur l'application du droit de la commande publique, tant pour le contrat de vente directe d'électricité (4.1.) que pour le contrat d'agrégation (4.2.).

4.1. La conclusion d'un contrat de contrat de vente directe d'électricité

4.1.1. La définition du besoin

Le préalable à la conclusion d'un contrat de la commande publique correspond à la définition de la nature et de l'étendue du besoin que la personne publique cherche à satisfaire³³.

Cette étape permet de déterminer juridiquement l'objet du contrat à conclure.

La reconnaissance explicite de la possibilité pour les personnes publiques de conclure un contrat de vente directe d'électricité à l'article L. 331-5 du

33. Article L. 2111-1 (marché public) et L. 3111-1 (concession) du code de la commande publique

code de l'énergie apporte deux certitudes sur la procédure à mettre en œuvre, au regard du besoin de la personne publique.

En premier lieu, la personne publique peut lancer une consultation ayant pour objet la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité, sans devoir mettre en concurrence d'autres modes d'approvisionnement.

L'article L. 331-5 du code de l'énergie reconnaît aux personnes publiques la possibilité de recourir à un contrat de la commande publique pour répondre à leurs besoins en électricité produite à partir de sources renouvelables et identifie, de manière limitative, les opérations d'autoconsommation et la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité.

En identifiant la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité comme un mode de commercialisation à part entière, la personne publique peut circonscrire l'objet du marché.

En second lieu, la personne publique ne peut conclure un contrat de vente d'électricité que pour l'approvisionnement en électricité de sources

renouvelables. Dès lors, le besoin de la personne publique devra être circonscrit à une production d'électricité de sources renouvelables.

Néanmoins, des incertitudes subsistent quant à l'obligation pour la personne publique de respecter une neutralité technologique sur le type de sources renouvelables. Autrement dit, il n'est pas certain que la personne publique bénéficie de la possibilité de circonscrire l'objet du marché à une ou plusieurs technologies ou – inversement – d'exclure certains types de technologies, conformément aux règles du droit de la commande publique.

Les enjeux sont de trois ordres.

Premièrement, parmi les technologies de production d'énergie renouvelable, certaines sont intermittentes (éolien et solaire par exemple) alors que d'autres sont pilotables (hydraulique et la biomasse). L'application du modèle le plus courant de PPA serait néanmoins impossible pour les technologies pilotables. En effet, une clause pay-as-produced n'aurait pas de sens dans la mesure où les caractéristiques de ces technologies permettent au producteur de s'engager sur des volumes de production.

Deuxièmement, parmi les technologies intermittentes, les coûts des filières sont très différents de sorte que l'obligation qui serait faite à un acheteur public de définir son besoin en visant plusieurs technologies donnerait nécessairement un avantage aux producteurs de la filière la plus compétitive, au moins pour la notation du critère prix.

Troisièmement, les technologies intermittentes présentent des profils de production très différents. Il en résulte que, au-delà du prix proposé, la comparaison entre deux offres émises par des producteurs utilisant des technologies distinctes pourrait être particulièrement délicate à mener.

Cette problématique doit être étudiée à l'aune des règles de la commande publique, dans la mesure où la conclusion des contrats de vente directe d'électricité par les pouvoirs adjudicateurs et les entités adjudicatrices est soumise à leur respect, conformément à l'article L. 331-5 du code de l'énergie.

Pour ce faire, il sera nécessaire d'étudier la légalité d'une telle définition de l'objet du contrat, au regard des règles encadrant les spécifications techniques³⁴, ces dernières ayant pour objet de définir les caractéristiques requises des prestations faisant l'objet du contrat³⁵.

Il résulte du code de la commande publique³⁶ et de la jurisprudence³⁷ que la légalité des spécifications techniques pour un marché public repose sur l'analyse suivante :

- la vérification que les spécifications techniques sont ou non susceptibles de favoriser ou d'éliminer certains opérateurs économiques ou certains produits ;
- la vérification que les spécifications techniques peuvent être justifiées par l'objet du marché, dans l'hypothèse où celles-ci sont susceptibles de favoriser ou d'éliminer certains opérateurs économiques ou certains produits.

La jurisprudence ne fournit, à ce jour, pas d'illustration sur l'appréciation de la légalité d'une limitation de l'objet du marché à une ou plusieurs sources d'énergies renouvelables dans le cadre d'une consultation pour la conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité.

Il est néanmoins possible d'apporter des éléments permettant d'apprécier la légalité de ce type de spécifications techniques, au regard des critères prévus par le code de la commande publique et de la jurisprudence, bien qu'il semble difficile de justifier que ce type de spécifications techniques ne seraient pas susceptibles d'éliminer certains opérateurs économiques.

Par ailleurs, il serait possible d'apporter des éléments permettant de justifier une circonscription de l'objet du marché.

En effet, les sources d'énergies renouvelables peuvent être distinguées en fonction de leur adaptation à certains profils de consommation au regard de leurs caractéristiques spécifiques de production telles que leur degré d'intermittence ou leur caractère pilotable. A ce titre, la personne publique pourrait utilement démontrer que

34. Articles L. 2111-2 (marchés publics) et L. 3111-1 (concessions) du code de la commande publique

35. Articles R. 2111-4 (marchés publics) et R. 3111-1 (concessions) du code de la commande publique

36. Article R. 2111-7 du code de la commande publique

37. CE, 10 juill. 2020, n° 430864

certaines technologies de production se trouvent davantage adaptées à un profil de consommation et que, *a contrario*, d'autres ne permettent pas de répondre à son besoin d'approvisionnement en électricité.

En tout état de cause, il pourrait également être envisagé de limiter l'objet du contrat à une ou plusieurs technologies de production par le biais des critères de sélection des offres.

L'attribution d'un contrat de la commande publique repose sur l'appréciation des offres sur la base de critères de sélection, déterminés par l'acheteur public. Le code de la commande publique³⁸ prévoit que ces critères doivent être objectifs, précis et liés à l'objet du contrat ou à ses conditions d'exécution.

Dès lors, il est possible de prévoir des critères fondés sur la capacité de la technologie de production à répondre aux besoins en électricité de l'acheteur public, sur la base de son profil de consommation.

4.1.2. Le contrat de la commande publique à conclure

Les acheteurs publics peuvent conclure des contrats de vente directe d'électricité par le biais d'un contrat de la commande publique. La loi APER n'a néanmoins pas déterminé la forme contractuelle que devrait prendre un contrat PPA conclu par un acheteur public. Dès lors, la détermination du contrat dépendra des caractéristiques propres à chaque projet envisagé.

Le recours à un marché public ou à la concession est possible.

Un marché public est un contrat visant, en contrepartie d'un prix ou de tout équivalent, à répondre aux besoins de l'acheteur en matière de travaux, de fournitures ou de services³⁹. Le type de marché public à conclure dépend de la nature du besoin à satisfaire.

38. Articles L. 1152-7 (marché public) L. 3124-5 (concessions) du code de la commande publique

39. Article L. 1111-1 du code de la commande publique

Le **marché public de fournitures**⁴⁰ constitue la forme la plus adaptée dans la mesure où le PPA a vocation à prévoir l'achat d'électricité renouvelable par l'acheteur public en contrepartie d'un prix fixe déterminé contractuellement.

La qualification de marché public de fournitures ne pose pas de difficultés en cas de conclusion d'un PPA brownfield.

En cas de PPA greenfield, la nature du marché public dépend du besoin principal de l'acheteur public auquel le contrat doit répondre. Un PPA greenfield peut en effet avoir un objet mixte visant à approvisionner l'acheteur public en électricité renouvelable mais également de permettre la construction d'une installation de production d'énergie renouvelable.

Un **marché public de travaux** doit alors être conclu lorsque le contrat a pour objet principal des travaux de réalisation⁴¹ d'une installation de production d'électricité renouvelable sur laquelle l'acheteur exerce une influence déterminante sur sa nature ou sa conception⁴². Cette influence s'apprécie par rapport au degré de précision avec lequel les travaux sont définis par l'acheteur public.

Dans cette hypothèse, les marchés conclus par les personnes morales de droit public sont tenus au respect de la règle de l'interdiction du paiement différé⁴³. Ainsi, les investissements doivent être supportés par l'acheteur public qui rémunère l'opérateur économique au fur et à mesure de la réalisation des travaux.

Cette règle de l'interdiction du paiement différé s'applique également en cas de conclusion d'un **marché global de performance** qui a pour objet de confier une mission globale à l'opérateur économique qui comprend la construction de l'installation ainsi que son exploitation, intégrant des objectifs chiffrés de performance⁴⁴.

40. Article L. 1111-3 du code de la commande publique

41. Article L. 1111-5 du code de la commande publique : « Lorsqu'un marché porte sur des travaux et sur des fournitures ou des services, il est un marché de travaux si son objet principal est de réaliser des travaux. »

42. Article L. 1111-2 du code de la commande publique

43. Article L. 2191-5 du code de la commande publique

44. Article L. 2171-3 du code de la commande publique



Dans l'hypothèse où l'acheteur souhaite acquérir l'installation au terme du contrat PPA, la conclusion d'un marché de partenariat ou bien d'une concession peuvent être envisagées, permettant à l'acheteur public de financer l'actif de production par des paiements différés.

La conclusion d'un **marché de partenariat** permet de confier une mission globale à l'opérateur économique, pouvant inclure la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance de l'actif de production⁴⁵.

Le marché de partenariat permet de confier la maîtrise d'ouvrage publique à l'opérateur économique mais également de faire supporter l'investissement initial par l'opérateur économique, rémunéré à compter de l'achèvement de l'actif de production. Cette rémunération sous forme de loyers peut néanmoins s'avérer difficile à articuler avec le prix des contrats PPA fondés sur la quantité d'énergie livrée au consommateur.

En tout état de cause, le recours au marché de partenariat requiert la réalisation d'une évaluation préalable afin de démontrer que ce mode de réalisation du projet est le plus favorable, ainsi qu'une étude de soutenabilité budgétaire⁴⁶.

La possibilité de conclure une **concession** nécessite de démontrer l'existence d'un risque d'exploitation pesant sur l'opérateur économique qui doit être exposé aux aléas du marché dans la mesure où il n'est pas assuré d'amortir les investissements réalisés⁴⁷.

Les caractéristiques des contrats PPA, attribuant un prix stable payé sur le long terme par l'acheteur public sont susceptibles de compromettre la qualification d'un risque d'exploitation. Afin de le qualifier, le recours à des modèles alternatifs tels que « baseload PPA » et « pay-as-nominated » peut être envisagé ainsi que l'absence de vente totale des volumes produits à l'acheteur public.

45. Article L. 1112-1 du code de la commande publique

46. Articles L. 2211-6, L. 2212-1 et L. 2212-3 du code de la commande publique

47. Article L. 1121-1 du code de la commande publique

4.2. L'application des règles de la commande publique au contrat d'agrégation

La mise en œuvre d'un contrat de vente directe d'électricité nécessite que l'acheteur public confie à un opérateur économique les missions liées à l'agrégation des volumes d'électricité produits par l'actif de production.

Comme expliqué précédemment, l'agrégation peut être réalisée par un acteur tiers ou bien par le fournisseur du site de consommation pour le complément.

En cas de conclusion d'un marché public, il convient de s'interroger sur la nécessité d'allotir ces deux prestations.

L'article L. 2113-10 du code de la commande publique prévoit l'obligation d'allotir les prestations, plus précisément de passer les marchés publics « *en lots séparés, sauf si leur objet ne permet pas l'identification de prestations distinctes* ».

Autrement dit, les acheteurs publics sont obligés de conclure un marché public pour chacune des prestations lorsque celles-ci sont distinctes. La décision de ne pas allotir un marché doit être motivée par l'acheteur⁴⁸.

Les prestations sont considérées comme distinctes lorsqu'elles sont de nature différente et répondent à des besoins dissociables. Dès lors, les missions liées à l'agrégation et celles de la livraison des volumes produits par l'actif de production doivent faire l'objet de deux lots distincts si elles peuvent être dissociées.

L'agrégation est identifiée par le droit de l'Union européenne ainsi que le droit interne⁴⁹ comme une mission distincte de celle des autres acteurs sur le marché de l'énergie, disposant d'un cadre juridique propre.

La consécration juridique de la mission de l'agrégateur semble limiter la possibilité de considérer les deux prestations comme indissociables.

Il reste néanmoins possible de déroger à l'obligation d'allotissement, que les prestations soient distinctes ou non, dans les hypothèses limitativement énumérées à l'article L. 2113-11 du code de la commande publique :

- l'acheteur n'est pas en mesure d'assurer par lui-même les missions d'organisation, de pilotage et de coordination ;
- la dévolution en lots séparés est de nature à restreindre la concurrence ou risque de rendre techniquement difficile ou financièrement plus coûteuse l'exécution des prestations ;
- pour les entités adjudicatrices, lorsque la dévolution en lots séparés risque de conduire à une procédure infructueuse.

48. Article R. 2113-3 du code de la commande publique

49. Article 13 de la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ; Article L. 338-1 et suivants du code de l'énergie



5

Les évolutions probables des contrats de vente directe d'électricité

Si le marché des PPA a connu un développement constant depuis les dix dernières années, le nombre de contrats signés reste limité au regard de la taille du marché français. Ce constat s'explique par plusieurs facteurs qui limitent un passage à l'échelle (5.1.).

La généralisation de ce mode d'approvisionnement - en réponse aux fortes attentes des consommateurs - nécessitera donc plusieurs évolutions (5.2.).

5.1 Les freins à la conclusion des contrats de vente directe d'électricité

Trois facteurs peuvent être identifiés comme constituant des freins au développement des PPA.

5.1.1. Le choix du PPA physique et l'exposition résiduelle à la volatilité des prix qui en résulte pour le consommateur

Ainsi que nous l'avons vu, les PPA qui sont signés sur le marché français sont principalement des PPA physiques. De surcroît, la définition du contrat de vente directe d'électricité - qui

permet aux personnes publiques de signer des PPA - renvoie à des contrats de vente physique d'électricité. Ces contrats organisent la cession des volumes d'électricité produits par l'actif de production entrant dans le périmètre du contrat au consommateur. Le transfert de propriété intervient au point d'injection.

Outre les difficultés que ce choix implique en termes d'agrégation (qui ont été présentées dans le cadre de la partie [3]) - et qui correspondent à la réconciliation des volumes du PPA avec les volumes que le fournisseur doit fournir dans le cadre de son contrat de fourniture -, la conclusion d'un PPA physique implique que le consommateur reste exposé à la volatilité des marchés de gros de court terme en cas de défaillance de l'actif de production qui est inclus dans le contrat.

Cette exposition résiduelle correspond aux volumes qui devront être rachetés par le fournisseur sur le marché de court terme dans le cas où l'actif de production inclus dans le périmètre du PPA serait empêché de produire. Ces volumes n'ayant pas été pré-achetés par le fournisseur lors de la conclusion du contrat de fourniture, dans la mesure où ils devaient être apportés par l'actif de production du PPA, seront

achetés sur les marchés de court terme (ou au prix des écarts dans le cadre du mécanisme de responsabilité d'équilibre géré par RTE) et refacturer au consommateur.

En d'autres termes, les configurations dans lesquelles l'actif de production ne peut produire ou injecter l'électricité prévue conduisent à exposer le consommateur à la volatilité des prix sur les marchés de court terme alors même que la conclusion d'un PPA avait pour objet de limiter cette exposition.

5.1.2. La destruction de la valeur et le phénomène de cannibalisation des prix

Après avoir atteint des sommets durant les années 2021-2022, les prix sur le marché de gros de l'électricité sont revenus à des niveaux proches de ce que l'on connaissait avant la crise sanitaire et la guerre en Ukraine.

Ce sont désormais les épisodes de prix nuls - voire négatifs - qui interpellent et peuvent conduire un consommateur qui envisagerait la conclusion d'un PPA à se poser la question de la rationalité économique d'un tel choix. La question peut être posée en ces termes : pourquoi payer un prix du MWh se situant entre 65 euros et 85 euros calculé en lien à la bancabilité du projet, et donc à la répartition des coûts fixes sur la durée d'amortissement de l'installation, alors que le prix du MWh sur le marché de gros est proche de zéro euro.

Cette question, qui se pose en particulier pour les PPA solaires, suppose de rappeler de manière liminaire la manière dont se forment les prix sur les marchés de gros de l'électricité.

Les marchés de gros de l'électricité comprennent non seulement les marchés dits organisés - c'est-à-dire les bourses d'électricité - mais aussi les échanges de gré à gré (on parle du marché OTC ou « *over the counter* »). Les marchés organisés incluent le marché spot qui vise les achats et les ventes d'électricité qui ont lieu la veille pour le lendemain (day ahead) ou le jour J (intraday) et les marchés forward (jusqu'à trois ans).

Sur le marché spot day ahead, les échanges s'effectuent lors d'une enchère quotidienne

organisée vers midi qui couvre chaque heure de la journée du lendemain. Pour chacune des heures, les producteurs offrent leur production disponible au coût marginal de production (c'est-à-dire au coût nécessaire pour produire un MWh supplémentaire).

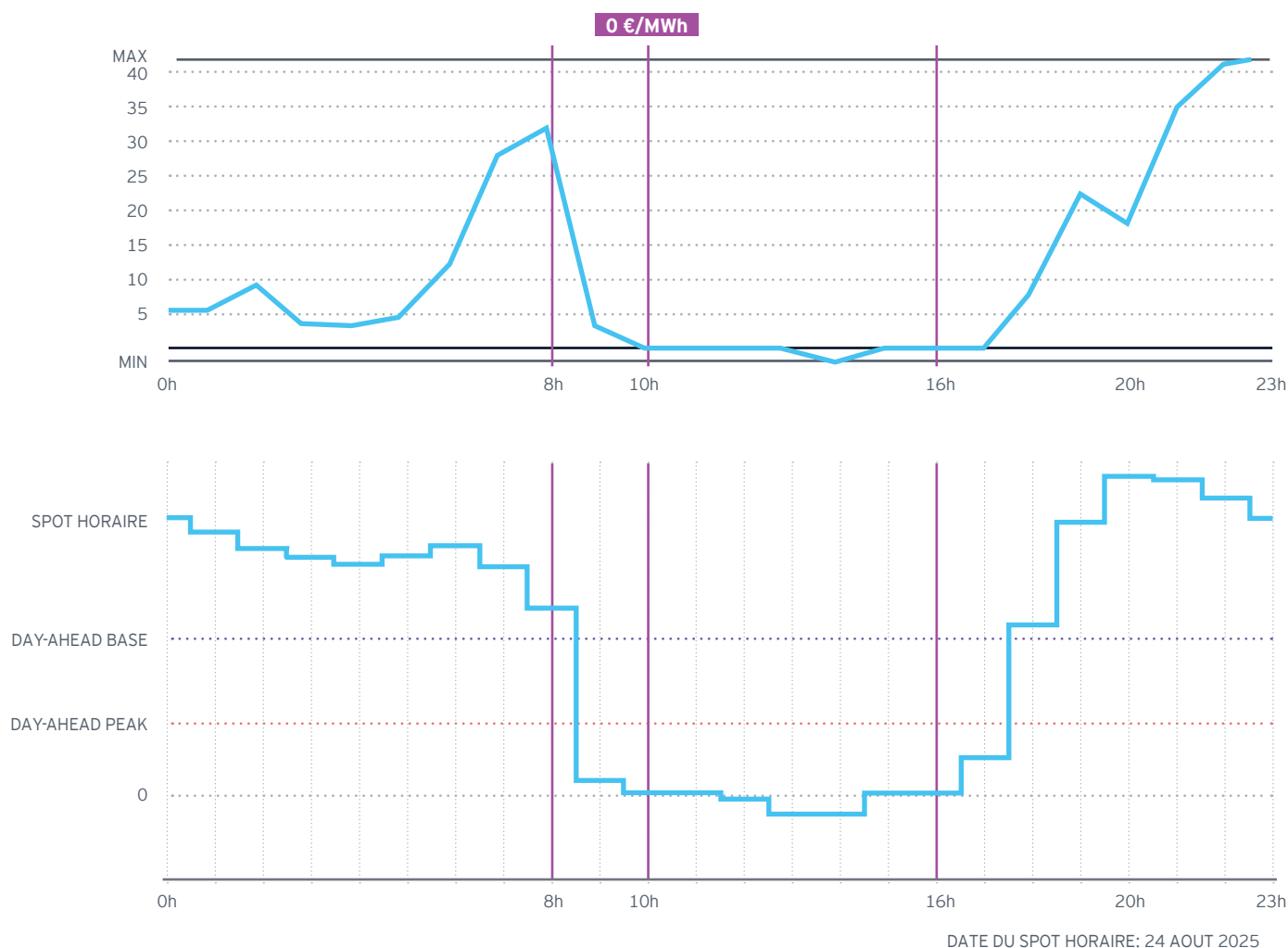
Les technologies de production d'électricité sont classées selon un ordre croissant allant des technologies pour lesquelles le coût marginal est faible voire nul (renouvelables et nucléaire) jusqu'aux technologies pour lesquelles le coût marginal est le plus élevé en raison notamment du prix du combustible et de la tonne de CO₂ (principalement les centrales au gaz ou au charbon). Ce classement - que l'on appelle « Ordre de mérite » - garantit que pour chacune des heures de la journée, les moyens de production mobilisés pour satisfaire la demande seront les plus compétitifs.

La fixation du prix se fait selon la méthode du pay-as-clear : tous les producteurs appelés pour répondre à la demande sont rémunérés par un prix correspondant au coût marginal de la dernière centrale appelée, c'est-à-dire celle dont le coût marginal de production est le plus élevé.

Dans un contexte de décarbonation du mix électrique - conformément aux objectifs contraignants fixés par la loi européenne sur le climat -, les capacités de production renouvelables et nucléaires vont se développer et entraîner mécaniquement une chute des prix sur les marchés de gros dès lors que ces capacités seront suffisantes pour servir la demande. En effet, le coût marginal des moyens de production renouvelables et nucléaires étant nul ou faible, l'augmentation de la part des capacités décarbonées entraînera une multiplication des occurrences durant lesquelles le prix du MWh sera nul ou faible.

Ce phénomène - parfois qualifié de cannibalisation des prix - est particulièrement visible depuis le début de l'année 2025 avec un effondrement des prix sur le marché de gros durant les heures méridiennes pendant lesquelles les capacités solaires injectent leur production. Les prix peuvent même devenir négatifs durant certaines heures, ce qui nécessite d'être pris en compte dans les PPA qui sont signés (voir focus ci-dessous).

A titre d'exemple, le prix sur le marché français le 24 août 2025 était négatif entre 10 h et 16 h, c'est-à-dire les heures durant lesquelles le solaire a injecté.



Source : extrait de la plateforme Flex d'AEC / données RTE)

Ce phénomène appelle plusieurs remarques.

En premier lieu, la destruction de valeur qui vient d'être décrite peut rendre la justification de la conclusion d'un PPA plus délicate dans la mesure où le consommateur sera engagé à acheter les volumes du PPA à un prix « élevé » se privant de la possibilité de bénéficier des prix bas sur les marchés.

En deuxième lieu, ce phénomène ne dit toutefois rien des niveaux de prix qui seront observés sur les marchés de gros dans les prochaines années. La tendance actuelle pourrait évoluer avec

l'accroissement de la demande en électricité qui devrait se produire à court ou moyen terme si l'on suit les projections établies par RTE. Eu égard à la durée de mise en place d'un PPA *greenfield*, il est probable que la configuration des marchés lorsque la centrale commence à injecter l'électricité produite soit très différente de celle existant lors des négociations et de la passation du PPA.

En troisième lieu, les épisodes de prix de marché nuls voire négatifs pourraient conduire les consommateurs à modifier leur comportement afin de consommer davantage durant ces heures, réduisant ainsi la baisse des prix à laquelle on assiste actuellement.

Focus sur les prix négatifs et leur prise en compte dans les PPA

Les prix négatifs correspondent à des périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sur marché spot deviennent négatifs, pouvant obliger les producteurs à payer pour produire.

Ces épisodes résultent d'une surabondance de l'offre d'électricité par rapport à la demande. Leur fréquence a augmenté ces dernières années, principalement en raison d'une augmentation des capacités de production renouvelables, amenés à produire durant les mêmes heures durant la journée, en dépit du développement des solutions de stockage et de flexibilité.

Les phénomènes de prix négatifs sont pris en compte par les dispositifs de soutien au développement des capacités de production d'énergie renouvelable, conformément au droit de l'Union européenne.

La directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables prévoit en effet que les régimes d'aide accordés à l'électricité renouvelable doivent être conçus de manière à garantir que les producteurs « *répondent aux signaux de prix du marché* »⁵⁰.

Les lignes directrices relatives aux aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie indiquent en effet que les bénéficiaires des régimes d'aides d'Etat « *ne devraient pas être incités à vendre leur production en dessous de leurs coûts marginaux et ne doivent pas bénéficier d'aides à la production au cours de périodes où la valeur marchande de cette production est négative* »⁵¹. Une exception est prévue pour les petites installations de production d'électricité renouvelable, pour lesquelles cette restriction peut ne pas s'appliquer.

Ainsi, en France, les producteurs exploitant une installation de production à un certain niveau de puissance et bénéficiant d'un dispositif de soutien (notamment des contrats de complément de rémunération) sont incités à arrêter leur production durant les heures de prix négatifs. Les contrats prévoient en effet le versement d'une prime visant à compenser la survenance de prix spot négatifs conditionnée à la non-production de l'installation lors de ces périodes.

La prise en compte des prix négatifs dans les dispositifs de soutien est prévue de manière explicite par le cadre réglementaire. En revanche, aucune disposition n'incite les signataires de PPA à prendre en compte ces épisodes de prix négatifs.

Seules les parties au contrat peuvent choisir d'intégrer des clauses incitant le producteur à limiter sa production lors des heures de prix spot négatifs. Ces clauses peuvent prévoir soit une pénalité financière si le producteur continue à produire, soit une compensation financière en cas d'arrêt de l'actif de production durant ces mêmes heures.

Le consommateur peut alors devoir verser une compensation financière au producteur qui a interrompu sa production pendant les heures de prix spot négatifs. En effet, les interruptions de production peuvent avoir une incidence sur la bancabilité du projet pour le producteur et, notamment en cas de PPA pay-as-produced pour lesquels la rémunération du producteur repose sur la quantité d'électricité effectivement livrée au consommateur.

Il convient toutefois de s'interroger sur la façon dont le consommateur peut effectivement bénéficier des heures à prix spot négatifs.

En effet, le consommateur devra s'approvisionner auprès de son fournisseur pour le complément. Or, si ces volumes excèdent ceux préachetés par le fournisseur, ils devront être achetés sur les marchés de court terme par le fournisseur.

Néanmoins, le consommateur ne bénéficiera pas nécessairement d'un prix de vente plus faible que celui prévu par le PPA, dans l'hypothèse où il bénéficie d'une offre à prix fixe auprès de son fournisseur pour le complément.

Ainsi, le consommateur peut être amené à la fois à compenser financièrement le producteur pour l'arrêt de l'actif de production, et à supporter le surcoût facturé par son fournisseur pour son approvisionnement en électricité.

Il est donc essentiel que la prise en compte des heures à prix spot négatifs dans les PPA soit conçue de manière à ne pas pénaliser le consommateur.

50. Article 4, §3 de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

51. Article 4.1.3.4., §123, Communication de la commission, Lignes directrices concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 (2022/C 80/01)

5.1.3. Un partage des risques déséquilibré entre le consommateur et le producteur

Dans leur forme actuelle, le partage des risques que l'on observe dans les PPA peut paraître déséquilibré à plusieurs égards.

L'exemple qui permet le mieux d'illustrer ce déséquilibre concerne les volumes :

- **d'une part**, le consommateur s'engage à acheter tous les volumes injectés par le producteur pendant la durée du contrat au prix contractuellement défini (selon un mode de *pay-as-produced*) ;
- **d'autre part**, le producteur ne s'engage sur aucun volume produit et cédé au consommateur (seul un taux de disponibilité de la centrale est prévu).

La combinaison de ces deux conditions - que l'on retrouve dans la plupart des PPA signés jusqu'à présent - sur le marché français - conduit à faire porter sur le consommateur un risque important qui peut se traduire, d'une part, par l'obligation de devoir acquérir des volumes d'électricité à des moments où il ne consomme pas et, d'autre part, par l'obligation de devoir racheter l'électricité dont il a besoin et qui n'aurait pas été livrée par le producteur en raison d'une défaillance de la centrale, sans que cela ne se traduise par une obligation pour le producteur d'indemniser le consommateur.

5.2. Les leviers permettant de faciliter le développement des PPA

5.2.1. Un partage des risques plus équilibré entre les parties

Afin de remédier aux contraintes issues du PPA physique « *pay-as-produced* » et au déséquilibre du partage des risques que celui-ci implique, se développent aujourd'hui de nouveaux modèles.

Le premier, dit PPA « **pay-as-produced** » **financiarisé**, vise à limiter l'exposition du consommateur aux marchés de court terme : la production de l'actif sous PPA n'est pas intégrée à la stratégie d'approvisionnement du fournisseur du site de consommation.

Le prix de la fourniture d'électricité correspond alors à la différence entre :

- le sourcing du fournisseur sur les marchés à terme (comme pour un contrat classique) et ;
- la valorisation par le fournisseur des volumes issus du PPA sur les marchés de court terme.

Ce schéma peut être mis en œuvre avec ou sans revente des volumes du PPA par le consommateur au fournisseur. Il s'éloigne d'un PPA purement physique et se rapproche d'une logique de PPA financier.

Le second modèle, dit PPA « **physique baseloadé** », repose sur une structuration de l'offre autour d'un engagement du producteur à livrer un volume d'électricité correspondant à un profil de consommation standardisé, défini contractuellement (par exemple sur une base annuelle ou mensuelle).

Si la production réelle diffère de ce profil de référence, le producteur doit compenser l'écart en achetant ou en vendant l'énergie manquante ou excédentaire sur les marchés de gros, assumant ainsi une partie des coûts liés à l'intermittence de sa production.

Cette structuration peut reposer sur des actifs physiques ou sur des rachats de production via d'autres PPA, et le PPA baseloadé est ensuite intégré au contrat de fourniture du consommateur.

Ce modèle s'éloigne du PPA classique, car il ne repose pas exclusivement sur la production d'un actif déterminé. Il vise à offrir une fourniture plus stable et prévisible, en faisant porter au producteur une partie des risques liés à l'intermittence.

Pour l'heure, la possibilité pour les personnes publiques de conclure un PPA physique baseloadé reste néanmoins incertaine, au regard de la définition légale du contrat de vente directe d'électricité.

Le PPA physique baseloadé peut également s'accompagner d'une **solution de stockage stationnaire**.

Par ailleurs, l'intégration au montage d'une solution de stockage, susceptible de participer aux mécanismes de marché, peut permettre de maximiser les avantages qu'offrent les PPA.

L'ajout d'une capacité de stockage à l'actif de production permet non seulement de réduire l'exposition du consommateur à la volatilité des prix de marché, mais aussi d'optimiser l'utilisation des volumes produits.

D'une part, le stockage atténue les contraintes liées à l'intermittence des énergies renouvelables, en permettant de décaler la consommation ou la valorisation de l'électricité produite. Le stockage permettrait alors à l'acheteur de bénéficier d'un profil de consommation plus stable, ce qui limiterait les coûts liés à l'agrégation.

D'autre part, il constitue une réponse adaptée à l'augmentation des épisodes de prix spot négatifs. Cela permettrait au consommateur de ne pas être soumis aux coûts liés à la compensation du producteur pour l'arrêt de l'actif de production en cas d'épisodes de prix négatifs.

Enfin, les excédents de production peuvent être stockés puis utilisés lorsque les prix de marché sont plus favorables, ce qui permet d'atténuer le risque pour le consommateur qui n'aura pas à valoriser l'excédent de production aux écarts.

Ce modèle contribue ainsi à réduire, *in fine*, le coût d'approvisionnement en électricité pour le consommateur.

5.2.2. L'achat groupé

Les acheteurs publics peuvent conclure leurs contrats par une mutualisation avec d'autres acheteurs publics.

Il leur est en effet possible de recourir à un groupe de commandes⁵² constitué afin de lancer une procédure unique pour répondre aux besoins de plusieurs personnes publiques. A cet effet, une convention de groupement est conclue et désigne l'un ou les membres ayant la charge de mener la procédure de passation et, éventuellement, l'exécution du marché.

Dans le cadre de conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité, la constitution d'un groupement de commandes emporte des avantages à plusieurs égards.

Tout d'abord, celui-ci permet de limiter les coûts administratifs mais également de mutualiser les compétences techniques et juridiques nécessaires à la conclusion de ce type de contrats.

Le groupement de commandes permet également de simplifier l'exécution du contrat et, plus particulièrement les missions de maîtrise d'ouvrage publique en cas de conclusion d'un contrat ayant pour objet la construction d'un actif de production.

De surcroît, cela constitue une réponse adaptée au déséquilibre du partage des risques en cas de conclusion d'un PPA pay-as-produced puisque ce risque sera partagé entre les acheteurs, qui pourront conclure un PPA pour un volume d'électricité plus conséquent.

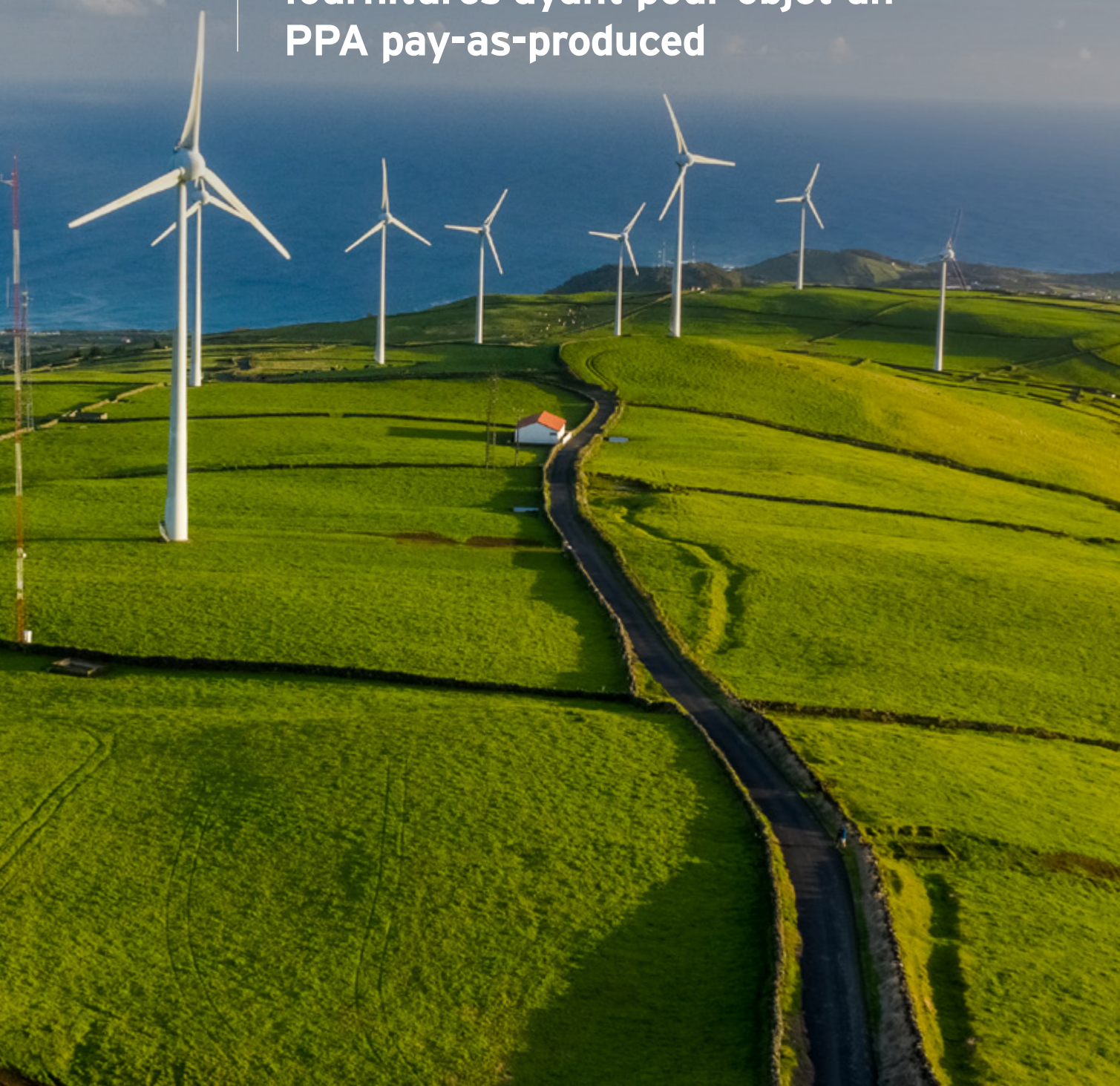
Une réflexion peut néanmoins s'avérer nécessaire quant aux modalités de répartition de la production issue de l'actif de production entre les acheteurs publics.

52. Article L. 2113-6 et suivants du code de la commande publique



6

Clausier d'un cahier des clauses administratives particulières (CCAP) d'un marché public de fournitures ayant pour objet un PPA pay-as-produced



CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU MARCHÉ

Objet du marché / préambule

Le préambule du marché doit prévoir les éléments suivants :

- identifier les parties au marché : l'acheteur et le producteur ;
- rappeler le contexte de signature du marché, la procédure de mise en concurrence suivie qui a permis de retenir l'opérateur économique et le type de contrat de la commande publique conclu ;
- rappeler que le marché a pour objet l'achat par la personne publique de l'intégralité de l'électricité renouvelable produite par l'actif de production du producteur, selon le modèle dit « *pay-as-produced* ». L'objet du marché doit être défini par renvoi à la notion de « *contrat de vente directe d'électricité* » au sens du 2° du I de l'article L. 333-1 du code de l'énergie et défini à l'article R. 333-1 du code de l'énergie et dont l'article L. 331-5 fait référence pour les personnes publiques, afin d'écarter toute offre de fourniture « classique » ;
- présenter les caractéristiques générales de l'installation de production : choix de la filière EnR, localisation de l'actif de production (*Les caractéristiques techniques de l'installation pouvant être précisées en annexe.*) ;
- viser les prestations alloties et les éventuels tiers au marché intégrés au projet tel que l'agrégateur ;
- viser les caractéristiques et la localisation des points de livraison objets du marché ainsi que les conditions d'évolution dans le respect de l'engagement « *pay-as-produced* ».

Contenu et forme du prix de l'électricité

La clause de prix doit :

- Déterminer le montant dû au producteur pour :
 - la cession de l'intégralité de l'électricité produite par l'installation de production et des éventuels attributs, c'est-à-dire le prix des garanties d'origine et la valorisation des garanties de capacité ;
 - le service de flexibilité qu'il apporte par son obligation de ne pas injecter d'électricité sur le réseau durant les heures à prix spot négatifs.
- Déterminer la forme du prix : le prix doit être unitaire et ferme, complété d'une formule d'indexation et intégrer les périodes de prix négatifs comme un élément de coût ;
- Prévoir une formule d'actualisation du prix.

Le Prix désigne le montant dû au Producteur par l'Acheteur en contrepartie :

- du transfert de propriété de l'Électricité et de la cession des Attributs associés ;
- du service de flexibilité en cas des prix spot strictement négatifs.

Les montants dus par l'Acheteur au Producteur résultent de l'addition :

- du montant associé à l'Électricité déterminé par la multiplication :
 - du volume d'Électricité injecté, exprimé en MWh, durant le Mois écoulé tel que mesuré par le dispositif de comptage ;
 - par le Prix de l'Électricité correspondant à l'achat de l'Électricité injectée pour le Mois donné.

Le Prix de l'Électricité est un montant unitaire, actualisable et, par dérogation à l'article 10.1.3. du CCAG FCS hors taxes. Le Prix de l'Électricité est de [XX] (XX) €/MWh.

Il est rappelé que le Prix de l'Électricité inclut le prix des Garanties de Capacité et la valorisation des Garanties d'Origine.

- du montant associé au service de flexibilité en cas de prix spot strictement négatif et correspond au Bonus Producteur Prix Spot Négatif.

Durée du marché

Le marché court à compter de sa date de notification par l'acheteur. Cette date est reportée dans l'hypothèse où des conditions suspensives sont prévues par le marché.

La durée du marché est déterminée par la durée d'amortissement des installations, conformément à l'article L. 331-5 du code de l'énergie, dans le respect du principe de remise en concurrence périodique des marchés publics, prévu à l'article L. 2112-5 du code de la commande publique.

La détermination de la durée du marché dépend du caractère *brownfield* et *greenfield* du contrat de vente directe d'électricité. Les contrats *greenfield* ont vocation à accompagner la création d'une nouvelle installation de production tandis que les contrats *brownfield* ont pour objet la vente de l'électricité produite par une installation de production déjà existante.

Ainsi, les projets *greenfield* impliqueront des durées de 15 à 20 ans afin de refléter la durée de l'amortissement de l'Actif tandis que la durée des projets *brownfield* sera liée aux conditions de marché et à la durée résiduelle d'exploitation (entre 3 et 5 ans).

Le terme du marché doit tenir compte de la date à laquelle l'actif peut faire l'objet d'un retrait du périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre de l'acheteur, par référence à la notion de « Prochaine Date de Sortie Possible ».

La clause peut également prévoir le sort des garanties d'origine émises durant la période de livraison qui n'ont pas été transférées à l'acheteur.

« Le marché prend effet à sa date de notification par l'Acheteur au Producteur.

Le marché prend fin à la Prochaine Date de Sortie Possible suivant la Date de Fin de la Période de Livraison fixée au [XX/XX/XXXX].»

Conditions suspensives

En fonction de la typologie du projet et, notamment du caractère *brownfield* ou *greenfield* du contrat de vente directe d'électricité, des conditions suspensives peuvent être prévues telles que :

- les conditions liées à la mise à disposition du foncier ;
- les conditions relatives à la réalisation, au raccordement par le gestionnaire de réseau et à la mise en service de l'installation ;
- la condition liée au rattachement au périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre désigné par l'acheteur ;
- la condition liée à l'obtention des financements nécessaires à la réalisation du projet ;
- la condition liée à l'obtention de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité prévue par l'article L. 333-1, 2° du code de l'énergie ou, à défaut, la mise en place d'une délégation avec un tiers titulaire de cette autorisation.

Le cas échéant, il devra être précisé la dérogation à l'article 13.1.1. du CCAG FCS.

« Par dérogation à l'article 13.1.1. du CCAG FCS, le délai d'exécution du marché part de la date de levée de l'ensemble des conditions suspensives énoncées ci-après.

Le Producteur s'engage à remplir les conditions suspensives suivantes, avant un délai de [XX] (XX) [semaines/mois] à compter de la date de signature du marché :

[XXX]

A défaut de levée des conditions suspensives dans le délai prévu, le présent marché sera nul et non avenue.

Le délai de levée des présentes conditions suspensives est reporté en cas de survenance d'un événement qualifié d'Évènement Excusable ou de cas de Force Majeure.

Le Producteur est tenu d'informer, dans les plus brefs délais, par courrier recommandé avec accusé de réception la levée de chacune des conditions suspensives.»

OBLIGATIONS DU PRODUCTEUR

Engagements généraux du producteur

La clause doit rappeler l'ensemble des engagements à la charge du producteur pour l'exécution du marché. Certaines de ces obligations devront être précisées au sein d'articles spécifiques.

« Le Producteur s'engage à :

- vendre à l'Acheteur l'intégralité de l'Electricité produite et injectée au Point d'Injection ;
- obtenir, conserver et respecter les autorisations, licences, contrats, permis ou approbations de toute autorité compétente (les « Autorisations Administratives ») lui permettant d'exécuter ses obligations au titre du marché et à les renouveler si nécessaire ;
- détenir et conserver tous les droits et Autorisations Administratives lui permettant d'exercer l'activité de production d'électricité en France à partir de l'Actif ;
- respecter les obligations qui pèsent sur les Producteurs au titre du Mécanisme de Capacité et du règlement européen n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT ;
- remettre à l'Acheteur la garantie financière (Garantie Producteur) définie dans le présent marché ;
- souscrire les polices d'assurances appropriées eu égard à son activité ;
- respecter ses engagements en matière de disponibilité garantie de l'Actif ;
- conclure et maintenir en vigueur les contrats nécessaires au raccordement, à l'accès au réseau public de distribution ou de transport et à l'exploitation de l'Actif ;
- assurer la maintenance et l'exploitation de l'Actif, prendre en charge l'ensemble des aspects techniques, administratifs et physiques de l'injection de l'électricité au Point d'Injection ainsi que le rattachement de l'Actif au Périmètre d'Equilibre de l'entité désignée comme Responsable d'Equilibre par l'acheteur ;
- ne pas facturer à l'Acheteur de l'énergie provenant d'une installation de production autre que l'Actif.

Il reconnaît être titulaire (ou s'engage à faire les démarches nécessaires afin d'être titulaire avant la Date Contractuelle de Début de la Période de Livraison) de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité prévue par l'article L. 333-1, I 2° du code de l'énergie, ou avoir mis (ou s'engage à mettre en place avant la date susvisée) une délégation valable avec un tiers titulaire de cette autorisation. Il s'engage à se conformer à cet article pendant toute la durée du marché et à fournir à l'acheteur, à sa demande, tout justificatif approprié.

A défaut d'être titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité prévue à l'article L. 333-1, I 2° du code de l'énergie, le Producteur s'engage à déléguer cette obligation à un fournisseur titulaire de cette autorisation désignée par l'Acheteur et à respecter l'obligation d'information du ministre chargé de l'énergie un mois avant la prise d'effet de la délégation, conformément à l'article R. 333-1 du code de l'énergie.

Avant la Date de Début de la Période de Livraison, le Producteur concourt à la bonne intégration du Projet par le Responsable d'Equilibre et le Fournisseur du complément désigné par l'acheteur, notamment :

- de prendre toutes les dispositions nécessaires pour se rattacher au Périmètre d'Equilibre de l'entité désignée comme Responsable d'Equilibre par l'Acheteur et signer l'accord de rattachement ;
- de communiquer les modalités d'accès et de mise à disposition :
 - en temps réel et via un accès informatisé, des données de production et d'exploitation de l'Actif mesurées au pas de temps le plus fin ;
 - de tout évènement temporaire ou permanent pouvant avoir un impact sur la production de l'Actif dès qu'il en a connaissance (notamment les arrêts programmés et non programmés) ;
- de prendre les dispositions nécessaires pour la mise en œuvre des modalités de notification par le Responsable d'Equilibre des Prix Spot strictement négatifs ;
- de désigner des interlocuteurs dédiés à l'exécution du marché, de communiquer et de tenir à jour leurs coordonnées et leurs adresses de notification »

Vente de l'électricité et de ses attributs

La clause a pour objet de prévoir la vente de l'intégralité des électrons produits par l'actif, selon le modèle dit « *pay-as-produced* », ainsi que les garanties d'origine.

« Pendant toute la Période de Livraison, le Producteur s'engage à vendre à l'Acheteur (i) l'intégralité de l'Électricité au Point d'Injection, injectée sur le Périmètre d'Équilibre du Responsable d'Équilibre, nette de la consommation liée au fonctionnement de l'Actif (c'est-à-dire « *pay as produced* »), telle que produite par l'Actif, (ii) ainsi que les Garanties d'Origine associées à ce volume d'Électricité. »

Vente des garanties d'origine

Une Garantie d'Origine désigne un document électronique défini à l'article R. 314-53 du code de l'énergie, servant exclusivement à prouver qu'une part ou une quantité déterminée d'électricité est d'origine renouvelable ou produite par cogénération. Une Garantie d'Origine représente un (1) MWh de production d'électricité.

Les PPA intègrent la cession des garanties d'origine issues de la production d'électricité renouvelable de l'actif, afin que l'acheteur puisse certifier le caractère renouvelable d'une partie de son approvisionnement.

« Pendant la Période de Livraison, le Producteur cède à l'acheteur, ou à un tiers désigné par lui, les Garanties d'Origine relatives à l'Électricité produite par l'Actif et vendue au titre du marché.

Le prix des Garanties d'Origine est intégré dans le Prix de l'Électricité.

Dans chaque facture, le prix des Garanties d'Origine sera bien identifié et distinct du prix de l'Électricité elle-même.

Ces Garanties d'Origine sont libres de toute charge, privilège, sûreté et réclamations de tiers.

Le Producteur s'engage à être titulaire d'un compte et à enregistrer l'Actif de production sur le Registre National des Garanties d'Origine, prévu à l'article L. 311-20 du code de l'énergie.

Le Producteur s'engage à transférer les Garanties d'Origine à l'acheteur, ou au tiers désigné par l'acheteur, et accorde l'exclusivité à l'Acheteur pour :

- solliciter la délivrance de Garanties d'Origine ;
- recevoir les Garanties d'Origine émises. »

Valorisation des garanties de capacité

Le mécanisme de capacité vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Ce mécanisme prévoit l'obligation pour les acteurs obligés de disposer des garanties de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité. En parallèle, les exploitants de capacité, tels que les exploitants d'installation de production d'électricité, s'engagent à rendre leurs capacités disponibles. Dès lors, les exploitants peuvent générer des garanties de capacité qui peuvent être valorisés sur le marché de capacité.

Une Garantie de Capacité est un bien meuble incorporel, fongible, échangeable et cessible défini au 10° de l'article R. 335-1 du code de l'énergie, correspondant à une puissance unitaire normative d'une valeur de 0,1 MW, émis par RTE, valable pour une année de livraison donnée et délivré à un exploitant de capacité à la suite de la certification de cette capacité.

Ainsi, dans le cadre du contrat de vente directe d'électricité, il convient de tenir compte de la valorisation des garanties de capacité par le producteur dans le prix de vente de l'électricité.

Le mode de gestion de la valorisation des garanties de capacité proposé consiste en la prise en charge par le producteur de l'ensemble des missions et obligations liées au mécanisme de capacité.

Le mécanisme de capacité est en cours de refonte. Le mécanisme actuel sera remplacé par le mécanisme à venir à compter de l'hiver 2026-2027. En cas de signature d'un PPA postérieurement à l'entrée en vigueur du nouveau mécanisme, il conviendra d'analyser la nécessité d'adapter la présente clause en fonction du design précis dudit mécanisme.

« L'Acheteur renonce au droit de se voir attribuer les garanties correspondant à la capacité certifiée de l'Actif liée à l'émission des Garanties de Capacité.

Le Producteur est tenu d'engager les démarches relatives à la Certification de la capacité de production de l'Actif pendant la Période de Livraison et notamment :

- l'intégration de l'Actif au sein d'une Entité De Certification (EDC) ;
- la définition et la mise à jour des caractéristiques techniques de l'entité de certification à laquelle la capacité certifiée est intégrée ;
- la gestion de la certification de l'Actif auprès du Gestionnaire de Réseau concerné au titre du contrat relatif à l'accès au réseau ou de la convention relative au raccordement ainsi que la signature du contrat de certification de la (des) capacité(s) auprès du ou des Gestionnaires de Réseau concernés ;
- l'inscription et la réalisation des transactions sur le Registre de Garanties de Capacité ;
- la valorisation des Garanties de Capacité sur le marché ;
- la désignation du responsable de périmètre de certification auquel les capacités sont rattachées(s).

Les Garanties de Capacité générées seront la propriété du Producteur dès leur émission sur le Registre.

L'ensemble des coûts liés à la certification de l'Actif, à l'obtention, à la valorisation des Garanties de Capacité associés ainsi que du règlement financier des éventuels écarts entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif est à la charge du Producteur.

La valorisation des Garanties de Capacité liées à l'Électricité est intégrée dans le Prix de l'Électricité.

Le prix de valorisation des Garanties de Capacité liées à l'Électricité est fixé à [XX] (XX) €/MWh.

A l'entrée en vigueur de la réforme du mécanisme de capacité prévue par l'article 19 de la loi n°2015-127 du 14 février 2015 de finances pour 2015, les Parties, à l'initiative de l'Acheteur ou du Producteur, se rencontreront afin de décider de l'adaptation du présent Article, dans les conditions prévues par le code de la commande publique pour la modification du marché. »

Attribut futur

La clause a pour objet de prévoir la faculté de modification des conditions contractuelles afin de faire bénéficier à l'acheteur de la valeur associée à la création d'un nouveau dispositif qui permettrait une source de revenu additionnel relatif à la valorisation de l'électricité renouvelable.

« Conformément à l'article R. 2194-1 du code de la commande publique, les conditions contractuelles du présent marché peuvent être modifiées en cas d'évolutions législative ou réglementaire ayant pour effet de créer un nouvel Attribut représentant une source potentielle de revenu additionnel pour l'une des Parties en lien avec l'exécution du marché. Ce nouvel attribut sera automatiquement ajouté à la liste des Attributs mentionnés dans les présentes et la valeur générée par ce nouvel attribut bénéficiera intégralement à l'acheteur. »

Obligation d'information et de notification des arrêts (programmés / non programmés) de l'actif de production

La clause relative à l'obligation de notification du producteur des arrêts de l'actif doit :

- définir les hypothèses qualifiées d'arrêts programmés et d'arrêts non programmés ;
- prévoir les seuils (durée et / ou puissance) à partir desquels le producteur est tenu de notifier la survenance d'arrêts de l'actif de production ;
- prévoir les modalités et les délais de la notification de l'acheteur en cas d'arrêt programmé et d'arrêt non programmé de l'actif.

« Le Producteur s'engage à tenir l'Acheteur et le Responsable d'Equilibre désigné par l'Acheteur informés de tout événement temporaire ou permanent pouvant avoir ou ayant un impact sur la production de l'Actif dès qu'il en a connaissance.

Ceci s'applique notamment aux événements suivants :

- Arrêts programmés : un arrêt programmé est une interruption totale ou partielle de fonctionnement de l'Actif planifiée notamment pour sa maintenance ou résultant d'une indisponibilité du Réseau communiquée à l'avance par le Gestionnaire de Réseau. Au plus tard le 1^{er} décembre de chaque année, le Producteur adresse à l'Acheteur et au Responsable d'Equilibre un calendrier prévisionnel des arrêts programmés pour l'Année suivante. En cas de modification ultérieure de ce calendrier, le Producteur en transmet dans les plus brefs délais à l'Acheteur et au Responsable d'Equilibre une version actualisée.
- Sans préjudice des obligations mentionnées à l'alinéa précédent, le Producteur s'engage à informer l'Acheteur et le Responsable d'Equilibre par courrier électronique ou via la plateforme internet mise à disposition par le Responsable d'Equilibre de tout arrêt programmé, en indiquant les Heures de début et de fin de cet arrêt, au plus tard [XX] (XX) Heures avant le commencement dudit arrêt. Les arrêts programmés de plus de [XX] (XX) Jours sont, autant que possible, planifiés pendant les périodes de l'Année où le productible est le plus faible.
- Arrêts non programmés : tout arrêt non programmé ou non prévisible affectant à minima [XX pour cent] (XX%) de la capacité installée. Le Producteur s'engage à informer l'Acheteur et le Responsable d'Equilibre par courrier électronique ou via une plateforme internet de tout arrêt non programmé, non prévisible (dans son principe ou sa date) en respectant le délai suivant : [fixation d'un délai minimal de prévenance après l'évènement]
 - Le Producteur indiquera le Jour et l'Heure de début et, si possible, le Jour et l'Heure prévisionnelle de fin de cet arrêt, ainsi qu'une indication du pourcentage de la Puissance Installée restée disponible depuis le début de l'évènement (au pas horaire) et une prévision de la puissance qui pourrait demeurer disponible entre la notification du Producteur et l'Heure prévisionnelle de fin de l'arrêt, au pas horaire également.
 - Le Producteur s'engage à remédier dans les meilleurs délais aux Arrêts non programmés. »

Engagements relatifs à la disponibilité de l'actif de production

En cas de conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité « *pay-as-produced* », un engagement de disponibilité de l'actif doit être prévu.

La clause relative à l'engagement de disponibilité doit :

- définir ce qui est entendu par l'engagement de disponibilité consistant en la capacité de l'actif à produire et non en un engagement de production ;
- Déterminer les événements exclus du calcul du taux de disponibilité de l'actif ;
- Définir le taux de disponibilité, par référence à un pourcentage de disponibilité ou à une capacité minimale ;
- Identifier d'éventuelles pénalités financières à la charge du producteur en cas d'absence de respect du taux de disponibilité.

« Le taux moyen de disponibilité de l'Actif est calculé selon la méthodologie définie en Annexe - Disponibilité de l'Actif, appliquée sur chaque période courant du 1^{er} janvier au 31 décembre (la « Période de Calcul »).

Pour la première et la dernière année d'exploitation, la Période de calcul est définie comme suit :

- Pour la première année d'exploitation pour une période de douze (12) mois maximum courant à partir de la Date de Début de la Période de Livraison et se terminant au 31 décembre de cette même année ;
- Pour la dernière année d'exploitation, du 1^{er} janvier à la Date de Fin de la Période de Livraison.

Le Taux Annuel de Disponibilité Garantie, pour chaque Période de Calcul, devra au moins être égal à [XX] pour cent (XX %).

Le calcul du Taux Annuel de Disponibilité Garanti ne prend pas en compte la durée d'indisponibilité résultant des événements suivants, sous réserve que le Producteur apporte l'ensemble des éléments justificatifs permettant de démontrer que la survenance de l'évènement ne résulte pas d'une faute ou d'une négligence qui lui est imputable :

- la durée des périodes de maintenance de l'Actif, dans une limite de vingt (20) heures par an, quelle que soit la baisse de la production entraînée par ces maintenances que le Producteur s'engage toutefois à limiter ;
- la durée des périodes d'Arrêts programmés ;
- la durée de l'arrêt de l'Injection de l'Electricité demandé par le Responsable d'Equilibre en cas de Prix EPEX Spot Day-Ahead strictement négatifs sur l'EPEX SPOT ;
- la durée des indisponibilités liées à la survenance d'un événement qualifié d'Evènement Excusable ou de cas de Force Majeure.

Dans un délai de [XX] (XX) Jours à compter du terme de chaque Période de Calcul, le Producteur transmet à l'Acheteur tous les éléments permettant d'apprécier le respect ou non du Taux Annuel de Disponibilité Garantie.

Si le Producteur ne respecte pas le Taux Annuel de Disponibilité Garantie pour une Période de Calcul donnée, l'Acheteur applique au Producteur, dans les meilleurs délais qui suivent la réception par l'Acheteur des éléments susmentionnés, la pénalité défini à l'Article [XX] du présent marché. »

Obligations générales relatives à la production d'électricité renouvelable

La clause a pour objet de déterminer les obligations du producteur relatives à l'installation, la gestion et à l'exploitation de l'actif de production.

« Le Producteur s'engage à :

- entretenir, maintenir et exploiter l'Actif en Opérateur Prudent et Raisonné et conformément à la Loi Applicable, et à faire son affaire de l'ensemble des aspects techniques, administratifs et physiques de l'injection et de la livraison de l'Électricité au Point d'Injection, à ses seuls frais et sous son entière responsabilité. A cette fin, notamment, il prévoit et planifie l'entretien et la maintenance de l'Actif, à ses frais, pendant toute la durée du marché (incluant le maintien en bon état de tous les appareils annexes nécessaires au pilotage de la production) ; procède aux changements des instruments selon les recommandations des fabricants ; et reprogramme les systèmes logiciels en fonction des nouveaux équipements installés le cas échéant.
- disposer d'une installation électrique conforme à la Loi Applicable et apte à l'injection d'électricité dans le Réseau ;
- entretenir et maintenir en bon état de fonctionnement le Point d'Injection, le système SCADA et ses interfaces vers l'Acheteur pour les éléments qui relèvent de la responsabilité du Producteur.

Le Producteur gère seul les démarches et formalités nécessaires à la délivrance physique de l'Électricité au Point d'Injection, notamment vis-à-vis du Gestionnaire de Réseau, selon la Loi Applicable et les bonnes pratiques. »

Rattachement de l'actif au périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre

Les producteurs et les consommateurs sont responsables des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels ils procèdent, conformément à l'article L. 321-15 du code de l'énergie. Afin de respecter cette obligation, ceux-ci peuvent contracter avec un responsable d'équilibre qui prendra en charge ces écarts.

Dans le cadre d'un contrat de vente directe d'électricité, l'actif est rattaché au périmètre du responsable d'équilibre du responsable d'équilibre désigné par l'acheteur.

La clause doit prévoir :

- les délais de rattachement de l'actif au périmètre du responsable d'équilibre à l'entrée en vigueur du marché, dans les hypothèses de changement de responsable d'équilibre et dans tous les autres de figure ;
- les conséquences de l'absence de respect du délai de rattachement par le producteur et, notamment la pénalité financière ;
- la procédure applicable en cas de changement de responsable d'équilibre, qu'il soit programmé, notamment au terme du marché public conclu avec le responsable d'équilibre ou non programmé, résultant notamment de la défaillance du responsable d'équilibre préalablement désigné ;
- l'obligation pesant sur le producteur d'effectuer les démarches nécessaires afin de retirer l'actif du périmètre du responsable d'équilibre au terme du marché ou, à défaut, de prévoir les conséquences financières en cas de retard afin que l'acheteur n'assume pas les coûts liés à l'électricité injectée et au règlement des écarts ;
- les conséquences financières en cas de choix par le producteur de maintenir son rattachement au périmètre du responsable d'équilibre désigné par l'acheteur afin que l'acheteur n'assume pas les coûts liés à l'électricité injectée et au règlement des écarts.

« Le Producteur est tenu de prendre toutes les dispositions nécessaires pour se rattacher au Périmètre d'Equilibre de l'entité désignée comme Responsable d'Equilibre par l'acheteur, conformément à l'article L. 321-15 du code de l'énergie et signer l'accord de rattachement :

- [XX] (XX) Jours Ouvrés suivant la réception de la notification par l'Acheteur l'informant de sa désignation, pour le rattachement initial de l'Actif, ainsi qu'en cas de changement programmé du Responsable d'Equilibre (à l'issue des procédures de remise en concurrence du ou des contrats de fourniture de l'acheteur) ;
- [XX] (XX) Jours Ouvrés dans tous les autres cas suivant la notification par l'Acheteur de sa désignation.

En cas de retard du Producteur dans ses engagements relatifs au rattachement initial de l'Actif ou lors d'un changement ultérieur de Responsable d'Equilibre, sauf à ce qu'il en ait été empêché du fait d'un événement qualifié d'Événement Excusable ou de cas de Force Majeure, le Producteur devra à l'Acheteur la pénalité relative au Dépassement de la Date de Début de la Période de Livraison).

En cas de changement de Responsable d'Equilibre, le Producteur s'engage à s'adapter à ses nouvelles demandes éventuelles, notamment concernant la communication d'informations sur le fonctionnement de l'Actif.

En cas de changement non programmé et/ou de défaillance imprévisible du Responsable d'Equilibre (dans le cas où l'entité désignée par l'Acheteur comme Responsable d'Equilibre serait empêchée d'agir en qualité de Responsable d'Equilibre ou ne serait plus Responsable d'Equilibre ou dans le cas où l'Actif serait retiré de son Périmètre d'Equilibre sans l'accord du Producteur) : (a) la Partie la plus diligente devra adresser une notification par lettre recommandée avec avis de réception à l'autre Partie pour l'informer de cette situation dès qu'il en aura eu connaissance ; et, (b) dans un délai de [XX] (XX) Jours Ouvrés suivant la première présentation de cette notification (sauf nécessité pour l'Acheteur de relancer une procédure de passation d'un marché public), l'Acheteur devra désigner un nouveau Responsable d'Equilibre au Périmètre d'Equilibre, sauf nécessité pour l'Acheteur de relancer une procédure de passation d'un marché public ; et, (c) le Producteur devra être en mesure de fournir les éléments nécessaires au rattachement de l'Actif dans les [XX] (XX) Jours Ouvrés après que le nouveau Responsable d'Equilibre aura accepté sa désignation et transmis la liste des informations nécessaires à ce rattachement au Producteur.

Le Producteur reconnaît que la Date de Fin de la Période de Livraison implique un retrait effectif de l'Actif du Périmètre d'Equilibre auquel elle est rattachée. Dépendant de démarches du Producteur, il est ainsi tenu de les entreprendre et les poursuivre dans les délais fixés par les Règles relatives à la programmation, le mécanisme d'ajustement et le dispositif de responsable d'équilibre publiées sur le site du GRT, ou toute autre règle s'y substituant, afin que le retrait soit effectif dès la Prochaine Date de Sortie Possible. Le Producteur s'engage ainsi à respecter les conditions définies à l'article 3.F.3.2 « Changement de RE pour un élément à la demande d'un Acteur » du Chapitre 3 des Règles de marché de RTE relatif au Dispositif de Responsable d'Equilibre, ou, à défaut, des conditions fixées par l'article dans sa version applicable au moment venu.

En cas de retard lors du retrait final de l'Actif de tout Périmètre d'Equilibre désigné par l'acheteur par la faute du Producteur : l'Acheteur est libéré d'avoir à payer l'Electricité qui serait encore injectée par le Producteur sur le Périmètre d'Equilibre qu'il avait désigné. L'Acheteur est également libéré d'avoir à assumer le coût des écarts d'injection liés à l'Electricité et, plus largement, l'ensemble des coûts et engagements qui pesaient jusqu'alors sur lui au titre de la responsabilité d'équilibrage. A cet effet, l'Acheteur refacturera l'intégralité des coûts mis à sa charge par le Responsable d'Equilibre à raison de l'injection de l'Electricité, le Producteur devant les acquitter.

A toutes fins utiles il est également précisé que si le Producteur fait le choix de maintenir le rattachement de l'Actif au Périmètre d'Equilibre qui avait été désigné par l'Acheteur pour les besoins du présent marché, l'Acheteur sera libéré d'avoir à payer l'Electricité qui serait encore injectée par le Producteur sur ce Périmètre d'Equilibre (et plus largement libéré d'avoir à assumer le coût des écarts d'injection liés à l'Electricité et l'ensemble des coûts et engagements qui pesaient jusqu'alors sur lui au titre de la responsabilité d'équilibrage) à compter de la Prochaine Date de Sortie Possible, même si l'Actif n'est pas retiré dans les faits. »

Cas des prix spot strictement négatifs

Les prix négatifs correspondent à des périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sur marché spot deviennent négatifs, pouvant obliger les producteurs à payer pour le produire.

Ces épisodes résultent d'une surabondance de l'offre d'électricité par rapport à la demande.

Dans le cadre de l'exécution d'un contrat de vente directe d'électricité, les épisodes de prix spot négatifs n'emportent pas de conséquences sur le prix de l'électron dans la mesure où ce prix est généralement fixe et décorrélé des prix sur les marchés de l'énergie.

Les parties peuvent néanmoins prendre en compte la survenance des prix spot négatifs afin de s'inscrire dans une démarche vertueuse pour le bon fonctionnement du système électrique. Aussi, les épisodes de prix négatifs peuvent également constituer une opportunité pour l'acheteur de s'approvisionner directement sur le marché à des prix négatifs. Cette éventualité reste limitée à l'hypothèse où l'acheteur bénéficie d'une offre de fourniture dynamique.

L'incitation à arrêter la production de l'actif en cas de survenance de prix spot négatifs peut prendre plusieurs formes :

- une rémunération du service de flexibilité versée par l'acheteur au producteur, afin de compenser les coûts résultant de l'arrêt de l'actif et le gain manqué lié aux volumes d'électricité non produits, et donc non vendus à l'acheteur ;
- un malus versé par le producteur en cas de production lors des heures à prix spot négatifs notifiées par le responsable d'équilibre ;
- une incitation financière à réaliser les maintenances de l'installation de production durant les heures à prix spot négatifs.

La présente clause doit prévoir :

- l'obligation pesant sur le producteur d'arrêter l'actif afin de ne pas injecter d'électricité sur le réseau durant les heures à prix négatifs, à la suite de la notification par le responsable d'équilibre ;
- la rémunération du producteur pour le service de flexibilité qu'il apporte en cas d'arrêt de l'actif de production.

Cette modalité permet d'inciter le producteur à s'inscrire dans une démarche vertueuse d'un point de vue du système électrique.

Par ailleurs, le producteur ne bénéficie pas d'une compensation financière pour les gains manqués en raison de la difficulté pour l'acheteur de bénéficier des prix spot négatifs.

Si les conditions contractuelles du marché de fourniture d'électricité pour le complément permettent à l'acheteur de bénéficier de la possibilité d'être payée pour soutirer de l'électricité, des modalités différentes peuvent être envisagées, telle qu'une compensation financière du producteur ou un partage des bénéfices par l'acheteur.

*« En cas de Prix EPEX Spot Day-Ahead strictement négatifs sur l'EPEX SPOT sur une ou plusieurs Heures de la journée à venir le Responsable d'équilibre désigné par l'acheteur, s'engage à le notifier, dans un délai d'une (1) Heure après publication par EPEX SPOT, et au plus tard à 17h00 la veille pour le lendemain, au Producteur ou, le cas échéant, à l'entité désignée par le Producteur afin que ce dernier n'injecte pas d'électricité le lendemain sur les Heures indiquées par le Responsable d'Equilibre dans sa notification (la « **Notification Prix Spot Négatif** »). Nonobstant toute stipulation contraire des présentes, le Producteur s'engage alors à cesser l'injection de l'Electricité pendant les Heures indiquées dans cette notification.*

Situation où le Producteur n'avait pas cessé l'injection de l'Electricité pendant les heures mentionnées dans la Notification du Prix Spot Négatif.

*Si, quoique dûment notifié, le Producteur n'avait pas cessé l'injection de l'Electricité pendant les heures mentionnées dans la Notification du Prix Spot Négatif, et que le prix de règlement des écarts positifs était négatif sur au moins un pas quinze minutes des heures mentionnées, il sera redevable au profit de l'Acheteur ou de son Responsable d'Equilibre du malus suivant (ci-après : « **Malus Producteur Prix Spot Négatif** »), calculée pour chaque Heure, suivant cette formule :*

Malus Producteur Prix Spot Négatif = $\text{Prod_1/4h} \times \text{abs}(\text{PREP})$, dans laquelle :

- **Prod_1/4h** désigne la production d'Electricité (en MWh) de l'Actif pendant le pas de quinze minutes tel que compris dans une Heure mentionnée dans la Notification du Prix Spot Négatif ;
- **abs(PREP)** désigne (en €/MWh) la valeur absolue du prix de règlement des écarts positifs sur le pas de quinze minutes, si celui-ci est négatif, tel que publié par RTE.

Si le pas des écarts appliqué par RTE venait à changer, le nouveau « pas » applicable sera seul pris en compte pour l'application des stipulations du présent Article.

Dans le cas où le prix de règlement des écarts positifs se révèle positif, aucun malus ne sera versée par le Producteur au bénéfice de l'acheteur.

A la fin de chaque Mois, le Responsable d'Equilibre déterminera le montant du malus du par le Producteur et correspondant audit Mois par application de la formule ci-dessus.

Le malus Producteur Prix Spot Négatif fera l'objet d'une notification par le Responsable d'Equilibre au Producteur.

Si le Responsable d'Equilibre n'avait pas envoyé de Notification Prix Spot Négatif, ou s'il l'avait adressée en retard, tout volume d'Electricité ayant été produit durant les périodes de Prix EPEX Spot Day-Ahead strictement négatifs sera rémunéré au Prix de l'Electricité par l'Acheteur au Producteur.

Rémunération du Producteur pour le service de flexibilité qu'il apporte en cas d'absence d'arrêt de l'Actif de production.

*Lorsque le Producteur cesse l'injection de l'Electricité pendant les heures mentionnées dans la Notification du Prix Spot Négatif, l'Acheteur ou son Responsable d'Equilibre sera redevable au profit du Producteur du bonus suivant (ci-après : « **Bonus Producteur Prix Spot Négatif** »), calculée pour chaque Heure, suivant cette formule :*

Bonus Producteur Prix Spot Négatif = $\text{Prod_1/4h} \times 0,5 \times \text{Prix de l'Electricité}$ dans laquelle :

- **Prod_1/4h** désigne la production d'Electricité (en MWh) de l'Actif pendant le pas de quinze minutes tel que compris dans une Heure mentionnée dans la Notification du Prix Spot Négatif ;
- **Prix de l'Electricité** désigne (en €/MWh) le prix unitaire actualisé d'achat de l'Electricité injectée pour le Mois donné.»

Achat de l'électricité et de ses attributs

Dans le cadre d'un contrat de vente directe d'électricité « pay-as-produced », l'acheteur s'engage à acheter toute la production électrique de l'actif, indépendamment de sa consommation.

La clause a pour objet de prévoir l'achat par l'acheteur de l'intégralité de l'électricité produite ainsi que les garanties d'origine associés.

« Pendant toute la Période de Livraison, l'Acheteur s'engage auprès du Producteur à lui acheter (i) l'intégralité de l'Électricité injectée sur le Périmètre d'Equilibre du Responsable d'Equilibre, nette de la consommation liée au fonctionnement de l'Actif (c'est-à-dire « pay as produced »), telle que produite par l'Actif, (ii) ainsi que les Garanties d'Origine associées à ce volume d'Électricité et les Garanties de Capacité liées à l'Actif, et à payer le Prix prévu dans les délais prévus. »

Désignation d'un responsable d'équilibre

La clause relative à la désignation du responsable d'équilibre doit prévoir les obligations suivantes pesant sur l'acheteur :

- l'obligation de l'acheteur de désigner un responsable d'équilibre durant toute la durée de la Période de Livraison du marché. L'acheteur ayant la liberté de choisir le responsable d'équilibre, celui-ci pourra désigner le titulaire du marché public de fournitures de son approvisionnement en électricité pour le complément ;
- les délais de désignation du responsable d'équilibre auxquels le l'acheteur s'engage, lors de l'entrée en vigueur du marché mais également en cas de changement de responsable d'équilibre, qu'il soit programmé, notamment au terme du marché public conclu avec le responsable d'équilibre ou non programmé, résultant notamment de la défaillance du responsable d'équilibre préalablement désigné ;
- l'engagement de l'acheteur de supporter les coûts liés à la gestion des écarts sur le périmètre d'équilibre.

« L'Acheteur s'engage à désigner un Responsable d'Equilibre exerçant en Opérateur Prudent et Raisonnable à compter du début de la Période de Livraison et pendant toute la Période de Livraison et, ce, avec la faculté de rattacher successivement l'Actif à plusieurs Périmètres d'équilibre dès lors que la durée du marché est couverte sans discontinuité. Il est entendu entre les Parties que l'Acheteur est totalement libre du choix du Responsable d'Equilibre désigné dans le cadre de l'application de ce marché.

L'Acheteur est ainsi tenu de désigner le Responsable d'Equilibre (initial) et de notifier l'ensemble des informations nécessaires à l'activité de ce dernier, suivant les pratiques habituelles de secteur, au Producteur au moins [XX] (XX) Mois avant la Date Contractuelle de Début de la Période de Livraison.

Par la suite :

- en cas de changement programmé de Responsable d'Equilibre, l'Acheteur désignera à nouveau un Responsable d'Equilibre et le notifiera, avec l'ensemble des informations nécessaires précitées, au Producteur, au moins XX Jours avant l'échéance du terme prévu du contrat en cours avec le Responsable d'Equilibre ;
- en cas de changement non programmé et/ou de défaillance imprévisible du Responsable d'Equilibre (dans le cas où l'entité désignée par l'Acheteur comme Responsable d'Equilibre serait empêchée d'agir en qualité de Responsable d'Equilibre ou ne serait plus Responsable d'Equilibre ou dans le cas où l'Actif serait retirée de son Périmètre d'Equilibre sans l'accord du Producteur) : (a) la Partie la plus diligente devra adresser une notification par lettre recommandée avec avis de réception à l'autre Partie pour l'informer de cette situation dès qu'il en aura eu connaissance et, (b) dans un délai de [XX] (XX) Jours Ouvrés suivant la première présentation de cette notification l'Acheteur devra désigner un nouveau Responsable d'Equilibre au Périmètre d'Equilibre (sauf en cas de nécessité de relancer une procédure de passation d'un marché public) et, (c) le Producteur devra être en mesure de fournir les éléments nécessaires au rattachement de l'Actif dans les [XX] (XX) Jours Ouvrés après que le nouveau Responsable d'Equilibre aura accepté sa désignation et transmis la liste des informations nécessaires à ce rattachement au Producteur.

L'Acheteur s'engage à supporter tous les coûts résultant de l'injection de l'Electricité dans le Périmètre d'Equilibre, en ce notamment compris les échanges avec le Responsable d'Equilibre qu'il a désigné, la rémunération de ce dernier et les coûts des écarts d'équilibre relatifs à l'Electricité injectée éventuellement facturés par le Responsable d'Equilibre.

L'Acheteur s'engage également à ce que l'entité désignée comme Responsable d'Equilibre soit enregistrée comme Responsable d'Equilibre conformément aux règles relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre. Il devra faire ses meilleurs efforts pour s'assurer que la prestation des services d'équilibrage par le Responsable d'Equilibre s'effectue conformément aux Lois Applicables. »

TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ DE L'ELECTRICITÉ ET DES GARANTIES D'ORIGINE

Transfert de propriété et des risques

Le marché doit prévoir les éléments spécifiques relatifs au transfert de propriété de l'électricité et des garanties d'origine.

En effet, dans le cadre d'un contrat de vente directe d'électricité, le transfert de propriété du producteur vers l'acheteur, est réalisé au point d'injection, c'est-à-dire au point où l'installation de production est raccordée au réseau.

Le transfert de propriété des garanties d'origine est réalisé par le transfert entre le compte du producteur et celui de l'acheteur sur le Registre National des garanties d'origine.

« Par dérogation à l'article 31 du CCAF FCS, le transfert de propriété et de risques de l'Electricité, libre de tout droit et toute réclamation de tiers, vendue par le Producteur à l'acheteur, est réputé intervenir au Point d'Injection de l'actif.

Le transfert de propriété et de risques des Garanties d'Origine liées à l'Electricité, cédées par le Producteur à l'acheteur, est réputé intervenir à compter du transfert de ces Garanties d'Origine du compte du Producteur au compte de l'Acheteur (ou du tiers désigné par l'acheteur). »

GARANTIE BANCAIRE

Garantie bancaire du producteur

Une garantie bancaire pourra être demandée, à la charge du producteur.

Il pourra être prévu une garantie à première demande (« GAPD »), qui constitue un contrat de droit privé autonome au marché, détachable du contrat de base. La GAPD offre la possibilité à l'acheteur d'appeler en garantie le tiers agréé en cas de défaillance du producteur, sans que ce garant ne puisse opposer d'exception tirée du marché.

L'objet pour lequel la GAPD est conclu ainsi que son montant devront être déterminés. Son montant devra respecter le plafond de 5% du montant initial et, le cas échéant celui de 3% en cas de conclusion avec une petite ou moyenne entreprise.

Au besoin, la GAPD pourra être accompagnée d'une garantie maison-mère, offrant à l'acheteur, en cas de défaillance du producteur, la garantie d'une substitution du garant afin d'exécuter les obligations prévues par le marché.

« Le Producteur constitue, au profit de l'acheteur, afin de couvrir la bonne exécution de ses engagements au titre du marché au plus tard [XX] (XX) Jours avant la Date de Début de la Période de Livraison, une garantie autonome à première demande, émanant d'un établissement bancaire de premier rang ayant son siège social en France et agréé par l'Autorité de Contrôle Prudentiel, dont le montant est de [XX] euros (EUR XX) (ci-après la « Garantie Producteur »).

L'établissement bancaire ne pourra opposer aucun des droits et obligations du Producteur, pas plus qu'aucune exception tirée du marché, à la mise en œuvre de la Garantie Producteur.

La Garantie Producteur doit être maintenue, sans discontinuité, jusqu'à l'expiration d'une période de [XX] (XX) mois à compter de la Date de Fin de la Période de Livraison.

En cas d'émission d'une Garantie Producteur respectant les critères de validité ci-dessus mais dont le terme de validité se situerait avant le terme mentionné ci-dessus, le Producteur devra remettre à l'Acheteur une nouvelle Garantie Producteur au plus tard [XX] (XX) Jours avant la date de fin de validité de la Garantie Producteur alors en cours, à défaut de quoi l'Acheteur sera en droit de résilier le marché et/ou d'appeler la Garantie Producteur en cours.

Par ailleurs, dès la signature du marché, le Producteur constitue ou fait constituer et remet à l'Acheteur une garantie maison-mère émise par [XX], par laquelle le garant s'engage irrévocablement envers l'Acheteur à apporter à l'acheteur, tous les moyens humains, financiers et techniques nécessaires pour garantir les obligations définies au marché, le cas échéant en se substituant au Producteur, directement ou par l'intermédiaire de tout tiers de son choix, et ce pendant toute la durée du marché. »

Conditions de paiement

Dans le cadre de la mise en œuvre d'un contrat de vente directe d'électricité, se pose la question la question des modalités de paiement des volumes d'électricité produits par l'actif de production et leur intégration dans l'approvisionnement de l'acheteur.

Le modèle « sans revente des volumes du PPA par le consommateur » s'organise par une indépendance entre le contrat de vente directe d'électricité et le contrat de fourniture pour le complément. Dans ce cadre, l'acheteur paie respectivement au producteur les volumes produits par l'actif de production et à un fournisseur les volumes pour le complément. Les volumes achetés au producteur sont préalablement profilés par un agrégateur, ce qui signifie qu'il réalise les prestations liées à la gestion des écarts entre le profil de production de l'actif et sa production réelle.

Dans l'hypothèse où les missions d'agrégation sont réalisées par le Fournisseur du complément, il est possible de prévoir une délégation de facturation à son profit.

Cette délégation de facturation permet de prévoir qu'un seul paiement par l'acheteur pour l'ensemble de sa consommation d'électricité. En effet, la facture du Fournisseur du complément intègre les volumes issus de l'actif de production au titre du contrat de vente directe d'électricité et du complément de fourniture.

Le producteur reçoit le paiement des volumes au titre du contrat de vente directe d'électricité par le Fournisseur du complément, au nom et pour le compte de l'acheteur qui reste débiteur du producteur.

La clause relative à la délégation de facturation doit prévoir :

- les modalités de fonctionnement de la délégation de la facturation des volumes produits par l'Actif au profit du Fournisseur du complément ;
- l'engagement du producteur de conclure la convention tripartite dès la conclusion du marché public avec le Fournisseur du complément et à chaque nouvelle procédure de mise en concurrence ;
- les délais de signature de la convention tripartite.

« Le Producteur est rémunéré indirectement par l'Acheteur par le biais d'une délégation de facturation mise en place avec le Fournisseur du complément.

Le paiement des montants dus par l'Acheteur au Producteur sera réalisé directement par le Fournisseur du complément auprès du Producteur et les sommes versées seront déduites du montant du marché réglé par l'acheteur au Fournisseur du complément.

La convention de délégation est conclue entre l'acheteur, le Producteur et le Fournisseur du complément.

Le producteur s'engage à procéder à la signature de la convention tripartite relative à la délégation de la facturation du Prix de l'Electricité, et à renouveler cette signature à chaque demande de l'acheteur, notamment en cas de nouvelle procédure de mise en concurrence du marché avec le Fournisseur du complément.

La signature de cette convention tripartite interviendra à l'issue de la procédure de passation du marché public organisée par l'Acheteur visant à désigner le Fournisseur du complément. Le Producteur est tenu de prendre toutes les dispositions nécessaires pour signer la convention de délégation de facturation [XX] (XX) Jours Ouvrés suivant la réception de la notification par l'Acheteur de cette convention.

Le Producteur transmettra ses factures et les pièces comptables nécessaires à leur validation au Fournisseur, selon les modalités d'échanges fixées par le Fournisseur. »



Evènement excusable

Des évènements extérieurs et non imputables au producteur peuvent empêcher l'exécution du contrat de vente directe d'électricité et, plus précisément d'empêcher toute livraison d'électricité au point d'injection de l'actif.

Dans ces circonstances, il convient d'appliquer un régime spécifique à ces évènements, pouvant être qualifiés d'« évènement excusable » afin de ne pas faire peser de conséquences sur le producteur en cas de survenance de ce type d'évènements.

La clause relative à ces empêchements légitimes doit :

- prévoir une liste exhaustive d'évènements répondant à la qualification d'évènement excusable ;
- déterminer les modalités de notification par le producteur de la survenance d'un évènement excusable et, notamment le délai, la forme et le contenu de la notification ;
- prévoir les conséquences de la survenance d'un évènement excusable sur la poursuite de l'exécution des obligations contractuelles par le producteur ;
- prévoir les conséquences de la survenance d'un évènement excusable sur les sanctions pouvant être adressées par l'acheteur au producteur et, le cas échéant, la possibilité pour l'acheteur de résilier le marché en cas d'évènement excusable prolongé.

« Dès lors qu'ils ne résultent pas d'une omission, une faute ou d'une négligence imputable au Producteur et qu'ils font réellement obstacle aux obligations contractuelles définies dans le présent marché, les évènements suivants constituent des Empêchements Légitimes :

- tout arrêt de l'exploitation résultant d'une catastrophe naturelle (incendie, explosion, tornade, foudre...) reconnue comme telle par arrêté interministériel et empêchant ce dernier d'accéder à l'Actif pendant plus de 6h00 d'affilée ;
- toute mesure sanitaire imposée par une autorité administrative en réponse à une pandémie ou à un risque de pandémie ayant pour effet d'empêcher la réalisation des obligations du Producteur ;
- tout arrêt de l'exploitation résultant de l'indisponibilité totale ou partielle du Réseau auquel est rattaché l'Actif ;
- toute décision judiciaire ou administrative imposant l'interruption de l'exploitation de l'Actif ;
- tout retard de livraison des équipements nécessaires ou d'une pièce de rechange nécessaire à l'exploitation de la Centrale et ne pouvant pas avoir été anticipé selon la Pratique Diligente ;
- un acte fautif imputable directement à l'Acheteur et ayant pour effet d'empêcher le fonctionnement de l'Actif.

Le Producteur a l'obligation de mettre en œuvre les mesures adéquates afin d'atténuer au maximum les conséquences, sur ses obligations contractuelles, de la survenance d'un Evènement Excusable.

Si le Producteur invoque la survenance d'un Evènement Excusable, il doit le notifier à l'Acheteur dans un délai de [XX] (XX) Jours calendaires à compter du jour de l'évènement à l'origine de l'Evènement Excusable.

Cette notification fait apparaître, de façon précise, notamment (i) l'évènement dont la survenance est invoquée et la date à laquelle il a eu lieu ; (ii) les conséquences de la survenance de cet évènement sur l'exécution des obligations du Producteur ; (iii) l'absence de responsabilité du Producteur dans la survenance de l'évènement et (iv) les mesures prises par le Producteur visant à atténuer au maximum les conséquences de l'évènement sur l'exécution de ses obligations au titre du marché.

Faute de notification dans les formes et délais ainsi prescrits, le Producteur ne pourra se prévaloir de la survenance de cet évènement au titre d'un Evènement Excusable.

L'Acheteur formalise sa réponse dans un délai de [XX] (XX) Jours à compter de la date de réception de la notification du Producteur, l'absence de réponse dans les [XX] (XX) Jours valant refus de l'Acheteur de reconnaître l'Evènement Excusable.

En cas de survenance d'un Evènement Excusable reconnu dans les conditions précisées ci-dessus, et sous réserve que le Producteur justifie que ces évènements ont affecté ses obligation(s) contractuelle(s) et qu'il ne disposait pas de moyens normaux pour limiter ou éviter leurs effets, les délais d'exécution qui sont impartis au présent marché sont prolongés d'une durée en Jour(s) strictement égale à celle durant laquelle l'évènement considéré aura empêché l'exécution du marché. Dans le cas de plusieurs Empêchements Légitimes simultanés, alors le nombre de jours correspondant n'est pas cumulable.

En cas d'Evènement Excusable, l'Acheteur ne pourra appliquer les sanctions prévues au marché.

En complément de l'article 38 du CCAG FCS, le marché pourra être résilié par l'Acheteur par courrier recommandé en cas de survenance d'un Evènement Excusable perdurant sur une période excédant [XX] (XX) Mois, consécutifs ou non, sur la durée du marché.

En cas de résiliation du marché pour Evènement Excusable prolongé, aucune indemnité ne sera due par l'une ou l'autre des Parties. »

PÉNALITÉS APPLICABLES AU PRODUCTEUR

Conditions générales des pénalités

Les conditions de mise en œuvre des pénalités doivent être fixées par le marché et, notamment :

- la fixation éventuelle d'un plafond par référence à un pourcentage du montant global du marché ou à une somme ;
- leur caractère libératoire et cumulable ;
- l'éventuelle réalisation d'une mise en demeure préalable du producteur de se conformer à ses obligations ;
- les modalités de notification des pénalités au producteur. Il devra être prévu que la pénalité relative à la survenance des prix spot négatifs soit notifiée au producteur par le responsable d'équilibre.

Le cas échéant, il devra être précisé que ces modalités dérogent à l'article 14 du CCAG FCS.

Faits générateurs de pénalités

Dans le cadre de la mise en œuvre d'un contrat de vente directe d'électricité, des pénalités peuvent être prévues pour la survenance des cas suivants :

- dépassement de la Date de Début de la Période de Livraison fixée par le marché ;
- défaillance du producteur dans ses obligations relatives au responsable d'équilibre et, notamment de rattachement de l'actif au périmètre du responsable d'équilibre désigné par l'acheteur ;
- défaillance dans les obligations d'information du producteur et, notamment ceux relatifs aux arrêts programmés / non programmés de l'Actif ;
- non-respect du Taux Annuel de Disponibilité Garantie de l'actif défini par le marché.

Le montant de ces pénalités dépendra du manquement en cause. Celui-ci pourra être fixé :

- par un montant fixe par jour de retard ;
- par une formule de calcul appliquée par jour de retard, pouvant faire référence au montant du Prix Epex Spot Day-Ahead ou le Prix de l'électricité.

Il devra être précisé que les faits générateurs des pénalités du producteur sont déterminés par dérogation à l'article 14 du CCAG FCS.



CONDITIONS DE MODIFICATION DU MARCHÉ EN COURS D'EXÉCUTION

Responsabilité

La clause de responsabilité doit prévoir :

- le type de dommages couverts (directs, indirects, matériels, matériels) ;
- un éventuel plafond de responsabilité, par référence à un pourcentage du prix du marché.

« Par dérogation à l'article 8 du CCAG FCS et sans préjudice des autres stipulations du marché, la Partie défaillante est tenue d'indemniser l'autre Partie au titre des dommages subis du fait de sa défaillance, étant précisé que seuls les dommages directs et matériels, dès lors qu'ils sont dûment justifiés et documentés, pourront faire l'objet d'une indemnisation. »

RÉSILIATION

Principes généraux

Les principes généraux encadrent les modalités de notification et la date d'effet de la résiliation devront être encadrées.

La date d'effet de la résiliation devra être déterminée en tenant compte des contraintes liées au retrait de l'actif au périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre.

« La décision de résiliation de l'Acheteur est notifiée au Producteur par courrier recommandé et mentionne une date de résiliation. Le cas échéant et par dérogation à l'article 38 du CCAG FCS, la résiliation du marché prendra effet dès la Prochaine Date de Sortie Possible suivant cette notification.

Cette date est alors la Date de Fin de la Période de Livraison. »

Résiliation pour faute du producteur

La conclusion d'un contrat de vente directe d'électricité nécessite d'introduire des cas de résiliation pour faute du producteur spécifiques à la nature du marché.

« En complément de l'article 41.1. du CCAG FCS, l'Acheteur a la faculté de résilier unilatéralement le marché pour faute du Producteur, c'est-à-dire en cas de manquements répétés ou de manquement grave du Producteur, notamment :

- en cas de non-respect par le Producteur de la délivrance de la garantie financière, après mise en demeure laissant au Producteur un délai de [XX] (XX) Jours pour y remédier ;
- en cas de disponibilité effective de l'Actif inférieure à [XX] pour cent (XX %) pendant [XX] (XX) Années consécutives ;
- en cas de dépassement de la Date Butoir de Début de la Période de Livraison ;
- en cas de non-respect des obligations relatives à la délivrance de la Garantie Producteur ;
- en cas d'annulation du titre permettant au Producteur d'occuper le foncier où est situé l'Actif résultant d'une faute du Producteur. »

Résiliation pour motif d'intérêt général

Des conditions de résiliation pour motif d'intérêt général dérogatoires au CCAG FCS peuvent être prévues par le marché.

Cette clause aura pour objet de déterminer les modalités d'indemnisation du producteur.

« Le marché pourra être résilié par l'Acheteur à tout moment et sans préavis pour motif d'intérêt général.

Par dérogation à l'article 42 du CCAG FCS, lorsque l'Acheteur résilie le marché pour motif d'intérêt général, le Producteur a droit à une indemnité de résiliation, obtenue en appliquant au montant initial hors TVA du marché, diminué du montant hors TVA non révisé des prestations admises et de toute somme due par le Producteur à l'Acheteur au titre du marché, un pourcentage fixé à 5 %.

La résiliation pour motif d'intérêt général n'ouvre droit à aucune autre indemnité au bénéfice du Producteur. »

Dérogations au CCAG Fournitures courantes et services

Dans l'hypothèse où le CCAP est rédigé par référence au CCAG, il doit être prévu une liste des dérogations au CCAG.

- Par dérogation à l'article 2 du CCAG FCS, le « titulaire » est appelé le « Producteur ».
- L'article « Responsabilité » déroge à l'article 8 du CCAG FCS.
- Par dérogation à l'article 10.1.3. du CCAG FCS, les prix sont réputés hors taxes.
- Par dérogation à l'article 13.1.1. du CCAG FCS, le délai d'exécution du marché part de la date de levée des conditions suspensives.
- L'article relatif aux pénalités déroge à l'article 14 du CCAG FCS.
- L'article relatif au transfert de propriété déroge à l'article 31 du CCAG FCS.
- L'article relatif aux principes généraux de la résiliation déroge à l'article 38, alinéa 3 du CCAG FCS.
- L'article relatif à la résiliation pour motif d'intérêt général déroge à l'article 42 du CCAG FCS.

55. Arrêté du 30 mars 2021 portant approbation du cahier des clauses administratives générales des marchés publics de fournitures courantes et de services

56. Les présentes dérogations ne concernent que les clauses issues du clausier et ne sauraient être exhaustives. Les compléments aux articles du CCAG FCS ne sont pas mentionnés dans la présente clause.



Ernst & Young Société d'Avocats

EY Société d'Avocats est un des cabinets leaders de la fiscalité et du droit. Notre raison d'être est de participer à la construction d'un monde plus équilibré, en créant de la valeur sur le long terme pour nos clients, nos collaborateurs et pour la société, et en renforçant la confiance dans les marchés financiers.

Nous contribuons à créer les conditions de la confiance dans l'économie et répondons aux enjeux de croissance, de transformation et de gestion des activités de nos clients.

Fortes de nos compétences, nos équipes sont en mesure de décrypter les complexités du monde d'aujourd'hui, de poser les bonnes questions et d'y apporter des réponses pertinentes.

Ernst & Young Société d'Avocats
Inscrit au Barreau des Hauts de Seine
Membre d'Ernst & Young Global Limited

Façonner l'avenir en toute confiance.

EY désigne l'organisation mondiale et peut faire référence à l'un ou plusieurs des membres d'Ernst & Young Global Limited, dont chacun représente une entité juridique distincte. Ernst & Young Global Limited, société britannique à responsabilité limitée par garantie, ne fournit pas de prestations aux clients. Les informations sur la manière dont EY collecte et utilise les données personnelles, ainsi que sur les droits des personnes concernées au titre de la législation en matière de protection des données sont disponibles sur ey.com/privacy. Les cabinets membres d'EY ne pratiquent pas d'activité juridique lorsque les lois locales l'interdisent. Pour plus d'informations sur notre organisation, veuillez vous rendre sur notre site ey.com.

© 2025 Ernst & Young Société d'Avocats.
Tous droits réservés.

Studio BMC France - 2511BMC258-01.
SCORE N° WbC-2025-120.
ED NONE.

Document imprimé conformément à l'engagement d'EY de réduire son empreinte sur l'environnement.

Cette publication a valeur d'information générale et ne saurait se substituer à un conseil professionnel en matière comptable, fiscale, juridique ou autre. Pour toute question spécifique, veuillez vous adresser à vos conseillers.



ey.com

FNCCR

La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies est une association de collectivités locales entièrement dévolue à l'organisation de services publics locaux (énergie, eau, numérique).

Organisme représentatif, elle regroupe à la fois des collectivités (communes, communautés, métropoles, syndicats d'énergie, départements, régions...) qui délèguent les services publics et d'autres qui les gèrent elles-mêmes (régies, SEM, coopératives d'usagers...).

Elle rassemble plus de 800 collectivités regroupant 60 millions d'habitants en France continentale mais également dans les zones non-interconnectées et les territoires ultra marins.

En savoir plus
20 bd Latour-Maubourg
75007 Paris
fnccr@fnccr.asso.fr
01 40 62 16 40



www.fnccr.asso.fr

AEC- Énergie et Climat

AEC - Énergie et Climat est un cabinet de conseil qui apporte une expertise technique, financière, contractuelle et économique pour aider les décideurs publics à planifier, mettre en œuvre et optimiser les services publics locaux d'énergie. L'indépendance de l'entreprise et une expérience de près de 30 ans auprès des acteurs locaux ou nationaux permettent de vous apporter des compétences de haut niveau au service de l'intérêt général.

En savoir plus
18, rue de la Pépinière
75008 Paris
contact@aecenergie.fr
AEC est présent à Paris, Lyon et Bordeaux

L'expertise indépendante pour la transition énergétique

aecenergie.fr