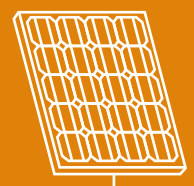
16e édition

# LE BAROMÈTRE 2025 DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN FRANCE

Observ'ER







***Ce baromètre a été réalisé et édité par Observ'ER.***
***Il est téléchargeable en format PDF sur :***
***• www.energies-renouvelables.org***
***• www.fnccr.asso.fr***

*Directrice de la publication :* ***Diane Lescot***
*Rédacteurs :* ***Géraldine Houot, Kathia Terzi et Frédéric Tuillé,*** *responsable des études*
*Responsable des produits éditoriaux :* ***Romain David***
*Secrétaire de rédaction :* ***Charlotte de L'escale***
*Conception graphique :* ***Lucie Baratte****/kaleidoscopeye.com*
*Réalisation graphique :* ***Alice Guillier***

*Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité d'Observ'ER et ne représente pas l'opinion de la FNCCR ni celle de l'Ademe. Celles-ci ne sont pas responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.*

***Un ouvrage réalisé en partenariat avec la FNCCR et l'Ademe.***

## LES PARTENAIRES DU BAROMÈTRE DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN FRANCE

### Observ'ER

*Organisme indépendant, Observ'ER publie des informations et analyses sur le développement des énergies renouvelables en France et en Europe depuis 1980 : études multisecteurs d'intérêt général, ouvrages et magazines dédiés à l'actualité des filières renouvelables sont disponibles en ligne.*

***www.energies-renouvelables.org***

### FNCCR

*La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies est une association de collectivités locales dévolue à l'organisation et à l'amélioration continue des services publics locaux (énergie, eau, numérique, déchets). Organisme représentatif, elle regroupe à la fois des collectivités (communes, communautés, métropoles, syndicats, départements, régions…) qui délèguent les services publics et d'autres qui les gèrent elles-mêmes (régies, SEM, coopératives d'usagers…). Elle rassemble près de 900 collectivités regroupant 61 millions d'habitants en France continentale et dans les zones non interconnectées et les territoires ultramarins.*

***www.fnccr.fr***

### Ademe

*L'Ademe est l'opérateur de l'État pour accompagner la transition écologique et énergétique du pays. Actrice du développement durable, elle participe à la mise en œuvre des politiques publiques en matière d'énergie et de protection de l'environnement. Elle intervient, depuis la recherche jusqu'à la diffusion de l'information, dans les domaines de la gestion des déchets, de la préservation des sols, de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables, de la lutte contre la pollution de l'air et les nuisances sonores.*

***www.ademe.fr***

# SOMMAIRE


AVANT-PROPOS 5

ÉDITO 6

LES CHIFFRES CLÉS 8

PHOTOVOLTAÏQUE 15

ÉOLIEN 29

HYDROÉLECTRICITÉ 43

BIOMASSE 56

BIOGAZ 66

DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES 78

GÉOTHERMIE 88

ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES 96

SYNTHÈSE 110

DOSSIER DU BAROMÈTRE :
LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ
RENOUVELABLE EN FRANCE 131

PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES
RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE 144

LES RÉGIONS À LA LOUPE 153

LEXIQUE ET SOURCES 172

**Depuis 2010, Observ'ER réalise chaque année son « Baromètre de l'électricité renouvelable en France ». Toutes les filières renouvelables de production électrique sont analysées à travers un ensemble d'informations et d'indicateurs énergétiques, socio-économiques et industriels.**

Pour chacun des secteurs étudiés, ce baromètre propose une lecture dynamique des derniers développements à la lumière des points d'actualité les plus récents. L'ensemble de ces éléments constitue un panorama complet de l'état de structuration des secteurs électriques renouvelables en France.
Ce baromètre est disponible en format électronique et il est téléchargeable sur les sites d'Observ'ER et de la FNCCR.

## *Note méthodologique*

### *Sources des données*

***Ce baromètre propose un ensemble d'indicateurs relatifs à la production d'électricité ainsi qu'aux parcs de production de source renouvelable en France.***

***Les indicateurs de puissances installées et de production par région sont issus des données du Sdes (Service de la donnée et des études statistiques) et de l'Odré (Observatoire data réseau énergie) pour la partie France continentale. Pour les départements et régions d'outre-mer, les données proviennent des observatoires régionaux de l'environnement ainsi que des bilans électriques d'EDF.***

***Les indicateurs socio-économiques d'emploi et de chiffre d'affaires sont issus de l'étude diffusée par l'Ademe en 2025 : « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération ». Ces chiffres sont des données provisoires sur la situation des filières en 2024. Pour les énergies marines, les chiffres d'emploi et d'activité sont issus de l'étude « Les énergies de la mer » diffusée en juin 2025 par l'Observatoire des énergies de la mer.***

***Les indicateurs repris dans cette publication peuvent être soumis à des consolidations par les organismes qui les élaborent et les diffusent ; ils peuvent donc être corrigés a posteriori.***

***Les chiffres présentant les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie sont issus du projet de PPE 3 de mars 2025. Ce document n'avait pas été officiellement publié au moment du bouclage de ce baromètre.***



# AVANT-PROPOS



**Jean-Luc Dupont**
Président
de la FNCCR

# ÉDITO

## Les territoires au cœur de la transition

Avec la publication de son projet de Stratégie nationale bas carbone, en décembre 2025, l'État a réaffirmé la nécessité de poursuivre le développement des énergies renouvelables d'ici à 2030. L'objectif est clair : atteindre 585 TWh de production d'électricité décarbonée et réduire de 67 % les émissions de gaz à effet de serre pour le secteur de la production et de la transformation de l'énergie par rapport à 1990.

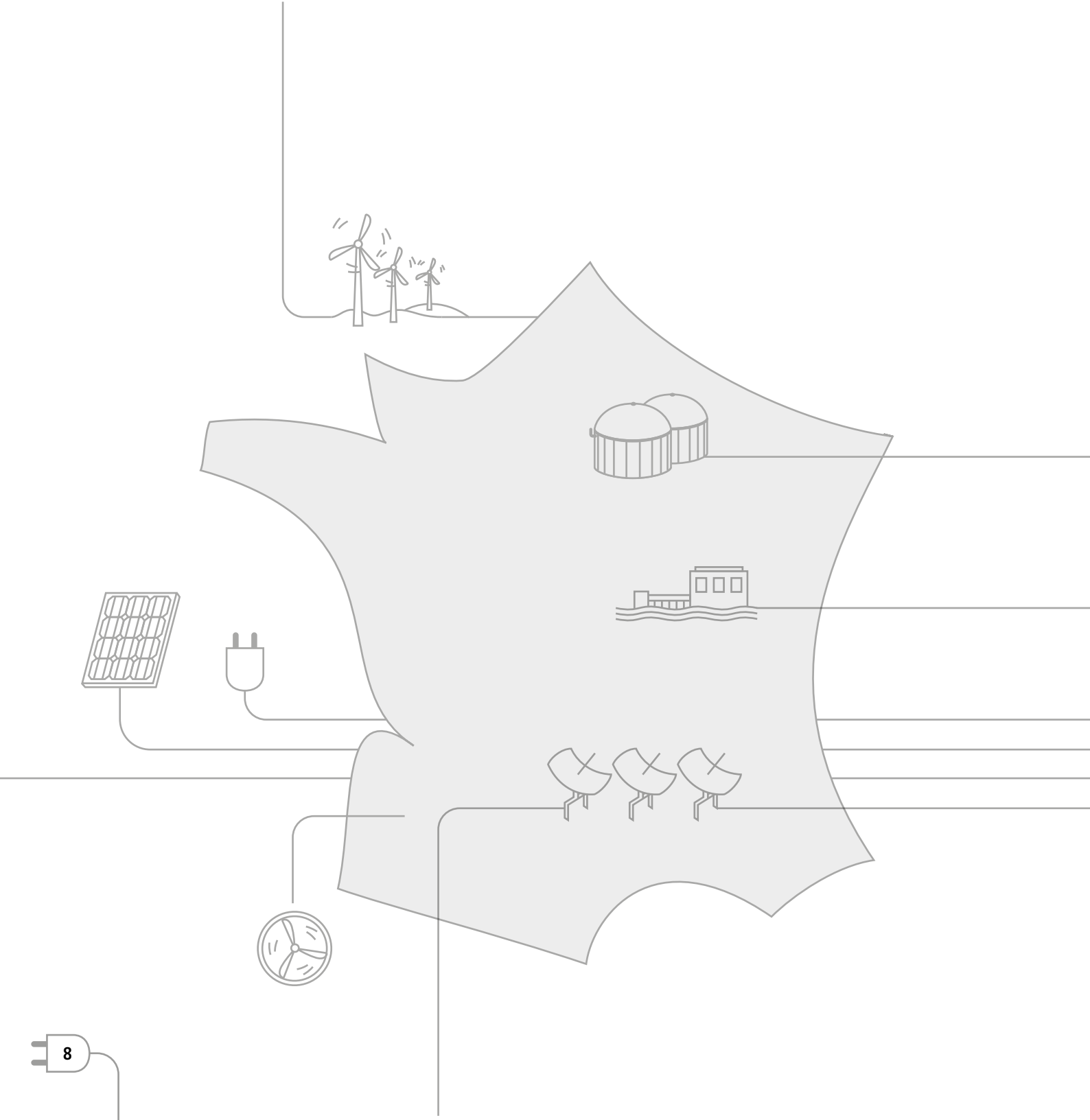
Les résultats de cette édition 2025 du « Baromètre » confirment la dynamique engagée depuis plusieurs années : l'ensemble des filières de production d'électricité renouvelable poursuivent leur montée en puissance. Pour autant, les acteurs de ces filières sont aujourd'hui confrontés à des évolutions réglementaires majeures, qui les conduisent à repenser et à réinventer les modèles économiques historiquement établis.

Il est important de signaler que depuis plus d'une décennie, le développement des énergies renouvelables est au cœur des politiques énergie-climat portées par les collectivités. Cette réalité se traduit concrètement par l'essor des projets d'autoconsommation collective, dont plus de la moitié est aujourd'hui pilotée par des collectivités, mais aussi par la signature des premiers contrats d'achat d'électricité renouvelable (PPA - power purchasse agreement) publics. À ce jour, plus de 150 entreprises publiques locales sont dédiées à la production d'énergie renouvelable. Dotées d'une capitali-

sation cumulée de plus de 950 millions d'euros, elles constituent un véritable bras armé pour les collectivités dans le développement des projets d'énergie renouvelable territoriaux.

La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) rappelle avec force que les réseaux publics de distribution d'électricité sont au cœur des enjeux de la transition énergétique et conditionnent la réussite du déploiement des énergies renouvelables électriques. Face à ces défis multiples, les syndicats d'énergie et les métropoles qui disposent de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie jouent un rôle central dans la gouvernance, la planification et la coordination du développement des réseaux. Ces infrastructures constituent un levier stratégique indispensable à la mise en œuvre des politiques nationales de décarbonation.

La réussite de cette transition repose avant tout sur notre capacité collective à conjuguer innovation, concertation et ancrage territorial. La FNCCR et l'ensemble de ses adhérents portent avec détermination une transition énergétique locale, opérationnelle et solidaire, au service des territoires et de leurs habitants. ●



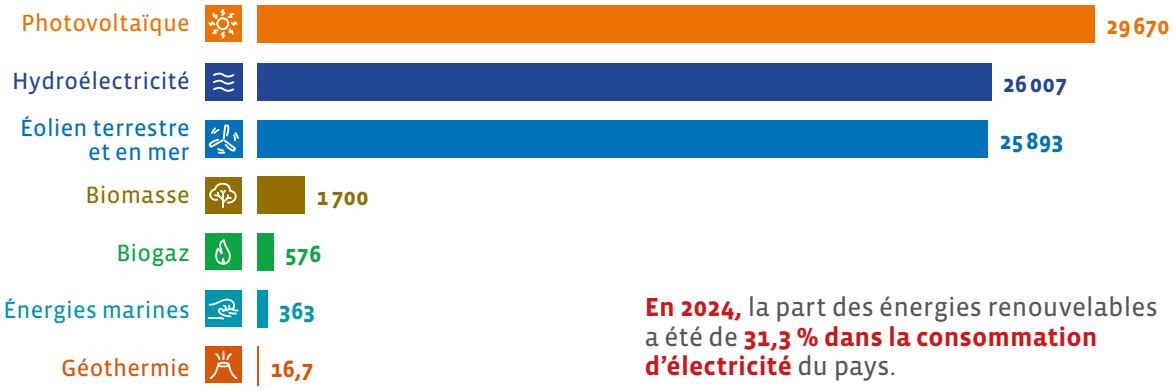


# LES CHIFFRES CLÉS

# LES CHIFFRES CLÉS

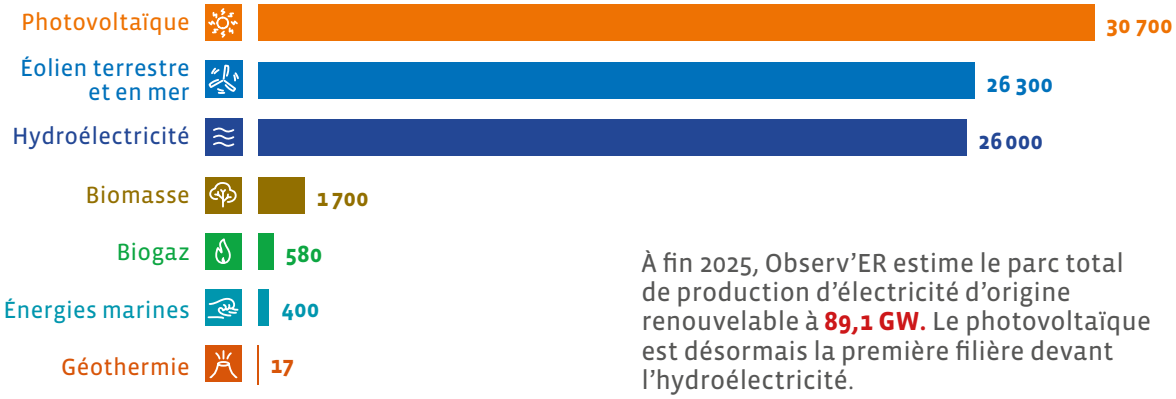
## PARC ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE

***Au 30 septembre 2025 en MW***



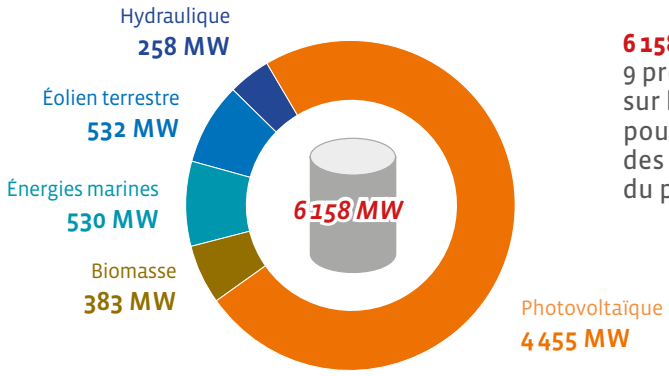

**En 2024,** la part des énergies renouvelables a été de **31,3 % dans la consommation d'électricité** du pays.

***Estimation à fin 2025 en MW***



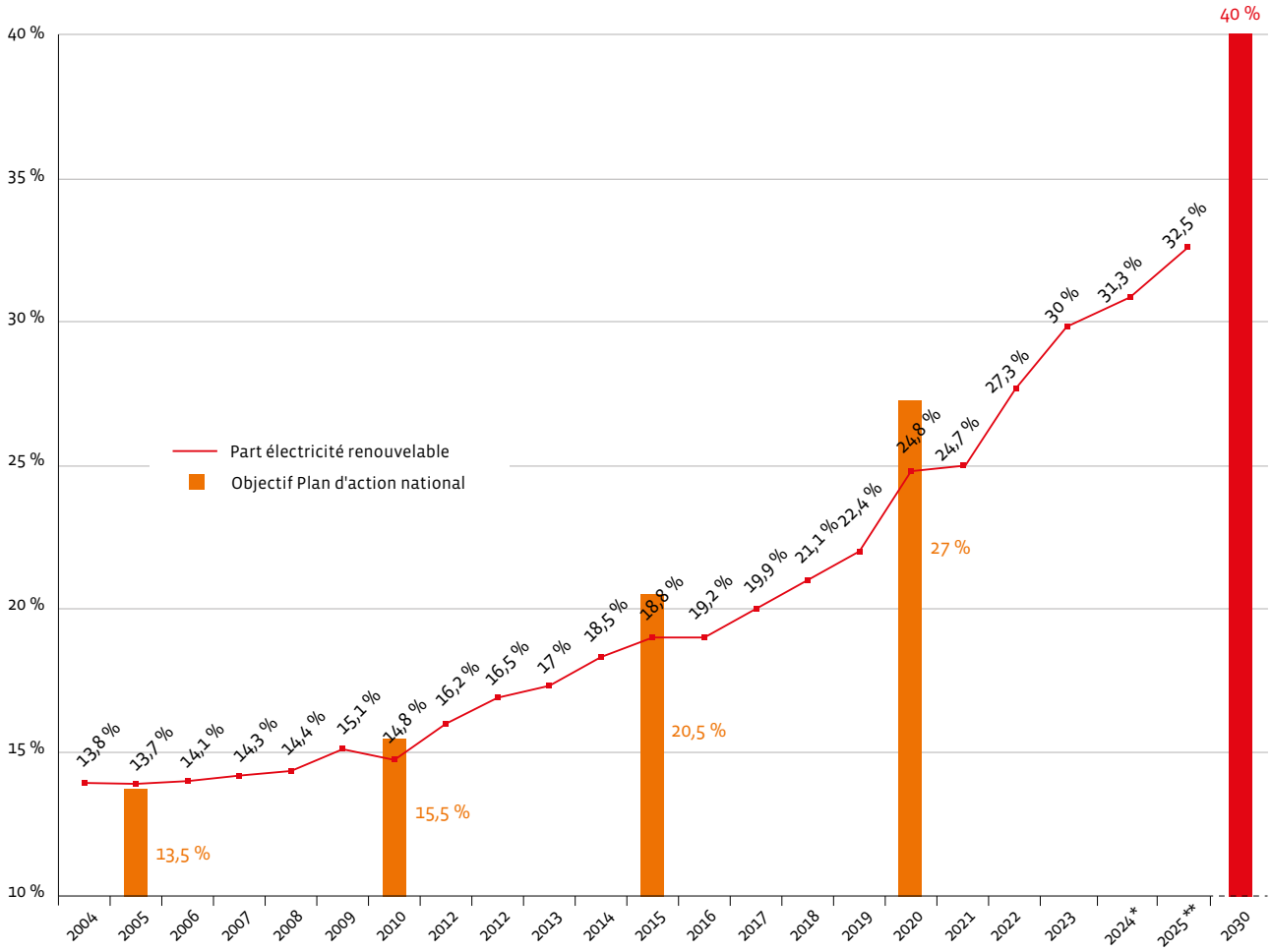

À fin 2025, Observ'ER estime le parc total de production d'électricité d'origine renouvelable à **89,1 GW.** Le photovoltaïque est désormais la première filière devant l'hydroélectricité.

## CAPACITÉS RENOUVELABLES RACCORDÉES AU COURS DES TROIS PREMIERS TRIMESTRES 2025




**6 158 MW** ont été ajoutés au cours des 9 premiers mois de 2025 (4 420 MW en 2024 sur la même période). Un chiffre record pour la France. Toutefois, **plus de 73 %** des nouvelles capacités proviennent du photovoltaïque.

## ÉVOLUTION DE LA PART RENOUVELABLE ÉLECTRIQUE DANS LA CONSOMMATION FRANÇAISE




*Source : Sdes, 2025. * Chiffre provisoire. ** Estimation Observ'ER.*

Pour 2024, les chiffres font état d'une part de 31,34 % d'électricité renouvelable dans la consommation annuelle du pays. Depuis 2021, cet indicateur en forte croissance a gagné 6,6 points en trois ans. La production d'électricité issue de sources renouvelables est portée à la fois par de bonnes années de production hydroélectrique (notamment 2023 et 2024) et par la très bonne dynamique du photovoltaïque. Sur la base des premiers éléments de 2025, Observ'ER estime la part renouvelable électrique à 32,5 % pour 2025. **À l'aune de cette tendance, l'objectif de 40 % pour 2030 semble atteignable.**

# LES CHIFFRES CLÉS

## *PHOTOVOLTAÏQUE : PARTI POUR CONFIRMER SA 1ère PLACE LES 10 PROCHAINES ANNÉES*

**29 670 MW** raccordés au 30 septembre 2025

1re filière renouvelable française en termes de capacité

**23,6 TWh** d'énergie produite en 2024

15,5 % de la production EnR électrique en 2024

4 % de la production totale électrique française en 2024

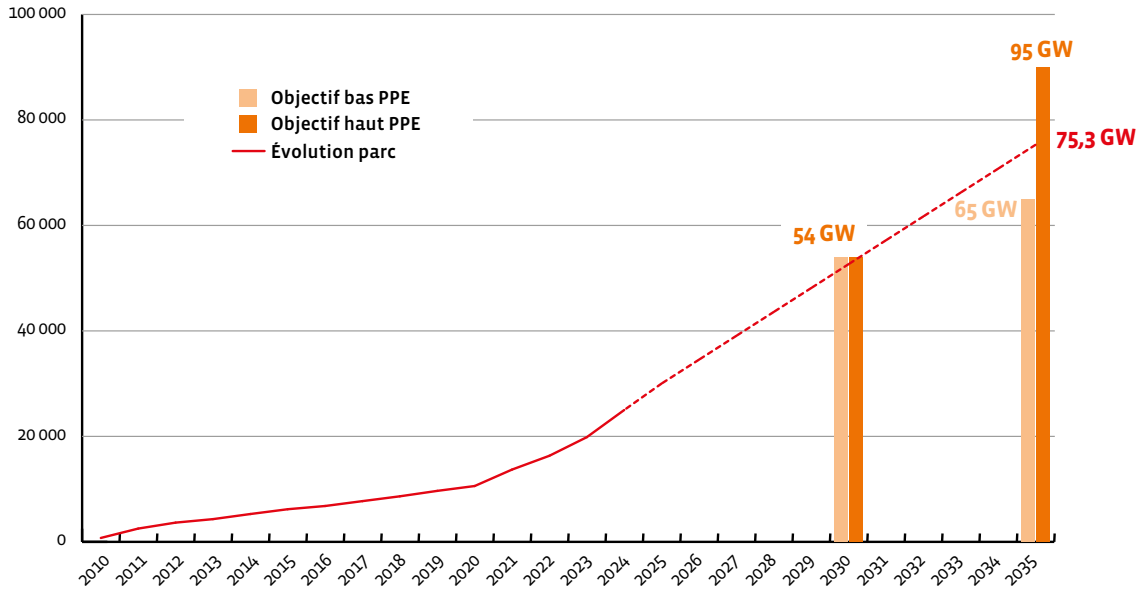
**815 547 installations en autoconsommation** individuelle au 30 septembre 2025

Pour une capacité de 5 058 MW

**37 500 emplois directs** en 2024

**14,6 M€** d'activité en 2024

*Projection de la filière photovoltaïque et objectifs de la PPE3 (à valider) à 2030 et 2035*




Le photovoltaïque est appelé à consolider sa place de première filière renouvelable en termes de puissance dans les dix ans à venir. L'enjeu sera de tenir la cadence actuelle pendant une décennie. L'ajout de 4,5 GW chaque année amènerait la filière à un parc de 75,3 GW fin 2035. Une gageure car, comme pour l'ensemble des autres technologies, le développement du photovoltaïque devra se faire dans des conditions qui devront limiter les impacts sur la biodiversité et sur les populations, tout en composant avec une forte pression foncière.

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

## *ÉOLIEN TERRESTRE : PEU DE CHANCES DE TENIR L'OBJECTF À 2030*

**23 885 MW** raccordés au 30 septembre 2025

+ 532 MW raccordés depuis le 1er janvier 2025

**46,3 TWh** d'énergie produite en 2024

30,4 % de la production EnR électrique en 2024

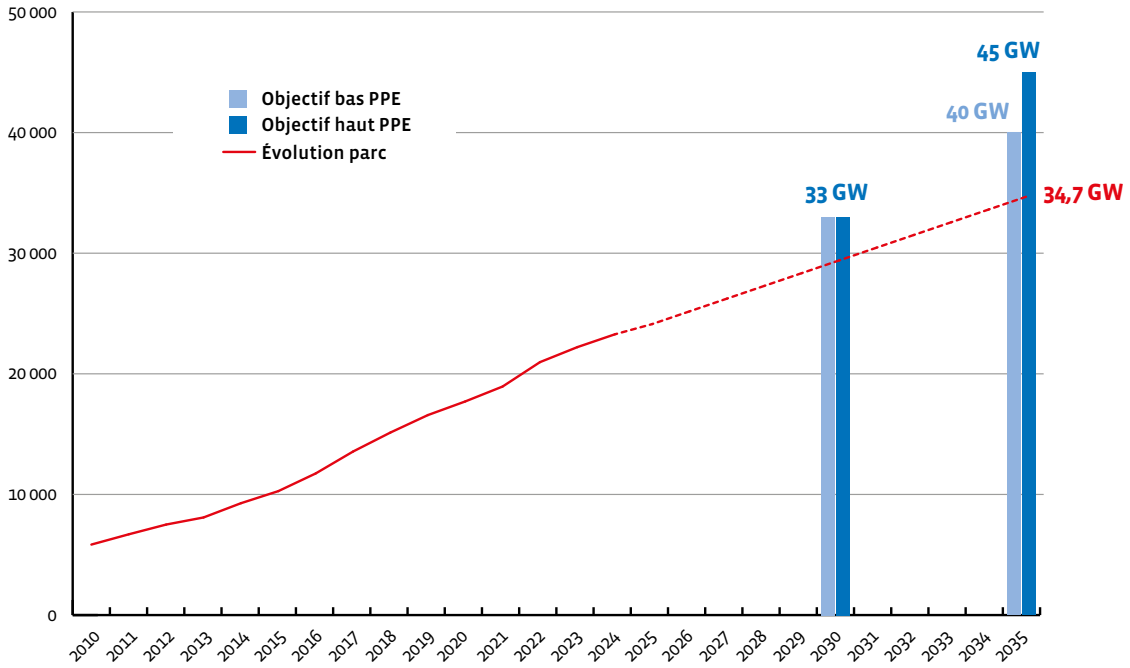
9 % de la production totale électrique française en 2024

**13 320 emplois directs** en 2024

**6,5 M€** d'activité en 2024

Une production équivalente à la consommation électrique annuelle de **19,5 millions de personnes**

### *Bilan des objectifs PPE 3 (à valider) à 2030 et 2035*




La projection à 2030 puis à 2035 du rythme de croissance observé sur la période 2023-2025 conduirait le secteur de l'éolien terrestre à rater ses objectifs à venir. En 2035, la filière n'atteindrait que 34,7 GW, soit un niveau largement en deçà de la fourchette basse de la PPE 3.

# LES CHIFFRES CLÉS

## *ÉOLIEN EN MER*

**2 008 MW** raccordés
au 30 septembre 2025

+ 506 MW raccordés
depuis le 1er janvier 2025

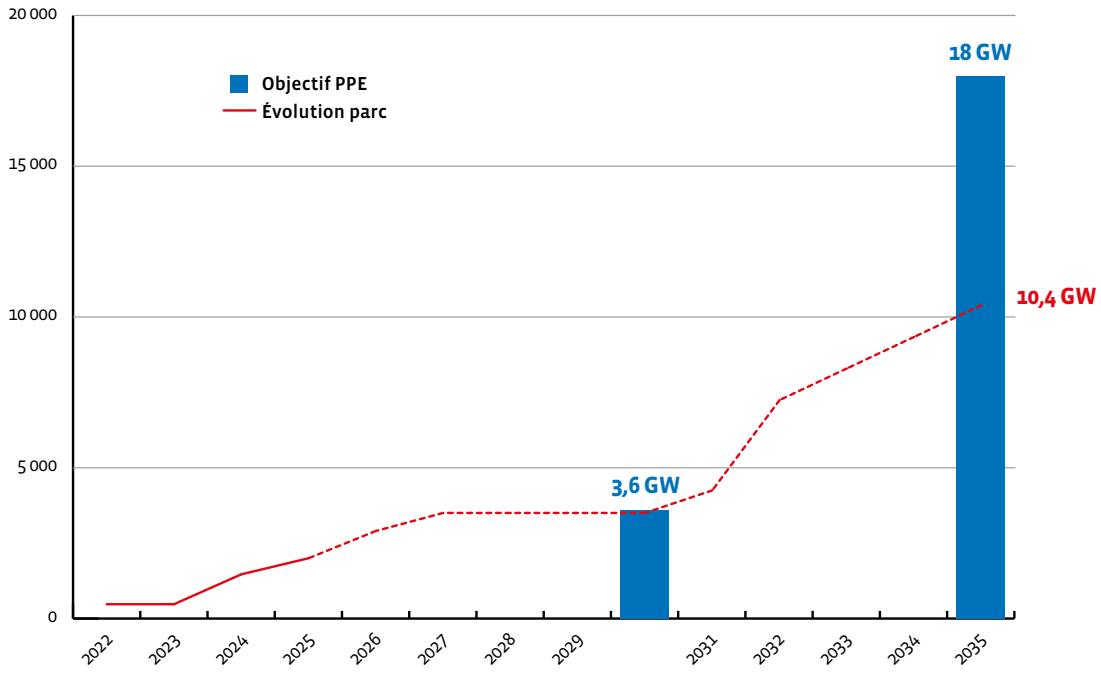
**4,1 TWh** d'énergie produite en 2024

**8 250 emplois directs** en 2024

**4 M€** d'activité en 2024

Une production équivalente
à la consommation électrique
annuelle de **1,8 million**
**de personnes**

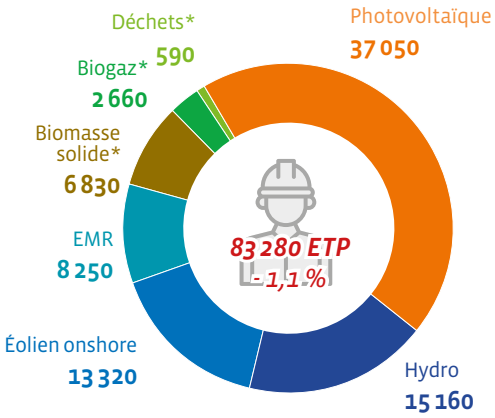
### *Bilan des objectifs PPE 3 (à valider) à 2030 et 2035*




Sauf nouveaux gros retards, la première échéance devrait être validée avec les mises en service des parcs des trois premiers appels d'offres. À l'horizon 2035, c'est en revanche beaucoup plus incertain. Le succès repose sur l'achèvement dans les temps des projets issus des appels d'offres 8 et 9 (pour un total de 3,75 GW) et sur la réussite d'un très ambitieux AO 10 attendu pour 2026 et qui devrait porter sur 8 à 10 GW.

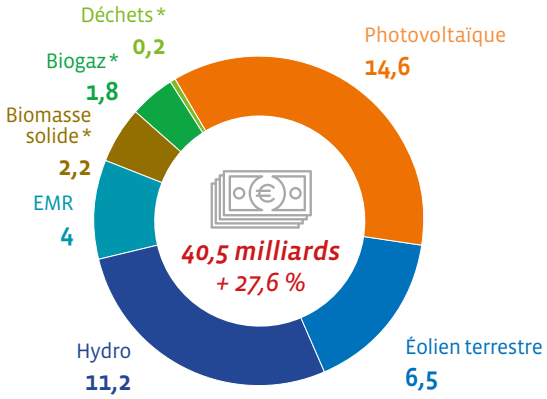
# LES CHIFFRES CLÉS

## CHIFFRES D'EMPLOIS PAR FILIÈRE EN 2024

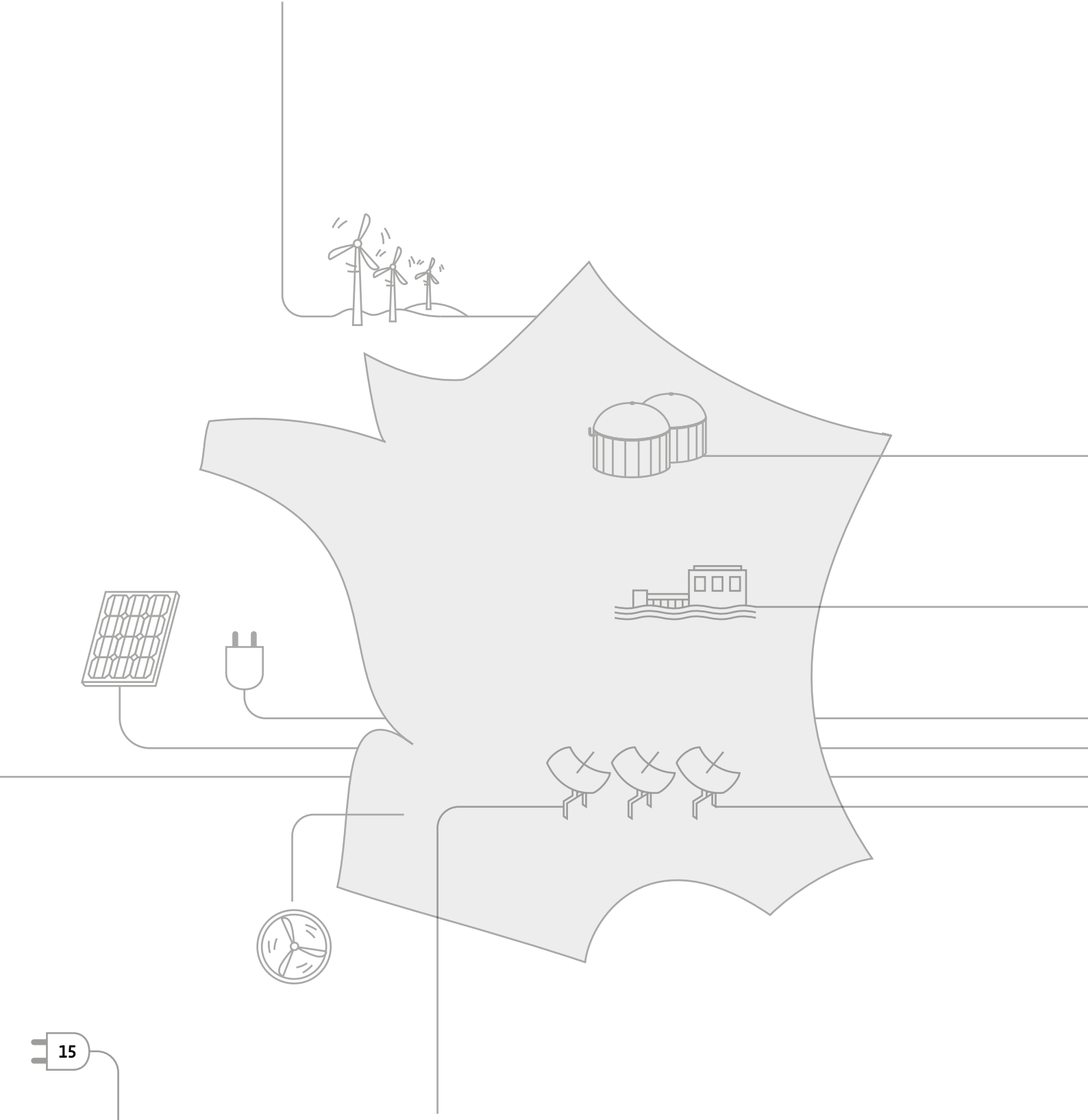



** Chiffres pour toutes valorisations confondues (électricité et chaleur).*

## ACTIVITÉ EN MILLIARDS D'EUROS EN 2024




** Chiffres pour toutes valorisations confondues (électricité et chaleur).*





# LES FILIÈRES RENOUVELABLES



*Centrale solaire flottante Les îlots Blandin, à Perthes (Haute-Marne).*

Romain Berthiot - QENERGY

# PHOTOVOLTAÏQUE

Le photovoltaïque est la filière d'énergie renouvelable électrique la plus dynamique en France avec une capacité installée de **29 670 MW à fin septembre 2025**

**Une cible de 54 GW** d'objectif de capacité pour 2030 puis de **65 à 90 GW** à fin 2035*

Avec **23 624 GWh** produits en 2024, la filière a couvert **4,4 %** de la consommation du pays

**14 649 M€ d'activité** en 2024 (+ 29 % en un an)

Pour 2030, un objectif de production à **66 TWh,** et pour 2035, entre **92 et 110 TWh***

**37 050 emplois directs** en 2024 (+ 34 % en un an)

** Chiffres de la PPE 3 en attente de validation.*

**Bien que la croissance des nouveaux raccordements reste vigoureuse, le photovoltaïque a dû évoluer dans un contexte réglementaire et politique défavorable en 2025. La réforme du S21 commence à percuter la dynamique de déploiement des projets résidentiels et de moyenne puissance, mais l'étendue de ses effets ne sera observable qu'en 2026.**

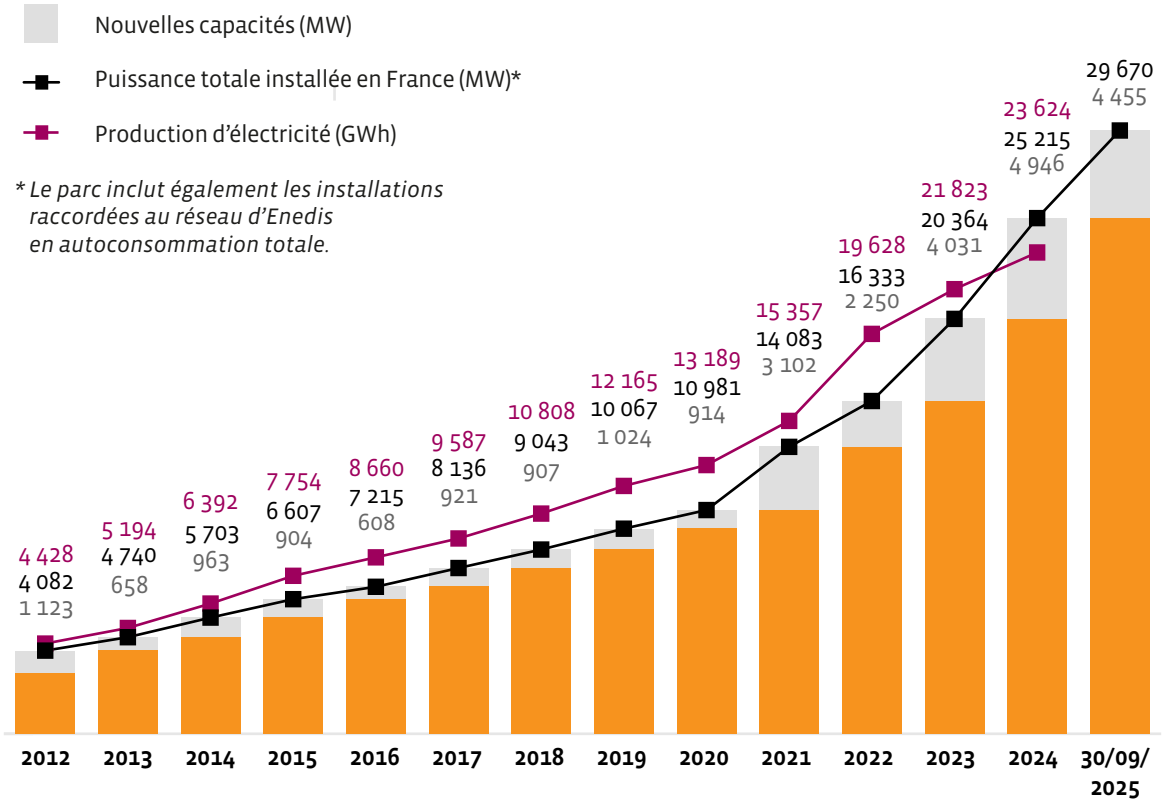
Alors que les volumes annuels de nouveaux raccordements dépassaient rarement le gigawatt depuis 2012, la tendance a totalement changé depuis 2021, où l'on observe une nette accélération de la croissance de la filière. 2,7 GW ont été raccordés en 2022 puis 3,4 GW en 2023, et 5 GW en 2024, un record historique pour la France. 4 455 MW ont été raccordés au cours des trois premiers trimestres de 2025. Ces capacités additionnelles ont porté le parc photovoltaïque français (métropole et Drom) à 29 670 MW à fin septembre 2025.

En dépit des conditions d'ensoleillement beaucoup moins favorables que celles de l'année précédente, la production photovoltaïque a atteint 23 624 GWh en 2024, en augmentation de 8,3 % par rapport à 2023 (21 823 GWh). Le marché photovoltaïque est composé de différents segments qui renvoient à des types de réalisations différents. Le graphique 2 reprend trois de ces segments pour mieux analyser la dynamique de la filière. Sur le créneau des installations des petites puissances (jusqu'à 9 kW), la dynamique trimestrielle avait oscillé pendant dix ans (2011-2020) entre 15 et 35 MW avant de prendre un fort envol sous l'impulsion de l'autoconsommation. Un fléchissement a cependant été observé en fin 2022 avant de repartir au second trimestre 2023.

## Graphique nº 1

***Parc total photovoltaïque et production d'électricité annuelle en France***

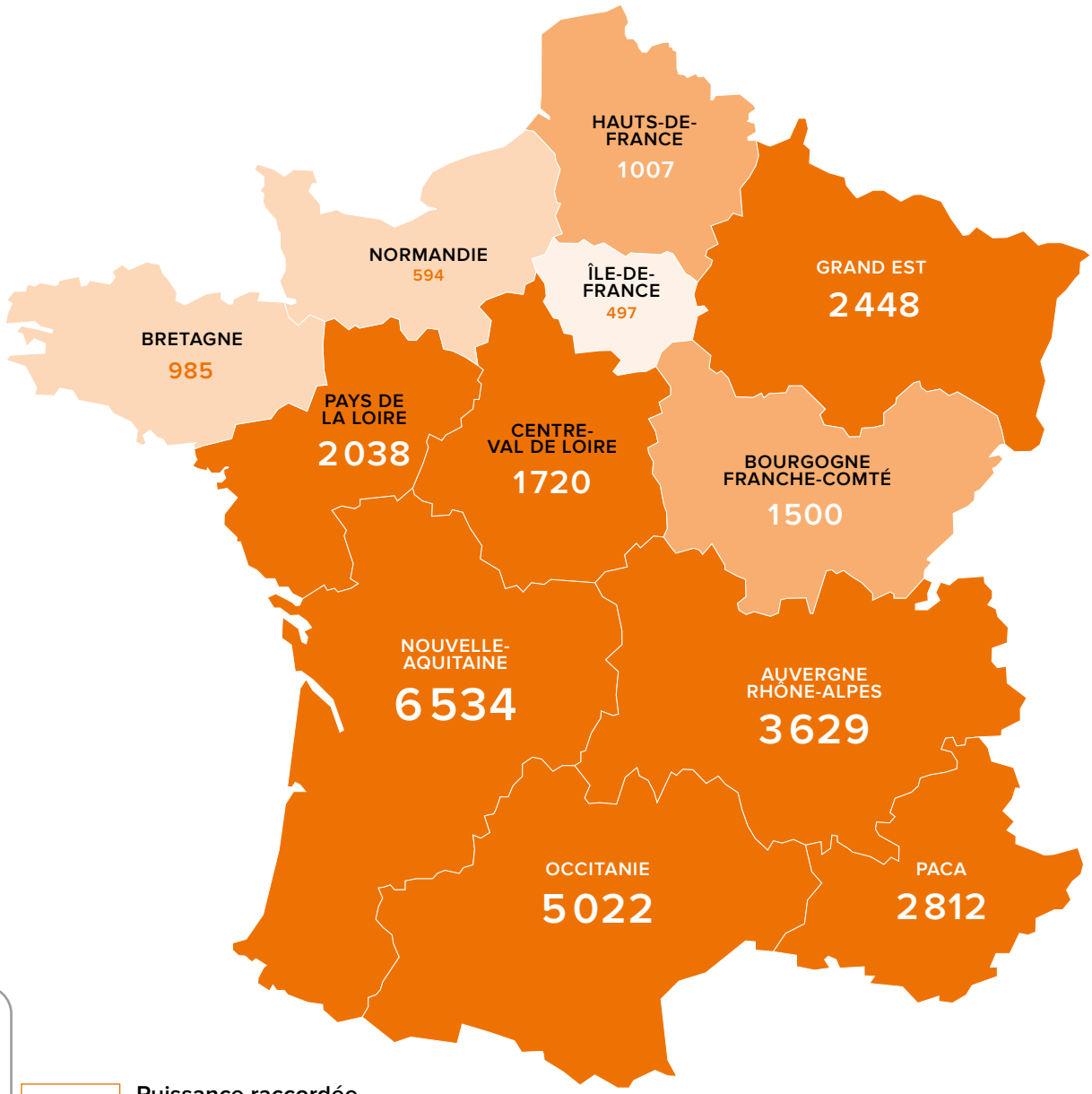
*Sources : Jusqu'à 2022 données du Sdes, 2023 données issues de la base Odré*



## Carte n° 1

*Cartographie du photovoltaïque en France à fin septembre 2025*

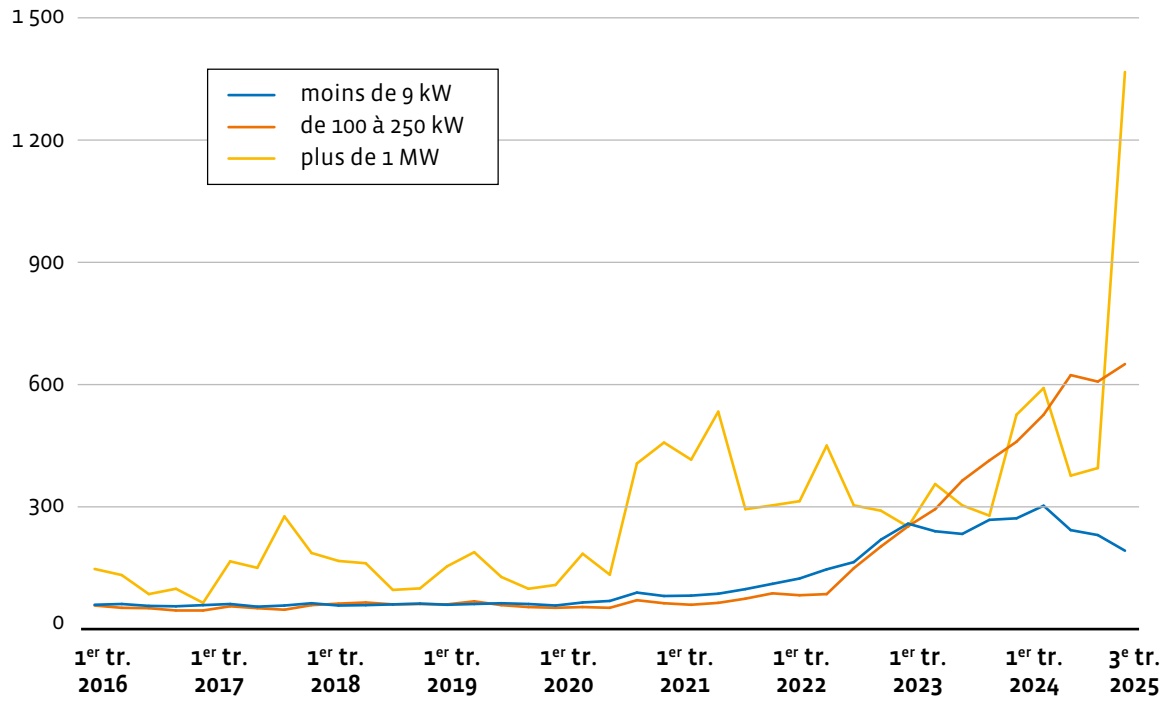
*Source : Sdes 2025*



## Graphique nº 2

*Évolution des raccordements trimestriels sur trois segments de marché (MW)*

*Source : Observ'ER d'après les chiffres du Sdes et de l'Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque.*




Autre segment dynamique, celui des installations de grandes toitures de 100 à 250 kW. Suivant une tendance très proche de celle du segment précédent, les grandes toitures continuent, elles, de voir leur rythme de raccordement monter en flèche. Ce secteur profite notamment de deux mesures inscrites dans un plan de soutien au secteur annoncé en novembre 2021 : l'obligation de mettre du solaire sur les entrepôts, hangars et parkings nouvellement construits ainsi que le rehaussement de 100 à 500 kW du seuil du guichet ouvert pour les bâtiments, hangars et ombrières. En revanche, les profondes modifications de l'arrêté S21 (voir partie suivante) vont avoir des retombées sur la dynamique de ces opérations en 2026. Enfin, l'activité sur le secteur des très grandes installations (1 MW et plus) est beaucoup plus erratique. En 2021, le segment avait profité d'un volume de centrales dont la mise en service avait été décalée de par la pandémie de 2020. Cet effet passé, le segment retrouve une dynamique moins forte et plus irrégulière, rythmée par la mise en service des installations issues des appels à projets de la CRE.

### La ruée vers l'autoconsommation se poursuit

La dynamique de l'autoconsommation individuelle et collective s'est maintenue au cours des trois premiers trimestres de 2025. Selon Enedis, le nombre d'installations en autoconsommation individuelle a augmenté de 32 % entre le troisième trimestre (T3) 2024 et le troisième trimestre 2025. Au T3 2024, le gestionnaire

de réseau recensait 617 916 installations, représentant une puissance installée de 3 457 MW. Un an plus tard, ce chiffre atteignait 815 547, pour une puissance installée totale de 5 058 MW (+ 46 %).
En parallèle, l'autoconsommation collective, longtemps considérée comme une démarche marginale, poursuit sa montée en puissance. Ce développement est soutenu par une réglementation mise en place dès 2016 et affinée progressivement au fil du temps : ouverture de la moyenne tension aux opérations d'autoconsommation (jusqu'ici limitées à la basse tension), reconnaissance réglementaire des communautés d'énergie, clarification du statut de personne morale organisatrice (PMO), ou encore fin de l'obligation pour les collectivités de constituer une régie, ce qui a facilité les concessions et le recours à des tiers investisseurs. En 2025, le cadre de l'autoconsommation collective s'est grandement assoupli, puisque le plafond des projets est passé à 5 MW (cette limite pouvant être étendue jusqu'à 10 MW pour les projets portés par des collectivités territoriales). Parallèlement, l'attractivité économique de ces modèles s'est renforcée grâce à une exonération totale de l'accise sur l'électricité pour les installations de moins de 1 MW, levant un frein fiscal au partage de l'énergie. À la fin du troisième trimestre 2025, l'autoconsommation collective avait séduit 14 521 acteurs, et 1 343 opérations en fonctionnement étaient recensées en France métropolitaine.

## La mue du S21 percute le segment résidentiel et des moyennes puissances

L'arrêté S21, entré en vigueur en 2021, avait introduit un cadre de tarifs d'achat garantis sur vingt ans et des primes à l'investissement pour les installations jusqu'à 500 kW.

**EN RÉSUMÉ**

### *Quelles évolutions pour le photovoltaïque ?*

- ***Une filière qui ne cesse d'accélérer** avec une capacité installée de 29,7 GW pour une production de 23,6 TWh à fin 2024.*
- ***L'autoconsommation poursuit sur sa lancée** avec 815 547 installations en autoconsommation individuelle et 1 343 opérations d'autoconsommation collective en fonctionnement au troisième trimestre 2025.*
- ***37 050 équivalents temps plein** en 2024 (+ 34 % par rapport à 2023) pour un chiffre d'affaires de **14 649 millions d'euros** (+ 29 %).*

Ce mécanisme de soutien a très vite trouvé son public. La CRE a en effet estimé que le volume de demandes a atteint près de 16 GW entre fin 2021 et fin 2024, bien au-delà des quelque 4,8 GW initialement prévus, ce qui a largement contribué à l'accélération des installations de panneaux solaires sur bâtiments. Malgré ce plébiscite, l'État, dans une optique de maîtrise des dépenses publiques, a engagé une refonte majeure en mars 2025. Dans le détail, le S21 a évolué de manière différenciée selon les tranches de puissance, mais les inflexions sont plus marquées sur les segments 0-9 kW et 100-500 kW. Pour le segment résidentiel, jusqu'à 9 kW, la possibilité de vente en totalité a été supprimée, et seule la vente du surplus est autorisée, avec un tarif d'achat quasiment divisé par

trois (passant de 12,7 c€/kWh à 4 c€/kWh). Le taux de TVA a été harmonisé à 5,5 % pour les installations en autoconsommation à partir d'octobre 2025 (il était de 10 % pour les opérations inférieures à 3 kW et de 20 % pour celles comprises entre 3 et 9 kW). Pour le segment de 100 à 500 kW, la modification a d'abord porté sur les tarifs d'achat de long terme, puis sur la forme du soutien proposé à ce segment du marché. Ces installations bénéficiaient d'un tarif d'achat fixé à 9,5 c€/kWh jusqu'au 1er juillet 2025 (contre 10,52 c€/kWh avant la réforme) dans le cadre d'un guichet ouvert. Celui-ci a ensuite été fermé et remplacé en septembre 2025 par un appel d'offres simplifié, faisant basculer les porteurs de projets dans un régime compétitif, avec une consigne financière ou une garantie bancaire de 10 000 euros exigée pour sécuriser leurs projets. Cet appel d'offres simplifié, organisé sous l'égide de la CRE, portait sur un volume de 192 MW pour sa première période. Le dépôt des candidatures a eu lieu du 22 septembre au 2 octobre 2025. Cependant, seulement 43,5 MW ont été effectivement attribués, soit à peine plus de 20 % du volume ouvert à la compétition. Cette sous-souscription s'expliquerait notamment par un niveau de tarif perçu comme trop bas par de nombreux porteurs de projets, par l'incertitude réglementaire et par des difficultés de financement des projets, liées à la fin de la garantie automatique de rémunération. Le prix moyen retenu pour les lauréats de cette session s'est établi à 88,73 €/MWh, légèrement inférieur au plafond de 95 €/MWh. Ce résultat met en évidence un effet d'attentisme sur ce segment du marché, consécutif à la rupture du S21 et à la transition vers un modèle d'appel d'offres beaucoup plus concurrentiel et encadré.

## Des estocades politiques portées à la filière

Malgré une trajectoire de croissance robuste, la filière photovoltaïque a été confrontée en 2025 à un environnement politique et réglementaire particulièrement instable, révélateur de tensions persistantes sur la place des énergies renouvelables dans le mix énergétique français. La proposition de loi Gremillet, destinée à définir la programmation nationale énergie-climat pour la période 2025-2035, a cristallisé ces divergences à travers les débats relatifs à l'instauration d'un moratoire sur les nouvelles installations photovoltaïques et éoliennes. Si le texte initialement adopté par le Sénat ne prévoyait pas un arrêt des renouvelables, son examen à l'Assemblée nationale en juin 2025 a donné lieu à l'adoption d'amendements, portés notamment par les groupes LR et RN, instaurant un moratoire immédiat et sans échéance sur l'instruction, l'autorisation et la mise en service de tout nouveau projet solaire et éolien. Bien que cet amendement ait été adopté le 19 juin, il n'a finalement produit aucun effet juridique, la proposition de loi ayant été rejetée dans son ensemble le 24 juin par une large majorité de députés. Ce rejet, résultant d'un front commun entre la gauche, le bloc présidentiel et une partie des élus de droite, traduit la perception du moratoire, jugé à la fois économiquement risqué, industriellement contre-productif et politiquement incohérent au regard des objectifs climatiques nationaux. Le retour du texte au Sénat, dans une version adoucie, a confirmé l'abandon de cette option, tout en réaffirmant les priorités en faveur du nucléaire sans remettre en cause le développement des renouvelables.

Parallèlement, la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie, soumise au débat

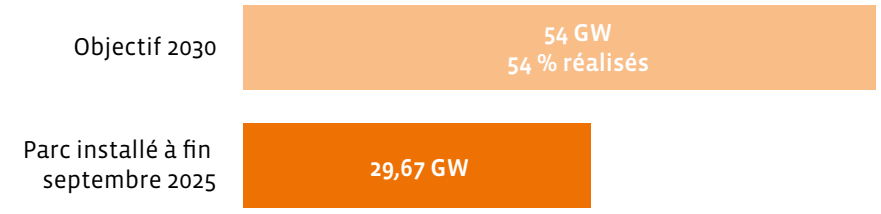
public en mars 2025, a constitué un signal plus durablement préoccupant pour la filière photovoltaïque. En révisant à la baisse les objectifs de capacités installées par rapport aux ambitions affichées fin 2024, le projet de PPE 3 a introduit une inflexion stratégique susceptible de peser sur la visibilité à long terme des acteurs. La réduction des cibles est particulièrement marquée à l'horizon 2035, avec une fourchette désormais comprise entre 65 et 90 GW, contre entre 75 et 100 GW dans la version précédente. Pour l'horizon 2030, la fixation d'un objectif de 54 GW, correspondant à la borne basse de la trajectoire initialement envisagée, traduit une approche plus prudente, voire restrictive, du rythme de déploiement.

## *Un rôle majeur pour le photovoltaïque dans la nouvelle PPE*

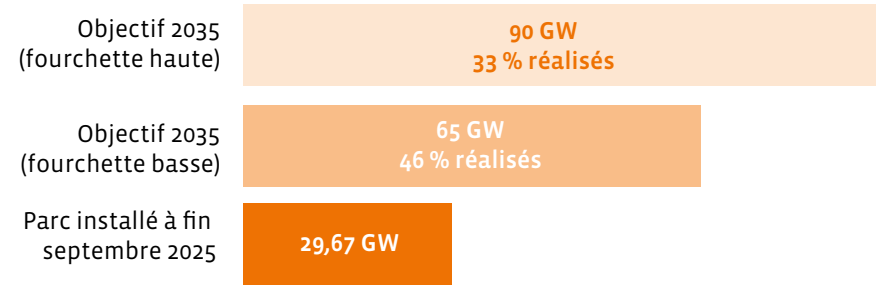
***Un projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été mis en consultation en mars 2025. Des objectifs de développement pour la filière photovoltaïque y ont été inscrits à horizon 2030 et 2035. Partant de 19,3 GW de capacités installées fin 2023, le gouvernement vise un parc installé de 54 GW. Le second point de passage est pour fin 2035, avec cette fois un objectif compris entre 65 à 90 GW. Ces ambitions en termes de capacité s'accompagnent d'une progression de la production qui devrait passer de 22,7 TWh en 2023 à 66 TWh en 2030 puis entre 92 et 110 TWh en 2035.***

***À fin septembre 2025, la filière a déjà atteint plus de la moitié de ses objectifs de 2030, mais une projection du rythme de 2024 devrait permettre au photovoltaïque français de rester dans la bonne trajectoire.***

### *Progression vers les objectifs à fin 2030*




### *Progression vers les objectifs à fin 2035*



### *L'agrivoltaïsme tient sa position*

***L'agrivoltaïsme a connu une année 2025 riche en rebondissements. D'une part, la filière a traversé un épisode de turbulences politiques, avec la proposition de loi Lecamp, qui cherchait à durcir les conditions d'installation des projets agrivoltaïques, en limitant par exemple la puissance des installations à 10 MW par exploitation. Le texte prévoyait également de limiter l'occupation à 30 % de la surface agricole utile et d'instaurer un mécanisme de partage de la valeur. La proposition n'a finalement jamais été examinée en séance plénière, faute de temps. Bien que ce texte ne soit pas allé au bout de son processus d'adoption, il a alimenté un climat d'incertitude parmi les développeurs et les agriculteurs quant à la stabilité des règles du jeu.***
***D'autre part, le cadre réglementaire de l'agrivoltaïsme s'est consolidé en février 2025 avec la publication d'une instruction interministérielle, venue compléter le décret de 2024 issu de la loi d'accélération des énergies renouvelables. En explicitant des points jusqu'alors flous (modalités de suivi agronomique, attendus autour de la démonstration du service rendu à l'agriculture…), cette instruction offre aux porteurs de projets et aux services instructeurs un cadre opérationnel clair et partagé. Parallèlement à ces évolutions réglementaires, la filière s'est dotée d'un outil de suivi statistique en novembre 2025. Piloté par l'Ademe, l'Observatoire de l'agrivoltaïsme recense les projets et centralise les retours d'expérience afin d'informer l'ensemble des acteurs. Sa mission inclut également la collecte des données de performance agricole et énergétique des installations agrivoltaïques. À fin 2025, la puissance installée ou autorisée cumulée des projets agrivoltaïques est estimée à environ 2 243 MW.***

Pris ensemble, ces épisodes soulignent un décalage persistant entre la dynamique de marché du photovoltaïque et l'incertitude du cadre politique et réglementaire. Si le moratoire n'a finalement pas été mis en œuvre, sa simple évocation a contribué à fragiliser la confiance des investisseurs et des porteurs de projets. La révision à la baisse des objectifs de la PPE renforce cette perception d'un pilotage plus conservateur de la transition énergétique, susceptible de ralentir les décisions d'investissement et d'accroître l'attentisme sur l'ensemble de la chaîne de valeur du solaire.

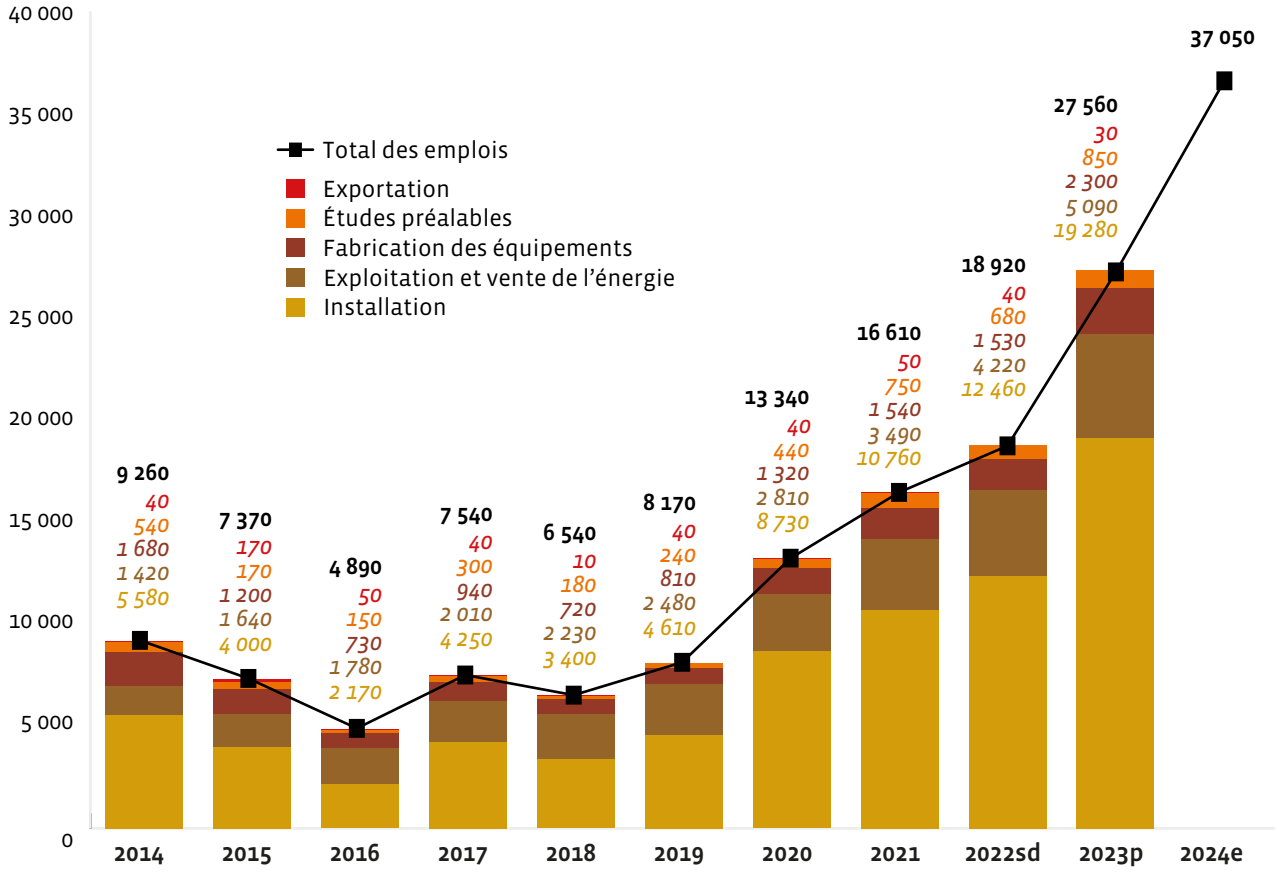


**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

## Graphique nº 3

*Emplois dans la filière photovoltaïque française*

*Source : Ademe, 2025. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*



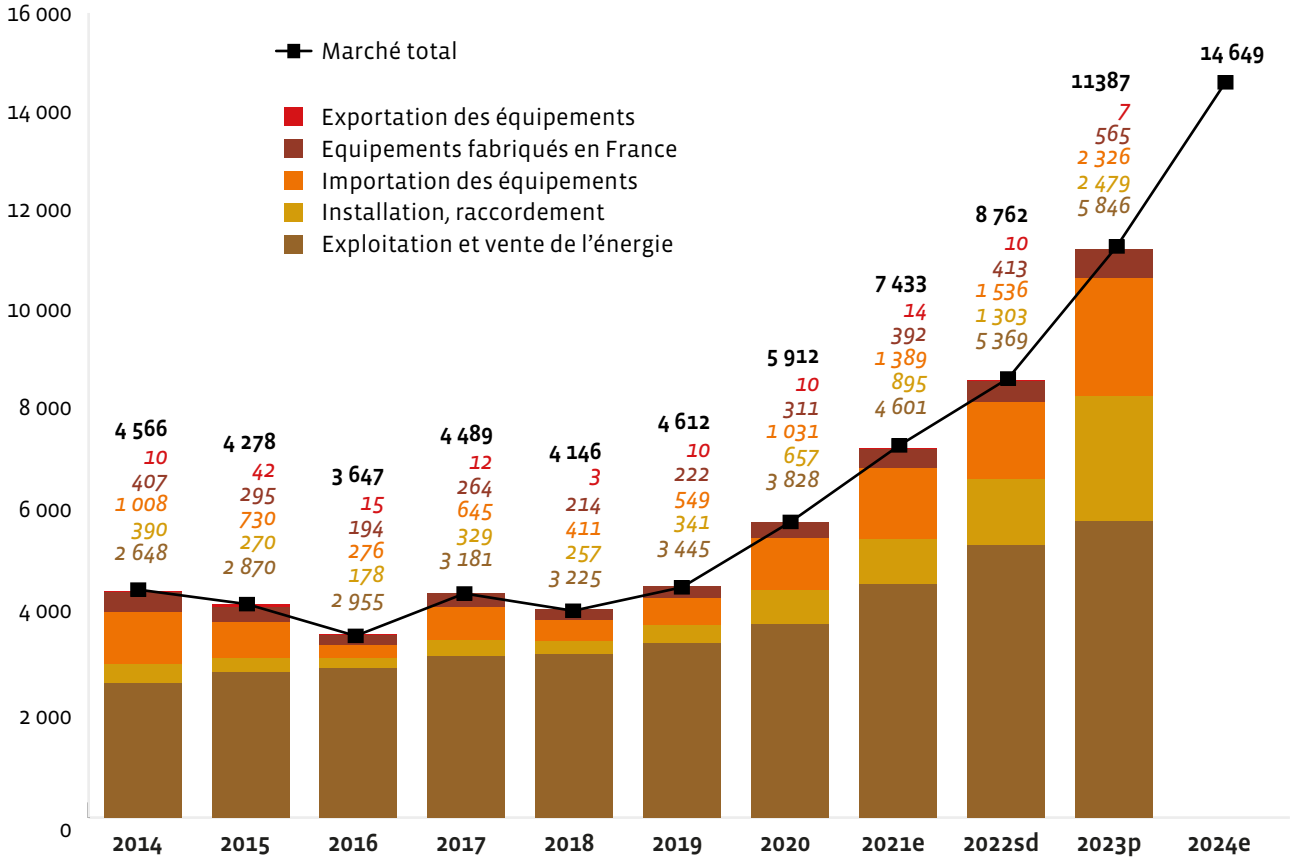

### Plus de 37 000 emplois et de 14 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2024

Dans son étude publiée à l'automne 2025, « Marché et emplois dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », l'Ademe affiche les dernières évaluations des agrégats socio-économiques du photovoltaïque en France. Après un pic en matière d'emplois en 2010 porté par le fort développement des installations individuelles, le secteur a subi un sévère recul, lié au moratoire. Le segment des équipements individuels ayant fortement chuté au début des années 2010, les installateurs se sont détournés du secteur. Le photovoltaïque s'est ensuite beaucoup plus orienté vers des opérations de plus en plus puissantes où le ratio d'emploi par MW installé est plus faible. Depuis 2020, la filière reprend de la vigueur, avec une augmentation constante en termes d'emplois. Les premières estimations pour le secteur atteignent un peu plus de 37 000 équivalents temps plein en 2024, un chiffre en nette progression par rapport à 2023 (27 560, + 34 %) (voir graphique n° 3).

## Graphique n° 4

*Chiffre d'affaires de la filière photovoltaïque française (en M€)*

*Source : Ademe, 2025. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*




En termes de détail par maillon de chaîne de valeur, la décomposition la plus récente disponible est celle de 2023. Le segment de l'installation demeure une fois encore le principal pourvoyeur d'emplois directs (70 % du total), devant celui de l'exploitation des sites et de la vente de l'énergie produite (18 %).

Sur le volet de l'activité économique, le chiffre d'affaires du photovoltaïque français est estimé à 14,65 milliards d'euros en 2024 (cf. graphique n° 4). À l'instar de l'emploi, l'activité a connu en 2024 une croissance importante par rapport au niveau de 2023 (+ 29 %). Cette performance s'inscrit dans le décollage du marché observé depuis le tournant des années 2020. La décomposition du chiffre d'activité 2023 (année la plus récente pour laquelle ce détail est disponible) montre que le poste de l'exploitation des sites et de la vente de l'énergie est le plus important (5 846 M€, soit 51 % du marché total). Le deuxième poste est celui relatif au segment installation et raccordement (2 479 M€, 22 %). La dernière marche du podium revient à la partie importation d'équipements en France (2 326 M€, 20 %).

# PHOTOVOLTAÏQUE

**SYNTHÈSE**

## *Quelles perspectives pour le photovoltaïque ?*

- ***La refonte du S21 rebat les cartes*** *La chute du tarif d'achat pour le segment résidentiel a très fortement percuté le marché, mais pourrait offrir à moyen terme des perspectives pour l'autoconsommation. Sur le segment des installations 100-500 kW, la formule des appels d'offres peine à séduire les développeurs.*
- ***Le projet de PPE mis en consultation en mars 2025 réduit la voilure pour les objectifs photovoltaïques*** *Les cibles visées sont désormais de 54 GW de capacité à fin 2030 puis de 65 à 90 GW à fin 2035 (contre 54-60 GW en 2030 et 75 à 100 GW en 2035 dans la PPE précédente).*
- ***L'agrivoltaïsme consolide sa position*** *Malgré les menaces induites par la proposition de loi Lecamp, le cadre juridique autour de l'agrivoltaïsme s'est précisé et la filière dispose aujourd'hui d'un outil de suivi statistique piloté par l'Ademe.*



*Centrale photovoltaïque Le Pouzin 2 (Ardèche).*

Camille Moirenc

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables


DR

à **David Gréau,**
délégué général en charge du photovoltaïque à Enerplan

### 1 Comment interpréter les chiffres de croissance record de 2025 du parc photovoltaïque en France ?

*En 2025, la croissance des mises en service traduit la dynamique enclenchée en 2024 et avant, notamment via l'arrêté S21 pour les toitures et bâtiments de moins de 500 kW. Cette dynamique est cependant à relativiser. Sur le segment résidentiel (moins de 9 kW), l'attente de la TVA à taux réduit a conduit à différer un grand nombre de projets. Ses conditions d'application rendent d'ailleurs son accès difficile, avec peu de modules éligibles. Sur le segment de 100 à 500 kWc, la dynamique de dépôts de nouveaux projets a été très forte, mais s'est arrêtée net en septembre dernier, avec le passage en appel d'offres simplifié. Les plus gros projets, sous appel d'offres, ont également poursuivi une dynamique assez soutenue de mises en service.*

### 2 Quelles sont les perspectives pour 2026 ? Et quels sont les impacts potentiels sur l'évolution du parc suite à la réforme du S21 début 2025 ?

*En 2026, l'ensemble des projets déposés en 2025 devrait se raccorder, amenant à maintenir un haut niveau de raccordements sur l'année. Cependant, c'est l'arbre qui cache la forêt, car les entrées en file d'attente risquent de se réduire très fortement pour les raccordements futurs. À date, nous n'avons pas de visions sur les périodes des grands appels d'offres PPE 2 (dont une période bâtiment et une période sol ne se sont pas tenues en fin d'année 2025), ni sur le calendrier et les volumes de l'appel d'offres simplifié pour le segment 100-500 kW. L'année 2026 risque donc d'être en trompe-l'œil : des mises en service maintenues à un niveau élevé, mais de nouveaux projets qui ne s'enclenchent pas. Pour autant, l'autoconsommation, qui a poursuivi sa progression en 2025, pourrait constituer un relais de croissance en 2026, notamment pour le segment du bâtiment et des ombrières. Elle permet de diminuer le soutien de l'État aux projets et d'assurer un approvisionnement pérenne et à coût maîtrisé pour les autoconsommateurs. Combinée au stockage, elle constitue la boucle vertueuse du solaire territorial.*



**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

**3 L'évolution du parc photovoltaïque bat des records depuis 2021 malgré l'absence de nouvelle PPE. Qu'apporterait une nouvelle programmation à la filière ?**

*Une nouvelle programmation apporterait de la visibilité. C'est indispensable pour les installateurs et développeurs, mais aussi pour les industriels. Les projets de gigafactories, tout comme les industriels qui produisent déjà en France et en Europe, ont besoin de cette visibilité pour se concrétiser. Par ailleurs, les financeurs qui accompagnent les entreprises du solaire en ont également besoin pour continuer à soutenir la filière. Enfin, cette PPE devra s'accompagner d'un plan d'électrification des usages efficace. Nous souhaitons également des objectifs sur la flexibilité et le stockage, qui permettront au solaire d'être pilotable pour mieux répondre aux besoins du système électrique.* ●



*Parc éolien citoyen de Féeole (Ille-et-Vilaine).*

SEM Energ'i

# ÉOLIEN TERRESTRE

L'éolien terrestre dispose d'une capacité installée de **23 885 MW à fin septembre 2025**

Un chiffre de **33 GW** comme objectif de capacité pour 2030 puis de **40 à 45 GW** pour fin 2035*

Avec **43 TWh** produits en 2024, la filière a couvert **10 %** de la consommation du pays

**6 473 M€ d'activité** en 2024 (- 7 % en un an)

Pour 2030, un objectif de production de **72 TWh** et, pour 2035, de **91 à 103 TWh***

**13 220 emplois directs** en 2024 (- 0,4 % en un an)

** Chiffres de la PPE 3 en attente de validation.*

**Pour l'éolien terrestre, l'accélération longtemps espérée par le secteur n'est pas encore à l'ordre du jour. Au contraire, pour la quatrième année consécutive, le rythme annuel de progression du parc installé ralentit et l'absence d'objectifs validés pèse de plus en plus.**

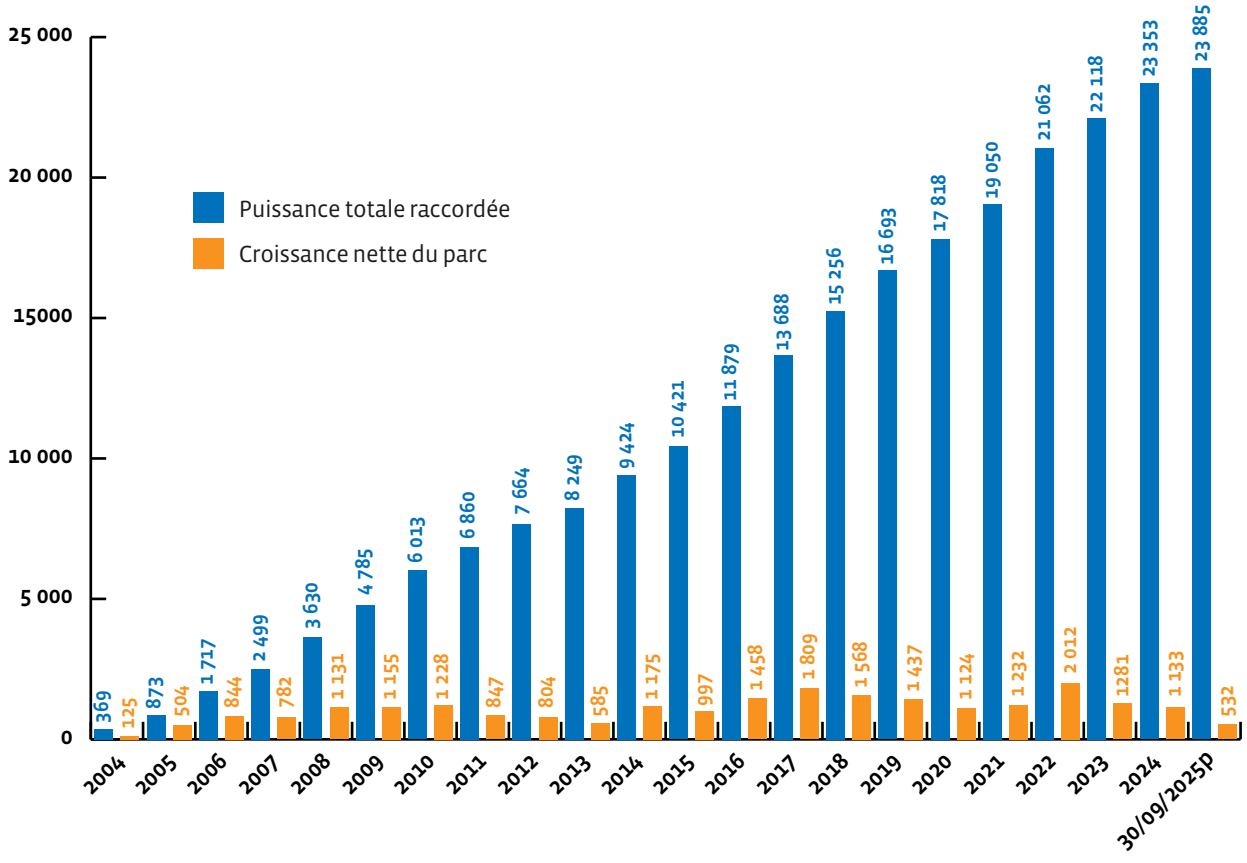
## 2025, UNE NOUVELLE ANNÉE DÉCEVANTE

Au 30 septembre 2025, le secteur de l'éolien terrestre disposait d'un parc de 23 885 MW raccordés. Longtemps deuxième filière renouvelable électrique derrière l'hydroélectricité, l'éolien terrestre est désormais dépassé par le photovoltaïque, dont la puissance installée atteignait 29 670 MW à la fin du troisième trimestre. En revanche, en matière de production d'énergie, l'éolien terrestre devance toujours la filière solaire, avec 43 TWh produits en 2024 (contre 23,6 TWh pour le photovoltaïque), soit 10 % de la consommation électrique nationale de l'année passée. Ce résultat est toutefois en net recul par rapport à 2023 (52,4 TWh), en raison de conditions climatiques peu favorables au gisement éolien, qui se sont d'ailleurs prolongées en 2025. Au-delà de cette photographie de l'état de développement de la filière éolien terrestre à fin septembre, le point le plus marquant reste le ralentissement surprenant de la progression du parc au cours des neuf premiers mois de 2025 (voir graphique n° 1). Si, depuis le début de son développement, le secteur a rarement raccordé plus de 1,5 GW par an, le chiffre de 532 MW supplémentaires entre janvier et septembre 2025 apparaît particulièrement faible, puisqu'il correspond à un recul de 31 % par rapport à ce qui avait été observé sur la même

## Graphique n°1

*Évolution de la puissance éolienne terrestre raccordée en MW*

*Source : Sdes, 2025. - p : provisoire*




Parc éolien de Saulnois (Moselle).
Engie Green

période en 2024. Ce niveau préoccupant pourrait augurer d'une année 2025 sensiblement en deçà du gigawatt pour une filière qui avait déjà manqué les objectifs fixés par la PPE 2 (Programmation pluriannuelle de l'énergie) à l'horizon fin 2023. Le point de passage de 24,1 GW n'avait ainsi pas été atteint, avec un retard de près de 2 GW, et ne devrait finalement être franchi qu'à la toute fin de l'année 2025, soit avec environ deux ans de retard.

## Décalage de projets ou signe d'un décrochage plus profond ?

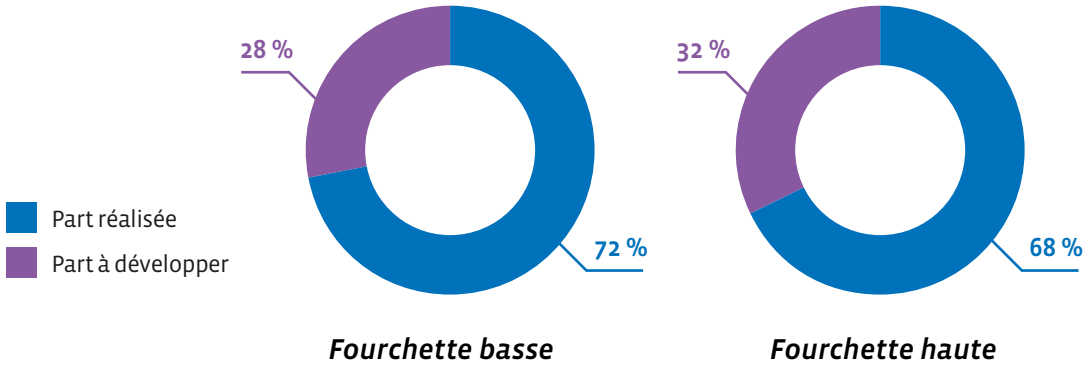
Même s'ils ont été revus à la baisse par rapport aux premières moutures du projet de texte, les objectifs à l'horizon 2030 et 2035 actuellement inscrits dans la future PPE 3 imposeraient à l'éolien terrestre une progression annuelle nettement supérieure au rythme moyen observé au cours des dernières années (voir encadré). Un nouveau décrochage du secteur constituerait une mauvaise nouvelle pour une filière qui demeure un pilier essentiel de la transition énergétique française. Du côté des professionnels, plusieurs éléments sont avancés pour expliquer les faibles résultats en matière de raccordements supplémentaires en 2025. Pour de nombreux acteurs, et notamment pour les industriels constructeurs d'éoliennes, le ralentissement observé n'a rien de surprenant. Les machines raccordées cette année ont en effet été commandées douze à dix-huit mois plus tôt, et plusieurs entreprises leaders en France, telles que Nordex ou Vestas, avaient anticipé cette baisse des commandes. Ce recul est principalement attribué à des décalages de chantiers, liés notamment à des retards de raccordement ou à des interruptions de travaux décidées par l'administration pour des motifs de protection de la biodiversité sur les sites concernés. Le ralentissement constaté en 2025 serait ainsi sans lien direct avec le climat délétère qui a régné à l'Assemblée nationale autour des énergies renouvelables, dans la mesure où les projets actuellement en construction avaient été autorisés et purgés de tout recours plusieurs mois auparavant. Sur la base de leurs carnets de commandes, les fabricants annoncent un second semestre nettement plus dynamique que le premier. Néanmoins, le marché annuel devrait se conclure par des résultats en retrait de 20 à 30 % par rapport à 2024, ce qui porterait la progression du parc éolien terrestre entre 850 et 950 MW sur l'ensemble de l'année 2025. Une performance qui resterait décevante, sans pour autant être totalement catastrophique.

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

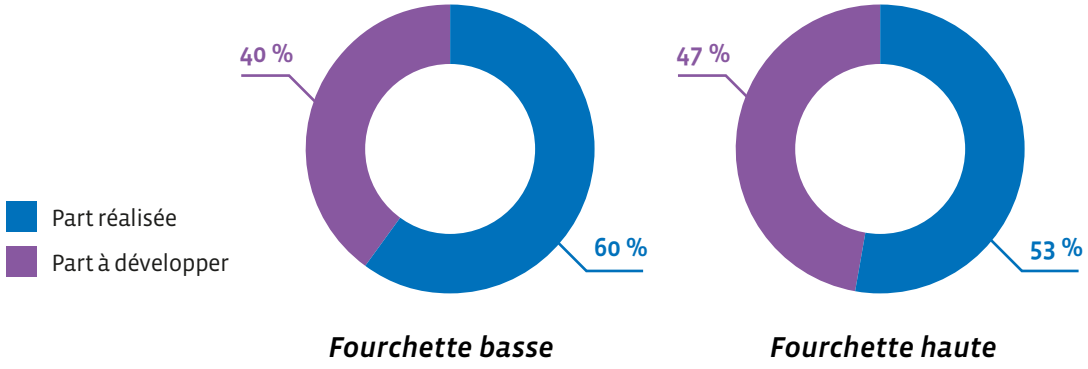
## Quelles conditions pour atteindre les prochains objectifs ?

*La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 3, toujours en attente d'officialisation, fixe la nouvelle feuille de route pour l'éolien terrestre à l'horizon 2030 et 2035. Le gouvernement ambitionne un parc éolien terrestre de 33 à 35 GW d'ici 2030, puis de 40 à 45 GW en 2035. Ces chiffres sont en retrait de deux ans par rapport à la précédente PPE, puisque celle-ci visait un parc compris entre 33,2 et 34,7 GW à fin 2028. Les nouvelles cibles nécessitent de maintenir un rythme de déploiement de 1,75 GW/an pour atteindre la fourchette basse à plus de 2 GW/an pour les objectifs hauts, soit des niveaux nettement supérieurs à la croissance moyenne observée au cours des dernières années (1,2 GW entre 2018 et 2024). Au niveau de la production, le développement attendu est corrélé à celui de la puissance avec 64 TWh visés en 2030, puis 80 TWh en 2035. Avec un parc de 23,9 GW installés à fin septembre 2025, la filière avait atteint entre 72 et 68 % des objectifs de 2030 et entre 60 et 53 % des objectifs de 2035 (selon la fourchette basse ou haute).*

### Progression vers les objectifs à fin 2030



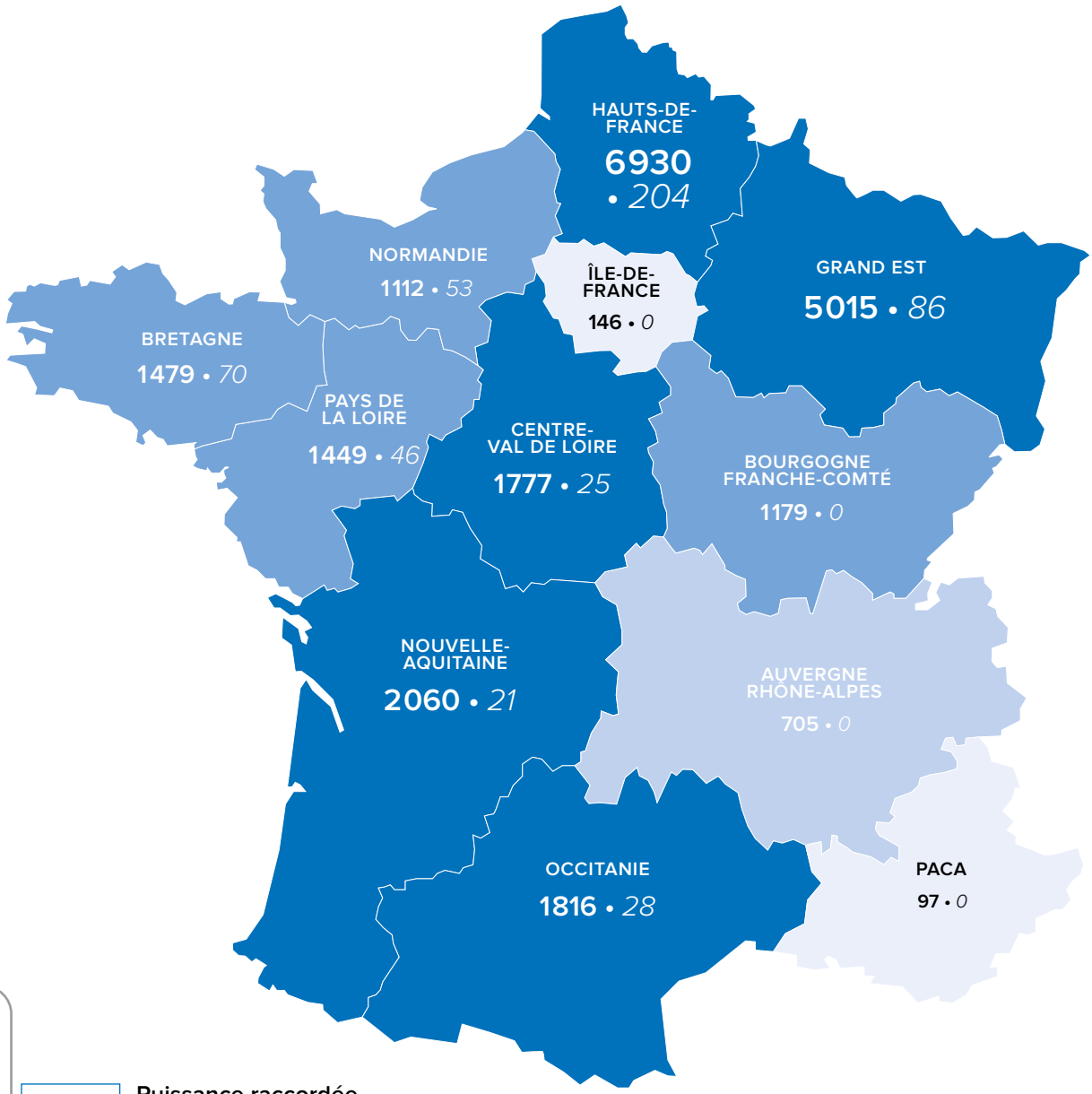

### Progression vers les objectifs à fin 2035



## Carte n° 1

*Cartographie de la filière éolien terrestre en France **

*Source : Sdes. * Chiffres provisoires*






**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France




*Repowering en Centre-Val de Loire.*

Toutefois, d'autres voix se font entendre quant aux difficultés croissantes à développer de nouveaux sites éoliens, susceptibles de soutenir la croissance du secteur. En France, les multiples contraintes réglementaires liées à l'implantation des parcs – telles que la distance minimale de 500 mètres entre une éolienne et les habitations, ou encore les limitations de hauteur des machines résultant des servitudes liées aux radars militaires, aéronautiques et météorologiques – réduisent significativement le foncier disponible pour les projets. Au final, on estime que la filière éolienne ne dispose que d'environ 20 % du territoire français pour se développer. En outre, les procédures administratives relatives à l'obtention des autorisations demeurent particulièrement lourdes. La filière éolienne est la seule, dans le domaine des énergies renouvelables, à relever du régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), un processus unique en Europe. Les dossiers nécessaires à l'obtention d'une autorisation de construction peuvent dépasser 2 000 pages et incluent des études approfondies sur l'environnement, la biodiversité et les paysages. La filière évolue ainsi dans un cadre procédural certes complexe, mais avec lequel les professionnels ont appris à composer au fil des années, et qui a permis d'instaurer un haut niveau d'exigence dans le développement des projets. Toutefois, parallèlement à ce cadre formalisé, se sont progressivement ajoutées des règles issues de guides, de chartes élaborées par les collectivités territoriales ou par les services déconcentrés de l'État, qui s'imposent peu à peu dans la pratique et contribuent à une complexification supplémentaire. L'absence de nouvelle planification constitue un frein particulièrement marqué pour l'éolien terrestre. De plus en plus de développeurs dénoncent ainsi des décisions défavorables prises par des préfectures lors de l'instruction des dossiers, qui, faute de trajectoire claire, tendraient à restreindre au maximum la création de nouveaux parcs. Ce contexte général se traduit par un allongement continu des délais de développement des projets, qui atteignent en France en moyenne entre sept et dix ans. Ces délais ont des répercussions directes sur le coût du mégawattheure, dans un contexte marqué par une inflation persistante depuis la crise énergétique de 2022. Ils engendrent également un coût technologique : après plusieurs années de procédures, les projets se retrouvent contraints de déployer les technologies initialement sélectionnées mais devenues obsolètes entre-temps (voir encadré).



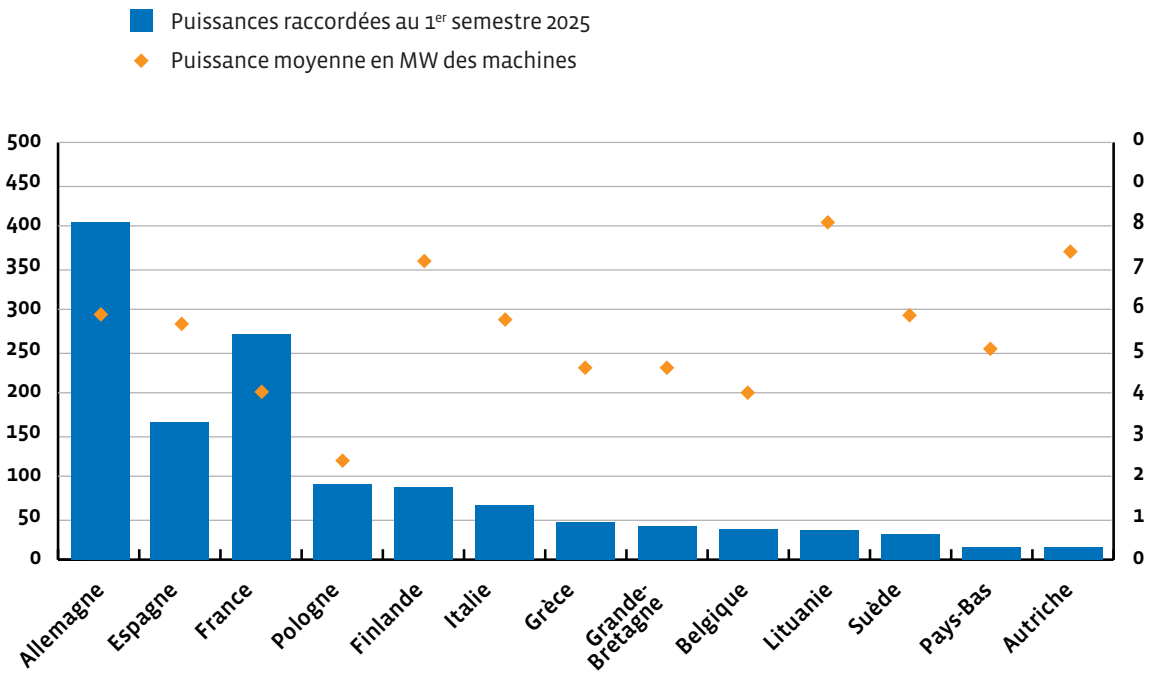
**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

## Des éoliennes installées parmi les plus petites d'Europe

*En raison de délais de développement particulièrement longs, les projets éoliens terrestres se trouvent souvent contraints de réaliser leurs chantiers avec des machines validées plusieurs années auparavant, correspondant à des critères qui ne sont plus les standards du marché. Parmi l'ensemble des principaux pays européens développant l'éolien, la France est celui qui installe les éoliennes affichant la puissance moyenne la plus faible. Selon WindEurope, celle-ci s'élevait à 3,5 MW pour les turbines mises en service en France au premier semestre, contre plus de 5 MW en Allemagne, en Espagne, en Italie et dans les pays d'Europe du Nord (voir graphique). D'ailleurs, trouver de telles machines constitue souvent un véritable casse-tête pour les développeurs, car elles ne figurent plus dans les catalogues des fabricants. Chez Vestas, les modèles les moins puissants débutent désormais à 3,45 MW, tandis que chez Nordex, la puissance d'entrée est de 3,6 MW. Certains anciens modèles peuvent encore être proposés, mais avec des composants reconditionnés. Les parcs équipés d'éoliennes plus modernes commencent certes à voir le jour, mais avec un retard notable par rapport aux voisins européens. Ainsi, lorsque les acteurs français se tournent vers des machines de 4 à 5 MW, l'Allemagne déploie déjà des modèles de 6 à plus de 7 MW.*

### Nombre et puissance moyenne des éoliennes terrestres installées en Europe au 1er semestre 2025

*Source : WindEurope*



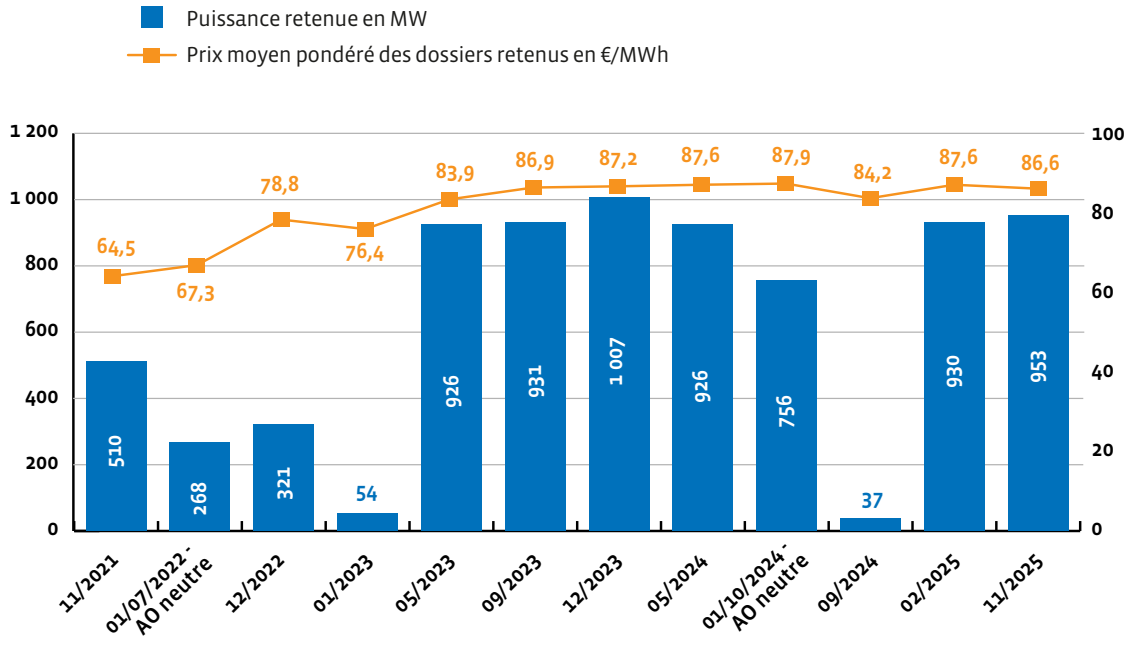
## Les prix des appels d'offres coincés sur un plateau haut

Depuis 2017, le développement du parc éolien terrestre national s'effectue dans le cadre d'appels d'offres pluriannuels publiés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Chaque nouvelle tranche d'appel d'offres ouvre une puissance globale cible, qui doit être atteinte par les dossiers déposés par les développeurs et retenus après leur examen. Régulièrement, la CRE réalise des bilans, et c'est ce qui a été fait en septembre 2024 sous la forme d'un rapport portant sur les appels d'offres PPE 2 pour le photovoltaïque et l'éolien terrestre, dont les candidatures s'étendent entre le second semestre 2021 et la fin de l'année 2023. Le document rappelle d'emblée que le déploiement de ces appels d'offres s'est effectué dans un contexte de crise énergétique et de conditions économiques dégradées, ce qui explique que les années 2021 et 2022 aient connu des taux de souscription faibles, l'ensemble des puissances des dossiers retenus n'atteignant pas la puissance cible totale des appels d'offres. Cette tendance s'est cependant inversée depuis, puisque tous les appels d'offres éoliens de 2024 et 2025 ont été sursouscrits. Par ailleurs, le rapport souligne un retournement de dynamique concernant les prix proposés par les candidats. Entre 2017 et 2021, ils s'inscrivaient dans un mouvement baissier continu, notamment grâce aux progrès technologiques et aux économies d'échelle, alors qu'entre 2021 et 2023, les prix des lauréats ont connu une augmentation significative. Pour l'éolien terrestre, cette hausse atteint + 35 %, avec des tarifs passant de 64,50 €/MWh en 2021 à 87,20 €/MWh en 2023. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution : les tensions sur les matières premières et les chaînes logistiques, conjuguées à une

## Graphique n° 2

*Prix moyens des dossiers d'éolien terrestre retenus lors des appels d'offres*

*Source : DGEC*



**EN RÉSUMÉ**

### *Quelles évolutions récentes pour l'éolien terrestre ?*

- ***Un marché qui ne dépassera pas le GW** 2025 sera une nouvelle année décevante avec moins de 1 GW supplémentaire. Le secteur ne parvient pas à faire bouger les lignes de ses contraintes, une situation qui semble ne pas être appelée à changer à l'avenir.*
- ***Des éoliennes installées parmi les plus petites d'Europe** La durée de l'instruction des projets contraint les développeurs à se tourner vers des éoliennes de 3 MW en moyenne. Des standards de machine qui ne sont pratiquement plus dans les catalogues des fabricants.*
- ***Reflet des tensions d'approvisionnement et de la conjoncture économique défavorable aux porteurs de projets, les prix retenus par la CRE dans le cadre des appels d'offres PPE 2 ont augmenté au fil du temps, et se sont récemment stabilisés autour des 87 €/MWh.***



*Parc éolien citoyen du Chemin d'Avesnes (Nord).*

wpd

inflation élevée et à une hausse des taux d'intérêt, ont alourdi les coûts supportés par les développeurs. Ce phénomène n'a pas été l'apanage de la France, puisqu'il a été observé dans l'ensemble des pays de l'Union européenne. Bien qu'une partie de ces contraintes se soit récemment desserrée (diminution des prix des matières premières et du transport, assouplissement des politiques monétaires dans plusieurs pays), les niveaux tarifaires moyens proposés dans les appels d'offres semblent s'être stabilisés, en 2025, sur ce nouveau palier élevé.

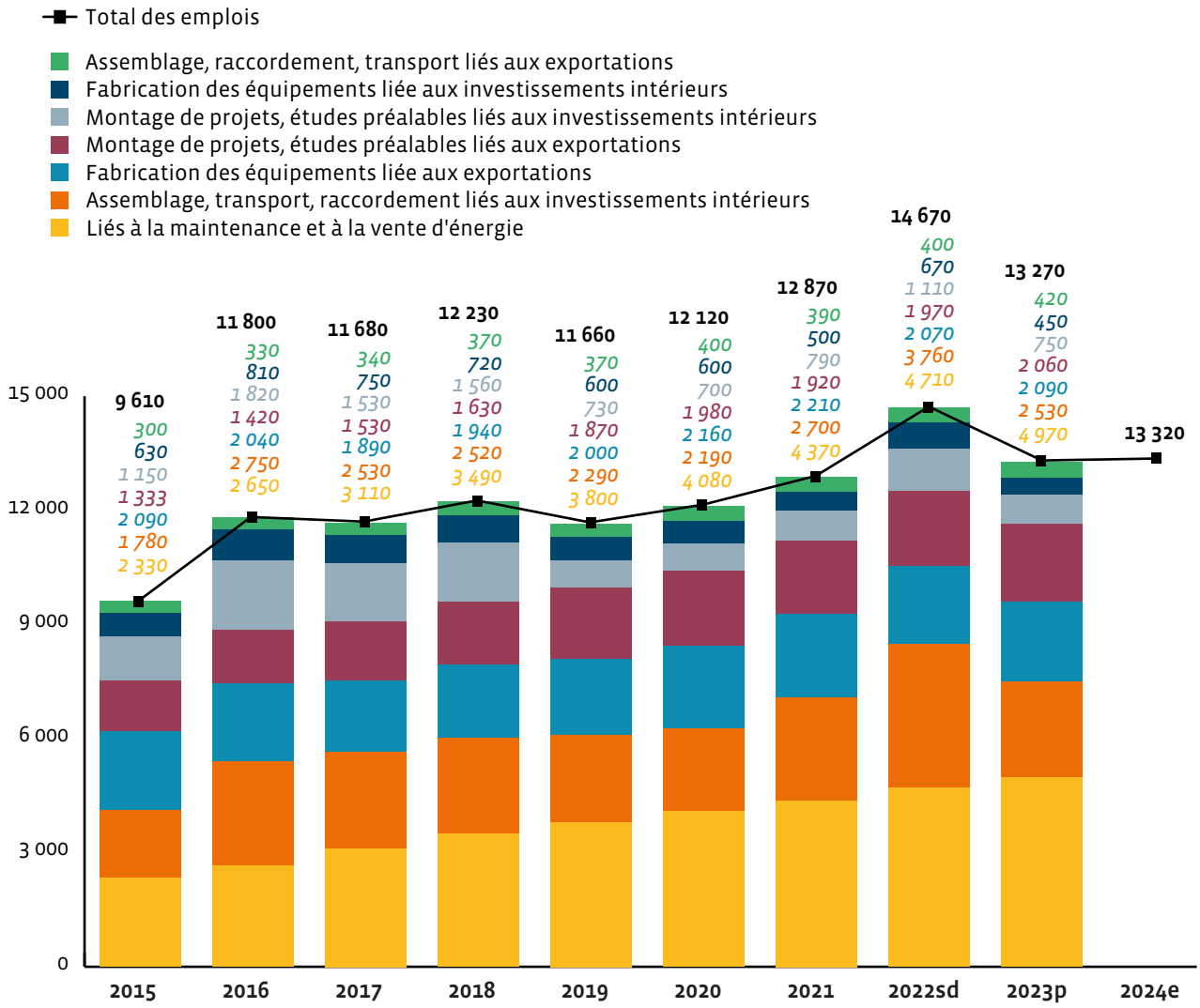
## Plus de 13 000 emplois dans le secteur de l'éolien terrestre en France

L'activité socio-économique dans l'éolien terrestre est suivie dans l'étude « Marché et emplois » réalisée par le cabinet In Numerii pour le compte de l'Ademe. 13 220 emplois ont été

## Graphique n° 3

### *Emplois dans la filière éolien terrestre*

*Source : Ademe, 2025. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*





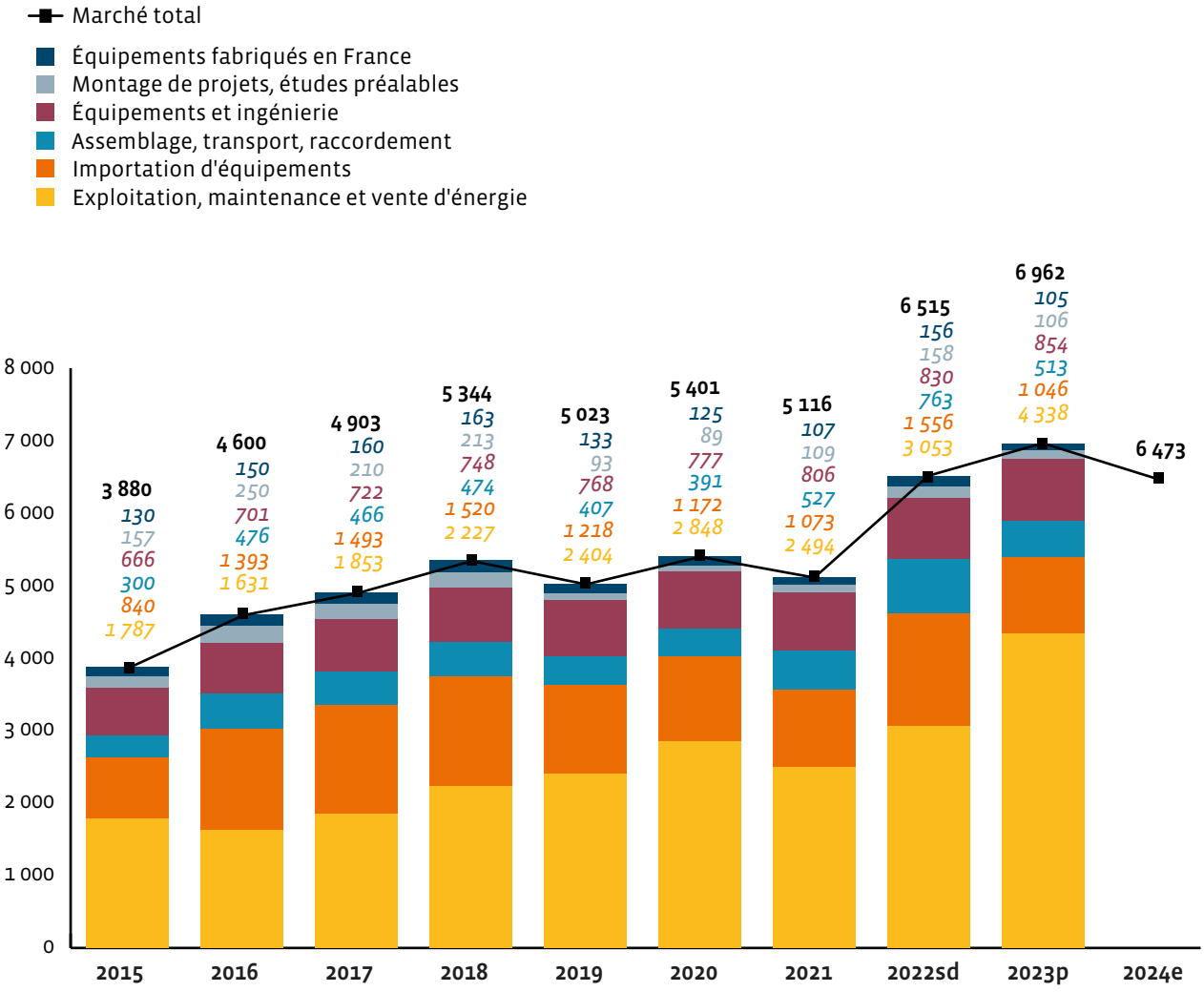

comptabilisés pour l'année 2024, un niveau stable par rapport à l'année précédente. Ces emplois s'appuient sur environ un millier de sociétés présentes sur toutes les activités de la filière et constituent de ce fait un tissu industriel diversifié. Ces sociétés sont de taille variable, allant de la TPE au grand groupe industriel à dimension internationale. L'analyse de la décomposition des emplois révèle que l'emploi dans le secteur se structure autour de trois composantes.

Les activités liées à l'exploitation, à la maintenance et à la vente d'énergie sur le marché intérieur concentrent la part la plus importante des emplois, avec 37 % des effectifs en 2023. Viennent ensuite les activités d'exportation, qui représentent 35 % des effectifs, puis celles relatives à la mise en œuvre des parcs sur le marché intérieur, avec 28 %. À noter que cette dernière composante est en net repli par rapport à 2022.

## Graphique n° 4

*Répartition de l'activité éolienne terrestre (en M€)*

*Source : Ademe, 2025. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*






Concernant l'activité économique, le marché total de l'éolien terrestre français est évalué à 6,47 milliards d'euros en 2024, un chiffre en baisse de 7 % par rapport à 2023 (6,96 milliards). La décomposition de l'activité en 2023 (année la plus récente disponible pour ce détail) révèle que le poste lié à l'exploitation des sites en opération génère la plus grande part du chiffre d'affaires du secteur (4 338 millions d'euros, 62 % de l'ensemble). En complément du marché intérieur, le volume des exportations atteint 854 millions et représente 12 % de l'activité totale du secteur. ●

# ÉOLIEN

**EN RÉSUMÉ**

## *Quelles perspectives pour la filière ?*

- ***De nouveaux objectifs PPE** 33 à 35 GW de capacité, pour 64 TWh de production, à fin 2030 puis 40 à 45 GW à fin 2035, avec une cible de 80 TWh de production. Cette nouvelle feuille de route est moins ambitieuse que la précédente et entérine un rythme annuel de développement désormais attendu entre 1,75 et 2,2 GW.*
- ***13 220 emplois** en 2024 (- 0,4 % par rapport à 2023) pour un chiffre d'affaires de **6 473 millions d'euros** (- 7 %).*



*Parc éolien du Moulin de la Houssaye (Seine-Maritime).*

GBS Images

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables


DR

à **Bertrand Guidez,** directeur général adjoint du groupe Valorem

### 1 2025 s'annonce comme une très mauvaise année en termes de nouvelles capacités raccordées pour l'éolien terrestre. Quelles en sont les causes ?

*Le développement de l'éolien terrestre en France se heurte aujourd'hui à plusieurs freins majeurs qui ralentissent la concrétisation des projets. Tout d'abord, l'absence de planification politique claire, de volontarisme politique et de cadre de travail stable constitue pour nous un obstacle majeur. Le retard dans la publication de documents stratégiques, tels que la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ou les orientations relatives aux appels d'offres, réduit la visibilité à moyen et long terme pour les développeurs et le niveau de confiance des investisseurs. Cette incertitude complique la prise de décision et fragilise l'attractivité du secteur. Il faut aussi souligner le climat politique incertain, marqué par de fortes polarisations, de futures échéances électorales et un débat public intense autour de l'éolien où des propositions de moratoire émergent. Par ailleurs, les procédures administratives particulièrement longues et complexes pèsent lourdement sur les temps de développement des projets. Les dossiers éoliens terrestres et solaires pâtissent de l'engorgement administratif, que ce soit au sein des services de l'État ou des tribunaux, ce qui ralentit in fine la construction de ces nouveaux moyens de production électrique décarbonée. Enfin, les contraintes techniques liées au raccordement électrique des installations constituent un frein supplémentaire et engendrent parfois des surcoûts. La capacité limitée du réseau électrique français, combinée à l'existence de files d'attente pour la connexion aux réseaux de transport et de distribution, oblige de nombreux projets à patienter avant de pouvoir être raccordés. Bien que le gestionnaire du réseau de transport, RTE, souligne régulièrement la nécessité d'investir dans de nouvelles infrastructures, ces extensions impliquent des délais importants et des investissements lourds, ce qui ralentit encore la mise en service des installations. Cependant, des perspectives existent : le développement de projets hybrides combinant éolien, solaire et batteries peut permettre d'optimiser l'utilisation des capacités de raccordement.*

### 2 La nouvelle réglementation en matière de repowering de septembre 2025 peut-elle libérer le potentiel de ce secteur du marché ?

*D'ici à 2030, environ 500 éoliennes par an devront être remplacées en France, soit 5 % du parc éolien global chaque année. Le renouvellement des parcs éoliens pourrait permettre de gagner une puissance estimée à plus de 5 GW à l'horizon 2030 selon l'Ademe. Soit plus d'un cinquième de la puissance installée en France au 1er janvier 2026, le parc éolien terrestre installé en France étant de 25,5 GW. C'est un*

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

*enjeu majeur pour la filière éolienne hexagonale car, en procédant au repowering de ses parcs, la France augmentera sa capacité de production d'énergie renouvelable avec moins d'éoliennes, mais plus toilées. Donc oui, l'évolution de la réglementation en matière de repowering est une avancée, car elle doit permettre l'utilisation de turbines récentes qui vont aujourd'hui plus haut. La circulaire du ministère de la Transition écologique de septembre 2025 amène le seuil de notabilité d'une évolution (ndlr seuil à partir duquel une nouvelle autorisation environnementale est nécessaire pour effectuer un repowering) de la hauteur des éoliennes à 33 % de l'existant au lieu de 10 % auparavant. Il faut aussi rappeler que les parcs qui arrivent aujourd'hui en fin de vie sont les premiers à avoir émergé, ce qui signifie qu'ils sont installés dans la grande majorité des cas sur les meilleurs gisements éoliens. Installer de nouvelles turbines sur ces sites permettra d'accroître les productibles des parcs renouvelés de manière significative. Malgré tout, ces perspectives sont à pondérer avec les contraintes générées par les radars civils et militaires qui empêchent fréquemment l'augmentation de la hauteur des éoliennes. Cela reste déterminant pour les développeurs de projets. En effet, cette contrainte obère près de 4 GW de capacité éolienne qui pourraient être ajoutés via le repowering dans les prochaines années.*

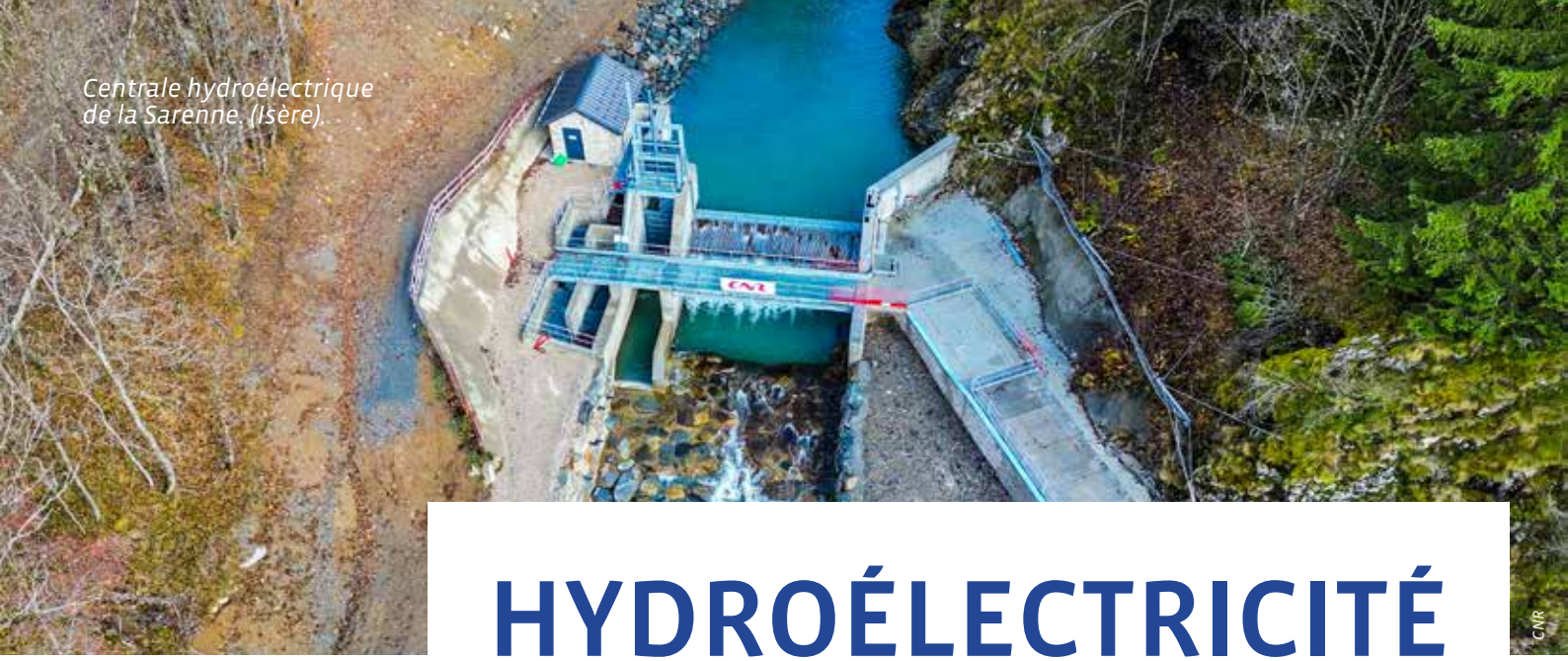


### 3 En tant que développeur, comment percevez-vous l'accueil fait par les populations aux nouveaux projets ? La situation se dégrade-t-elle ces dernières années ?

*Il faut rappeler que 94 % des riverains vivant au plus près des sites d'implantation de renouvelables se déclarent favorables aux énergies vertes (sondage Ifop/Engie 2025). Le développement de projets d'énergie renouvelable n'est pas un long fleuve tranquille et pourtant, nous sommes souvent surpris par le niveau d'engagement et le soutien des populations vivant à proximité des installations. D'après nous, la concertation avec les parties prenantes et l'information du public constituent un levier majeur de réussite dans le développement d'un parc éolien ou solaire. Associer très en amont les élus locaux, les habitants, les acteurs économiques permet de partager les objectifs et bénéfices d'un projet, d'expliquer les enjeux énergétiques et de mieux prendre en compte les attentes locales. C'est par la concertation, l'information et la coconstruction avec les acteurs qu'un projet devient un projet de territoire, et cela contribue à réduire les craintes et les oppositions. Mais il faut aussi que les projets apportent une vraie valeur ajoutée aux territoires. C'est ce que nous essayons de porter au quotidien au travers de notre mission : comment contribuer avec nos projets à la réponse aux enjeux sociaux, économiques des territoires. On peut imaginer beaucoup de choses : clauses d'insertion sociale pour aider les personnes éloignées de l'emploi, en collaboration avec les entreprises locales, retombées socio-économiques pour les collectivités en leur proposant d'être co-actionnaires des projets, par exemple. Pour conclure, il y a bien sûr des épisodes d'opposition sur certains projets mais, si nous n'avons pas constaté une situation en dégradation, il nous faut nécessairement passer plus de temps sur ces sujets. À l'inverse, nous avons aussi rencontré des citoyens de plus en plus sensibilisés et engagés vis-à-vis enjeux environnementaux, qui souhaitent eux aussi accélérer la transition énergétique et la voir se concrétiser.* ●

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

RETOUR AU SOMMAIRE



*Centrale hydroélectrique de la Sarenne (Isère).*

CNR

# HYDROÉLECTRICITÉ

L'hydroélectricité développe un parc d'une puissance de **26 007 MW** **à fin septembre 2025**

**26,3 GW** d'objectif de capacité pour 2030 puis **28,5 GW** à fin 2035*

Avec **71 838 GWh** produits en 2024, la filière a couvert **15,6 %** de la consommation du pays

**11 213 M€ d'activité** en 2024 (+ 25,1 % en un an)

Pour 2030 et 2035, l'objectif de production reste identique : **54 TWh***

**15 160 emplois directs** en 2024 (+ 0,7 % en un an)

** Chiffres de la PPE 3 en attente de validation.*

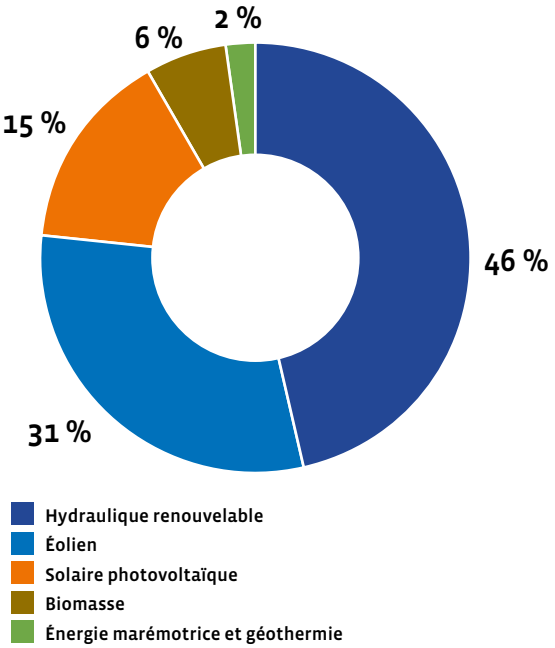
**Énergie décarbonée et pilotable, l'hydroélectricité reste un pilier du mix électrique renouvelable français. Si sa capacité a peu évolué au cours des dernières années, 2025 a vu des avancées qui devraient permettre à terme le développement de puissance supplémentaire.**

Avec une capacité installée de 26 007 MW à fin septembre 2025, la filière hydroélectrique n'est plus la première filière renouvelable en termes de capacité installée en France, dépassée par le photovoltaïque (29 670 MW). Elle reste cependant en tête concernant la production d'électricité avec 71,8 TWh en 2024, soit le meilleur résultat enregistré en France depuis 2013. Les conditions météorologiques, notamment une bonne pluviométrie, ont favorisé l'hydroélectrique, qui a représenté 46,4 % de la production électrique renouvelable française en 2024 et 13,1 % de la production d'électricité totale du pays, toutes filières confondues.

## Graphique n° 1

*Répartition de la production électrique renouvelable en 2024*

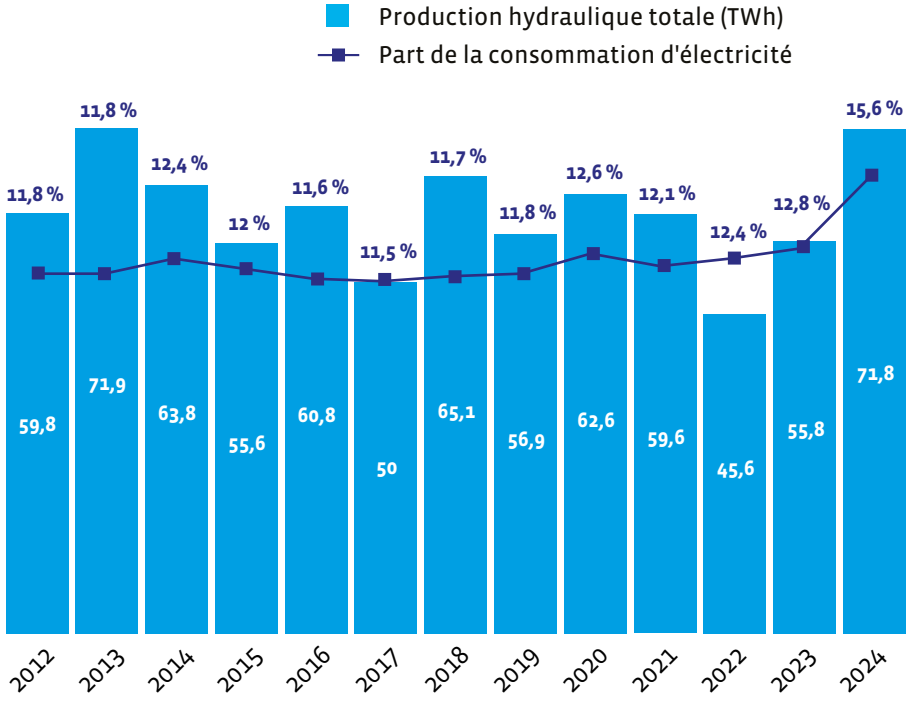
*Source : Sdes 2025*




## Graphique n° 2

*Production d'électricité hydraulique en France*

*Source : Sdes, 2025*



## Quatre grandes technologies

Le potentiel hydroélectrique français est valorisé par quatre grandes technologies :

***Les centrales au fil de l'eau*** sont les plus nombreuses sur le territoire (environ 1 900) et produisent plus de 50 % de la production hydraulique. Non équipées de retenues d'eau, elles assurent une production en continu tout au long de l'année et participent ainsi à la base du mix énergétique national.

***Les centrales de lac*** sont associées à des barrages. Elles constituent un tiers de la puissance installée (environ 10 300 MW) et, malgré un petit nombre d'installations (une centaine), ces ouvrages concentrent près de 60 % de la capacité de production nationale hydroélectrique. Cette technologie représente une puissance très rapidement mobilisable en période de pointe de consommation.

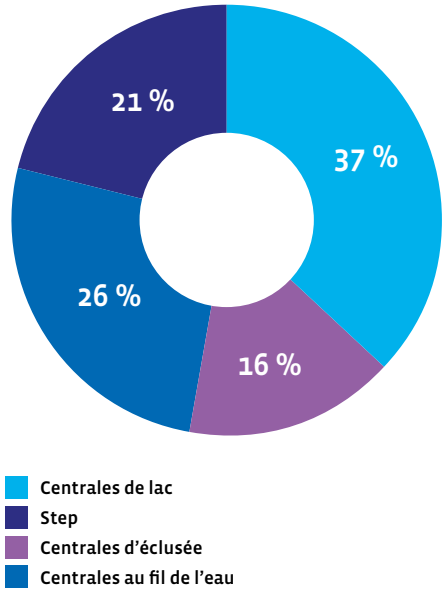
***Les centrales d'éclusée,*** également dotées d'une retenue d'eau, permettent un stockage quotidien ou hebdomadaire de quantités moyennes d'eau disponible en cas de pic de consommation. Cette technologie représente environ 4 100 MW installés, pour 150 centrales.

***Les stations de transfert d'énergie par pompage (Step)*** ne sont pas tout à fait considérées comme des sites de production. Elles constituent davantage des lieux de stockage d'énergie sous forme d'une eau pompée dans un réservoir amont et pouvant être turbinée en cas de besoin énergétique. La France recense une dizaine de Step, pour une puissance cumulée de 4 600 MW.

## Graphique n° 3

***Répartition des capacités hydrauliques sur le réseau de transport par type de centrale***

*Source : « Panorama de l'électricité renouvelable en France 2025 », SER d'après données Enedis, RTE et EDF SEI*

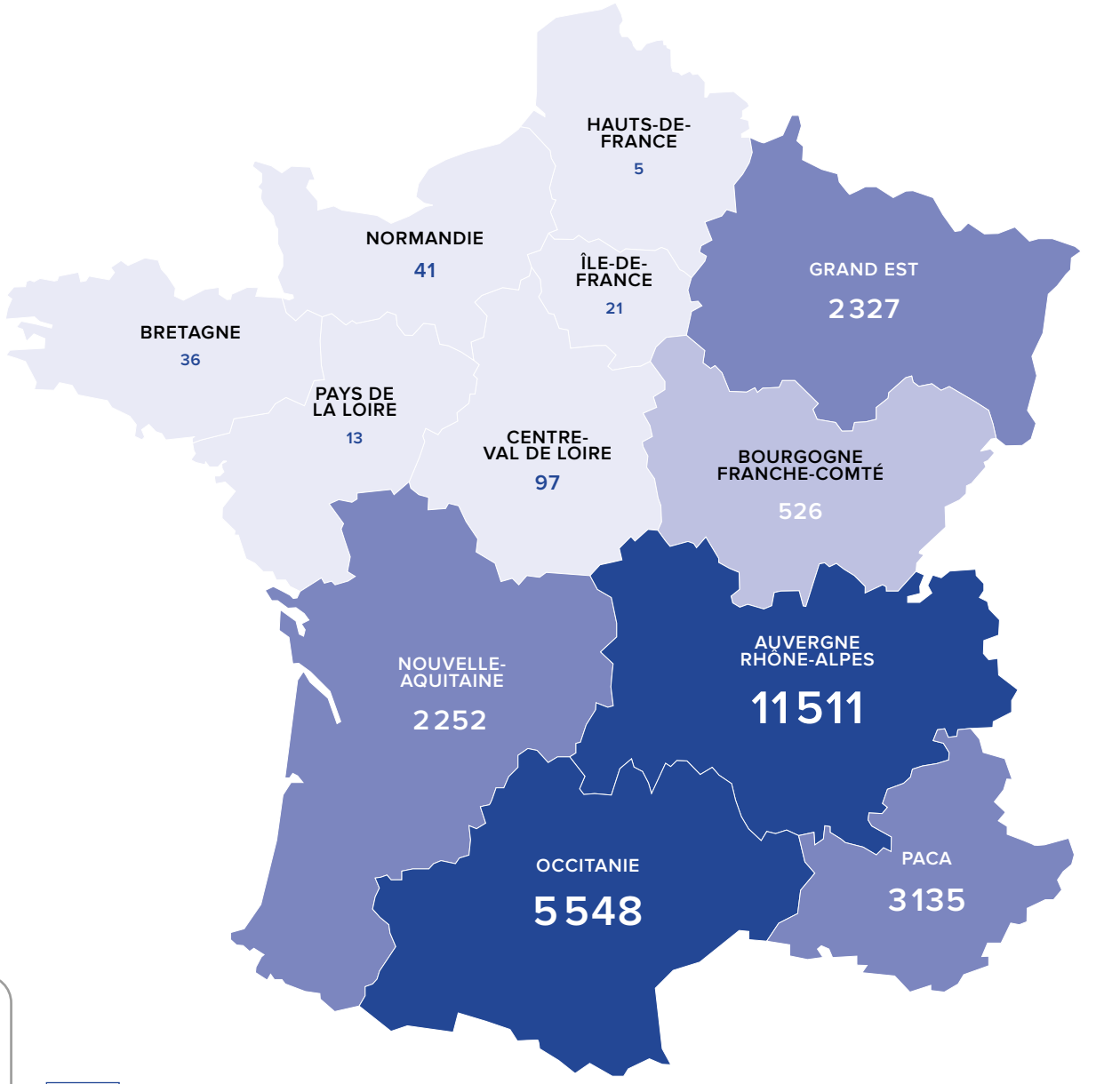



À fin septembre 2025, la France compte 26 007 MW de capacité hydroélectrique. 86 % de cette puissance sont localisés sur les quatre régions les plus au sud du pays.

## Carte n°1

***Répartition du parc hydraulique français raccordé à fin septembre 2025 (MW)***

*Source : Odré 2025*



### Une puissance qui progresse peu

Le parc de production hydroélectrique progresse au rythme des sessions d'appels à projets de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Entre 2016 et 2023, l'une d'elles a été organisée à travers cinq phases dont l'objectif initial était d'attribuer 175 MW de puissance supplémentaire à partir de centrales de moins de 4,5 MW. Les résultats ont été très décevants, avec seulement 109,8 MW retenus. Une situation que les professionnels du secteur ont expliquée par un effet ciseaux entre d'une part des prix plafonds proposés trop bas pour l'achat de l'électricité et d'autre part des coûts d'investissement renchéris par l'inflation ou la hausse des taux d'intérêt.

Fin 2023, une nouvelle session a été ouverte s'étalant sur trois phases pour 2024, 2025 et 2026, avec des objectifs respectifs de capacité de 30 MW, 35 MW et 40 MW. La phase de 2024 a de nouveau été marquée par une forte sous-souscription avec seulement trois lauréats pour une puissance totale de 10,1 MW. La phase de 2025 a été pire avec aucun dossier retenu. En effet, la CRE a déclaré cette période infructueuse, car seulement trois offres avaient été déposées par deux proposants distincts. Or, pour que l'instruction aboutisse, le cahier des charges stipule qu'au moins trois participants distincts déposent des offres.

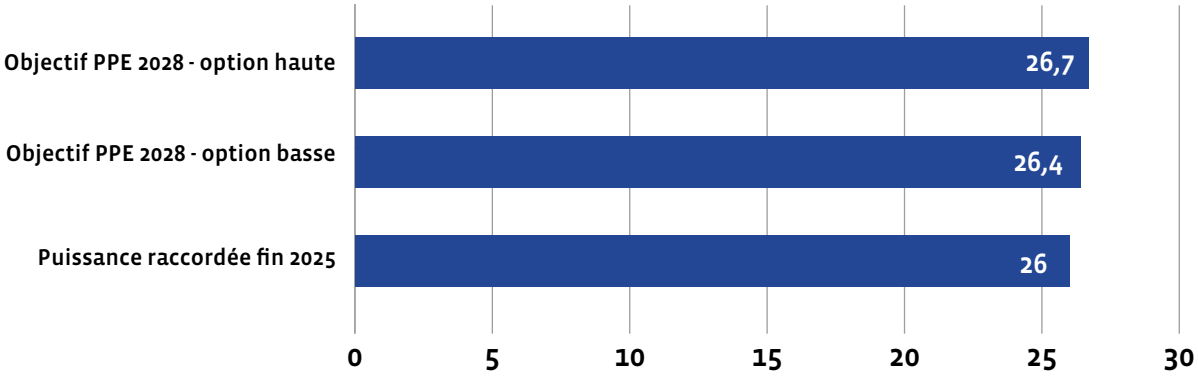
### Objectifs dans le cadre de la PPE

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) qui porte sur la période 2019-2028 fixe des objectifs de puissance compris entre 26,4 et 26,7 GW pour cette dernière année, soit des chiffres de quasi-stabilité du parc actuel. À fin 2024, la filière hydroélectricité avait atteint 98,5 % de son objectif bas pour 2028 et 97,4 % de son objectif haut.

De nouveaux objectifs seront assignés à la filière dans le cadre de la prochaine PPE.

## Graphique n° 4

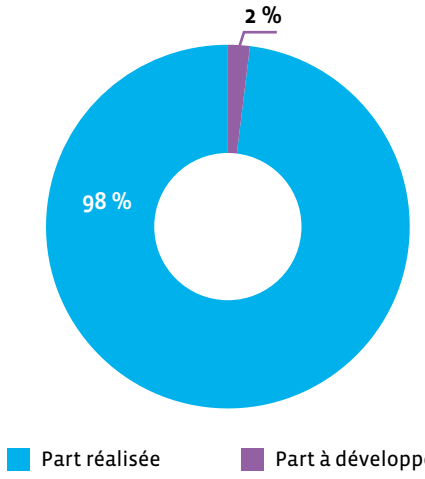
*Puissance raccordée fin 2025 et objectif PPE en GW*



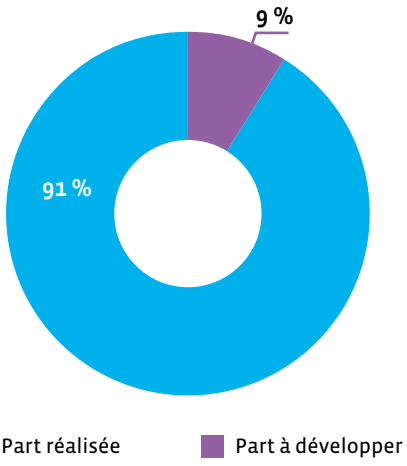
## *Une nouvelle PPE essentiellement tournée vers une consolidation du parc*

***Le projet de nouvelle programmation pluriannuelle de l'électricité affiche des objectifs pour la filière hydroélectrique pour les horizons 2030 et 2035. Dans la lignée de la précédente, la feuille de route se structure surtout autour d'une consolidation du parc en exploitation plutôt que de son développement. À 2030, l'objectif est d'atteindre 26,3 GW de capacité et 54 TWh de production, soit des chiffres très proches de ceux actuels. Pour 2035, la barre est fixée à 28,5 GW de puissance mais toujours en conservant un même niveau de production (54 TWh). 2,8 GW supplémentaires sont attendus à l'horizon 2035 incluant environ 1,7 GW sur des stations de transfert d'énergie par pompage et 610 MW sur des installations de plus de 4,5 MW. Un accent particulier est donc mis sur les ouvrages de grande puissance, qui sont la clé de voûte de la majeure partie de la production hydroélectrique nationale et qui sont également d'importants acteurs de flexibilité du réseau avec leur possibilité de stocker l'énergie. Le but est de moderniser les sites en place afin de les rendre plus résilients aux changements climatiques qui vont de plus en plus impacter les débits des fleuves et des cours d'eau.***

*Progression vers l'objectif 2030*




*Progression vers l'objectif 2035*




***Pour la petite hydraulique, la stratégie de la poursuite des appels d'offres est maintenue pour à la fois aller chercher de nouveaux sites et rénover les ouvrages existants. Ici, l'objectif est de développer le parc de 485 MW supplémentaires sur les sites de moins de 4,5 MW d'ici 2035 tout en maintenant un haut niveau de protection de la biodiversité et des fonctionnalités naturelles des cours d'eau. Au vu des résultats des phases d'appels d'offres depuis 2016 (voir début de cette fiche), il est clair que les dispositifs devront être revus pour espérer s'approcher des objectifs affichés.***

### Plus de 15 000 emplois et 4,8 milliards de chiffre d'affaires

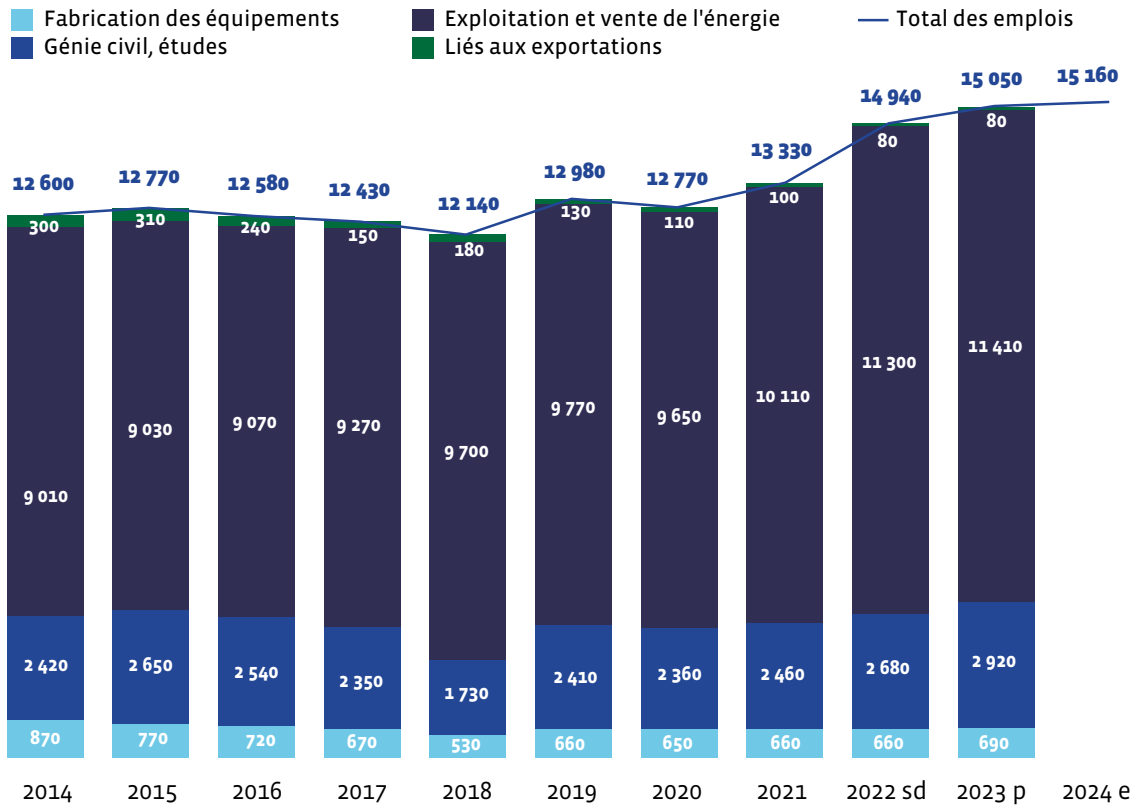
Dans son étude annuelle, « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », l'Ademe estime l'emploi direct du secteur hydroélectrique à 15 160 équivalents temps plein (ETP) en 2024 pour un chiffre d'affaires de 11,2 milliards d'euros. Une activité de production industrielle est encore présente au niveau national avec des entreprises comme Hydro Power Plant, Fugu-Tech, MJ2 Technologies ou Belfort Hydro Machines Maintenance (BH2M), issue de GE Hydro, qui a livré ses premiers équipements industriels en 2025 destinés au barrage de l'Oule (Hautes-Pyrénées) exploité par Shem. Le chiffre d'affaires du secteur de l'hydroélectricité français a connu une forte progression en 2024, due principalement à l'exceptionnel niveau de production électrique de cette année.

## Graphique n° 5

*Emplois directs dans la filière hydraulique française*

*Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2025*

*sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*

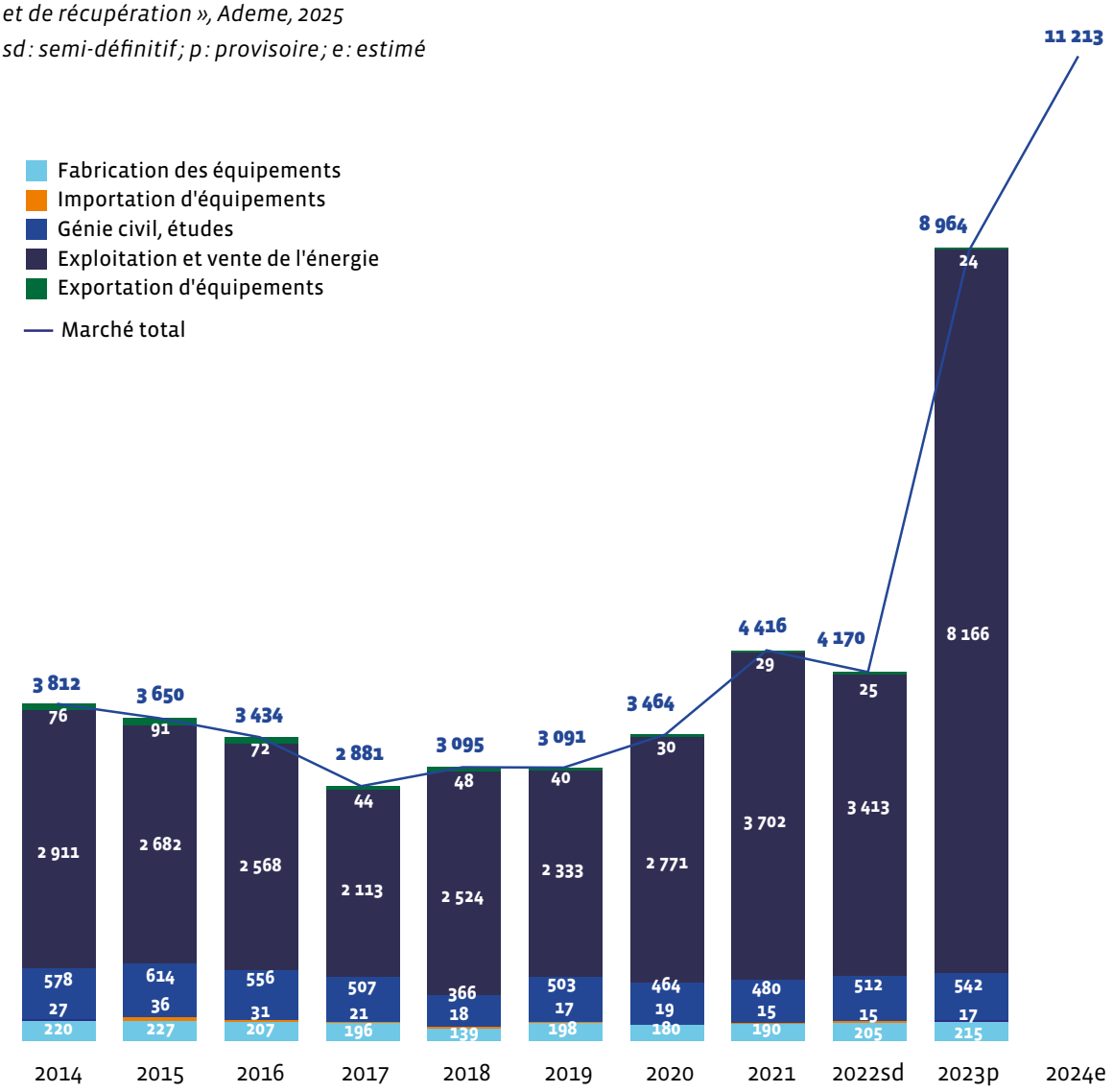


## Graphique n°6

*Chiffre d'affaires de la filière hydraulique française (en M€)*

*Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2025*

*sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*






### Mieux valoriser la flexibilité

En France, comme en Europe, les stations de pompage, les centrales d'éclusée, les lacs de barrage et les centrales au fil de l'eau ont un rôle prépondérant dans la régulation du réseau électrique en absorbant les surplus ou en réinjectant massivement de l'énergie en cas de besoin. Cette flexibilité d'intervention rapide est un des volets centraux de la transition énergétique française puisque le pays a planifié une très forte pénétration des technologies renouvelables variables dans son mix électrique. Ainsi, les différents scénarios présentés par RTE pour l'horizon 2050 nécessitent au moins 61 GW de capacité de flexibilité, dont 8 GW pourraient être fournis par des stations de pompage hydrauliques (contre 5 GW aujourd'hui).

Par ailleurs, 14 GW d'hydroélectricité sont déjà certifiés sur le registre du mécanisme de capacité. Il s'agit d'un dispositif instauré par les articles L. 335 et R. 335 du code de l'énergie visant à garantir une certaine sécurité d'approvisionnement électrique. Concrètement, chaque fournisseur d'électricité doit prouver sa capacité (proportionnelle à la consommation de ses clients lors des périodes de pointe) via des garanties de capacité obtenues auprès de producteurs à la demande (comme les centrales hydroélectriques pilotables) ou d'opérateurs d'effacement. Dans ce domaine, les 4 100 MW de centrales d'éclusée ont la puissance de modulation de plusieurs milliers de batteries et leur rôle est donc très précieux. Toutefois, la filière appelle depuis de nombreuses années les pouvoirs publics à mettre en place des mécanismes supplémentaires, plus fins, pour rémunérer la flexibilité offerte par les ouvrages hydrauliques qui, d'après une étude commandée par France Hydro Électricité (FHE) au cabinet Compass Lexecon, représenteraient près de la moitié de la flexibilité sur le réseau français. L'association FHE, qui représente les intérêts de la filière, s'est penchée sur des pistes expérimentées à l'étranger, notamment en Allemagne où des plate-formes locales de marché de l'électricité mettent en rapport besoins et offre de flexibilité tout en définissant un prix pour ce service.

**EN SYNTHÈSE**

### *Quelles évolutions récentes pour l'hydroélectricité ?*

- ***L'hydroélectricité n'est plus la première filière française en termes de capacité installée.*** ***Les 26 007 MW du secteur sont dépassés par le parc photovoltaïque.***
- ***Cependant l'hydroélectricité reste la première filière pour la production d'électricité renouvelable*** ***avec 71,84 TWh en 2024 (46,4 % de la production électrique renouvelable française cette année).***
- ***Le parc de petite hydroélectricité progresse toujours très lentement.*** ***Les sessions 2024 et 2025 des appels d'offres de la CRE n'ont retenu que 10,1 MW de nouveaux projets pour des centrales de moins de 4,5 MW.***
- ***15 160 équivalents temps plein*** ***en 2024 (stable par rapport à 2023) pour un chiffre d'affaires de 11,2 milliards d'euros*** ***(+ 25,1 %).***

## Enfin le dénouement sur la question du renouvellement des concessions ?

Véritable serpent de mer pour la filière depuis plus de quinze ans, la question du renouvellement des concessions hydroélectriques des plus grosses installations a connu un rebondissement à l'été 2025. Pour rappel, en France, l'État est le propriétaire des ouvrages hydrauliques de 4,5 MW et plus mais en a concédé l'exploitation à ces opérateurs, pour une longue durée (30 ans et plus), moyennant le respect de clauses de service public inscrites dans un cahier des charges. Ce régime concerne un peu plus de 340 sites mais qui en puissance représente 90 % du total exploitable dans le pays. Cepen-

dant, cette situation n'est pas en ligne avec la législation européenne qui impose aux États membres d'ouvrir à la concurrence leurs concessions hydroélectriques, qu'il s'agisse de nouvelles concessions ou de renouvellements. Une ouverture que la France a toujours chercher à éviter arguant que ces sites jouaient un rôle trop important dans l'autonomie énergétique du pays et que leur gestion englobe des aspects sociaux et environnementaux très sensibles. L'un des effets corolaires de cette situation étant le gel d'une bonne part des investissements nécessaires à la maintenance et à la modernisation des installations existantes, notamment pour les stations de pompage turbinage. Selon un rapport parlementaire présenté en mai 2025, le potentiel bloqué serait de 2,2 GW. C'est notamment le cas d'un projet dans l'Aveyron de 250 MW de production et de 450 MW de station de pompage pour un investissement total de 800 M€. Techniquement tout est le lancement des travaux est suspendu au renouvellement des titres d'exploitation.

Cependant, après des années de tensions entre Paris et Bruxelles, le conflit semble enfin proche d'un dénouement initié par le rapport parlementaire Battistel-Bolo qui trace les contours d'un compromis inédit entre le maintien du contrôle public et la nécessaire mise en conformité avec le droit européen. La proposition est une évolution du modèle actuel où le système de la concession serait remplacé par un régime d'autorisation, couplé à un mécanisme de "Virtual Power Plants" (VPP), ou "centrales électriques virtuelles". Concrètement, les exploitants conserveraient leurs barrages mais seraient tenus de mettre une partie de leur production à disposition de concurrents sous forme de droits de tirage. Ce mécanisme présenterait un double avantage : garantir à la fois une ouverture symbolique du marché et la possibilité pour EDF d'investir dans la modernisation de ses ouvrages, longtemps bloquée faute de cadre juridique.

Selon les premières estimations, EDF pourrait céder 6 GW de capacité hydraulique (soit 29 % de son parc) mais, en contrepartie, obtenir le feu vert pour 4 à 5 milliards d'euros d'investissements visant à accroître sa puissance de 4 GW supplémentaires. De nombreuses questions restent en suspens avant d'envisager un accord définitif et une inscription dans la loi française du nouveau modèle.

L'autorisation devra-t-elle être précédée d'une mise en concur-

**EN SYNTHÈSE**

### *Quelles perspectives pour l'hydroélectricité ?*

- ***De nouveaux objectifs PPE :** 26,3 GW de capacité à fin 2030 puis 28,5 GW à fin 2035 avec à chaque fois un productible de 54 TW.*
- ***Un nouveau modèle de gestion des concessions est à l'étude. Il pourrait être un compromis entre le maintien du contrôle public des ouvrages et la nécessaire mise en conformité avec le droit européen. 2,2 GW de puissances nouvelles liée à la maintenance et la modernisation des installations existantes seraient actuellement bloquées par le statu quo sur la question du renouvèlement des concessions.***

rence des exploitants ? Si oui, le risque est de recréer les mêmes obstacles que pour les concessions. L'État transférera-t-il la propriété des ouvrages ? Une cession à bas prix pourrait être assimilée à une aide d'État illégale. Certains plaident pour un transfert partiel, inspiré du modèle CNR, dans lequel la Caisse des Dépôts détient une part significative du capital. Enfin, l'autorisation pourra-t-elle être réservée aux opérateurs historiques ? Cela semble difficile sans contreparties : d'où la proposition d'imposer aux exploitants de partager une part de leur production via le système VPP.

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Jean-Charles Galland,** président de la commission hydroélectricité au Syndicat des énergies renouvelables (SER)

### 1 Quelles sont les raisons ayant conduit à la faible participation à la dernière session d'appel d'offres sur l'hydroélectricité ?

*Il y a un faisceau de raisons à cela. Aujourd'hui, une des conditions d'éligibilité pour pouvoir candidater est d'avoir obtenu au préalable l'autorisation environnementale, mais elle coûte cher et les délais peuvent être très longs. On est sur des horizons de temps qui sont de l'ordre de quatre à cinq ans. Donc pour les petites structures c'est très difficile à porter, car s'engager sur une durée aussi longue sans avoir sécurisé un tarif au préalable, c'est très compliqué. La CRE reconnaît le problème et elle suit l'une des recommandations du SER qui est que ne soit plus obligatoire cette autorisation environnementale pour pouvoir candidater. L'autre difficulté est qu'aujourd'hui les projets hydroélectriques, comme tous les projets renouvelables, voient leurs coûts d'investissement augmenter alors que les plafonds des appels d'offres n'ont pas changé. On entend même dire qu'ils seraient amenés à baisser. Dernier point important, les tarifs d'achat sont sur vingt à vingt-cinq ans pour une filière dont les installations ont une durée de vie largement supérieure à cinquante ans. C'est complètement inadapté car cela oblige à amortir des ouvrages sur une durée qui est la moitié de leur durée d'exploitation. Cela pèse sur l'économie des projets.*

### 2 Quelles seraient les perspectives de développement du parc hydroélectrique au regard du potentiel identifié par la DGEC et des objectifs portés dans les projets de la PPE 3 ?

*Concernant les nouveaux projets hydroélectriques, la filière se heurte à une difficulté récurrente : la prise en compte de l'impact environnemental. Les professionnels estiment qu'il devient urgent d'objectiver davantage l'évaluation écologique afin de sortir des affrontements idéologiques qui bloquent de nombreuses initiatives. En matière de continuité écologique, rappellent-ils, le secteur dispose pourtant de plus d'un demi-siècle d'expérience et d'une large palette d'outils techniques. Autant de solutions qui pourraient répondre à la plupart des préoccupations environnementales, alors que les propositions de nouvelles centrales semblent, selon eux, trop rapidement écartées. Le classement des cours d'eau constitue un autre point sensible. L'évaluation d'origine menée en 2013 par la DGEC établissait que près des*

*trois quarts des sites potentiels de petite hydroélectricité se trouvent sur des cours d'eau classés en liste 1, les plus protégés, sur lesquels tout nouvel ouvrage est interdit. Pour la filière, certains de ces classements relèveraient davantage du principe de précaution que d'une analyse précise du terrain, et mériteraient donc d'être réexaminés. Attention, il ne s'agirait pas de remettre en cause la protection de la biodiversité, insistent les professionnels, mais d'évaluer plus rigoureusement les décisions prises.*

*En ce qui concerne les centrales existantes, leur rénovation est liée à la question du régime des concessions* (voir fiche). *Une fois ce dossier clarifié, le secteur espère pouvoir relancer les réaménagements. Quant aux petites installations (entre 1 MW et 4,5 MW), non soumises à concession mais à autorisation, l'outil idoine serait un tarif d'obligation d'achat spécifique à leur rénovation. Sur ce point, nous nous sommes entendus avec la DGEC et la CRE devrait être saisie. Nous espérons que ce tarif sera publié bientôt. Il serait réservé aux PME, au regard de la définition de la Commission européenne. Nous souhaiterions aussi mettre en chantier avec la DGEC un travail pour pouvoir aboutir à la mise en place d'un appel d'offres, toujours sur le même créneau de puissance, pour permettre d'adresser les appels d'offres à l'ensemble des acteurs, en particulier les entreprises qui ne sont pas qualifiées de PME au regard de la classification européenne. In fine, la totalité du parc sous le régime de l'autorisation pourrait alors avoir accès à un tarif, par un mécanisme ou l'autre.*

### 3 Le réchauffement climatique impacte le climat et les niveaux de précipitations. La filière est-elle outillée pour y faire face ?

*Le sujet est loin d'être simple : les prévisions climatiques restent très variables selon les indicateurs. S'agissant des températures en France, les projections du Giec convergent assez nettement. Toutes anticipent une élévation des températures, avec peu d'écart entre les régions. Sur ce point, la trajectoire est claire. En revanche, les précipitations restent beaucoup plus difficiles à prévoir. Un tiers des modèles annoncent une baisse d'environ 5 %, tandis que deux tiers anticipent une hausse comprise entre 5 et 10 %. À cela s'ajoutent des contrastes saisonniers susceptibles de s'accentuer et des évolutions très différentes selon les grandes zones géographiques du pays. Résultat : un contexte climatique particulièrement délicat à interpréter pour la filière. Pour l'heure, les estimations dominantes tablent sur une baisse progressive de la production hydroélectrique française de l'ordre de 1 % par décennie. Cette fourchette pourra être affinée au fur et à mesure que de nouvelles données viendront alimenter les modèles climatiques. Et, en fonction des résultats, le parc pourra s'adapter. Des technologies existent déjà pour permettre à une centrale de démarrer avec un débit plus faible qu'auparavant, ou au contraire d'exploiter des débits plus élevés. La filière dispose donc d'une certaine marge de manœuvre. Malgré tout, une diminution d'environ 1 % par décennie paraît probable. Ce n'est pas négligeable, mais ce n'est pas non plus l'annonce de la disparition de l'hydroélectricité, contrairement à ce qui est parfois avancé. Le SER a d'ailleurs publié une note sur le sujet, preuve que la question revient régulièrement dans le débat.* ●



*La centrale Biowatts est une centrale de cogénération qui produit à la fois de la chaleur et de l'électricité verte à partir de biomasse (Angers - Maine-et-Loire).*

Rodolphe Escher/Dalkia

# BIOMASSE

La filière avait atteint son objectif à fin 2023 de la PPE 2 qui était de **800 MW**

La capacité électrique biomasse solide était de **877,37 MW fin 2025**

**2 229 M€ d'activité** en 2024*

En 2024, la production électrique a été de **4 646 GWh,** soit **3,1 % de la production électrique brute renouvelable**

**6 830 emplois directs** en 2024*



** Toutes valorisations énergétiques confondues.*

**La production électrique brute à partir de biomasse est stable et se fait essentiellement grâce à des unités de cogénération développées dans le cadre d'appels d'offres CRE. Pour les années à venir, la filière est désormais essentiellement tournée vers de la production de chaleur.**

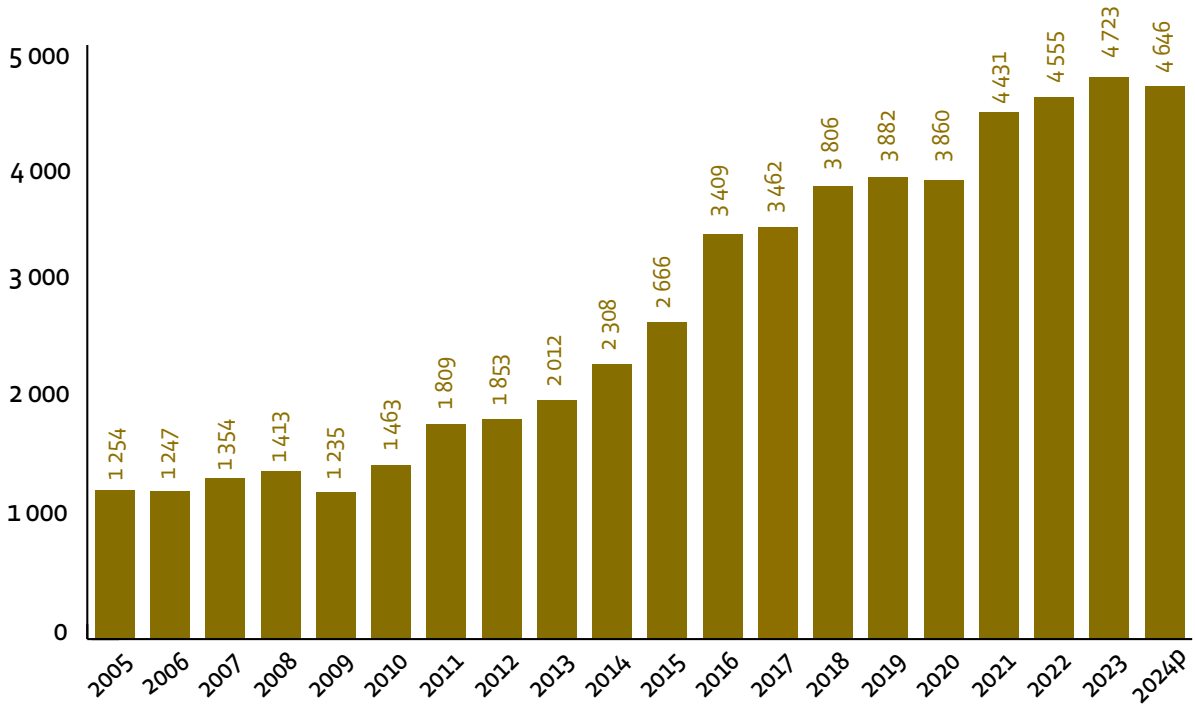
# BIOMASSE SOLIDE

En France, comme dans de nombreux autres pays européens, la biomasse solide est la première des énergies renouvelables en matière de production d'énergie primaire. En 2024, la production primaire d'énergie issue de biomasse solide est légèrement en baisse avec 116 TWh, contre 118 TWh en 2023 et 2022, soit 30 % de la production primaire de l'ensemble des filières renouvelables. Un chiffre relativement stable. Cette énergie est consommée à 90 % sous forme de chaleur et surtout dans le secteur résidentiel. Cependant, la part consommée par les énergéticiens augmente significativement (13 % en 2013 contre 22 % en 2024), du fait du fort accroissement de l'utilisation du bois par les installations de cogénération et les réseaux de chaleur. En matière de cogénération (production conjointe de chaleur et d'électricité), la biomasse solide présente plusieurs avantages : un rendement énergétique souvent bien supérieur à 75 %, un coût à la tonne de carbone évitée parmi les plus bas et la possibilité d'assurer des productions en continu et donc qui peuvent être facilement pilotables. À fin 2025, la France métropolitaine comptait 77 centrales biomasse solide recensées produisant de l'électricité, pour une puissance de 877,37 MWe (deux centrales pour un total de 13 MWe en plus par rapport à 2024). Le secteur a ainsi largement atteint les objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2020 d'atteindre 800 MWe en 2023 et en 2028. En revanche, la future PPE 3 n'a inscrit aucun nouvel objectif pour la filière en matière de production d'électricité.

## Graphique nº 1

***Production brute d'électricité à partir de biomasse solide en France en GWh***

*Source : Sdes*
*p. : prévisionnel*



### À Gardanne, une nouvelle audience devant la cour administrative d'appel de Marseille

En 2024, la production électrique brute à partir de biomasse a été de 4 646 GWh contre 4 747 GWh en 2023 et 4 683 GWh en 2022. Elle est donc relativement stable. Jusqu'en 2016, le développement des centrales de cogénération biomasse était soutenu via un système d'appels d'offres organisé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), par lequel l'État fixait un tarif d'achat préférentiel pour l'électricité produite, et par un système de tarif d'obligation d'achat appliqué à guichet ouvert aux projets ne répondant pas aux cahiers des charges des appels d'offres. Ce dispositif a été abrogé en mai 2016 pour une mise en conformité avec les exigences de l'Union européenne. Désormais, le dispositif de soutien en place est le complément de rémunération, et il a été utilisé par le dernier appel d'offres pluriannuel organisé, celui de CRE 5 (2016, 2017, 2018). Devant la progression de la filière et conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, depuis 2018, aucun autre appel d'offres n'a en effet été organisé.

L'un des projets les plus emblématiques du secteur est celui de la centrale électrique à charbon de Gardanne (Bouches-du-Rhône), dont la tranche 4 a été convertie à la biomasse en 2016 avec l'ambition de fournir 6 % de la production d'électricité de la région Paca et de couvrir 3 % de sa consommation (170 MWe dont 150 MWe dédiés au réseau RTE, CRE 4). Cependant, les grandes quantités de combustible nécessaires à son approvisionnement (850 000 t/an) et leur provenance pour moitié du Brésil ont créé à l'époque de vives polémiques, grèves et rebondissements judiciaires. Suite à l'engagement pris par le président Emmanuel Macron de fermer les quatre dernières centrales à charbon françaises d'ici à 2022, Uniper a vendu Gardanne à GazelEnergie, filiale du groupe tchèque EPH. Le nouveau propriétaire a fermé la tranche charbon de 600 MW en décembre 2020 et remis en fonctionnement la tranche biomasse en juillet 2021, avec un plan d'approvisionnement prévoyant de remplacer le bois brésilien par du bois européen. Après de nouveaux rebondissements judiciaires et l'annulation en mars 2023 par le Conseil d'État de l'autorisation d'exploiter de la centrale, la cour administrative d'appel de Marseille a accordé un sursis à GazelEnergie en novembre 2023 et imposé de réaliser pour l'année suivante une analyse détaillée des effets indirects de l'approvisionnement en bois de la centrale, du bilan carbone et de l'incidence sur les zones Natura 2000. Entre-temps, la centrale a stoppé ses activités, GazelEnergie ayant dénoncé son contrat avec l'État en raison de la hausse des coûts de la biomasse. À l'automne 2024, un accord a été trouvé avec l'État permettant la reprise des activités en janvier 2025. L'accord porte sur un contrat d'achat d'électricité sur une période de huit ans, à hauteur de 800 millions d'euros, pour une production de 4 000 heures au lieu de 7 500 heures. Les approvisionnements en biomasse seraient ainsi réduits de 850 000 à 450 000 tonnes. Mais le tarif d'achat, d'environ 250 euros le mégawattheure, est jugé démesuré par de nombreux experts. Suite au complément à l'étude d'impact, une enquête publique a été réalisée au printemps 2025 et une nouvelle audience devant la cour administrative d'appel de Marseille est prévue (voir encadré ci-après).

## *Gardanne : un complément à l'étude d'impact*

*Le complément à l'étude d'impact demandé par la cour administrative d'appel de Marseille a été réalisé. Le scénario retenu pour celui-ci est une durée de fonctionnement annuelle de 5 000 heures grâce à 335 000 tonnes de plaquettes d'origine nationale, 150 000 tonnes de plaquettes d'origine internationale, 60 000 tonnes de bois de récupération, 100 000 tonnes de combustibles fossiles. Ces quantités sont supérieures d'environ 25 % à celles que la centrale devrait consommer dans le cadre du contrat signé avec l'État fin 2024, correspondant à un fonctionnement annuel de 4 000 heures. Sur cette base, le complément à l'étude d'impact a conclu :*

- *que les impacts résiduels de l'approvisionnement de la Centrale de Provence sont considérés comme faibles ;*
- *que l'évaluation des incidences résiduelles sur l'ensemble des 413 sites Natura 2000 ne permettait pas de supprimer tout doute raisonnable d'un point de vue scientifique quant à l'absence d'effets préjudiciables sur les objectifs de conservation des sites Natura 2000. GazelEnergie a ainsi décidé de ne pas s'approvisionner avec du bois issu de ces sites sur l'ensemble des 17 départements accueillant les sites Natura 2000 ;*
- *à la soutenabilité de tous les scénarios envisagés, après actualisation de la disponibilité annuelle (5,47 $Mm^3$/an en 2017) pour la porter à 7,02 $Mm^3$/an en 2035 ;*
- *que la disponibilité résiduelle, même dans les hypothèses les plus pessimistes, laisse la place à de nouveaux projets, après analyse de la sensibilité de la méthode aux hypothèses retenues en matière de pression de récolte, de part de la surface forestière exploitée annuellement, d'accroissement biologique annuel et de taux de mortalité de la faune ;*
- *que, suite à la conversion à la biomasse, la centrale a réduit son bilan carbone (en kt éq. $CO_2$) d'un facteur 3 à 7 suivant les scénarios de fonctionnement, et l'intensité carbone d'un facteur 6 (en kg $CO_2$ par MWh produit) par rapport à son fonctionnement au charbon. Ceci en considérant que l'étape de combustion de la biomasse est neutre en carbone.*

*L'autorité environnementale (AE) émet cependant 23 recommandations dans son avis rendu le 5 décembre 2024. Elle pointe entre autres le fait que l'intensité du carbone fossile du kWh d'électricité produit est très supérieure à celles des filières nucléaire, photovoltaïque et éolienne. Elle recommande de compléter le bilan des émissions de GES du projet en indiquant les quantités de $CO_2$ d'origine biogénique issues de la combustion de la biomasse, de justifier le taux d'énergie fossile envisagé pour le fonctionnement de la tranche 4 et de reconsidérer les solutions alternatives permettant de réduire ce taux ainsi que les émissions de GES correspondantes. Le complément à l'étude d'impact a fait l'objet d'une enquête publique élargie à 324 communes au printemps 2025, qui a recueilli plus de 2 000 contributions. Suite à cela, la commission d'enquête a rendu un avis favorable, assorti de cinq réserves qui doivent être levées sous peine de rendre l'avis défavorable, et quatre recommandations portant sur la gestion durable des forêts et la valorisation de la chaleur fatale.*

## Des projets hors appels d'offres

Face aux polémiques liées à la centrale de Gardanne, il a fallu attendre 2016 pour que l'appel d'offres CRE 5 soit lancé. Il s'agit d'une procédure pluriannuelle (2016, 2017, 2018) où chaque volet porte sur 50 MWe : 10 MWe pour les projets de 0,3 à 3 MWe et 40 MWe pour ceux compris entre 3 et 25 MWe. L'efficacité énergétique minimale requise est de 75 %, soit un taux qui limite les chances des réseaux de chaleur, qui ne peuvent valoriser l'énergie thermique l'été (pour CRE 3 et 4, ce seuil n'était respectivement que de 50 et 60 %). Au cours des trois premières tranches, 35 projets ont été retenus pour une puissance électrique totale de 187,7 MW.

### *Projets retenus lors des tranches de l'appel d'offres CRE 5*

| | 1re tranche CRE 5 | 2e tranche CRE 5 | 3e tranche CRE 5 |
|---|---|---|---|
| **Nombre de projets retenus** | 12 projets | 9 projets | 14 projets |
| **Puissance électrique correspondante** | 62 MWe | 51,6 MWe | 74,1 MWe |

Pour la troisième tranche des appels d'offres CRE 5, le cahier des charges a subi des modifications : les projets consistant en une augmentation de puissance de sites déjà existants ne sont plus admissibles, et les installations candidates ne doivent pas avoir bénéficié pour leur réalisation d'une aide de l'Ademe pour la production de chaleur au cours des cinq dernières années. Outre les sites retenus dans le cadre des appels d'offres, une quinzaine d'unités sont sous obligation d'achat, comme celle de la PME française Européenne de Biomasse, mise en service en juin 2020 sur la plateforme agro-industrielle de Pomacle-Bazancourt, dans la Marne, dans le cadre de son complexe industriel Fica-HPCI, et celle de Veyrière Bois-Énergie à Arlanc, de 2,6 MWe, mise en service fin décembre 2020. Les projets qui se montent actuellement sont souvent en autoconsommation, avec éventuellement vente de surplus sur le marché, à l'image de l'unité de cogénération d'1,5 MWe qui a vu le jour en 2024 à Badaroux (Lozère) dans le cadre d'un partenariat signé entre Engie Solutions et le spécialiste de la transformation du bois Néofor. Elle fournit en chaleur et en électricité la nouvelle usine Néofor et est alimentée par les déchets de bois du site. Deux projets ont également vu le jour hors appel d'offre en 2025 : une installation sur le site Etival-Clairefontaine (Vosges) des Papeteries de Clairefontaine, où la cogénération biomasse remplace une cogénération au gaz naturel (12 MWe), et une seconde à Felletin (Creuse) sur le site de la Scierie des Gardes de Destampes Emballages d'1 MWe (cf interview). On peut citer également projet d'unité de cogénération par gazéification de bois de recyclage d'1 MW à Orgeval dans les Yvelines, où Inoé, le spécialiste francilien du combustible biomasse bois-énergie, porte le développement de la Ligno Vallée. L'unité alimentera en électricité et en chaleur ce pôle d'excellence dédié aux professionnels du bois. Le surplus d'électricité sera injecté sur le réseau public.

### *Clap de fin pour Ecocombust*

***À Cordemais, le projet Ecocombust de conversion à la biomasse de la dernière centrale au charbon en fonctionnement (Loire-Atlantique, 1200 MW) est définitivement abandonné, les conditions technico-économiques de réalisation n'étant pas réunies selon EDF. À l'issue de la consultation du comité social et économique central (CSEC), le 27 mai 2025, et après la remise aux services de l'État compétents de son plan de conversion, EDF a décidé d'arrêter définitivement les deux dernières unités de production de la centrale thermique de Cordemais à compter du 31 mars 2027 et confirmé sa volonté de créer une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires sur le site.***

## Dans les ZNI, l'enjeu de l'approvisionnement en bois local

Dans les zones non interconnectées (ZNI), l'exploitation de la biomasse solide est un enjeu majeur. Ainsi, en Martinique, le groupe Albioma, racheté par le fonds d'investissement américain KKR, a mis en service en septembre 2018 sur le site du Galion, à Trinité, la centrale Galion 2 de 40 MWe, alimentée par de la bagasse (résidus de l'exploitation de la canne à sucre) et de la biomasse. Albioma exploite également une centrale de cogénération en Guadeloupe et deux à la Réunion. En Guadeloupe, le groupe a achevé en 2020 la conversion de la tranche 3 de la centrale du Moule (93,5 MWe au total), qui fonctionnait à 100 % au charbon, et en 2025 celle de la tranche 2, qui fonctionnait à partir d'un mix entre bagasse et charbon importé. Elles sont alimentées par des gisements locaux de biomasse (bagasse, sous-produits de l'industrie du bois, bois d'élagage, etc.) et des granulés de bois en provenance de l'usine de production du Canada d'Albioma. La première tranche fonctionnera uniquement à la bagasse durant les campagnes sucrières et sera inutilisée le reste du temps.

**EN RÉSUMÉ**

### *Quels faits marquants pour la filière ?*

- ***Près de 900 MW de capacité électrique raccordée à fin 2025*** ***Le parc progresse très peu chaque année et plus aucun appel d'offres CRE n'a été réalisé depuis 2018.***
- ***Une filière largement orientée vers la production de chaleur en métropole*** ***À l'instar de secteurs comme le biogaz ou la géothermie profonde, la biomasse solide a une feuille de route centrée sur la production de chaleur. Aucun objectif électrique n'a été retenu dans la PPE 3.***
- ***Une vraie pertinence dans les ZNI*** ***Tous les départements ou régions d'outre-mer cherchent à développer leur production électrique biomasse (notamment en utilisant la bagasse), véritable levier pour améliorer leur indépendance énergétique.***

À la Réunion, pour la centrale de Bois-Rouge (108 MWe au total) et celle du Gol (109 MWe), les travaux de conversion se sont achevés en 2023. Cette dernière fonctionne désormais avec des pellets de bois ou de la biomasse locale (en substitution au charbon) hors campagne sucrière, et avec de la bagasse pendant la campagne sucrière. La biomasse utilisée est prioritairement locale, complétée par de la biomasse importée sous forme de granulés de bois en provenance d'Australie, via l'usine de production de granulés de bois de Tuan du groupe Albioma. C'est l'inconvénient dans ces îles. Si les pellets de bois utilisés en remplacement du charbon permettent la décarbonation de la production d'énergie, ils sont majoritairement importés et ne participent pas à l'indépendance énergétique des îles. En Guyane, Voltalia possède trois centrales biomasse en service : celle de Kourou (2009, 1,7 MWe), celle de Cacao (2021, 5,1 MWe), sur la commune de Roura, et, depuis cette année, celle de Sinnamary (10,6 MWe), à Petit-Saut, alimentée par des arbres immergés dans le lac de Petit-Saut, coupés sous l'eau.

## Priorité à la chaleur

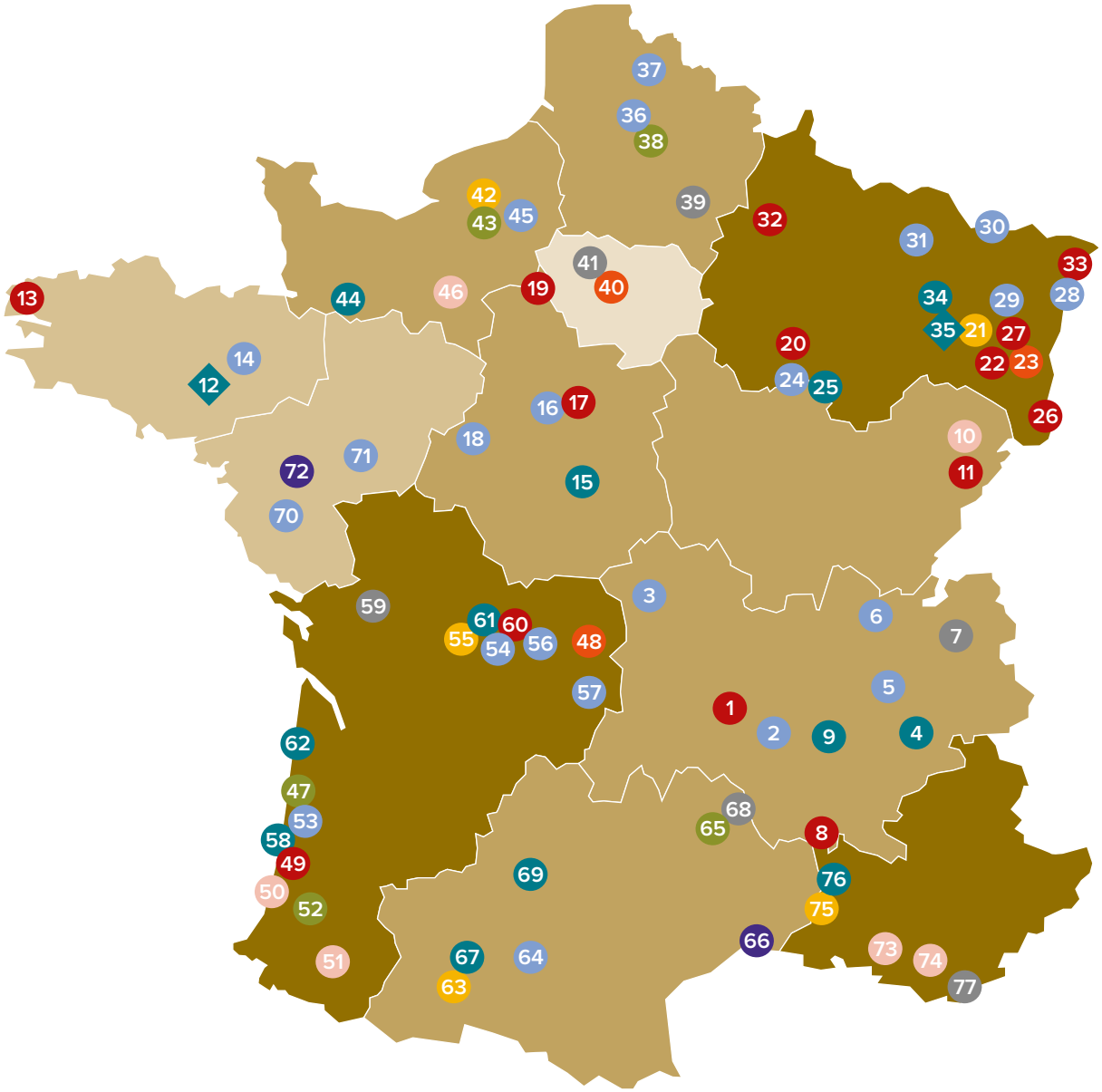
Il n'existe pas d'étude qui suive précisément les agrégats socio-économiques de la valorisation électrique de la biomasse solide. L'étude de l'Ademe « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération » approche le secteur pour l'ensemble de ses valorisations électriques et thermiques, et cela dans ses applications collectives, industrielles et tertiaires (pas domestiques). Dans l'édition 2025, les chiffres évaluent les emplois en 2024 en hausse à 6 830 ETP (équivalents temps plein), alors qu'ils baissaient depuis 2020. Les emplois d'investissement (fabrication d'équipements destinés à l'export comprise) sont notamment en hausse de 23 % par rapport à l'année précédente. Les emplois liés à l'exploitation et maintenance sont eux en légère baisse mais restent cependant toujours largement majoritaires (4 550 ETP). Le chiffre d'affaires est en hausse régulière depuis dix ans et atteint 2 229 millions d'euros en 2024.

Le projet de PPE 3 ne fait aucune mention d'une utilisation de la ressource à des fins de production d'électricité, seulement de chaleur. Il rappelle en effet les enjeux fondamentaux liés à la durabilité de la ressource biomasse qui conduisent à « en modérer la consommation énergétique par rapport aux objectifs fixés lors de la précédente PPE ». ●

## Carte nº 1

*Cartographie des sites de production d'électricité à partir de biomasse solide à fin 2025*

*Source : Observ'ER, 2025*




- < 5 MW
- de 5 à < 25 MW
- de 25 à < 100 MW
- plus de 100 MW

- CRE 1
- CRE 2
- CRE 3
- CRE 4
- CRE 5
- Marché
- OA (obligation d'achat)
- Autoconsommation
- Non renseigné
- Projet en développement

# BIOMASSE SOLIDE

## AUVERGNE RHÔNE-ALPES - *50,54 MW*

1. **Arlanc** *OA - 2,6 MW*
2. **Dunière** *CRE 3 - 3,4 MW*
3. **Commentry** *CRE 3 - 15 MW*
4. **Grenoble** *CRE5-1 - 8,3 MW*
5. **Le Cheylas** *CRE 3 - 3,6 MW*
6. **Maillat** *CRE 3 - 0,7 MW*
7. **Marignier** *NR - 2,9 MW*
8. **Pierrelatte** *OA - 12 MW*
9. **Saint-Avit** *CRE 5-3 - 2,04 MW*

## BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ - *26,5 MW*

10. **Novillars** *CRE 4 - 20 MW*
11. **Villers-sous-Montrond** *OA - 6,5 MW*

## BRETAGNE - *16,4 MW*

12. **Augan** *CRE 5-3 - 0,8 MW*
13. **Lanvian** *OA - 5,2 MW*
14. **Noyal-Châtillon-sur-Seiche** - *CRE 3 - 10,4 MW*

## CENTRE-VAL DE LOIRE - *36,18 MW*

15. **Lury-sur-Arnon** *CRE 5-2 - 1,18 MW*
16. **Orléans** *CRE 3 - 7,5 MW*
17. **Orléans** *OA - 12 MW*
18. **Saint-Pierre-des-Corps** *CRE 3 - 7,5 MW*
19. **Chartres** *OA - 8 MW*

## GRAND EST - *139,7 MW*

20. **Bar-sur-Aube** *OA - 1,3 MW*
21. **Golbey** *CRE 1 - 12 MW*
22. **Épinal** *OA - 6,4 MW*
23. **Etival-Clairefontaine** *Autoconsommation - 12 MWe*
24. **Gyé-sur-Seine** *CRE 3 - 3,3 MW*
25. **Gyé-sur-Seine** *CRE 5-1 - 1,4 MW*
26. **Saint-Louis** *OA - 5,2 MW*
27. **Rambervilliers** *OA - 9,6 MW*
28. **Strasbourg** *CRE 3 - 10 MW*
29. **Urmatt** *CRE 3 - 5 MW*
30. **Forbach** *CRE 3 - 6,4 MW*
31. **Metz** *CRE 3 - 9,5 MW*
32. **Pomacle-Bazancout** *OA - 12 MW*
33. **Strasbourg** *OA - 7 MW*
34. **Laneuveville-devant-Nancy** *CRE 5-3 - 14,6 MW*
35. **Golbey** *CRE 5-3 - 25 MW*

## HAUTS-DE-FRANCE - *41,3 MW*

36. **Estrées-Mons** *CRE 3 - 13 MW*
37. **Lens** *CRE 3 - 6,7 MW*
38. **Mesnil-Saint-Nicaise** *CRE 2 - 16 MW*
39. **Venizel** *NR - 5,6 MW*

## ÎLE-DE-FRANCE - *1,5 MW*

40. **Corbeil-Essonnes** *Autoconsommation - 0,5 MW*
41. **Orgeval** *NR - 1 MW*

## NORMANDIE - *82,92 MW*

42. **Grand-Couronne** *CRE 1 - 21 MW*
43. **Grand-Couronne** *CRE 2 - 9 MW*
44. **Le Teillleul** *CRE 5-1 - 1,32 MW*
45. **Alizay** *CRE 3 - 50 MW*
46. **Saint-Langis-lès-Mortagne** *CRE 5-3 - 1,6 MW*

## NOUVELLE-AQUITAINE - *187,48 MW*

47. **Biganos** *CRE 2 - 69 MW*
48. **Felletin** *Autoconsommation - 1 MWe*
49. **Morcenx** *OA - 11 MW*
50. **Vieille-Saint-Girons** *CRE 4 - 17 MW*
51. **Lacq** *CRE 4 - 19 MW*
52. **Tartas** *CRE 2 - 14 MW*
53. **Labouheyre** *CRE 3 - 3,5 MW*
54. **Limoges** *CRE 3 - 7,5 MW*
55. **Saillat-sur-Vienne** *CRE 1 - 12 MW*
56. **Moissannes** *CRE 3 - 3,4 MW*
57. **Égletons** *CRE 3 - 3,4 MW*
58. **Mimizan** *CRE 5-1 - 19,38 MW*
59. **Secondigné-sur-Belle** *NR - 3,5 MW*
60. **Moissannes** *OA - 1,4 MW*
61. **Genouillac** *CRE 5-1 - 1 MW*
62. **Lacanau** *CRE 5-1 - 1,4 MW*

## OCCITANIE - *74,48 MW*

63. **Saint-Gaudens** *CRE 1 - 20 MW*
64. **Montgailhard** *CRE 3 - 4 MW*
65. **Mende** *CRE 2 - 7,5 MW*
66. **Montpellier** *Marché - 0,5 MW*
67. **Saint-Gaudens** *CRE 5-1 - 25 MW*
68. **Badaroux** *NR - 1,5 MW*
69. **Maubourguet** *CRE 5 2 - 15,98 MW*

## PAYS DE LA LOIRE - *10,33 MW*

70. **Sainte-Florence** *CRE 3 - 3,4 MW*
71. **Sainte-Gemmes-sur-Loire** *CRE 3 - 6,9 MW*
72. **Vertou** *Marché - 0,03 MW*

## PACA - *209,04 MW*

73. **Gardanne** *CRE 4 - 150 MW*
74. **Brignoles** *CRE 4 - 22 MW*
75. **Tarascon** *CRE 1 - 12 MW*
76. **Tarascon** *CRE 5-2 - 25 MW*
77. **Hyères** *NR - 0,04 MW*

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Laurent Daubisse,** directeur technique de Falco Oteis, bureau d'études ingénierie

**1 Falco Oteis a été assistant à maîtrise d'ouvrage pour le projet de cogénération biomasse de la Scierie des Gardes, propriété du groupe Destampes Emballages. Pouvez-vous nous décrire le projet ?**

*La scierie possède deux sites, l'un à Felletin et l'autre à Meymac, Felletin étant spécialisé dans les planches de palette et Meymac dans le bois pour le bâtiment. L'idée a été d'installer sur le site de Felletin une unité de fabrication de granulés à partir des déchets de bois des deux sites, celui de Felletin étant celui qui en produit le plus. Pour cela, il faut sécher les déchets de bois. C'est à cela qu'est employée la chaleur de l'installation de cogénération. L'électricité produite est également autoconsommée à 100 % pour réduire le coût de production des granulés. La puissance thermique est de 5,5 MW et la puissance électrique de 1 MW.*

**2 Quel a été votre rôle exactement ?**

*C'est le client qui a investi dans la chaudière et la turbine. L'entreprise a pu bénéficier d'une aide de l'Ademe pour la partie chaudière biomasse. Nous avons géré l'ensemble du projet pour elle, c'est-à-dire la communication avec les services de l'État pour faire une modification de l'arrêté d'exploitation de l'usine, les travaux et l'installation. C'est un projet compliqué car il est gros, mais c'est au final un travail d'ingénierie classique. Il n'y a pas eu de complication particulière.*

**3 Est-ce qu'il vous arrive souvent d'être assistant à maîtrise d'ouvrage sur de tels projets de cogénération biomasse malgré l'arrêt des appels d'offres CRE ?**

*C'est le plus gros projet sur lequel nous ayons travaillé. Dans ce cas, nous en avons vraiment géré la totalité. Mais nous travaillons par exemple avec Dalkia pour améliorer des installations existantes sur des réseaux de chaleur, comme à Limoges, ou sur des projets dans lesquels notre rôle est plus partiel. Il y a encore des projets qui se montent, notamment en autoconsommation, comme pour la scierie Destampes.* ●



*Unité de méthanisation avec injection de biométhane dans le réseau à la ferme d'Arcy (Seine-et-Marne).*

GRDF

# BIOGAZ

La capacité électrique biogaz était de **576 MW fin septembre 2025,** un chiffre qui évolue très peu chaque année

Avec **310 MW fin septembre 2025** d'installations de méthanisation, la filière avait atteint son objectif de la PPE 2 qui était de **270 MW**

**1 814 M€ d'activité** en 2024

En 2024, la production électrique a été de **3 129 GWh,** un chiffre qui stagne depuis 2021

**2 660 emplois directs** en 2024

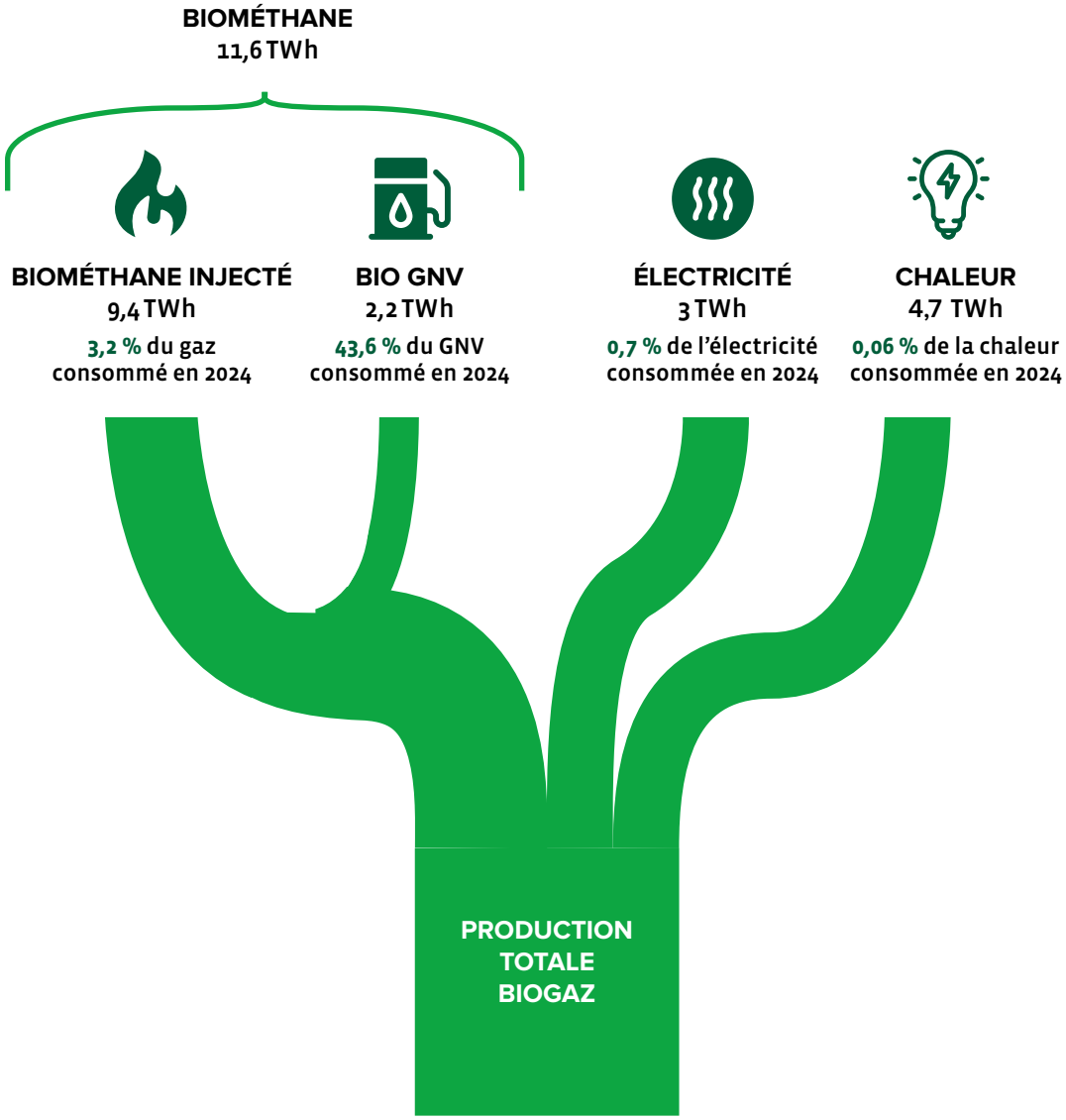
**La filière, qui a atteint ses objectifs fixés par la précédente programmation pluriannuelle de l'énergie, voit encore sa croissance ralentir en 2025. À l'heure où la France cherche à rationaliser ses dépenses, la fin du soutien à la cogénération ouvre des opportunités de reconversion vers l'injection et affirme la préférence des pouvoirs publics vers ce mode de valorisation.**

Le biogaz provient de la fermentation en l'absence d'oxygène de matières organiques ou végétales (effluents d'élevage, déchets agroalimentaires, boues d'épuration, déchets ménagers…). Le gaz ainsi obtenu peut être valorisé sous forme de chaleur, d'électricité, de biométhane destiné à être injecté dans le réseau de distribution de gaz ou enfin utilisé en tant que carburant (bioGNV). Les multiples origines du biogaz et ses diverses formes de valorisation énergétique ont fait que la filière a progressé à des rythmes différents selon les segments. En 2024, la production d'énergie finale issue du biogaz a été de 19,3 TWh (sans les pertes ni l'autoconsommation), avec pour principale valorisation de la production de biométhane.

## Graphique n°1

*Bilan énergétique de la filière biogaz en 2024*

*Source : Observ'ER 2025*



## *Plusieurs technologies pour une même filière*

***En matière de biogaz, il existe plusieurs sortes d'installations en fonction du type de déchets traités.***

### *1. Les décharges (ou installations de stockage de déchets non dangereux, ISDND)*

***Une installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND) accueille les déchets ultimes non recyclables. Des aménagements spéciaux et des équipements sur le site permettent de collecter le biogaz produit naturellement par la dégradation des matières organiques. Une fois capté, ce biogaz est soit brûlé en torchère, soit valorisé pour produire de l'électricité, de la chaleur ou du biométhane après traitement.***

### *2. Les installations de méthanisation agricole individuelles et territoriales*

***Ces sites sont généralement liés à une ou plusieurs exploitations agricoles pour y valoriser essentiellement les lisiers et, dans une moindre mesure, des déchets agroalimentaires. On distingue deux catégories d'installations : les sites de méthanisation à la ferme gérés par un seul agriculteur, et les unités dites territoriales, qui souvent traitent des effluents issus de plusieurs élevages ainsi que des déchets industriels ou de collectivités.***

### *3. Les stations d'épuration urbaines*

***Les boues des stations d'épuration sont digérées dans des méthaniseurs. L'énergie thermique assure le séchage des boues et parfois aussi l'alimentation d'un réseau de chaleur. La plupart des projets actuels d'unités de valorisation de biogaz dans des stations d'épuration urbaines prévoient une injection dans le réseau de gaz pour un mélange avec le gaz fossile.***

### *4. Les ordures ménagères*

***Les unités de méthanisation d'ordures ménagères fonctionnent soit à partir de biodéchets collectés sélectivement, soit à partir d'ordures ménagères résiduelles dont on extrait la fraction fermentescible (unités de tri mécano-biologique dites TMB). Le développement des TMB est aujourd'hui stoppé en raison de mauvais retours d'expérience.***

### *5. Les sites industriels*

***Les installations de méthanisation rattachées à des sites industriels traitent les effluents issus de l'activité d'entreprises des secteurs de l'agroalimentaire, la pharmaceutique, la chimie ou la papeterie. Ici, le biogaz a surtout pour objectif de produire de la chaleur utilisée directement sur les sites industriels mêmes.***

L'enquête annuelle sur la méthanisation en France réalisée par Observ'ER en partenariat avec l'Ademe propose une photographie du parc, notamment en cogénération. Cette étude dénombre 882 sites de valorisation électrique issus d'installations de méthanisation en fonctionnement au 1er janvier 2025 pour un total de 278 MW. Les installations de méthanisation agricole, individuelles ou territoriales, constituent le socle historique de la cogénération. 813 unités de ce type sont recensées, pour une puissance électrique cumulée de 220,1 MW. Les stations d'épuration urbaines arrivent ensuite, avec 38 sites développant une puissance totale de 28,1 MW. Côté industrie, 20 unités de méthanisation fonctionnent en cogénération, pour une puissance installée de 9,3 MW. Enfin, 11 unités de méthanisation de déchets ménagers valorisent leur biogaz en électricité, représentant 20,8 MW au total.

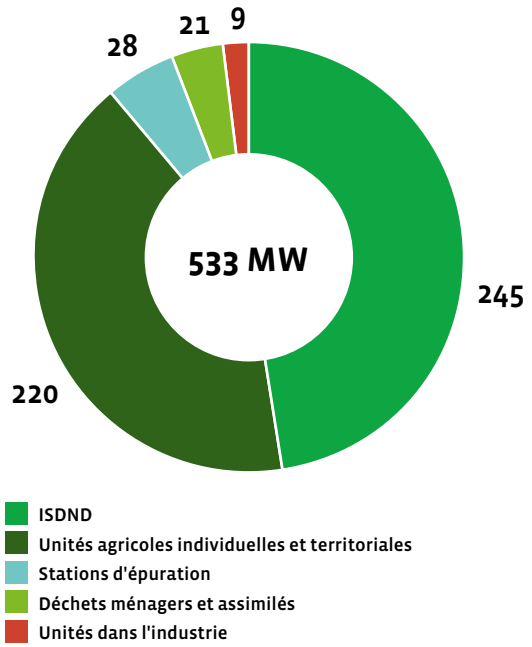
À ces unités s'ajoutent les installations produisant de l'électricité à partir du biogaz issu des décharges (installations de stockage de déchets non dangereux, ISDND). Bien que moins nombreuses que les unités de méthanisation, elles disposent en moyenne d'une puissance unitaire élevée (1,6 MW). D'après le Sdes (service statistique du ministère de l'Énergie), fin septembre 2025, 155 ISDND étaient raccordées au réseau électrique, représentant une puissance totale de 245 MW.

Au cours des trois premiers trimestres de 2025, seul 1,86 MW supplémentaire a été raccordé. Ce résultat est en nette baisse par rapport à celui de 2024, puisque 5 MW avaient été raccordés au cours des neuf premiers mois (pour un total de 11 MW sur l'ensemble de l'année).

## Graphique n° 2

***Répartition de la puissance en cogénération selon le type d'installation à fin 2024***

*Sources : Observ'ER et Sdes 2025*




### Clap de fin pour le soutien à la cogénération

L'année 2025 a été marquée par l'arrêt définitif du soutien à la cogénération biogaz, entériné par l'arrêté du 8 septembre 2025 qui met fin aux aides pour les nouvelles installations de production d'électricité à partir de biogaz. Cette décision constitue l'épilogue d'une politique énergétique qui avait débuté en 1994 avec l'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite par cogénération, et qui aura accompagné le développement de la filière pendant plus de trente ans. Aujourd'hui, le biogaz est repositionné comme vecteur de décarbonation des usages thermiques plutôt que de production électrique.

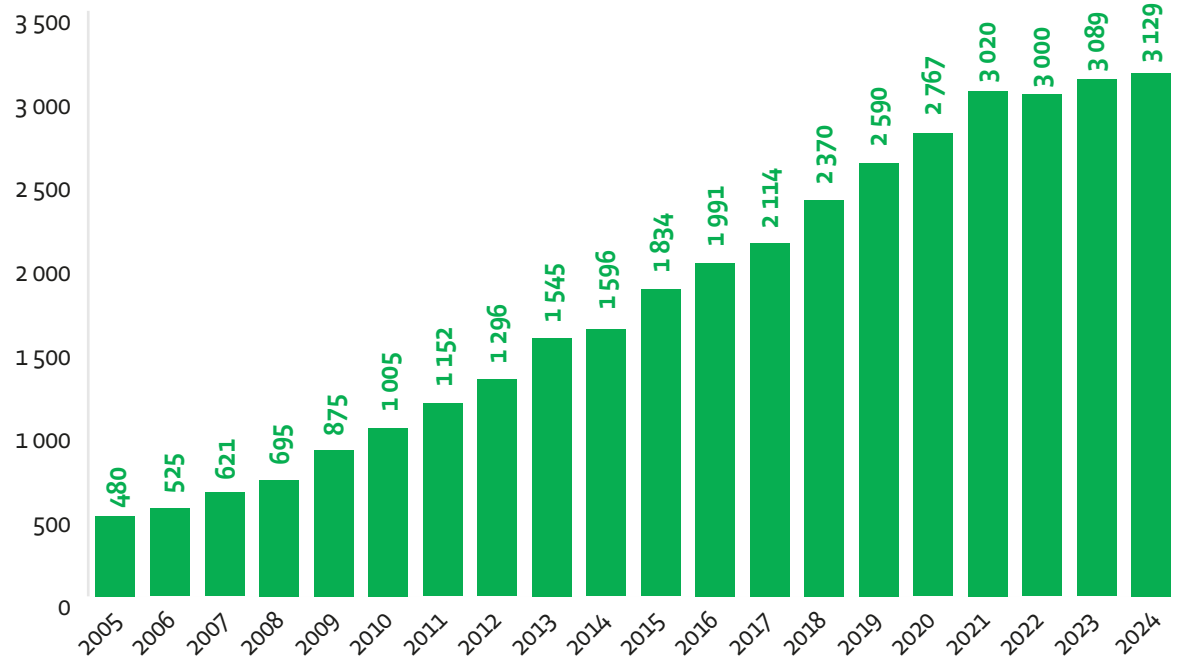
Pour les unités en cogénération déjà en activité, des mesures d'accompagnement pour faciliter leur

reconversion ont été prévues dans le texte. L'arrêté permet aux producteurs de résilier leur contrat d'obligation d'achat sans payer d'indemnité, à condition d'arrêter définitivement la production d'électricité pour se reconvertir dans l'injection de biométhane dans les réseaux gaziers, la valorisation en biocarburant ou la production de chaleur. Cette facilitation était particulièrement nécessaire car, auparavant, résilier un contrat entraînait le versement d'une indemnité à EDF Obligation d'achat dont le montant, proportionnel à la durée restante du contrat, s'avérait souvent prohibitif et bloquait toute évolution vers un autre mode de valorisation. La possibilité de reconversion arrive donc à point nommé car de nombreux sites de cogénération font face à une faible rentabilité, et certains exploitants hésitent à réinvestir pour poursuivre leur activité. Les unités converties ne pourront pas bénéficier du tarif d'achat biométhane réservé aux installations neuves, mais auront accès aux certificats de production de biogaz. D'un point de vue technique, la conversion d'une unité de cogénération vers l'injection nécessite la présence d'un réseau de gaz à proximité capable d'absorber le débit envisagé. Cette condition peut créer des inégalités territoriales importantes.

## Graphique n° 3

***Évolution de la production d'électricité d'origine biogaz en France en GWh (métropole + Drom)***

*Source : Sdes*



## Des mécanismes de soutien passés au crible

Le développement de la filière en France repose sur un écosystème de mécanismes de soutien public. Ces dispositifs se sont principalement articulés autour de deux filières distinctes selon le mode de valorisation du biogaz. Pour la cogénération, les installations produisant de l'électricité et de la chaleur à partir de biogaz bénéficient d'un contrat d'obligation d'achat garanti sur quinze à vingt ans. Pour l'injection de biométhane dans les réseaux, les petites installations produisant moins de 25 GWh par an accèdent à un guichet ouvert avec un tarif d'achat garanti, tandis que les grandes unités doivent passer par une mise en concurrence.

En mars 2025, la Cour des comptes a publié un rapport qui dresse un bilan approfondi de la politique publique de soutien au biogaz déployée depuis 2011. Les magistrats financiers y soulignent l'importance des engagements pris par l'État en matière de financement. Les contrats de tarifs d'achat conclus à fin 2022 représenteraient entre 12,7 et 16,2 milliards d'euros à verser d'ici 2037 pour le biométhane injecté. À ces montants s'ajouteraient près de 7 milliards d'euros supplémentaires pour les nouveaux contrats d'injection de biométhane prévus d'ici 2028. Pour la production d'électricité en cogénération, cette enveloppe se situe entre 2,2 et 3,9 milliards d'euros à horizon 2042. Cette progression témoigne certes de l'accélération du développement de la filière mais soulève des interrogations sur la soutenabilité financière du modèle actuel. Face à ces constats, la Cour des comptes appelle à un recalibrage de ces aides pour qu'elles soient davantage ciblées, efficaces et adaptées aux exploitations auxquelles elles s'adressent. Au-delà de la question budgétaire, la Cour des comptes alerte sur la disponibilité de la biomasse mobilisable pour la méthanisation. Cette ressource pourrait être insuffisante, au risque de voir émerger des conflits d'usages entre production de biogaz, agriculture alimentaire et biocarburants. Selon les projections du rapport, des tensions d'approvisionnement pourraient apparaître vers 2030. Dès cette échéance, 15 TWh de biogaz pourraient manquer faute de matières premières suffisantes.

**EN SYNTHÈSE**

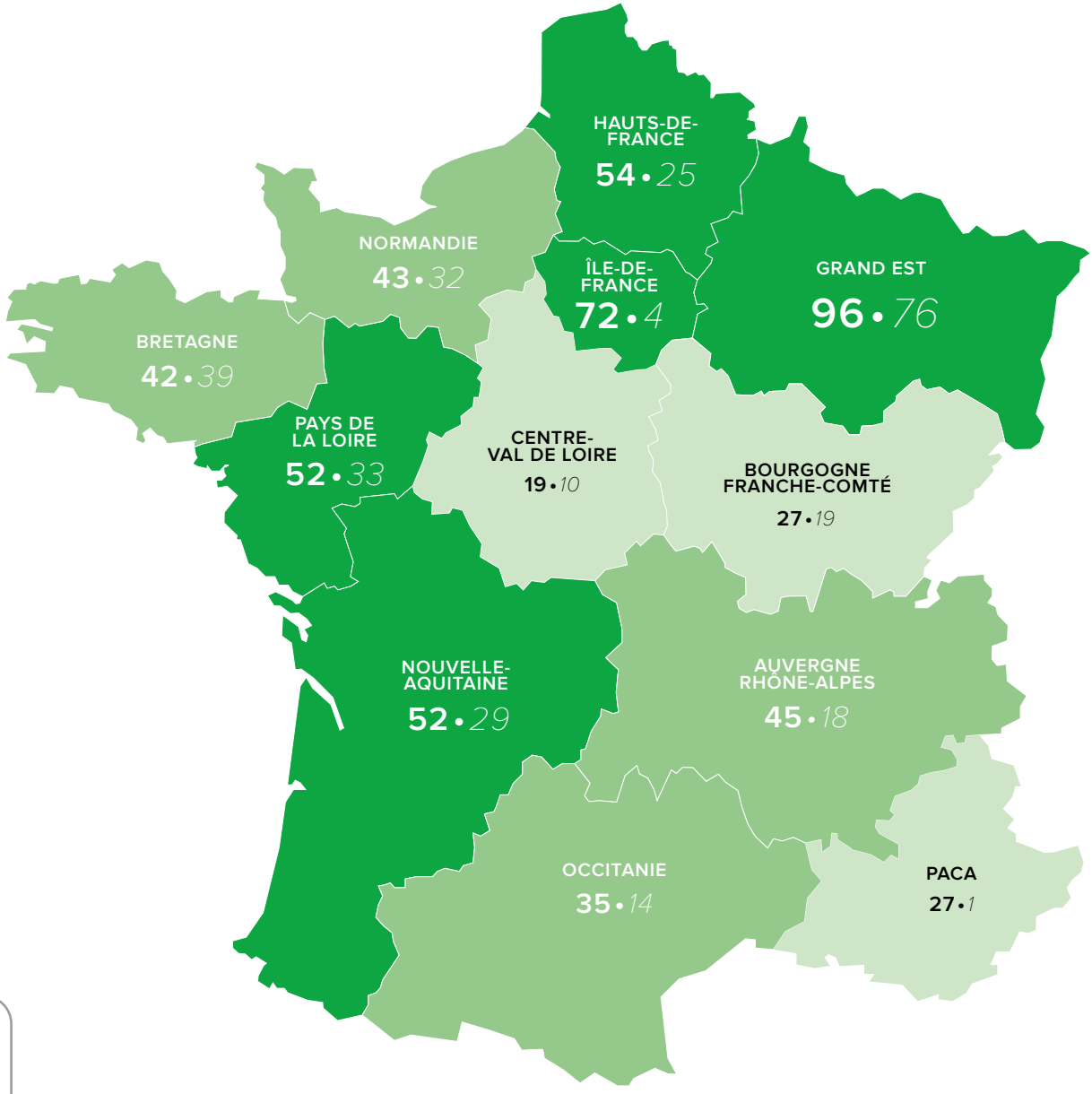
### *Quels faits marquants pour la filière ?*

- ***Net ralentissement des capacités électriques** Seul 1,86 MW supplémentaire a été raccordé au cours des neuf premiers mois de 2025 (contre 5 MW sur la même période en 2024).*
- ***Le tarif BG 16 tire sa révérence** Les nouvelles installations en cogénération ne peuvent plus bénéficier de contrats d'obligation d'achat à tarif réglementé. Les unités existantes peuvent désormais se reconvertir sans pénalités vers l'injection, la chaleur ou les biocarburants.*
- ***Une valorisation en biométhane qui prend de plus en plus le pas sur les autres** La part de la production d'électricité à partir de biogaz, autrefois dominante, avec plus des deux tiers de la consommation primaire de biogaz en 2011, a chuté à 8 % en 2024.*

## Carte n°1

***Cartographie des puissances biogaz électriques installées en France à fin septembre 2025 (en MW)***

*Source : Sdes 2025*



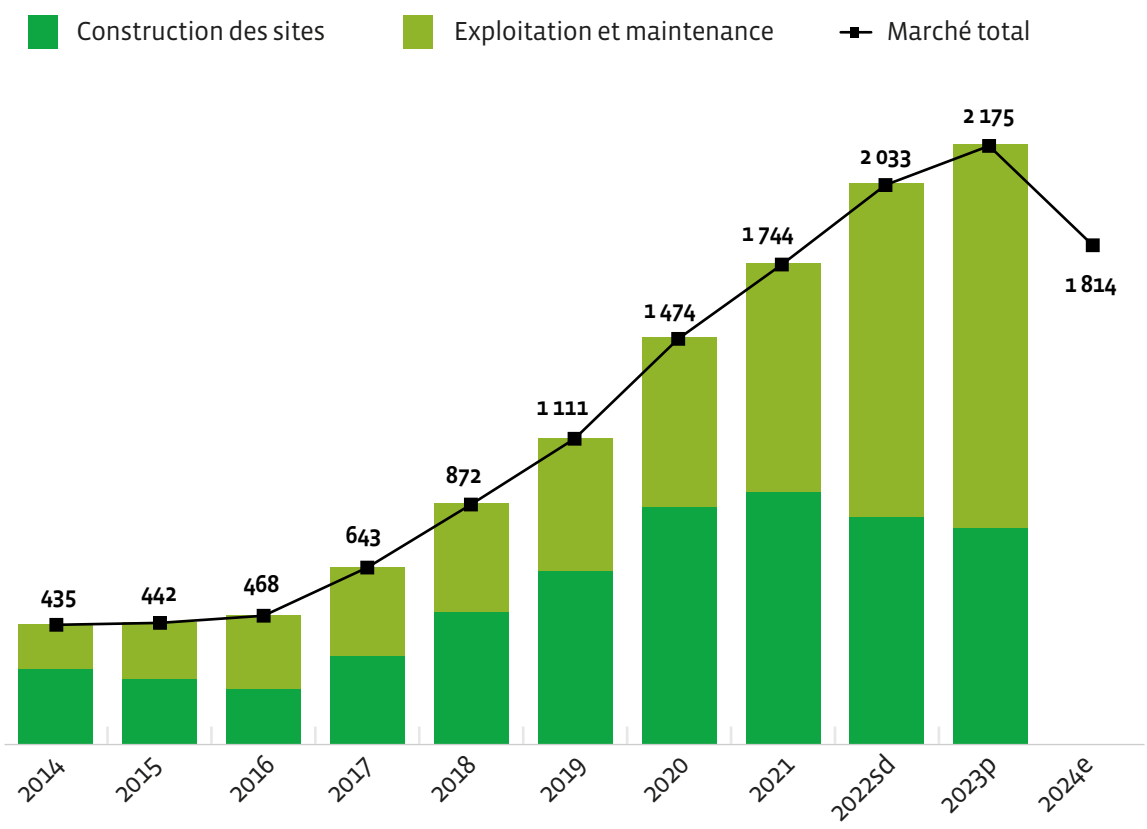
### Ralentissement prévu dans le développement des emplois et les investissements

Les chiffres publiés en septembre 2025 dans l'étude « Marchés et emplois » de l'Ademe font état d'un marché de la méthanisation et des ISDND produisant du biogaz atteignant 2,18 milliards d'euros en 2023 (graphique n° 2) et une première estimation de 1,81 milliard pour 2024. Ces chiffres portent sur l'ensemble des valorisations (électricité, chaleur et biométhane injecté). Les emplois directs sont, quant à eux, estimés à 5 290 (graphique n° 3) fin 2023 et autour de 2 660 pour une première évaluation de 2024. Un net recul qui s'expliquerait par le coup d'arrêt que connaît actuellement la cogénération et un ralentissement sur le segment de l'injection.

## Graphique n° 4

*Marché français du biogaz (en M€ – toutes valorisations confondues)*

*Source : Étude « Marchés et emplois », Ademe, 2025*
*sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*

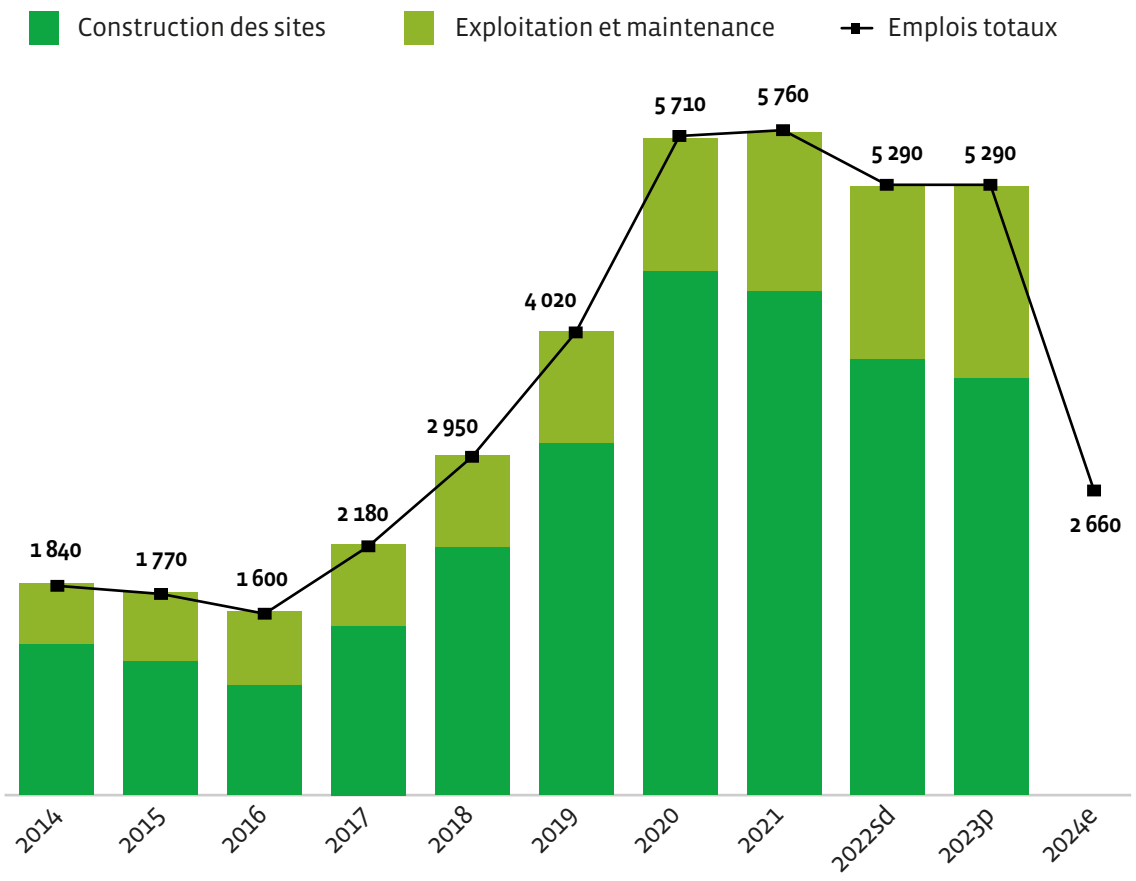


Plusieurs centaines d'entreprises travaillent dans le secteur du biogaz en France. Si les principaux constructeurs européens de turbines à gaz utilisées dans la valorisation du biogaz sont des filiales généralement allemandes de groupes américains (Waukesha Dresser, GE Jenbacher, Caterpillar), de petites structures françaises sont apparues sur le secteur des systèmes de traitement du biogaz, favorisées notamment par la filière biométhane agricole (Prodeval via Valopur, Gaseo Développement). Par ailleurs, de nombreuses PME françaises sont actives dans l'intégration, l'ingénierie et les études techniques liées aux projets de valorisation du biogaz (Veolia, Suez Environnement, Artelia, Solagro). Des start-up également tricolores se positionnent sur le segment de l'épuration du biogaz en biométhane. ●

## Graphique n° 5

***Emplois directs biogaz (toutes valorisations confondues)***

*Source : Étude « Marchés et emplois », Ademe, 2025. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé*



# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables




à **Jean Marc Onno,** vice-président de l'Association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF), coprésident de France gaz renouvelables et à **Adrien Dain**, animateur technique à l'AAMF

**1 Comment la filière a-t-elle accueilli la fin du BG16[1] pour les nouvelles installations ?**

*Cela a été perçu par la filière de la cogénération comme une rupture brutale, mal accompagnée. Si le contexte géopolitique a fait émerger les grands enjeux autour du développement du biométhane injecté afin de réduire notre dépendance aux importations de gaz naturel, cette reconnaissance ne s'est pas traduite par un soutien adapté à la cogénération. Pour la filière, il est crucial de ne pas opposer injection et cogénération, mais de trouver les trajectoires intermédiaires les mieux adaptées aux situations locales et d'éviter le gaspillage énergétique. Réorienter l'énergie perdue vers de l'injection peut être une bonne idée dans certains cas, mais pour les sites qui disposent d'une bonne valorisation énergétique, il faut réfléchir à d'autres opportunités et peut-être privilégier des systèmes mixtes, avec de la flexibilité entre électricité, chaleur et injection de gaz. Pourquoi n'aurions-nous pas demain la possibilité de disposer de flexibilité, avec un contrat pour l'électricité et la chaleur en fonction des besoins, tout en injectant le gaz ? Le BG16 était destiné aux éleveurs qui, souvent sur de petits sites, parvenaient à trouver une complémentarité dans le fonctionnement de leur exploitation. D'un côté, ils diminuaient les émissions de gaz à effet de serre, les pertes d'ammoniac et les émissions de méthane provenant des fosses ouvertes. De l'autre côté, ils produisaient de la chaleur, qui leur permettait de chauffer les habitations, mais aussi leurs installations de production, afin de devenir autonomes en azote. On est ici pleinement dans l'agroécologie, au bon sens du terme. Pourtant, ces bénéfices systémiques, territoriaux et agroécologiques sont mal pris en compte dans les analyses économiques, qui se concentrent principalement sur le coût de production de l'électricité. Il existe également un autre oubli majeur : avec l'hydraulique, la méthanisation fait partie des deux seules énergies renouvelables stockables. Nous n'avons pas suffisamment mis en avant notre capacité à renforcer le*

*1. Arrêté tarifaire « biogaz 2016 » établi par l'arrêté du 13 décembre 2016.*

*réseau électrique en quelques minutes lorsque l'éolien et le solaire s'arrêtent. Cette notion de flexibilité est intégrée depuis longtemps en Allemagne.*

## 2 Quelles sont les solutions pour les unités de cogénération qui arrivent en fin de contrat d'achat afin de continuer à produire ?

*À court terme, les perspectives pour la cogénération apparaissent très limitées. Les prix de l'électricité et l'absence de dispositif de soutien adapté rendent difficile la viabilité économique des installations en sortie de tarif d'achat, et les mécanismes de gré à gré ne constituent pas une solution crédible à ce stade pour la majorité des producteurs. En dehors de quelques installations bénéficiant d'un volume important et d'une proximité immédiate avec les réseaux, la majorité des sites se retrouve dans une situation d'attente. Des alternatives existent, mais elles restent difficilement généralisables. Pour les plus petites installations, certaines pistes reposent sur des solutions techniques simplifiées, telles que l'épuration et la compression du biogaz à des fins de mobilité, ou sur des modèles émergents comme la liquéfaction ou le gaz porté. Ces options demeurent toutefois des niches, dépendantes de conditions locales, de la maturité des acteurs ou de la pérennité de leurs modèles économiques. Sur le plan opérationnel, la fin des contrats d'achat peut induire une perte de compétitivité, notamment à cause du plafonnement des volumes d'électricité rachetés. Une partie de la production est sous contrat d'achat et le reste est vendu au prix du marché, qui varie. Face à cette situation, il existe des pistes qui pourraient préserver le parc de cogénération. La possibilité d'autoconsommer une partie de l'électricité produite, sans pénalisation sur les volumes contractualisés, peut redonner de la marge économique aux exploitations. De même, l'assouplissement des règles relatives à l'utilisation de matériels d'occasion pourrait également favoriser une logique de filière et limiter les coûts pour les porteurs de projets. Pour les plus petits sites, la notion de décarbonation de l'exploitation doit être valorisée. Cela pourrait leur donner des chances de continuer demain. Enfin, il faut absolument reconsidérer les services que pourrait fournir la cogénération en termes de flexibilité.*

## 3 Dans ce contexte, quel serait le potentiel de la conversion de sites de cogénération vers de l'injection ?

*En ce qui concerne la conversion vers l'injection, nos estimations convergent vers un constat préoccupant : sur les 1 000 sites en cogénération, seuls 250 à 300 pourraient potentiellement obtenir des certificats de production de biogaz (CPB), qui sont valorisés avec un plafond de 100 €/MWh auprès des producteurs de biométhane. Cela dépend néanmoins de trois conditions cumulatives. Tout d'abord, une modulation revue à la hausse. Le dispositif des CPB prévoit qu'1 MWh de biométhane injecté donne droit à 1 CPB pendant quinze ans puis 0,8 CPB seulement. Lors d'une conversion de cogénération après quinze ans de contrat, 1 MWh injecté ne génère plus que 0,8 CPB. Les sites de cogénération de plus de quinze ans qui se convertissent voient donc leurs revenus issus des CPB diminués de 20 % pour les mêmes volumes d'énergie de biométhane. Nous souhaitons que cette modulation soit portée à 0,95. Ensuite, il faudrait une visi-*

*bilité de dix à douze ans (contre trois ans aujourd'hui) sur le mécanisme des CPB (pénalité et volume global) et, enfin, une indexation permettant de faire évoluer ce tarif avec l'inflation. Dans ces conditions, 20 à 30 % des sites actuellement en cogénération seraient capables de se convertir à de l'injection sans aide. Par ailleurs, en accompagnant financièrement les sites plus éloignés du réseau, les plus petits ou les plus récents, on pourrait trouver des solutions pour 20 à 30 % supplémentaires, mais cela implique de gérer des situations au cas par cas et d'avoir un budget pour cela. Pour autant, même avec ces hypothèses de revalorisation, 40 à 50 % des sites seraient laissés de côté à la sortie du tarif d'achat de l'électricité. Il faudra alors travailler sur d'autres modèles – gaz porté, gaz liquéfié –, attendre un saut technologique ou un nouveau type de soutien, comme des primes de valorisation de la chaleur ou de décarbonation du système agricole.* ●



*Unité de valorisation énergétique de déchets pour la production d'électricité et de chaleur située à Calce, près de Perpignan (Pyrénées-Orientales).*

Dalkia Wastenergy

# DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES

À fin 2024, la filière était très proche de son objectif de la PPE 2, qui était de **2,3 TWh**

La capacité électrique à partir de déchets urbains renouvelables était de **1 205 MW à fin septembre 2025**

**203 M€ d'activité** en 2024

En 2024, la production électrique a été de **2 119 GWh,** un chiffre qui évolue peu d'une année à l'autre

**590 emplois directs** en 2024

**La production électrique des déchets par incinération se fait à un niveau relativement stable depuis une quinzaine d'années. La filière des combustibles solides de récupération (CSR) est plus dynamique, de nombreuses chaufferies CSR ayant été soutenues par l'Ademe depuis 2016.**

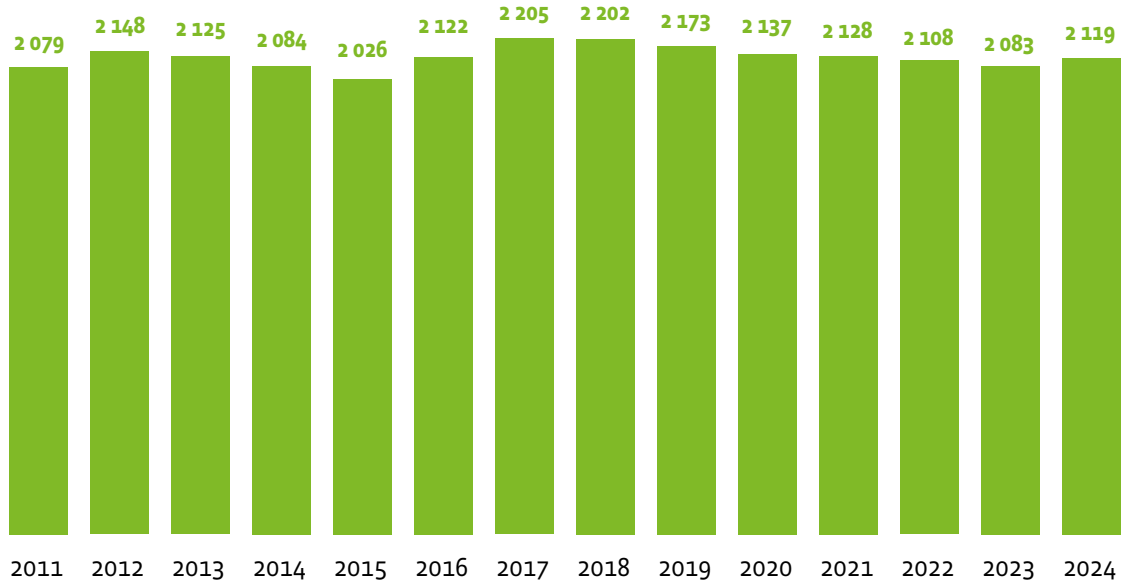
Parmi les différentes filières de la grande famille biomasse, le biogaz et la biomasse solide ne sont pas les seules qui peuvent produire de l'énergie. Les déchets peuvent également avoir une valorisation énergétique, qui se fait par la valorisation du biogaz (issu des installations de stockage de déchets non dangereux, dites ISDND, et de méthanisation), ou, principalement, par traitement thermique (incinération et de façon plus marginale co-incinération et pyrogazéification). C'est sur les traitements thermiques que porte ce texte.

Actuellement, en conformité avec les règles européennes, il est considéré que la moitié de l'énergie produite par les incinérateurs et issue de la fraction biodégradable des déchets est renouvelable. Les 50 % restants sont qualifiés d'énergie de récupération. Quoi qu'il en soit, c'est bien la totalité de l'énergie issue de la combustion des déchets qui vient en substitution à des filières classiques de production d'énergie.
En 2024, la production d'électricité issue de l'incinération des déchets a été de 2 119 GWh. Un chiffre qui s'inscrit dans la lignée des années passées pour un secteur très stable depuis plus de quinze ans.

## Graphique n°1

*Production brute d'électricité à partir de déchets municipaux renouvelables (en GWh)*

*Source : Sdes, 2025*




### Un secteur très encadré

Cette valorisation se fait dans un contexte particulier qui est celui de la législation sur la gestion des déchets. En la matière, la directive-cadre européenne de 2008 impose comme priorité la réduction des déchets et la valorisation matière. La valorisation énergétique intervient donc en troisième recours, si les deux premiers n'ont pas pu être réalisés. En France, les textes encadrant la gestion des déchets prévoient un taux supérieur à 65 % de valorisation matière en 2025 en poids des déchets non dangereux non inertes (DNDNI) et, in fine, une

réduction de 50 % des DNDNI envoyés en installation de stockage entre 2010 et 2025.
La loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire (Agec), adoptée en février 2020, renforce cet objectif en limitant les quantités de déchets ménagers et assimilés (DMA) admis en stockage en 2035 à 10 % des quantités produites. Elle généralise le tri des biodéchets à la source à partir de janvier 2024 et introduit en outre l'objectif d'« assurer la valorisation énergétique d'au moins 70 % des déchets » qui ne peuvent être recyclés en l'état des techniques disponibles et qui résultent d'une collecte séparée ou d'une opération de tri réalisée dans une installation prévue à cet effet d'ici à 2025.
Le troisième plan national de prévention des déchets, qui concerne la période 2021-2027, publié en mars 2023, actualise les mesures de planification de la prévention des déchets et fixe les objectifs suivants : réduire de 15 % les quantités de DMA produits par habitant en 2030 par rapport à 2010 ; réduire de 5 % les quantités de déchets d'activités économiques (DAE) par unité de valeur produite, notamment du secteur du bâtiment et des travaux publics, en 2030 par rapport à 2010 ; atteindre l'équivalent de 5 % du tonnage des déchets ménagers en 2030 en matière de réemploi et de réutilisation ; réduire le gaspillage alimentaire de 50 % d'ici à 2025, par rapport à 2015, dans la distribution alimentaire et la restauration collective, et de 50 % d'ici à 2030, par rapport à 2015, dans la consommation, la production, la transformation et la restauration commerciale.

## Déchets ménagers et assimilés : retour à la baisse

Un système d'observation des déchets ménagers et assimilés collectés par le Service public de gestion des déchets (DMA SPGD) existe en France depuis une vingtaine d'années. Avec le développement des REP (Responsabilité Élargie des Producteurs) et du tri à la source des biodéchets, un flux de plus en plus important de ces déchets ne sera plus collecté par le SPGD, introduisant des biais dans le calcul des indicateurs de suivi des objectifs. Les données globales relatives aux DMA (collectées ou non par le SPGD) sont donc à interpréter avec prudence. Les dernières portent sur 2023 et sont fournies par l'enquête de l'Ademe « Collecte des déchets par le service public en France », édition novembre 2025. D'après elles, la quantité de DMA SPGD par habitant (hors déblais et gravats) est repartie en 2023 à la baisse, après une hausse ponctuelle en 2021 succédant à une longue période baissière. 37,8 millions de tonnes de déchets (soit 559 kg/habitant) ont été collectées contre 41,3 millions de tonnes en 2021 (611 kg/habitant), confirmant que les années 2020 et 2021 étaient des années hors norme en raison de la pandémie de Covid-19. Cependant, les objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de réduire de 10 % la production par habitant de DMA à l'horizon 2020 par rapport à 2010 (550 kg/kab) étaient toujours loin d'être atteints en 2023.
Cette année-là, 50 % de ces 37,8 millions de tonnes ont été envoyés en valorisation (dont la valorisation organique), contre 33 % en 2007. Ce mode de valorisation gagne du terrain au détriment du stockage, qui recule de 6,9 à 5,4 millions de tonnes entre 2021 et 2023. L'incinération, qui se fait dans des unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), avec ou sans valorisation énergétique, diminue également de 500 000 tonnes pour atteindre 11,8 tonnes. Elle constitue cependant de façon stable autour de 30 % des tonnages traités (32 %).

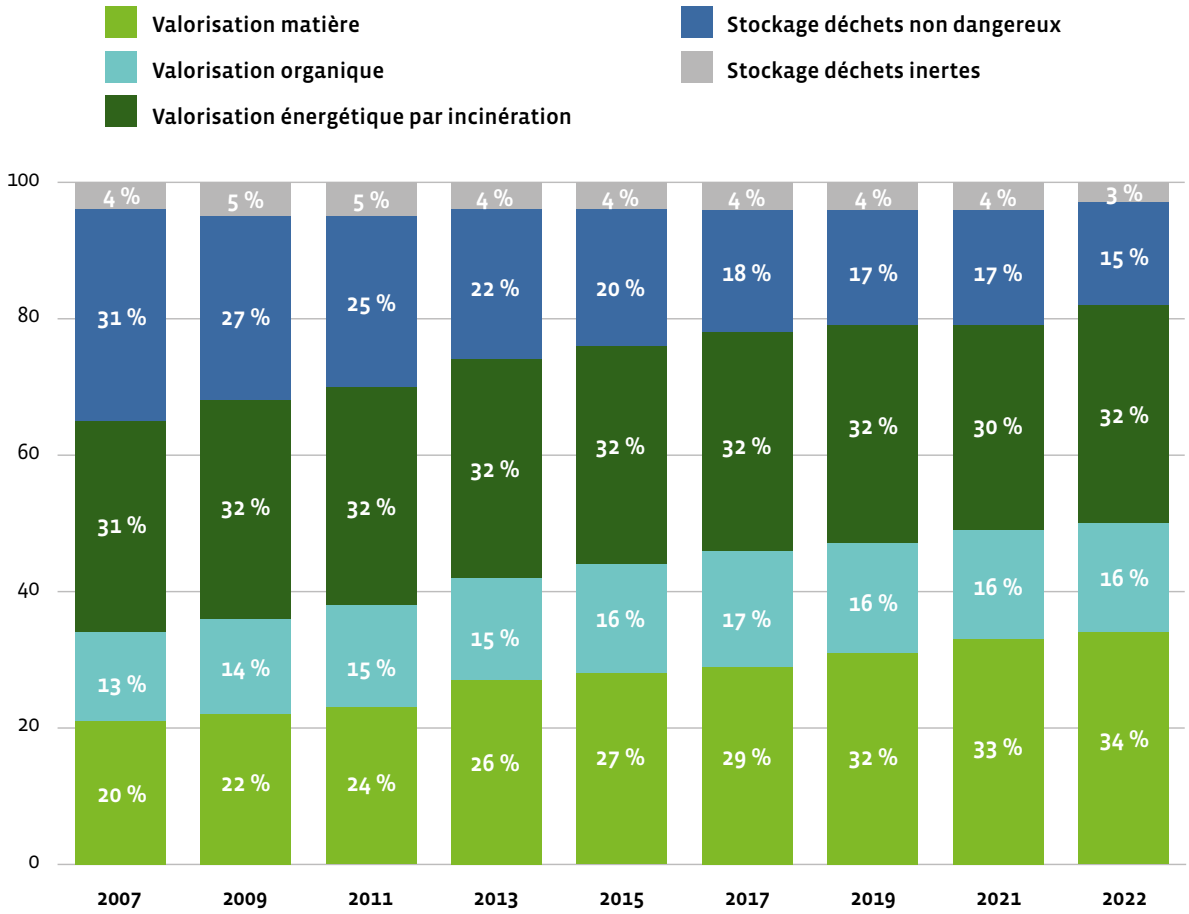
## Graphique n° 2

*Évolution de la répartition des filières de traitement des DMA collectés par le SPGD[1] (déblais et gravats inclus), en % des tonnages collectés*

*Source : Ademe 2025*

*Remarque : L'incinération sans valorisation énergétique est négligeable (moins de 1 % des tonnages entrants).*

*1. Service public de gestion des déchets*




### La cogénération gagne du terrain

Ces chiffres sur le traitement des déchets fournis par l'enquête de l'Ademe « Collecte des déchets par le service public en France », édition novembre 2025, sont parcellaires. Pour les données détaillées concernant le traitement des déchets, il faut se tourner vers l'enquête de l'Ademe « Traitement des déchets ménagers et assimilés » publiée en août 2024, qui analyse les chiffres de 2022. Selon ces données, de 2000 à 2014, les tonnages incinérés de DMA avec production d'énergie ont fortement progressé, passant de 10,3 à 14,4 Mt, chiffre relativement stable depuis. En 2022, ces installations ont ainsi reçu 14,374 Mt dont 14,05 Mt ont effectivement brûlé, soit 99 % des tonnages entrants en incinération.

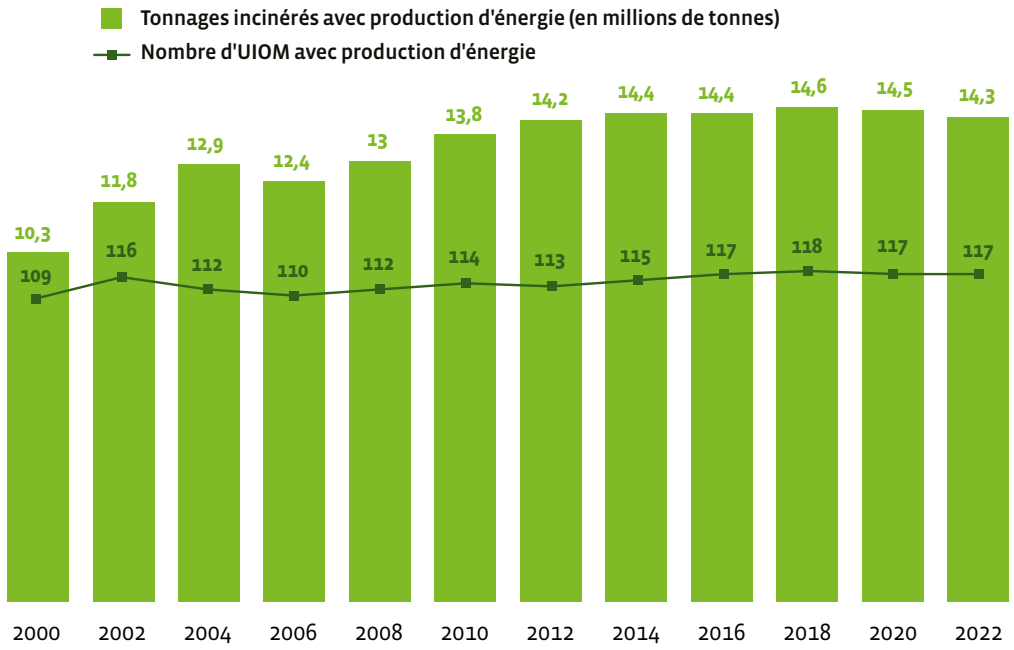
Cette augmentation des tonnages au fil des années s'est produite sans augmentation du nombre d'UIOM, en diminution, mais en équipant des sites existants en process de valorisation de la chaleur d'incinération. L'incinération sans valorisation énergétique est en effet considérée, avec le stockage, comme la solu-

tion la moins vertueuse. En 2022, 117 IOM sur 119 produisaient ainsi de l'énergie. Ces 14,05 Mt incinérées représentent 91 % de leur capacité réglementaire totale, établie à 15,72 Mt. Dans certaines régions, les taux de remplissage atteignent jusqu'à 97 %. Le parc est ainsi proche de sa capacité maximale. Des projets d'ouverture d'UIOM sont ainsi à l'étude, par exemple à la Réunion et à Monte, en Corse, contestés en raison des ambitions de tri à la source. Deux projets, à Angoulême et Vannes, ont été abandonnés. Des projets de modernisation, augmentation de capacité, ou reconstruction d'une installation existent également à Pontivy (Morbihan), à Vitré (Ille-et-Vilaine) et à Taden (Côtes-d'Armor) notamment. À Créteil, en octobre 2025, a été inaugurée la première centrale de production et de distribution d'hydrogène raccordée à une UIOM en France. D'autres UIOM prévoient une réduction de leur capacité à la faveur d'une reconstruction : l'unité de valorisation énergétique (UVE) d'Ivry-Paris XIII et l'UVE de Toulouse.

## Graphique nº 3

*Évolution des tonnages envoyés en incinération avec production d'énergie*

*Source : « Chiffres clés des déchets », 2024*




La plupart des UIOM valorisent l'énergie en cogénération (production concomitante d'électricité et de chaleur). Ce mode de valorisation est en forte augmentation au détriment des unités qui n'effectuent que de la valorisation électrique. Il permet de valoriser en électricité un éventuel surplus de chaleur l'été, l'électricité étant vendue depuis le début de la crise énergétique de plus en plus souvent sur le marché libre. Ainsi, selon l'Ademe, parmi les 117 UIOM qui ont déclaré une production énergétique en 2022, neuf valorisent les déchets sous forme électrique, 14 sous forme thermique et 94 en cogénération, les trois quarts des

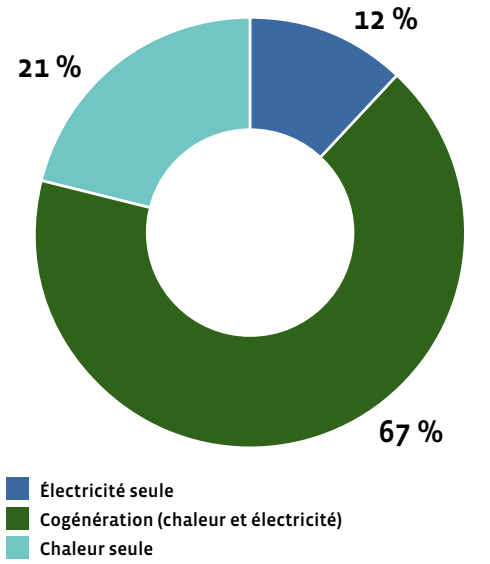
tonnages étant valorisés en cogénération (13,332 Mt). En 2022, l'incinération a permis la production de 19 929 GWh, dont 4 560 GWh d'électricité et 15 369 GWh de chaleur, soit une nette progression par rapport à 2020 en raison d'une augmentation de la production de chaleur (4 320 GWh et 10 965 GWh). La production d'électricité est relativement stable et seule la moitié est considérée comme renouvelable.

Seules deux UIOM n'étant pas encore équipées pour valoriser l'énergie issue de l'incinération des déchets, pour augmenter la production d'électricité à partir des déchets, l'enjeu est l'optimisation des unités équipées. Pour être considérées comme des unités de valorisation énergétique (UVE), et non d'élimination, les UIOM doivent respecter un certain niveau d'efficacité énergétique. En France, en 2022, 70 % des installations, correspondant à 80 % des tonnages traités, atteignaient ce seuil.

## Graphique n° 4

*Détail des modes de valorisation de l'énergie issue des déchets renouvelables*

*Source : Sdes*




### 590 ETP pour un chiffre d'affaires de 203 M€

Niveau marché et emploi, selon les chiffres provisoires issus de l'étude annuelle de l'Ademe « Marchés et emplois dans le secteur des énergies renouvelables et de la récupération » publiée en septembre 2025, le marché total de la filière a augmenté à 203 M€ en 2021 puis à 204 M€ en 2022, avant de diminuer à 187 M€ en 2023 puis de remonter à 203 M€ en 2024. Les emplois associés se stabilisent à 590 ETP en 2024, en légère hausse de 2 % par rapport à 2023 (580 ETP). Les projections sont difficiles à effectuer pour ce secteur, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie 3 (PPE 3) ne fixant aucun objectif quantitatif concernant la production d'énergies renouvelables (chaleur et électricité) à partir de déchets ménagers à horizon 2030 et 2035.

### Disparition des AAP CSR

Outre l'incinération en UIOM, la valorisation énergétique des déchets peut également se faire de façon différée via ce que l'on appelle la co-incinération de combustibles solides de récupération (CSR). Ces CSR sont préparés à partir de déchets non dangereux qui n'ont pu être valorisés sous forme de matière (refus de tri de DAE essentiellement), en respectant certaines normes (pouvoir calorifique, teneur en chlore, etc.). Ils peuvent alors être utilisés pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité, en remplacement d'énergies fossiles.

Ce traitement thermique peut se faire chez l'industriel utilisateur ou dans des sites dédiés classés ICPE 2971 installés à proximité. Ceux-ci se différencient d'un incinérateur par leur finalité de production d'énergie (et non

d'élimination de déchets) et par la nature des déchets utilisés pour préparer les CSR. Le mélange (bois, textiles, mousses, plastiques, papiers et cartons) affiche un pouvoir calorifique inférieur (PCI) supérieur à celui des ordures ménagères résiduelles (OMR) valorisées en UVE. Si la loi Agec fixe l'objectif d'« assurer la valorisation énergétique d'au moins 70 % des déchets ne pouvant faire l'objet d'une valorisation matière d'ici 2025 », c'est notamment avec l'idée de renforcer le développement de la filière CSR. Le projet de PPE 3 prévoit d'ailleurs un objectif de production de chaleur à partir de CSR de 10 TWh en 2030. Le potentiel de CSR est de 3 à 4 Mt selon les projections de la Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement (Fnade) et de l'Ademe. Selon le rapport de la Federec « Le marché du recyclage – 2021 », les capacités de production de CSR ont augmenté en 2022 pour atteindre 1,2 Mt. L'Ademe recensait cette année-là treize installations de préparation de CSR issues des déchets ménagers assimilés (DMA), auxquelles s'ajoutent celles traitant des déchets d'activités économiques (DAE). La production effective croît aussi de 34 % en 2021 par rapport à 2020 et atteint 420 000 tonnes. Elle reste cependant encore bien en deçà des capacités totales de production, en raison principalement d'un manque d'exutoires. Le principal débouché regroupe en effet les cimenteries et les fours à chaux mais, en 2021, seules 310 000 tonnes ont alimenté la filière.

Le second débouché est les chaufferies conçues spécifiquement pour la consommation de CSR. Mais elles n'étaient que deux en 2021 – celle de 15 MW inaugurée par Séché environnement en 2017 à Changé en Mayenne et celle de 22 MW mise en service par le papetier Blue Paper en 2019 à Strasbourg dans le Bas-Rhin – et n'ont brûlé cette année-là que 19 000 tonnes. 91 000 tonnes ont ainsi été exportées auprès de cimenteries européennes faute d'exutoires suffisants en France.

Pour résoudre le problème, la filière cimentière française prévoit d'augmenter sa capacité d'utilisation des CSR à 1 million de tonnes annuelles d'ici à 2026. Et le parc d'unités dédiées de production d'énergie à partir de CSR devrait croître.

L'Ademe a en effet lancé six appels à projets (AAP) « Énergie CSR », en

### *Des CSR dans la centrale de Bois-Rouge*

***À la Réunion, les communautés de communes du Nord et de l'Est ont choisi de mettre fin au tout enfouissement et de valoriser des CSR, ressource locale issue du centre de valorisation multifilière des déchets de la société Inovest, à Sainte-Suzanne. Sur délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 16 novembre 2023, Albioma a obtenu l'autorisation de les utiliser sur le site de Bois-Rouge, où une chaudière dédiée brûlera chaque année près de 70 000 tonnes de ce produit à haute qualité énergétique. Le projet devrait aboutir fin 2026. Il favorisera l'économie circulaire et contribuera à l'autonomie énergétique du territoire. Les CSR pourraient être produits sur l'île à hauteur de 170 000 tonnes par an selon les scénarios les plus optimistes, ce qui ne permettra pas de se passer de pellets importés pour remplacer le charbon.***

2016, 2017, 2019, 2020, 2021 (deux sessions), et enfin en 2024, financés via le fonds économie circulaire. Ces appels à projets ont permis d'identifier 24 projets lauréats sélectionnés sur la base notamment de critères environnementaux (rendement, origine et nature des déchets, substitution de combustibles fossiles) et économiques (taux de retour sur investissement minimum à atteindre).

Plusieurs ont vu le jour. Outre les installations de Changé et Strasbourg, en cogénération, on peut citer celles de B+T Énergie à Chalampé (Haut-Rhin) de 80 MWth et 2 MWe inaugurée en avril 2024, celle de la papeterie de Condat (Lecta) à Le Lardin-Saint-Lazare (Dordogne) de 35 MWth et 12 MWe, opérationnelle depuis septembre 2024, ou encore celle de Dombasle Énergie portée par Solvay et Véolia sur le site de production de carbonate de soude de Solvay à Dombasle-sur-Meurthe (Meurthe-et-Moselle). Le démarrage est prévu au second semestre 2026, avec une puissance thermique de 181 MW et une puissance électrique de 17,5 MW, l'énergie étant utilisée dans le process industriel en remplacement du charbon. Une chaudière dédiée au CSR devrait également ouvrir à la Réunion à partir de fin 2026, une autre pour les besoins de Novacarb à Laneuveville-devant-Nancy en Meurthe-et-Moselle à l'été 2026, et une autre sur le site de Tereos à Origny-Sainte-Benoite dans l'Aisne en 2027. Cependant, suite au plan d'économies décidé par le gouvernement de Michel Barnier, le financement des installations de valorisation énergétique utilisant des CSR est désormais stoppé. Lorsque les CSR se substituent à un combustible plus émetteur de gaz à effet de serre, et que la chaufferie CSR vient améliorer la consommation globale d'énergie, elle peut tout de même bénéficier de certificats d'économies d'énergie (CEE). ●

**EN RÉSUMÉ**

### *Quels faits marquants pour la filière ?*

- ***Un contexte réglementaire particulier*** ***En matière de gestion des déchets, la valorisation énergétique n'est pas une priorité. Elle vient après la réduction des déchets et la valorisation matière. De plus, à 2035, l'objectif est de limiter à 10 % maximum les déchets urbains allant en déchèterie et donc pouvant être valorisés énergétiquement.***
- ***Stabilité de la production*** ***Depuis 2011, la production électrique de la filière est stable autour de 2 ou 2,2 TWh***
- ***Le potentiel des CSR*** ***Avec un potentiel de 3 à 4 millions de tonnes, les combustibles solides de récupération vont monter en puissance. La structuration de la filière est accompagnée par l'Ademe, qui gère en la matière un budget de 600 millions d'euros sur la période 2024-2027. Cependant, suite au plan d'économies décidé par le gouvernement de Michel Barnier, le financement des installations de valorisation énergétique utilisant des CSR est désormais stoppé.***

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Guillaume Bastide,** chargé du suivi des dossiers CSR à l'Ademe

**1 L'Ademe a lancé sept appels à projets (AAP) CSR entre 2016 et 2024 mais le dernier n'a pas complètement abouti. Pouvez-vous nous expliquer pourquoi ?**

*Il n'y aura effectivement que 2 projets financés dans le cadre de l'AAP 2024. Nous avons mené la première étape d'instruction à bien mais nous n'avons pas pu aller plus loin pour les autres projets faute de budget en 2025. C'est dommage car nous avons eu de nombreuses candidatures, environ une trentaine, soit le double que pour l'AAP de 2021. On était un peu surpris de l'ampleur de ce succès. Cela montre que la filière CSR commençait à trouver sa dynamique et que les industriels et les collectivités commençaient à intégrer que l'on pouvait développer des chaufferies CSR.*

**2 Dans son rapport d'information sur le soutien de l'État à l'économie circulaire, la sénatrice Christine Lavarde fait le constat que la consommation française de CSR ne décolle pas malgré les dizaines de millions d'euros de financement accordés aux projets de chaufferies CSR via ces AAP et estime ainsi justifié l'arrêt des aides publiques. Qu'en pensez-vous ?**

*Il est important de comprendre qu'il y a un certain nombre de projets sélectionnés lors des AAP qui ont été abandonnés et d'autres qui, pour l'instant, n'ont pas abouti. Donc les aides réellement versées à date sont bien moindres. Il y a actuellement sept projets en service avec une capacité de traitement de 400 000 tonnes de CSR, les deux premiers n'ayant pas été financés par l'Ademe, sept en construction avec une capacité de traitement de 900 000 tonnes de CSR et neuf pour lesquels une aide Ademe a été actée mais dont on ne connaît pas l'issue, avec une capacité de traitement de 400 000 tonnes de CSR. Plus peut-être d'autres en cours hors financement Ademe. On voit à travers ces chiffres et à travers le nombre de candidatures reçues pour l'AAP 2024 que la filière commence à trouver son rythme. Les projets de chaufferies CSR sont des projets à long terme, qui se montent sur dix ans, donc c'est normal que la filière mette du temps à décoller. Arrêter les aides maintenant*

*est vraiment dommage, même si nous sommes bien conscients des contraintes budgétaires, car nous avons besoin de ces chaufferies pour valoriser ces déchets qui n'ont pu l'être sous forme de matière. La chaleur produite se substitue à des énergies fossiles. On espère que des projets vont quand même continuer à se monter.*

## 3 Pourquoi certains projets de chaufferie CSR n'aboutissent pas ?

### Qu'est-ce qu'un bon projet ?

*On peut classer les projets en deux typologies. Soit la chaufferie CSR est portée par un industriel sur son site pour consommer la chaleur, soit elle est portée par un tiers, un énergéticien par exemple, qui revend la chaleur à un ou plusieurs clients comme des industriels ou des réseaux de chaleur. Dans ce dernier cas, les industriels qui achètent la chaleur sont moins impliqués que dans le premier. Ils peuvent changer d'avis et considérer qu'étant donné les prix des énergies fossiles, ils ne sont plus intéressés par l'énergie des CSR. Le projet n'est alors plus rentable. Un projet peut également être arrêté en raison de l'augmentation des prix des matériaux par exemple, car l'investissement initial est élevé. Donc un bon projet, économiquement parlant, est un projet porté par une entreprise qui a suffisamment de capitaux, capable de tenir dans le temps, avec un besoin de chaleur sûr. D'un point de vue environnemental, il est important que l'énergie des CSR soit valorisée à au moins à 70 % grâce à un débouché de chaleur conséquent et constant sur l'année. Il ne faudrait pas faire uniquement de l'électricité, ni alimenter seulement un réseau de chaleur urbain, car celui-ci a peu de besoins l'été. Il faut également que les CSR soient véritablement des déchets ultimes, c'est-à-dire des déchets que l'on n'aurait pas pu valoriser en matière.* ●



*Centrale géothermique de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin).*

Groupe ÉS

# GÉOTHERMIE

La capacité géothermique électrogène est de **16,7 MW à fin 2025**. Un chiffre qui n'a pas évolué depuis une vingtaine d'années

La filière n'a pas atteint son objectif à fin 2023 de la PPE 2, qui était de **24 MW** en métropole

**34 M€ d'activité** en 2024

**90 emplois directs** en 2024

En 2023, la production électrique a été de **116 GWh,** un chiffre essentiellement issu du site de Bouillante

**Filière mineure pour la production d'électricité en métropole, la géothermie représente toutefois un potentiel intéressant dans les territoires d'outre-mer. Par ailleurs, la montée des enjeux économiques et stratégiques autour de la production de lithium géothermal donne un nouvel élan au secteur.**

La géothermie est une source d'énergie qui peut être valorisée sous différentes formes. En France, son utilisation est désormais nettement orientée vers la production de chaleur au travers de différentes technologies comme des forages à grande profondeur ou l'utilisation de pompes à chaleur sur nappes ou sur sondes. Il existe toutefois une filière électrogène représentée par deux sites en exploitation et une série de projets en cours de développement. La production d'électricité d'origine géothermique est une technologie qui se base sur l'exploitation de milieux souterrains naturellement fracturés à forte perméabilité. Ces cavités sont situées à plus de 1 000 m de profondeur et leur température varie entre 120 et 300 °C. Les sites capables des centrales géothermiques électrogènes sont de deux ordres. Le premier regroupe les réservoirs géothermiques situés en zones volcaniques où la température du sous-sol dépasse facilement les 200 °C sans avoir à forer au-delà de quelques centaines de mètres de profondeur. En Europe, on en trouve en Toscane, en Islande, dans les Açores et dans quelques îles grecques, auxquelles on peut ajouter des territoires d'outre-mer comme la Guadeloupe, la Martinique ou la Réunion.

Les autres sites pouvant développer une production électrique exploitent des réservoirs naturels localisés au niveau de bassins d'effondrement. Ces zones géologiques naturellement faillées, faiblement perméables et profondes de plusieurs milliers de mètres contiennent parfois un fluide géothermal. En métropole, plusieurs sites correspondent à ces caractéristiques, notamment dans le bassin rhénan, la vallée du Rhône et la vallée de la Limagne (Puy-de-Dôme). Fin 2025, la puissance installée française en matière de géothermie électrogène était de 16,7 MW à partir de deux sites : la centrale de Bouillante en Guadeloupe (15 MW) et celle de Soultz-sous-Forêts en Alsace (1,7 MW).

## Les deux sites historiques

Berceau de la géothermie française, la centrale de Bouillante a commencé à produire ses premiers kWh en 1984 avec une puissance installée de 4 MWe. En 2005, une extension a été réalisée avec la mise en service de l'unité Bouillante 2, qui a permis de porter la capacité totale du site à 15 MW. Longtemps exploitée par le BRGM (Bureau des recherches géologiques et minières), la centrale est aujourd'hui gérée par la société Ormat Technologies, développeur américain de projets géothermiques, associée à la Caisse des dépôts. Le site participe aujourd'hui à hauteur de 7 % au mix électrique de la Guadeloupe, un chiffre qui devrait prochainement évoluer puisqu'une nouvelle unité d'une puissance de 11 MW est annoncée pour 2026. Cette extension, dont les travaux ont débuté en mars 2024, a profité d'un financement de 22 millions d'euros de l'Agence française de développement. Pour cette nouvelle unité, trois puits ont été forés : un puits de production à 500 mètres de profondeur et deux puits de réinjection situés à 1 500 mètres de profondeur. Cette nouvelle centrale adoptera un procédé innovant : au lieu d'utiliser directement la vapeur issue de la séparation du fluide géothermal, la chaleur sera transférée via un échangeur pour vaporiser un fluide frigorigène. À terme, la centrale de Bouillante pourrait couvrir près de 12 % de la production électrique de la Guadeloupe. La centrale de Bouillante est aujourd'hui la seule centrale électrique géothermique

de la Caraïbe, mais un autre projet pourrait voir le jour dans le secteur de la Soufrière si la campagne de forages met en évidence une ressource exploitable (évaluée à 20-30 MW). Par ailleurs, un permis exclusif de recherche (PER) au sud de l'île de Basse-Terre est en cours d'instruction pour conduire des études préalables d'exploration. En Martinique, plusieurs demandes de PER ont été déposées : l'une au sud, aux anses d'Arlet, pour de la production d'électricité ; deux autres au centre de l'île pour de la production de froid. Une troisième zone pourrait faire l'objet d'investigations complémentaires au nord de l'île (secteur de la montagne Pelée) pour un projet de production d'électricité.

L'autre grande technologie française en matière de géothermie électrogène se trouve en métropole, dans la région Grand Est. Le site géothermique de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin) a longtemps été un démonstrateur pour la valorisation de la chaleur piégée dans des roches granitiques profondes de plusieurs milliers de mètres. La technologie développée est celle de l'EGS (enhanced geothermal system), qui permet d'améliorer la circulation du fluide dans ces réservoirs géothermiques particuliers car ici, à la différence de Bouillante, l'eau géothermale ne circule pas librement dans tout le réseau de failles souterraines. Un site pilote scientifique a été réalisé en 2008 sur la base de quatre puits (un à 3 500 m et trois à 5 000 m de profondeur) captant une ressource géothermale à 200 °C associés à une centrale électrique de 1,7 MWe. Depuis 2016, la centrale de Soultz-sous-Forêts est exploitée par un groupement européen d'intérêt économique (GEIE) appelé « Exploitation minière de la chaleur » et détenu par Électricité de Strasbourg (67 %) et l'allemand EnBW (33 %). Comme pour le site de Bouillante, une extension est programmée pour la centrale alsacienne. Un arrêté préfectoral du 15 mai 2025 a donné le feu vert pour commencer les travaux exploratoires d'un futur doublet géothermique pour un budget compris entre 50 et 60 millions d'euros. Malgré une modélisation précise du sous-sol déjà existante, Électricité de Strasbourg va prendre le temps d'études complémentaires qui vont notamment permettre de choisir parmi les différents scénarios possibles pour la future extension : un doublet qui produirait soit uniquement de l'électricité ; soit uniquement de la chaleur haute température ; soit, enfin, une option de cogénération avec une production concomitante d'électricité et de chaleur. C'est cette dernière option qui aurait la préférence d'Électricité de Strasbourg, mais cela ne sera possible que si la ressource souterraine confirme une température de production d'au moins 150 °C avec un débit de 200 à 300 $m^3$ par heure.

Au-delà de l'exploitation du site de Soultz-sous-Forêts et de son extension, la filière cherche désormais à essaimer ailleurs sur le territoire national le savoir-faire développé depuis plus de vingt ans sur le site alsacien. Ainsi, une vingtaine de permis exclusifs de recherche (PER) ont été octroyés en France depuis la fin des années 2010. Leur objectif est de constituer la première étape, celle des forages exploratoires, qui doit mener à terme à l'installation de futurs sites d'exploitation de production d'électricité et/ou de chaleur à partir de chaleur souterraine. Si l'ensemble des projets déposés sont menés à bien, cela pourrait ajouter environ une soixantaine de MW à la capacité électrogène géothermique française.

### *Le BRGM établit le potentiel de l'Outre-mer*

**En février 2025, le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) a remis à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) un rapport sur le potentiel géothermique des îles volcaniques de l'Outre-mer. L'organisme y dresse un état de ses connaissances concernant la Guadeloupe, la Martinique, la Réunion, Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon. La Guadeloupe y est tout particulièrement mise à l'honneur, son potentiel étant déjà bien documenté, notamment grâce à l'exploitation du site de Bouillante. Le BRGM considère que plus de 50 MW pourraient être ajoutés dès les années 2030-2035 afin de couvrir 30 % des besoins électriques de l'île. En Martinique et à la Réunion, autres grandes îles volcaniques favorables à la géothermie de haute température, le BRGM invite à valoriser le potentiel identifié par la demi-douzaine de premiers forages d'exploration réalisés entre les années 1970 et 2000. L'enjeu est notamment d'estimer la perméabilité des réservoirs ainsi que les débits d'eau des forages, des caractéristiques particulièrement difficiles à évaluer, mais dont dépend fortement la dimension réellement exploitable des potentiels géothermiques identifiés. Concernant la production de chaleur ou de froid à partir de la géothermie de surface, le BRGM propose de développer ces technologies dans des zones telles que l'archipel non volcanique de Saint-Pierre-et-Miquelon, les sources thermales à proximité de Fort-de-France, en Martinique, ou encore la côte ouest de la Réunion. Le travail du BRGM vient ainsi conforter l'idée que les objectifs à l'horizon 2030 en matière d'énergie géothermique sont potentiellement atteignables, même s'ils ne le seront probablement pas dans les délais initialement fixés.**

*Synthèse du développement de la géothermie dans le mix énergétique des Drom*

| | Guadeloupe | Martinique | Réunion | Mayotte | Saint-Pierre-et-Miquelon |
|---|---|---|---|---|---|
| % d'EnR dans le mix électrique en 2022 | 35 % | 27 % | 38 % | 6 % | 0 % |
| *Dont géothermie* | *7 %* | *0 %* | *0 %* | *0 %* | *0 %* |
| Objectifs géothermie PPE 2030 (en MWe) | 79 | 50 | 0-5 | 0 | 0 |



## Une filière désormais tournée vers la production de chaleur

Cependant, le développement de la géothermie électrogène en métropole ne sera pas poussé plus loin. Aujourd'hui, le gouvernement a explicitement tourné la filière géothermique en métropole vers de la production de chaleur ou de froid, notamment sur les réseaux de chaleur. Pour inciter les nouveaux projets à sortir des cartons, une modification est intervenue en 2024 sur les règles du Fonds chaleur avec l'approche EnR'choix. Cette règle hiérarchise les diffé-

rentes énergies dans les critères de sélection des projets aidés par le fonds. Ainsi, la récupération de chaleur fatale est placée en tête, puis vient la géothermie en deuxième position devant le solaire thermique et la biomasse en quatrième place. Cela signifie que tout projet souhaitant être aidé par le Fonds chaleur devra justifier par une étude ad hoc le fait d'avoir écarté les énergies ayant une position supérieure à celle de la technologie proposée. Cela implique que davantage de projets vont devoir considérer l'utilisation de technologies de géothermie profonde ou de surface, ce qui devrait augmenter in fine le nombre d'opérations réalisées. Un autre point traduit la réorientation de la géothermie vers la production de chaleur : le fait que le projet de texte de la future programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) ne comporte aucun objectif de capacité supplémentaire électrique pour la filière mais uniquement des ambitions dans la production de chaleur. Sur la base d'un chiffre de 2,2 TWh de chaleur produits en 2022 par le secteur de la géothermie profonde en métropole, la nouvelle PPE vise à porter ce chiffre à 6 TWh fin 2030 puis entre 8 et 10 TWh à fin 2035.

## Tableau nº 1

*Objectif de production chaleur inscrit dans la PPE 3 pour la géothermie profonde*

*Source : « Stratégie française pour l'énergie et le climat », programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030, 2031-2035*

| Consommation en 2022 et objectifs de production (en TWh) | 2022 | 2030 | 2035 seuil bas | 2035 seuil haut |
|---|---|---|---|---|
| Géothermie profonde | 2,2 | 6 | 8 | 10 |

### La filière française du lithium se structure

L'une des priorités de la France en matière de transition écologique est de s'assurer au maximum de sa souveraineté énergétique. Dans ce domaine, l'électrification des usages de mobilité a fait émerger un nouvel enjeu : celui de l'approvisionnement en lithium nécessaire à la production de batteries pour véhicules électriques. En la matière, la géothermie a un vrai rôle à jouer. La présence de saumures géothermiques riches en lithium dans le nord de l'Alsace est connue depuis plusieurs années, mais la ressource n'avait pas, à l'époque, l'intérêt qu'on lui connaît aujourd'hui. Or, son extraction est faisable et elle est tout à fait compatible avec l'exploitation énergétique d'un site géothermique. Selon l'Association française des professionnels de la géothermie (AFPG), si les centrales géothermiques électrogènes avaient la capacité de capter les 200 mg/l de lithium contenus dans l'eau prélevée, il suffirait de 10 centrales d'environ 25 MWth pour que le lithium extrait couvre la consommation actuelle de la France de cet élément. Sur la base de ce constat, une filière nationale est en cours de structuration. Après deux ans de travail mené dans le cadre du projet européen EuGeLi (pour European Geothermal Lithium Brine), le BRGM a annoncé en janvier 2022 la production des premiers kilogrammes de carbonate de lithium de qualité batterie issus d'eau géothermale européenne, en l'occurrence celle de la centrale

de Soultz-sous-Forêts. L'étape suivante est désormais assurée par le projet Ageli (Alsace géothermie lithium), mené conjointement par Eramet et Électricité de Strasbourg, et accompagné par la région Grand Est, qui a apporté 1 million d'euros.
Le groupement a inauguré en décembre 2023 un démonstrateur industriel installé au sein de la centrale géothermique de Rittershoffen. L'unité vise à tester l'efficacité d'un procédé d'extraction directe de lithium mis au point par Eramet pour l'exploitation de l'un des plus grands gisements de lithium au monde, celui de Centenario, situé en Argentine. Le lithium est extrait de l'eau géothermique de la centrale alsacienne pour être raffiné puis transformé en carbonate de lithium, une poudre blanche qui sera utilisée dans la composition des batteries pour véhicules électriques. Les tests menés doivent s'assurer de la stabilité du matériau actif d'extraction dans les conditions du territoire alsacien et vérifier le rendement de récupération du lithium – qui atteint 90 % en Argentine. Si le test est concluant, il pourrait aboutir à un investissement des deux partenaires de plusieurs centaines de millions d'euros pour développer, à terme, une filière industrielle du lithium en Alsace. Le forage d'au moins trois autres puits de géothermie serait nécessaire, mais aucune décision finale n'est attendue avant 2026. À terme, si toutes les étapes valident le processus, la production pourrait débuter en 2030, et 15 000 tonnes de carbonate de lithium par an sont envisageables à l'horizon 2031, soit 10 % des besoins estimés pour la France. En mars 2025, le projet Ageli a été reconnu « projet stratégique » par la Commission européenne, c'est-à-dire comme une action pouvant contribuer significativement à la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne en matières premières stratégiques et comme un outil essentiel de la transition énergétique. Grâce à ce statut, Ageli pourra bénéficier d'un traitement prioritaire permettant d'accélérer certains délais administratifs et de faciliter les recherches de financements.
Parallèlement à EuGeLi, d'autres projets ont été lancés dans le fossé rhénan. Plusieurs opérateurs ont fait des demandes de permis exclusifs de recherche (PER), à la fois de gîtes géothermiques et d'extraction du lithium, dont la durée d'octroi est de cinq ans. Ces titres, accordés par arrêté ministériel, leur donnent l'exclusivité des opérations de recherche exploratoire pour localiser des sites géologiques favorables aux projets. Cette étape est primordiale, d'autant que les futures installations industrielles devront disposer de plusieurs forages. Électricité de Strasbourg a ainsi acquis plusieurs PER, notamment pour l'Outre-Forêts et pour Illkirch-Graffenstaden. De son côté, Lithium de France, filiale du groupe Arverne, a obtenu deux PER pour Les Poteries minérales et Les Sources alcalines. La filiale française de Vulcan Energy, elle, a obtenu un PER pour Kachelhoffa, non loin de Mulhouse. En outre, un PER a été demandé en Limagne, dans le Massif central, par la Compagnie 2gré, même si cette zone ne comporte pas assez de forages pour estimer précisément les niveaux de concentration en lithium. Initialement prévus en 2024 pour certains, les projets du fossé rhénan ont pris du retard en raison des démarches administratives, des capitaux à lever et des travaux de recherche.
Aujourd'hui, aucune unité commerciale n'existe dans le monde. Seules des campagnes d'exploration géophysique ont été menées par des acteurs comme Lithium de France ou ES-Géothermie pour mieux comprendre le sous-sol.

## Une filière française réduite mais bien structurée

Les professionnels du secteur de la géothermie profonde en France présentent un vrai savoir-faire sur l'ensemble de la chaîne de valeur, même si certaines activités doivent être renforcées. Ainsi les acteurs français sont très performants en matière de géosciences, d'ingénierie des sous-sols et de forage. Le point faible est en revanche celui des turbiniers. Il n'y a pratiquement qu'une seule entreprise française sur ce type d'installation : Enertime, qui aujourd'hui produit essentiellement des turbines de détente gaz. Dans sa dernière étude en date sur les emplois et l'activité économique des secteurs renouvelables, l'Ademe estime qu'il y a 90 équivalents temps plein (et un chiffre d'affaires de 34 millions d'euros) pour la partie géothermie électrogène qui correspond aux technologies décrites dans cette fiche.

**EN RÉSUMÉ**

### *Quels faits marquants pour la filière ?*

- ***L'extension de Bouillante est lancée*** *Après des années de report, le chantier de l'extension de la centrale de Bouillante est lancé. 11 MW supplémentaires de puissance sont prévus pour mi-2026. Les 26 MW du site devraient alors couvrir entre 12 et 13 % de la consommation électrique de la Guadeloupe.*
- ***En métropole, une filière tournée vers la production de chaleur*** *La géothermie profonde est désormais orientée vers la production chaleur avec pour objectif de multiplier sa production par trois d'ici à 2030 puis par quatre ou cinq d'ici à 2035.*
- ***La filière lithium poursuit sa structuration*** *Le lithium géothermal est devenu une ressource stratégique pour la France. Le projet Ageli a été reconnu « projet stratégique » par la Commission européenne et plusieurs opérateurs ont obtenu des permis exclusifs de recherche afin de valider des gisements.*

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables




à **Bernard Hira,** directeur qualité, hygiène, sécurité et environnement à Géothermie Bouillante

### 1 Quelle est l'actualité de la centrale géothermique de Bouillante ?

*Le site de Bouillante, qui reste à ce jour la seule centrale électrique géothermique de la Caraïbe, a produit environ 94 GWh d'électricité en 2024, ce qui représente 7 % de la consommation électrique de la Guadeloupe. Le site est actuellement en phase d'évolution, puisque des travaux ont débuté en mars 2024. L'objectif est de réaliser une extension qui développera 11 MW de puissance, selon un procédé différent de celui utilisé jusqu'ici. Les deux unités historiques sont alimentées en vapeur grâce à deux puits de production exploitant directement un fluide à 250-260 °C. L'extension, quant à elle, utilisera un procédé dit ORC (cycle organique de Rankine), où la chaleur sera transférée via un échangeur pour vaporiser un fluide frigorigène. Le couplage de la nouvelle unité est prévu pour mi-2026, et la centrale développera alors 26 MW. Elle devrait couvrir entre 12 et 13 % de la consommation électrique de la Guadeloupe.*

### 2 Y a-t-il d'autres projets en développement en Guadeloupe ?

*Oui, car le potentiel est réel, notamment sur l'île de Basse-Terre. Actuellement, deux sites sont en phase d'exploration : l'un près de Vieux-Habitants, à l'ouest de Basse-Terre, et l'autre dans la zone de Moscou, près de la Soufrière. Ces projets en sont toutefois à un stade préliminaire, puisque les forages exploratoires n'ont pas encore débuté. Des demandes d'autorisation sont en cours auprès de la direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Deal). Plus largement, dans toute la Caraïbe, la géothermie représente un potentiel très important, notamment à Montserrat, Saint-Vincent et Sainte-Lucie. Sur l'île de la Dominique, le potentiel est estimé à environ 100 MW.*

### 3 Plusieurs études ont été menées au fil des années sur le potentiel dans les Caraïbes, mais des forages exploratoires sont toujours nécessaires avant de lancer un projet ?

*Effectivement. Des travaux comme ceux du BRGM permettent d'identifier des zones à potentiel, mais avant de démarrer un projet industriel, il est nécessaire de vérifier que les débits souterrains seront suffisants et exploitables sur le long terme. C'est tout l'enjeu des forages exploratoires, une phase par ailleurs très coûteuse. Dans le cas de l'extension de Bouillante, Ormat a réalisé trois forages : un puits de production à 500 m de profondeur et deux puits de réinjection à 1 500 m chacun, pour un coût moyen compris entre 5 et 7 millions d'euros par puits. Initialement exploratoires, ces forages se sont révélés concluants. Ils seront donc utilisés pour le fonctionnement de l'extension, mais aussi pour respecter la législation, qui impose de maintenir un débit d'injection afin d'éviter une baisse de pression au sein du réservoir.*



**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

RETOUR AU SOMMAIRE



*Parc éolien en mer de la baie de Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor).*

C. Beyssier/AilesMarines

# ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES

Pour 2030, l'objectif de puissance éolien en mer est de **3,6 GW, et de 18 GW pour 2035***

La France possède une puissance installée de **2 332,5 MW dont 1 969 MW relevant de sites éoliens en mer**, **240 MW** d'énergie marémotrice et **123,5 MW** de démonstrateurs

**4 000 M€ d'activité** en 2024 (+ 13 % en un an)

**4 583 GWh** ont été produits en 2024 dont 4 124 issus des parcs éolien en mer

**8 254 emplois directs** en 2024 (- 1 % en un an)

** Chiffres de la PPE 3 en attente de validation.*

**Le secteur des énergies marines poursuit son développement en France et le pays affiche désormais quatre sites d'éolien posé en mer en exploitation ainsi que plusieurs fermes pilotes en éolien flottant ou hydrolien.**

Les océans et les mers recèlent d'énormes quantités de flux énergétiques provenant des vents, de la houle, des grands courants marins et des marées. De par sa situation géographique, la France se trouve dans une position unique pour développer les énergies marines. En effet, le pays dispose d'un territoire maritime vaste (plus de 11 millions de km², Drom compris) et ouvert sur tous les océans, d'industries performantes dans le domaine maritime et de nombreux organismes de recherche. Les ambitions nationales aussi bien énergétiques qu'économiques sont élevées pour les années à venir. Cependant, la concurrence des autres pays est bien réelle.



*Éolienne flottante du projet EolMed. Début 2026, trois machines seront mises en service au large de Port-la-Nouvelle (Occitanie).*

## Trois sites d'éolien en mer posé pour la France

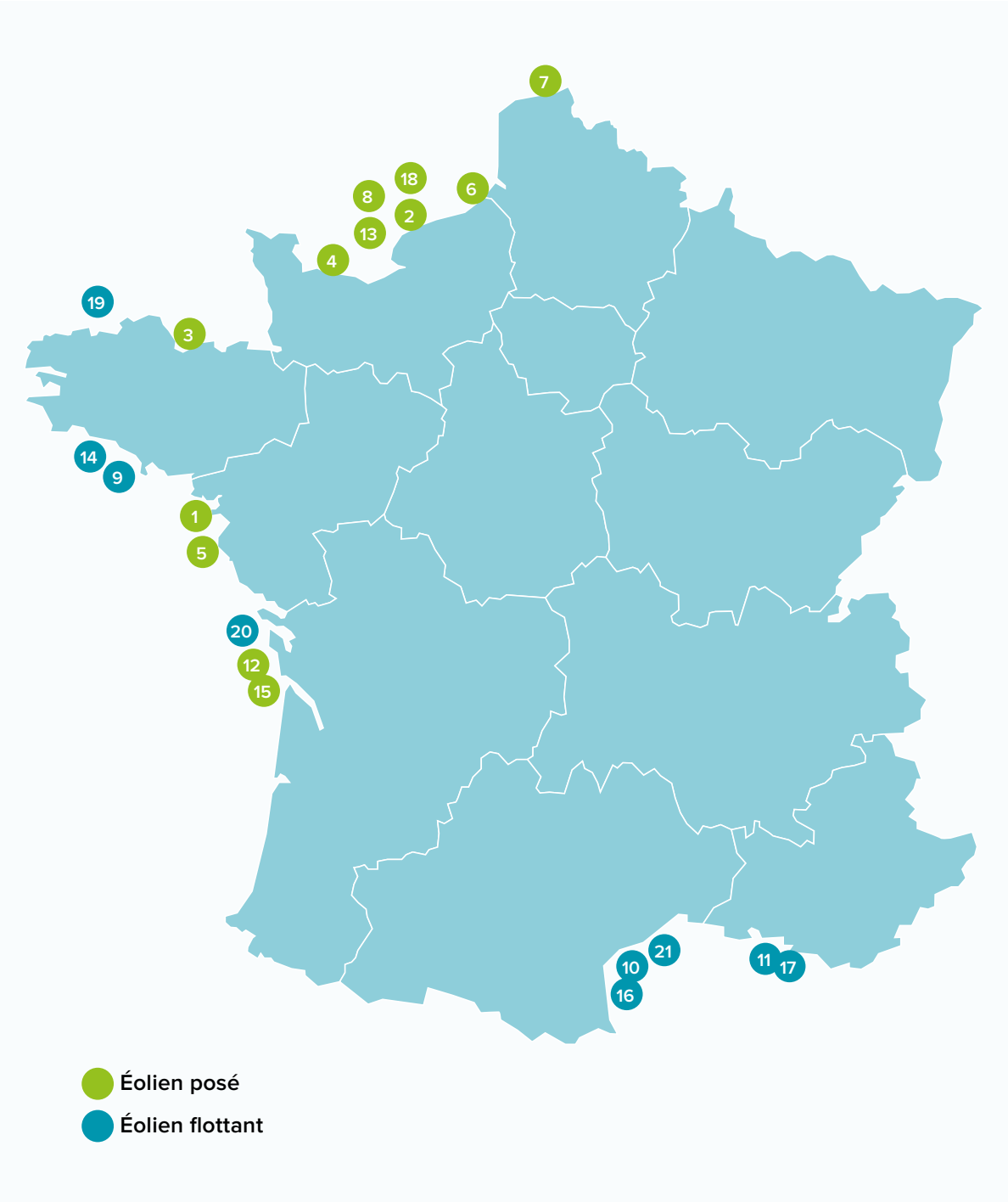
À fin 2025, la France disposait de quatre sites éoliens en mer opérationnels : Saint-Nazaire (mis en service en septembre 2022, 480 MW), Saint-Brieuc (mis en service en mai 2024, 496 MW), Fécamp (mis en service en juin 2024, 497 MW) et enfin celui des Îles d'Yeu et Noirmoutier (496 MW). Pour ce dernier site, le Services des données et des études statistiques de l'État (Sdes) annonce le raccordement de l'ensemble des machines et le début de la production, bien que l'inauguration officielle n'ait pas encore eu lieu. Sur l'ensemble de son parc éolien en mer, la France totalise une capacité de 1 969 MW. Tous ces sites français en activité relèvent de l'éolien posé sur les fonds marins (et non pas de l'éolien flottant, présenté ci-après). Cette technologie permet d'implanter des éoliennes jusqu'à 20 kilomètres des côtes, dans des zones pouvant aller jusqu'à 50 mètres de profondeur. Loin du rivage, avec un vent plus fort, plus régulier et sans obstacle, les parcs obtiennent un meilleur rendement que ceux sur terre. Ainsi, le facteur de charge des parcs éoliens en mer en Europe (ratio entre l'énergie produite par les machines et celle qu'elles auraient produite si elles avaient constamment fonctionné au maximum de leur capacité) est d'environ 45 %, contre 25 % en moyenne pour l'éolien terrestre.

Dans les années à venir, plusieurs projets vont venir étoffer le parc français. Celui du Tréport (496 MW) devrait entrer en production en 2026 et celui de Courseulles (448 MW) en 2027. Ce dernier était initialement prévu pour 2025 mais la finalisation du chantier a été repoussée de deux ans. Ce décalage est lié à l'outil de forage conçu spécifiquement pour le projet, une innovation qui a nécessité de nombreux tests pour être pleinement opérationnelle. À plus longue échéance se prépare le site au large de Dunkerque, qui n'est pas attendu avant 2028 (600 MW), puis les projets de Centre Manche 2 et Sud Atlantique 1 et 2, qui sont programmés pour la prochaine décennie.

## Carte nº 1

*Cartographie des parcs et projets éoliens commerciaux en mer*

*Source : Observ'ER 2025*




*Voir légende page suivante.*

1 **PARC DE SAINT-NAZAIRE (AO 1 2012)**
**480 MW :** *80 éoliennes*
**Tarif d'achat (20 ans) :** *143,60 €/MWh*
**Investissement :** *2 milliards d'euros*
**Mise en service :** *septembre 2022*

2 **PARC DES HAUTES FALAISES – FÉCAMP (AO 1 2012)**
**497 MW :** *71 éoliennes*
**Tarif d'achat (20 ans) :** *135,20 €/MWh*
**Investissement :** *2 milliards d'euros*
**Mise en service :** *juin 2024*

3 **PARC DES AILES MARINES – SAINT-BRIEUC (AO 1 2012)**
**496 MW :** *62 éoliennes*
**Tarif d'achat (20 ans) :** *155 €/MWh*
**Investissement :** *2,4 milliards d'euros*
**Mise en service :** *mai 2024*

4 **PARC DU CALVADOS – COURSEULLES- SUR-MER (AO 1 2012)**
**448 MW :** *64 éoliennes*
**Tarif d'achat (20 ans) :** *138,70 €/MWh*
**Investissement :** *1,8 milliard d'euros*
**Mise en service :** *fin 2027*

5 **PARC DES ÎLES D'YEU ET NOIRMOUTIER (AO 2 2014)**
**496 MW :** *62 éoliennes*
**Tarif d'achat (20 ans) :** *137 €/MWh*
**Investissement :** *2 milliards d'euros*
**Mise en service :** *fin 2025*

6 **PARC DE DIEPPE – LE TRÉPORT (AO 2 2014)**
**496 MW :** *62 éoliennes*
**Tarif d'achat (20 ans) :** *131 €/MWh*
**Investissement :** *2 milliards d'euros*
**Mise en service :** *courant 2026*

7 **PARC DE DUNKERQUE (AO 3 2016)**
**600 MW :** *46 éoliennes maximum*
**Complément de rémunération (20 ans) :** *44 €/MWh*
**Investissement :** *1,4 milliard d'euros*
**Mise en service :** *courant 2027*

8 **PROJET CENTRE MANCHE (AO 4 2020)**
**1 GW** – *Prévu pour 2032*

9 **PROJET SUD-BRETAGNE (AO 5 2021)**
**250 MW** – *Prévu pour 2031*

10 **PROJET NARBONNAISE SUD-HÉRAULT 1 (AO 6 2022)**
**250 MW** – *Prévu pour 2031*

11 **PROJET GOLFE DE FOS 1 (AO 6 2022)**
**250 MW** – *Prévu pour 2031*

12 **PROJET SUD-ATLANTIQUE 1 (AO 7 2022)**
*Déclaré infructueux*

13 **Projet CENTRE-MANCHE 2 (AO 8 2022)**
**1,5 GW** – *Prévu pour 2033*

14 **PROJET SUD-BRETAGNE 2 (AO 9 2024)**
**250 MW** – *Prévu pour 2031*

15 **Projet SUD-ATLANTIQUE 2 (AO 9 2024)**
**1 GW** – *Prévu pour 2034*

16 **PROJET NARBONNAISE SUD-HÉRAULT 2 (AO 9 2024)**
**Entre 450 et 500 MW** – *Prévu pour 2034*

17 **PROJET GOLFE DE FOS 2 (AO 9 2024)**
**Entre 450 et 500 MW** – *Prévu pour 2034*

18 **PROJET FÉCAMP GRAND LARGE**
*Prévu dans l'AO 10*

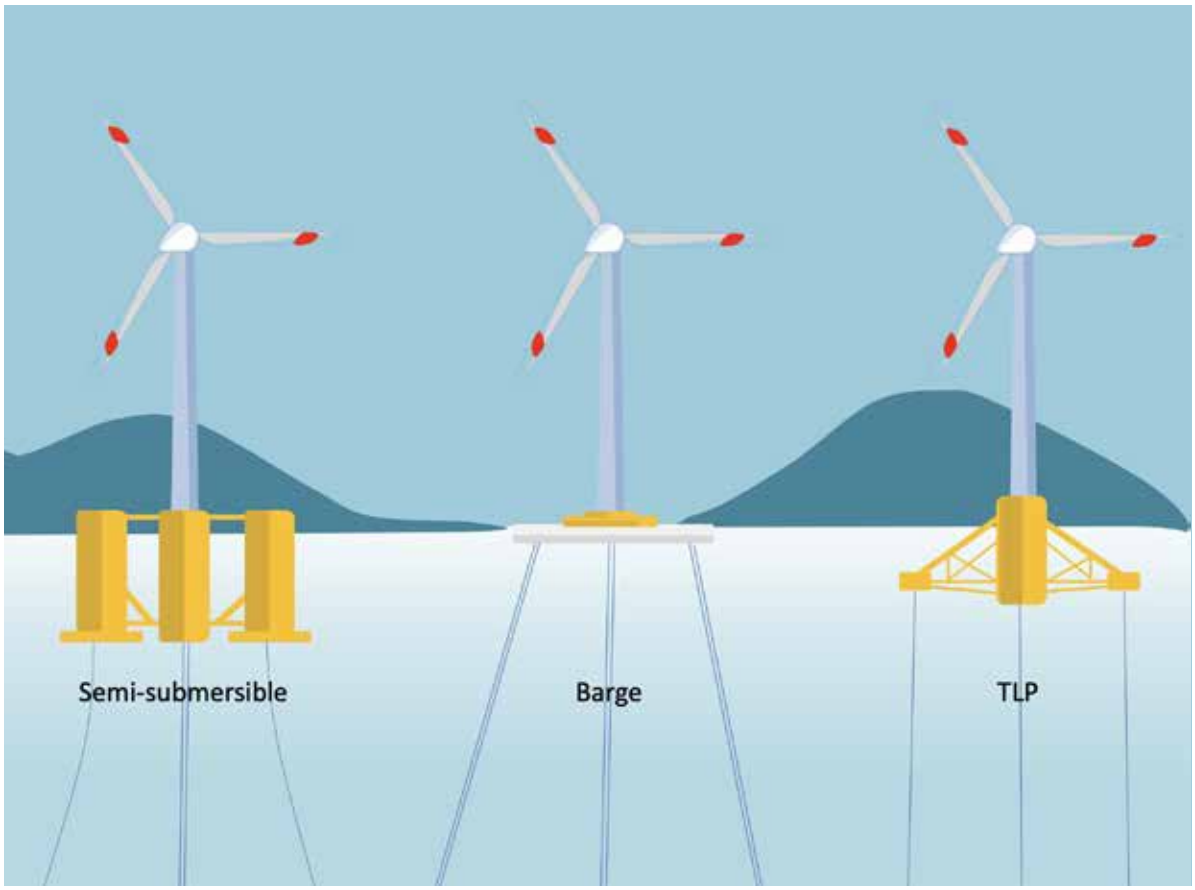
19 **PROJET BRETAGNE NORD-OUEST**
*Prévu dans l'AO 10*

20 **PROJET GOLFE DE GASCOGNE SUD**
*Prévu dans l'AO 10*

21 **PROJET GOLFE DU LION CENTRE**
*Prévu dans l'AO 10*

## ÉOLIEN EN MER FLOTTANT : LES PREMIÈRES FERMES PILOTES ENTRENT EN SERVICE

Pour l'éolien en mer flottant, 2025 a été l'année de la consécration, avec la mise en service des premières fermes pilotes. Le secteur a longtemps été cantonné au seul démonstrateur de 2 MW du projet d'Ideol Floatgen, raccordé au réseau en septembre 2018 sur le site SEM-REV de Centrale Nantes, en Pays de la Loire, et dont la présence a été prolongée jusqu'en 2027. Cette opération n'est plus la seule puisque sur les quatre fermes pilotes lauréates d'un appel à projets lancé par l'Ademe en 2016, trois sont désormais à l'eau. En Sud Paca, Provence Grand Large (PGL, 3 éoliennes de 8,4 MW), portée notamment par EDF Renouvelables, est pleinement entrée en service en juin 2025 au large du golfe de Fos, dans les Bouches-du-Rhône. En Occitanie, Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion (EFGL), portée par le consortium Ocean Winds (EDPR et Engie), a mis à l'eau en septembre au large de Leucate (Aude) et du Barcarès (Pyrénées-Orientales) sa troisième et dernière éolienne de 10 MW. La mise en service est prévue fin 2025/début 2026. Toujours en Occitanie, au large de Gruissan, Qair a mis à l'eau mi-septembre le premier flotteur de conception BW Ideol du projet Eolmed de 30 MW, les deux autres devant suivre rapidement. Le quatrième projet a été abandonné. Chacune de ces fermes pilotes teste des modèles différents de fondation flottante : semi-submersible pour le site du golfe du Lion, la barge pour Eolmed et la technologie TLP (tension leg platform) pour Provence Grand Large.
Ces fermes pilotes font de la France l'un des pays leaders sur cette technologie. Elles devraient être suivies de près par des parcs commerciaux. La PPE actuelle prévoit trois appels d'offres pour trois parcs d'au moins 250 MW chacun, l'un en Bretagne Sud et deux en Occitanie et Paca, puis pour un ensemble de 1 000 MW éolien posé ou flottant après 2024.




En Bretagne Sud, le débat public s'est achevé en décembre 2020 sur la création de deux parcs : l'un de 250 MW minimum, l'autre pouvant aller jusqu'à 500 MW. Leur raccordement sera mutualisé. Pour le parc de 250 MW, qui sera situé à plus de 20 km de la pointe des Poulains de Belle-Île et sera le premier parc éolien flottant commercial d'Europe, le lauréat est le consortium Pennavel, regroupant notamment les entreprises Elicio et BayWA r.e. (AO 5). La mise en service est prévue en 2031. En Méditerranée, à l'issue du débat public, deux zones de développement ont été retenues pour le développement de deux parcs de 250 MW chacun (AO 6), avec une extension de 500 MW pour chacun : à 22 km au large des côtes narbonnaises, près de Port-la-Nouvelle, et à une distance équivalente de Fos-sur-Mer. Le parc de 250 MW de Port-la-Nouvelle a été attribué fin 2024 à Ocean Winds et Éolien en Mer Participation et celui de Fos-sur-Mer à EDF Renouvelables et Maple Power, avec BW Ideol comme partenaire (mises en service en 2031). Une procédure de dialogue concurrentiel a été lancée le 18 juillet 2024 pour désigner les entreprises qui effectueront les extensions des trois parcs et l'extension, posée ou flottante, du parc éolien posé Sud-Atlantique, d'une puissance installée comprise entre 1 000 et 1 250 MW (AO 9). La CRE a retenu douze candidats au total, dont deux uniquement pour le projet Bretagne Sud, un uniquement pour le projet Sud-Atlantique et les autres pour les quatre projets d'extension. Les lauréats devraient être désignés prochainement pour une mise en service entre 2032 et 2035.

## Des objectifs 2035 incertains

En termes d'objectifs, l'éolien offshore français a officiellement les chiffres de la programmation pluriannuelle de l'énergie 2 en ligne de mire, c'est-à-dire entre 5,2 et 6,2 GW à fin 2028. Des seuils qui ne seront pas atteints au vu du planning des chantiers actuels et qui avaient été révisés dans le cadre de la PP 3. La future programmation vise désormais 3,6 GW à fin 2030 et 18 GW fin 2035. Sauf nouveaux gros retards, la première échéance devrait être validée avec les mises en service, entre 2026 et 2027, des projets de Dieppe-Le Tréport, Courseulles et Dunkerque. Pour l'horizon 2035, c'est en revanche beaucoup plus incertain. Le succès repose sur l'achèvement sans gros retards des projets issus des appels d'offres 8 et 9 (pour un total de 3,75 GW) et sur la réussite d'un très ambitieux AO 10 attendu pour 2026 et qui devrait porter sur 8 à 10 GW.

### *Une première usine de flotteurs en béton à Fos-sur-Mer*

***Le fabricant de fondations éoliennes flottantes BW Ideol a été sélectionné par le Fonds pour l'innovation de la Commission européenne. Il recevra une subvention allant jusqu'à 74 millions d'euros qui aidera à la construction de la première usine de flotteurs en béton à Fos-sur-Mer. Baptisée « Fos3F », l'usine produira des fondations conçues selon le design breveté « Damping Pool » de BW Ideol, capables d'accueillir des éoliennes de 15 MW à plus de 20 MW. Cette ligne de production en série pourra desservir plusieurs projets d'éolien flottant en France, en Espagne, en Italie et en Grèce.***

**EN RÉSUMÉ**

### *Quelles évolutions récentes pour la filière ?*

- ***Quatre parcs éoliens en mer en activité** Avec le parc de l'île d'Yeu-Noirmoutier raccordé en 2025, la France possède une capacité totale de 1 969 MW.*
- ***L'éolien flottant progresse** Les trois fermes pilotes sélectionnées en 2016 ont été mises en service. Elles devraient être suivies par des parcs commerciaux situés en Bretagne Sud et deux en Méditerranée pour un ensemble de 2 000 MW.*
- ***8 254 équivalents temps plein** en 2024 (- 1 % par rapport à 2023) pour un chiffre d'affaires de **4 000 millions d'euros** (+ 13 %).*

## Hydrolien : l'espoir des premières fermes pilotes

L'hydrolien exploite l'énergie cinétique des courants et peut être installé en mer, dans une rivière ou un fleuve. Avec un potentiel technico-économique estimé à plus de 5 GW, la France dispose des courants marins parmi les plus forts au monde. Trois démonstrateurs préindustriels différents d'hydroliennes marines ont été immergés au cours des dernières années : à Ouessant, dans le Fromveur (octobre 2018, Sabella D10, 1 MW), à Étel (février 2019, hydrolienne Guinard Énergies, 20 kW) et à Paimpol-Bréhat (avril 2019, démonstrateur Oceanquest d'Hydroquest sur le

site d'essais opéré par EDF, 1 MW). Toutes ces machines, conçues et réalisées en France, ont été connectées au réseau électrique.
Le démonstrateur Oceanquest d'Hydroquest (1 MW) a été sorti des eaux du site d'essais de Paimpol-Bréhat en octobre 2021. Les tests ont permis à Hydroquest de concevoir une nouvelle génération d'hydroliennes qui devrait équiper le projet de Flowatt. Cette ferme pilote de sept machines de 2,5 MW, la plus puissante au monde, est développée avec Qair, producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable, au raz Blanchard. La ministre de la Transition énergétique a annoncé en juillet 2024 le soutien du gouvernement au projet par France 2030 à hauteur de 65 millions d'euros minimum. Flowatt bénéficiera en complément d'un tarif d'achat préférentiel de l'électricité produite. Le projet a également obtenu un financement de 20 millions d'euros du Fonds pour l'innovation. Avec cette subvention européenne, Flowatt sécurise l'essentiel de ses financements publics. Le département de la Manche a également annoncé vouloir participer au capital du projet. Le début de la construction est prévu pour 2026 et la mise en service pour 2028, pour une exploitation sur vingt ans.
L'autre projet hydrolien (quatre hydroliennes AR3000 de Proteus Marine Renewables de 3 MW), développé par Normandie Hydroliennes dans le raz Blanchard, a de son côté obtenu toutes les autorisations nécessaires. La mise en service est prévue également en 2028. Ces deux projets représentent une étape importante dans la structuration d'une filière industrielle française de l'hydrolien. Ils doivent permettre aux deux consortiums de se positionner sur le premier appel d'offres commercial de 250 MW attendu au raz Blanchard pour une attribution à l'horizon 2030, comme mentionné dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), avec une valeur cible de 120 €/MWh.
Un ou plusieurs appels d'offres complémentaires de 250 MW ou 500 MW pourraient également être lancés d'ici 2035 dans le raz Blanchard et/ou le Fromveur. Selon une étude commanditée par l'Ademe lors de l'instruction du projet Flowatt dans le raz Blanchard, à partir de 500 MW installés, les coûts de la filière pourraient passer sous la barre des 100 €/MWh. Mais l'absence de publication de la PPE 3 met en danger la filière, qui a déjà perdu l'un de ses fleurons, l'entreprise Sabella, liquidée en janvier 2024 faute d'appel d'offres permettant le déploiement industriel des turbines. La turbine D10 qui alimente actuellement l'île d'Ouessant en électricité a été reprise par le groupe britannique Inyanga Marine Energy.
L'exploitation est prévue jusqu'en août 2028.

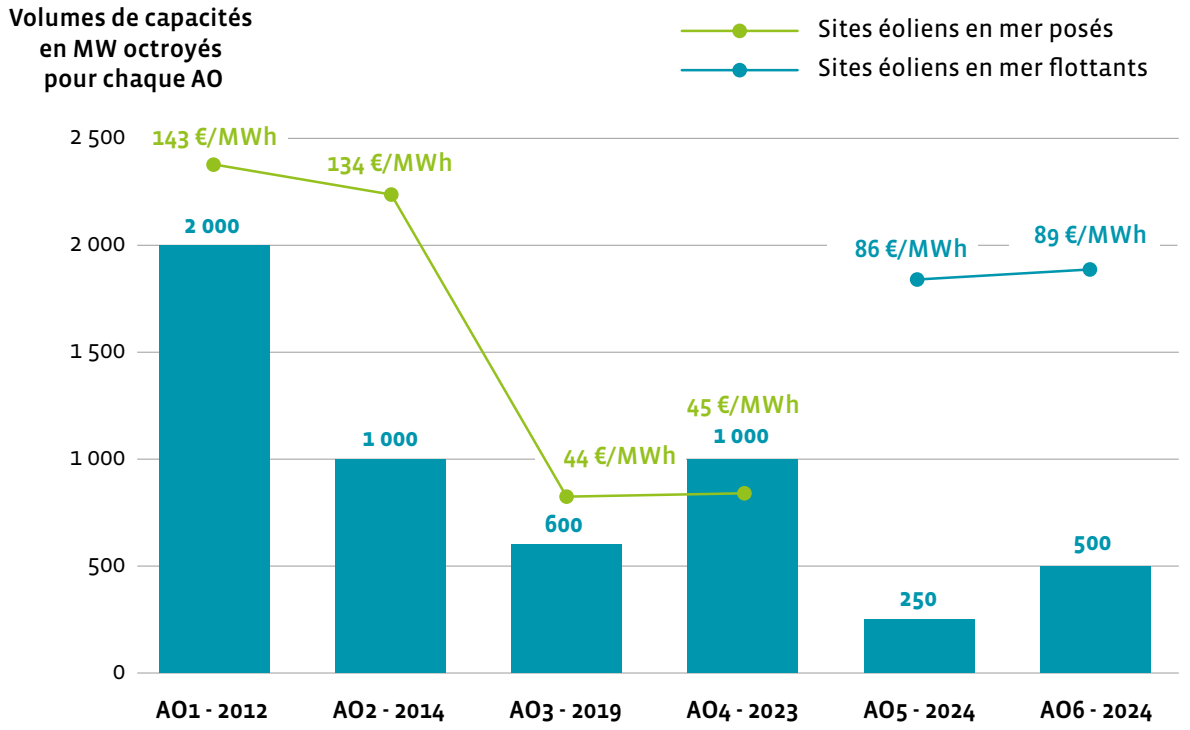
### *L'hydrolien fluvial en difficulté*

***La France possède aussi un potentiel pour l'éolien fluvial, situé principalement en Bretagne, dans les Pays de la Loire, en Nouvelle-Aquitaine et sur le Rhône. Dynamique il y a quelques années, notamment grâce à Hydroquest, le secteur est actuellement au point mort. La société française EEL Energy, créée en 2011 et localisée à Boulogne-sur-Mer, qui testait une hydrolienne biomimétique à membrane de 30 kW dans le Rhône, au niveau de Caluire-et-Cuire (Rhône), a ainsi été mise en liquidation judiciaire en juin. Des hydroliennes fluviales sont cependant régulièrement testées sur le site d'essais Seeneoh de Bordeaux.***

## Graphique nº 1

*Évolution des prix retenus par AO éolien en mer en France (hors raccordement)*

*Source : DGEC*




En moins de dix ans, le prix des offres retenues pour l'éolien en mer posé a été réduit de 67 %, passant de 143 €/MWh pour le parc de Saint-Nazaire à 44 € pour celui de Dunkerque. Le prix des six premiers parcs retenus dans le cadre des AO 1 et AO 2 intégrait le coût de la mise en place des sites industriels nécessaires à la fabrication de composants des éoliennes. Ces coûts d'infrastructures ne sont plus intégrés depuis l'AO 3, ce qui a permis une réduction conséquence des prix. Pour l'éolien en mer flottant, les technologies des fondations et des machines ne sont pas au même stade de maturité que pour le posé, ce qui explique des niveaux de prix supérieurs.

### L'énergie houlomotrice passe le cap du démonstrateur à taille réelle

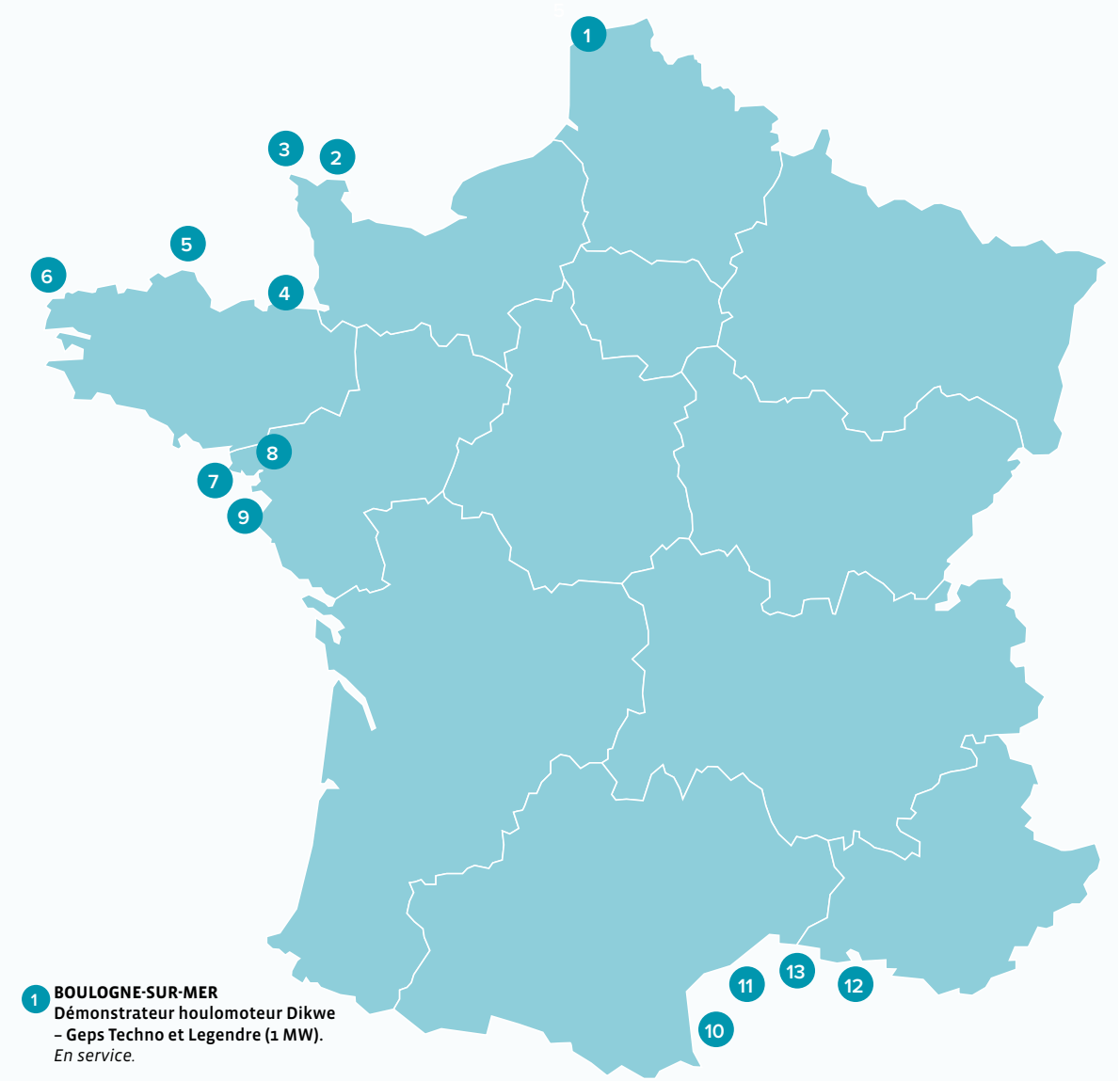
Les techniques houlomotrices exploitent l'énergie des vagues et de la houle. Le potentiel est moins précisément évalué que pour l'hydrolien, mais la côte Atlantique française fait partie des premiers marchés visés par les développeurs européens. Si plusieurs projets ont été stoppés ou sont en suspens, la filière voit enfin des projets à taille réelle émerger.

Après avoir testé avec succès pendant deux ans (2019-2021) sa plateforme houlomotrice Wavegem (120 kW houlomoteur) sur le site du SEM-REV de l'école Centrale de Nantes, l'entreprise ligérienne Geps Techno s'est associée avec le groupe Legendre et l'Ifremer pour élaborer un système innovant de digues utilisant les vagues pour produire de l'énergie, baptisé

## Carte nº 2

*Cartographie des sites démonstrateurs d'énergies marines renouvelables en métropole*

*Source : Observ'ER, 2025*




1 **BOULOGNE-SUR-MER**
**Démonstrateur houlomoteur Dikwe – Geps Techno et Legendre (1 MW).**
*En service.*

2 **RAZ BLANCHARD**
**Démonstrateur énergie des courants marins – Hydroquest/Qair Flowatt (7 x 2,5 MW).** *En service.*

3 **RAZ BLANCHARD**
**Démonstrateur énergie des courants marins – Normandie hydrolienne (4 x 3 MW).** *En service.*

4 **LA RANCE**
**Usine marémotrice – EDF (240 MW).**
*En service.*

5 **SITE D'ESSAIS DE PAIMPOL-BRÉHAT**
**Hydrolienne Hydrowing – Inyanga Marine Energy (600 kW).**
*En développement.*

6 **FROMVEUR-OUESSANT**
**Énergie des courants marins – Sabella D10 (1 MW).** *En service.*

7 **LE CROISIC**
**Démonstrateur éolien flottant – SEN-REV Eolink (5 MW).** *En service.*

8 **LE CROISIC**
**Démonstrateur éolien flottant – SEN-REV Floatgen d'Ideol (2 MW).**
*En service.*

9 **SAINT-NAZAIRE**
**Démonstrateur houlomoteur – Seaturns (200 kW).** *En service.*

10 **GOLFE DU LION**
**Éolienne flottante – Ocean Winds et Banque des territoires (30 MW).**
*En service.*

11 **GRUISSANT**
**Éolienne flottante – Qair et Total Énergies (30 MW).** *En service.*

12 **PROVENCE GRAND LARGE**
**Éolienne flottante – EDF RE, SMB, Ifpen et Mapel Power (25 MW).**
*En service.*

13 **PORT-SAINT-LOUIS-DU-RHÔNE**
**Démonstrateur en énergie osmotique – Sweetch Energy.** *En service.*

Dikwe. Un démonstrateur à taille réelle est actuellement en construction pour une mise en service prévue en 2026.

### Osmotique : Sweetch Energy impose sa technologie

Autre technologie, le marémoteur, qui utilise l'énergie des marées. La France a été pionnière en la matière en réalisant dès 1966 l'un des seuls ouvrages de ce type au monde : le barrage de la Rance, de 240 MW (500 GWh/an en moyenne), qui fournit en électricité l'équivalent de la consommation de la ville de Rennes. Mais cette opération est restée orpheline et le développement de cette technologie n'est pas envisagé actuellement, notamment au regard des enjeux environnementaux importants présentés sur de nouveaux sites.

L'énergie osmotique, enfin, exploite la différence de salinité entre des eaux marines et des eaux douces. En la matière, les estuaires représentent des sites idéaux. En France, la start-up rennaise Sweetch Energy a développé une nouvelle génération de membranes nanométriques prometteuse, qui permet d'accélérer le courant ionique (technologie Inod). Les membranes sont fabriquées avec des matériaux biosourcés et disponibles en France. Fondée en 2016, l'entreprise se développe rapidement. Grâce à un partenariat technologique signé avec la Compagnie nationale du Rhône (CNR), elle a installé en 2025 sur les berges de l'écluse de Barcarin, à Port-Saint-Louis-du-Rhône (Bouches-du-Rhône), le démonstrateur Opus-1. Le site présente un potentiel prometteur de 500 MW. La phase de test doit durer deux ans. Si elle est concluante, une centrale industrielle devrait voir le jour vers 2030. Ce partenariat industriel est complété par un partenariat financier, la CNR investissant 1,5 million d'euros pour accompagner le développement de la start-up. Les deux entités ont créé en juin 2023 une coentreprise pour assurer le déploiement de la technologie.

Un partenariat avec EDF Hydro, division hydraulique du groupe EDF, a également été établi pour le déploiement d'installations osmotiques en France métropolitaine et en Outre-Mer. Surtout, Sweetch Energy a implanté en juin 2025 une unité de production de générateurs osmotiques de 3 000 m² sur le pôle d'excellence industrielle de la Janais, au sud de Rennes, en collaboration avec Rennes Métropole et la région Bretagne. L'unité industrielle sera entièrement automatisée et conçue pour une fabrication à bas coût. Vingt-cinq personnes y travaillent actuellement.

**EN RÉSUMÉ**

#### *Quelles perspectives pour la filière ?*

- ***De nouveaux objectifs PPE** 3,6 GW de capacité à fin 2030 puis 18 GW à fin 2035. Le premier objectif sera atteint grâce aux chantiers en développement. En revanche, le second va demander la réussite d'un AO 10 compris entre 8 et 10 GW.*
- ***L'espoir d'appels d'offres pour l'hydrolien** Le texte de la PPE 3 mentionne la possibilité d'un appel d'offres hydrolien de 250 MW lancé au raz Blanchard avec un objectif d'attribution d'ici à 2030. Un ou plusieurs appels d'offres complémentaires de 250 MW ou 500 MW pourraient également être lancés d'ici 2035 dans le raz Blanchard et/ou le Fromveur.*

### 4 MILLIARDS D'EUROS DE CHIFFRE D'AFFAIRES

En 2022, l'État et la filière de l'éolien en mer en France s'étaient engagés en faveur du développement de l'éolien en mer et de son industrie par la signature d'un Pacte éolien en mer. Celui-ci engage l'État pour des appels d'offres d'environ 2 GW/an dès 2025 pour atteindre 18 GW en service en 2035 et 40 GW en 2050. La filière s'engage de son côté à quadrupler le nombre d'emplois liés à l'éolien en mer d'ici 2035 pour atteindre au moins 20 000 emplois (directs et indirects) sur le territoire, à investir plus de 40 milliards d'euros au cours des quinze prochaines années, à proposer un contenu local à hauteur de 50 % sur les projets d'ici à 2035 et à mettre en œuvre des projets exemplaires en matière d'intégration à l'environnement, humain comme naturel, dans lequel ils s'insèrent.

Selon le projet de PPE 3, les procédures des appels d'offres en cours ou attribués permettront d'atteindre une puissance totale d'environ 10,8 GW peu après 2030. En respect du Pacte éolien, il prévoit d'attribuer au moins 8 GW supplémentaires d'ici fin 2026 (AO 10), dans des localisations identifiées à l'issue du débat public. Un ou plusieurs nouveaux appels d'offres d'une taille équivalente pourront être lancés d'ici à 2030, de façon à atteindre au moins 26 GW en service en 2040. La PPE 3 n'est cependant toujours pas publiée, alors que les entreprises ont démontré leur savoir-faire technique, que le chiffre d'affaires a atteint les 4 milliards d'euros en 2024, en hausse de 13 % par rapport à 2023, avec des chiffres d'affaires domestique (2,4 Md€) et à l'export (1,6 Md€) à leur plus haut niveau historique. En revanche, en 2024, l'emploi ne progresse pas (8 254 ETP, - 1 % par rapport à 2023) et les investissements reculent (3 milliards d'euros et - 20 %). La filière y voit les conséquences des retards dans la publication des appels d'offres entre l'AO 3 en 2019 et l'AO 4 en 2023.

## Tableau nº 1

*Activité économique de la filière énergies marines française en 2024*

*Source : rapport 2025 de l'Observatoire des énergies de la mer*

| | Structures de formation et de R&D | Développeurs et exploitants | Entreprises prestataires ou fournisseurs de la chaîne de valeur | Institutionnels | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Emplois en ETP [1] | 351 *(+ 3 % [2])* | 1 009 *(- 4 %)* | 6 797 *(+ 0,1 %)* | 98 *(+ 1 %)* | 8 254 *(- 1 %)* |
| Chiffres d'affaires 2024 en k€ | Non communiqué | Non communiqué | 4 000 000 *(+ 90 %)* | 19 000 [4] *(+ 7 %)* | 4 000 000 *(+ 13 %)* |
| Investissements 2024 en k€ [3] | 2 100 *(- 39 %)* | 2 500 000 *(+ 22 %)* | 323 000 *(+ 36 %)* | 116 000 *(- 50 %)* | 3 000 000 *(- 20 %)* |

**1.** *Emplois équivalents temps plein.* **2.** *% d'évolution sur un an.* **3.** *Ce chiffre ne comprend pas la vente d'électricité de la part de ces acteurs.* **4.** *Le chiffre d'affaires des ports fluctue en fonction de leur implication dans les projets en cours de construction.*

## Retombées fiscales pour l'État et les collectivités locales

Les parcs éoliens en mer contribuent de façon significative aux budgets publics. Sur la base de la capacité en activité en 2024 (1 473 MW répartis sur trois parcs situés dans le domaine public maritime), les retombées fiscales annuelles sont évaluées à 30 M€ issus de la taxe spécifique sur les installations éoliennes en mer fixée à 19 890 € par MW en 2024. Projeté sur l'ensemble de la durée de vie de ces parcs (hypothèse de vingt-cinq ans), c'est une manne de 750 M€ qui sera collectée, dont la moitié pour les communes littorales ayant une vue sur les installations.

**3 parcs pour une capacité totale de 1 473 MW en service en 2024**

**30 M€ de retombées fiscales par an sur les 3 parcs**

**750 M€ sur l'ensemble de l'exploitation des 3 parcs :**

- **375 M€ pour les communes littorales d'où les éoliennes sont visibles**
- **262 M€ pour les comités des pêches maritimes et des élevages marins**
- **75 M€ pour l'Office français de la biodiversité (OFB)**
- **37,50 M€ pour les organismes de secours et de sauvetage en mer**

À cette taxe s'ajoute une redevance payée par les opérateurs pour l'occupation du domaine public maritime. Elle comprend : une partie fixe (1 000 € par mât + 0,50 € par mètre de raccordement sur le domaine public marin + 1 € par mètre de raccordement sur le domaine public terrestre) et une partie variable (4 000 € par mégawatt installé sur le domaine public marin). ●

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Nathalie Mercier Perrin,** présidente du Cluster maritime français

### 1 Que représente la puissance maritime française ?

*Elle est très importante. Il y a des données peu connues qui sont intéressantes à rappeler. Notre espace maritime, celui de l'Hexagone et de nos 13 territoires ultramarins, représente le deuxième espace maritime au monde, juste derrière les États-Unis. Et la France apporte 60 % de l'espace maritime de l'Europe. À ce titre, nous sommes en train de préparer un programme économique à destination des hommes et femmes politiques qui se présentent aux élections municipales et à la présidentielle de 2027. Il est important et urgent d'avoir une stratégie maritime française et européenne. On voit avec l'éolien en mer qu'il y a des objectifs que l'on peine à atteindre. Donc nous souhaitons faire accepter aux politiciens dans les prochains mois un programme maritime fort pour avoir une stratégie mieux coordonnée, avec des acteurs publics et privés. Pour réaliser des gros projets comme l'éolien en mer en temps et en heure, il nous faut mieux nous organiser.*

### 2 À l'international, de nombreux projets d'éolien en mer ont été arrêtés. Est-ce que la filière française est touchée par ce contexte ?

*En France, la filière résiste bien grâce à la loi de programmation nationale pour l'énergie et le climat 2025-2035. Il y a des retards sur la PPE en raison des problèmes politiques français mais, dans les faits, nous sommes quand même protégés par la loi de programmation, qui sécurise des financements et le développement de la chaîne de valeur. Même si l'éolien en mer est parfois décrié par certains partis, les ambitions renouvelables sont maintenues car c'est le choix de la société française, indépendamment du président de la République, de décarboner le pays. Or la décarbonation passe par un mix énergétique. Nous avons besoin de toutes les énergies renouvelables et notamment de toutes les énergies marines renouvelables, dont le développement est encadré par un pacte éolien en mer et des appels à projets réguliers.*

*Donc même si la rentabilité est menacée, comme à l'international, à cause de l'inflation, des taux d'intérêt, etc., les grands opérateurs français ne stoppent pas les projets. Nous avons créé tout un écosystème, depuis des années, qui fait de la R&D, qui produit et qui est reconnu à l'international, avec des entreprises qui ont investi et qui continuent à investir. Elles revoient leurs chaînes d'approvisionnement*

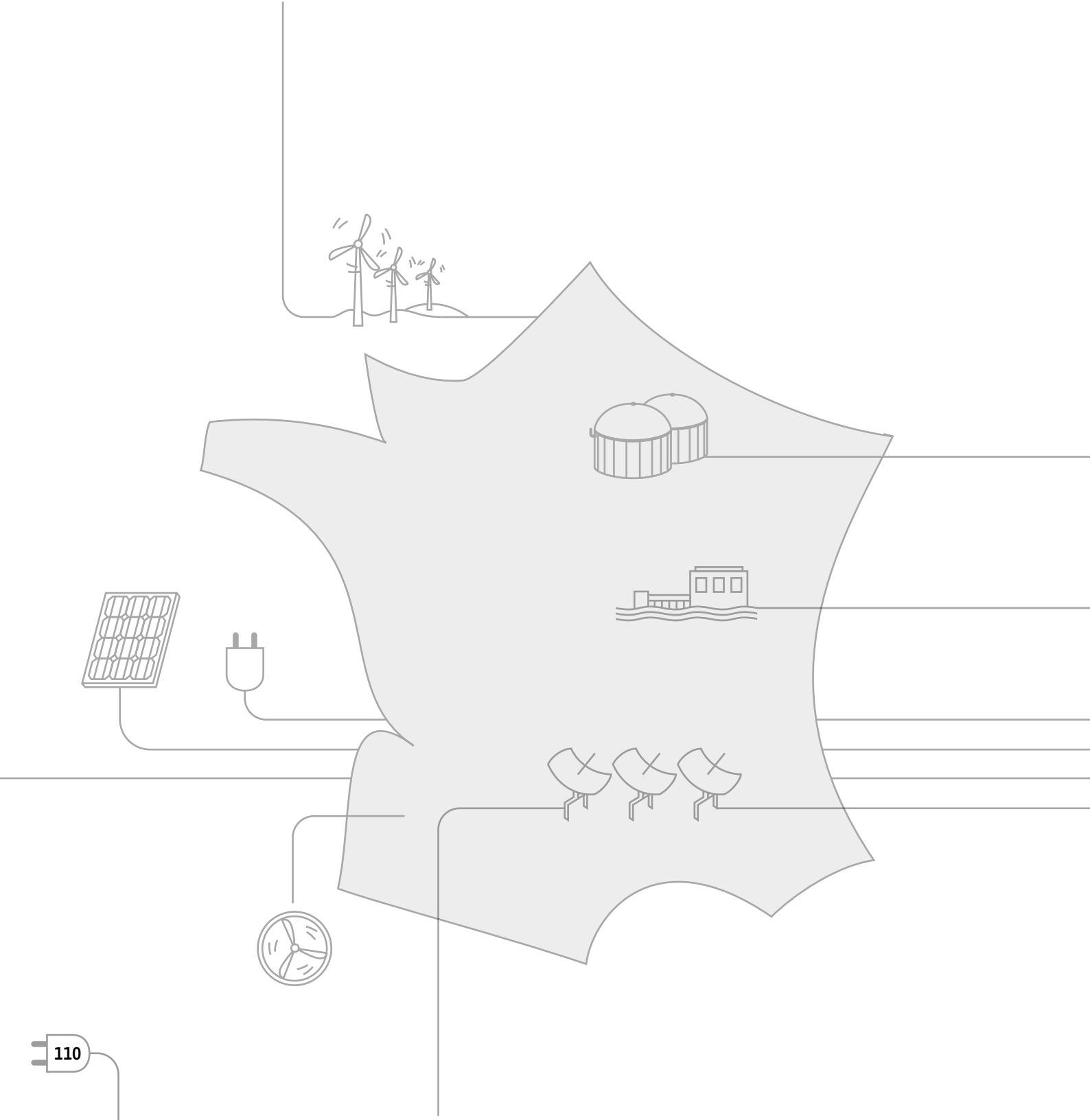
*pour être plus compétitives et réfléchissent aux moyens d'optimiser la partie amont des projets.*

### 3 Outre l'éolien en mer, d'autres énergies commencent à émerger comme l'hydrolien. Quelles sont les conséquences pour l'économie et l'emploi ?

*Que ce soit pour l'éolien comme pour les autres filières, il y a une forte création d'économie et d'emplois mais pas seulement sur le littoral, comme on le pense souvent. Les filières se développent grâce à des cabinets d'ingénierie, un écosystème scientifique et technique et des industriels sur l'ensemble du territoire français. C'est important de le souligner.*

*Parallèlement au développement des énergies marines, il y a une transformation des ports, et pas uniquement des grands ports maritimes, mais de tous les ports, pour accueillir notamment le stockage d'énergie puis les transports des énergies produites. Il y a des hubs qui se développent, dans l'Hexagone comme dans les territoires ultramarins.*

*Donc ce sont des filières très créatrices d'emplois. Pour continuer dans cette voie, nous devons travailler notre autonomie énergétique de manière mieux organisée pour être au maximum indépendants face à des compétiteurs hors Europe.* ●





# SYNTHÈSE

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables




à **Charles-Antoine Gautier,** directeur général de la FNCCR

**1 Le blocage politique du pays depuis l'été 2024 entrave fortement le développement des énergies renouvelables. Quels sont les impacts sur les projets des communes en la matière ?**

*Depuis l'été 2024, le blocage politique du pays a des conséquences majeures sur le développement des projets d'énergies renouvelables (EnR), notamment à l'échelle locale. Les collectivités territoriales, actrices essentielles de la transition énergétique et du développement territorial, sont particulièrement touchées. Néanmoins, il est important de rappeler que dans un contexte marqué par la volatilité des prix de l'énergie, les projets EnR offrent pourtant aux collectivités un levier stratégique pour renforcer leur souveraineté énergétique. En produisant une énergie locale, renouvelable et compétitive, ces projets constituent un outil clé de transition et de résilience pour les territoires et leur économie. Alors que les fractures territoriales se creusent et que les budgets communaux se resserrent, les EnR contribuent également à la rénovation et à la modernisation du patrimoine public. Cependant, l'instabilité politique actuelle engendre un climat d'attentisme généralisé. Faute de visibilité, de financements pérennes et de cadre réglementaire stable, les communes voient les projets EnR déjà engagés ralentir, tandis que les nouvelles initiatives sont souvent gelées. La prudence accrue des partenaires financiers, face à ce contexte incertain, complique encore davantage la structuration économique de ces projets locaux. Le cas du photovoltaïque illustre particulièrement cette situation : les collectivités ne disposent plus, à ce jour, des outils économiques nécessaires pour répondre aux obligations réglementaires de solarisation de leur patrimoine public.*

**2 Pendant la crise énergétique, la FNCCR s'était mobilisée afin que les collectivités puissent avoir un accès facilité aux contrats d'achat d'énergie (PPA). Où en sommes-nous aujourd'hui ?**

*L'année 2025 a marqué une étape majeure pour la transition énergétique en France avec la signature du premier contrat public d'achat direct d'énergies renouvelables (Cader ou PPA public). Le 21 mai, Nantes Métropole et Territoire d'énergie Loire-Atlantique (TE44) ont officialisé ce partenariat inédit, qui associe des acteurs publics du territoire à des producteurs locaux d'énergie dans une logique de coopération durable et de souveraineté énergétique. À l'issue de cette première consultation, les deux lots (éolien et photovoltaïque) ont été attribués à des exploitants :*

- *Valorem pour le parc éolien de Rouans (territoire de Pornic Agglo Pays de Retz) ;*

- *la SEM EnR44 pour le parc photovoltaïque de Six-Pièces à Machecoul-Saint-Même (Sud Retz Atlantique).*

*Au-delà de cette première concrétisation, les collectivités, depuis la crise de 2022-2023, cherchent à diversifier leurs modes d'approvisionnement énergétique. Elles étudient le développement de tous les circuits courts et de modèles d'autoconsommation, qu'ils soient individuels ou collectifs, en intégrant les différentes dérogations et extensions possibles. Parallèlement, elles explorent la mise en place de PPA publics portant sur de nouveaux actifs de production ou sur des sites de production arrivant à échéance des contrats avec l'État. Dans ce contexte, la FNCCR a édité un guide de référence sur le sujet intitulé « La conclusion de contrats de vente directe d'énergie renouvelable par les personnes publiques », afin d'accompagner le déploiement opérationnel de ces démarches innovantes.*

## 3 La FNCCR a développé Terza, un outil destiné à faciliter le dimensionnement des zones d'accélération des énergies renouvelables. Pouvez-vous nous le présenter ?

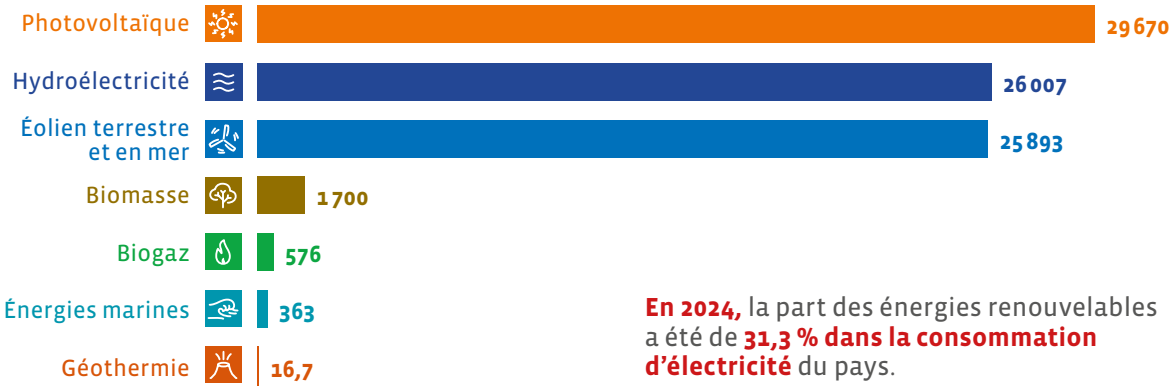
*L'objectif de Terza est de donner des ordres de grandeur utiles aux élus et aux acteurs territoriaux pour appréhender les quantités d'énergies renouvelables qu'ils peuvent raisonnablement chercher à déployer sur leur territoire. L'outil Terza se veut avant tout pédagogique et simple d'utilisation grâce à son interface web adaptable. Il permet une analyse du potentiel de production d'énergies renouvelables à l'échelle de l'ensemble des communes françaises, mais également des intercommunalités (EPCI). L'applicatif est alimenté par des données ouvertes (open data) et des modélisations réalisées par le bureau d'études et de conseil Énergies Demain. Les données de consommation de l'outil Terza sont issues du modèle de reconstitution des consommations Enerter, reconnu pour sa fiabilité. L'utilisateur peut aisément corriger ou ajouter des données plus précises, notamment grâce à l'appui de leur Aode (syndicat d'énergie – territoire d'énergie, métropole), qui dispose d'informations essentielles en matière d'énergie (production, distribution, consommation). L'application permet d'apprécier, dans une zone géographique donnée, quels sont les leviers à activer afin d'approcher, voire de dépasser, l'objectif de territoire autonome en énergie (démarche Tepos). En outre, Terza propose une distribution des consommations par secteur afin de rendre compte du profil du territoire en termes de répartition des consommations d'énergie.* ●

**Accéder à l'outil Terza :**
**https://tinyurl.com/33eurmst**

# TABLEAU DE BORD DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE EN FRANCE

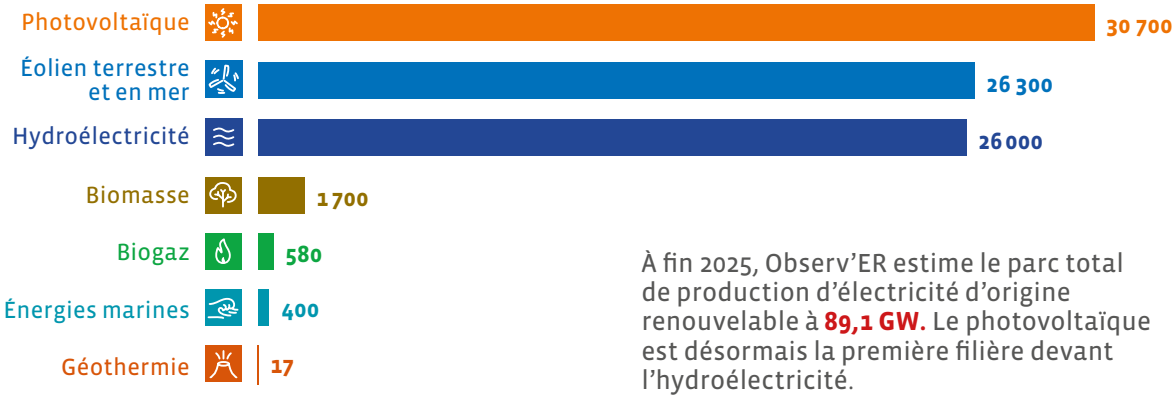
## *PARC ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE*

***Au 30 septembre 2025 en MW***



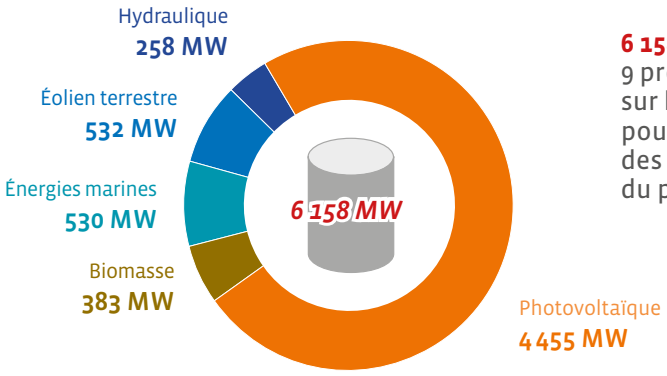

**En 2024,** la part des énergies renouvelables a été de **31,3 % dans la consommation d'électricité** du pays.

***Estimation à fin 2025 en MW***



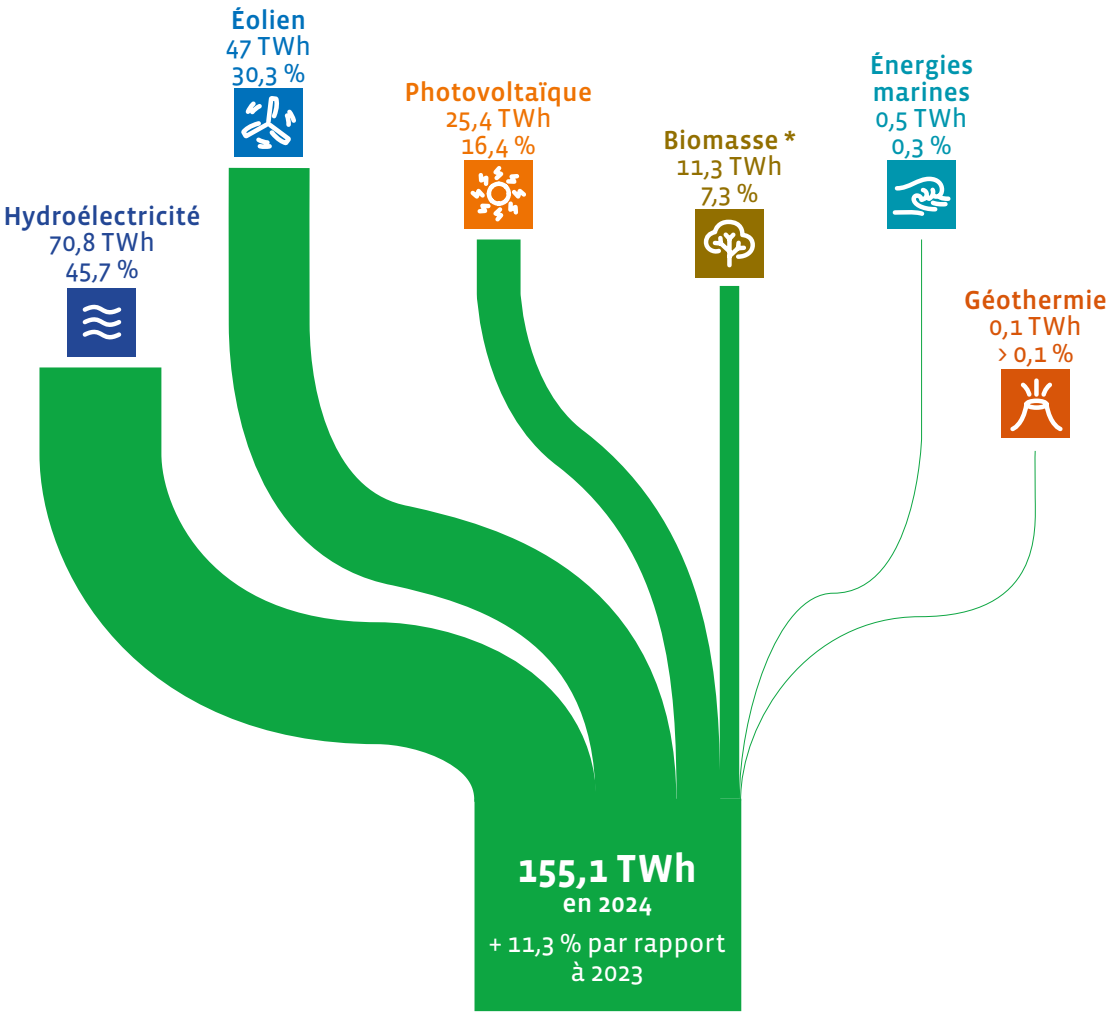

À fin 2025, Observ'ER estime le parc total de production d'électricité d'origine renouvelable à **89,1 GW.** Le photovoltaïque est désormais la première filière devant l'hydroélectricité.

## *CAPACITÉS RENOUVELABLES RACCORDÉES AU COURS DES TROIS PREMIERS TRIMESTRES 2025*

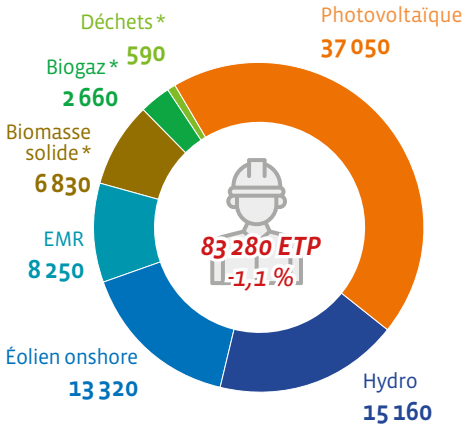



**6 158 MW** ont été ajoutés au cours des 9 premiers mois de 2025 (4 420 MW en 2024 sur la même période). Un chiffre record pour la France. Toutefois, **plus de 72 %** des nouvelles capacités proviennent du photovoltaïque.

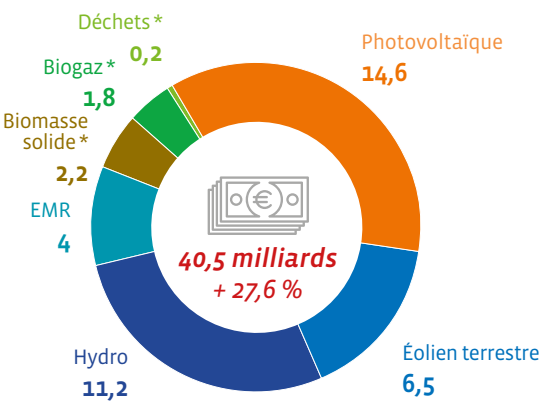
## DÉTAIL DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE EN FRANCE EN 2024




## EMPLOIS PAR FILIÈRE EN 2024




## ACTIVITÉ EN MILLIARDS D'EUROS EN 2024




** Chiffres pour toutes valorisations confondues (électricité et chaleur).*

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

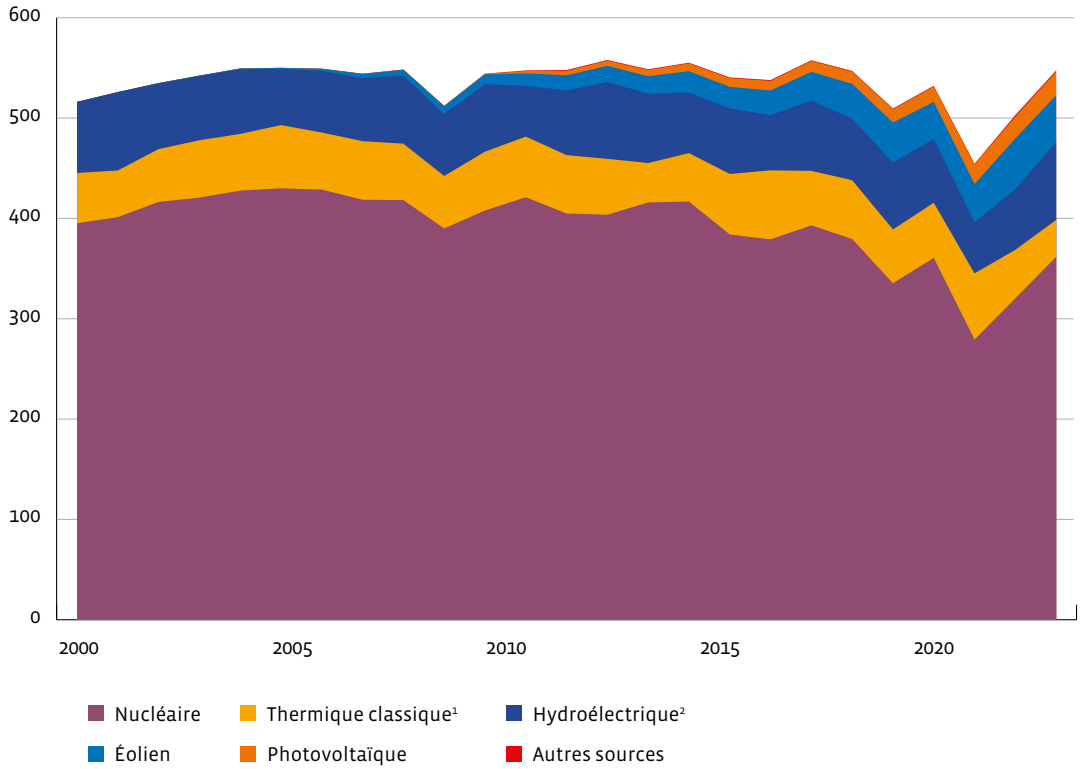
### *Le mix électrique français en 2024*

En 2024, la production nette d'électricité s'élève à 537 TWh. Elle augmente de 9 % par rapport à l'année précédente. Cette hausse s'explique d'abord par l'accroissement de la production nucléaire (+ 13 %, à 362 TWh), induite par l'amélioration de la disponibilité des réacteurs nucléaires en 2024. La production hydraulique progresse aussi nettement (+ 29 %, à 71 TWh, y compris pompage), l'année 2024 ayant été l'une des plus pluvieuses depuis 1959. La production photovoltaïque augmente également (+ 8 %, à 25 TWh), grâce au développement des capacités de production et en dépit d'un niveau d'ensoleillement le plus bas depuis trente ans. Par ailleurs, la production éolienne a reculé (- 8 %, à 47 TWh) en raison de conditions météorologiques moins favorables sur l'année.

## Graphique n° 1

*Évolution de la production nette d'électricité en France en TWh*

*Source : Sdes, « Bilan énergétique de la France »*



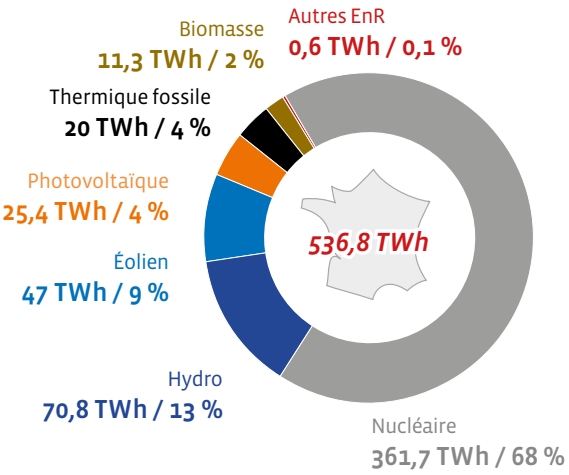

*1. Thermique à combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz fossile), biomasse ou déchets.*

*2. Y compris énergie marémotrice.*

*Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq Drom.*

## Graphique nº 2

***Production électrique française en 2024 (TWh)***




L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est pour l'essentiel assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. En 2024, la production de la filière d'électricité thermique diminue de 24 %, à 37 TWh, dans la lignée de la baisse constatée en 2023. Son bouquet est dominé par le gaz naturel, bien que la part d'énergies renouvelables thermiques (notamment de biomasse, de biogaz et de déchets renouvelables) soit de plus en plus importante (31 % en 2024 contre 23 % en 2023). La production d'électricité à partir de charbon et de produits pétroliers est en déclin régulier depuis plusieurs décennies.



*Parc éolien sur la commune de Rougé, (Loire-Atlantique.).*

VSB énergies nouvelles

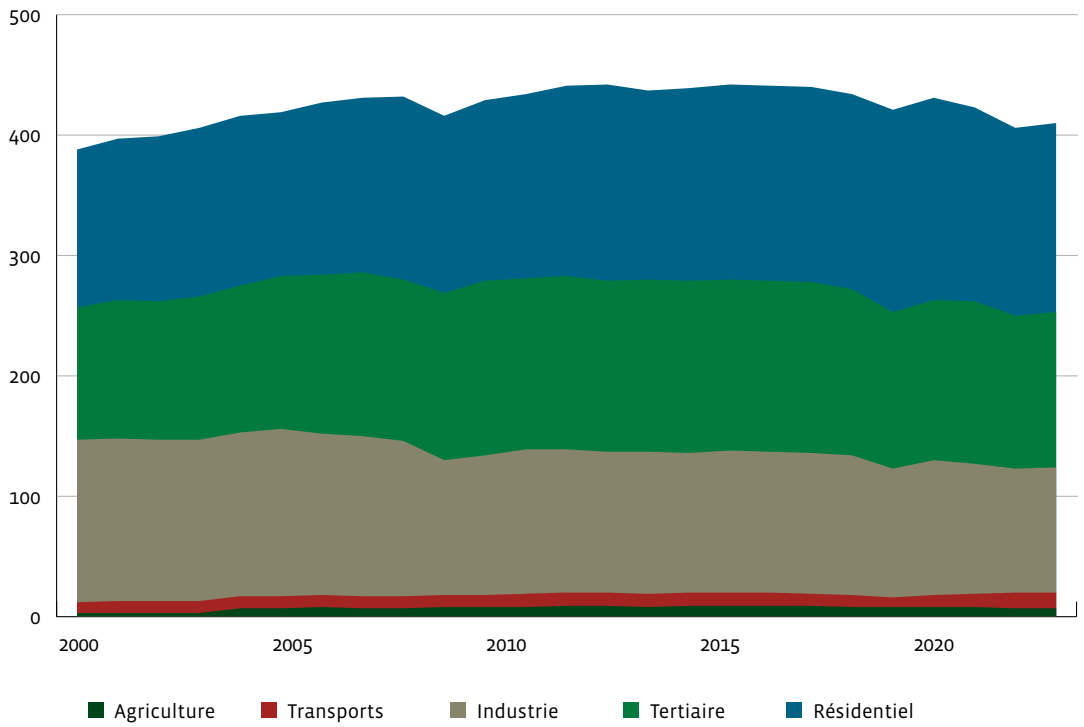
### *La consommation d'électricité en France en 2024*

En 2024, la consommation finale d'électricité corrigée des variations climatiques a été de 410 TWh, un chiffre en légère hausse de 1 % par rapport à 2023. Après avoir crû de 1,7 % par an entre 1990 et 2010, sous l'effet de la hausse de la consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire, la consommation d'électricité a connu une relative stabilité entre 2010 et 2021. Puis, dans un contexte de crise énergétique, elle diminue à partir de 2022 et reste, en 2024, inférieure de près de 6 % à son niveau de 2019. L'augmentation attendue de la consommation du pays, sous l'impulsion du développement des modes de transport électriques, de l'électrification des besoins thermiques et d'une réindustrialisation de l'économie, ne se fait pas ressentir. Le résidentiel représente 38 % de la consommation française d'électricité, devant le tertiaire (32 %) et l'industrie (25 %).

## Graphique nº 3

*Évolution de la consommation nette d'électricité en France en TWh*

*Source : Sdes, « Bilan énergétique de la France »*



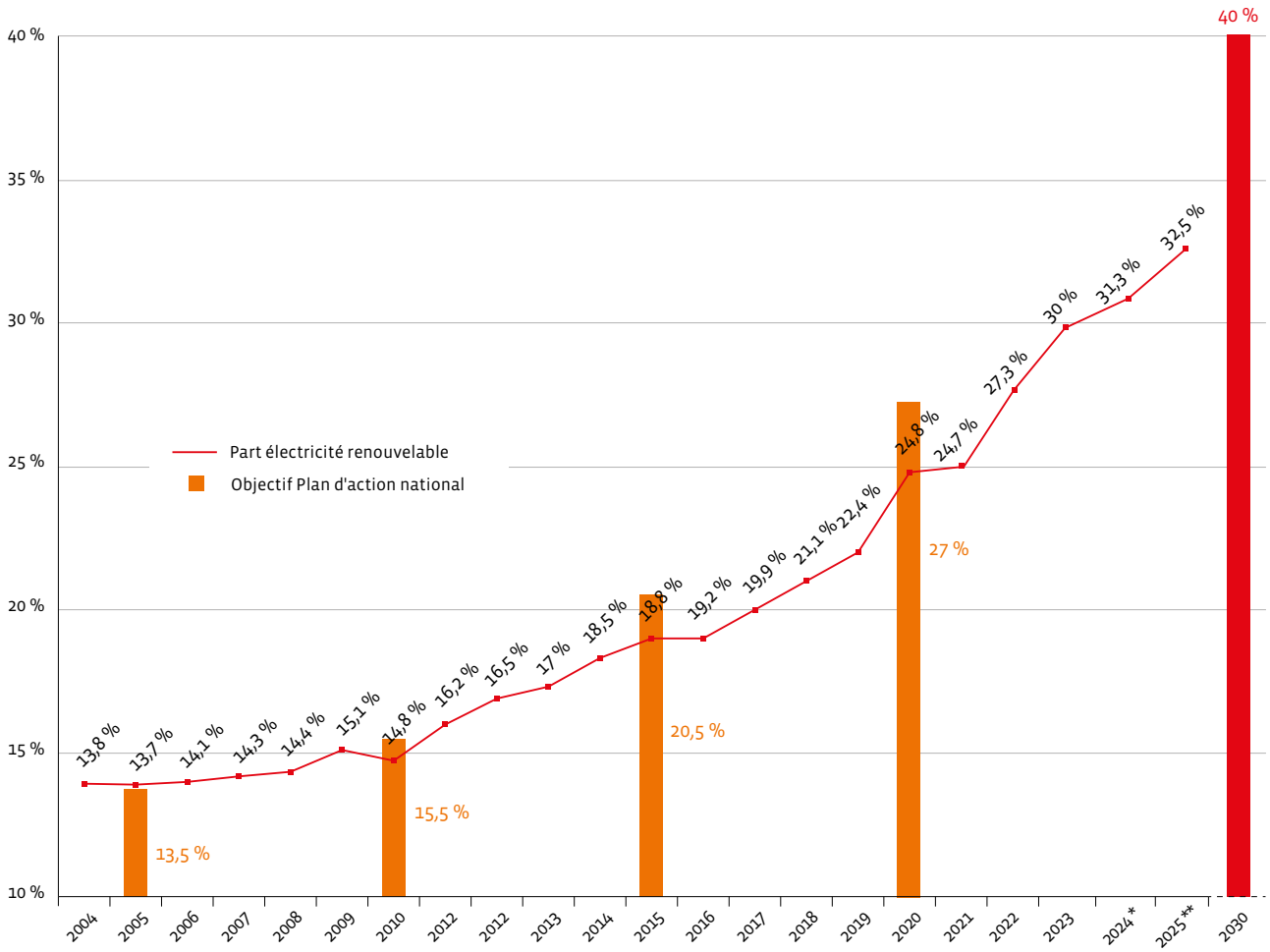

*(p) = provisoire*

*Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq Drom.*

## Graphique nº 4

***Évolution de la part renouvelable électrique dans la consommation française***

*Source : Sdes, 2025. * Chiffre provisoire. ** Estimation Observ'ER.*



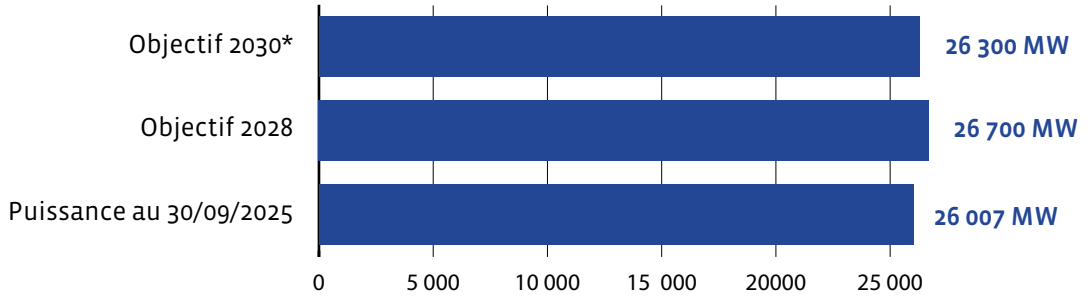

Pour 2024, les chiffres font état d'une part de 31,34 % d'électricité renouvelable dans la consommation annuelle du pays. Depuis 2021, cet indicateur en forte croissance a gagné 6,6 points en trois ans. La production d'électricité issue de source renouvelable est portée à la fois par de bonnes années de production hydroélectrique (notamment 2023 et 2024) et par la très bonne dynamique du photovoltaïque. Sur la base des premiers éléments de 2025, Observ'ER estime la part renouvelable électrique à 32,5 % pour 2025. À l'aune de cette tendance, l'objectif de 40 % pour 2030 semble atteignable. ●

# LES FILIÈRES ET LEURS OBJECTIFS

**En janvier 2026, la France était toujours dans l'attente de la publication officielle de sa nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3), qui fixera les objectifs de sa transition énergétique pour 2030 et 3035. D'ici là, le pays suit toujours la feuille de route de la PPE 2 datant de 2018 et qui affiche les niveaux à atteindre à fin 2028.**

## Hydroélectricité

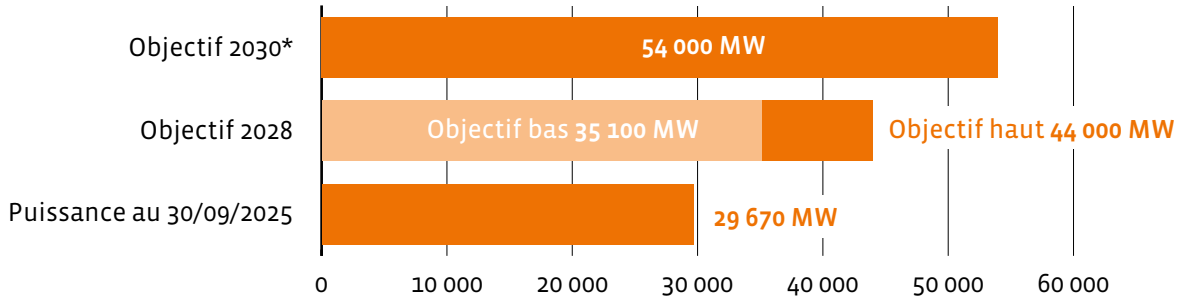
Pour l'hydroélectricité, l'objectif de la PPE 2 est de préserver et moderniser les capacités de production nationale. Il en va de même pour le projet de PPE 3, qui table même sur une légère diminution du parc national. L'enjeu pour le secteur reste toujours de développer son parc à partir d'un potentiel bien réel et de trouver de plus justes mécanismes financiers qui viendraient rémunérer le rôle d'équilibre du réseau que joue la filière.




** Objectif de la PPE 3 en attente de validation.*

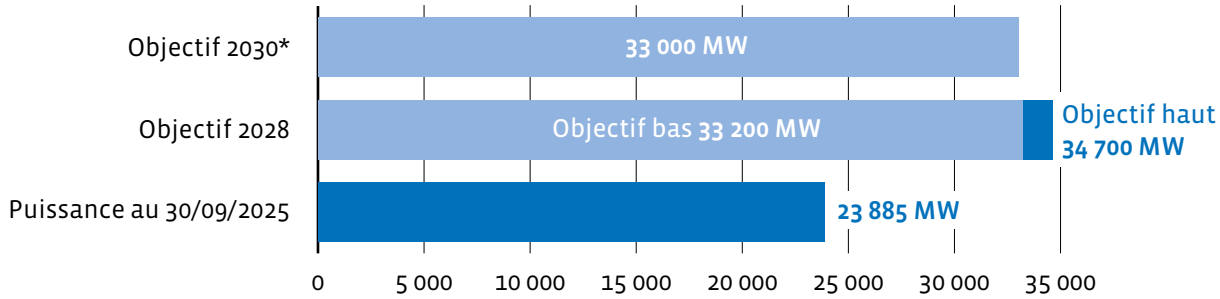
## Photovoltaïque

Le pari était loin d'être gagné, mais la filière photovoltaïque française est parvenue à rattraper son retard au début des années 2020 pour rejoindre la trajectoire de la PPE à fin 2028. Depuis 2023, le secteur ne cesse de renforcer son rythme de croissance à la faveur de ses deux grosses locomotives que sont le développement des grands parcs au sol et l'avènement de l'autoconsommation qui touche de larges profils d'installations. Cependant, le secteur redoute que l'arrêté tarifaire paru en mars 2025 ne vienne impacter sa dynamique en 2026.



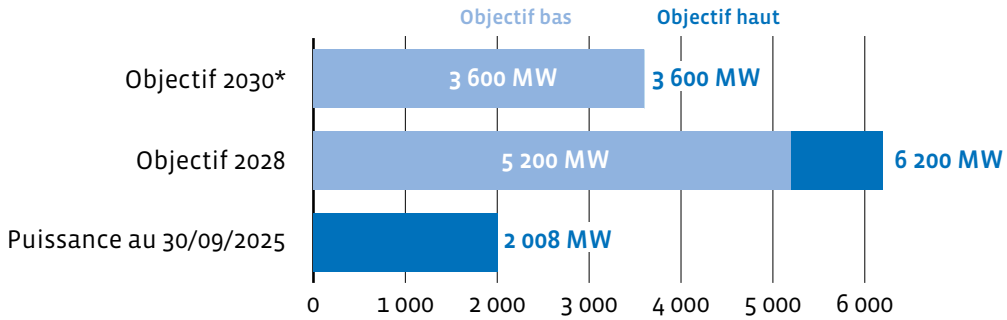
## L'ÉOLIEN TERRESTRE

Définitivement bloquée à un rythme de croissance annuelle moyen de l'ordre du GW par an, la filière éolien terrestre n'a jamais réussi à s'inscrire pleinement dans la trajectoire de ses objectifs. Le secteur a raté le niveau cible qu'il devait atteindre à fin 2023 (24 100 MW contre 23 458 MW effectifs à cette date) et reste très éloigné des échéances à 2028 ou 2030. Confronté à de nombreuses oppositions sur ses nouveaux projets, l'éolien terrestre est pourtant l'un des piliers de la transition énergétique nationale. L'enjeu est de parvenir à briser ce plafond de verre pour ne serait-ce qu'atteindre 2 GW chaque année.




## L'ÉOLIEN EN MER

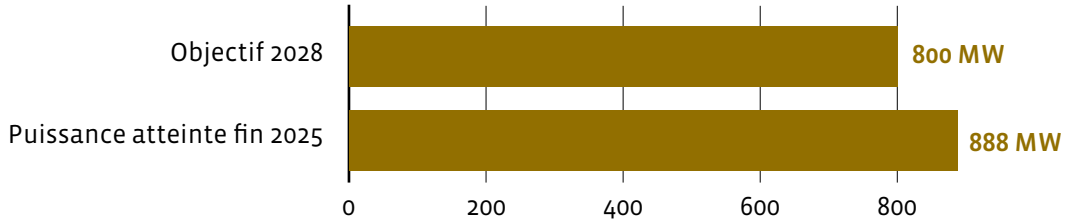
La future PPE 3 se base sur une nouvelle feuille de route pour l'éolien en mer qui acte des retards observés au cours des années passées et des parcs en chantier dont les mises en service vont s'étaler jusqu'à la fin de la décennie actuelle. La prochaine PPE propose donc sur une trajectoire bien en phase avec la dynamique du secteur, mais le défi sera de respecter les calendriers des futurs appels d'offres et qu'ensuite chaque chantier tienne ses délais.




** Objectifs PPE 3 à valider.*

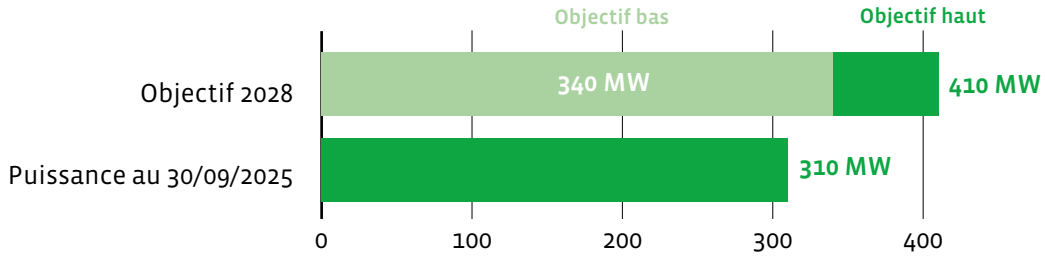
## Biomasse solide

Les objectifs de production d'électricité à partir de biomasse solide avaient été sous-dimensionnés dans la PPE 2. Avec 888 MW à fin 2025, la valeur cible pour 2028 (qui était la même que celle de 2023) a été atteinte. En termes de production d'électricité, la filière biomasse représente un enjeu mineur et, dans la nouvelle programmation, le secteur a été essentiellement tourné vers une valorisation thermique puisque aucun nouvel objectif n'a été assigné au secteur.



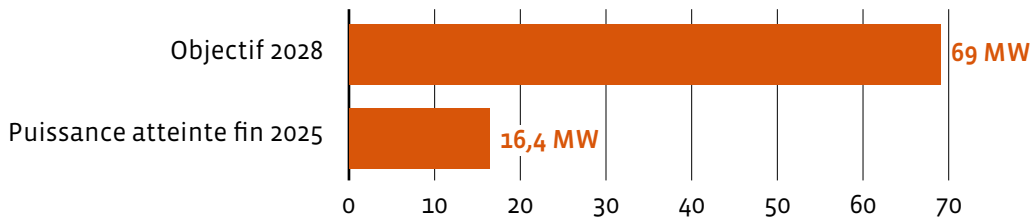

## Méthanisation

À l'instar de la situation dans la biomasse solide, les objectifs de production d'électricité à partir de méthanisation biogaz n'étaient pas très ambitieux. Dans la nouvelle programmation, il n'y a plus d'objectif pour la filière en matière de capacité électrique.Le secteur se tourne davantage vers l'injection de biométhane dans le réseau de gaz.




## Géothermie

La puissance géothermique électrogène française n'a pratiquement pas bougé depuis dix ans. Cependant, l'extension du site de Bouillante, désormais entamée et prévue pour 2026, devrait ajouter 11 MW au parc français. À l'heure ou l'énergie géothermique profite d'un plan national de relance, c'est surtout sur ses valorisations thermiques que l'État attend le secteur.



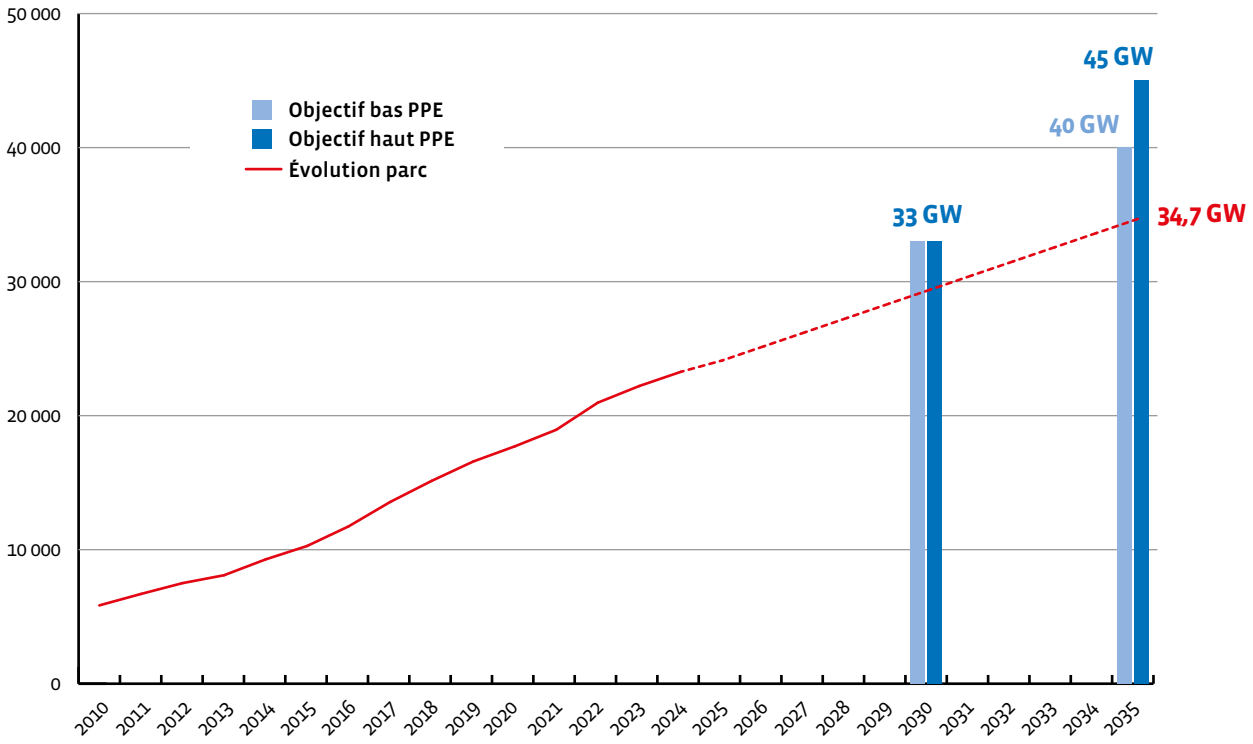
### Des objectifs très incertains pour l'éolien terrestre

Dans la PPE 3, les objectifs assignés à l'éolien terrestre enregistrent un recul par rapport à ceux du précédent texte de programmation. En effet, la filière visait un parc total raccordé compris entre 33,2 et 34,7 GW à fin 2028, alors que désormais les ambitions sont de parvenir à une capacité nationale de 33 GW pour fin 2030 puis de 40 à 45 GW à fin 2035. Les objectifs ont été décalés de deux ans, ce qui est plus en phase avec le rythme de développement moyen du secteur. Par ailleurs, le texte de la programmation met en avant l'enjeu de maintenir une haute qualité environnementale autour du développement des nouveaux sites, avec comme principal axe la réduction des impacts des machines sur l'avifaune et sur les populations situées à proximité (notamment sur la question des nuisances lumineuses). La projection à 2030 puis à 2035 du rythme de croissance observé sur la période 2023-2025 conduirait le secteur de l'éolien terrestre à rater ses objectifs à venir. En 2035, la filière n'atteindrait que 34,7 GW, soit un niveau largement en deçà de la fourchette basse de la PPE 3.

## Graphique nº 5

*Projection de la filière éolien terrestre et objectifs de la PPE 3 à 2030 et 2035*

*Source : Observ'ER*



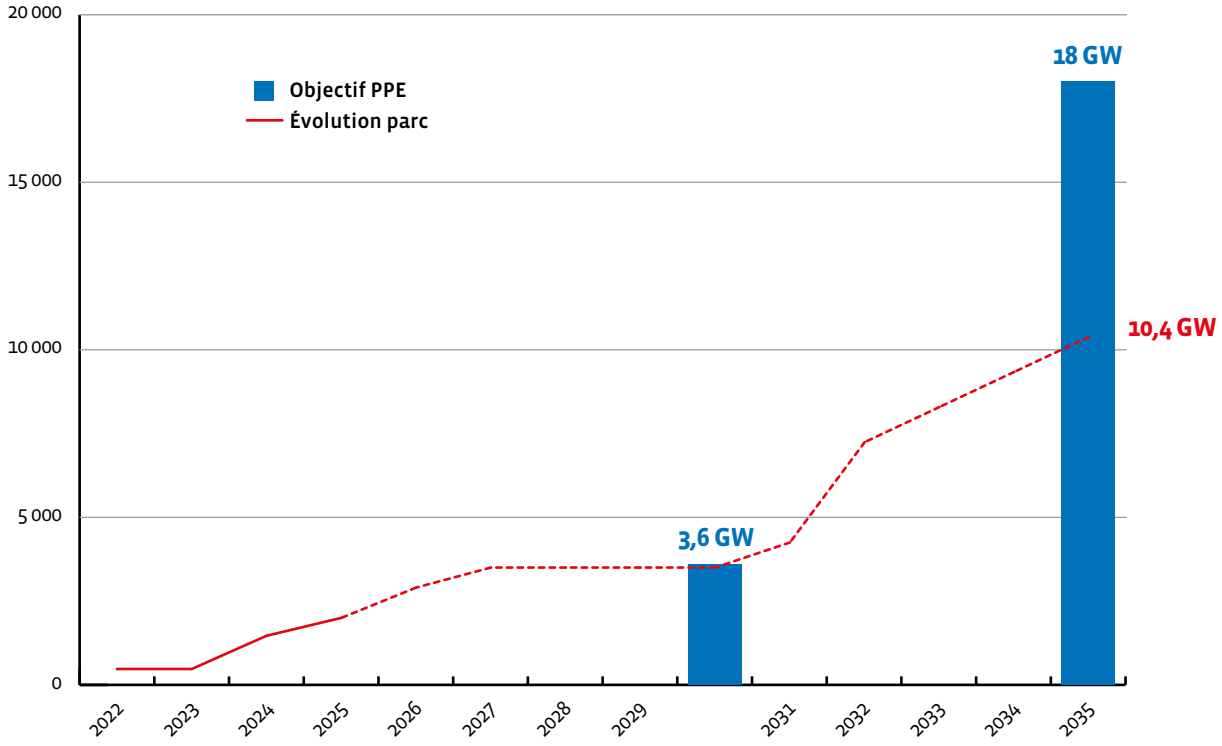
### L'ÉOLIEN EN MER SUSPENDU AUX PROCHAINS APPELS D'OFFRES

En termes d'objectifs, l'éolien offshore français vise 3,6 GW à fin 2030 puis 18 GW à fin 2035. Sauf nouveaux gros retards, la première échéance devrait être validée avec les mises en service, entre 2026 et 2027, des projets de Dieppe-Le Tréport, Courseulles et Dunkerque. Pour l'horizon 2035, c'est en revanche beaucoup plus incertain. Le succès repose sur l'achèvement sans gros retards des projets issus des appels d'offres 8 et 9 (pour un total de 3,75 GW) et sur la réussite d'un très ambitieux appel d'offres 10 attendu pour 2026 et qui devrait porter sur 8 à 10 GW.

## Graphique nº 6

*Projection de la filière éolien en mer et objectifs de la PPE 3 à 2030 et 2035*

*Source : Observ'ER*



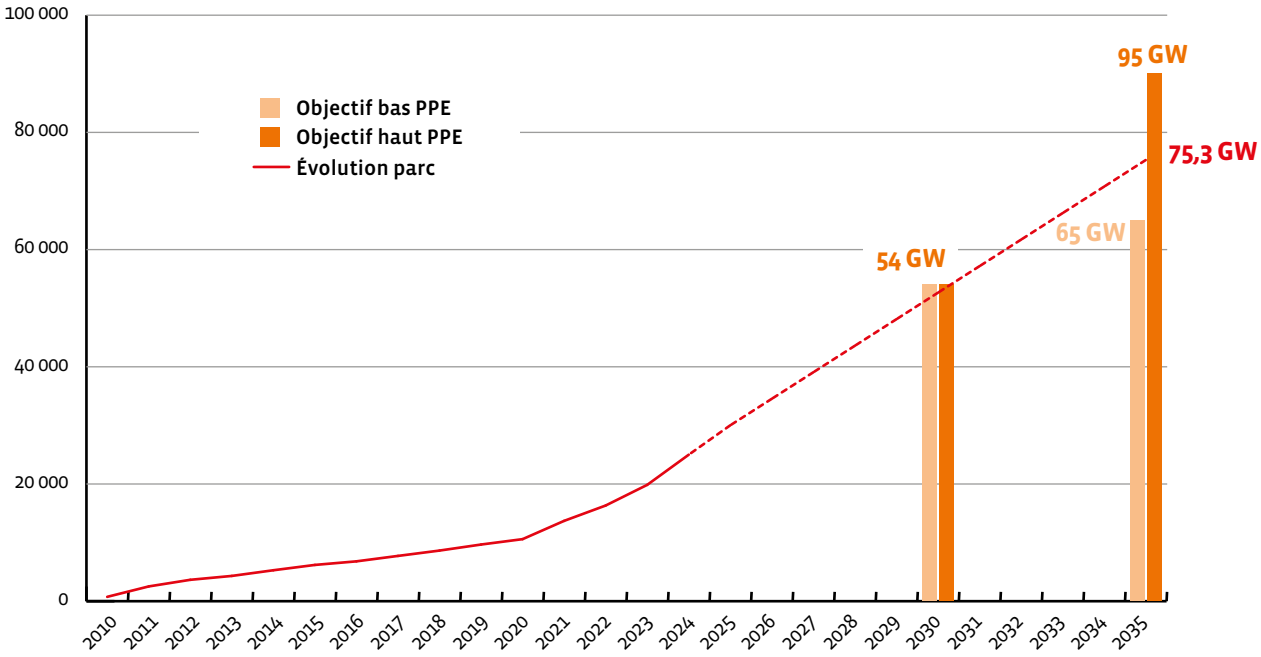
### *Le photovoltaïque devra tenir la cadence*

Le photovoltaïque est appelé à consolider sa place de première filière renouvelable en termes de puissance dans les dix ans à venir. Alors que la précédente programmation attendait la filière solaire entre 35,1 et 44 GW fin 2028, les ambitions ont été nettement rehaussées puisque désormais le parc solaire français a des objectifs à 54 GW fin 2030 puis entre 65 et 90 GW fin 2035. Là aussi, c'est un rythme qui est en phase avec ce qu'expérimente le secteur en France depuis trois ans, mais l'immense enjeu sera de tenir cette cadence pendant une décennie. L'ajout de 4,5 GW chaque année amènerait la filière à un parc de 75,3 GW fin 2035. Une gageure car, comme pour l'ensemble des autres technologies, le développement du photovoltaïque devra se faire dans des conditions qui devront limiter les impacts sur la biodiversité et sur les populations, en composant avec une forte pression foncière.

## Graphique nº 7

*Projection de la filière photovoltaïque et objectifs de la PPE 3 à 2030 et 2035*

*Source : Observ'ER*



# QUELS COÛTS DE PRODUCTION POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES ?

**Sur le temps long, l'électricité renouvelable n'a cessé de gagner en compétitivité grâce à une baisse continue de ses coûts de production. La crise énergétique de 2021-2022 a percuté cette tendance, avec une remontée des prix des équipements et des financements, mais surtout avec une flambée des prix du gaz, qui induit des effets ambigus sur le paysage énergétique global : cela augmente le coût de production de certaines filières tout en rendant l'électricité renouvelable plus compétitive face aux énergies fossiles. Ce paradoxe est exploré dans le chapitre suivant.**

L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) réalise régulièrement depuis 2016 un suivi des coûts de production des énergies renouvelables. Le dernier travail en date a été publié en janvier 2025 avec une analyse de l'évolution des coûts sur la période 2012-2022 en France métropolitaine. Le suivi de ces coûts est un outil indispensable pour guider les investisseurs dans leurs décisions en leur donnant des éléments de références, mais également pour juger de l'efficacité des politiques publiques destinées à promouvoir le développement des technologies renouvelables.

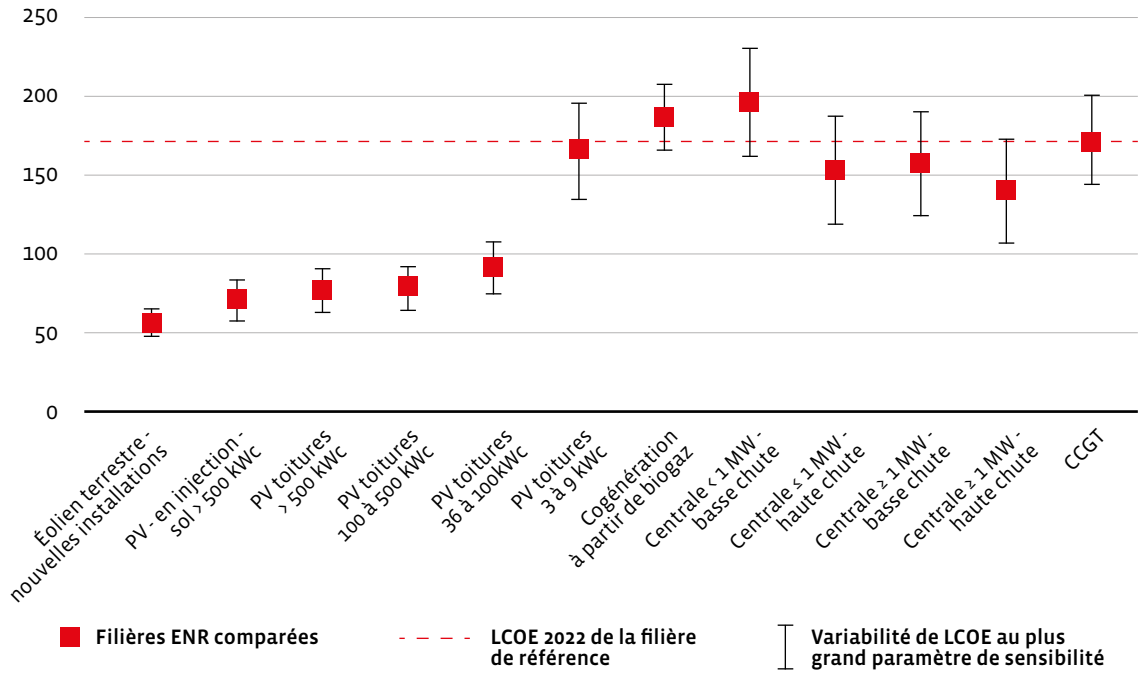
Les estimations proposées par l'Ademe sont d'autant plus éclairantes que la période considérée comprend les effets des bouleversements survenus en 2021 et 2022. Après près d'une décennie de recul des coûts dans les énergies renouvelables et de récupération, les cartes ont été rebattues avec l'explosion des prix de l'énergie en Europe, amorcée fin 2021 puis accentuée par la guerre en Ukraine. Le gaz naturel a atteint des sommets historiques, et a entraîné dans son sillage l'électricité et les autres combustibles fossiles. L'inflation généralisée a alourdi les investissements nécessaires dans les technologies énergétiques, tandis que les filières dépendantes des combustibles fossiles ou grosses consommatrices d'électricité ont vu leurs charges d'exploitation fortement bondir. Ces évolutions ne sont pas neutres au regard des trajectoires de compétitivité, avec des répercussions différenciées selon les filières.

Les données de ce chapitre, directement issues de l'étude de l'Ademe, présentent des évaluations des plages de variation de la valeur du coût moyen complet de production d'un mégawattheure (LCOE). La méthode du LCOE propose une évaluation des coûts complets de production d'une source d'énergie en y incluant les coûts d'investissement et d'exploitation des équipements sur toute sa durée de vie. En revanche, cette approche n'intègre pas les impacts indirects du développement des énergies renouvelables sur le système énergétique dans son ensemble, qu'ils soient positifs (pollution évitées ou retombées économiques) ou négatifs (par exemple un besoin accru de flexibilité pour le système électrique). Par ailleurs, les coûts sont exprimés hors aides publiques.

## Graphique nº 8

***LCOE des filières renouvelables électriques en 2022 et comparaison avec une centrale à gaz (en € HT/MWh)***

*Source : étude « Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération entre 2012 et 2022 », Ademe, édition 2024*




*Remarque : Le LCOE de la catégorie « PV et toitures 3 à 9 kWc » correspond à la moyenne des LCOE calculés hors taxes des installations PV en injection de 3 kWc en IAB, 3 kWc en surimposition, de 9 kWc en ISB et de 9 kWc en surimposition.*

En 2022, la quasi-totalité des filières renouvelables électriques affichait des coûts de production inférieurs à ceux des centrales à cycle combiné gaz (CCGT), utilisées comme référence. Ces dernières ont vu leur LCOE bondir à 172 €/MWh en moyenne, sous l'effet de la hausse du prix du gaz. Les filières de production d'électricité renouvelable semblent former deux groupes distincts. Un premier, avec des coûts de production dans le voisinage de ceux la filière gaz de référence en 2022 : les installations de cogénération à partir de biogaz, les petites centrales hydrauliques et le petit photovoltaïque résidentiel de 3 à 9 kW en toiture. La petite hydroélectricité présente une grande diversité de résultats.

Les centrales de moins de 1 MW en basse chute affichaient des coûts supérieurs à 190 €/MWh, donc moins compétitifs que les CCGT, tandis que des projets de plus grande puissance restaient plus avantageux, autour de 150 €/MWh. La cogénération à partir de biogaz, quant à elle, affichait des coûts estimés à 188 €/MWh, confirmant sa moindre compétitivité, bien que son rôle reste pertinent pour la valorisation des déchets organiques et la flexibilité des réseaux. Pour le photovoltaïque résidentiel de petite puissance en toitures, le LCOE dépasse les 180 €/MWh, ce qui reflète le poids proportionnellement plus élevé des coûts fixes sur les petites puissances. Le



*Centrale solaire de Menestreau (Nièvre).* EDP

second groupe est constitué des nouvelles installations de l'éolien terrestre (la filière électrique renouvelable la plus compétitive avec 59 € HT/MWh) et des projets photovoltaïques de grande puissance, au sol et en toitures. Ces derniers montrent des résultats plus variables en fonction de leur puissance, mais demeurent tous encore très en deçà du coût des centrales au gaz.

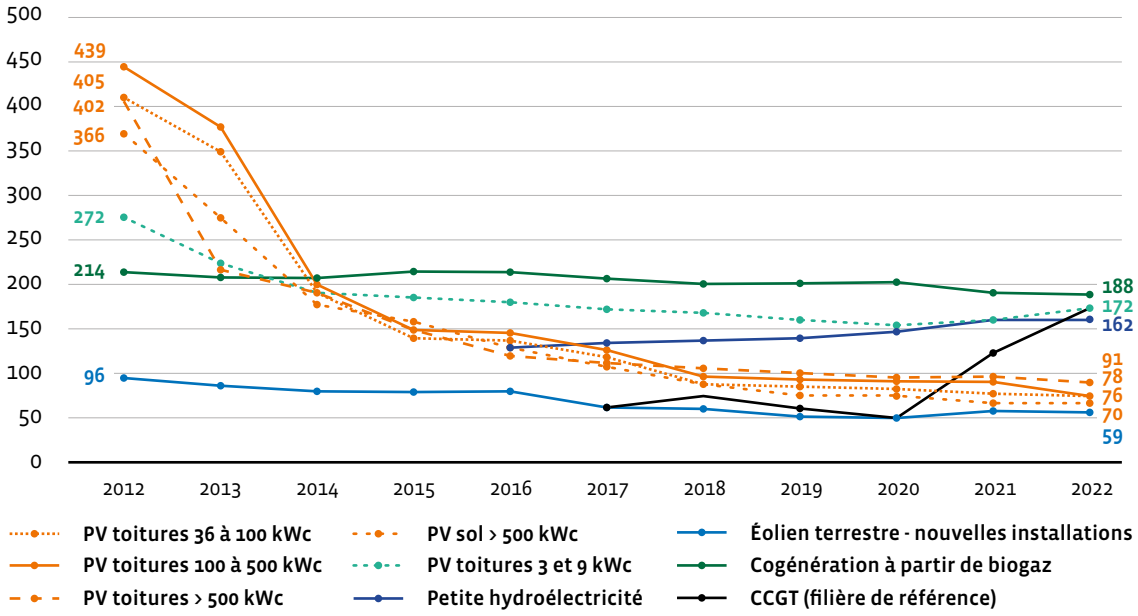
### *Taux d'actualisation*

***Le taux d'actualisation est un élément clé pour calculer le coût réel de production d'une énergie. Il représente, en quelque sorte, le « prix » de l'argent investi : plus ce taux est élevé, plus le coût de l'électricité produite (LCOE) apparaît important. Dans l'étude de l'Ademe, ce taux correspond au « coût moyen pondéré du capital », c'est-à-dire à la combinaison du coût des emprunts et de la rémunération attendue par les investisseurs. Le choix du taux dépend du type de technologie et de son niveau de maturité. Pour les grandes centrales solaires au sol et l'éolien terrestre, un taux de 4 % a été retenu, identique à celui de la précédente étude. Pour les petites installations solaires sur les toits, souvent financées par des ménages, un taux plus bas de 2 % a été choisi. Enfin, pour l'hydroélectricité, le taux retenu est de 5 %. En résumé, plus une technologie est considérée comme stable et largement diffusée, plus le taux d'actualisation appliqué est faible, ce qui allège le coût estimé de l'électricité produite.***

## Graphique nº 9

***Évolution des LCOE de l'électricité renouvelable de 2012 à 2022 (en € HT/MWh)***

*Source : étude « Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération entre 2012 et 2022 », Ademe, édition 2024*




Le graphique n° 5 montre l'évolution des LCOE des installations renouvelables électriques en injection totale (c'est-à-dire sans autoconsommation) entre 2012 et 2022. Le solaire photovoltaïque est la filière qui a connu la plus forte baisse de coûts : en huit ans, ceux-ci ont été divisés par quatre à cinq selon les segments. Cette réduction s'explique principalement par la baisse continue du prix des modules et la standardisation des procédés d'installation. L'éolien terrestre a suivi une dynamique similaire, bien que moins marquée : ses coûts ont diminué d'environ 40 % entre 2012 et 2020, grâce à l'amélioration des performances des machines (pales plus longues, puissances unitaires plus élevées), permettant une production accrue d'électricité sur un même site. L'hydroélectricité, déjà une filière mature, a connu des évolutions plus limitées, mais reste globalement compétitive dans de nombreuses configurations. Le biogaz a enregistré une baisse plus modeste de ses coûts, d'environ 6 % sur la décennie. Du côté des filières fossiles, les centrales à gaz sont restées compétitives jusqu'en 2020. En 2017, leur LCOE était même inférieur à celui de nombreuses filières renouvelables, grâce à un prix du gaz relativement bas sur les marchés internationaux. Mais la tendance s'est inversée à partir de 2021 : le coût de l'électricité issue du gaz a été multiplié par plus de trois en deux ans, tandis que les projets renouvelables n'ont connu qu'une hausse de 5 à 10 % selon les segments. En 2022, toutes les filières renouvelables électriques étudiées – y compris celles aux coûts encore relativement élevés, comme la petite hydroélectricité ou la cogénération au biogaz – affichaient une compétitivité réelle face aux centrales thermiques à gaz.

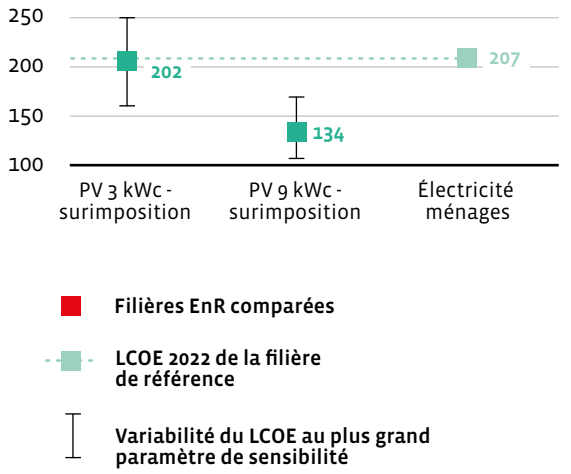
## Le photovoltaïque encore pertinent pour les particuliers

Le segment des installations photovoltaïques de petite puissance pour les particuliers (moins de 9 kWc) en autoconsommation a montré une bonne résilience depuis le début de la crise énergétique. En 2022, avec un LCOE compris entre 112 et 168 € TTC/MWh, la production d'électricité issue d'installations de 9 kWc restait inférieure au prix moyen de l'électricité du réseau (207 € TTC/MWh), et ce quel que soit le niveau d'ensoleillement ou la localisation. La situation est plus nuancée pour les petites installations de 3 kWc ou moins. Leur coût de production est globalement proche du tarif résidentiel de l'électricité du réseau. Deux cas de figure se distinguent. Dans les régions du Nord, le coût dépasse celui de l'électricité du réseau (252 € TTC/MWh), tandis que dans les régions du Centre, du Sud-Ouest et du pourtour méditerranéen, il est plus avantageux, avec un coût compris entre 168 et 202 € TTC/MWh.

## Graphique nº 10

*LCOE des installations photovoltaïques de petite puissance en autoconsommation (en € HT/MWh)*

*Source : étude « Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération entre 2012 et 2022 », Ademe, édition 2024*




*Remarque : le prix de l'électricité pour les ménages correspond au prix moyen 2022 donné par le Sdes (2024). Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2023.*

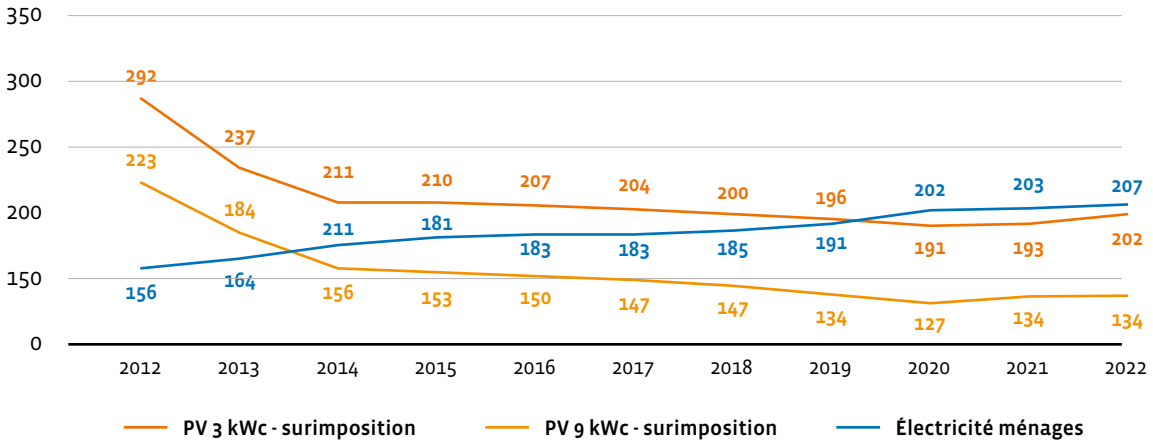

Autoconsommation photovoltaïque à Condrieu (Rhône).

Solarcoop

## Graphique nº 11

***Évolution des LCOE de l'électricité photovoltaïque en autoconsommation (en € constants TTC/MWh)***

*Source : étude « Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération entre 2012 et 2022 », Ademe, édition 2024*

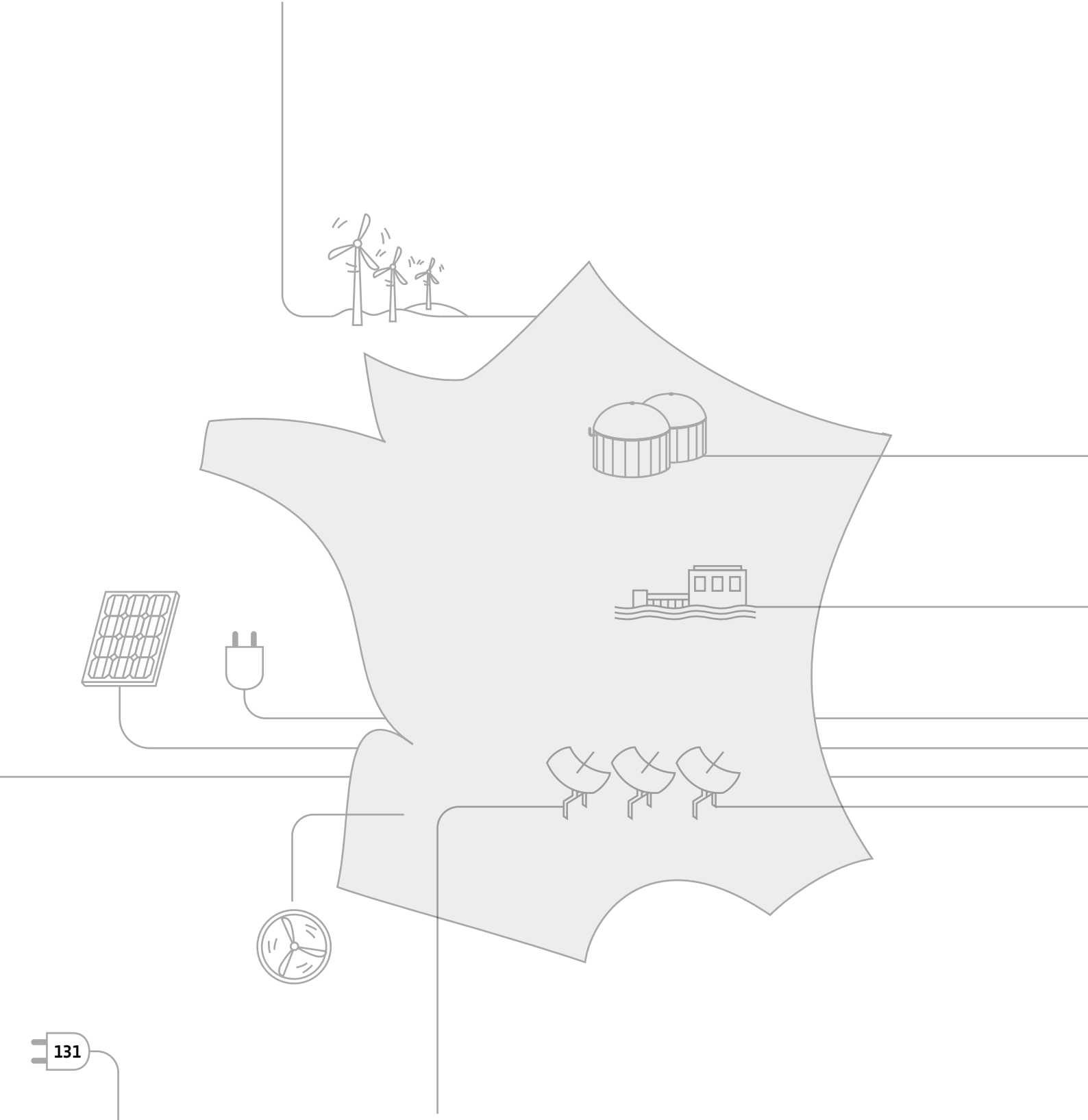



Sur le segment des installations destinées aux particuliers, l'évolution des coûts entre 2012 et 2022 reflète bien les tendances marquantes de la période. Le graphique n° 8 illustre une première phase, entre 2012 et 2020, marquée par une baisse continue des LCOE des installations solaires, comprise entre 35 et 50 % selon la puissance. Cette diminution résulte surtout de la baisse des coûts d'investissement, elle-même liée au recul du prix des modules. En revanche, entre 2021 et 2022, une hausse d'environ 5 % des coûts globaux a été observée, en raison des tensions sur les chaînes d'approvisionnement provoquées par la pandémie de Covid-19. Cette augmentation reste toutefois limitée et n'a pas remis en cause la compétitivité des installations, puisque, dans le même temps, les prix de l'électricité du réseau ont progressé d'environ 2 % (corrigés de l'inflation).

### QUELLES PERSPECTIVES POUR 2023-2024 ?

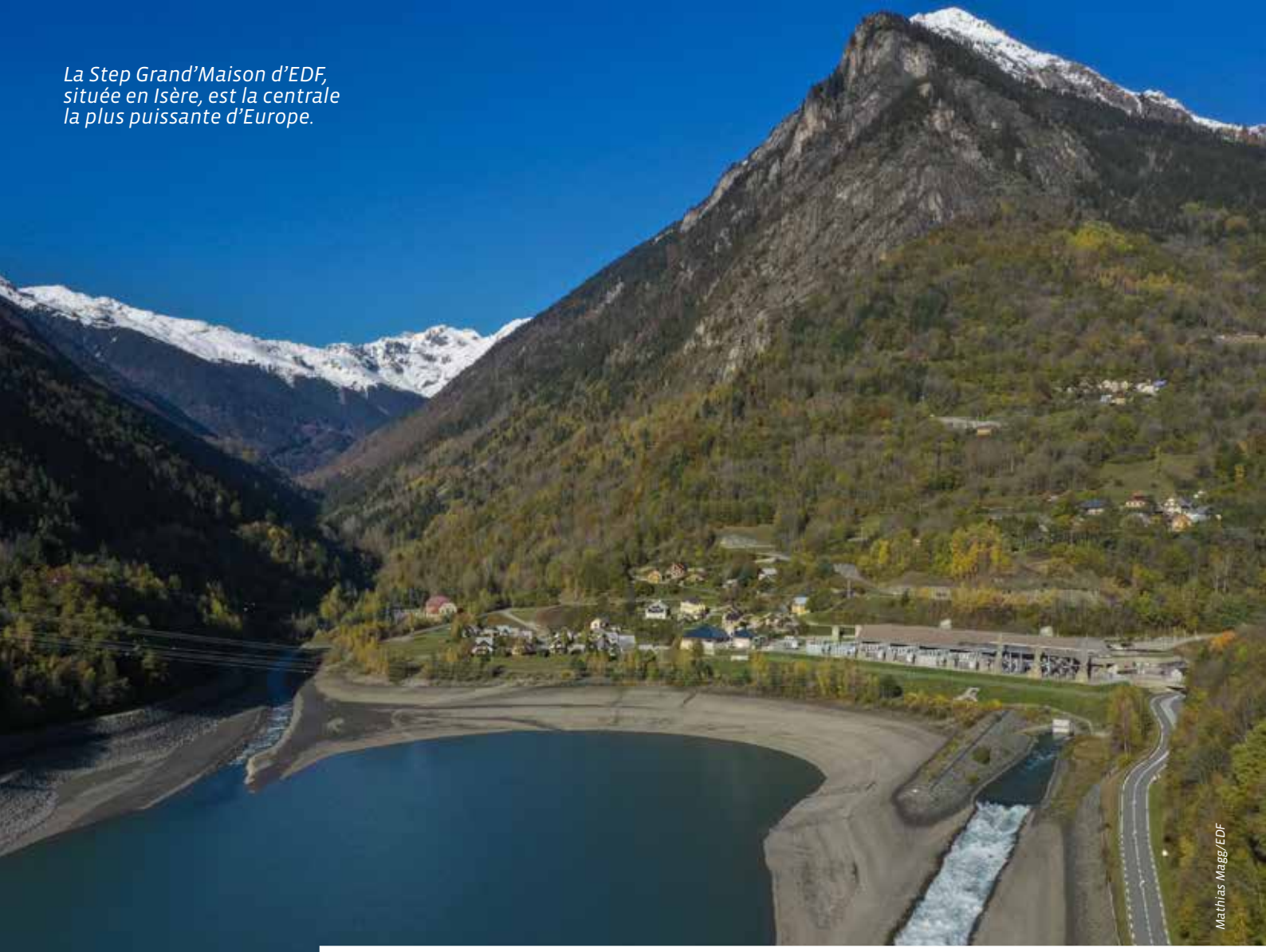
Pour les applications photovoltaïques, les premières tendances observées au-delà de 2022 suggèrent une reprise de la baisse des coûts de l'électricité produite. Après un épisode de fortes tensions sur l'approvisionnement des panneaux, les prix des modules photovoltaïques ont amorcé une nouvelle décrue dès 2023, qui s'est poursuivie depuis, reflet de la surproduction en Chine.

En ce qui concerne l'éolien terrestre, les perspectives semblent moins bien orientées. L'augmentation des prix des matières premières, les tensions d'approvisionnement sur plusieurs composants ont impacté à la hausse les coûts des projets. D'un point de vue financier, l'augmentation des taux d'intérêt entre 2021 et 2023 a alourdi les coûts de financement des nouveaux sites éoliens, par nature à forte intensité capitalistique. Ces effets inflationnistes sont survenus sur la fin de la période d'étude de l'Ademe (2021-2022) et vont se manifester sur les projets mis en service en 2023-2024. Enfin, depuis la fin de l'année 2022, la baisse des prix du gaz naturel sur les marchés de gros a participé à améliorer la compétitivité des centrales à cycle combiné gaz, atténuant ainsi l'écart creusé avec l'électricité renouvelable durant la crise énergétique. ●





# LE DOSSIER DU BAROMÈTRE



*La Step Grand'Maison d'EDF, située en Isère, est la centrale la plus puissante d'Europe.*

Mathias Magg/EDF

**Avec le développement massif des énergies renouvelables, la France doit relever le défi de l'équilibre de son réseau électrique. Les technologies de stockage ont ici un rôle crucial à jouer. Entre Step historiques et stockage sur batteries, la France structure sa filière tout en surveillant ses enjeux de souveraineté industrielle et de sécurisation des matières premières.**



# LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN FRANCE

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

Pour réduire sa dépendance aux énergies fossiles, la France actionne plusieurs leviers. En tête : la sobriété énergétique dans l'ensemble de l'économie et de la société, et la diversification du mix énergétique avec un recours croissant aux renouvelables. De plus, comme l'Union européenne en général, la France mise aussi sur une électrification massive des usages – transports, chauffage, industrie – accompagnée d'un essor d'une production d'énergie décarbonée qui, à court terme, passe par un développement des parcs éolien et photovoltaïque. Les chiffres témoignent de cette progression : la part de l'électricité renouvelable dans la consommation française est passée de 18,8 % en 2015 à 24,8 % en 2020, puis à 31,3 % en 2024. Une hausse soutenue, en ligne avec l'objectif fixé à 40 % d'ici 2030. Mais cette transition impose une contrainte majeure aux réseaux électriques : maintenir en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande, faute de quoi un black-out pourrait survenir.

Or, cet équilibre devient de plus en plus complexe. La demande connaît désormais des pics plus marqués – en été avec la climatisation, en hiver avec le chauffage – tandis que l'offre dépend de productions renouvelables par nature variables. Résultat : le système doit gagner en flexibilité. Plusieurs solutions sont déjà mobilisées. Côté production, l'hydroélectricité et la biomasse offrent une certaine marge de manœuvre grâce à leur capacité de modulation. Côté consommation, l'effacement de gros consommateurs lors des périodes de tension progresse. Les interconnexions entre pays européens, elles, permettent d'acheminer les excédents produits ici vers les zones en pointe ailleurs. Cependant, l'axe d'ajustement entre offre et demande d'électricité le plus en développement est celui du stockage.

### *Garder le tempo – le rôle du stockage dans l'équilibrage du réseau*

***En sus de la simple question de la gestion des volumes d'énergie, le stockage joue un rôle central dans la stabilité instantanée du réseau électrique. En France comme dans toute l'Europe, le courant alternatif circule à une fréquence de 50 Hz. Cette fréquence doit rester stable, avec une tolérance de seulement plus ou moins 0,2 Hz. Le moindre déséquilibre entre production et consommation fait fluctuer cette fréquence, et une dérive trop importante pourrait provoquer des coupures en cascade, voire un black-out généralisé.***

***RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, dispose de plusieurs réserves de puissance pour maintenir cet équilibre. La réserve primaire intervient en quelques secondes, de manière automatique, pour corriger les écarts de fréquence. La réserve secondaire prend le relais après quelques minutes, permettant à RTE d'ajuster plus finement la production pour ramener la fréquence à 50 Hz. Enfin, la réserve tertiaire constitue la dernière ligne de défense, mobilisable en une quinzaine de minutes pour gérer des déséquilibres plus importants ou prolongés.***

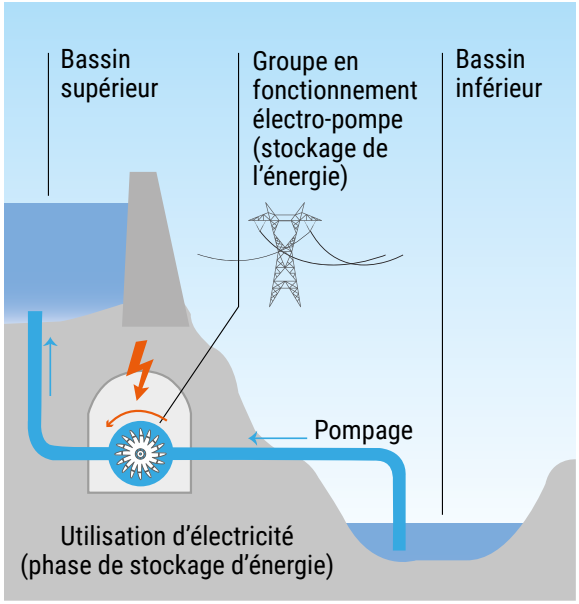


**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

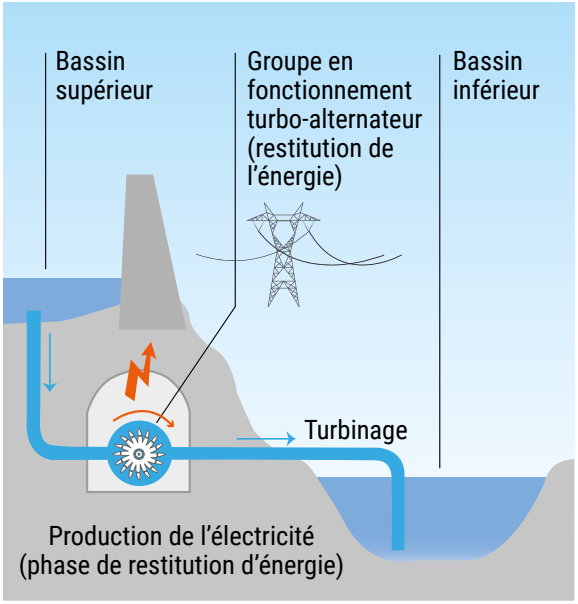
## Une multitude de technologies

Les systèmes de stockage de l'électricité se déclinent aujourd'hui en une large palette de technologies, chacune pensée pour un usage bien précis. Leur principe, en revanche, reste le même : convertir l'électricité en une autre forme d'énergie – mécanique, chimique ou gravitaire – pour la conserver, puis la restituer au moment où le réseau en a le plus besoin. Au cœur de ce paysage, les stations de transfert d'énergie par pompage (Step) tiennent une place historique. Et pour cause : elles constituent la technologie de stockage à grande échelle la plus éprouvée et la plus performante. Leur fonctionnement est d'une simplicité redoutable. Deux bassins d'eau, situés à des altitudes différentes, forment le système. Quand l'électricité est abondante, notamment la nuit, des pompes renvoient l'eau vers le bassin supérieur. À l'inverse, lors des pics de consommation, cette réserve est relâchée vers le bassin inférieur, entraînant des turbines capables de produire instantanément de l'électricité. Les Step sont idéales pour absorber ou restituer de grandes quantités d'énergie sur plusieurs heures, voire plusieurs jours. Mais leur développement se heurte à deux obstacles majeurs : la nécessité d'un relief adapté et des contraintes environnementales strictes, sans compter des coûts de construction particulièrement élevés.

## Schéma de fonctionnement d'une Step




*Step en phase de stockage*




*Step en phase de production*

La France compte aujourd'hui six grandes Step, pour une puissance cumulée de 5 GW en turbinage et 4,3 GW en pompage. Sans surprise, ces installations se concentrent dans les zones montagneuses : quatre dans les Alpes, une dans le Massif Central et une dans les Ardennes. La plupart ont été construites avant les années 1980, et aucune Step d'envergure n'a été mise en service depuis. Cette situation pourrait toutefois évoluer. La Programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit en effet le développement de 1,5 GW de capacité supplémentaire à l'horizon 2030-2035, avec notamment un projet en Corse, sur le site de Lugo-di-Nazza-Ghisoni. En parallèle, des projets de « mini-Step » émergent. Ces versions compactes, plus faciles à implanter, permettent d'équiper des sites qui ne se prêtent pas aux grands aménagements hydrauliques traditionnels. En mars 2025, Next Step Energy a ainsi remporté un appel d'offres pour une mini-Step de 4 MW près d'Ajaccio. Le chantier doit démarrer en 2026 pour une mise en service prévue en 2027. Toujours en Corse, la start-up Stepsol mise sur une approche encore plus innovante en développant des « batteries hydrauliques » couplées au photovoltaïque. Le principe est simple : le jour, les panneaux solaires alimentent une pompe qui transfère de l'eau d'une citerne souple vers une autre située en hauteur. Le soir, une turbine récupère cette énergie en laissant redescendre l'eau. Ce concept a séduit la Commission de régulation de l'énergie, qui a retenu un projet de 250 kW à Mausoléo dans le cadre d'un appel d'offres.

À côté des stations de pompage, les batteries électrochimiques représentent la technologie montante. Leur fonctionnement repose sur des réactions chimiques réversibles : lors de la charge, l'électricité modifie les composants chimiques ; lors de la décharge, le processus s'inverse et restitue l'énergie sous forme électrique. Portées par l'essor de la mobilité électrique, les batteries lithium-ion dominent aujourd'hui largement le marché. Leur forte densité énergétique, leur modularité et surtout leur temps de réaction quasi instantané – de l'ordre de la milliseconde – en font des candidates idéales pour les services de stabilisation rapide du réseau. Le stockage par batterie recouvre en réalité deux univers bien distincts. En amont du compteur (front of the meter, FTM), les batteries – dont la puissance peut atteindre plusieurs mégawatts – sont directement connectées au réseau de transport ou de distribution. Elles fournissent alors des services au système électrique : régulation de fréquence, arbitrage entre heures pleines et heures creuses, ou encore report de charge. En aval du compteur (behind the meter, BTM), les batteries sont de plus petite taille et installées chez les particuliers, entreprises ou sites industriels. Leur rôle : optimiser la consommation locale, soutenir l'autoconsommation photovoltaïque ou assurer une alimentation de secours. La frontière entre les deux usages est donc claire : les batteries FTM visent le marché de l'énergie et la stabilité du réseau, tandis que les batteries BTM répondent avant tout à des enjeux locaux et à la réduction de facture.

Sur le plan économique, la technologie a bénéficié d'une véritable révolution. Le coût du stockage par batterie à grande échelle a chuté de 93 % entre 2010 et 2024, pour atteindre en moyenne 192 $/kWh (soit 164 €/kWh), selon l'Agence internationale de l'énergie. Une baisse fulgurante, nourrie par les économies d'échelle, les progrès technologiques et une concurrence mondiale féroce entre fabricants.



**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France




*Le projet EnerShift, situé à Bordeaux, est un système de stockage d'énergie destiné aux sites industriels.*

Résultat : le stockage stationnaire explose en France. Les capacités raccordées au réseau de distribution ont été multipliées par onze en quatre ans, passant de quelques mégawatts en 2020 à 529 MW fin 2024. Si l'on inclut les installations branchées au réseau de transport, le pays totalisait déjà près de 1 GW de batteries stationnaires début 2025. Et la dynamique s'accélère encore : selon RTE, plus de 7 GW de projets ont réservé un accès au réseau de transport, et 780 MW supplémentaires sont en développement sur le réseau de distribution.

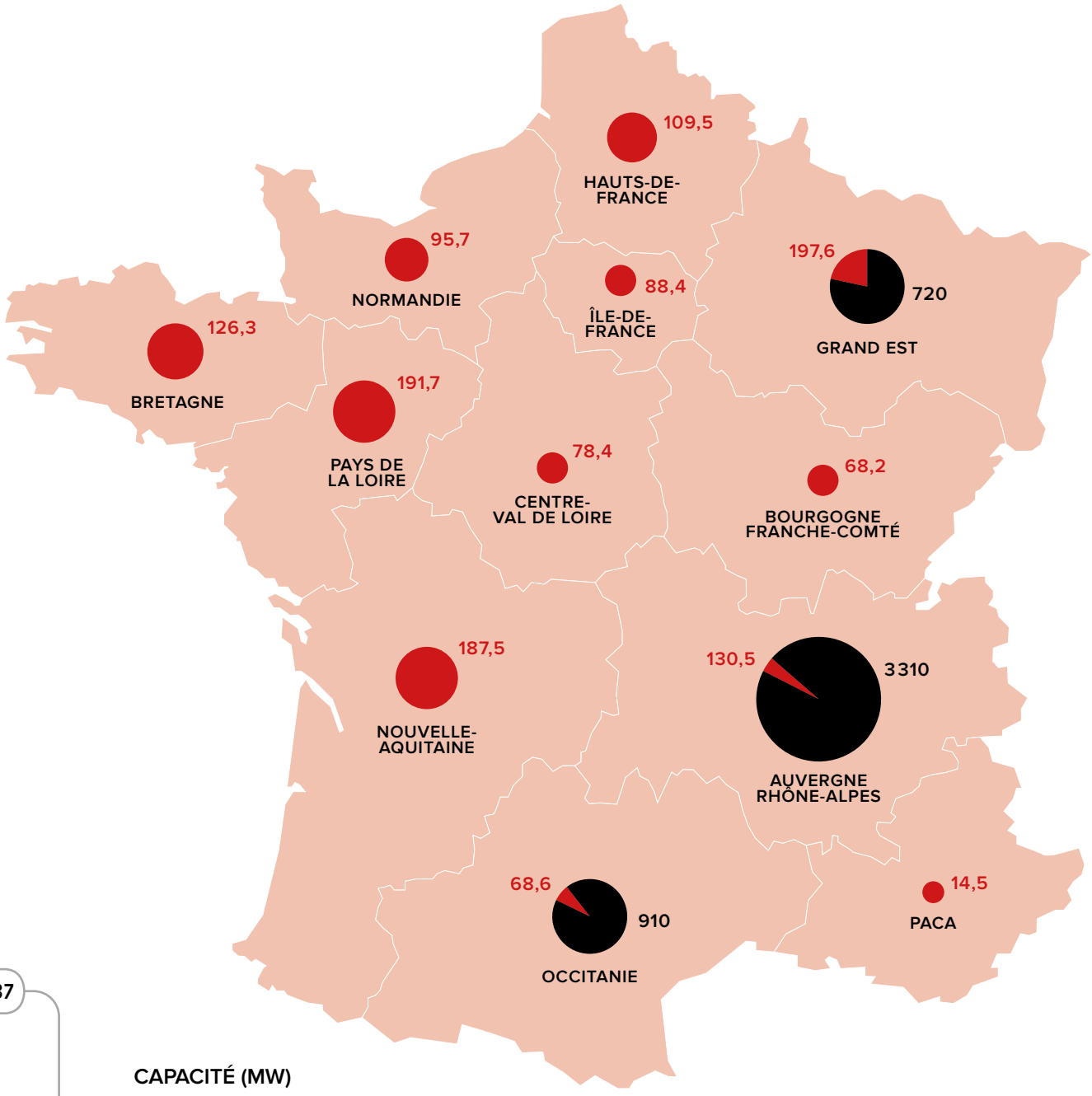
Mais l'essor des batteries stationnaires se heurte aujourd'hui à un obstacle : l'embouteillage administratif. RTE et Enedis doivent absorber un afflux de demandes de raccordement sans précédent, bien supérieur à leurs capacités de traitement. Résultat : les délais d'instruction s'allongent, et de nombreux projets prennent du retard avant même d'être construits. L'autre limite est technologique. Contrairement aux Step, capables de stocker de l'énergie plusieurs jours – voire une semaine –, les batteries actuelles n'offrent qu'une autonomie de quelques heures. Un atout précieux pour la flexibilité immédiate, mais insuffisant pour les besoins de stockage de masse sur le long terme. Elles restent donc une solution complémentaire, mais pas substituable.



**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

## Capacités de stockage en France au 30 septembre 2025

*Source : Odré, 2025*




** L'indicateur retenu est la puissance maximale installée.*

Au-delà de ces technologies matures, d'autres pointent, mais à des stades moins avancés ou limitées à des niches. C'est le cas du power-to-gas, qui consiste à convertir l'électricité en hydrogène ou en méthane de synthèse, avant de la reconvertir en courant. RTE qualifie cette piste de « candidat le plus sérieux pour répondre aux besoins longue durée », mais les performances restent pour l'heure insuffisantes et les coûts trop importants. Autre approche : le stockage par air comprimé (Caes). L'électricité excédentaire sert à comprimer de l'air dans des cavités souterraines, avant que celui-ci ne soit détendu dans une turbine lors des pics de demande. Une idée séduisante, mais plombée par d'importantes pertes thermiques qui limitent le rendement à environ 50 %. Enfin, certaines centrales solaires thermiques utilisent des sels fondus pour stocker la chaleur et prolonger la production après le coucher du soleil. Une technologie efficace mais cantonnée à des configurations spécifiques.

### *Des batteries au service du réseau*

Les batteries stationnaires ne se contentent pas de stocker et de restituer de l'électricité : elles assurent désormais une gamme de services devenue indispensable au bon fonctionnement du réseau et qui constitue leur principale source de revenus. Premier service : lisser les pics de consommation. Les batteries absorbent l'électricité excédentaire lorsque la production renouvelable est forte, puis la restituent lors des pointes de demande, notamment en soirée. Cette fonction d'arbitrage – ou report de charge – permet aux opérateurs d'acheter du courant à faible coût (voire à prix négatif) pour le revendre quand les prix s'envolent. Pour le réseau, c'est un moyen d'aplanir les décalages entre production et consommation. Autre rôle joué, celui d'équilibrage du réseau. Grâce à leur grande réactivité, les batteries peuvent injecter ou absorber de l'électricité en quelques secondes, afin de réguler la fréquence et la tension. Elles participent ainsi aux réserves primaire et secondaire du système. En France, elles assument déjà une part considérable de la réserve primaire : environ 40 à 50 % du besoin total, selon RTE. Un troisième service a trait aux mécanismes de capacité : tous les fournisseurs d'électricité doivent prouver qu'ils disposent de capacités certifiées équivalentes à la consommation de pointe de leurs clients. RTE délivre ces certifications, ensuite échangées sur un marché dédié, distinct du marché du courant, et les batteries peuvent y être certifiées comme n'importe quelle centrale. En retour, elles s'engagent à être disponibles lors des heures critiques. Les exploitants valorisent ces garanties soit sur le marché de capacité, soit via des contrats bilatéraux. Dans la pratique, les différentes sources de revenus – arbitrage, services d'équilibrage, capacité – sont souvent combinées : c'est le stacking.

Cette montée en puissance des services liés au stockage fait émerger de nouveaux modèles économiques et redistribue les rôles entre producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseau. Les producteurs d'énergies renouvelables, par exemple, ne se contentent plus d'injecter leur production : ils l'associent à des batteries pour lisser leur profil d'injection et optimiser leurs revenus sur les marchés. De nouveaux acteurs apparaissent également, comme les agrégateurs-stockeurs. Leur idée : fédérer des dizaines ou

### *Le vehicle-to-grid : quand la voiture devient une batterie sur roues*

***Le vehicle-to-grid (V2G) pourrait bien faire entrer les véhicules électriques dans une nouvelle ère : celle où la voiture ne se contente plus de rouler, mais devient une véritable batterie sur roues. L'idée est simple et redoutablement efficace : utiliser les batteries des véhicules – immobiles près de 90 % du temps – pour soutenir le réseau lors des pics de consommation. RTE a d'ailleurs déjà certifié cette technologie. Le fonctionnement repose sur des bornes de recharge bidirectionnelles, capables non seulement de charger le véhicule mais aussi d'en extraire de l'électricité. Une fois la voiture branchée, le gestionnaire de réseau peut puiser une partie de l'énergie stockée pour stabiliser le système, puis recharger la batterie pendant les heures creuses. Pour le propriétaire, cette flexibilité devient une source de revenus, contribuant à réduire le coût d'usage du véhicule.***

***Les constructeurs s'y mettent progressivement. Nissan et Mitsubishi ont ouvert la voie avec la technologie Chademo. Ils sont désormais rejoints par Renault, dont la nouvelle R5 E-Tech Electric intègre la recharge bidirectionnelle, ainsi que par Ford et Hyundai sur plusieurs modèles. Volkswagen prévoit, lui aussi, un déploiement massif à partir de 2025. En France, l'offre reste pour l'instant concentrée sur les flottes d'entreprises. La start-up Dreev, filiale d'EDF, développe ainsi des solutions permettant aux gestionnaires de flottes de valoriser leur parc électrique sur les marchés de l'énergie. Les particuliers devraient suivre, au fur et à mesure que l'écosystème se structure. Avec plus de 1,5 million de véhicules électriques en circulation fin 2025, le potentiel est immense. Le V2G pourrait devenir l'un des piliers de la flexibilité du système électrique, en soutien à l'essor des énergies renouvelables.***

des centaines d'unités de stockage dispersées sur le territoire pour former de véritables centrales virtuelles. Pilotées via des plateformes numériques, ces batteries distribuées peuvent fournir au réseau des services d'équilibrage aussi efficaces qu'une grande centrale, tout en tirant parti de la flexibilité d'un système décentralisé. Côté consommateurs, la logique est différente. Le retour sur investissement des batteries repose moins sur la vente de services que sur les économies réalisées. Pour les sites équipés de panneaux solaires, l'enjeu principal reste l'optimisation de l'autoconsommation.

### *Industries, matières premières et recyclage : la bataille de la souveraineté*

L'industrie des batteries stationnaires et celle des batteries pour véhicules électriques avancent main dans la main. Elles reposent sur les mêmes technologies, s'appuient sur les mêmes chaînes d'approvisionnement et mobilisent souvent les mêmes fabricants. L'interdépendance est d'autant plus forte que nombre de batteries destinées au stockage stationnaire proviennent du réemploi de batteries automobiles en fin de première vie. Aujourd'hui, la production mondiale de batte-




*La gigafactory Verkor a été inaugurée le 11 décembre 2025 à Bourbourg, près de Dunkerque (Nord).*

ries lithium-ion reste largement dominée par l'Asie. D'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la Chine fabrique plus des trois quarts des batteries vendues dans le monde. Plus frappant encore : les géants chinois CATL et BYD concentrent à eux seuls plus de la moitié du marché global des batteries pour véhicules électriques. Une domination qui place l'Europe – et la France – face à un risque significatif de dépendance stratégique. Pour y répondre, la France a lancé dès 2018 un vaste plan de structuration de la filière, prolongé depuis par France 2030. Objectif : attirer des investissements sur toute la chaîne de valeur, de l'extraction des matières premières au recyclage, en passant par la fabrication de cellules et la R&D. Entre crédits d'impôt, soutien massif à l'innovation et mobilisation des territoires, la stratégie a porté ses fruits : six gigafactories européennes ont choisi de s'implanter en France (Verkor, ACC, Envision, Tiamat, Blue Solutions, Prologium). Les Hauts-de-France, qui en concentrent quatre, voient même émerger une véritable « vallée de la batterie ». Mise en service en 2023, ACC a ouvert la voie ; Verkor, Envision et Tiamat ont suivi en 2025, puis ce sera au tour de Blue Solutions en 2026 et ProLogium à l'horizon 2030.

Reste que cette renaissance industrielle se heurte à une réalité économique tenace. Les coûts européens de production demeurent nettement plus élevés qu'en Chine, où les champions locaux bénéficient de puissants effets d'échelle et d'une intégration verticale poussée. Dans ce contexte, le soutien public n'est pas un simple coup de pouce : il est vital. La Commission européenne reconnaît d'ailleurs l'importance stratégique du secteur en intégrant plusieurs projets français dans la liste des 47 initiatives soutenues au titre du règlement sur les matières premières critiques.



**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

Des aides ont été accordées à ACC et à Verkor, mais elles restent modestes comparées aux milliards investis en Asie ou, plus récemment, aux États-Unis. L'effondrement de Northvolt en Suède fin 2024 a agi comme un électrochoc, révélant la fragilité du modèle industriel européen face à la concurrence mondiale. Dès lors, une question demeure : l'Europe saura-t-elle bâtir une filière batteries compétitive, capable de réduire enfin sa dépendance asiatique ?

### *La problématique de l'approvisionnement*

En amont des gigafactories, un autre enjeu se dessine : celui de l'approvisionnement en matières premières. Les batteries lithium-ion exigent du lithium, du nickel, du manganèse et du cobalt, des métaux dont les gisements comme les capacités de raffinage sont fortement concentrés à l'échelle mondiale. Et là encore, la Chine occupe une position quasi hégémonique. Au-delà de sa domination dans la production de batteries, Pékin contrôle une part majeure des capacités de raffinage du lithium et détient des participations stratégiques dans de nombreuses mines à travers le globe. Face à ces dépendances, l'Europe tente de reprendre la main. Le règlement européen sur les matières premières critiques (CRMA, pour critical raw materials act), adopté en 2024, vise précisément à renforcer l'autonomie du continent sur toute la chaîne de valeur du lithium, du nickel ou encore du cobalt. Le texte fixe des objectifs clairs d'ici 2030 : 10 % de la consommation annuelle devra être issue d'extraction européenne, 40 % du traitement et du raffinage réalisés sur le continent, et 25 % du recyclage. Il impose également qu'aucune matière stratégique ne dépende à plus de 65 % d'un pays tiers, afin de réduire les vulnérabilités géopolitiques mises en lumière ces dernières années.

Mais sécuriser les approvisionnements ne se résume pas à réduire la dépendance : il s'agit aussi de répondre aux défis environnementaux liés à l'extraction de ces métaux. Les mines de lithium en Argentine et au Chili mobilisent d'importantes quantités d'eau dans des zones arides ; celles de cobalt en République démocratique du Congo restent entachées par des conditions de travail dangereuses et le recours au travail des enfants ; en Indonésie, l'exploitation du nickel contribue à la déforestation et à la pollution des milieux aquatiques. Dans ce contexte, une filière émergente attire l'attention en France : celle du lithium géothermique. L'idée consiste à extraire le lithium naturellement présent dans les eaux chaudes remontées des profondeurs lors de l'exploitation géothermique. Avec environ 180 mg de lithium par litre, les eaux du fossé rhénan offrent un potentiel particulièrement intéressant. Le projet Ageli (Alsace Géothermie Lithium), porté par Électricité de Strasbourg et le groupe minier Eramet, ambitionne de produire dès 2030 quelque 10 000 tonnes de carbonate de lithium par an – l'équivalent de 10 à 15 % des besoins de l'industrie automobile française, soit de quoi équiper environ 250 000 véhicules électriques par an. La décision finale d'investissement est attendue en 2027. L'Alsace n'est toutefois qu'un point de départ. Le potentiel du lithium géothermique pourrait également concerner le Massif central, le couloir rhodanien ou encore les Pyrénées. De quoi envisager, à terme, une filière nationale capable de réduire à la fois l'empreinte environnementale et la dépendance stratégique des batteries européennes.

### *Les batteries sodium-ion, le stockage stationnaire de demain ?*

***Dans l'ombre des batteries lithium-ion, une autre technologie avance rapidement ses pions : les batteries sodium-ion. Le principe reste le même, mais le lithium y cède sa place au sodium. Et c'est tout sauf anodin. Le premier atout du sodium, c'est son abondance. Présent en quantités quasi inépuisables dans l'eau de mer, il échappe aux tensions géopolitiques et environnementales qui pèsent sur le lithium. Longtemps freinées par une densité énergétique inférieure à celle du lithium, les batteries au sodium font aujourd'hui des progrès rapides. Elles cumulent même certains avantages : risque d'incendie réduit, meilleure stabilité, capacité à supporter des décharges complètes sans s'abîmer, et performances robustes à basse température. Face à ce potentiel, les acteurs industriels s'organisent. Sans surprise, la Chine a pris une longueur d'avance. Le géant CATL commercialise déjà des batteries sodium-ion et en équipe certains modèles de véhicules. D'autres fabricants chinois accélèrent, portés par des investissements massifs et la construction d'usines dédiées.***

***L'Europe n'est toutefois pas absente du mouvement. En France, la start-up Tiamat – issue du CNRS et du CEA – se positionne comme l'un des pionniers du sodium-ion sur le continent. Elle a levé récemment 30 millions d'euros pour construire une usine de 5 GWh/an d'ici 2029, soutenue par Stellantis, Arkema et l'État. Une percée stratégique, alors que l'Europe cherche à réduire sa dépendance aux métaux critiques. À terme, si la compétitivité des batteries au sodium continue de s'améliorer, elles pourraient s'imposer dans les applications où la densité énergétique importe moins : stockage stationnaire pour le réseau, mobilité légère, usages industriels. Autant de segments où elles offriraient une alternative crédible au lithium, tout en desserrant l'étau sur les matières premières stratégiques.***

En bout de chaîne, le recyclage s'impose comme le dernier défi majeur du stockage de l'électricité. Le processus est pourtant bien connu : collecte, sécurisation, démantèlement, puis séparation mécanique pour produire la fameuse black mass, une poudre concentrée en métaux critiques – lithium, nickel, cobalt, manganèse. Ces matériaux sont ensuite raffinés par hydrométallurgie, avant de trouver une seconde vie dans de nouvelles batteries. Problème : une grande partie des batteries usagées quittent encore l'Europe pour être recyclées en Asie ou aux États-Unis. Une fuite de valeur qui empêche le continent de bâtir une véritable économie circulaire du stockage. Pour inverser cette tendance, le nouveau règlement européen sur les batteries, entré en vigueur en août 2025, impose une montée en puissance rapide. Dès cette année, chaque batterie doit afficher la part de matériaux recyclés qu'elle contient. À partir de 2027, les objectifs deviennent contraignants : 90 % du cobalt et du nickel devront être recyclés, ainsi que 50 % du lithium. Ces seuils augmenteront encore à l'horizon 2031, tout comme les exigences concernant la part minimale de matériaux recyclés dans les batteries neuves.



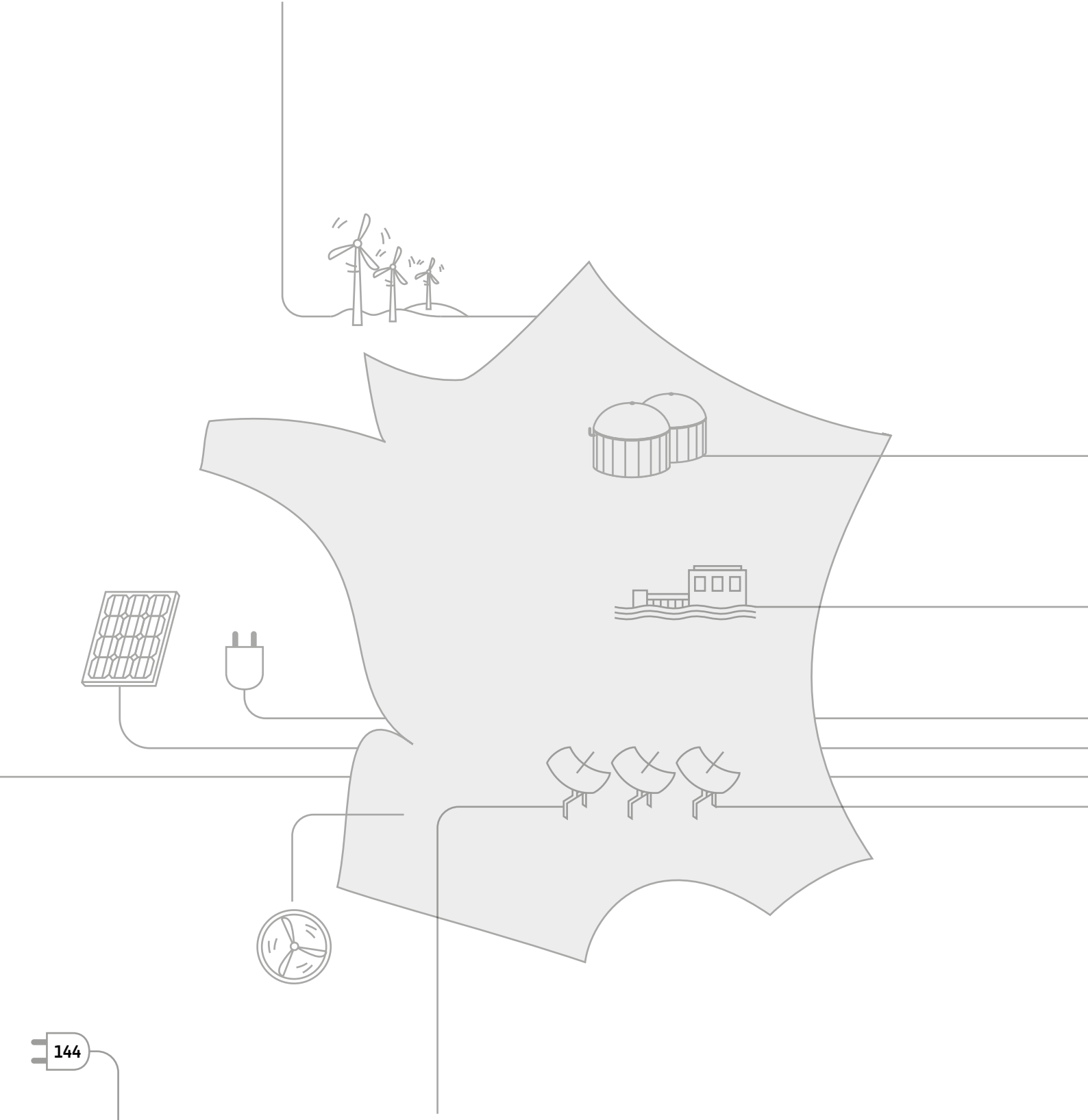

*Le recyclage s'impose comme le dernier défi majeur du stockage de l'électricité.*

Pour respecter ces ambitions, l'Europe devra accélérer le déploiement d'usines d'hydrométallurgie et de raffinage. En France, plusieurs projets commencent à émerger. La start-up Battri a inauguré en juin 2025, dans le Pas-de-Calais, la première unité française dédiée à la production de black mass. Après une levée de 20 millions d'euros, elle s'impose comme un relais industriel majeur, d'autant que deux projets concurrents – ceux de Suez-Eramet et de Stellantis – ont été suspendus. Veolia, acteur historique du traitement des piles et accumulateurs, s'est allié à Renault pour recycler les batteries de tous les véhicules électriques commercialisés par le constructeur en Europe. Le groupe affirme désormais pouvoir atteindre des taux de recyclage de 95 % pour certains métaux stratégiques. Verkor, dans le Nord, et la start-up lyonnaise Mecaware planchent sur le recyclage des rebuts de production de la future gigafactory de Dunkerque, avec une capacité annoncée de 6 000 à 8 000 tonnes par an. Reste un paradoxe de taille : l'économie du recyclage dépend d'un flux régulier de batteries en fin de vie… qui n'existe pas encore. Les véhicules électriques ont été commercialisés massivement il y a une dizaine d'années et leurs batteries durent entre dix et quinze ans. Le gisement réellement exploitable n'arrivera donc qu'à partir de la fin de la décennie. D'ici là, les usines tourneront essentiellement grâce aux rebuts de production des gigafactories et aux batteries défectueuses. Un défi de timing, en somme, pour une filière appelée à devenir l'un des piliers de la souveraineté industrielle européenne. ●

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France



RETOUR AU SOMMAIRE





# PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

**Observ'ER**
Le Baromètre 2025
des énergies renouvelables
électriques en France

## Tableau nº 1

***Puissances régionales électriques renouvelables en 2024 (en MW)***

*Source : Observ'ER d'après données Sdes et Odré*

| | Hydraulique | Éolien terrestre | Éolien en mer | PV | Biomasse solide et déchets | Biogaz | Énergies marines | Géothermie | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Auvergne-Rhône-Alpes | 11 428 | 732 | 0 | 2 977 | 150 | 43 | 0,0 | 0 | 15 330 |
| Bourgogne-Franche-Comté | 519 | 1 179 | 0 | 1 221 | 58 | 30 | 0 | 0 | 3 007 |
| Bretagne | 35 | 1 418 | 496 | 793 | 33 | 43 | 243,0 | 0 | 3 061 |
| Centre - Val de Loire | 93 | 1 727 | 0 | 1 335 | 72 | 19 | 0 | 0 | 3 246 |
| Corse | 222 | 18 | 0 | 245 | 0 | 2 | 0 | 0 | 487 |
| Grand Est | 2 303 | 4 981 | 0 | 1 909 | 147 | 95 | 0 | 1,7 | 9 437 |
| Hauts-de-France | 4 | 6 332 | 0 | 780 | 136 | 55 | 0 | 0 | 7 307 |
| Île-de-France | 20 | 146 | 0 | 418 | 267 | 75 | 0 | 0 | 926 |
| Normandie | 29 | 1 079 | 497 | 438 | 90 | 43 | 0 | 0 | 2 176 |
| Nouvelle-Aquitaine | 2 241 | 2 064 | 0 | 5 580 | 305 | 52 | 0 | 0 | 10 242 |
| Occitanie | 5 347 | 1 743 | 0 | 4 432 | 114 | 37 | 30 | 0 | 11 703 |
| Pays de la Loire | 10 | 1 413 | 484 | 1 644 | 38 | 52 | 2 | 0 | 3 643 |
| Paca | 3 230 | 118 | 0 | 2 579 | 279 | 27 | 28 | 0 | 6 261 |
| **France métropolitaine** | 25 481 | 22 950 | 1 477 | 24 351 | 1 689 | 573 | 303,0 | 1,7 | 76 826 |
| Guadeloupe | 11 | 52 | 0 | 91 | 34 | 4 | 0 | 15 | 206 |
| Guyane | 119 | 0 | 0 | 55 | 7 | 0 | 3,5 | 0 | 185 |
| La Réunion | 139 | 15 | 0 | 254 | 422 | 9 | 0 | 0 | 838 |
| Martinique | 0 | 14 | 0 | 87 | 44 | 1 | 0 | 0 | 146 |
| Mayotte | 0 | 0 | 0 | 29 | 0 | 1 | 0 | 0 | 30 |
| **Total Drom** | 268 | 81 | 0 | 516 | 506 | 15 | 4 | 15 | 1 405 |
| **Total France** | **25 749** | **23 031** | **1 477** | **24 867** | **2 195** | **588** | **306,5** | **16,7** | **78 230** |

## Tableau nº 2

*Puissances régionales électriques renouvelables à fin septembre 2025 (en MW)*

*Source : Observ'ER d'après données Sdes et Odré*

| | Hydraulique | Éolien terrestre | Éolien en mer | PV | Biomasse solide et déchets | Biogaz | Énergies marines | Géothermie | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Auvergne-Rhône-Alpes | 11 511 | 705 | 0 | 3 629 | 168 | 45 | 0,0 | 0 | 16 058 |
| Bourgogne-Franche-Comté | 526 | 1 179 | 0 | 1 500 | 69 | 27 | 0 | 0 | 3 301 |
| Bretagne | 36 | 1 479 | 496 | 985 | 48 | 42 | 243 | 0 | 3 329 |
| Centre - Val de Loire | 97 | 1 777 | 0 | 1 720 | 88 | 19 | 0 | 0 | 3 701 |
| Corse | 221 | 18 | 0 | 272 | 0 | 2 | 0 | 0 | 513 |
| Grand Est | 2 327 | 5 015 | 0 | 2 448 | 190 | 96 | 0 | 1,7 | 10 078 |
| Hauts-de-France | 5 | 6 930 | 0 | 1 007 | 168 | 54 | 0 | 0 | 8 164 |
| Île-de-France | 21 | 146 | 0 | 497 | 302 | 72 | 0 | 0 | 1 038 |
| Normandie | 41 | 1 112 | 497 | 594 | 129 | 43 | 0 | 0 | 2 416 |
| Nouvelle-Aquitaine | 2 252 | 2 060 | 0 | 6 534 | 344 | 52 | 0 | 0 | 11 242 |
| Occitanie | 5 548 | 1 816 | 0 | 5 022 | 125 | 35 | 60 | 0 | 12 606 |
| Pays de la Loire | 13 | 1 449 | 990 | 2 038 | 48 | 52 | 2 | 0 | 4 592 |
| Paca | 3 135 | 97 | 0 | 2 812 | 341 | 27 | 28 | 0 | 6 440 |
| **France métropolitaine** | 25 733 | 23 783 | 1 983 | 29 058 | 2 020 | 566 | 333,0 | 1,7 | 83 478 |
| Guadeloupe | 11 | 52 | 0 | 116 | 96 | 1 | 0 | 15,0 | 291 |
| Guyane | 124 | 0 | 0 | 69 | 7 | 0 | 3,5 | 0 | 204 |
| La Réunion | 139 | 35 | 0 | 286 | 423 | 7 | 0 | 0 | 890 |
| Martinique | 0 | 14 | 0 | 111 | 44 | 1 | 0 | 0 | 170 |
| Mayotte | 0 | 0 | 0 | 31 | 0 | 1 | 0 | 0 | 32 |
| **Total Drom** | 274 | 101 | 0 | 613 | 570 | 10 | 4 | 15,0 | 1 586 |
| **Total France** | **26 007** | **23 884** | **1 983** | **29 671** | **2 590** | **576** | **336,5** | **16,7** | **85 064** |

Sur les neuf premiers mois de 2025, l'ensemble du parc de production électrique renouvelable français a progressé de 6 834 MW. Un chiffre record pour la France, qui s'explique en grande partie par la très bonne année réalisée par le secteur du photovoltaïque (+ 4 804 MW). Le photovoltaïque est désormais la première filière de production d'électricité renouvelable en France, devant l'hydroélectricité.

## Tableau nº 3

***Productions régionales électriques renouvelables en 2024 (en GWh)***

*Source : Observ'ER d'après données RTE, et Enedis et EDF SEI*

| | Hydraulique | Éolien terrestre et en mer | PV | Bioénergies | Énergies marines | Géothermie | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Auvergne-Rhône-Alpes | 29 829,4 | 1 488,6 | 2 893,8 | 748,2 | 0 | 0 | 34 960,0 |
| Bourgogne-Franche-Comté | 1 038,9 | 2 215,8 | 1 068,7 | 354,5 | 0 | 0 | 4 677,9 |
| Bretagne | 536,4 | 3 430,4 | 667,5 | 406,0 | 459 | 0 | 5 499,3 |
| Centre - Val de Loire | 200,6 | 3 188,9 | 1 227,2 | 399,3 | 0 | 0 | 5 016,0 |
| Corse | 430,3 | 33,7 | 286,9 | 2,1 | 0 | 0 | 753,0 |
| Grand Est | 8 653 | 9 167 | 1 686 | 1 215 | 0 | 5,6 | 20 726,6 |
| Hauts-de-France | 15,0 | 12 514,4 | 626,1 | 758,0 | 0 | 0 | 13 913,5 |
| Île-de-France | 55,7 | 319,4 | 335,6 | 746,5 | 0 | 0 | 1 457,2 |
| Normandie | 119,6 | 3 433,0 | 373,8 | 623,2 | 0 | 0 | 4 549,6 |
| Nouvelle-Aquitaine | 5 657,8 | 3 327,7 | 5 796,7 | 1 430,0 | 0 | 0 | 16 212,2 |
| Occitanie | 11 252,7 | 3 701,2 | 5 055,5 | 730,1 | 0 | 0 | 20 739,5 |
| Pays de la Loire | 29,1 | 3 855,3 | 1 481,8 | 424,7 | 0 | 0 | 5 790,8 |
| Paca | 12 052,0 | 207,3 | 3 294,2 | 703,7 | 0 | 0 | 16 257,1 |
| **France métropolitaine** | 69 870,2 | 46 883,2 | 24 793,4 | 8 541,4 | 459,0 | 5,6 | 150 552,8 |
| Guadeloupe* | 12,0 | 96,0 | 109,0 | 261,0 | 0 | 111,0 | 589,0 |
| Guyane* | 527,4 | 0,0 | 61,0 | 49,0 | 0 | 0 | 637,4 |
| La Réunion | 419,2 | 35,4 | 310,6 | 2 069,1 | 0 | 0 | 2 834,3 |
| Martinique* | 0,0 | 34,0 | 100,0 | 335,0 | 0 | 0 | 469,0 |
| Mayotte* | 0,0 | 0,0 | 21,0 | 0,0 | 0 | 0 | 21,0 |
| **Total Drom** | 959 | 165 | 602 | 2 714,1 | 0 | 111,0 | 4 550,7 |
| **Total France** | **70 828,8** | **47 048,6** | **25 395,0** | **11 255,5** | **459,0** | **116,6** | **155 103,5** |

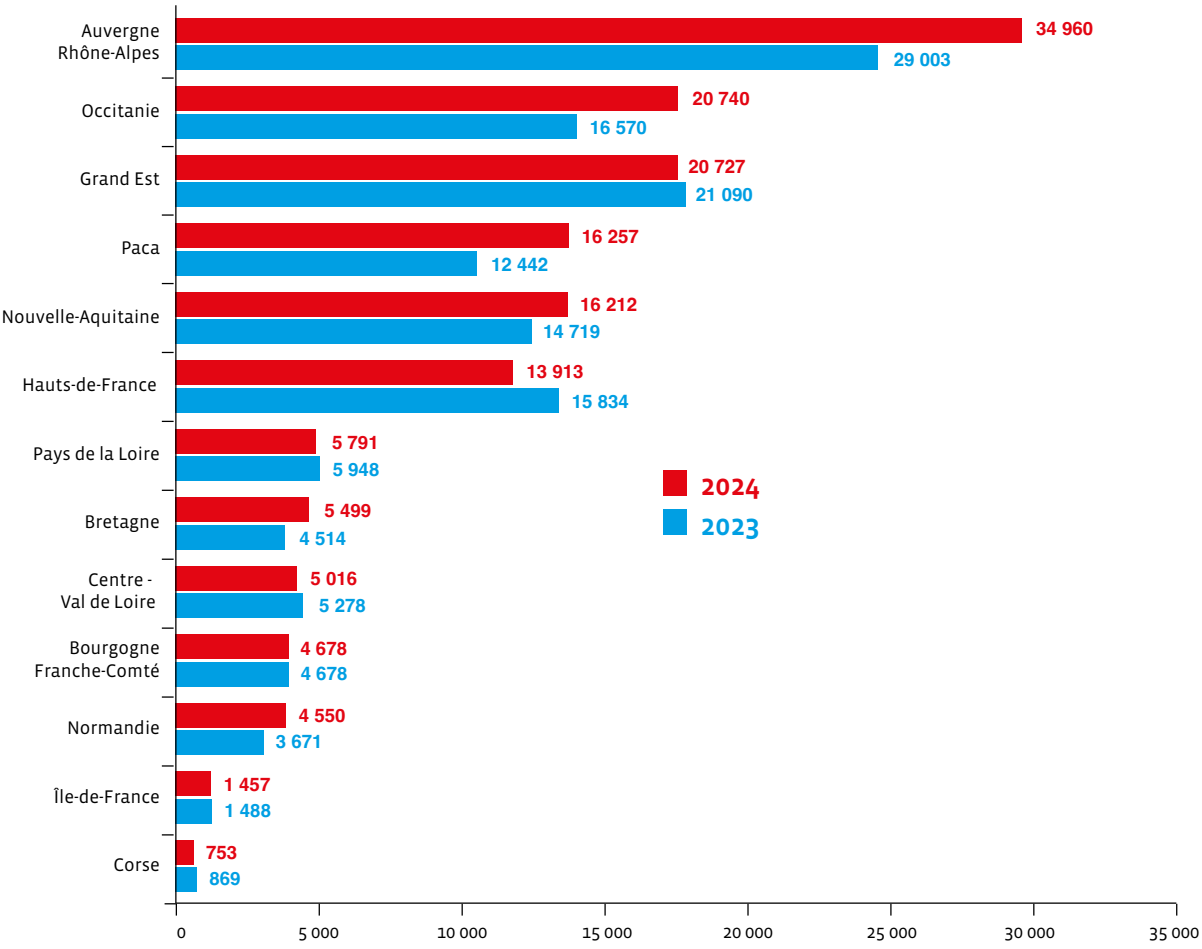
** Chiffres de production 2023.*

En 2024, la production électrique d'origine renouvelable a été de 155,1 TWh pour l'ensemble du territoire français. Ce chiffre affiche une hausse de 11,3 % par rapport à l'année précédente (139,4 TWh). La différence s'est faite essentiellement dans la filière hydroélectrique, qui est passée de 55,8 à 70,8 TWh à la faveur d'une très bonne pluviométrie en 2024. En revanche, le productible éolien a reculé de 4 TWh (passant de 51 à 47 TWh) malgré un parc en progression.

## Graphique nº 1

***Classement des régions selon la production électrique renouvelable en 2023 et 2024 (en GWh)***

*Source : Observ'ER, d'après données RTE et Enedis*

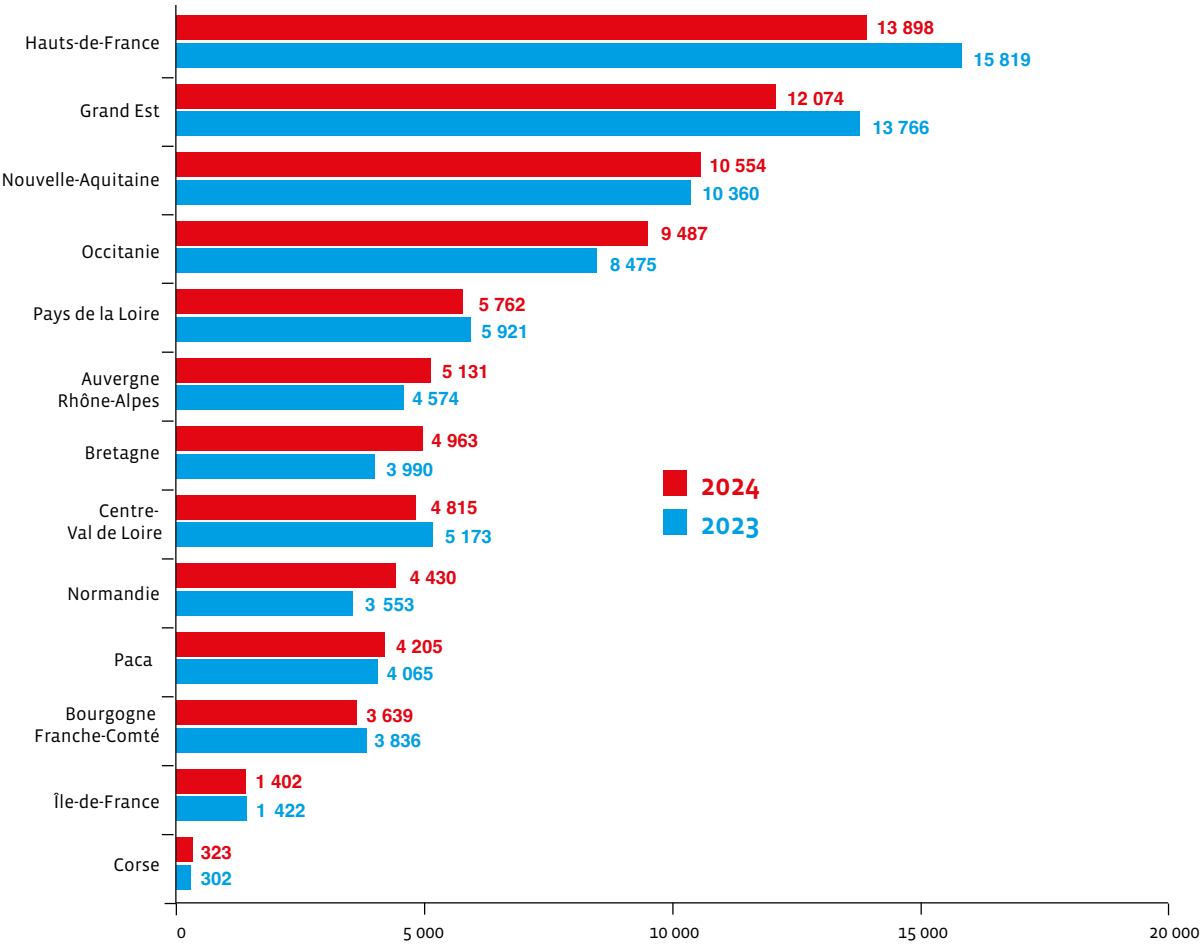



La première région métropolitaine en termes de production électrique renouvelable reste l'Auvergne Rhône-Alpes (Aura). Son imposant parc de centrales hydroélectriques régional compose 85 % de sa production renouvelable. L'observation de ce classement montre également que la production électrique renouvelable de 2023 aura été supérieure à celle de 2024 pour six régions. Un résultat lié au recul de la production de la filière éolienne en 2024 due à des conditions climatiques et météorologiques moins favorables.

## Graphique nº 2

***Classement des régions selon la production électrique renouvelable pour les filières éolienne, photovoltaïque, biomasse et géothermie pour les années 2023 et 2024 (en GWh)***

*Source : Observ'ER, d'après données RTE et Enedis*

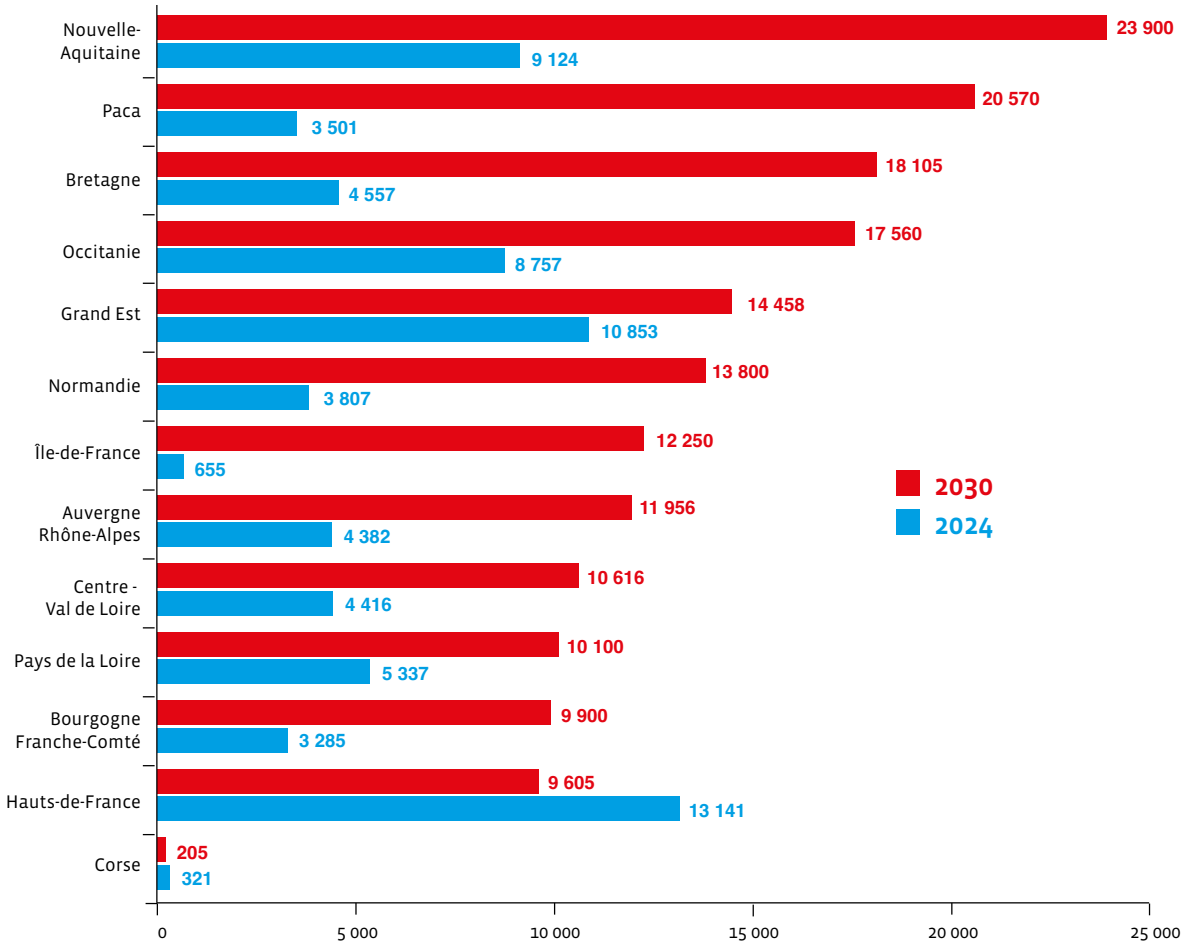



Si on met la filière hydroélectricité de côté, c'est la région des Hauts-de-France qui arrive en tête de la production électrique renouvelable métropolitaine, à la faveur de son parc éolien. Cependant, à l'image de ce qui a été observé au niveau national, la production électrique éolienne des Hauts-de-France a reculé en 2024 par rapport à celle de 2023 (- 13,8 %). Même constant pour la région Grand Est, l'autre grand territoire de l'éolien en France, avec une diminution de 18,3 % du productible éolien.

## Graphique nº 3

***Classement des régions selon leurs objectifs de production en 2030 (issus des Sraddet) pour les filières éolienne, photovoltaïque et énergie marine avec rappel du chiffre 2024 (en GWh)***

*Source : Observ'ER, d'après données RTE et Enedis*




Ce dernier graphique apporte une nouvelle perspective avec une comparaison de la production 2024 des filières éolienne, photovoltaïque et énergies marines avec les objectifs affichés par les régions dans leur Sraddet à fin 2030. Selon cet angle, la région Nouvelle-Aquitaine arrive en tête, notamment de par son ambition de produire 3,9 TWh à partir d'éolien en mer et 10,4 TWh en éolien terrestre à fin 2030. Pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, c'est l'objectif de produire plus de 15 TWh à partir de photovoltaïque qui porterait le territoire à la deuxième place. Pour la Bretagne, la région compte sur un fort développement de l'éolien en mer et une production attendue de 7,6 TWh.

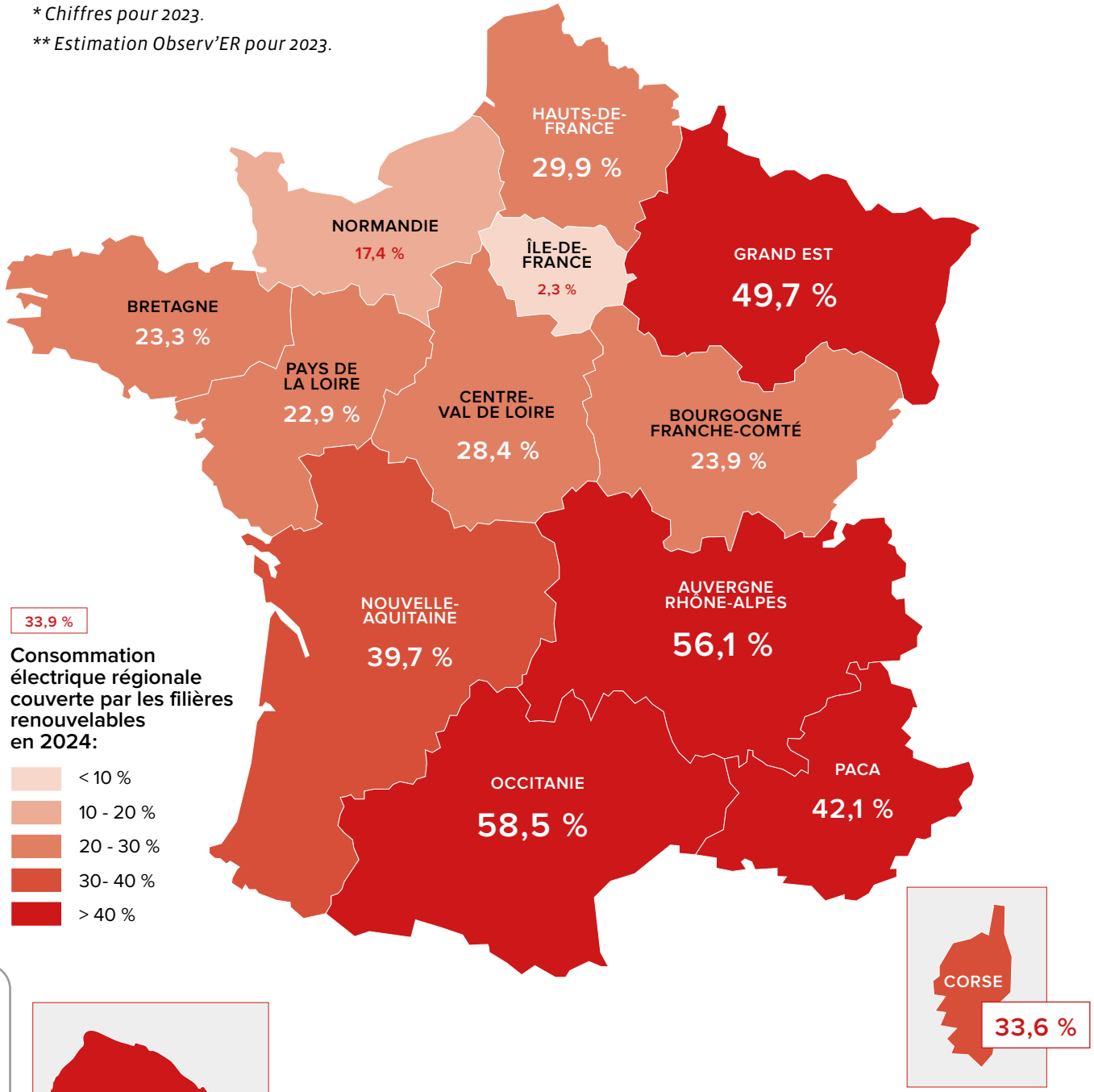
## Carte nº 1

***Couverture de la consommation électrique régionale par les filières renouvelables en 2024***

*Source : Observ'ER d'après données RTE, Enedis et EDF SEI*

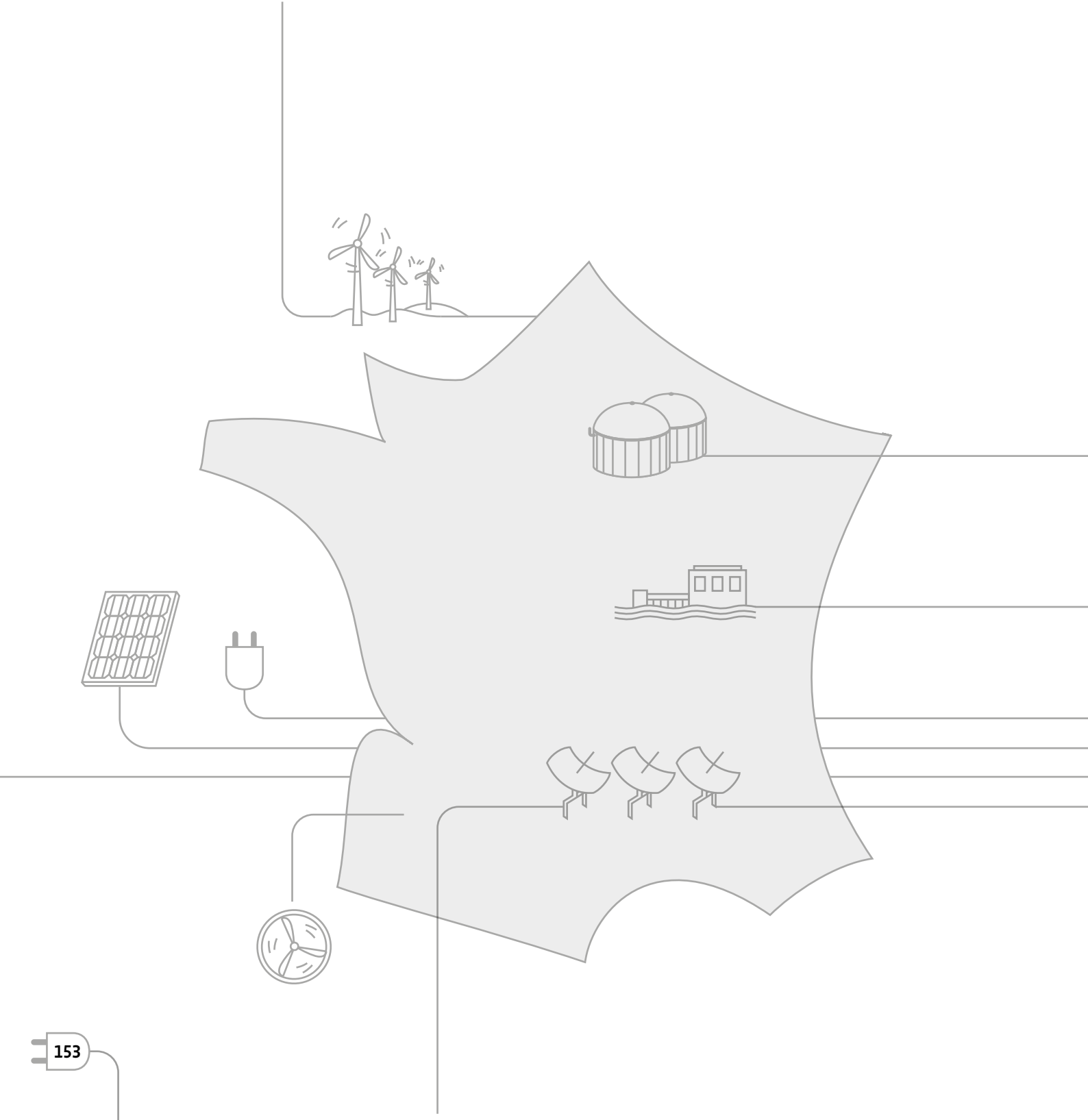
** Chiffres pour 2023.*

*** Estimation Observ'ER pour 2023.*



# PANORAMA RÉGIONAL

En 2024, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité s'est élevée à 33,9 % en France. Un chiffre qui affiche une nette croissance par rapport à celui de 2022 (29,9 %). Les meilleurs taux de couverture sont ceux de territoires d'outre-mer, puisque l'île de la Réunion couvre 100 % de sa consommation à partir d'énergie renouvelable et la Guyane affiche un niveau de 66 % (chiffre pour 2023). En métropole, c'est l'Occitanie qui présente le meilleur bilan avec 58,5 % de sa consommation électrique couverte par une production renouvelable. Une autre région métropolitaine dépasse le seuil des 50 % : l'Auvergne Rhône-Alpes. À l'autre bout du classement, on trouve l'Île-de-France, avec un taux de couverture de 2,3 %.

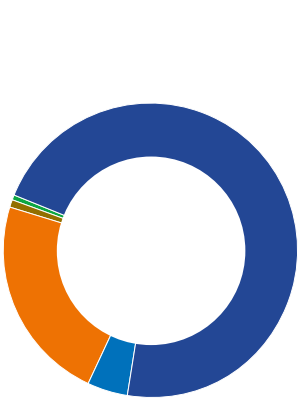




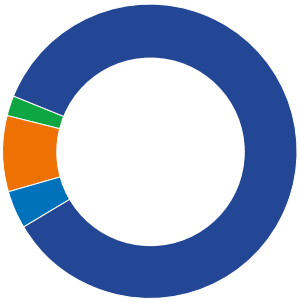
# LES RÉGIONS À LA LOUPE

# MÉTHODOLOGIE ET SOURCES

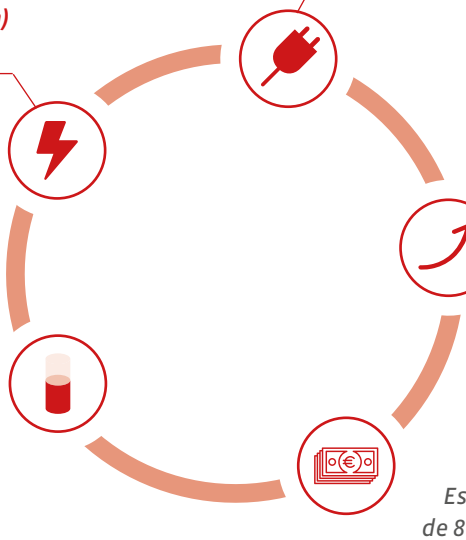
## CHIFFRES CLÉS - DÉTAILS DES SOURCES UTILISÉES POUR LES FICHES RÉGIONALES



***PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES (GWh)***
**Source :** *Sdes, Odré*



***RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)***
**Source :** *Sdes, Odré*



***Puissance EnR raccordée entre 2010 et 2025***
**Source :** *Sdes, Odré*

***Taux de couverture EnR de la consommation électrique régionale***
**Source :** *Panorama du SER*

***Les retombées fiscales issues de l'Ifer pour le PV et l'éolien***
*Estimations selon une moyenne de 8 360 €/ MW pour les centrales PV < 100 kW avant 2021 puis de 3 542 €/MW depuis 2021 et de 8 360 €/MW pour l'éolien.*



## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### *Pour les régions métropolitaines*

**Sources :** *Sraddet (Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires)*

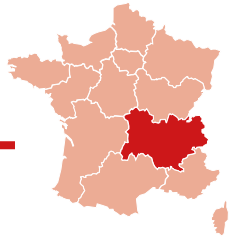
***Note :*** Lorsque le Sraddet présente des fourchettes haute et basse de développement pour une filière à l'horizon 2023, seule la fourchette haute a été reprise.

### *Pour les Drom*

**Sources :** *Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de chaque Drom*

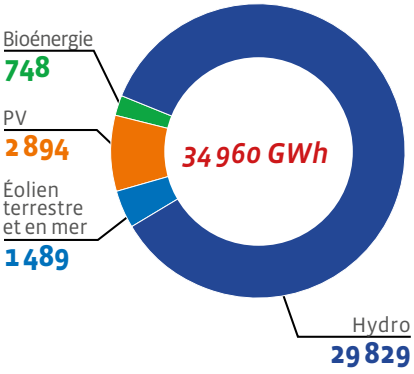
***Note :*** Les données disponibles pour Mayotte n'étaient pas suffisantes pour pouvoir réaliser une fiche régionale.

# AUVERGNE RHÔNE-ALPES

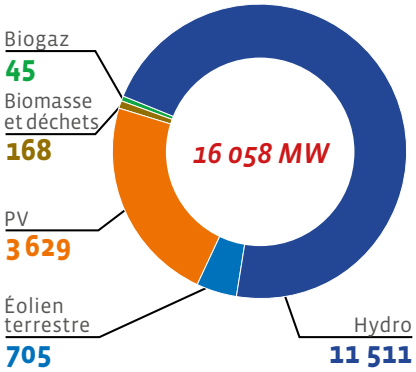


## CHIFFRES CLÉS

*L'hydroélectricité* a fourni *85 %* de la production EnR régionale *en 2024*

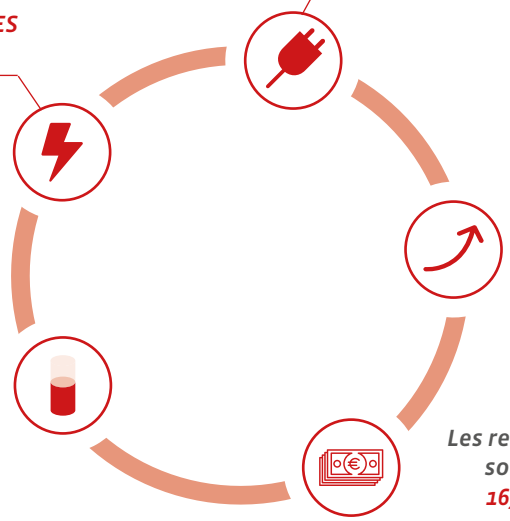



*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)



*Les capacités renouvelables ont progressé de 3 304 MW entre 2010 et 2025**

*La production électrique renouvelable a couvert 56,1 % de la consommation régionale*

*Les retombées fiscales sont estimées à 16,4 M€ en 2024*



* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 4 807 GWh à fin 2030*

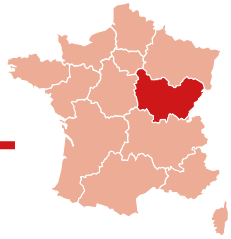
*À fin septembre 2025, 31 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 7 149 GWh à fin 2030*

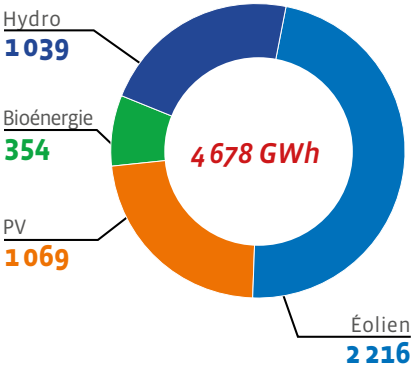
*À fin septembre 2025, 40 % de l'objectif était atteint*

# BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ

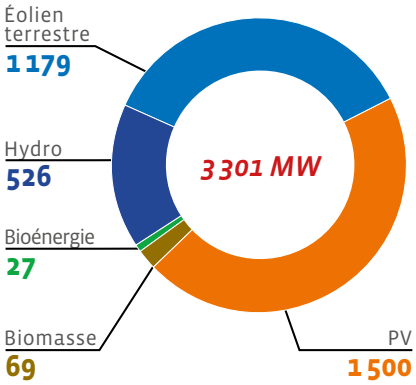


## CHIFFRES CLÉS

*L'éolien a fourni 47 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

*Les capacités renouvelables ont progressé de 2 342 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 14,5 M€ en 2024*

*La production électrique renouvelable a couvert 23,9 % de la consommation régionale*

* *Évolution jusqu'au 30/09/25.*



## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 5 300 GWh à fin 2030*

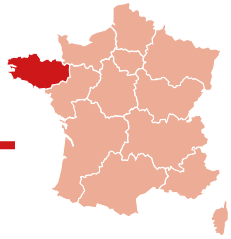
*À fin septembre 2025, 42 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 4 600 GWh à fin 2030*

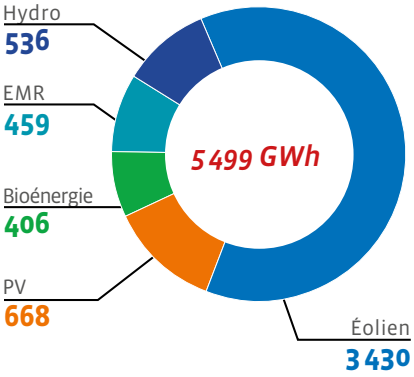
*À fin septembre 2025, 23 % de l'objectif était atteint*

# BRETAGNE

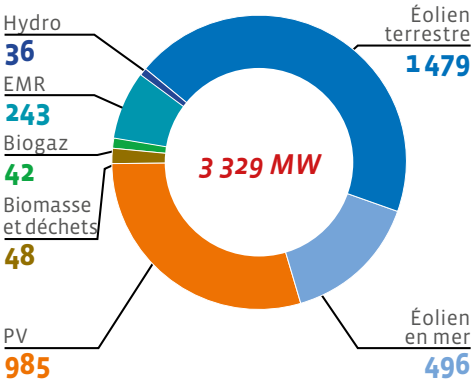


## CHIFFRES CLÉS

*L'éolien a fourni 62 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

*Les capacités renouvelables ont progressé de 2 297 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 10,5 M€ en 2024*

*La production électrique renouvelable a couvert 23,3 % de la consommation régionale*

* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 13 538 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 25 % de l'objectif était atteint*

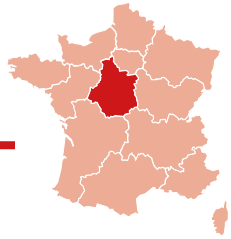
### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 1 920 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 35 % de l'objectif était atteint*

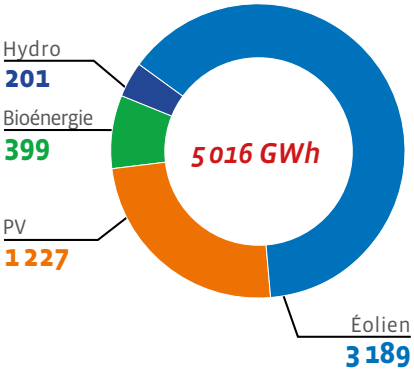
** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.

# CENTRE-VAL DE LOIRE

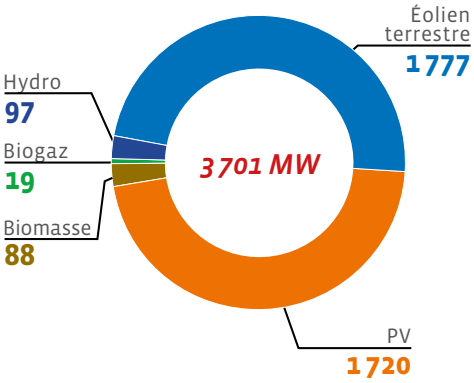


## CHIFFRES CLÉS

*L'éolien a fourni 64 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

*Les capacités renouvelables ont progressé de 2 526 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 20,5 M€ en 2024*

*La production électrique renouvelable a couvert 28,4 % de la consommation régionale*

* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 8 233 GWh à fin 2030*

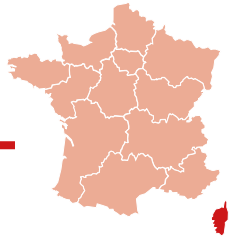
*À fin septembre 2025, 39 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 2 383 GWh à fin 2030*

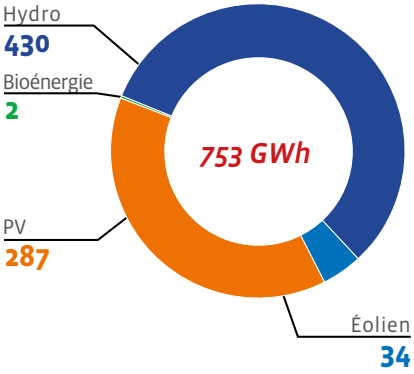
*À fin septembre 2025, 51 % de l'objectif était atteint*

# CORSE

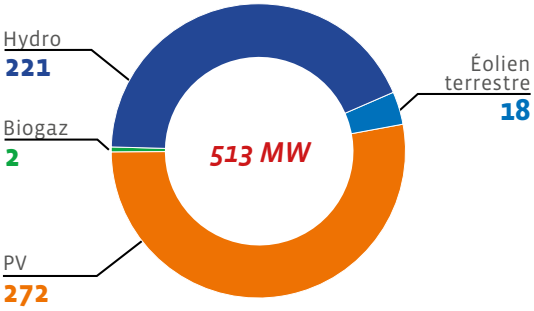


## CHIFFRES CLÉS

*L'hydroélectricité a fourni 57 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




*PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)*

*RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)*

*Les capacités renouvelables ont progressé de 294 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 2,4 M€ en 2024*

*La production électrique renouvelable a couvert 33,6 % de la consommation régionale*



* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 60 GWh à fin 2030*

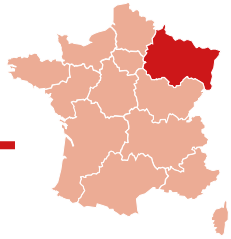
*À fin septembre 2025, 56 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 145 GWh à fin 2030*

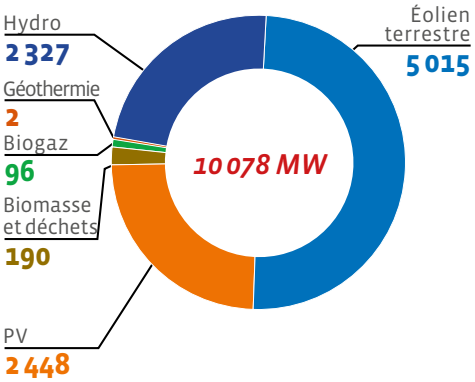
*À fin septembre 2025, 198 % de l'objectif était atteint*

# GRAND EST

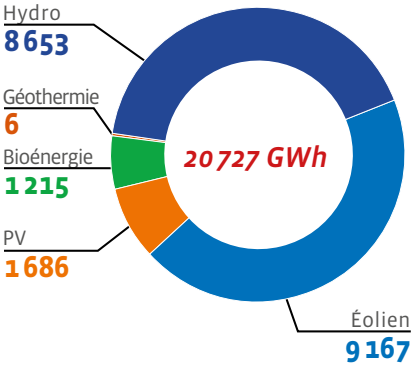


## CHIFFRES CLÉS

*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*

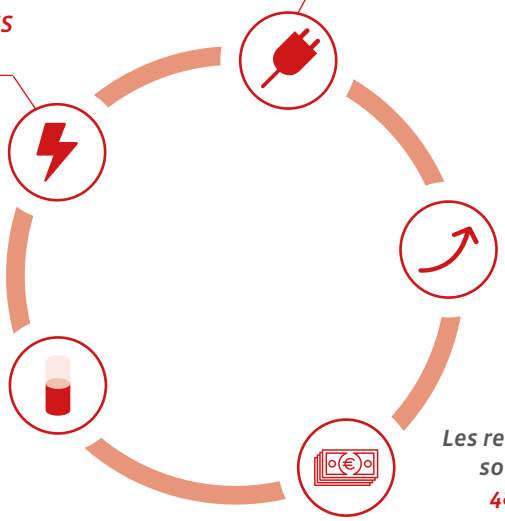



*L'éolien a fourni 44 % de la production EnR régionale en 2024*




*RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)*

*PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)*



*Les capacités renouvelables ont progressé de 5 571 MW entre 2010 et 2025**

*La production électrique renouvelable a couvert 49,7 % de la consommation régionale*

*Les retombées fiscales sont estimées à 48 M€ en 2024*



** Évolution jusqu'au 30/09/25.*

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 11 988 GWh à fin 2030*

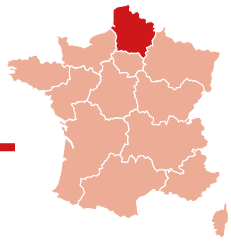
*À fin septembre 2025, 76 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 2 470 GWh à fin 2030*

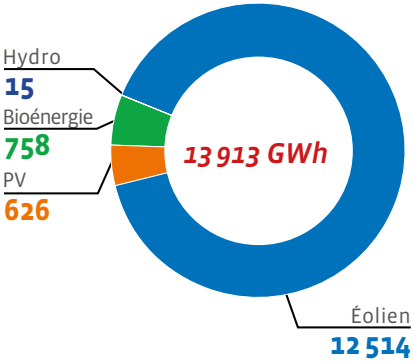
*À fin septembre 2025, 68 % de l'objectif était atteint*

# HAUTS-DE-FRANCE

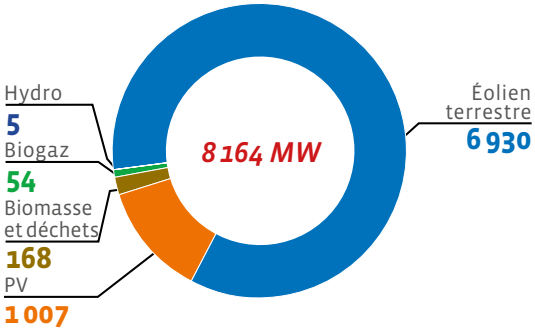


## CHIFFRES CLÉS

*L'éolien a fourni 90 % de la production EnR régionale en 2024*

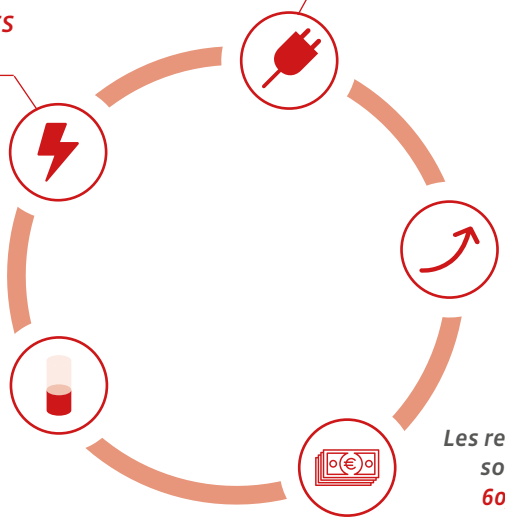



*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




*PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)*

*RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)*



*Les capacités renouvelables ont progressé de 5 987 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 60,7 M€ en 2024*

*La production électrique renouvelable a couvert 29,9 % de la consommation régionale*



* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2031**

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN***

*Une production cible de 7 824 GWh à fin 2031*

*À fin septembre 2025, 160 % de l'objectif était atteint*

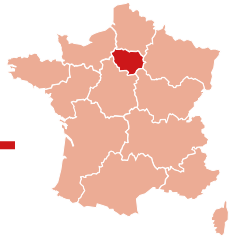
### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 1 778 GWh à fin 2031*

*À fin septembre 2025, 35 % de l'objectif était atteint*

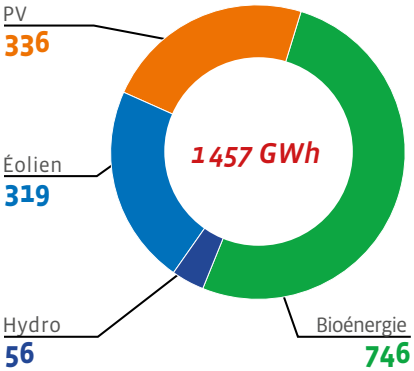
** Contrairement aux autres régions, les Hauts-de-France ont fixé un objectif à 2031 et non pas à 2030. *** Objectif uniquement pour l'éolien terrestre.

# ÎLE-DE-FRANCE

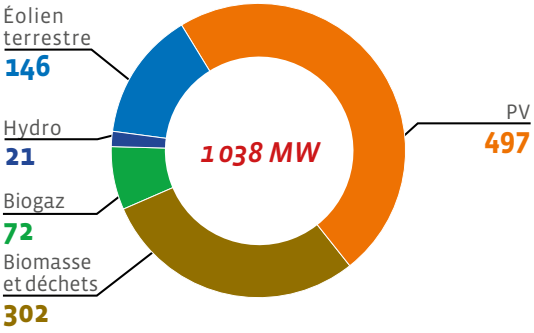


## CHIFFRES CLÉS

*Les filières biomasse ont fourni 51 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

*Les capacités renouvelables ont progressé de 617 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 2,8 M€ en 2024*

*La production électrique renouvelable a couvert 2,3 % de la consommation régionale*

* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 2 700 GWh à fin 2030*

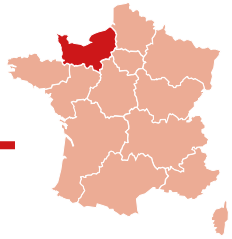
*À fin septembre 2025, 12 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 9 550 GWh à fin 2030*

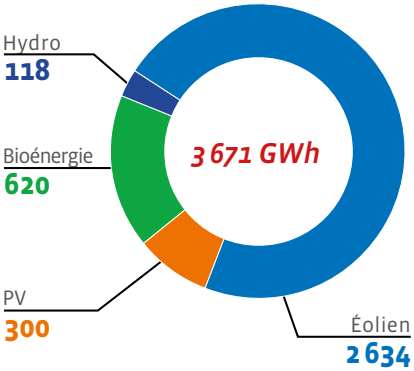
*À fin septembre 2025, 4 % de l'objectif était atteint*

# NORMANDIE

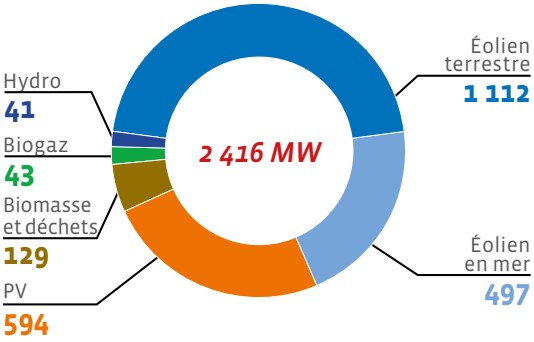


## CHIFFRES CLÉS

*L'éolien a fourni 72 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




*PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)*

*RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)*

*Les capacités renouvelables ont progressé de 1 676 MW entre 2010 et 2025**

*La production électrique renouvelable a couvert 17,4 % de la consommation régionale*

*Les retombées fiscales sont estimées à 4,7 M€ en 2024*



* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 11 800 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 22 % de l'objectif était atteint*

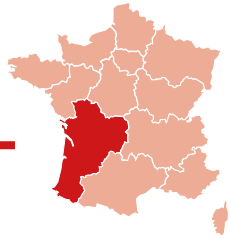
### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 600 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 50 % de l'objectif était atteint*

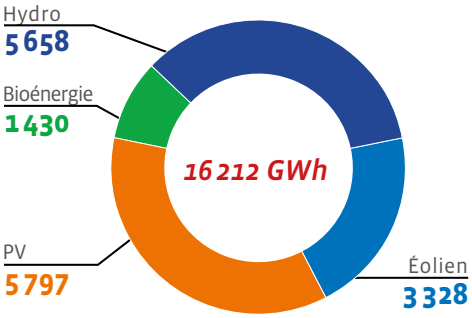
** Objectif uniquement pour l'éolien terrestre.

# NOUVELLE-AQUITAINE

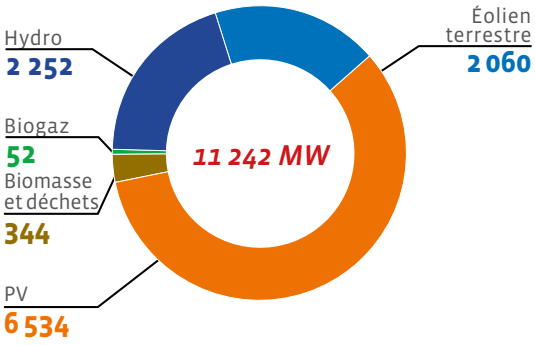


## CHIFFRES CLÉS

*Région où la production électrique EnR est la plus équilibrée entre les différentes filières*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

*Les capacités renouvelables ont progressé de 7 990 MW entre 2010 et 2025**

*La production électrique renouvelable a couvert 39,7 % de la consommation régionale*

*Les retombées fiscales sont estimées à 39,1 M€ en 2024*



* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 14 200 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 23 % de l'objectif était atteint*

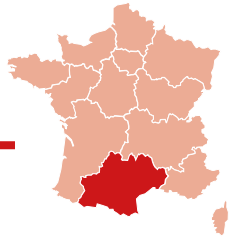
### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 9 700 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 60 % de l'objectif était atteint*

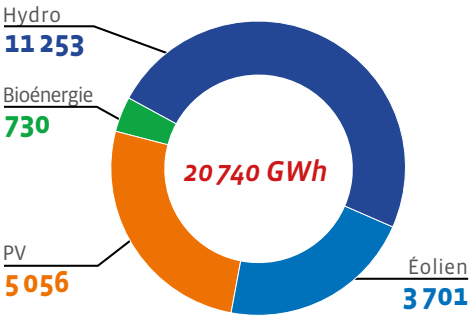
** Objectif uniquement pour l'éolien terrestre.

# OCCITANIE

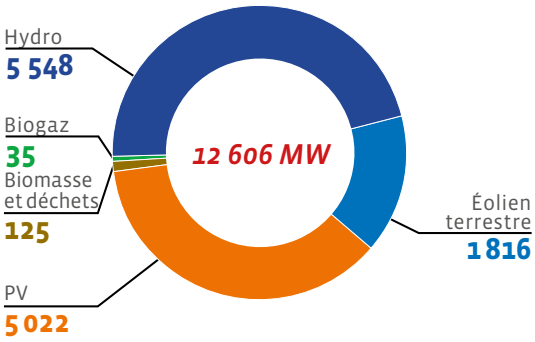


## CHIFFRES CLÉS

*L'hydroélectricité a fourni 54 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

*La production électrique renouvelable a couvert 58,5 % de la consommation régionale*

### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

*Les capacités renouvelables ont progressé de 5 314 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 33,7 M€ en 2024*

** Évolution jusqu'au 30/09/25.*



## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 4 900 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 230 % de l'objectif était atteint*

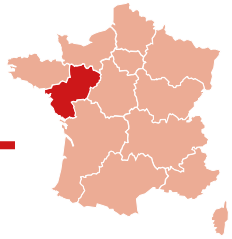
### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 6 300 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 59 % de l'objectif était atteint*

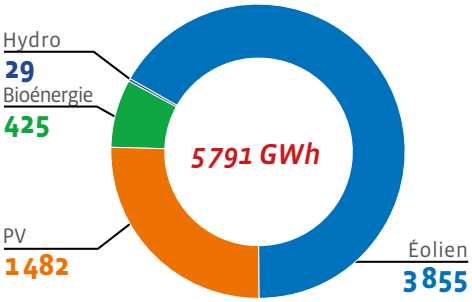
*** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.*

# PAYS DE LA LOIRE

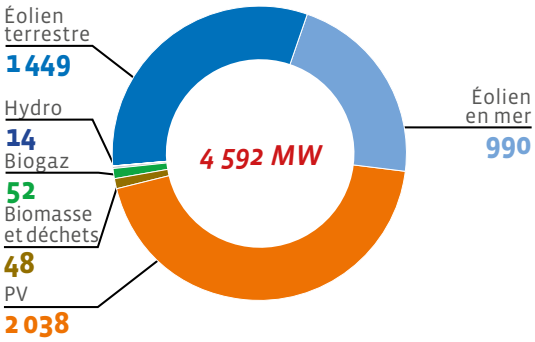


## CHIFFRES CLÉS

*L'éolien a fourni 67 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)

### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

*Les capacités renouvelables ont progressé de 3 121 MW entre 2010 et 2025**

*Les retombées fiscales sont estimées à 22,4 M€ en 2024*

*La production électrique renouvelable a couvert 30,6 % de la consommation régionale*

* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 8 100 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 48 % de l'objectif était atteint*

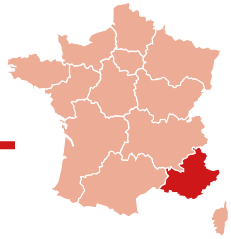
### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 3 600 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 41 % de l'objectif était atteint*

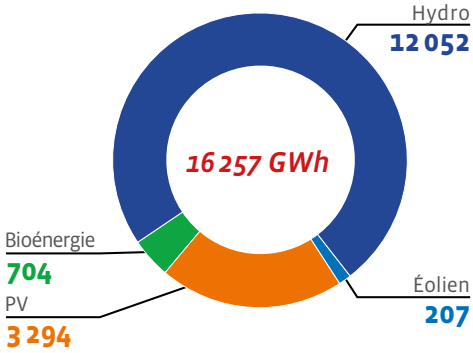
** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.

# PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR

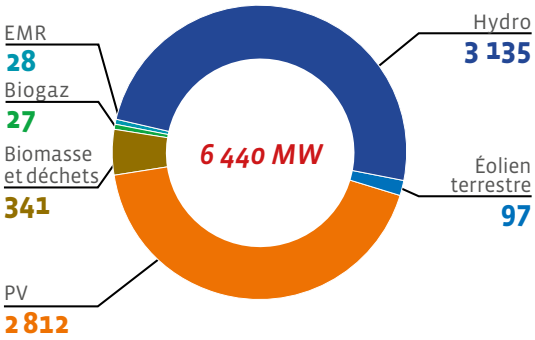


## CHIFFRES CLÉS

*L'hydroélectricité a fourni 74 % de la production EnR régionale en 2024*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




*PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)*

*RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)*

*Les capacités renouvelables ont progressé de 2 775 MW entre 2010 et 2025**

*La production électrique renouvelable a couvert 42,1 % de la consommation régionale*

*Les retombées fiscales sont estimées à 12,7 M€ en 2024*

* Évolution jusqu'au 30/09/25.

## OBJECTIFS SRADDET À 2030

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 5 547 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 4 % de l'objectif était atteint*

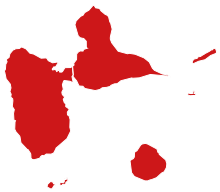
### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 15 023 GWh à fin 2030*

*À fin septembre 2025, 22 % de l'objectif était atteint*

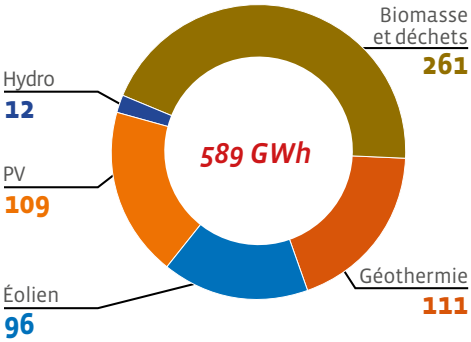
** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.

# GUADELOUPE

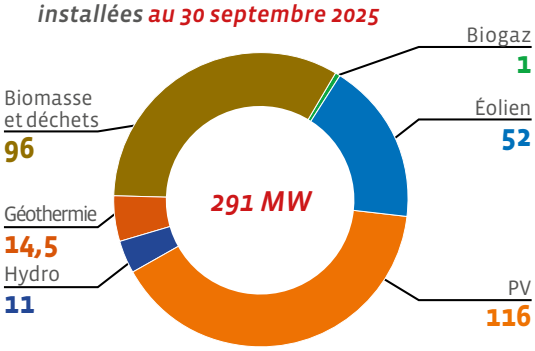


## CHIFFRES CLÉS

*La production électrique EnR de la Guadeloupe couvre 5 sources différentes*




*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

*La production électrique renouvelable a couvert 35 % de la consommation régionale*

*Les capacités renouvelables ont progressé de 210 MW entre 2010 et 2025**

* *Évolution jusqu'au 30/09/25.*

## OBJECTIFS PPE À 2028

**OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 140 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 37 % de l'objectif était atteint*

**OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE**

*Une production cible de 210 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 55 % de l'objectif était atteint*

**OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE****

*Une production cible de 308 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 31 % de l'objectif était atteint*

**OBJECTIF RÉGIONAL GÉOTHERMIE**

*Une production cible de 25 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 58 % de l'objectif était atteint*

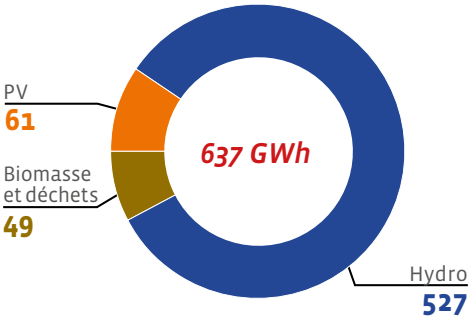
** *Biomasse solide, déchets et biogaz.*

# GUYANE

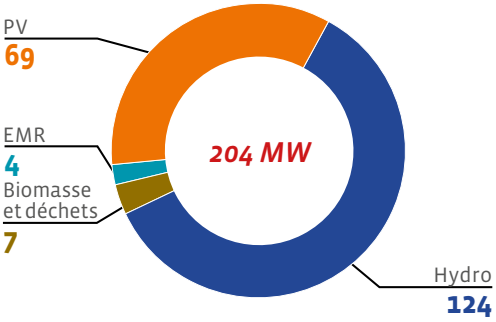


## CHIFFRES CLÉS

*L'hydroélectricité a fourni 83 % de la production EnR régionale en 2023*

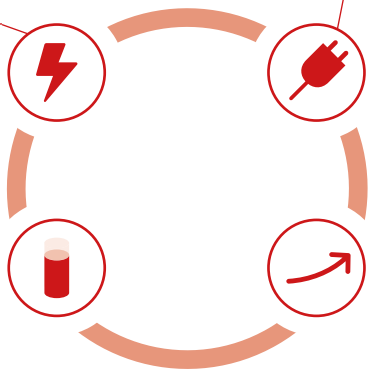



*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




*PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)*

*RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)*



*La production électrique renouvelable a couvert 66 % de la consommation régionale*

*Les capacités renouvelables ont progressé de 78 MW entre 2010 et 2025**

** Évolution jusqu'au 30/09/25.*

## OBJECTIFS PPE À 2028

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 20 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 0 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 90 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 61 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE

*Une production cible de 50 GWh à fin 2028*

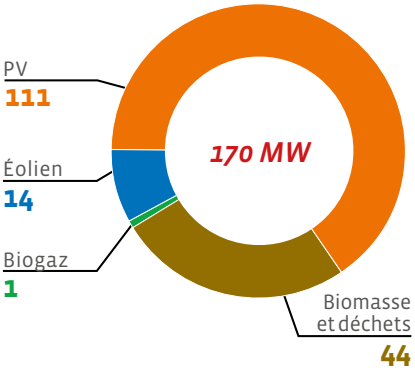
*À fin septembre 2025, 14 % de l'objectif était atteint*

# MARTINIQUE

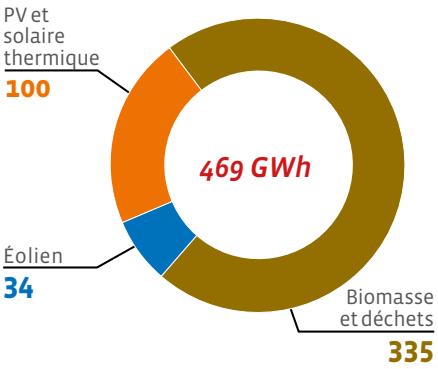


## CHIFFRES CLÉS

*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*

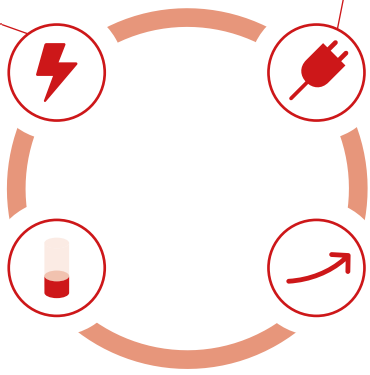



*La biomasse a fourni 71 % de la production EnR régionale en 2023*




### RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

### PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)



*La production électrique renouvelable a couvert 31 % de la consommation régionale*

*Les capacités renouvelables ont progressé de 130 MW entre 2010 et 2025**

** Évolution jusqu'au 30/09/25.*

## OBJECTIFS PPE À 2028

### OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

*Une production cible de 36 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 14 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

*Une production cible de 158 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 84 % de l'objectif était atteint*

### OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE

*Une production cible de 50 GWh à fin 2028*

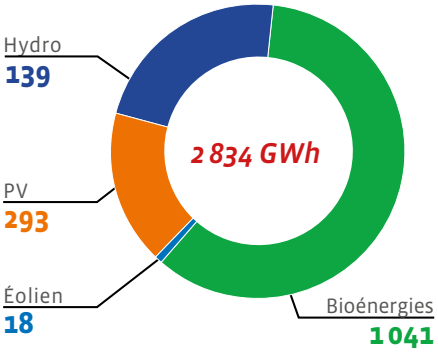
*À fin septembre 2025, 0 % de l'objectif était atteint*

# RÉUNION

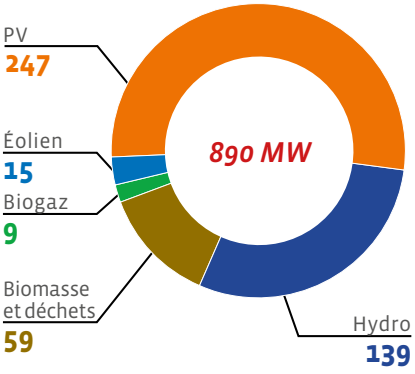


## CHIFFRES CLÉS

*La biomasse a fourni 73 % de la production EnR régionale en 2024*

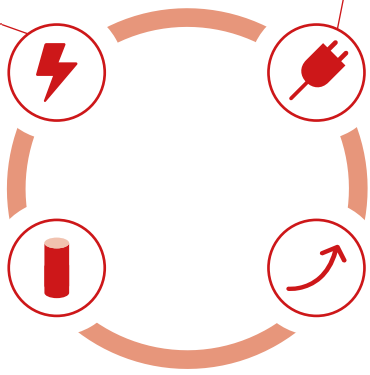



*Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2025*




**PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2024 (GWh)**

**RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)**



*La production électrique renouvelable a couvert 100 % de la consommation régionale*

*Les capacités renouvelables ont progressé de 830 MW entre 2010 et 2025**

** Évolution jusqu'au 30/09/25.*

## OBJECTIFS PPE À 2028

**OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

*Une production cible de 92 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 38 % de l'objectif était atteint*

**OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE**

*Une production cible de 500 GWh à fin 2028*

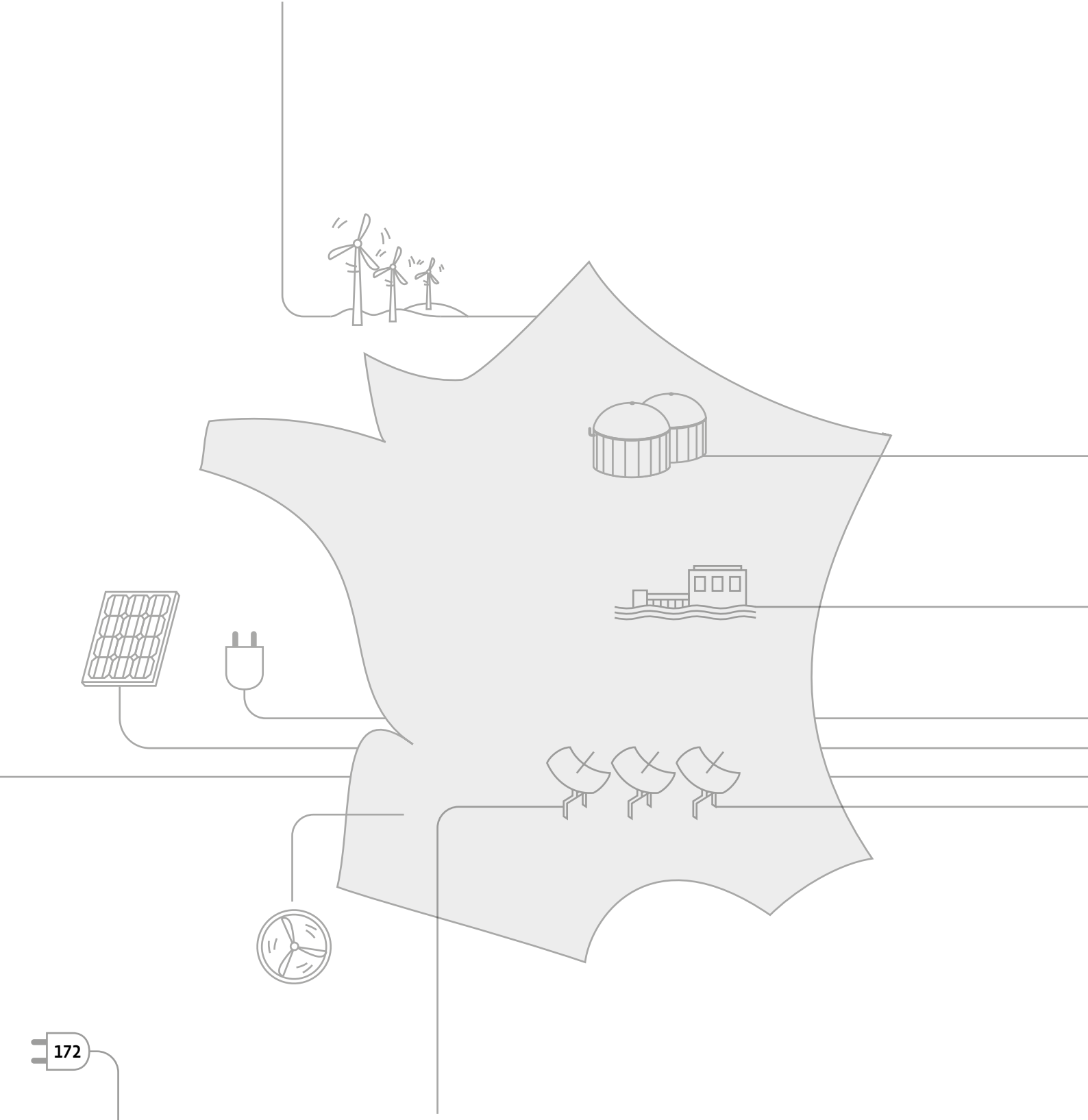
*À fin septembre 2025, 57 % de l'objectif était atteint*

**OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE ****

*Une production cible de 463 GWh à fin 2028*

*À fin septembre 2025, 93 % de l'objectif était atteint*

*** Biomasse solide, déchets et biogaz*





# LEXIQUE ET SOURCES

**Ademe (Agence de la transition écologique)**
Sa mission est d'animer, coordonner, faciliter ou réaliser des opérations ayant pour objet la protection de l'environnement, la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelables sur le territoire national.

**Agrégateur**
Achète l'électricité de petits producteurs et la revend sur le marché.

**Capex**
Capital expenditure, investissement initial d'une opération pour sa réalisation.

**Commission de régulation de l'énergie (CRE)**
C'est une autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

**Cogénération**
Production simultanée de deux formes d'énergie différentes au sein du même processus de production. Le cas le plus fréquent est la production d'électricité et de chaleur, la chaleur étant issue de la production électrique.

**Coût actualisé de l'énergie (LCOE pour levelized cost of electricity)**
Correspond au coût du système (investissement actualisé + coûts opérationnels) divisé par la production électrique (le nombre de kWh) qu'il produira sur toute sa durée de vie.

**Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)**
La DGEC définit et met en œuvre la politique française relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques ainsi qu'à la lutte contre le changement climatique et la pollution atmosphérique.

**Digestat**
Résidu solide ou liquide pâteux composé d'éléments organiques non dégradés et de minéraux issus du processus de méthanisation de matières organiques.

**Digesteur**
Désigne une cuve qui produit du biogaz grâce à un procédé de méthanisation des matières organiques.

**Emplois directs**
Emplois dans l'un des éléments de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque (fabrication, installation, maintenance…).

**Emplois indirects**
Emplois dans les activités de production de services ou produits nécessaires à la fabrication de produits directs. Ces activités de production ne sont pas spécifiques à une filière en particulier.



# LEXIQUE

**Entreprises locales de distribution (ELD)**
Les ELD sont des entreprises créées par les collectivités locales pour exploiter les réseaux de distribution.

**Guichet ouvert**
Un développeur de projet passe par une procédure en guichet ouvert lorsqu'il peut déposer son projet pour analyse à n'importe quel moment, sans avoir à attendre un appel d'offres.

**GWh**
Abréviation de gigawattheure (giga = $10^9$).

**Haute chute et basse chute**
Une centrale hydroélectrique de haute chute utilise une chute d'eau de plus de 50 mètres. Les centrales basse chute sont, elles, sous ce seuil.

**Mix électrique**
La composition par source d'électricité de la production électrique globale d'un territoire donné.

**Module photovoltaïque**
Assemblage de cellules photovoltaïques interconnectées, complètement protégé de l'environnement.

**MWh**
Abréviation de mégawattheure (méga = $10^6$). 1 MWh = 0,086 tep sauf pour l'électricité géothermie (1 MWh = 0,86 tep).

**Obligation d'achat (OA)**
La loi du 10 février 2000 a instauré le principe de l'obligation d'achat, transcrit dans les articles du code de l'énergie L. 314-1 et suivants ; des arrêtés fixent quant à eux le niveau du tarif d'achat et les conditions d'éligibilité. Seules EDF et les entreprises locales de distribution sont soumises à l'obligation d'achat, mais des organismes agréés peuvent choisir de prendre des contrats en obligation d'achat, d'un accord commun avec le producteur, par le transfert d'un contrat d'achat avec un acheteur obligé.

**Opex**
Operational expenditure, coût d'exploitation et de maintenance d'une installation.

**Power purchase agreement (PPA)**
ou vente directe d'électricité est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité, sans passer par un fournisseur d'électricité.

**Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**
Il s'agit de l'outil de pilotage fixant les priorités d'action des pouvoirs publics dans le domaine de la transition énergétique, conformément aux engagements pris dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

**Réseau électrique**
Ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique. Il est constitué de lignes électriques.

**Retour énergétique**
C'est le taux de rendement énergétique, c'est-à-dire le temps nécessaire à une installation EnR pour produire la quantité d'énergie qu'elle a consommée au cours de son cycle de vie.

**Service de la donnée et des études statistiques (Sdes)**
Le Sdes est rattaché au Commissariat général au développement durable (CGDD). Il assure, depuis le 10 juillet 2008, les fonctions de service statistique pour les domaines de l'environnement (ex-Ifen), de l'énergie (ex-Observatoire de l'énergie), de la construction, du logement et des transports (ex-SESP).

**Schéma régional climat air énergie (SRCAE)**
Copiloté par le préfet de région et le président du conseil régional, il est l'un des grands schémas régionaux créés par les lois Grenelle I et Grenelle II. Ce schéma doit intégrer dans un seul et même cadre divers documents de planification ayant un lien fort avec l'énergie et le climat, dont notamment le schéma éolien et le schéma de services collectifs de l'énergie.

**Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (Sraddet)**
Le Sraddet est un schéma régional de planification qui fusionne plusieurs documents sectoriels ou schémas existants, soit le schéma régional d'aménagement et de développement durable du territoire (SRADDT), le plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD), le schéma régional de l'intermodalité (SRI), le schéma régional climat air énergie (SRCAE) et le schéma régional de cohérence écologique (SRCE).

**Substrat**
Type de déchets valorisés dans un processus de méthanisation pour la production de biogaz. Ceux-ci peuvent venir de l'agriculture (lisiers, fumiers), de l'industrie agroalimentaire (résidus de distillation, marc, déchets de brasserie, graisse alimentaire), de stations de traitement des eaux (boues de Step), de déchets ménagers organiques, de déchets verts, etc.

**Taux de rentabilité interne (TRI)**
Mesure de la performance d'un investissement, exprimée en pourcentage. Un investissement est dit rentable lorsque le TRI est supérieur aux exigences de rentabilité des investisseurs.

**Tonne d'équivalent pétrole (TEP)**
Elle est l'unité conventionnelle permettant de réaliser des bilans énergétiques multi-énergies avec comme référence l'équivalence en pétrole. Elle vaut, par définition, 41,868 gigajoules (GJ), ce qui correspond au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole.

LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES · LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSEAU & AUTOCONSOMMATION · LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN ONSHORE & OFFSHORE

# RÉABONNEZ-VOUS DÈS MAINTENANT !

**WEB** (AVAILABLE IN ENGLISH) **+ PRINT**

SCANNEZ-MOI



Votre abonnement vous permet de bénéficier de **5 numéros** dont **1 hors-série** par an et par titre **+** L'actu des EnR, **la newsletter hebdomadaire +** L'accès au **kiosque en ligne** et aux **archives** du titre.

## BON DE COMMANDE

### Choisissez votre abonnement print + web

**SOLO (1 magazine au choix)**

| | | |
|---|---|---|
| FRANCE | ☐ 1 an..... 99 € | ☐ 2 ans.... 179 € |
| EUROPE* | ☐ 1 an..... 109 € | ☐ 2 ans.... 199 € |
| MONDE | ☐ 1 an..... 119 € | ☐ 2 ans.... 219 € |

**DUO (2 magazines au choix)**

| | | |
|---|---|---|
| FRANCE | ☐ 1 an..... 159 € | ☐ 2 ans.... 269 € |
| EUROPE* | ☐ 1 an..... 169 € | ☐ 2 ans.... 289 € |
| MONDE | ☐ 1 an..... 179 € | ☐ 2 ans.... 309 € |

**TRIO (3 magazines)**

| | | |
|---|---|---|
| FRANCE | ☐ 1 an..... 199 € | ☐ 2 ans.... 349 € |
| EUROPE* | ☐ 1 an..... 209 € | ☐ 2 ans.... 369 € |
| MONDE | ☐ 1 an..... 219 € | ☐ 2 ans.... 389 € |

** Europe et Drom-Com*

☐ LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ☐ LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE ☐ LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN

### Retrouvez nos derniers hors-séries**

**Le Journal des énergies renouvelables**

- ☐ La climatisation renouvelable (avril 2020) ..... 25 €
- ☐ La mobilité électrique renouvelable (avril 2021) .... 25 €
- ☐ L'agriculture et les EnR (avril 2022) ..... 25 €
- ☐ La géothermie (avril 2023) ..... 25 €
- ☐ Bois-énergie (avril 2024) ..... 25 €
- ☐ Les métiers des renouvelables (mars 2025) ..... 25 €

**Le Journal du Photovoltaïque**

- ☐ Kits photovoltaïques : le solaire à portée de main (juin 2021) ..... 25 €
- ☐ Recyclage et seconde vie (juin 2022)..... 25 €
- ☐ L'agrivoltaïsme, une culture nouvelle (juillet 2023) ..... 25 €
- ☐ Solaire et mobilité (juin 2024)..... 25 €
- ☐ Autoconso résidentielle (juin 2025)..... 25 €

**Le Journal de l'éolien**

- ☐ La question du foncier (septembre 2020)... 25 €
- ☐ "L'intermittence", fin d'un mythe (septembre 2021) ..... 25 €
- ☐ Éolien et biodiversité (juillet 2022) ..... 25 €
- ☐ Éolien et territoires (octobre 2023)..... 25 €
- ☐ Éolien en mer (octobre 2024) ..... 25 €
- ☐ L'éolien dans le monde (octobre 2025) ..... 25 €

*** Des frais de port s'appliquent pour tout achat à l'unité*

**Nom :** _____

**Prénom :** _____

**Société :** _____

**N° TVA intra. :** _____

**Adresse :** _____

_____

**Code postal :** _____

**Ville :** _____

**Téléphone :** _____

**Email :** _____

**Montant total :** ..... € + **Frais de port *** ..... €

France métropolitaine : 1,95 €, Europe/Dom-Com : 3,95 €, Monde : 5,95 € * Seulement pour toute commande de numéros

**Montant total de la commande :** ..... €

Bon de commande à retourner à :

**OBSERVATOIRE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES**
20 ter rue Massue, 94300 Vincennes - France
Tél : 01.44.18.00.80

Observ'ER

☐ Règlement par chèque bancaire à l'ordre d'Observ'ER

À joindre au bon de commande lors de l'envoi

**ou**

☐ Règlement par virement bancaire ou mandat administratif

Avec nom, prénom et raison sociale dans l'ordre de virement
IBAN : FR76 4255 9100 0008 0047 5262 288
BIC : CCOPFRPPXXX

Vous pouvez aussi commander nos anciens numéros et nos ouvrages en vous rendant sur : **librairie-energies-renouvelables.org**

### ORGANISMES

- Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)
- AFPG (Association française des professionnels de la géothermie)
- Amorce (Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des réseaux de chaleur, de l'énergie et des déchets)
- ATEE Club biogaz
- BPIfrance
- BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières)
- CRE (Commission de régulation de l'énergie)
- DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat)
- Le réseau des Dreal (directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement)
- Enedis
- EurObserv'ER
- Eurostat
- EDF (Électricité de France)
- Enerplan Syndicat des professionnels de l'énergie solaire
- ÉS Géothermie (Électricité de Strasbourg Géothermie)
- FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies)
- France énergies marines
- France hydroélectricité
- France territoire solaire
- France renouvelables
- Ministère de l'Économie et des Finances
- Ministère de la Transition écologique
- Observ'ER – *le Journal de l'éolien*
- Observ'ER – *le Journal du photovoltaïque*
- Observ'ER – *le Journal des énergies renouvelables*
- Observatoire des énergies de la mer
- Odré (Open data réseau énergie)
- Qualit'EnR
- RTE (Réseau transport électricité)
- SER (Syndicat des énergies renouvelables)
- Sdes (Service de la donnée et des études statistiques)
- Solar Power Europe
- Wind Europe

### PUBLICATIONS

#### Toutes filières

- « Chiffres clés de l'énergie. Édition 2025 », ministère de la Transition énergétique
- « Panorama de l'électricité renouvelable en 2024 », Agence ORE, Enedis, RTE, SER, 2025
- « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2025
- « Chiffres clés des énergies renouvelables. Édition 2025 », ministère de la Transition énergétique

#### Biomasse et déchets

- « Tableau de bord trimestriel du biogaz », Sdes, 2025
- « Déchets – Chiffres clés », Ademe, 2025

#### Éolien

- « Observatoire du système électrique renouvelable 2025 », France Renouvelables, Capgemini Invent, 2025
- « Tableaux de bord trimestriels de l'éolien », Sdes, 2025



# LISTE DES SOURCES UTILISÉES

**Observ'ER**
Le baromètre 2025
de l'électricité renouvelable
en France

# LEXIQUE ET SOURCES

**EMR**

- « Les énergies de la mer. Des emplois essentiels à la transition énergétique française », Observatoire des énergies de la mer, 2025

**Solaire**

- « Observatoire de l'énergie photovoltaïque en France », France territoire solaire, 2025
- « Tableau de bord trimestriel du photovoltaïque », Sdes, 2025
- « Observatoire du système électrique renouvelable 2025 », France Renouvelables, 2025

**Observ'ER**
20 ter, rue Massue
94300 Vincennes
Tél. : +33 (0)1 44 18 00 80
www.energies-renouvelables.org





***Un ouvrage réalisé en partenariat avec la FNCCR et l'Ademe.***