



Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques

INTRODUCTION

Lorsque **le coût de production d'une filière d'énergie renouvelable (EnR) est supérieur au prix de vente sur le marché**, des dispositifs de soutien publics sont nécessaires pour permettre leur déploiement et par là-même la concrétisation de la transition énergétique. C'est pourquoi, depuis une vingtaine d'années, ces mécanismes ont été mis en place par l'État pour accompagner plusieurs types d'énergies dont l'électricité.

Ces aides interviennent au niveau de l'investissement dans l'infrastructure ou de la valorisation de l'énergie produite. Deux principes entrent en jeu :

- Elles doivent permettre d'assurer une rentabilité minimale (et non excessive) aux technologies développées
- Elles doivent se coordonner avec les lignes directrices européennes concernant les aides d'État au titre du droit à la concurrence (le dernier texte en vigueur date du 27 janvier 2022¹)



La présente publication fait **le focus sur les mécanismes de soutien propres à la valorisation de l'électricité issue d'installations EnR** (éoliennes, photovoltaïques et hydroélectriques). L'objectif est d'amener un décryptage pédagogique et court aux collectivités pour leur permettre de mieux comprendre les différents contrats existants ainsi que leur système d'attribution. Par ailleurs, ces dispositifs faisant l'objet d'adaptations régulières en lien avec les évolutions technologiques et économiques, il sera abordé les récentes modifications souhaitées par l'État dans un contexte de restriction budgétaire et d'amplification du phénomène des prix négatifs de l'électricité. Ces changements vont ainsi avoir un impact sur la manière d'aborder les projets et amènent des réflexions sur d'autres façons de valoriser l'électricité, l'enjeu étant toujours de permettre une pérennité financière pour les parcs développés.

¹ [Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022](#)

1. Les modalités de rémunération selon le type de contrat

Les modalités de rémunération présentées ci-dessous permettent de valoriser l'électricité produite (Wh) par une installation EnR. Il existe deux types de contrats : les contrats d'obligation d'achat (OA)² et les contrats de complément de rémunération (CR)³.

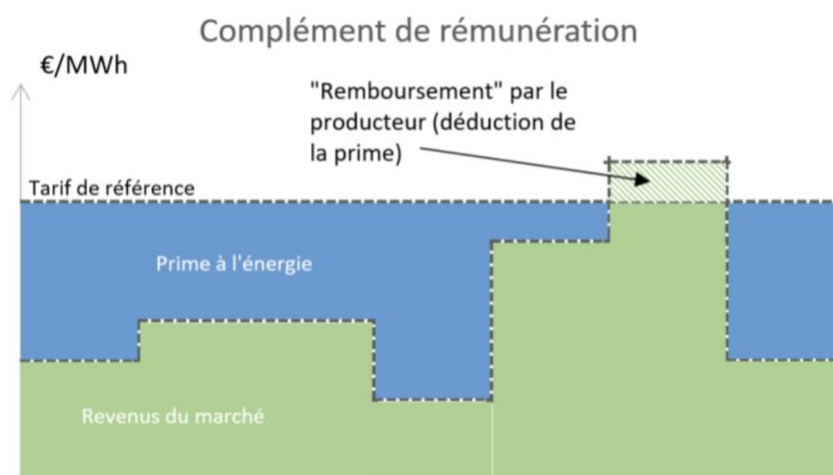
1.1. L'obligation d'achat

La production injectée sur le réseau est achetée par un acheteur obligé (comme EDF Obligation d'Achat) à un **tarif d'achat fixé à l'avance pendant une durée déterminée dans le contrat** (20 ans le plus souvent). Le producteur peut ainsi vendre tout ou partie de sa production à un tarif garanti et prévisible, quel que soit le prix de marché.

L'acheteur obligé valorise alors la production sur les marchés. Le surcoût éventuel auquel il pourrait faire face est pris en compte dans les [charges de service public de l'énergie](#) et compensé par l'État.

1.2. Le complément de rémunération

La production d'électricité est vendue sur le marché (directement ou via un « agrégateur »). La différence entre la rémunération basée sur un tarif de référence (fixé sur la durée du contrat) et celle basée sur le prix de marché de référence de l'électricité, appelée « prime à l'énergie », est ensuite reversée au producteur lorsque cette différence est positive. Si cette dernière est négative, c'est le producteur qui la reverse à l'État (par l'intermédiaire d'EDF OA, seul opérateur habilité à signer et gérer les contrats en CR).



Source : Schéma explicatif sur le fonctionnement du complément de rémunération, Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), 2025

² Les conditions de l'obligation d'achat sont définies par [l'article L314-1 et suivants du code de l'énergie \(section 1\)](#)

³ Les conditions du complément de rémunération sont définies par l'article L314-18 et suivants du code de l'énergie (section 3)

2. Les systèmes d'attribution des contrats

Les projets d'EnR électriques qui souhaitent bénéficier d'un soutien public doivent satisfaire un certain nombre de critères. Il existe ainsi différents modes d'attribution de ces aides, en fonction de la typologie des projets. En règle générale, les projets de plus grande puissance sont mis en concurrence afin de faire baisser les prix et choisir les offres mieux disantes, tandis que ceux de petite puissance ont des procédures simplifiées et ouvertes pour faciliter leur émergence.

2.1. Le guichet ouvert

En guichet ouvert, le producteur doit respecter un certain nombre de critères d'éligibilité et potentiellement de dispositions environnementales pour bénéficier des mécanismes de soutien. S'il respecte ces conditions et fait la demande, il obtient automatiquement les aides associées. L'ensemble des conditions ainsi que les montants de tarifs sont fixés par l'État via **des arrêtés tarifaires**.

Parmi les arrêtés tarifaires qui sont en vigueur :

- [L'arrêté du 6 octobre 2021](#) dit « S21 » et ses arrêtés modificatifs qui fixent les conditions d'achat de l'électricité produite pour les petites installations PV sur bâtiments, hangars ou ombrières en métropole continentale.
- [L'arrêté du 6 mai 2017](#), dit « E17 », et ses arrêtés modificatifs qui fixent les conditions du complément de rémunération pour les installations éoliennes terrestre de 6 aérogénérateurs au maximum ;
- [L'arrêté du 13 décembre 2016 dit « H16 »](#) (« neuf » ou « rénovation »), et ses arrêtés modificatifs dont [l'arrêté du 22 mai 2024, dit « H16 bis »](#), qui fixent les conditions d'achat et de complément de rémunération pour les petites centrales hydroélectriques.

Les arrêtés comportent des systèmes d'ajustement dans le temps. Pour les installations photovoltaïques (PV) liées au tarif S21, des grilles tarifaires sont par exemple fixées par trimestre et en général dégressives (communiquées sur le [site internet](#) de la Commission de Régulation de l'Énergie).

2.2. Le guichet fermé ou appels d'offres

Accessible à toute installation nouvelle avec un cahier des charges (CdC) propre à chaque appel d'offres (AO), ce système consiste en une **mise en concurrence** des candidats et donc en la sélection de lauréats qui obtiennent le tarif qu'ils ont proposé. Le cahier des charges comprend des critères de notation précis et un volume de projets appelé par période d'AO. Le prix représente minimum 70% de la note. Les candidats qui remettent une offre sont libres de proposer le prix qu'ils souhaitent (un prix plafond est tout de même défini et dévoilé ou pas dans le CdC), et seuls les projets les mieux notés (dans la limite du volume alloué) font ensuite l'objet d'un soutien public.

Il existe des appels d'offres pour les trois filières (PV, éolien, hydroélectricité) avec des déclinaisons possibles en fonction de la typologie de projets (exemple : PV sur bâtiment ou au sol) et de la puissance.

À noter : le mécanisme du dialogue concurrentiel

Pour l'éolien offshore (entre autres), il est mis en place une procédure concurrentielle spécifique appelée le dialogue concurrentiel⁴. Dans ce cas de figure, « le ministre chargé de l'énergie dialogue avec les candidats admis à participer à la procédure en vue de définir ou développer les solutions de nature à répondre à ses besoins et sur la base desquelles ces candidats sont invités à remettre une offre ».

Et donc contrairement aux appels d'offres « classiques », trois phases sont prévues :

1. Pré-sélection des candidatures sur la base d'un projet éolien en mer ciblé dans une zone géographique donnée ;
2. Négociation et réunions (dialogue concurrentiel) avec les candidats présélectionnés, avant la publication officielle du cahier des charges (CDC) finalisé ;
3. Remise des offres sur la base de ce CDC et sélection du lauréat.

3. Récapitulatif des dispositifs en vigueur

Un récapitulatif des principaux dispositifs de soutien en vigueur en 2025 pour les énergies renouvelables électriques en France métropolitaine est fourni ci-dessous par filière (non exhaustif).

À noter : notion de cumul d'aides

À noter que l'obligation d'achat et le complément de rémunération ne sont pas cumulables avec les « aides aux investissements ». Une [note d'interprétation](#) du ministère publiée en mai 2022 précise cette notion de « cumul d'aides ». Cette note liste également les autres types d'aides qui sont quant à elles cumulables : les aides à la réalisation d'étude, à la R&D, à l'émergence de projets à gouvernance locale, ou encore les aides à la rénovation de toiture ou de bâti...

⁴ Les conditions du dialogue concurrentiel sont définies à l'article R311-12 du code de l'énergie

3.1. Filière photovoltaïque

Dispositif	Type d'énergie	Puissance des installations éligibles	Modalité de rémunération (type de contrat)	Système d'attribution
S21 – arrêté du 5 octobre 2021 et arrêtés modificatifs Dernière grille tarifaire publiée le 19/12/2025 par la CRE	Photovoltaïque sur bâtiments, hangars ou ombrières (petits parcs)	Puissance < 100 kWc	Obligation d'achat	Guichet ouvert
AO simplifié « Centrales sur bâtiments ou ombrières de puissance supérieure à 100 kWc et inférieure à 500 kWc »	Photovoltaïque sur bâtiments ou ombrières (petits et moyens parcs)	100 kWc ≤ Puissance ≤ 500 kWc	Complément de rémunération	Guichet fermé
AO PPE 2 PV Bâtiment		Dernier volume appelé : MW	Complément de rémunération	Guichet fermé
AO PPE 2 PV Sol		Dernier volume appelé : MW	Complément de rémunération	Guichet fermé
AO PPE 2 Neutre		Dernier volume appelé en 2025 (4ème période) : 500 MW	Complément de rémunération	Guichet fermé
AO PPE 2 Autoconsommation		Installations dont au moins 50 % de la production est autoconsommée au sens des articles L. 315-1 ou L. 315-2 du code de l'énergie, et dont la puissance est : - comprise entre 500 kWc et 10 MWc pour les projets d'autoconsommation individuelle et en autoconsommation collective au sein d'un même bâtiment et ne participant pas aux opérations d'autoconsommation collective étendue ; - comprise entre 500 kWc et 3 MWc pour les projets en autoconsommation collective étendue	Complément de rémunération	Guichet fermé

3.2. Filière éolienne

Dispositif	Type d'énergie	Puissance des installations éligibles	Modalité de rémunération (type contrat)	Système d'attribution
E17 – arrêté tarifaire du 6 mai 2027 et ses arrêtés modificatifs	Éolien terrestre (petits parcs)	6 aérogénérateurs de 3 MW de puissance nominale au maximum → soit en tout une puissance totale de 18 MW au maximum	Complément de rémunération	Guichet ouvert
AO PPE 2 éolien terrestre	Éolien terrestre	Les autres parcs notamment non éligibles au E17 Dernier volume appelé en 2025 (10 ^{ème} période) : 925 MW	Complément de rémunération	Guichet fermé
AO PPE 2 Neutre	Éolien terrestre	Les autres parcs notamment non éligibles au E17 Dernier volume appelé en 2025 (4 ^{ème} période) : 500 MW/MWc (toutes filières confondues)	Complément de rémunération	Guichet fermé
AO PPE 2 Autoconsommation	Éolien terrestre	Installations dont au moins 50 % de la production est autoconsommée au sens des articles L. 315-1 ou L. 315-2 du code de l'énergie, et dont la puissance est : - comprise entre 500 kWc et 10 MWc pour les projets d'autoconsommation individuelle et en autoconsommation collective au sein d'un même bâtiment et ne participant pas aux opérations d'autoconsommation collective étendue; - comprise entre 500 kWc et 3 MWc pour les projets en autoconsommation collective étendue	Complément de rémunération	Guichet fermé
Dialogue concurrentiel Exemple : AO 8 Centre Manche 2 (procédure passée avec annonce des lauréats via une délibération de la CRE en date du 24 juin 2025) AO 9 en cours AO 10 et AO 11 à venir	Éolien offshore	Puissance maximale du parc défini dans le CdC	Complément de rémunération	Guichet fermé

3.3. Filière hydroélectrique

Focus sur les centrales hydroélectrique sous le régime de l'autorisation

Dispositif	Type d'énergie	Puissance des installations éligibles	Modalité de rémunération (type de contrat)	Système d'attribution
H16 – arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 et ses arrêtés modificatifs dont l'arrêté du 22 mai 2024 dit H16 bis	Centrales hydroélectriques sous le régime de l'autorisation	Puissance < 1 MW	Obligation d'achat ou complément de rémunération	Guichet ouvert
AO PPE Hydroélectricité	Centrales hydroélectriques sous le régime de l'autorisation (nouvelles)	1MW ≤ Puissance ≤ 4,5 MW Dernier volume appelé en 2026 (3 ^{ème} période) : 40 MW	Complément de rémunération	Guichet fermé

Le tableau suivant détaille le type de mécanisme de soutien qui peut être sollicité en fonction du système d'attribution et de la puissance installée :

Puissance	Moins de 400 kW jusqu'au 31/12/2025 Moins de 200 kW à partir du 01/01/2026 (et pour 1 an)	De 400 kW à 999 kW jusqu'au 31/12/2025 De 200 kW à 999 kW à partir du 01/01/2026 (et pour 1 an)	De 1 000 kW à 4 500 kW
Nouvelle installation tarif H16 « Neuf »	Régime de l'obligation d'achat (ou régime du complément de rémunération légalement accessible mais qui ne présente pas actuellement d'intérêt financier pour le demandeur)	Régime du complément de rémunération	
Installation existante tarif H16 « Rénovation »	Régime du complément de rémunération sous réserve de présentation d'un programme d'investissement	Régime du complément de rémunération sous réserve de présentation d'un programme d'investissement	
Appels d'offres (3 périodes, 2024, 2025, 2026)			Régime du complément de rémunération

Source : « Démarches administratives, techniques et intégration des enjeux de continuité écologique », ADEME Bourgogne-Franche-Comté, 2024

Pour aller plus loin, il est possible de consulter la publication d'AMORCE : [La petite hydroélectricité au fil de l'eau : enjeux et opportunités pour les collectivités \(ENT80\)](#)

4. Évolution des mécanismes de soutien dans le temps

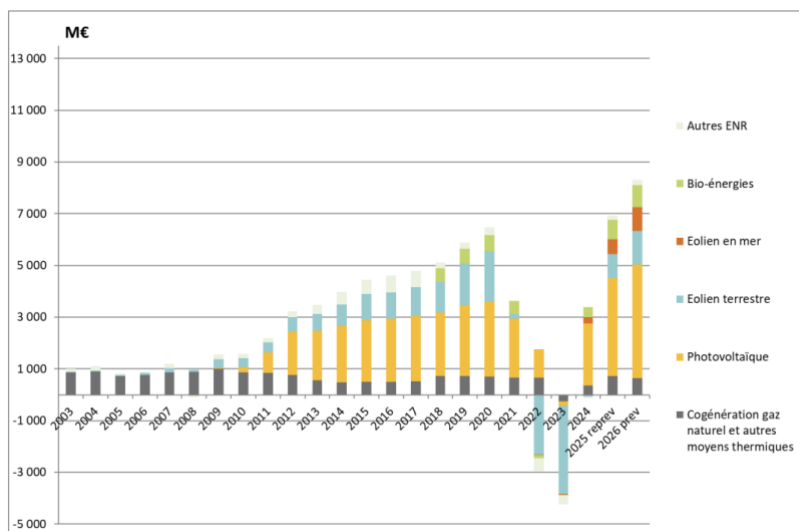
4.1. Financement des dispositifs

Les dispositifs de soutien sont alimentés par les finances publiques et l'impact dépend en grande partie des prix de marché de l'électricité. Ainsi, lorsque les prix de marché sont bas ou modérés, comme sur la décennie 2010-2020, le coût du soutien public peut représenter plusieurs milliards d'euros par an.

À l'inverse, lorsque les prix de marché sont hauts, comme depuis 2022, les mécanismes de soutien ont moins d'impact, **voire font gagner de l'argent à l'État** lorsque ces prix sont supérieurs au niveau des mécanismes de soutien (cf. le fonctionnement des modalités de rémunération présentées en 1.). **En 2022 et 2023, les énergies renouvelables ont ainsi rapporté 5,5 milliards d'euros à l'État, permettant de financer en partie le bouclier tarifaire.**

Il convient également de rappeler qu'une partie importante des coûts de soutien public vient de parcs photovoltaïques installés avant 2011, avec un niveau de tarif d'achat élevé (> 200€/MWh). Le contrat pour ces parcs prendra fin dans les prochaines années, réduisant ainsi le coût des mécanismes de soutien pour les finances publiques.

L'une des missions de la CRE est de réaliser chaque année une évaluation des charges de services public de l'énergie qui engendrent une compensation par le budget de l'État. Parmi ces charges, on retrouve donc celles liées au soutien aux EnR. [Dans sa délibération n°2025-180 du 10 juillet 2025](#), la CRE a compilé le coût des différentes charges à compenser en 2026 et a réévalué celles à compenser pour 2025. Le graphique ci-dessous permet d'illustrer les différents cas de figure mentionnés ci-avant.



Source : Évolution des charges de service public au titre d'une année - Soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques, Délibération n°2025-180, Commission de Régulation de l'Énergie, 2025

À partir de 2024, il est observé une baisse des prix de marché et donc un retour progressif à la tendance d'avant 2022.

Il est important de garder en tête que certaines charges de services public de l'énergie ne sont pas liées aux mécanismes de soutien des EnR mais à d'autres dispositifs : mécanisme de solidarité envers les ZNI (zones non interconnectées) qui permet de proposer une électricité au même prix qu'en métropole, mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (ex : bouclier tarifaire...). Le tableau ci-dessous récapitule les charges entre 2023 et 2026.

		Charges constatées au titre de 2023	Charges constatées au titre de 2024	Mise à jour de la prévision au titre de 2025	Charges prévisionnelles au titre de 2026
en M€					
1. Soutien ENR électriques en métropole	1. Eolien terrestre	-3 422,6	-68,9	929,6	1 300,1
	2. Eolien en mer	-36,4	227,7	586,5	921,7
	3. Photovoltaïque	-156,1	2 408,5	3 785,6	4 388,6
	4. Bio-énergies	0,8	394,0	754,1	848,6
	5. Autres énergies	-380,5	-61,0	146,4	205,2
	TOTAL	-3 994,9	2 900,3	6 202,3	7 664,2
2. Injection biométhane		787,6	1 029,3	1 128,9	1 326,3
3. Soutien en ZNI	1. Transition énergétique	846,4	1 211,9	1 666,5	1 805,0
	2. Mécanismes de solidarité	1 582,8	1 258,3	1 634,7	1 211,3
	TOTAL	2 429,2	2 470,2	3 301,2	3 016,2
4. Cogénération et autres moyens thermiques		-252,3	354,9	717,7	649,3
5. Effacement		14,4	189,0	132,4	148,8
6. Dispositifs sociaux	1. Compensation FSL	26,1	28,5	29,7	30,9
	2. Afficheur déporté	4,1	1,4	2,4	2,4
	3. Autres	7,3	3,1	5,0	3,5
	TOTAL	37,5	33,0	37,0	36,8
7. Frais divers		85,0	97,6	113,0	118,6
Sous total hors BT et amo.		-893,5	7 074,3	11 632,6	12 960,3
8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	20 252,5	149,2	0,0	0,0
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	1 335,6	0,0	0,0	0,0
	TOTAL	21 588,1	149,2	0,0	0,0
TOTAL		20 694,6	7 223,5	11 632,6	12 960,3

Source : Tableau récapitulatif des charges par action au titre des années 2023 à 2026, Délibération n°2025-180, Commission de Régulation de l'Énergie, 2024⁵

Enfin, il est essentiel de rappeler que le soutien aux EnR n'est pas directement répercuté sur les factures d'électricité auprès des consommateurs et n'est donc pas responsable de leur augmentation. La CRE a tenu à déconstruire cette idée reçue dans une récente publication [Débats sur l'énergie - Démêler le vrai du faux](#). Il est même conclu « Sur la partie fourniture en électricité [une des composantes de la facture], les EnR ont plutôt tendance à faire baisser les prix de gros compte tenu de leur coût marginal faible ».

4.2. Corrélation coûts des projets / niveau des aides aux EnR

Les différentes énergies renouvelables ont une structure de coûts relativement similaire : un fort besoin en investissement au départ pour construire l'installation, puis des frais de maintenance relativement modérés tout au long de la phase d'exploitation. Cette structure « CAPEX élevés, OPEX modérés » rend le coût de production des projets très dépendants de deux facteurs entre autres : le prix du matériel (turbines, panneaux photovoltaïques...) et le niveau des taux d'intérêts (environ 70% à 80% des investissements sont en général financés via de la dette).

Entre 2017 et 2021, l'évolution des coûts des installations est à la baisse, en lien notamment avec les apprentissages technologiques et donc une diminution du prix du matériel (notamment des modules photovoltaïques). Cette tendance s'est inversée en 2021 suite au déconfinement post-covid puis à la crise énergétique de 2022 avec une forte hausse du coût des projets. Plusieurs facteurs sont en cause avec entre autres : l'inflation, l'augmentation des taux d'intérêt (ont plus que doublé) ainsi que

⁴ Les « mesures exceptionnelles de protection des consommateurs » sont aussi appelés « bouclier tarifaire » dans le débat public.

des tensions observées sur l'approvisionnement des matières premières et l'organisation de la logistique. Il est à noter que les OPEX ont aussi subi une hausse.

Ces changements sont par exemple directement observables au niveau des prix proposés par les projets lauréats dans le cadre des appels d'offres dits « CRE4 » et « PPE2 » (graphique ci-dessous).

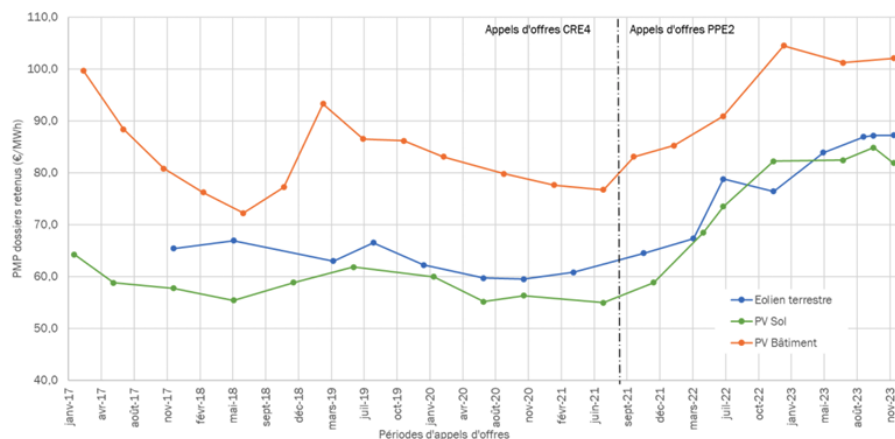


Figure 3 : Evolution des prix moyens pondérés (PMP) par la puissance des projets retenus aux périodes d'appels d'offres ayant eu lieu entre 2017 et 2023¹⁵ par typologie d'installations¹⁶

Source : [État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques](#), Commission de Régulation de l'Énergie, Septembre 2024

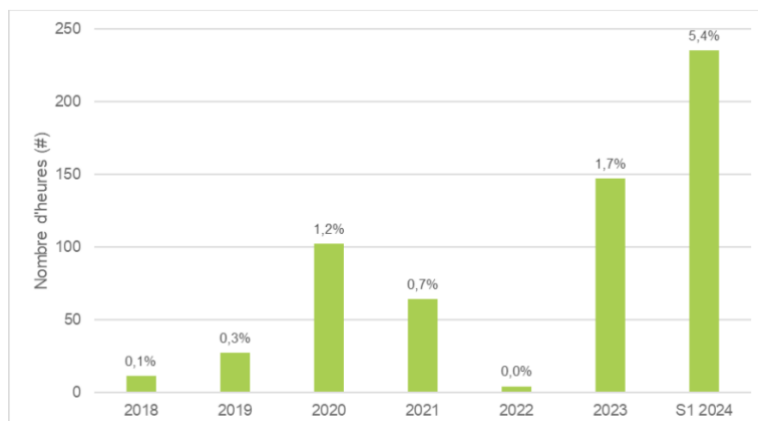
Entre 2021 et 2023, il est donc constaté des niveaux de prix des dossiers retenus ayant augmenté de + 35 % pour l'éolien terrestre, + 39 % pour le photovoltaïque au sol et + 23 % pour le photovoltaïque sur bâtiments/ombrières. À partir de 2023, ces prix se stabilisent en lien avec des taux d'intérêt toujours importants. Le constat est plus contrasté sur les coûts du matériel selon les filières : si le prix des turbines n'a pas baissé, celui des panneaux PV a quant à lui véritablement chuté. Les analyses de la CRE se poursuivent pour enrichir cet état des lieux.

L'un des principes des mécanismes de soutien étant de permettre d'assurer une **rentabilité minimale** (et non excessive) aux projets et d'accompagner la maturité des technologies, ces études sont particulièrement suivies par l'État. La variation des coûts des projets est ainsi une des raisons pouvant engendrer des potentielles évolutions des dispositifs (à la hausse ou à la baisse) et des mesures nationales adaptées.

4.3. Un nouveau paradigme avec l'essor de prix négatifs de l'électricité

La CRE a publié le 26/11/2024 une [analyse](#) sur un phénomène qui s'amplifie depuis 2023 en France : celui **des prix négatifs de l'électricité**. Ce dernier est lié à un déséquilibre qui se crée : l'offre devient supérieure à la demande et donc **la production d'électricité dépasse les besoins de consommation**. Quand ce problème est rencontré et afin de garantir la stabilité du réseau électrique, il se met en place un système de prix de vente négatifs sur le marché (prix plancher du marché Spot fixé à - 500 €/MWh). Ce qui devrait inciter les producteurs à arrêter leurs installations pour permettre un rééquilibrage sur le réseau.





Cette augmentation du nombre d'heures à prix négatifs est illustrée par le graphique ci-dessous :



Source : Nombre d'heures à prix négatifs depuis 2018 et pourcentage d'heures de la période lors desquelles les prix ont été négatifs, Commission de Régulation de l'énergie, 2024

Cette situation est observable en France mais aussi dans d'autres pays européens :

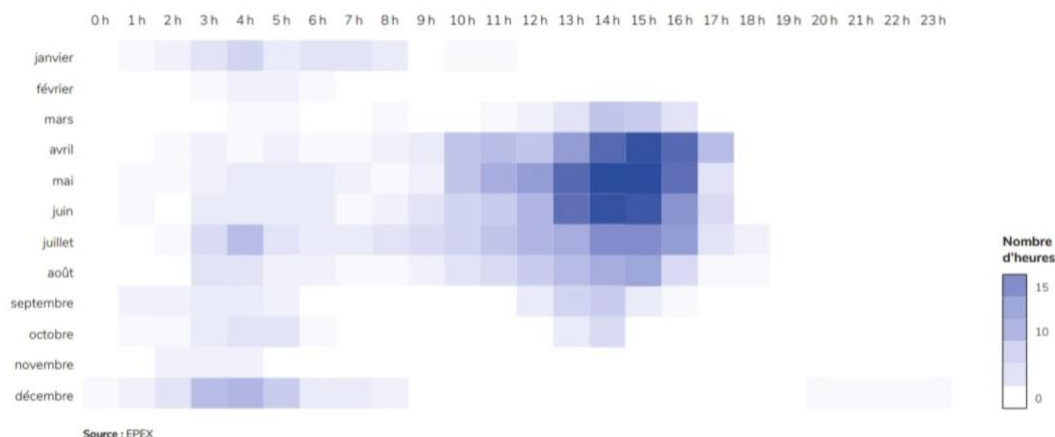
Heures par an au cours desquelles les prix de l'électricité sont tombés en-dessous de zéro

Pays	2020	2021	2022	2023	2024
 Allemagne	298	139	83	292	468
 France	102	64	12	144	356
 Espagne	0	0	0	0	247
 Royaume-Uni	0	7	26	106	179

Source : Epex Spot, Nordpool, Omie, Bloomberg, 2024

Les parcs EnR ne sont pas directement responsables de ce phénomène car les installations renouvelables peuvent tout à fait réduire leur production en cas de besoin. Toutefois, les mécanismes de soutien peuvent contribuer aux prix négatifs en raison de leur mode de fonctionnement, notamment l'obligation d'achat. En effet, les producteurs qui bénéficient de l'OA pour leurs installations continuent de percevoir le même tarif, y compris en période de prix négatifs sur le marché. Ils ont donc tendance à continuer de produire, amplifiant ainsi le phénomène de prix négatifs. Pourtant, l'acheteur obligé (comme EDF OA par exemple) va subir quant à lui la vente à prix négatif et c'est l'État qui doit alors compenser financièrement auprès de cet acheteur. Le complément de rémunération est moins problématique, puisque les producteurs sont contractuellement incités à stopper leurs installations. Le CR n'est pas perçu pendant les heures à prix négatif. Par ailleurs, au-delà d'un certain seuil d'heures à prix négatif au cours de l'année, une prime est versée si l'installation n'a pas fonctionné pendant ces dites heures.

En pratique, ces périodes de prix négatifs se déroulent généralement en début d'après-midi (demande moyenne en électricité et forte production en parallèle du photovoltaïque) et le week-end (faible demande en électricité).



Source :

Répartition horaire, par mois, des prix spot négatifs en France au cours de la période 2002-2024, [Chiffres clés des prix de l'électricité sur les marchés de gros français en 2024](#), RTE, février 2025

En plus de progressions qui peuvent être envisagées en termes de stockage et de flexibilité de la demande, l'une des mesures identifiées pour résoudre ce problème est de modifier les contrats d'OA des premiers grands parcs éoliens en mer installés sur le territoire, avec en contrepartie une compensation financière lors des périodes d'arrêt. C'est maintenant chose faite pour les parcs de Fécamp, Saint-Nazaire et Saint-Brieuc. Cette évolution a engendré des arrêts en mai 2025. Il est envisagé de procéder de la même manière pour les plus grandes installations éoliennes terrestres ([loi de finances pour 2025](#)).

Par ailleurs, pour s'aligner sur les lignes directrices européennes qui demandent à diminuer le seuil de puissance pour le passage entre OA et CR, un [projet de décret](#) a été soumis en consultation en mars-avril 2025. Puis la version définitive du texte a été publiée : [Décret n° 2025-498 du 5 juin 2025](#). Il est ainsi prévu en guichet ouvert un abaissement du seuil pour les différentes filières à diverses échéances. L'ensemble des dispositions sont récapitulées dans le tableau ci-dessous.

Bilan des valeurs limites OA/CR pour les dispositifs de soutien de type guichet pour les énergies renouvelables		Evolutions introduites par le décret n° 2025-498 du 5 juin 2025		
Technologie EnR	Seuil au-delà duquel l'obligation d'achat (OA) n'était plus applicable, avant la parution du décret n° 2025-498 du 5 juin 2025	Nouveau seuil OA/CR ou plafond OA		Plafond du complément de rémunération (CR) pour les guichets tarifaires
		à partir de l'entrée en vigueur du décret (08/06/2025)	à partir du 1 ^{er} janvier 2026	
Hydroélectricité	500 kW	400 kW	200 kW	Inchangé : 1 MW
Solaire photovoltaïque sur bâtiment	500 kWc	Inchangé : 500 kWc (équivalent 400 kW électriques)	200 kWc (plafond de l'OA)	Pas de CR actuellement en guichet tarifaire L'éventuel CR pour le 100-500kWc devrait être introduit dans l'AO simplifié
Solaire photovoltaïque au sol		200 kWc		1 MWc
Energie renouvelable en mer (projets expérimentaux)	Pas de plafond	25 MW (plafond de l'OA)		25 MW

Source : DGEC, 2025

À noter :

- le décret ne concerne pas le guichet fermé;
- le passage en complément de rémunération impliquera, dans la plupart des cas, de mettre en place un contrat avec un agrégateur pour les porteurs de projets.

4.4. Modifications en cours et à venir de certains mécanismes

Dans ce contexte de prix négatifs de l'électricité et de budget public de plus en plus retreint, le fonctionnement des mécanismes de soutien est susceptible d'évoluer. Parmi les modifications majeures actées ou prochaines, il convient de retenir celles mentionnées ci-après (non exhaustif).

- **Au niveau de la filière photovoltaïque**

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGE) a lancé une [consultation](#) fin 2024 auprès de certaines parties prenantes de la filière photovoltaïque concernant l'évolution des dispositifs de soutien. Plus exactement, les points de questionnements ont porté sur :

- La clé de répartition des objectifs de déploiement du PV ;
- Les possibilités envisagées à court terme et à moyen terme pour **la refonte du tarif d'achat S21 en lien avec le PV de petite/moyenne puissance sur bâtiments et ombrières** ;
- L'intégration des critères de résilience en lien avec le règlement européen Net Zero Industry Act (NZIA) pour favoriser l'industrie PV française et européenne.

Le 12 février 2025, le ministère a diffusé un [communiqué de presse](#) annonçant qu'un projet d'arrêté modificatif était à son tour mis en consultation. Il est notamment fait l'annonce suivante : « le segment 100-500 kWc a fait preuve d'un fort dynamisme sur les dernières années. Le tarif de soutien sera ajusté pour préserver l'équilibre économique des projets, tout en maîtrisant la dépense publique. ». S'en est suivi la publication de [l'arrêté modificatif du 26 mars 2025](#) qui a engendré une baisse globale du tarif S21 en guichet ouvert et une pré-annonce sur **la mise en place d'un appel d'offres simplifié (AOS, cf 3.1.) à l'été 2025 pour la gamme de puissance 100-500 kWc**.

Le 07 août 2025, le cahier des charges de l'AOS a été diffusé par la CRE et la première période a été lancée le 22 septembre 2025. Les modalités suivantes sont notamment à avoir en tête :

- **Le prix est le seul critère pour différencier les candidats (prix plafond : 95 €/MWh)**
- **La mise en place d'un contrat de complément de rémunération d'une durée de 20 ans, quelle que soit la puissance du projet comprise entre 100 et 500 kWc (ce qui va au-delà des directives européennes)**
- **Une dérogation pour les collectivités au niveau de la garantie financière de 10 000 €/projet exigée (comme pour l'arrêté modificatif du 26 mars 2025).**

Prises de position d'AMORCE

AMORCE se positionne en faveur d'un photovoltaïque territorialisé, en soutenant le développement de projets de petites et moyennes puissances, plébiscités par les collectivités. L'association appelle à un maintien de volumes cohérents sur ce segment (notamment pour le S21) et à appréhender les objectifs de puissance installée de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (cf [projet de PPE 3](#)) comme des valeurs plancher, et non comme des valeurs plafond.

Pour porter cette vision stratégique, AMORCE a été intégrée à un groupe de travail mis en place par la DGE avec d'autres acteurs de l'écosystème PV. L'objectif étant d'élaborer le cahier des charges de l'AOS. L'association a défendu ses propositions dont certaines ont été reprises et d'autres non (cf [contributions d'AMORCE](#)). Il semble notamment inégalitaire que le prix représente 100 % du critère de notation. Malgré la logique de simplification que l'association a bien en tête, elle maintient que cette logique ne peut induire un fonctionnement dans lequel les acteurs du territoire verraient leurs chances d'être lauréats fortement réduites, du fait d'une proposition de prix qu'il serait difficile d'aligner avec des acteurs professionnels habitués au dispositif du guichet fermé et à la négociation poussée des coûts d'investissement. Pour résoudre cette problématique, AMORCE a proposé la constitution d'un sous-groupe de réflexion « Pondération note globale » dont l'objectif est de prendre le temps d'approfondir la possibilité d'introduire de nouveaux critères (en plus du prix) ainsi que leurs principes d'application. Cette proposition semble avoir retenu l'attention de la DGE. Le sous-groupe serait mis en place à minima sur les périodes de l'AO simplifié de 2026. AMORCE va rester mobilisée pour concrétiser cette approche.

Par ailleurs, pour le petit PV au sol, il est envisagée l'arrivée d'un nouvel arrêté tarifaire dit à ce jour « S24 ». Un [projet d'arrêté](#) a été examiné en Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 25 juillet 2024. Ce projet de texte vise à introduire **un mécanisme de soutien pour les installations au sol de taille modeste situées en métropole**, dans l'objectif de leur garantir une rentabilité raisonnable. En effet, ces installations ne bénéficient pas à ce jour du système d'attribution en « guichet ouvert ». De plus, seules celles dont la puissance dépasse 500 kWc peuvent recourir au système d'appels d'offres (guichet fermé) et **il n'y a donc à ce jour aucun dispositif de soutien pour les centrales en-dessous de ce seuil de puissance**.

Pour aller plus loin, il est possible de consulter l'article d'AMORCE : [Prix de l'électricité négatifs : décryptage et implications sur les arrêtés tarifaires photovoltaïques S21/S24](#)

- **Au niveau de la filière hydroélectrique**

Un [projet de décret](#) a été mis en consultation du 25 septembre au 25 octobre 2025 pour renouveler/élargir les possibilités de soutien à la rénovation de centrales hydroélectriques soumises au régime de l'autorisation. Ce tarif serait dit **HR25 ou HR26**.

Les modifications se joueraient à deux niveaux :

- Pour les projets de rénovation d'installations **≥ 1 MW et détenus à 100 % par des PME ou des communautés d'énergie renouvelable ayant déjà bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat (OA) ou d'un contrat de complément de rémunération (CR)** : ils pourraient bénéficier d'un nouveau contrat de complément de rémunération (CR). **Ce qui ouvre la perspective d'un nouvel arrêté tarifaire** et donc d'un guichet ouvert pour cette catégorie de centrales. À cet effet, un [projet d'arrêté tarifaire](#) a été présenté en Conseil Supérieur de l'Énergie le 9 septembre 2025.
- Pour les projets de rénovation d'installations **< 1 MW ayant déjà bénéficié d'un contrat de CR** : ils pourraient également bénéficier une nouvelle fois d'un contrat de CR.

Pour aller plus loin, il est possible de consulter l'article d'AMORCE : [Petite hydroélectricité : les dernières actualités de cette filière récemment intégrée aux activités d'AMORCE](#)

- **La mise en avant des contrats PPA**

Dans un [récent rapport sur l'avenir des contrats de gré à gré](#), aussi appelés contrats d'achat directs ou PPA en anglais, la CRE a suggéré que les mécanismes de soutien sur les futurs appels d'offres ne soutiennent pas 100% de la production et que les producteurs commercialisent une partie via un contrat PPA. La CRE a aussi proposé de fixer les puissances appelées dans les AO à un niveau inférieur aux objectifs annuels de la PPE, afin de libérer des capacités pour ces contrats d'achat directs.

- **Impact de la refonte du S21**

Plusieurs retours d'expérience abordant les impacts de la refonte du S21 sont à retrouver en détails via le replay et les supports de présentation de deux webinaires animés par AMORCE en 2024 et 2026 :

- [Webinaire du 27/11/2024 - Grandes agglomérations énergie - Solarisation des parkings et bâtiments : du cadre juridique aux leviers mobilisables !](#)
- [Webinaire du 09/01/2026 - Obligations de solarisation sur parkings/bâtiments et évolutions des mécanismes de soutien : quel état des lieux et quels enjeux pour les collectivités ?](#)

TÉMOIGNAGE : IMPACT DE LA REFONTE DU S21

David CLAUSSE, Directeur du Syndicat départemental d'Énergie d'Ille-et-Vilaine (SDE 35)

« Avec sa SEM Energ'iv, le SDE35 a réussi depuis 6 ans à lancer une vraie dynamique de solarisation des bâtiments et parkings sur le territoire pour des puissances moyennes comprises entre 100 et 300 kWc : une puissance idéale pour envisager des installations PV sur des espaces déjà artificialisés. Les montages se sont appuyés sur une double valorisation de l'énergie :

- Une partie sur les tarifs de rachat S21, dont le montant (autour de 110 € / MWh) et la durée (20 ans) permettent d'obtenir des offres bancaires
- L'autre partie par une valorisation en Autoconsommation Collective grâce à une PMO mutualisée.

Le TRI cible est de 6 % sur 20 ans.

La dernière évolution du S21 ont remis en question l'ensemble de la démarche car les faibles tarifs de rachat annoncés dans l'AOS (moins de 95 € / MWh), l'incertitude d'être lauréat, l'obligation d'avoir un agrégateur et le besoin de garanties ne permettent plus à date de faire émerger de nouveaux projets. Il est en effet obtenu des TRI négatifs à 20 ans.

A date, Le SDE35 va construire les projets engagés, ce qui donne 1 à 2 ans de visibilité. Pour la suite, Ils poursuivent les études en essayant d'augmenter les taux d'autoconsommation mais pour le moment, ce mode de valorisation n'est pas suffisant comme garantie pour les banques. »

CONCLUSION

Les mécanismes de soutien apparaissent comme essentiels pour accompagner l'émergence à grande échelle de filières renouvelables, notamment électriques, et la montée en maturité des technologies liées. Jusqu'à récemment l'approche a été plutôt la suivante :

- Des projets de faible puissance soutenus dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération accordé via un guichet ouvert, le porteur de projet ayant simplement à faire la demande d'aide.
- Des projets de plus grande puissance quant à eux soutenus dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération, et mis en concurrence via des appel d'offres.

Dans le contexte actuel de tension sur les finances publiques et d'apparition de prix négatifs sur les marchés de l'électricité, ces dispositifs de soutien ont déjà commencé à évoluer et vont continuer en ce sens au cours des prochaines années au niveau de leur fonctionnement. Le complément de rémunération va être privilégié aux obligations d'achat, et les producteurs vont davantage être incités à arrêter leur production lors des périodes de prix négatifs. D'autre part, la CRE a appelé à réduire le volume de projets soutenus par ces mécanismes pour faire émerger des contrats de gré à gré entre producteurs et consommateurs, et l'autoconsommation.

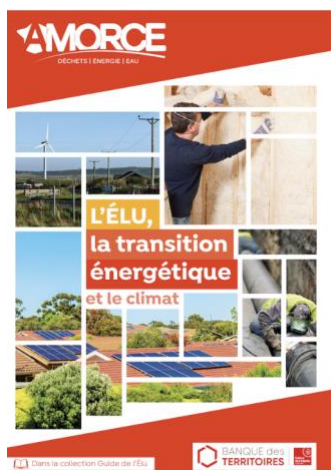
Dans ce contexte, le développement des PPA et l'autoconsommation peuvent être des moyens pertinents pour accompagner le développement des filières renouvelables, en pesant moins sur les finances publiques.

Les collectivités peuvent ainsi favoriser le développement des énergies renouvelables électriques en faisant un recours limité aux mécanismes de soutien public nationaux, en développant des boucles d'autoconsommation individuelle ou collective sur leur territoire, ou en souscrivant des contrats d'achats directs d'énergie renouvelable (CADER). Amorce a réalisé plusieurs publications sur ces différents sujets :

- [ENT36 - Autoconsommation individuelle et collective pour les installations photovoltaïques : opportunités et limites](#)
- [ENJ30 - Contrats d'achats directs d'énergie : quelles solutions pour les collectivités ?](#)
- [ENJ31 - Montages juridiques d'opérations d'autoconsommation individuelle et collective](#)
- [ENJ33 - Achats d'énergie : pourquoi et comment recourir à des achats mutualisés ?](#)

Pour aller plus loin

Adhérez à AMORCE et participez aux échanges de son réseau



Consultez nos précédentes publications

- [ENJ15 – Guide des montages juridiques : production d'énergie renouvelable et réalisation de réseaux de chaleur et de froid par les collectivités](#), AMORCE 2020
- [ENP86 - L'implication des collectivités dans les projets de production d'énergies renouvelables](#), AMORCE 2024
- [ENP88 - Zones d'accélération des EnR : état des lieux et enjeux de la dynamique engagée](#), AMORCE 2025
- [ENT80 – La petite hydroélectricité au fil de l'eau : enjeux et opportunités pour les collectivités \(ENT80\)](#), AMORCE 2025

Réalisation

AMORCE, Pôle Energie & Réseaux, Clément MACHON

AMORCE, Pôle Energie & Réseaux, Julie FERRY

Relecture

AMORCE, Pôle Energie & Réseaux, Julie FERRY

ADEME, Service Planification Énergétique, Prospective, Impacts et Territoires, Robin AMAZ

Avec le soutien technique et financier de

