

14^e édition

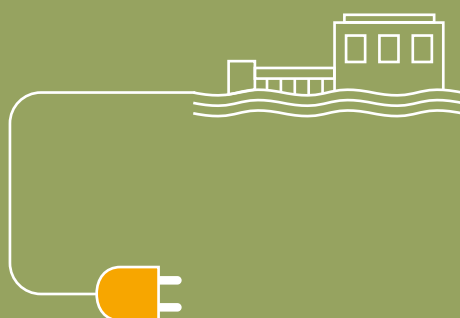
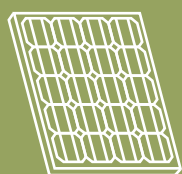


LE BAROMÈTRE 2023



DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES 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



*Directeur de la publication : **Vincent Jacques le Seigneur***

*Directrice adjointe : **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.**



AVANT-PROPOS	4
ÉDITO	5
ÉOLIEN	8
PHOTOVOLTAÏQUE	19
HYDRAULIQUE	31
BIOMASSE SOLIDE	46
BIOGAZ	60
DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES	71
GÉOTHERMIE	81
ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES	90
SYNTHÈSE	103
DOSSIER DU BAROMÈTRE : L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE, UN NOUVEL HORIZON ÉNERGÉTIQUE	120
PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE	131
LES RÉGIONS À LA LOUPE	140
LEXIQUE ET SOURCES	158

SOMMAIRE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Pour la quatorzième année, **Observ'ER** réalise son « **Baromètre des énergies renouvelables électriques 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.

Ce baromètre propose une lecture dynamique du développement récent de chacun des secteurs étudiés, 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. Le baromètre est disponible en format électronique et il est téléchargeable sur les sites d'Observ'ER et de la FNCCR.

Note méthodologique

Source 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), de l'Observatoire data réseau énergie (Odré) 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 2023 : « 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 2022. Pour l'éolien, les chiffres de l'emploi sont issus de « L'observatoire de l'éolien 2023 » (France Renouvelables, Capgemini Invent). Pour les énergies marines, les chiffres de l'emploi et de l'activité sont issus de l'étude « Les énergies de la mer » diffusée en juin 2023 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.

AVANT-PROPOS



Xavier Pintat

Président
de la FNCCR
– Territoire
d'énergie

Il aura fallu une crise inédite dans le secteur pour que les filières renouvelables se muent en pierre angulaire de notre stratégie énergétique afin de favoriser notre souveraineté et notre indépendance. Les aléas du marché de l'énergie depuis 2022 ont révélé notre vulnérabilité quant aux tensions internationales. La FNCCR prônait déjà avant la crise un développement massif des énergies vertes localement au niveau des territoires, territorialisation qui reste la clé de la décarbonation et permet de sécuriser en partie notre approvisionnement énergétique.

Parallèlement à cet essor, la FNCCR a milité pour que les collectivités puissent contractualiser directement avec des producteurs d'énergies renouvelables dans le cadre de contrats d'achat de type PPA

(Power Purchase Agreement). Un appel qui a été entendu et intégré aux derniers textes législatifs et réglementaires. Si aujourd'hui nous n'évoquons plus de délestages subis pour l'hiver 2023-2024, du fait d'une amélioration de notre capacité électronucléaire, il convient de maintenir la dynamique reposant sur deux piliers principaux : les productions d'électricités décentralisées grâce notamment au solaire et à l'éolien et la sobriété avec l'efficacité et la maîtrise de la demande en énergie. Pour cette dernière, la FNCCR a élaboré dès 2019 le programme Actee, qui encourage la rénovation énergétique des bâtiments publics en France. Dotée de plus de 200 millions d'euros, la troisième phase du programme, prévue jusqu'en 2026, poursuit la démarche initialement engagée



ÉDITO

Observ'ER

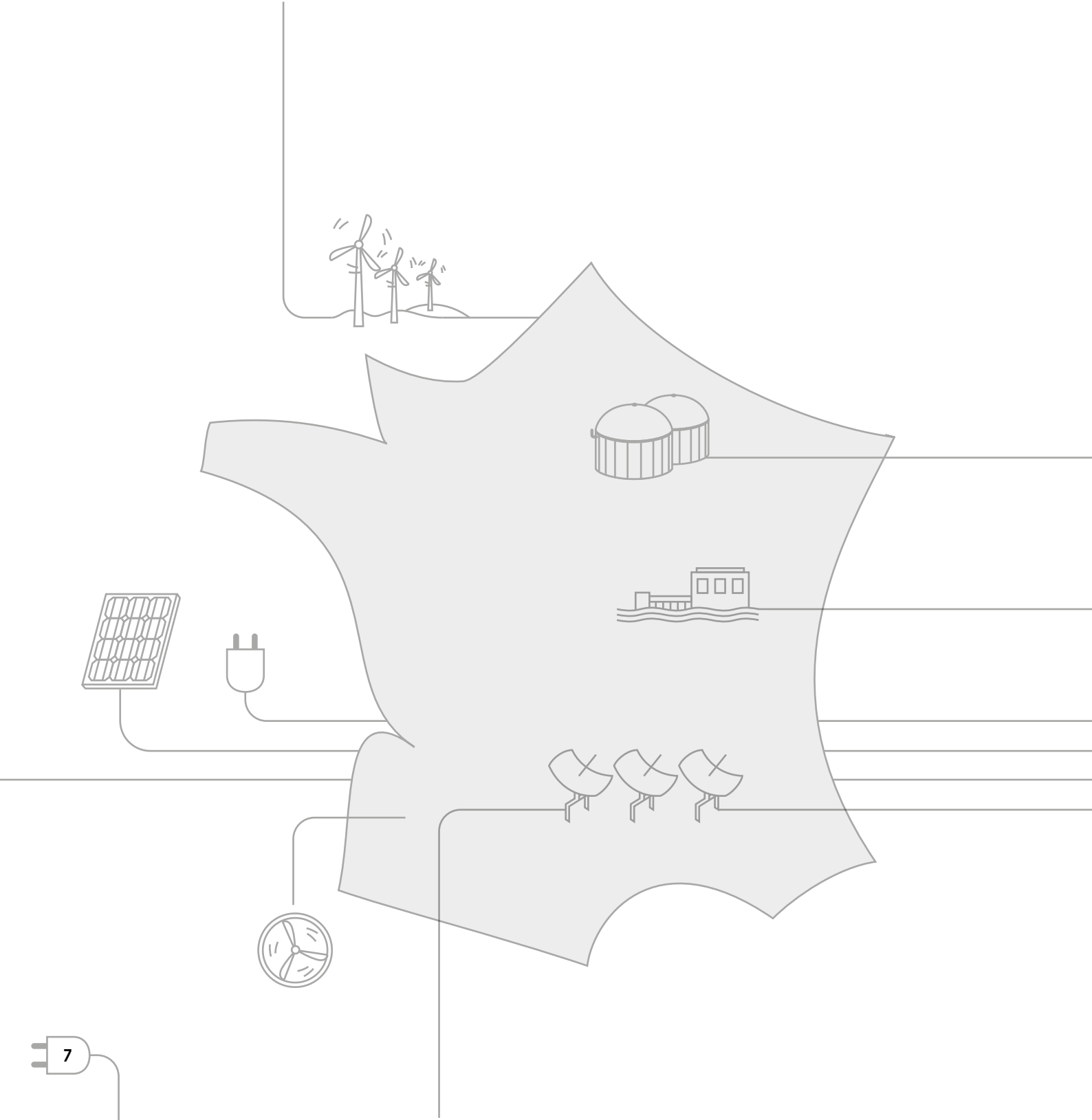
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

afin d'apporter des aides aux collectivités pour la réalisation d'études et la création de postes d'économistes de flux et d'experts mutualisés. Le programme entend aussi favoriser les économies d'énergie dans le domaine de l'éclairage public (Lum'Acte) et l'effacement maîtrisé (Eff'Acte). Conjugués aux énergies renouvelables, ces efforts de sobriété nous projettent collectivement dans notre futur énergétique, résolument local, résolument décarboné et résolument solidaire.

Au regard des résultats de ce nouveau «Baromètre des énergies renouvelables électriques», il semble que nous allions enfin dans le bon sens. Si l'éolien est encore à la peine en raison notamment d'une accumulation des recours et de procédures complexes, le solaire photovoltaïque a pu rattraper son retard et reprendre un rythme de développement en phase avec les objectifs européens. J'en veux pour preuve la multiplication des réalisations des adhérents de la FNCCR, notamment les Territoires (syndicats) d'énergie, qui ont dernièrement inauguré de grandes centrales au sol ou des ombrières sur des parkings, soit en maîtrise d'ouvrage propre, soit par l'intermédiaire des sociétés d'économie mixtes (SEM) qui se créent de plus en plus pour porter les projets locaux.

De surcroît, on assiste à un développement notable des opérations en auto-consommation collective, qui vont permettre également d'aller vers l'objectif recherché.

Les zones d'accélération prévues par la loi Aper (accélération de la production d'énergies renouvelables) permettront nous l'espérons un nouveau souffle pour renforcer encore ces productions d'énergie vertueuses et leur acceptabilité locale. En la matière, la FNCCR martèle que les collectivités doivent être intégrées a minima dans la concertation si ce n'est elles-mêmes porteuses des programmes locaux d'énergies renouvelables. Elles sont en capacité de garantir des externalités positives pour les populations, de garantir de grands équilibres au regard de leur parfaite connaissance du terrain et surtout de créer un espace de dialogue constructif entre les élus démocratiquement légitimes et les habitants concernés par des projets éoliens, solaires ou de biomasse. En 2024, le congrès de la FNCCR portera sur la territorialisation des énergies renouvelables. Pertinente pour tous les aspects de la transition écologique, cette territorialisation est élémentaire pour mener à bien la stratégie énergétique française. ●



LES FILIÈRES RENOUVELABLES

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Parc éolien Haut Cabardès. (Aude).



Malgré ses ambitions, la filière éolienne terrestre est fébrile. Le contexte de développement n'a pas évolué en 2023 et le secteur reste entravé par des lourdeurs administratives et réglementaires qui l'empêchent de s'inscrire pleinement dans sa feuille de route.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée à fin septembre 2023

21 956 MW

Production électrique en 2022

37 417 GWh

Objectif éolien terrestre à fin 2023

24,1 GW

Objectif éolien terrestre à fin 2028

33,2 – 34,7 GW

*Emplois directs et indirects
dans la filière en 2022*

21 284

Chiffre d'affaires de la filière en 2022

6 215
millions d'euros



FILIÈRE ÉOLIEN TERRESTRE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

DU MIEUX DANS LE RYTHME DE CROISSANCE DU SECTEUR

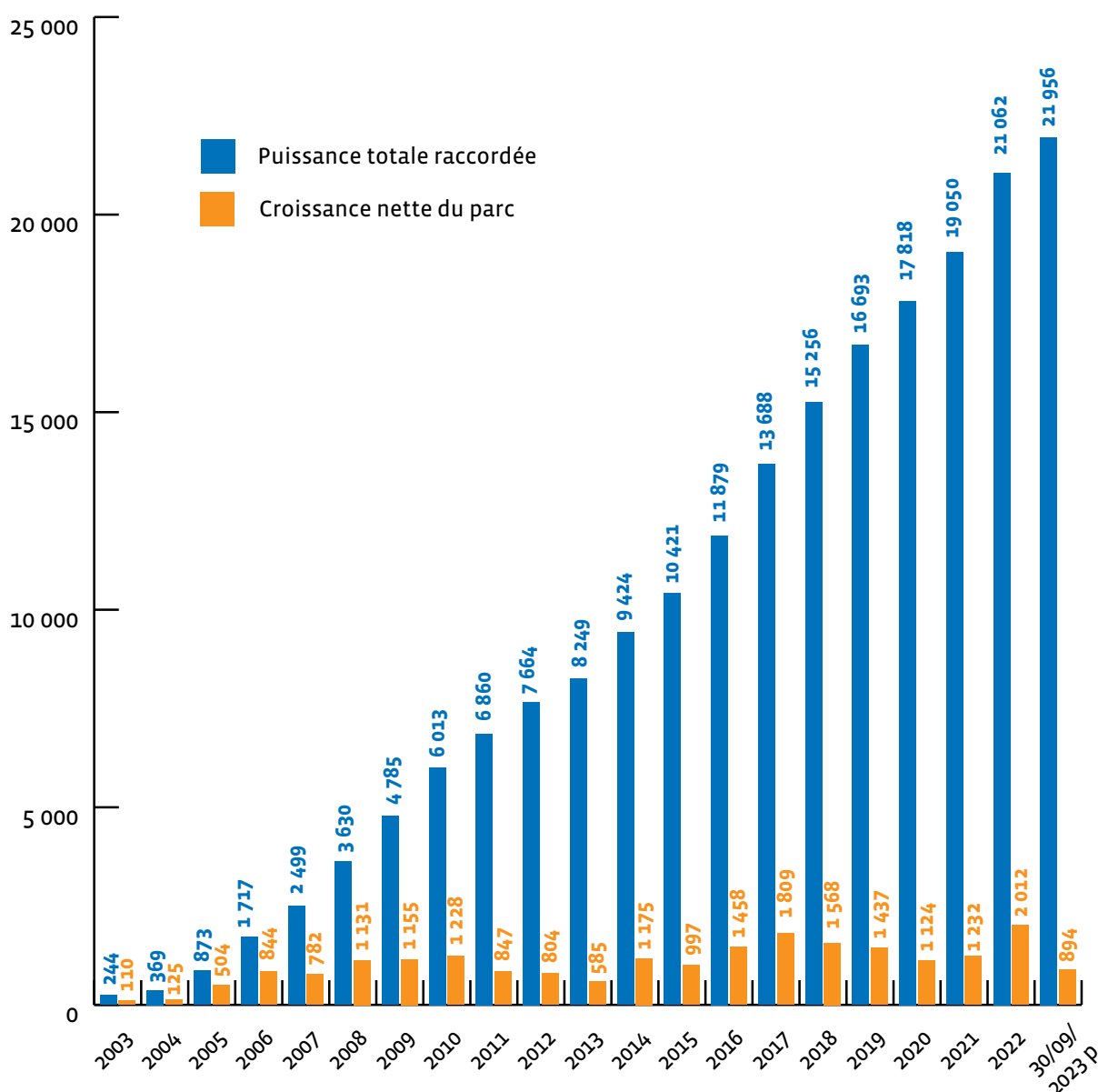
Pour la filière éolienne terrestre, 2022 a été une bonne année en termes de progression nette du parc installé. Sur la base des chiffres du tableau de bord trimestriel du Sdes¹, 2 012 MW ont été raccordés en 2022,

soit la meilleure performance de la filière éolienne terrestre en France depuis le début de son développement. Il s'agit seulement de la troisième fois de l'histoire du secteur que la barre symbolique des 1,5 GW de puissance annuelle raccordée est franchie. Cependant,

Graphique n°1

Évolution de la puissance éolienne raccordée en France en MW

Source : Sdes¹, 2023 - p : provisoire



1. Service des données et études statistiques du ministère de l'écologie.

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

les tendances pour l'année 2023 sont moins optimistes. Au cours des trois premiers trimestres, 894 MW de nouvelles capacités ont été raccordées en France, soit environ 10 % de moins qu'à la même période pour l'année précédente. À fin septembre 2023, la puissance totale installée du parc éolien terrestre serait de 21 956 MW. Il est tout de même à noter que la France se situe néanmoins dans le peloton de tête des champions européens. L'Allemagne comptait 66,2 GW d'éolien installés fin 2022 (dont 8 GW d'offshore), l'Espagne 29 GW (dont 5 GW d'éoliennes en mer) et la Suède 14,6 GW, selon les chiffres d'EurObserv'ER. En termes de production d'énergie, la filière a généré en 2022 37 417 GWh d'électricité (soit 8,3 % de la consommation électrique française), contre 36 831 GWh en 2021, une année qui avait été très peu ventée. Placé dans la perspective de l'objectif à atteindre à fin 2023 (24,1 GW), le secteur de l'éolien terrestre va rater sa cible de plus de 1 GW. Si la filière a un peu relevé son rythme de croissance depuis deux ans, l'ensemble reste trop juste pour pouvoir accrocher une dynamique qui permettrait d'atteindre les objectifs suivants : placer le parc éolien terrestre national entre 33,2 et 34,7 GW à fin 2028. La projection de la tendance actuelle placerait le parc aux alentours de 31,5 GW, un chiffre certes pas très éloigné des fourchettes visées, mais comme la tendance est la même sur le photovoltaïque, le pays risque de cumuler les retards sur ces deux filières électriques renouvelables phares.

TOUJOURS LES MÊMES OBSTACLES

Le cadre dans lequel évolue la filière éolienne terrestre en France a très peu évolué au fil des années. De nombreuses contraintes réglementaires réduisent le foncier disponible pour les projets. Outre

la distance minimale de 500 mètres entre une éolienne et les premières habitations, le secteur doit composer avec des limites sur les hauteurs des machines en relation avec les diverses servitudes liées aux radars militaires, aéronautiques et météorologiques. Au final, on estime que la filière éolienne dispose de seulement 20 % du territoire français pour se développer. Autre problème persistant, celui des lourdeurs administratives afférentes aux procédures d'autorisation. En France, l'éolien est la seule filière renouvelable dont les sites relèvent d'une autorisation au dispositif des Installations classées pour l'environnement (ICPE). Cette démarche est même unique en Europe. Selon le syndicat professionnel France Renouvelables (ex-FEE), le dépôt d'un dossier éolien pour autorisation auprès des services déconcentrés de l'État représente plus de 2 000 pages, incluant toutes les études environnementales, sur la biodiversité ou les paysages. La filière se développe donc dans un univers de procédures, certes complexes, mais avec lesquelles les professionnels ont appris à composer au fil des années et qui a permis d'avoir une grande exigence dans le développement des projets. Toutefois, en parallèle à ce cadre posé, se sont développées des règles rédigées dans des guides, des chartes de collectivités territoriales ou des services déconcentrés de l'État qui s'inscrivent petit à petit dans la pratique et qui complexifient les choses. L'accumulation de ces freins réglementaires et administratifs porte le délai moyen d'obtention de l'autorisation de construction, purgée de recours, d'un parc éolien terrestre à sept ans, soit plus du double du temps que dans d'autres pays européens.

La filière peine à prendre une nouvelle envergure et les procédures

Une industrie européenne en difficulté

En octobre 2023, Bruxelles a présenté un plan d'action destiné à soutenir l'industrie éolienne européenne. En effet, la Commission européenne veut protéger son industrie éolienne, en pleine turbulence et dont l'Asie vient de lui ravir le leadership mondial. En 2022, la grande majorité des principaux fabricants européens de turbines ont communiqué sur des pertes. Les raisons sont multiples : hausse des taux d'intérêt, augmentation des coûts des matières premières et tensions sur la chaîne d'approvisionnement se sont combinées avec des rythmes de croissance des marchés des principaux pays européens moins dynamiques que prévu. Ainsi, la part du marché européen sur ce secteur est passée de 58 % en 2017 à 30 % en 2022, perdant du terrain face au déploiement rapide de l'éolien en Chine. Les mesures définies par la Commission insistent sur la nécessité des États membres de simplifier et d'accélérer leurs procédures d'autorisation. L'amélioration de la conception des appels d'offres est aussi visée. Pour soutenir la fabrication d'équipements éoliens en Europe, l'accès au financement et à l'investissement sera facilité. Le renforcement des compétences dans la filière est également visé. Enfin, une charte européenne de l'éolien devrait être élaborée par l'Union européenne et ses États membres, afin de signaler leur engagement auprès de la filière.

Bruxelles évalue aux environs de 6 milliards les investissements nécessaires pour soutenir la filière. La Commission européenne va déjà accroître son soutien dans le cadre du Fonds d'innovation, en doublant le budget de financement des projets de fabrication de technologies propres, à 1,4 milliard. Des travaux sont aussi en cours avec la Banque européenne d'investissement pour garantir les risques de crédit des banques commerciales à l'égard des principaux fournisseurs de l'industrie éolienne. Comme pour le photovoltaïque, la menace numéro un est la Chine. Bruxelles ne cache plus sa volonté d'enquêter sur les subventions chinoises visant à promouvoir leurs fabricants d'éoliennes, comme elle l'a fait sur les voitures électriques.

11

d'appels d'offres organisées par la CRE (Commission de régulation de l'énergie) se retournent parfois contre le secteur. Ainsi en mars 2023, la troisième période de l'appel d'offres PPE 2 n'avait retenu que 54 MW sur les 925 MW espérés. Seulement 6 % de la puissance espérée à l'ouverture de l'appel, un chiffre désespérément bas pour une filière déjà pas en avance sur sa feuille de route. La raison de ce résultat ? Une modification peu claire dans la rédaction du cahier des charges des appels d'offres conduisant à l'invalidation, d'emblée, de

trois quarts des soixante dossiers de parcs éoliens terrestres, faute de répondre à un critère réclamé par l'administration. Une situation jugée « inacceptable » par l'entourage de la ministre de la Transition énergétique, Agnès Pannier-Runacher. La filière a ainsi perdu près de 900 MW de puissance, un volume qui va être très probablement validé lors des appels d'offres suivants, mais cela aura été autant de temps perdu. En octobre 2023, la Cour des comptes elle-même s'est penchée sur la situation de

Observ'ER

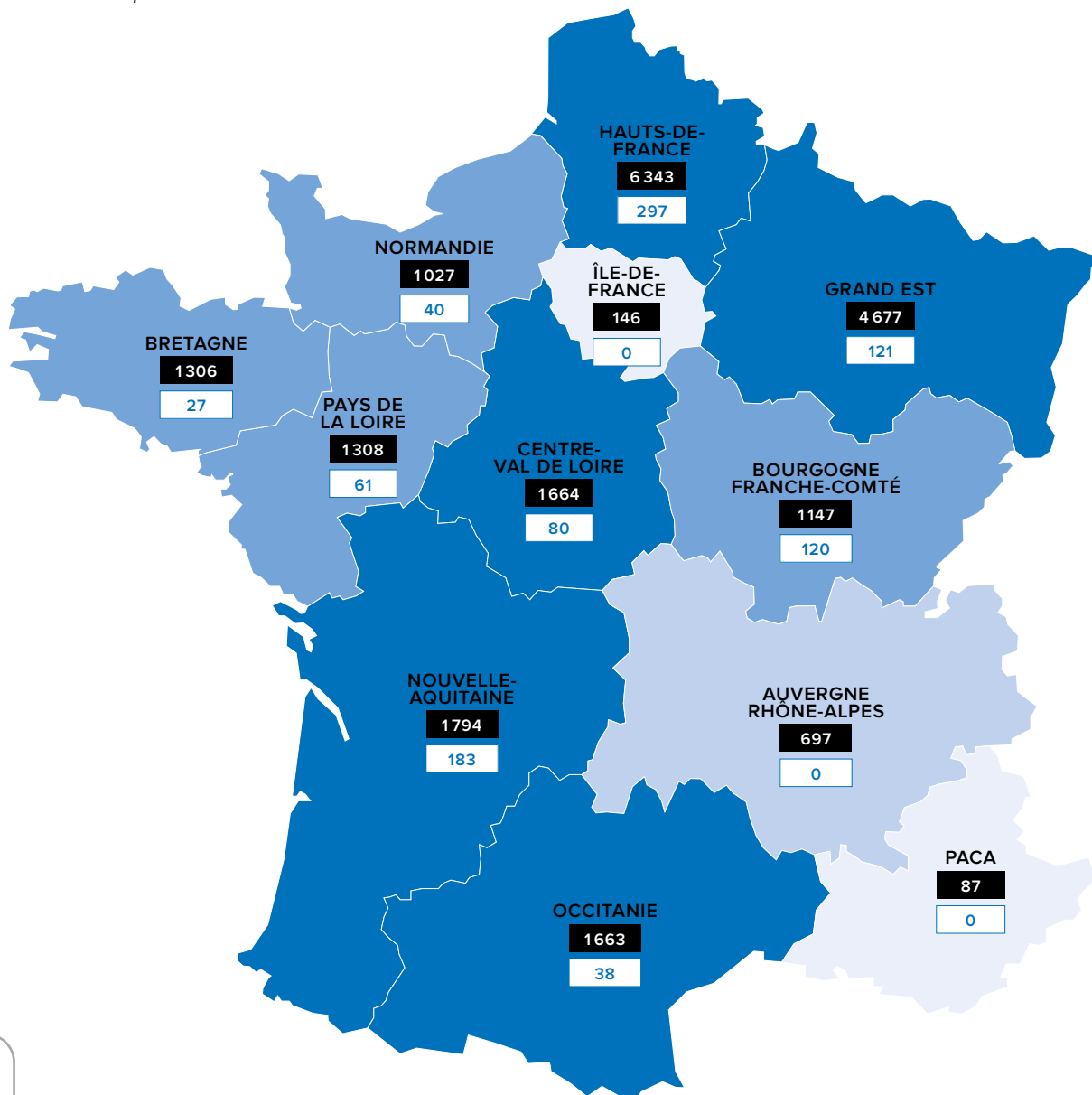
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Carte n°1

Cartographie de la filière éolienne terrestre en France*

Source : Sdes, 2023.

* Chiffres provisoires.

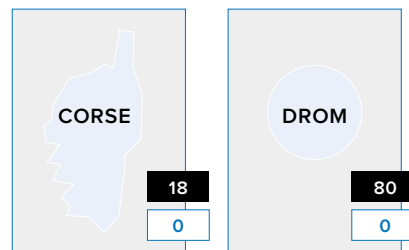


21956 Puissance raccordée à fin septembre 2023 :

- < 500 MW
- 500 - 1000 MW
- 1000 - 1500 MW
- > 1500 MW

894

Puissance raccordée depuis le début de l'année 2023 en MW



Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

la filière. Parmi ses conclusions, le rapport pointe notamment le fait que les dispositifs existants visant à définir les zones d'implantation de l'éolien terrestre ont plutôt conduit à « cumuler les interdictions et les contraintes ».

Devant le retard pris par la majorité des filières renouvelables, le gouvernement a élaboré en 2022 une loi d'accélération des énergies renouvelables qui a été votée en mars 2023. Conçue tout particulièrement pour lever les freins réglementaires qui pèsent sur le développement de nouveaux projets, la loi a pour mesure phare la création de zones d'accélération des énergies renouvelables dans lesquelles les procédures seront simplifiées, avec notamment une présomption d'intérêt public majeur pour les projets renouvelables. Pour l'éolien, l'enjeu est également de viser une diffusion des sites plus équilibrée sur le territoire puisque deux régions (Hauts-de-France et Grand Est) comptent, à elles seules, la moitié de la puissance installée dans le pays. Fin 2023, ces zones n'étaient toujours pas identifiées et les acteurs redoutent qu'un retard sur cette étape ne vienne ajouter un nouveau caillou dans un jardin déjà bien garni.

PLUS DE 21 000 EMPLOIS DANS LE SECTEUR DE L'ÉOLIEN TERRESTRE EN FRANCE

Plusieurs études récurrentes suivent l'évolution de l'emploi dans l'éolien. La plus détaillée est celle réalisée chaque année par le cabinet Capgemini Invent pour le compte de l'association France Renouvelables. Intitulé « Observatoire de l'éolien », ce travail dissèque l'activité de l'ensemble des régions françaises pour chacune des étapes de la chaîne de valeur du secteur. Pour le segment de l'éolien ter-

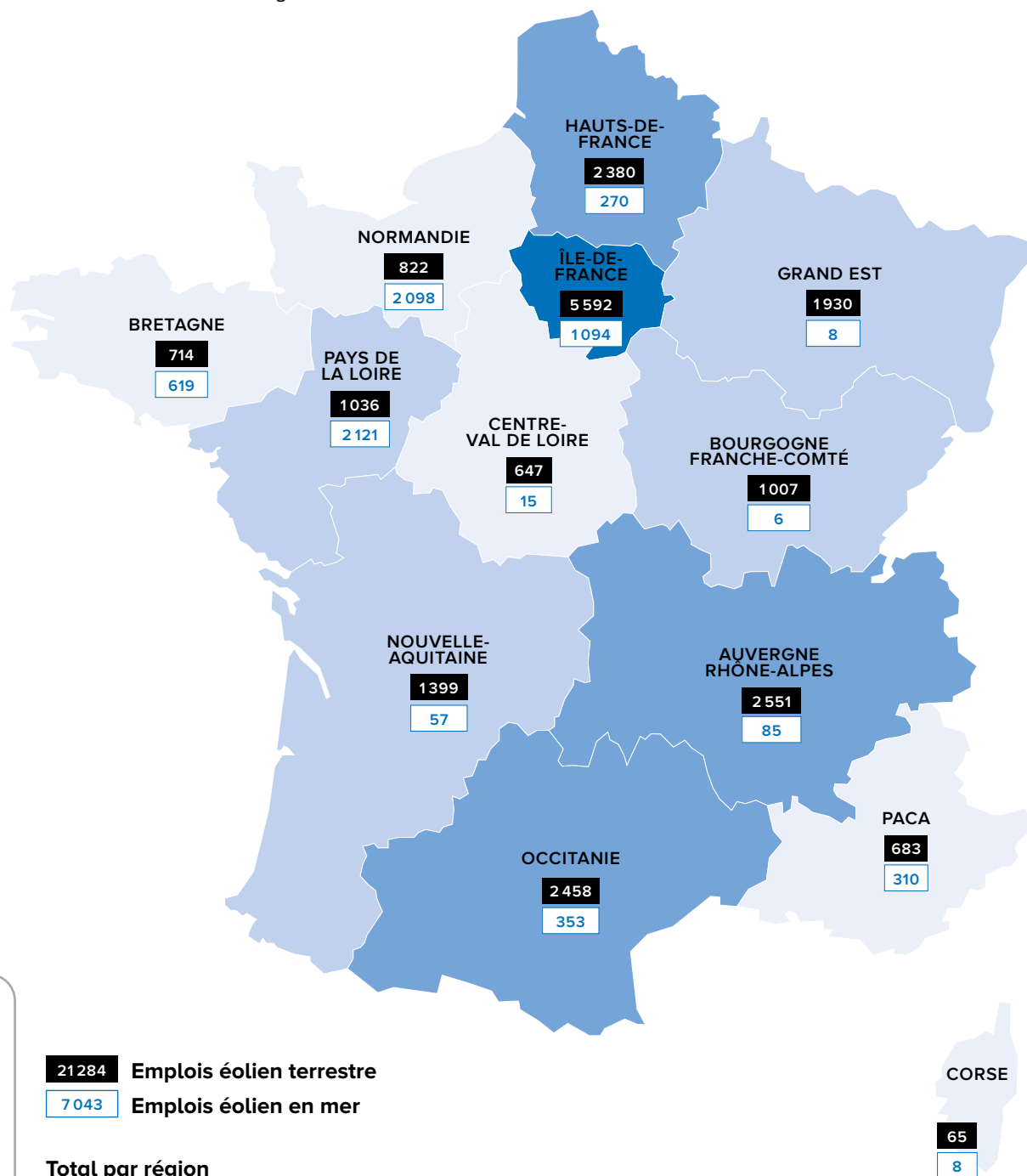
restre, 21 284 emplois directs et indirects ont été comptabilisés pour l'année 2022. 1 979 emplois ont été créés entre 2021 et 2022, ce qui représente une croissance de 10 %. Les perspectives d'emplois dessinées par cette étude à horizon 2035 pour l'éolien terrestre sont florissantes, mais porteuses d'un avertissement. Cette projection se fait selon deux scénarios. Le premier s'ancre dans la situation actuelle, où les retards au regard du déploiement des projets constituent la dynamique en cours. Dans ce cas, l'éolien terrestre compterait 40 602 emplois en 2035. Le second scénario répond à une configuration où l'emploi dans la filière évolue en adéquation avec les objectifs portés par la loi de programmation sur l'énergie et le climat. Ici, la filière concernerait 47 546 personnes. Ainsi, même si l'éolien terrestre demeure un secteur dynamique, près de 7 000 emplois pourraient ne jamais être créés du fait des obstacles qui ralentissent depuis longtemps la filière.

Une autre étude de référence est celle de l'Observatoire des énergies de la mer qui recensait, à fin 2022, 7 508 emplois équivalents temps plein (ETP) dans le domaine des énergies marines, dont 94 % portaient sur l'éolien en mer posé ou flottant. Le rapprochement de ces deux études a permis de réaliser la carte suivante, qui distingue pour chaque région les ETP relevant de l'éolien terrestre de ceux relatifs à l'éolien en mer. L'Île-de-France constitue la principale région pourvoyeuse d'emplois en raison de ses nombreux sièges sociaux et bureaux d'études. Ces emplois s'appuient sur environ un millier de sociétés présentes sur toutes les activités de la filière qui constituent de ce fait un tissu industriel diversifié. Ces sociétés sont de taille variable, allant de la TPE au grand groupe industriel.

Carte n°2

Répartition des emplois dans l'éolien (terrestre et en mer) en 2022

Source: Observ'ER d'après données de l'Observatoire de l'éolien, France Renouvelables 2023 et du rapport 2023 de l'Observatoire des énergies de la mer.



21 284 Emplois éolien terrestre
7 043 Emplois éolien en mer

Total par région

- < 1000
- 1000 - 2000
- 2000 - 5000
- > 5000

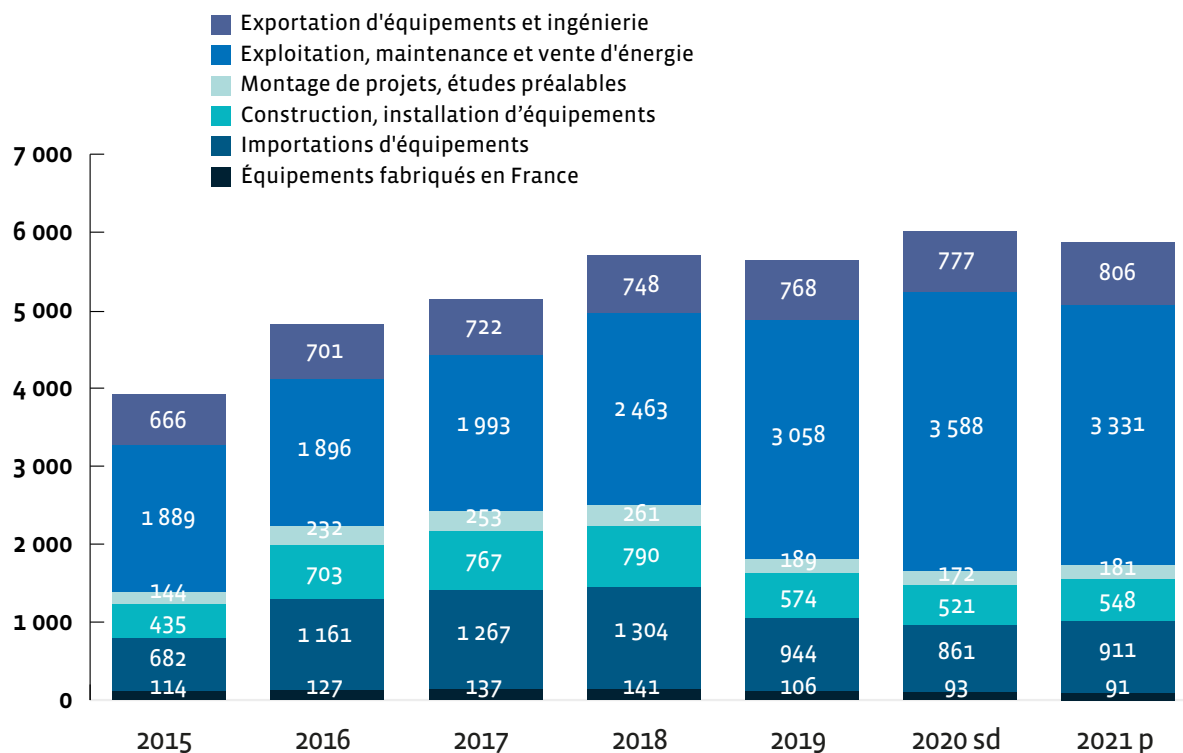
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n° 2

Répartition de l'activité éolienne terrestre en 2021 (en millions d'euros)

Source : Ademe, 2023 - sd : semi-définitif - p : provisoire.



Concernant l'activité économique, c'est l'étude « Marché et emplois » réalisée par le cabinet In Numeri pour le compte de l'Ademe qui cette fois est le travail de référence sur l'éolien terrestre. Pour 2022, le marché total de l'éolien terrestre français est évalué à plus de 6,2 milliards d'euros, un chiffre en hausse de 5 % par rapport à 2021 (5,9 milliards). La décomposition de l'activité en 2021 (année la plus récente disponible pour ce détail) montre que c'est le poste lié à l'exploitation des sites en opération qui génère la plus grande part du chiffre d'affaires du secteur (3 331 millions d'euros, 57 % de l'ensemble). En complément du marché intérieur, le volume des exportations atteint 806 millions et représente 14 % de l'activité totale du secteur. ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.journal-eolien.org
- ✓ www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien
- ✓ <https://merenergies.fr>
- ✓ www.enr.fr
- ✓ www.fee.asso.fr



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Sarah Dalisson**,
associée au cabinet
LPA-CGR avocats,
spécialiste en droit
de l'énergie

1 L'éolien terrestre ne parvient pas à renforcer son développement annuel. Quels sont les principaux obstacles aujourd'hui en France ?

Le territoire français est grevé de nombreuses contraintes qui limitent les lieux disponibles au développement de l'éolien terrestre : distance aux habitations, contraintes militaires, d'aviation civile et Météo France, biodiversité, paysage... Si l'on considère l'ensemble de ces contraintes, on estime que seuls 20% du territoire sont propices au développement de la filière. Toutefois, l'un des principaux obstacles est relatif à l'instruction des projets. Malgré certaines récentes évolutions législatives et réglementaires, les délais d'instruction et d'octroi des autorisations environnementales auxquelles sont soumis les projets éoliens restent trop longs. Cela a même été pointé par la Commission européenne à la fois dans le plan européen pour l'éolien (Wind Power Package), mais également dans la nouvelle directive sur les énergies renouvelables, dite RED III. Afin d'illustrer ce point, on peut se référer au tableau de bord trimestriel sur la filière

où le ministère de la Transition énergétique évaluait au 30 septembre 2023 à 11,6 GW le volume de projets en instruction. Ce chiffre représente plus de la moitié de la puissance installée à cette date (22 GW). On voit donc que la filière est en capacité de sortir des volumes importants de projets pour participer pleinement à la sécurité d'approvisionnement du pays et que la réduction de cette phase d'instruction permettrait d'accélérer encore d'avantage la réalisation de nouveaux sites. Enfin, le développement éolien fait également face à de nombreuses idées reçues qui limitent son acceptabilité dans certains territoires. Combattre ces fausses informations fait partie des missions du SER, qui publiera prochainement un questions/réponses dédié à l'éolien terrestre. Sur ce terrain, il est nécessaire que les pouvoirs publics puissent également prendre leur part à tous les niveaux.

2 La loi d'accélération des énergies renouvelables de 2023 a-t-elle eu un impact sur la filière ?

Il est aujourd'hui encore trop tôt pour tirer un bilan complet sur ce sujet. Plusieurs textes d'application de la loi d'accélération sont encore en attente de publication et seront susceptibles d'avoir effectivement des impacts positifs pour la filière. Concernant la réduction des délais de traitement des dossiers, on peut citer la création d'un référent préfectoral à l'instruction des dossiers qui devrait fluidifier et homogénéiser les traitements. On peut également relever la reconnaissance d'une présomption de raison impérieuse d'intérêt public majeur automatique pour certains projets renouvelables, dont font partie les parcs éoliens d'une puissance inférieure ou égale



à 9 MW, ou l'obtention automatique des autorisations d'exploiter pour les projets lauréats d'appels d'offres. D'autres actions visent, quant à elles, à ouvrir de nouveaux territoires jusqu'ici grevés par des contraintes de type radars, comme la mise en service de radars de compensation militaires ou de radars de compensation météorologiques, cette dernière mesure étant d'ores et déjà effective. En matière d'accompagnement financier, la loi prévoit l'instauration d'un fonds de garantie destiné à compenser une partie des pertes financières qui résulteraient d'une annulation par le juge administratif de l'autorisation d'urbanisme ou du permis de construire. Cette mesure permettra aux développeurs de débiter leur chantier sans avoir à attendre l'issue d'un éventuel recours en contentieux engagés. Ces recours sont aujourd'hui devenus quasi-systématiques de la part des opposants à l'éolien. Cependant, d'autres mesures contenues dans cette loi pourraient poser des difficultés. C'est le cas de la prise en compte de la notion de saturation visuelle dans l'examen des projets pour l'octroi d'une autorisation environnementale. Enfin, la création de zones d'accélération est une mesure sur laquelle le secteur des renouvelables reste à ce stade réservé, car ces zones seront, d'une part, multifilières et donc sans aucune obligation pour les communes de définir des zones qui conviennent spécifiquement à l'éolien, et, d'autre part, ces zones doivent permettre d'atteindre les objectifs régionalisés de la PPE, qui ne seront pas définis avant plusieurs mois à minima. Enfin des zones d'exclusion pourront être identifiées par les communes, ce qui empêchera tout type de projet renouvelable d'y être développé.

3 Quelle est la dynamique du repowering aujourd'hui en France ?

Il est pour le moment difficile de chiffrer avec précision le potentiel de repowering à venir, mais il est certain qu'il va être de plus en plus important. Ainsi, le SER considère que le potentiel à 2035 serait de plus de 6 GW. L'avantage du repowering est de permettre le remplacement d'anciennes turbines par de nouvelles machines plus grandes et plus puissantes. L'énergie captée par une éolienne dépendant essentiellement de la surface balayée par le rotor, cela signifie qu'avec des machines un petit peu plus grandes on produira beaucoup plus d'énergie. Cela va notamment permettre d'augmenter significativement la puissance installée sur le territoire en limitant l'augmentation du nombre de mâts. Cependant, la réglementation actuelle limite le potentiel du repowering puisque le renouvellement des parcs ne fait pas l'objet d'un régime juridique propre. Les opérations de repowering doivent passer par des procédures aussi lourdes que les nouveaux projets (dits « greenfield »), alors même que les projets de renouvellement sont souvent plus faciles à développer, notamment car ils bénéficient généralement déjà d'une grande acceptabilité locale. La réglementation actuelle, qui se présente sous forme d'une instruction, dispose que toute opération de renouvellement qui entraînerait l'installation de nouvelles éoliennes d'une hauteur supérieure à 10 % de la hauteur de celles qu'elles remplacent nécessite un examen au cas par cas, et potentiellement un passage par une procédure d'autorisation classique, et, au-delà de 50 % d'augmentation de la hauteur, un passage nécessaire par cette procédure. On retombe alors



dans la lenteur des délais évoquée précédemment. Par ailleurs, les nouveaux projets peuvent être confrontés à certaines contraintes citées plus haut, puisque certaines d'entre elles pouvaient ne pas être impactantes initialement, de par la petite taille des machines, mais peuvent le devenir lors du renouvellement. En outre, certaines de ces contraintes ayant évolué depuis le début des années 2000, tous les projets existants ne sont pas éligibles au repowering. Enfin, même si le potentiel de repowering est un enjeu important pour la filière éolienne terrestre, il ne sera pas suffisant à lui seul pour atteindre les objectifs de la PPE. Il est absolument indispensable de poursuivre en parallèle le développement de nouveaux projets greenfield. ●

Centrale photovoltaïque
« Le Pouzin 2 », située
sur la commune
du Pouzin (Ardèche).

CHIFFRES CLÉS

Puissance à fin septembre 2023

18 988 MW

Production électrique en 2022

19 055 GWh

Objectif à fin 2023

20,1 GW

Objectif à fin 2028

35,1 GW – 44 GW

Emplois directs dans la filière fin 2022

16 100

Chiffre d'affaires dans la filière en 2022

7 987
millions d'euros

Longtemps en retard sur sa trajectoire, la filière a réussi à significativement relever son rythme de croissance depuis 2021. Porté par l'autoconsommation et les grandes toitures, le photovoltaïque peut désormais espérer atteindre son objectif à fin 2023 avant des objectifs plus ambitieux à 2028.

C. Moiré - CNR

FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

PHOTOVOLTAÏQUE

Depuis 2021, une nette tendance à l'accélération des installations de nouvelles capacités photovoltaïques est observée en France. Alors que les volumes annuels des nouveaux raccordements n'avaient qu'à de rares occasions dépassé la barre du GW depuis 2012, la filière a affiché 3,1 et 2,6 GW de mieux en 2021 et 2022. 2023 s'annonce encore meilleure puisqu'à fin septembre, le parc photovoltaïque développait une capacité de 18 988 MW pour l'ensemble du territoire français (métropole et Drom), soit 2 303 MW de puissance additionnelle depuis le 1^{er} janvier. Ce redressement spectaculaire du rythme de croissance a totalement remis le secteur dans la bonne trajectoire pour

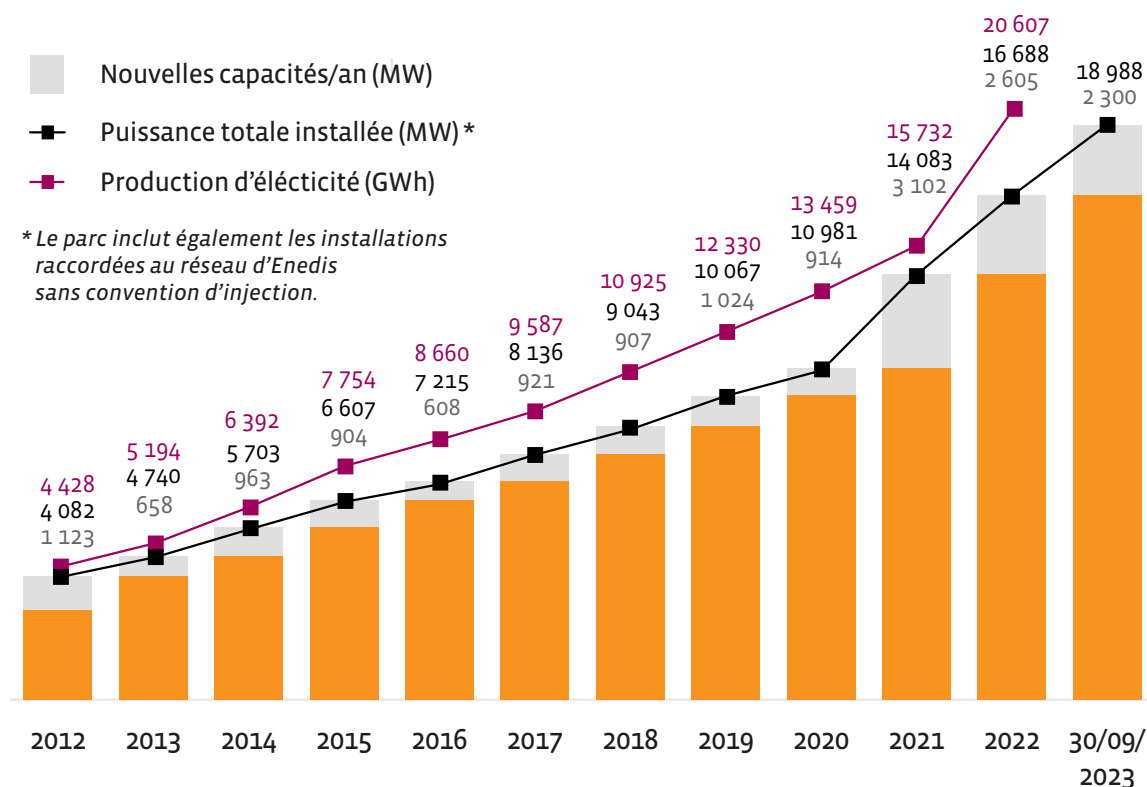
atteindre ses prochains objectifs inscrits dans le texte de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Le photovoltaïque était attendu à une hauteur de 20,1 GW à fin 2023, un niveau qui est désormais accessible à la filière.

Ce rebond tombe à point nommé car début 2022, malgré les bons résultats enregistrés l'année précédente, le photovoltaïque français était plutôt en ballottage défavorable concernant l'atteinte de son point de passage à fin 2023. Le secteur aura installé 8 GW en trois ans, soit une capacité équivalente à celle raccordée sur la période 2012-2020. La prochaine

Graphique n° 1

Parc total photovoltaïque et production d'électricité annuelle en France

Source : Jusqu'à 2022 données du Sdes – 2023 données issues de la base Odré.



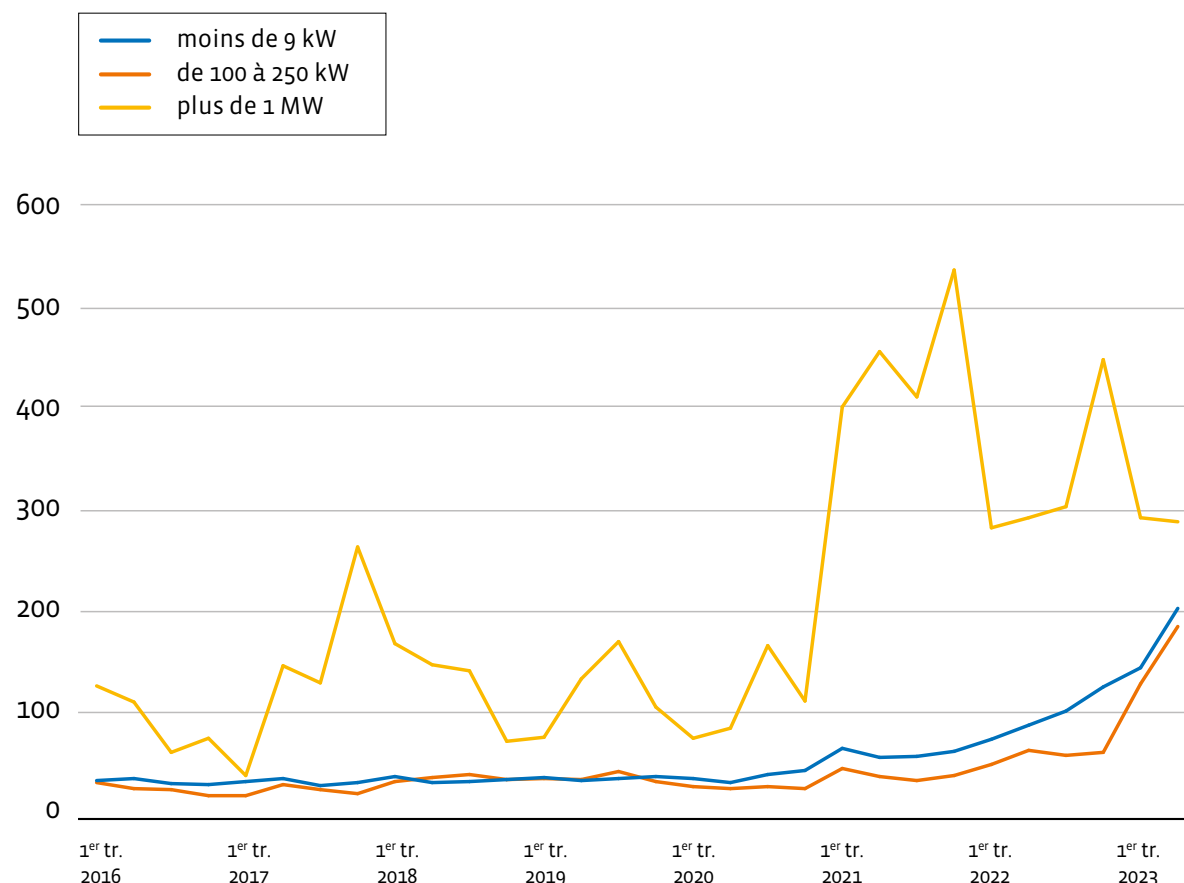
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n° 2

Évolution des puissances raccordées par trimestre sur trois segments de marché (MW)

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



échéance vise un parc photovoltaïque national compris entre 35,1 et 44 GW d'ici à fin 2028, un défi qui peut être réalisable si la filière poursuit sa croissance actuelle.

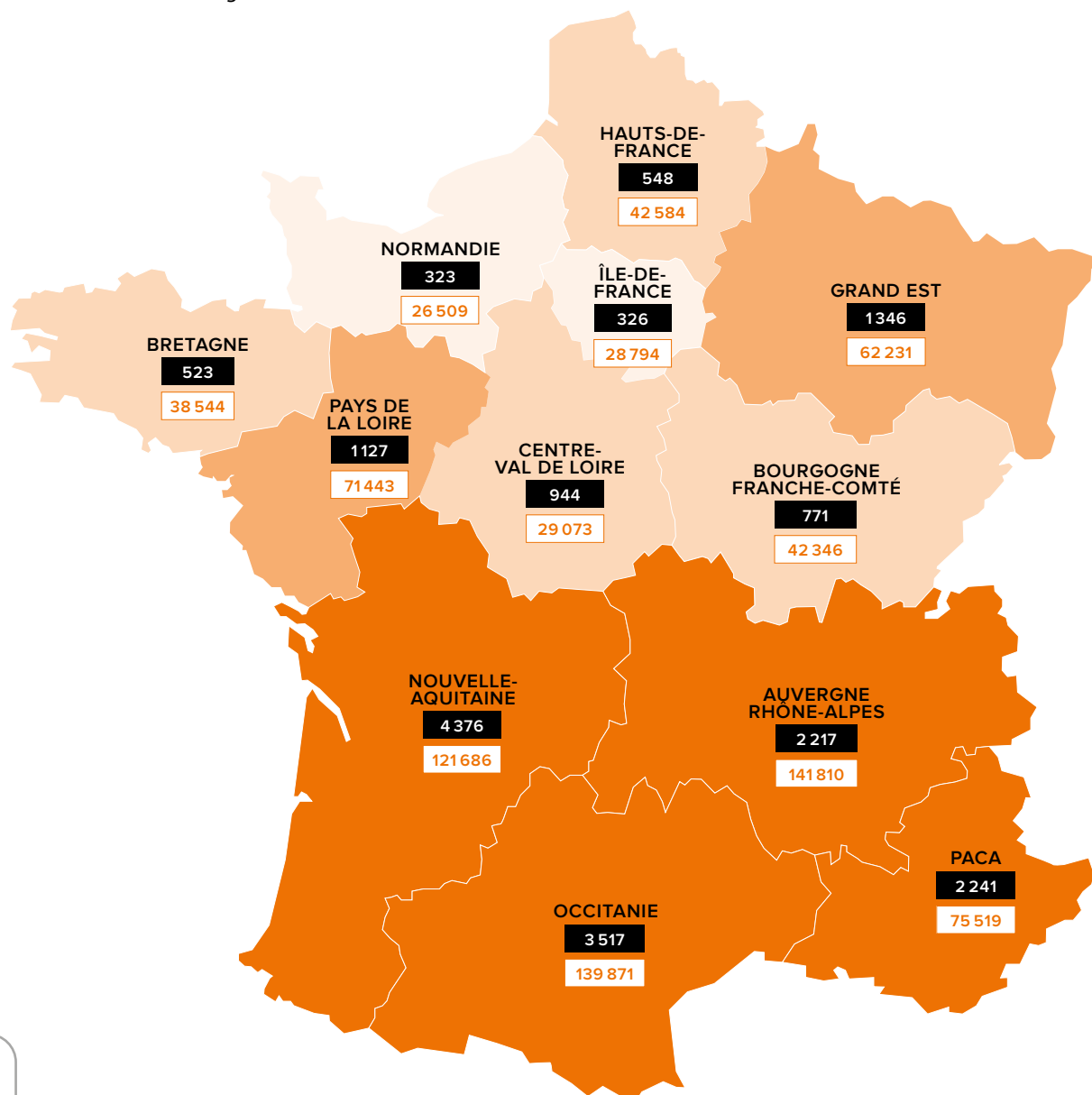
Si on se penche sur la dynamique de certains segments de marché en particulier (voir graphique n° 2), on peut observer la très forte croissance depuis deux ans des installations de petite puissance (jusqu'à 9 kW). Porté par le plébiscite des particuliers pour les solutions solaires en autoconsommation, ce segment du marché solaire bat ses propres records de trimestre en trimestre. Ainsi au 2^e trimestre 2023, 182 MW

ont été raccordés contre 117 MW le trimestre précédent alors que pendant dix ans (2011-2020) la dynamique trimestrielle du segment avait oscillé entre 15 et 35 MW. Autre segment extrêmement dynamique, celui des installations des grandes toitures de 100 à 250 kW. Suivant une tendance très proche de celle du segment précédent, les grandes toitures ont vu leur puissance partir en flèche à la fin de 2022. Ce segment 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

Carte n°1

Cartographie du photovoltaïque en France à fin septembre 2023

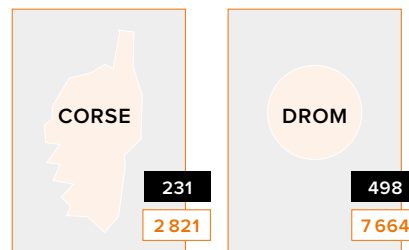
Source : Sdes 2023.



18 988 Puissance raccordée à fin septembre 2023 :

- < 500 MW
- 500 - 1000 MW
- 1000 - 1500 MW
- > 1500 MW

830 895 Nombre d'installations



Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

parkings nouvellement construits ainsi que le rehaussement de 100 à 500 kW du seuil du guichet ouvert pour les bâtiments, hangars et ombrières. Concrètement, ces installations ne sont plus concernées par la procédure de mise en concurrence via les appels d'offres, ce qui a libéré bon nombre de projets qui attendaient cette évolution annoncée de longue date. En revanche, 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.

L'AUTOCONSOMMATION COMME FIGURE DE PROUE

À la suite de la guerre en Ukraine déclenchée en février 2022, la crise énergétique s'est installée en toile de fond pour la zone Union européenne. L'une des conséquences a été une forte augmentation des prix des énergies et notamment de l'électricité. Malgré le bouclier tarifaire mis en place par le gouvernement, la peur de voir ses factures électriques atteindre des sommets a poussé les particuliers à se tourner vers des solutions photovoltaïques en autoconsommation. Selon Enedis, pour la seule autoconsommation individuelle, le nombre d'installations a bondi de 86 % entre 2022 et 2023. Au troisième trimestre 2022, Enedis dénombrait un total de 208 371 installations en autoconsommation individuelle (soit 994 MW de puissance installée). Un an plus tard, au troisième trimestre 2023, le gestionnaire de réseau ne reportait pas moins de 1 953 MW (soit

près du double) de puissance installée sur ce segment, répartis sur un total de 386 913 installations.

L'autoconsommation collective a aussi connu un décollage manifeste. À la fin du quatrième trimestre 2022, 149 opérations de ce type étaient en activité et 2 010 consommateurs étaient engagés dans cette démarche. Au troisième trimestre 2023, l'autoconsommation collective avait séduit 3 839 consommateurs, et 259 opérations en fonctionnement étaient recensées en France métropolitaine. Là aussi, la hausse du prix de l'électricité, mais aussi la levée de certaines barrières réglementaires ont accéléré l'émergence des projets d'autoconsommation collective. Plusieurs mesures sont en effet venues simplifier et faciliter la réalisation de ces projets : l'ouverture de la moyenne tension aux opérations d'autoconsommation (jusqu'ici limitées à la basse tension), la reconnaissance réglementaire des communautés d'énergie, la clarification du statut de personne morale organisatrice (PMO) ou encore la fin de l'obligation pour les collectivités de constituer une régie pour de tels projets et ainsi faciliter les concessions et le recours à des tiers investisseurs. En parallèle, des projets de circuits courts de l'énergie émergent pour lever les limites géographiques de l'autoconsommation collective (deux kilomètres au maximum entre le consommateur et le producteur le plus éloigné, et vingt kilomètres à titre dérogatoire) mais aussi de puissance (3 mégawatts de puissance cumulée maximum). Dans ce cas, les collectivités concluent des contrats directs d'achat d'énergie avec des opérateurs privés qui développent des installations renouvelables à proximité de leur territoire ou plus loin.

LA LOI APER OUVRE DES HORIZONS

Plusieurs simplifications ou nouveaux points réglementaires en faveur du développement de la filière sont venus de la loi d'accélération des énergies renouvelables (loi APER), adoptée au mois de mars 2023. L'un des principaux axes a été de libérer du foncier pour implanter de nouvelles installations. Depuis le 1^{er} juillet 2023, le texte porte l'obligation de solariser au moins la moitié de la surface des parkings extérieurs existants d'au moins 1 500 m². Selon leur superficie, les nouveaux parkings devront également s'équiper d'installations photovoltaïques à l'horizon 2026. Le potentiel couvert par cette mesure est très important. Ainsi, pour la seule région de l'Île-de-France, le département de l'énergie de l'Institut Paris Région a identifié un gisement de plus de 7 500 parkings concernés (23 % en petite couronne et 76 % en grande couronne) pour une production théorique de 5,2 térawattheures (TWh) d'électricité, soit plus d'un quart de la production électrique totale photovoltaïque enregistrée en 2022 dans tout le pays. Par ailleurs, la loi d'accélération des énergies renouvelables complète aussi la loi climat résilience en matière de solarisation de bâtiments de grande superficie. Les bâtiments dont l'emprise au sol est au moins égale à 500 m² sont concernés par une obligation de solarisation. De ce fait, dès 2023, 30 % des toitures des bâtiments doivent être solarisées. Pour 2027, c'est la moitié de la toiture des bâtiments qui devra être couverte de panneaux photovoltaïques. Autre avancée notable de l'année 2023, après de multiples tâtonnements, l'agrivoltaïsme dispose désormais d'une définition. Il y avait jusqu'alors un vide juridique puisque l'agrivoltaïsme n'était encadré que dans les cahiers des charges

de certains appels d'offres CRE ou des rapports de l'Ademe. L'agrivoltaïsme relève désormais du code de l'énergie (articles L. 314-36 à 40) et est défini comme une installation photovoltaïque dont les modules sont situés sur une parcelle agricole où ils « contribuent durablement à l'installation, au maintien ou au développement d'une production agricole ». L'installation doit ainsi apporter un « service » à la parcelle agricole, lié à l'amélioration du potentiel agronomique, à l'adaptation au changement climatique, à la protection contre les aléas ou au bien-être animal, en garantissant à l'exploitation « une production agricole significative et un revenu durable ». La qualification d'agrivoltaïque implique nécessairement de permettre à la production agricole d'être l'activité principale sur la parcelle et d'être réversible. Cependant, depuis l'été 2023, la filière attend un décret d'application qui doit encore venir en préciser certains critères essentiels pour un développement plus large du segment en France. Plusieurs projets de textes ont circulé à l'automne avec essentiellement des discussions sur deux aspects particulièrement sensibles : le taux d'emprise au sol admis pour un projet agrivoltaïque et le pourcentage de différence de rendement acceptable entre une parcelle avec ou sans panneaux solaires pour que la production agricole reste « significative ». Dans une version de fin octobre 2023, le décret comprenait un taux d'emprise au sol maximum de 40 %, pour que l'activité agricole soit toujours considérée comme activité principale du domaine. Concernant le second point, le texte de fin octobre intégrait un taux maximum de 15 % de différence de rendement.

Les exportations chinoises plus présentes que jamais

Au cours des neuf premiers mois de 2023, la filière photovoltaïque française, comme européenne, aura été marquée par une baisse quasi vertigineuse du prix des modules solaires. À fin septembre, la chute des prix avait dépassé les 30 % depuis le début de l'année pour un prix du panneau avoisinant 0,20 € par watt. Pour les moyennes et grandes centrales, ce niveau serait même bien inférieur, en moyenne 0,15 € par watt, soit une division par deux en un an. À l'origine de ce phénomène : l'explosion des exportations de modules chinois vers l'Europe. La Chine a une forte propension à faire sortir de terre des gigafactories suivant un rythme déconcertant depuis la fin de la crise Covid. Ainsi pour 2023, entre 80 GW à 90 GW supplémentaires sont attendus. Initialement prévues pour alimenter le marché domestique chinois, les productions de ces nouvelles unités se sont largement tournées vers l'exportation en Europe suite au retournement de l'activité en Chine ainsi qu'à la mise en place de mesures protectionnistes aux États-Unis ou en Inde. Le résultat a été des achats massifs en Europe avec à la clé la constitution de stocks de modules gigantesques qu'il faudra écouler. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) anticipe pour l'ensemble de 2023 120 GW de puissance importée, un chiffre deux fois plus important que celui des installations effectives prévues.

Si cette situation permet aux développeurs de projets solaires de proposer des installations à des prix du kWh compétitifs, elle ne fait en revanche absolument pas le jeu d'une relance de l'industrialisation photovoltaïque en France ou en Europe. Les industriels du Vieux Continent ne peuvent rivaliser avec de tels coûts et l'écoulement des stocks constitués va réduire d'autant les commandes futures qui leur seront passées. Selon l'ESMC (European Solar Manufacturing Council), la production européenne de panneaux solaires pourrait chuter de 9 GW en 2022 à environ 1 GW en 2023. Aussi, les industriels sont de plus en plus nombreux à demander également des mesures de protection aux frontières de l'Europe pour consolider leurs projets. Ils en appellent à la Commission européenne pour la mise en place de mesures de soutien qui permettraient de conjuguer autonomie énergétique et autonomie industrielle.

PLUS DE 16 000 EMPLOIS FIN 2022

Dans son étude publiée à l'automne 2023, « 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. En termes d'emplois, le secteur affiche un peu plus de 16 000 équivalents temps plein en 2022, un chiffre en légère progression par rapport à celui de 2021 (15 610, + 3 %), qui lui-même avait

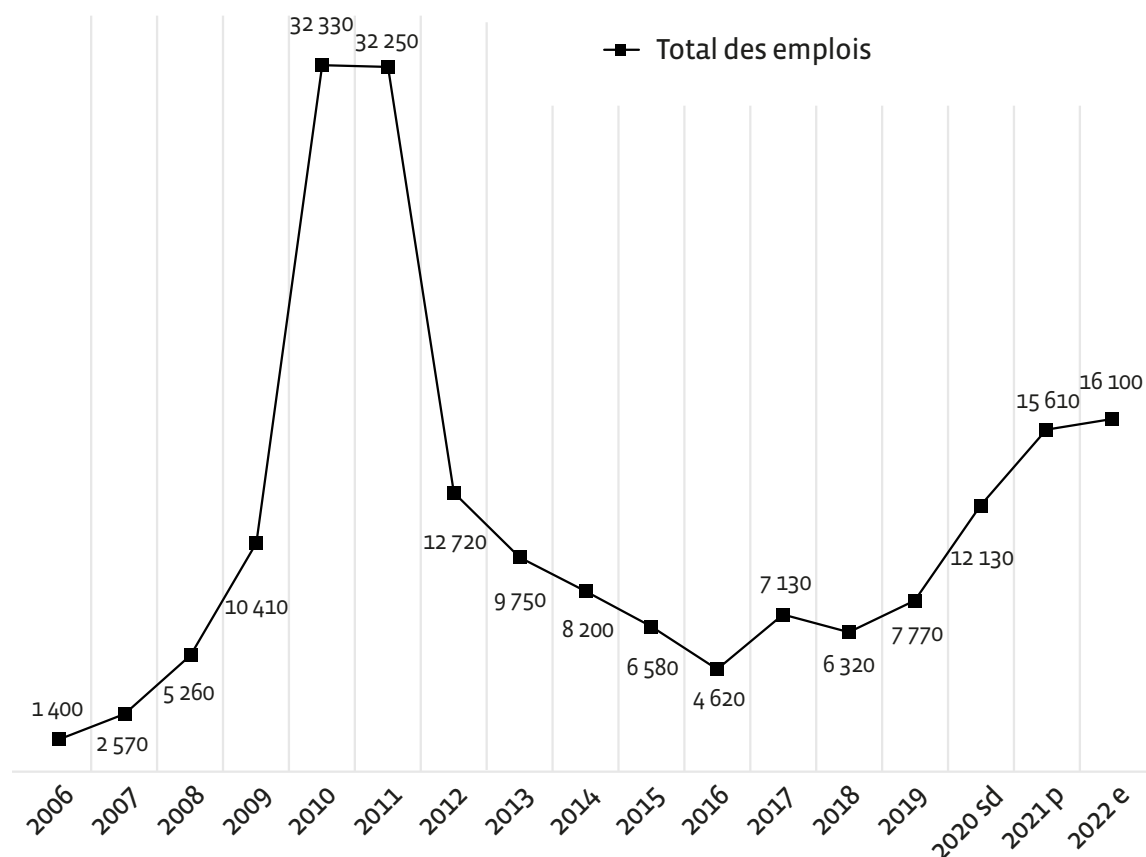
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n° 3

Emplois dans la filière photovoltaïque française

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



augmenté de 56 % par rapport à 2020 (voir graph. n° 3). Après un pic au tournant des années 2010 porté par le fort développement d'installations individuelles, le secteur a subi un sévère recul. 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 2018, la filière est de nouveau en expansion, avec une augmentation constante en termes d'emplois.

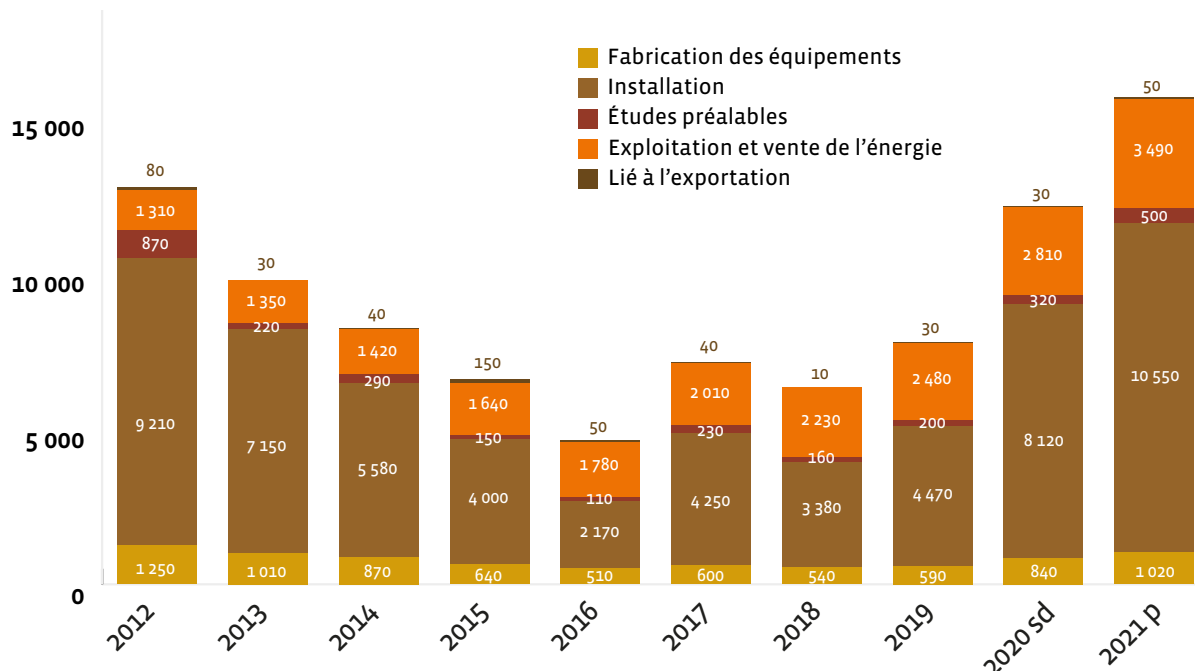
En termes de détail par maillon de chaîne de valeur, la décomposition la plus récente disponible est celle de 2021 (voir graph. n° 4). Le segment de l'installation reste le principal en termes d'emplois directs (68 % du total), devant ceux de l'exploitation des sites et de la vente de l'énergie produite (22 %).

Sur le volet de l'activité économique, le chiffre d'affaires du photovoltaïque français est évalué à 7,98 milliards d'euros en 2022. À l'instar de la dynamique des emplois, l'activité a marqué en 2022 une croissance relativement

Graphique n° 4

Répartition des emplois 2021 selon la chaîne de valeur (ETP)

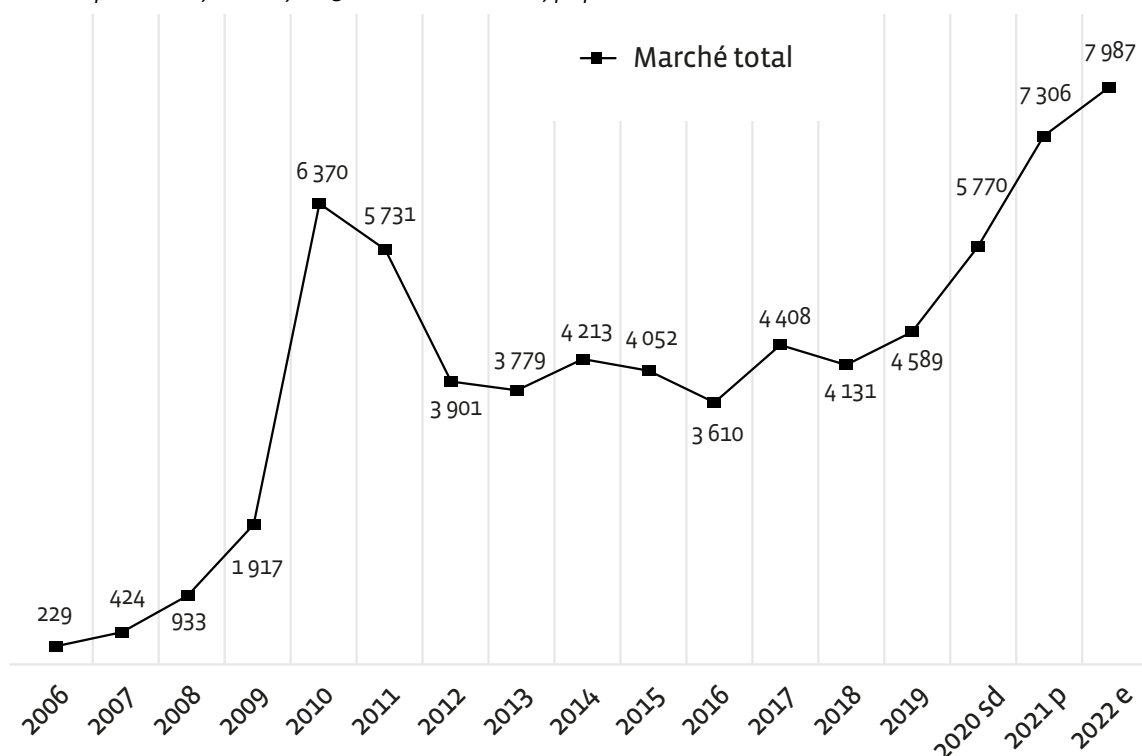
Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023. sd : semi-définitif ; p : provisoire



Graphique n° 5

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

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023. sd : semi-définitif ; p : provisoire



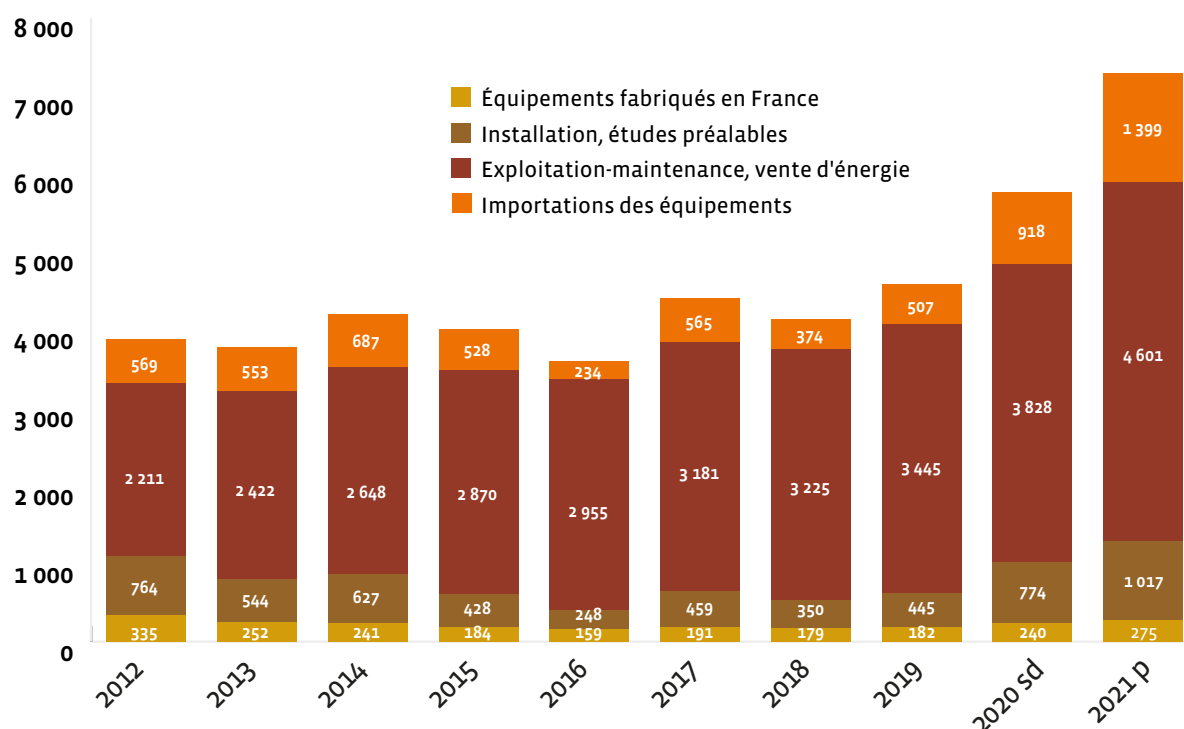
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n° 6

Répartition de l'activité 2021 selon la chaîne de valeur (ETP)

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023. sd : semi-définitif ; p : provisoire



modeste par rapport au niveau de 2021 (+ 9 %). Au demeurant, le chiffre d'affaires de la filière estimé pour 2022 s'inscrit sur la tendance haussière commencée depuis ces dernières années.

La décomposition du chiffre d'activité 2021 (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 (4 601 millions d'euros, 63 % de l'ensemble). Le deuxième poste est celui des importations d'équipements en France (1 399 millions, 19 %), puis il y a la partie ingénierie et installations (1 017 millions, soit 14 %). ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.journal-photovoltaïque.org
- ✓ www.eurobserv-er.org
- ✓ <https://observatoire.enedis.fr/>
- ✓ www.photovoltaïque.info
- ✓ www.enerplan.asso.fr
- ✓ www.franceterritoiresolaire.fr/observatoires



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Antoine Huard**,
président de
France territoire
solaire

1 Depuis deux ans la filière connaît un fort développement des nouvelles capacités installées en France. Quel rôle a joué la loi Aper dans ce phénomène ?

La loi a sans doute pu jouer un rôle « psychologique » en envoyant un signal politique clair en faveur des énergies renouvelables, et elle aura probablement un impact favorable sur le rythme des installations en toitures et ombrières de parking dans les années qui viennent. En revanche, s'agissant du développement des nouvelles capacités solaires installées en France depuis deux ans, le rôle concret de la loi Aper dans l'accélération observée est à mon sens marginal. D'une part, la loi ne commencera à véritablement produire ses effets qu'après l'entrée en vigueur des décrets et arrêtés, dont la plupart sont encore en cours de rédaction. D'autre part, plusieurs facteurs indépendants de la loi ont joué un rôle beaucoup plus important pour expliquer ce développement : le nouvel arrêté tarifaire, la hausse des prix de l'électricité, notamment...

2 Quels sont encore les obstacles à lever pour une croissance plus soutenue ?

Les obstacles sont encore nombreux. Pour les installations en toiture et ombrières, la stabilité de l'arrêté tarifaire est indispensable pour accompagner la montée en puissance du marché. Or le mécanisme actuel présente le risque d'une chute tarifaire qui, si elle se confirmait, porterait un rude coup à la dynamique de ce segment. Pour les centrales au sol, la lourdeur des procédures de développement des projets reste le principal frein et certaines mesures de la loi Aper tendent plutôt à aggraver la situation, je pense notamment à la mise en place des fameuses zones d'accélération qui rencontre de réelles difficultés pratiques sur le terrain. Mentionnons également le raccordement au réseau, qui est de plus en plus souvent un facteur limitant la taille des projets et retardant leur calendrier de mise en service. Enfin, l'obstacle le moins aisément quantifiable mais sans doute également l'un des plus préoccupants reste sans doute la désinformation qui continue de sévir à l'encontre des renouvelables en général et de l'énergie solaire en particulier. Les contre-vérités et les inepties sur la recyclabilité des panneaux, leur contenu carbone ou leur temps de retour énergétique, voire leur toxicité pour la santé, sont proférées sans scrupules sur les réseaux sociaux, dans les médias ou en librairie, et souvent sans rencontrer la moindre contradiction. Qui peut affirmer avec certitude que l'orchestration minutieuse de cette désinformation, dont on se demande quels intérêts elle sert, serait sans conséquence sur la façon dont élus, décideurs locaux et riverains, perçoivent les projets solaires sur lesquels ils ont à émettre un avis ?



3 Le projet de loi sur la souveraineté énergétique n'a pour l'instant pas d'objectif pour les énergies renouvelables électriques. Est-ce que cela vous inquiète ?

C'est évidemment un mauvais signal de retirer les objectifs de la loi pour les cantonner à un décret, lequel se situe à un rang inférieur dans la hiérarchie des normes. Mais au-delà de cet aspect strictement légistique, le plus inquiétant à mon sens est la vision qui s'exprime au travers de la rédaction de ce projet de loi, consistant à cantonner les renouvelables à une simple «variable d'ajustement» d'un mix énergétique reposant prioritairement sur les moyens dits «pilotes» ou «non intermittents». Cela revient à ignorer les progrès accomplis dans le domaine des énergies renouvelables au cours des dernières années, et à balayer un peu rapidement le rôle que va être appelé à jouer la flexibilité – qu'il s'agisse de stockage, de pilotage de la demande, etc. Enfin, et surtout, il y a un paradoxe à entendre l'État porter une telle vision tout en fixant l'objectif que notre pays devienne un acteur majeur de la production d'hydrogène et de carburants durables pour l'aviation. Tous les rapports publiés par RTE le démontrent : si l'on veut réussir la transition énergétique, il faudra accélérer sur l'ensemble des leviers : efficacité énergétique, sobriété, nucléaire et renouvelables. Et si l'on veut véritablement bâtir notre souveraineté énergétique, pour reprendre l'intitulé de ce projet de loi, un développement massif des renouvelables couplé à une production sur notre territoire de molécules de synthèse (hydrogène, e-SAF, etc.) pour remplacer progressivement les produits fossiles importés est une absolue nécessité. ●

Centrale hydroélectrique
de Mathay (Doubs).



Première des énergies renouvelables électriques françaises, l'hydraulique veut prouver qu'elle dispose réellement d'un potentiel de développement qui peut lui permettre d'aller au-delà des limites de son parc actuel. Outil de stockage incontournable, la filière veut faire de sa flexibilité son meilleur atout pour progresser.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée fin septembre 2023

25 961 MW

Production totale en 2022

48 989 GWh

Objectif 2023

25,7 GW

*Objectif 2028
Puissance installée*

26,4 GW - 26,7 GW

Emplois directs dans la filière en 2022

13 420

Chiffre d'affaires dans la filière en 2022

3 621
millions d'euros

31

FILIÈRE HYDRAULIQUE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

L'HYDROÉLECTRICITÉ, PREMIÈRE ÉNERGIE RENOUVELABLE ÉLECTRIQUE EN FRANCE

Avec une capacité installée de 25 961 MW à fin septembre 2023, la filière hydraulique reste la première source de production électrique renouvelable dans le mix énergétique français. En 2022, le secteur a produit 48,99 TWh (11,8 % de la consommation nationale annuelle), contre 39 TWh pour l'éolien et 19,1 TWh pour le photovoltaïque. Il existe plus de 2 300 centrales hydroélectriques sur l'ensemble du territoire français, dont moins d'une centaine (95 sites) sont des grands barrages ayant une puissance comprise entre 50 et 600 MW. Géographiquement, deux zones se distinguent pour l'implantation des sites : les Alpes et les Pyrénées. Les trois principales régions que sont l'Auvergne-Rhône-

Alpes, l'Occitanie et la Provence-Alpes-Côte d'Azur représente 80 % de la puissance hydroélectrique du pays.

QUATRE GRANDES TECHNOLOGIES

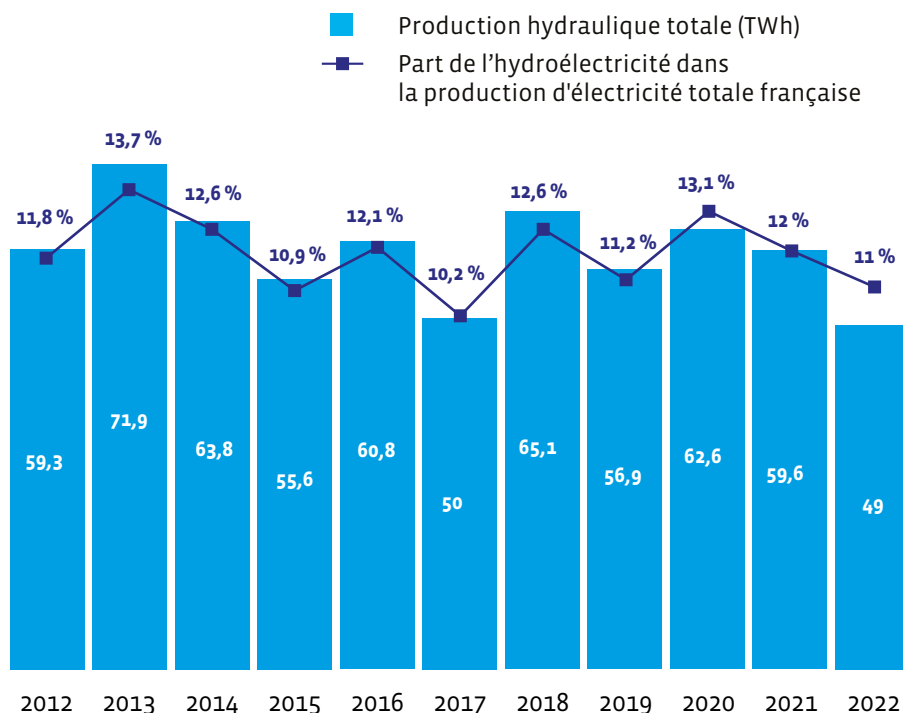
Le potentiel hydroélectrique français est valorisé par quatre grandes technologies : les centrales au fil de l'eau, les centrales de lac, celles d'écluse et les stations de transfert d'énergie par pompage (Step).

Les centrales au fil de l'eau sont les plus nombreuses sur le territoire (env. 1 900) et génèrent plus de 50 % de la production hydraulique, mais, du fait de leur petite puissance nominale, elles ne représentent que le deuxième type d'aménagement en termes de puissance (env. 6 700 MW). Non équipées de retenues d'eau, ces centrales assurent une production

Graphique n° 1

Production d'électricité hydraulique en France

Sources : Sdes pour années 2012-2021, Odré pour 2022.



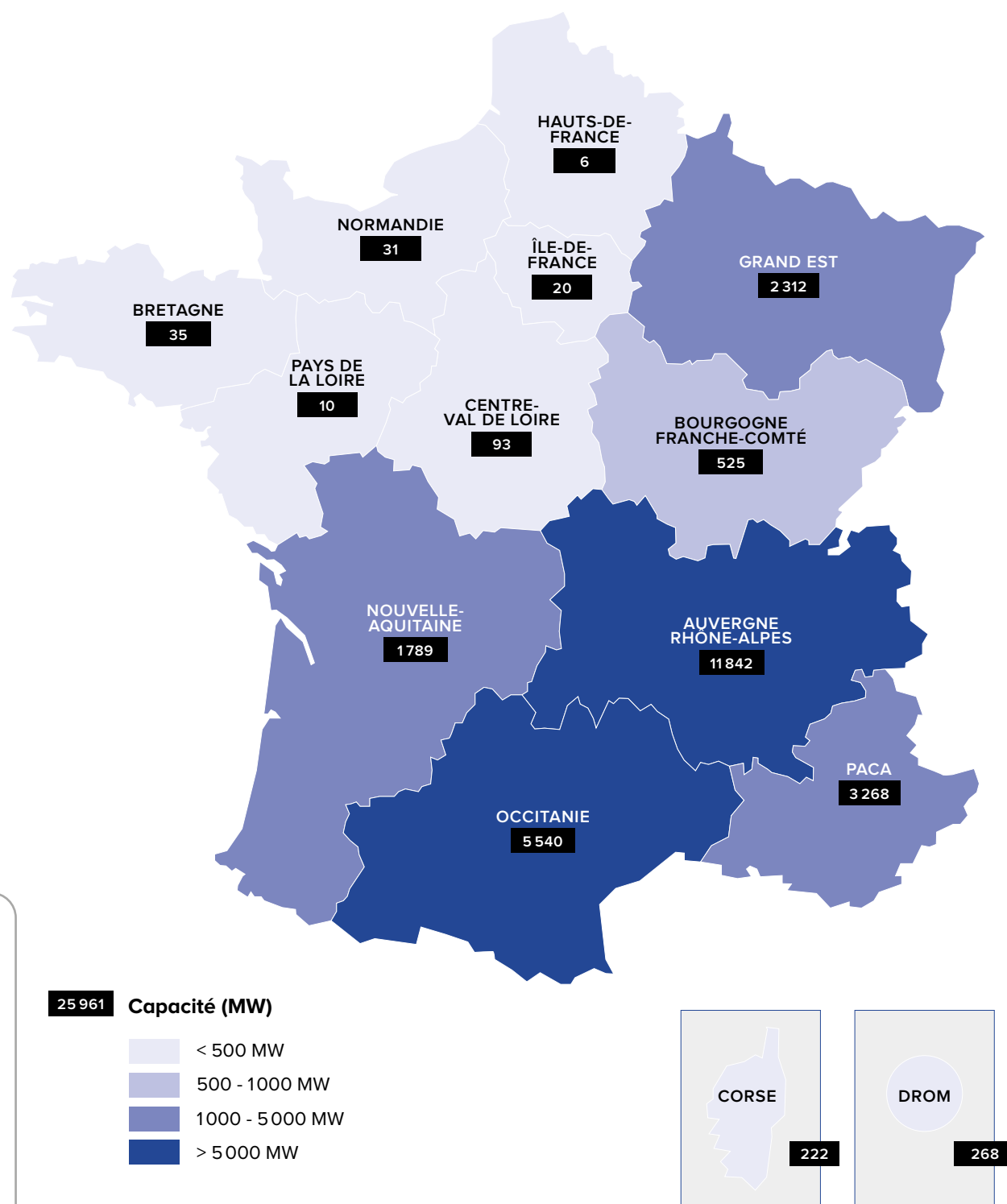
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Carte n°1

Répartition du parc hydraulique français raccordé à fin septembre 2023 (MW)

Source : Odré.



Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

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 (env. 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.

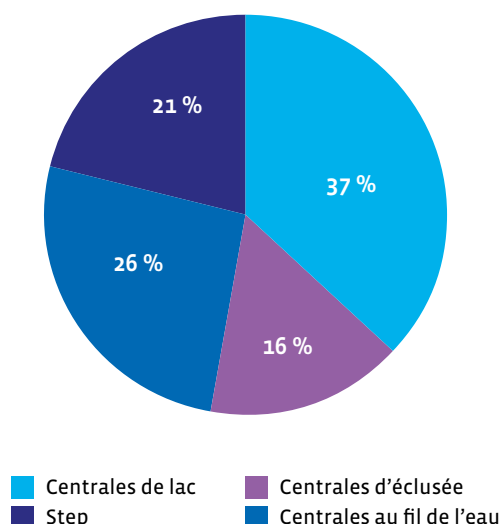
Les centrales d'écluse, également dotées d'une retenue d'eau, permettent un stockage quotidien ou hebdomadaire de quantités moyennes d'eau disponible en cas de pic de consommation. Cette technologie représente environ 4 100 MW installés, pour 150 centrales, et un potentiel de production de 10,6 TWh.

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 capable d'être turbinée en cas de besoin énergétique. L'Hexagone recense une dizaine de Step, pour une puissance cumulée de 4 600 MW.

Graphique n° 2

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

Source : « Panorama de l'électricité renouvelable en France 2023 », SER d'après données Enedis, RTE et EDF SEI.



nécessitent des chantiers de plusieurs années avec parfois la nécessité de déplacer des populations. De plus, ces réalisations sont très capitalistiques et reposent sur un modèle économique qui se projette sur le très long terme (plusieurs dizaines d'années). Dans ce contexte, il est difficile d'envisager de nouveaux projets en France. Sur le segment de la petite hydraulique (jusqu'à 12 MW), la situation est différente. En effet, en matière de développement, le segment dispose d'un réel potentiel qui a déjà été plusieurs fois identifié. En 2014, un travail a été mené par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), la Direction de l'eau et de la biodiversité (DEB), les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal) et les producteurs. Il en était ressorti un potentiel estimé à 11,7 TWh de production supplémentaire, réparti entre des installations nouvelles (10,3 TWh

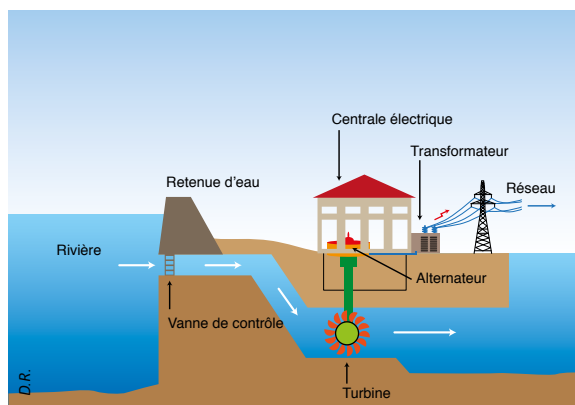
UN POTENTIEL ENCORE EXPLOITABLE

Le parc de puissance hydroélectrique français évolue très peu, et ce depuis de nombreuses années. Le segment des grands barrages n'offre pratiquement plus de possibilités d'accroissement sur le territoire car tous les sites exploitables ont été équipés au cours du siècle dernier. Ces infrastructures sont complexes à réaliser sur le plan technique et impliquent des impacts environnementaux importants. Ces barrages

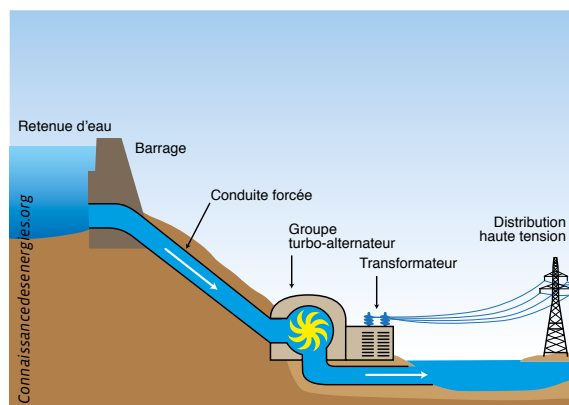
Schéma n° 1

Schémas des différentes technologies d'ouvrages hydroélectriques

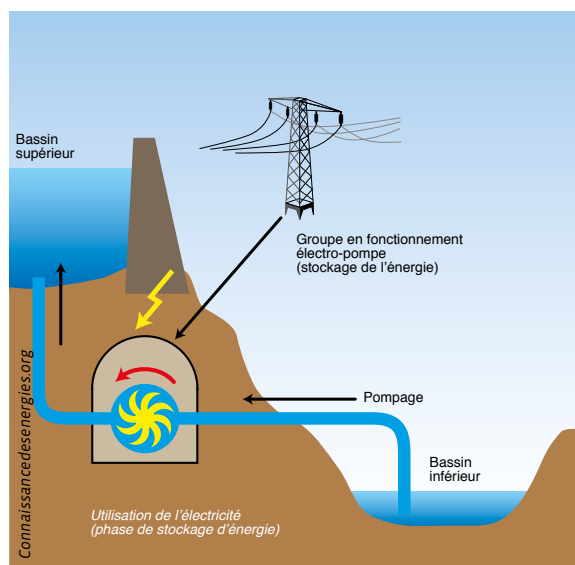
Source : Observ'ER, 2015.



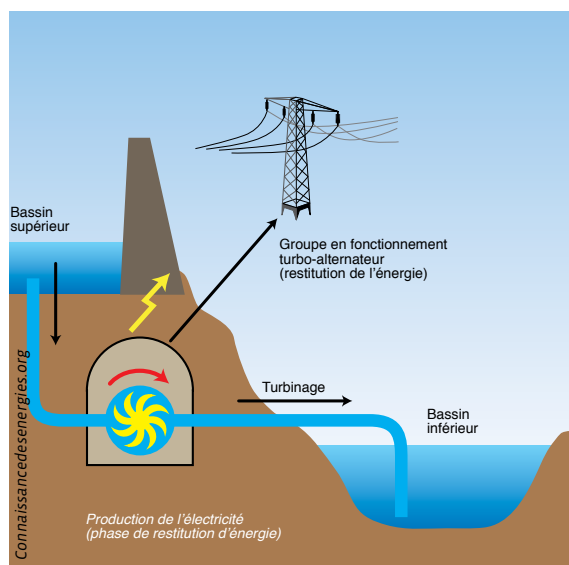
Centrale au fil de l'eau



Centrale de lac



Step en phase de stockage



Step en phase de production

par an) et l'équipement de seuils existants (1,4 TWh par an). Ces résultats étaient sensiblement proches de ceux établis en 2012 par l'Union française de l'électricité (UFE) lors d'un exercice comparable. Il s'agit cependant d'un potentiel théorique qui ne prend pas en compte la maîtrise des impacts environnementaux. Or près de trois quarts de ce potentiel ne peuvent être exploités du fait du classement en liste 1 de nombreux cours d'eau. Cette liste recense les cours

d'eau en très bon état écologique ou identifiés comme jouant un rôle de réservoir biologique. Aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique. L'accroissement de la production hydraulique est en outre impacté par l'augmentation des débits réservés, qui est pleinement entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2014. Les « débits réservés

Le renouvellement des concessions toujours au cœur des débats

Les installations hydroélectriques de plus de 4,5 MW, soit une majorité du parc, sont exploitées sous le régime de la concession. Les trois principaux concessionnaires sont EDF, la Compagnie nationale du Rhône et la Société hydroélectrique du Midi (Shem). La Cour des Comptes a publié le 6 février 2023 un référé soulevant la question du renouvellement des concessions. En effet, la Cour relève que de plus en plus de concessions arrivent ou vont arriver à échéance, mais qu'elles ne sont pas renouvelées. Les sites demeurent toutefois exploités, sous le régime des « délais glissants », mais cette situation provisoire est sous-optimale, en raison de l'incertitude qu'elle fait peser sur les exploitants. Les investissements pour maintenir ou améliorer le site sont en effet plus difficiles à programmer dans ces conditions. Un renouvellement durable des concessions pourrait se faire soit par une mise en concurrence des concessions, soit en passant par le dispositif de la « quasi-régie ». Cette dernière option semble être celle vers laquelle souhaite s'orienter le gouvernement, en raison de la renationalisation d'EDF. Les raisons de ce choix, bien que jugé assez pertinent par la Cour, relèvent selon elle « de la recherche d'une solution juridique permettant d'éteindre les contentieux en cours au niveau européen, sans que les conséquences économiques et financières de ce schéma ne soient clairement énoncées ». Ainsi, elle recommande au gouvernement de prendre en compte tous les aspects (industriels, économiques et financiers) au moment de décider entre la quasi-régie et la mise en concurrence.

En parallèle, la Cour se penche sur le cas des Step, qu'elle appelle à ne plus être considérées comme des simples moyens de production d'électricité, mais comme des équipements qui concourent à assurer la flexibilité sur le réseau. En ce sens, elle recommande de proposer un modèle de rémunération qui prenne en compte et qui récompense les services de flexibilité que les Step fournissent. Ce changement de modalités de rémunération serait ainsi à même de favoriser les investissements dans ces ouvrages essentiels à la transition énergétique, qui, de par leur fonctionnement, sont aujourd'hui très exposés aux fluctuations des prix du marché de l'électricité.

vés» correspondent aux débits minimaux que les propriétaires d'ouvrages doivent maintenir dans les cours d'eau de façon à garantir en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces présentes. Une fois ce cadre réglementaire posé, on comprend que le développement sur le terrain de l'hydroélectricité soit lent. 2021 avait cependant été marquée par la victoire des promoteurs de la filière avec l'introduc-

tion d'une proposition de décret tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique. L'article 5 du texte promouvait notamment l'interdiction de la destruction des seuils des moulins pouvant potentiellement être équipés en hydroélectricité, mais également la possibilité de déclassement des cours d'eau de la liste 1 si les critères de classement

Un point sur les appels d'offres

Depuis le 1^{er} janvier 2016, les appels d'offres sont devenus obligatoires pour les installations de plus de 1 MW qui souhaitent bénéficier d'un complément de rémunération. Un premier appel d'offres a été lancé en 2016, où 19 lauréats ont été retenus. Leurs projets cumulent 27 MW de capacité. En avril 2017, la CRE propose un second appel d'offres pluriannuel, décomposé en cinq phases (ou périodes) distinctes étalées dans le temps devant retenir chacune 35 MW pour un total de 175 MW appelés.

- 1^{re} période (résultats annoncés le 23 août 2018) : 14 lauréats avec une puissance totale de 36,9 MW.*
- 2^e période (résultats annoncés le 26 juin 2019) : 13 lauréats avec une puissance totale de 36,7 MW.*
- 3^e période (résultats annoncés le 29 janvier 2021) : 8 lauréats avec une puissance totale de 20 MW.*
- 4^e période (résultats annoncés le 27 juillet 2022) : 1 lauréat avec une puissance totale de 3,3 MW.*
- 5^e période (résultats annoncés le 25 juillet 2023) : 5 lauréats avec une puissance totale de 12,9 MW.*

Sur l'ensemble des cinq phases, 109,8 MW ont été attribués, soit 63 % de la puissance totale initialement ambitionnée. Les deux dernières périodes ont été très largement en deçà des objectifs. Pour expliquer cette sous-souscription, les acteurs de la filière mentionnent un prix plafond trop bas, face à un coût de développement renchéri par l'inflation et la hausse des taux d'intérêt. De plus, la rentabilité des projets est mise en péril par le mode de calcul du complément de rémunération. Jusqu'à récemment, celui-ci était basé sur un prix de référence moyen annuel, ce qui n'est plus pertinent dans le contexte de la hausse brutale de l'électricité à la suite de la guerre en Ukraine. Pour le prochain appel d'offres, ce calcul devrait se faire sur une base mensuelle. L'inflation devrait aussi être prise en compte.

37

ne sont pas réunis lorsqu'ils empêchent la réalisation d'un ouvrage hydroélectrique. Ainsi, selon la Fédération française des associations de sauvegarde des moulins (FFAM), rien qu'en Normandie, entre 250 et 300 barrages avaient été détruits depuis 2008 pour des raisons notamment de continuité écologique. Saisi par des associations environnementales estimant que le décret de mai 2021 allait à l'encontre de la Charte de l'environnement, le Conseil constitutionnel a définitivement validé le texte.

En vue de la définition des objectifs de la filière pour la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie, la DGEC a réévalué en août 2023 le potentiel hydroélectrique pour la France métropolitaine. Cette évaluation porte sur la période 2022-2035, leur dernière étude de ce type datant de 2013. Le rapport révèle un potentiel théorique, hors Liste 1, de 653 MW de nouveaux sites à travers la France pouvant fournir 2 332 GWh par an. Une bonne part de ce potentiel se trouve en Auvergne Rhône-Alpes

Observ'ER

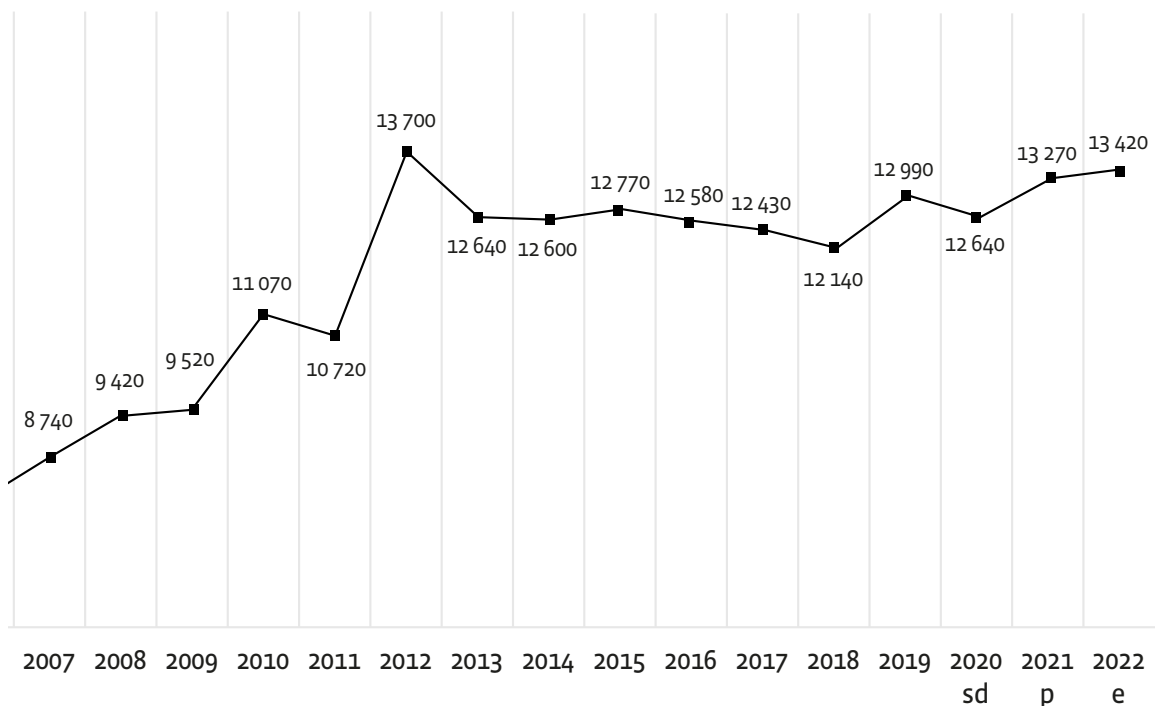
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n°3

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, 2023.

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



(285 MW), mais l'Occitanie et la Provence-Alpes-Côte d'Azur comportent également de beaux gisements avec respectivement 193 MW et 104 MW. En plus de la création de nouvelles infrastructures, le renforcement des sites déjà existants constitue un gisement de 368 MW supplémentaires. L'étude révèle aussi que le potentiel hydroélectrique du pays a enregistré une diminution de l'ordre de 20 % entre 2013 et 2022. Cette baisse s'explique simplement par le développement de projets ou l'attribution de nouvelles capacités depuis 2013. Par ailleurs, dans sa publication « Futurs énergétiques 2050 », RTE a évalué le potentiel des Step à 3 GW, situés principalement en Auvergne-Rhône Alpes et en Occitanie.

UN PARC HYDROÉLECTRIQUE MARQUÉ PAR LA SÉCHERESSE DE 2022

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

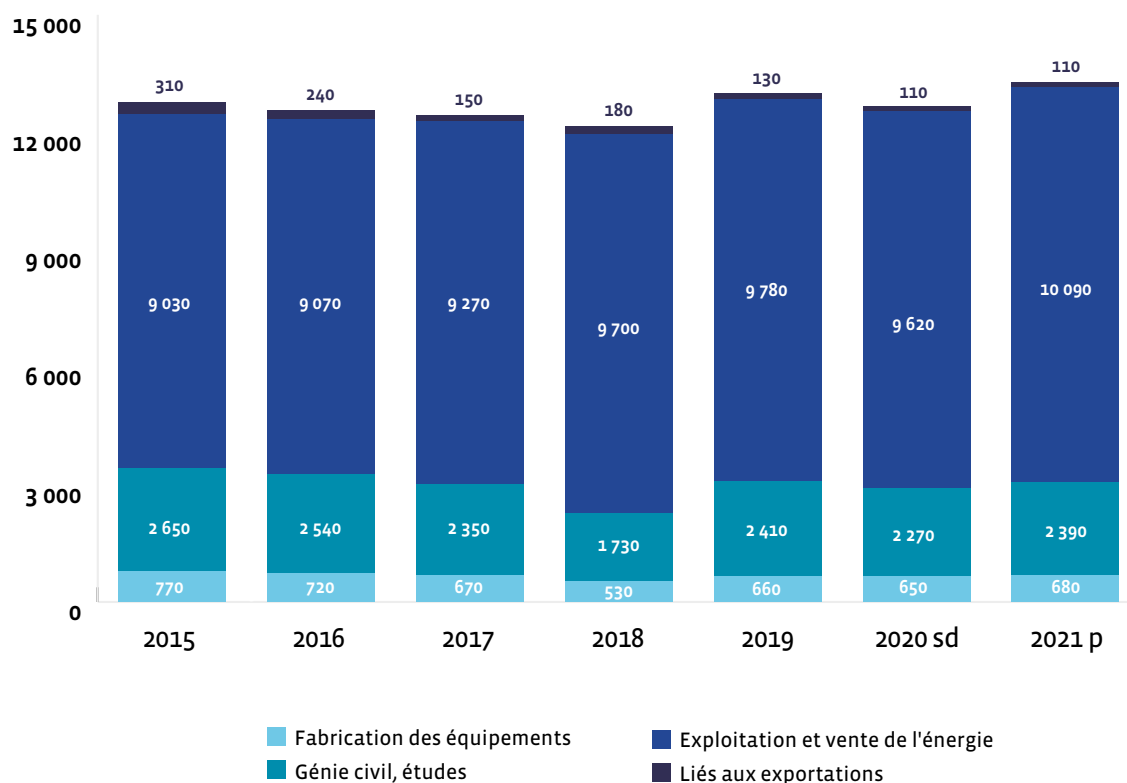
Si la production hydroélectrique de 2021 s'était située dans la norme, cela n'a pas été le cas en 2022. La sécheresse exceptionnelle de l'année a marqué le secteur. Selon le Syndicat des énergies renouvelables, ce stress hydrique a fait baisser la production électrique de 23 % entre 2021 et 2022. EDF, 1^{er} producteur hydraulique national, explique que la sécheresse de 2022 a dû constamment conduire à un arbitrage entre production d'électricité hydraulique et lâchers d'eau pour préserver les besoins en eau potable et d'irrigation des territoires autour de ses sites de production. La tendance pour l'année 2023 semble mieux orientée si on observe les chiffres de production mensuels d'EDF. L'électricité cumulée d'origine

Graphique n°4

Répartition des emplois selon la chaîne de valeur (ETP)

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023.

sd : semi-définitif ; p : provisoire



hydraulique produite par l'entreprise à la fin novembre 2023 atteint 33,6 TWh, contre 29,2 TWh en novembre 2022 (soit une hausse de 15,1%). Témoin de la forte pluviométrie des derniers mois de 2023, la production hydraulique du mois de novembre 2023 se monte à 4,5 TWh, soit près du double de celle de novembre 2022 (2,3 TWh).

VALORISER LA FLEXIBILITÉ

Les ouvrages hydroélectriques constituent aujourd'hui le principal outil de stockage de l'électricité à grande échelle et occupent, à ce titre, un rôle particulier dans la transition énergétique française. Sur le plan électrique, cette transition doit

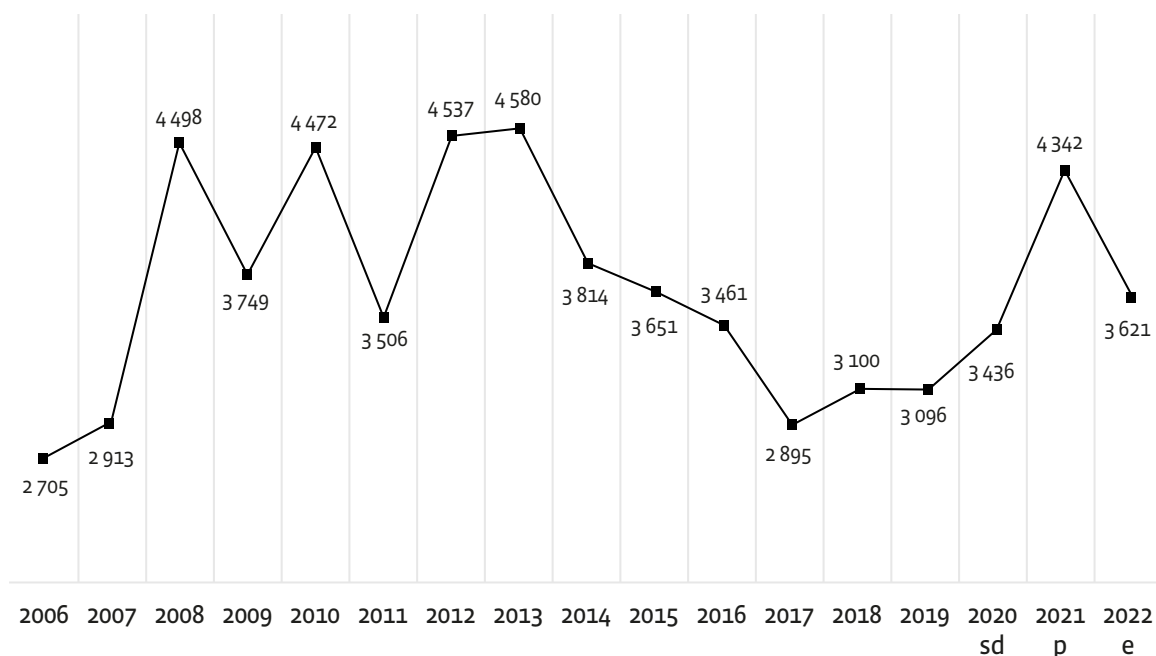
s'appuyer sur trois piliers : le déploiement des énergies renouvelables, un renforcement des réseaux axé sur des schémas régionaux et la diffusion de technologies de stockage. Ces dernières sont encore rarement matures sur le plan économique et seuls les Step, les centrales d'éclusées, les lacs de barrage et les centrales au fil de l'eau sont capables de stocker un surplus d'électricité sur le réseau et d'y injecter rapidement de l'énergie en cas de besoin. Les sites contribuent également à la stabilisation de la fréquence de l'énergie sur les réseaux en temps réel. Cette flexibilité d'intervention rapide est un des volets centraux de la

Graphique n°5

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, 2023.

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



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, la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) devrait intégrer un objectif de développement du parc de petite hydroélectricité pour gagner 2,8 GW de puissance d'ici à 2035, dont 1,7 GW de stations de transfert d'énergie par pompage (Step). 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

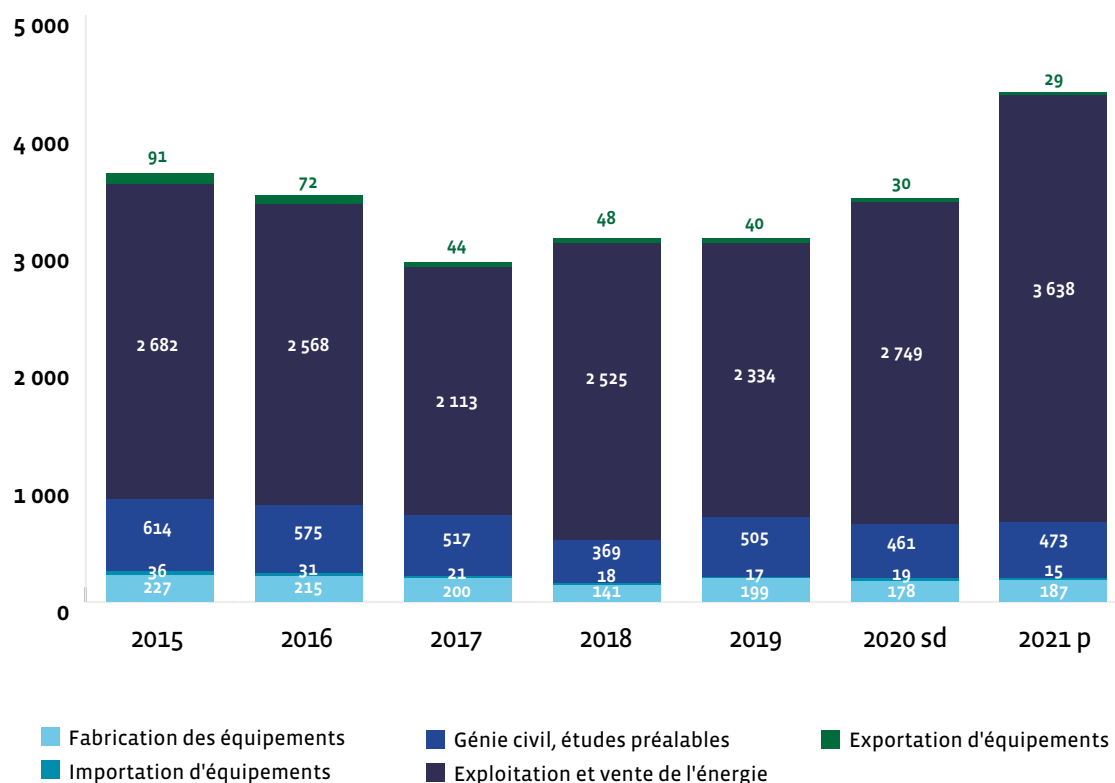
une certaine sécurité d'approvisionnement électrique. Concrètement, chaque fournisseur d'électricité doit prouver sa capacité (proportionnelle à la consommation de ses clients lors des périodes de pointes) via des garanties de capacité obtenues auprès de producteurs à la demande (comme les centrales hydroélectriques pilotables) ou d'opérateurs d'effacement. Les 4 100 MW de centrales d'écluse ont la puissance de modulation de plusieurs milliers de batteries. Mais la filière appelle depuis de nombreuses années les pouvoirs publics à prendre en considération les besoins croissants de flexibilité de mix électrique français, et à mettre en place des mécanismes supplémentaires, plus fins, pour rémunérer la flexibilité offerte par les ouvrages hydrauliques qui, d'après une étude comman-

Graphique n°6

Répartition de l'activité économique selon la chaîne de valeur

Source : « Marché & emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023.

sd : semi-définitif ; p : provisoire



dée par FHE au cabinet Compass Lexecon, représenteraient près de la moitié de la flexibilité sur le réseau français. Cette étude a réalisé une simulation pour 2050 basée sur un mix électrique formé à 70 % par les filières variables, 10 % par l'hydroélectricité et 20 % par le nucléaire. Les besoins de flexibilité seraient multipliés par cinq, notamment sur 24 heures ou sur une semaine. L'hydraulique pourrait répondre pour une bonne part à ces défis d'équilibrage mais le secteur a besoin pour cela d'un mécanisme rémunérateur pour ce service qui n'existe actuellement pas dans le système français. FHE s'est intéressé à des pistes expérimentées à l'étranger, notamment en Allemagne

où des plateformes locales de marché de l'électricité mettent en rapport besoins et offre de flexibilité tout en définissant un prix pour ce service.

PLUS DE 13 000 EMPLOIS ET 3,6 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 13 420 équivalents temps plein (ETP) en 2022 pour un chiffre d'affaires de 3,6 milliards d'euros. Ainsi depuis 2013, l'emploi s'est maintenu

entre 12 000 et 13 500 ETP. Le détail de la composition des emplois de 2021 (année la plus récente pour laquelle cette décomposition est disponible) montre la forte part des emplois liés à l'exploitation et à la maintenance des centrales. Un résultat logique pour un secteur où la réalisation de nouvelles centrales et la modification d'anciennes ne représentent qu'une toute petite partie de l'activité économique.

En matière de chiffre d'affaires, le secteur oscille autour des 3 à 4 milliards par an. Si la partie ingénierie française se porte bien, la partie industrielle a perdu gros avec l'arrêt de GE Hydro France. Issue du rachat des activités « énergie » d'Alstom à General Electric en 2015, cette filiale était spécialisée dans la production de turbines hydrauliques de grande puissance. En 2019, elle affichait encore un chiffre d'affaires de 212 millions d'euros (avec une partie en ingénierie et études), dont 84 % à l'exportation, et employait près de 750 salariés. Cependant, en 2017, GE Hydro a annoncé l'arrêt de la fabrication des turbines hydrauliques sur son site de Grenoble et, en 2021, le groupe a annoncé la fermeture de son site de Belfort, site de fabrication des alternateurs pour barrages hydroélectriques. La fermeture des sites de GE Hydro France n'a pas été une bonne nouvelle pour la filière mais il existe par ailleurs une quinzaine d'autres entreprises françaises fabriquant des turbines dont notamment Hydro Power Plant (HPP), Fugu-Tech, M2J Technologies, Turbiwatt et Mecamidi. ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.france-hydro-electricite.fr
- ✓ www.hydro21.org
- ✓ www.barrages-cfbr.eu
- ✓ Les pages du SER consacrées à la filière : www.enr.fr



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



au **syndicat France
Hydro Electricité**

1 L'année 2023 a été marquée par un déficit de pluviométrie. Comment la filière s'est-elle adaptée ?¹

Le déficit de pluviométrie que l'on a connu en 2023 n'a pas impacté la filière hydroélectrique de la même manière selon le mode de fonctionnement des installations, leur configuration et leur situation géographique. Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau (sans réservoir de stockage), qui dépendent intégralement des débits du cours d'eau pour produire de l'électricité, ont pu connaître en effet une baisse de leur production du fait de la baisse des débits des rivières. Mais, d'une part, ce déficit de pluviométrie ne s'est pas fait ressentir uniformément sur le territoire, et d'autre part, ces installations fonctionnent en grande partie en hiver et au printemps. Elles tournent en moyenne entre 4 000 et 6 000 heures par an, même si certaines peuvent fonctionner jusqu'à 8 000 heures. En période estivale, d'étiage, ces installations sont donc normalement à l'arrêt. Pour ce qui est des centrales hydroélectriques avec

un réservoir, leur réserve d'eau permet de produire de l'électricité à la demande, mais également de maintenir un stock d'eau pour répondre à différents usages, autres que la production d'électricité (irrigation, eau potable...). En 2023, du fait de la tension sur la ressource en eau, des arbitrages ont dû avoir lieu avec l'ensemble des acteurs concernés sur l'affectation de la ressource. Enfin, la forte pluviométrie que nous connaissons ces derniers mois a permis de remonter le niveau de production dans une grande partie des territoires. Les hydroélectriciens sont habitués aux fluctuations de la ressource en eau au cours des saisons et ont su adapter leurs installations pour optimiser leur production. La filière s'intéresse néanmoins à de nouveaux moyens permettant d'optimiser la ressource en eau avec les fluctuations induites par le changement climatique : gestion plus fine des installations pour s'adapter rapidement aux variations de débit du cours d'eau, mise en place de turbines ayant une plage de débits de fonctionnement plus grande, turbinage des débits réservés. Rappelons enfin que l'hydroélectricité est l'une des électricités les moins carbonées (4 à 10 g de CO₂/Kwh selon les sources) : elle contribue donc à produire une électricité qui permet de lutter contre l'aggravation de l'effet de serre.

1. Réponse rédigée par Cécile Bellot.

2 L'hydroélectricité cherche à mieux valoriser la flexibilité de sa production. Y a-t-il des avancées en la matière ?²

L'accord européen sur le futur marché de l'électricité trouvé en fin d'année 2023 identifie le besoin d'un signal à l'investissement dans la flexibilité. Ce texte donne la possibilité de soutenir la flexibilité de l'hydraulique de lac et du stockage par Step. Les États membres doivent pour cela dresser le bilan des besoins de flexibilité pour équilibrer les énergies renouvelables variables dans leur plan national énergie climat puis, si nécessaire, proposer un mécanisme de soutien. Ce mécanisme peut être soit l'adaptation du mécanisme de capacité soit un mécanisme propre. Cela confirme les réflexions de France Hydro Électricité qui, avec l'étude «Compass Lexecon», avait mis en évidence l'énorme besoin de nouvelles sources de flexibilité pour réussir la décarbonation à l'horizon 2050. Si la modélisation des besoins de flexibilité du système électrique européen relève du savoir-faire usuel des économistes, celle des besoins des réseaux de distribution se heurte au changement de paradigme qui voit ces réseaux se transformer en réseaux de collecte de l'énergie. France Hydro Électricité a pour ambition de les étudier pour préciser la valeur de la petite hydroélectricité à l'échelle d'une ligne de distribution, source locale, prévisible, stable mais aussi flexible. Les premières estimations conduisent à un potentiel de modulation du parc de petite hydraulique de 300 MW sur une profondeur de 2 heures, équivalent à des milliers de batteries. Une petite centrale permet par sa flexibilité d'augmenter de façon significative la capacité d'accueil du photovol-

taïque dans une vallée en équilibrant sa production cyclique. Reste à établir dans le nouveau cadre européen une juste valorisation de ces performances pour investir dans de nouveaux moyens de flexibilité mais aussi, ne l'oublions pas, pour maintenir celles du parc existant sans lesquelles le risque de black-out n'est pas à écarter.

3 La DGEC vient de réévaluer le potentiel exploitable de l'hydroélectricité en France. Ce travail devrait-il permettre d'accélérer le développement de nouveaux sites ?³

L'étude de la DGEC confirme qu'il existe un potentiel de développement utile à la transition énergétique⁴. Le gisement identifié en sites vierges est de 2 649 MW, soit 9 533 GWh par an. Celui en équipements de seuils existants est de 368 MW, soit 1 285 GWh par an. Ce potentiel brut théorique est néanmoins impacté par les classements de cours d'eau au titre de l'article L. 214-17 du code de l'environnement, qui interdit la création de nouveaux obstacles à la continuité écologique en Liste 1. Ainsi, en l'état actuel des classements, le potentiel mobilisable serait de 653 MW (2 332 GWh/an) en sites vierges et de 368 MW en équipements de seuils existants (pour 1 286 GWh). Ce potentiel couvre également l'optimisation ou l'augmenta-

2. Réponse rédigée par Ghislain Weisrock.

3. Réponse rédigée par Jean-Marc Levy.

4. Cette mise à jour du potentiel reste une étude théorique, sans analyse de la faisabilité technique, économique ou environnementale de chaque projet.

tion de puissance des installations existantes et le turbinage de débits réservés. Au total, le potentiel de développement aujourd'hui envisageable est donc évalué à 3 618 GWh, ce qui représente un accroissement de la production hydroélectrique de 6%. Ce potentiel justifie les objectifs de développement de la filière, qui, bien que modestes (2,8 GW à horizon 2035 dont 1,7 GW de Step), sont essentiels pour maintenir cette filière d'excellence française. Rappelons que l'hydroélectricité apporte bien plus que des kWh verts, elle rend différents services aux réseaux, mais aussi à la biodiversité et contribue à l'activité économique des territoires ruraux et de montagne.



La centrale Biowatts par cogénération, située à Angers, produit à la fois de la chaleur et de l'électricité verte à partir de biomasse.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée à fin 2023

836,74 MWe

Production électrique en 2022

4 789 GWh

Objectif à fin 2023

800 MWe

Objectif à fin 2028

800 MWe

*Emplois directs dans la filière en 2022
(toutes valorisations énergétiques confondues)*

7 100

*Chiffre d'affaires dans la filière en 2022
(toutes valorisations énergétiques confondues)*

1 864
millions d'euros

Essentiellement tournées vers la production de chaleur, les centrales biomasse jouent tout de même un rôle dans le mix électrique national grâce à la cogénération. La mise en service, au fil du temps, des installations sélectionnées dans le cadre des appels d'offres CRE a permis à la filière de d'ores et déjà atteindre ses objectifs à fin 2023.

FILIÈRE BIOMASSE SOLIDE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

BIOMASSE SOLIDE

En France, comme dans de nombreux autres pays européens, la biomasse solide est la première des énergies renouvelables. En 2022, elle représentait 112 TWh, soit 34 % de la production primaire d'énergies renouvelables, un chiffre en légère baisse par rapport à 2021 (125 TWh pour 36 %). La consommation primaire de biomasse solide s'est, elle, élevée à 118 TWh, dont 106 TWh pour la production de chaleur, en baisse en raison d'un hiver doux, et 11 TWh pour la production d'électricité, un chiffre stable. La biomasse solide est ainsi majoritairement destinée à produire de la chaleur du fait d'un rendement supérieur à celui observé lorsqu'elle est utilisée pour produire de l'électricité. Elle est consommée en grande partie par le secteur résidentiel (66 %), mais la part consommée par les

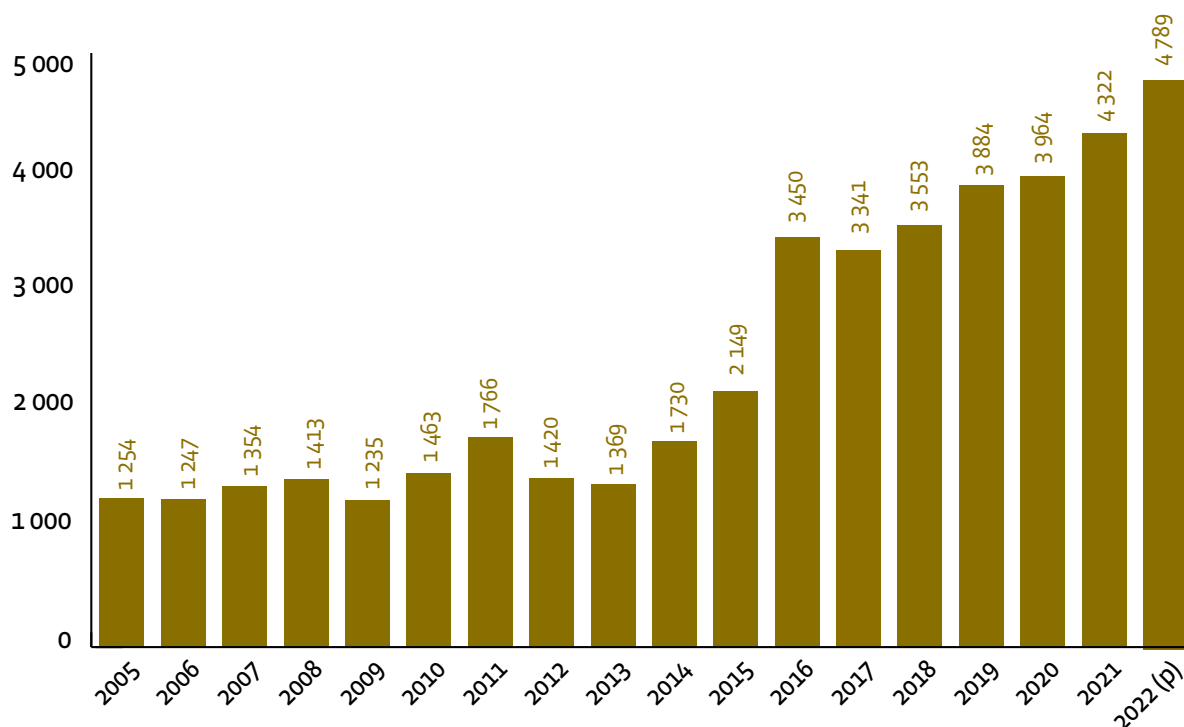
énergéticiens a beaucoup augmenté ces dernières années (13 % en 2013 contre 20 % en 2022), du fait du fort accroissement de l'utilisation du bois par les installations de cogénération et les réseaux de chaleur. La cogénération biomasse présente en effet l'intérêt d'avoir un rendement énergétique souvent bien supérieur à 75 %, avec dans ce cas un coût à la tonne de carbone évitée parmi les plus bas. Au-delà de ça, cette énergie a l'avantage d'assurer une production d'électricité continue, contrairement à des filières comme le photovoltaïque ou l'éolien. Elle est également un atout pour la compétitivité de la filière bois et le développement des territoires à travers des investissements locaux et la création d'emplois non délocalisables. Elle allonge la période d'exploitation

Graphique n° 1

Production d'électricité biomasse solide en France en GWh

Source : Sdes.

p. : prévisionnel



Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

forestière en permettant une production de plaquettes toute l'année, et non seulement en période hivernale comme c'est le cas pour la seule alimentation des réseaux de chaleur. Elle offre également la possibilité aux industriels du bois d'utiliser in situ leurs sous-produits pour générer une électricité décarbonée, vendue ou autoconsommée, et valoriser de la chaleur dans un dispositif de séchage des bois.

À fin 2023, la France métropolitaine comptait 70 centrales biomasse solide recensées produisant de l'électricité, pour une puissance de 836,74 MWe. 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 (même niveau à 2028). En 2022, la production électrique brute à partir de biomasse a été de 4 789 GWh. Jusqu'en 2016, le développement des centrales de cogénération biomasse était soutenu en France 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. Il a été adopté pour le dernier appel d'offres organisé, l'appel d'offres pluriannuel CRE5 (2016, 2017, 2018). Devant la progression de la filière et conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, le ministère n'a prévu pour l'instant aucun autre appel d'offres de cogénération biomasse.

À GARDANNE, UNE NOUVELLE ÉTUDE RÉCLAMÉE

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 (150 MWe). Cependant, les grandes quantités de combustible nécessaires à son approvisionnement (850 000 t/an) ont créé à l'époque de vives polémiques, d'autant qu'une moitié devait venir du Brésil. Un recours administratif a ainsi été déposé par des associations de défense de l'environnement entraînant l'annulation en 2017 par le tribunal administratif de Marseille de l'autorisation de l'exploitant, rétablie en 2020 par la cour administrative d'appel. Entre-temps, 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. Après deux ans et demi d'arrêt de la centrale pour cause de mouvement social et de difficultés techniques, 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. Cette action a cependant été accompagnée d'un plan de sauvegarde de l'emploi (PSE) prévoyant la suppression de 98 postes sur 154. La CGT a dénoncé ce plan et un mouvement de grève s'est à nouveau formé. En 2022, elle a ainsi tourné environ 3 000 heures, soit moitié moins que ce que prévoyait le contrat signé avec le gestionnaire du réseau, avec une consommation de 350 000 tonnes de bois.

En mars 2023, nouveau rebondissement : le Conseil d'État a, à nouveau, annulé l'autorisation d'exploiter de la centrale, estimant que les incidences environnementales susceptibles d'être provoquées par l'utilisation et l'exploitation de la chaudière devaient être prises en compte au même titre que les incidences directes. La cour administrative d'appel de Marseille devait ensuite se prononcer pour confirmer ou non l'annulation. Le 20 octobre, elle a examiné une dernière fois le cas. Son jugement a été mis en délibéré. Et en novembre 2023, elle a finalement imposé à GazelEnergie de réaliser d'ici un an une analyse détaillée des conséquences environnementales de la centrale biomasse (cf. encadré).

La fermeture de la tranche charbon et le maintien de la tranche biomasse s'accompagnent d'un « pacte pour la transition écologique et industrielle du territoire de Gardanne-Meyreuil » qui pourrait voir aboutir la création sur le site de la tranche charbon d'une unité de production de carburants verts (projet Hynovera de Hy2gen), d'une scierie (projet Filière bois) et d'un système d'alimentation d'un réseau de chaleur (projet Canthep). Les associations environnementales ne sont cependant pas en faveur de ces investissements. Hy2gen SAS France (Aix-en-Provence) prévoyait de produire à terme 100 000 litres par jour de carburants pour l'aviation (e-kérosène) et 200 000 litres de e-méthanol éventuellement pour le transport maritime, sur 6 des 80 hectares libérés par l'arrêt du charbon. Pour cela, un gazéificateur devait produire du gaz à partir de plaquettes forestières issues du broyage de bois, une usine d'électrolyse de l'eau de 100 MW devait permettre la production d'hydrogène à partir d'électricité verte, et un procédé devait associer l'hydrogène vert au gaz

de synthèse pour donner des carburants (e-kérosène et e-méthanol).

Lors de la concertation publique, menée du 19 septembre au 21 novembre 2022 et supervisée par la Commission nationale de débat public (CNDP), les riverains ont cependant exprimé leur opposition à la construction d'une usine Seveso, ce qu'impose la fabrication de méthanol. Hy2gen SAS France ainsi revu sa copie : l'unité ne fabriquera et ne stockera finalement pas de méthanol. Elle se consacrera à la production de e-kérosène et sera ainsi simplement une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE) soumise à autorisation. La gazéification de bois demandant un approvisionnement en plaquettes forestières devrait également être remplacée par un processus de fermentation et de distillation de résidus d'exploitation forestière dit « alcohol to jet ». La torchère qui était prévue dans le premier projet plus proche d'une raffinerie est supprimée. Et la production d'hydrogène est réduite, de façon à limiter les besoins en eau et en électricité. Le nouveau projet affiche un budget de 250 millions d'euros contre 460 millions pour l'ancien projet. Une seconde enquête publique sera organisée, Hy2gen SAS France espérant une mise en service au second semestre 2028. La scierie industrielle occuperait, quant à elle, une surface de deux ou trois hectares. Elle utiliserait du bois local, le pin d'Alep ayant été récemment labellisé bois de construction. Les déchets de bois de la scierie serviraient à alimenter la centrale biomasse, tandis que la chaleur générée lors de la production électrique serait utilisée par la scierie pour sécher le bois. Le projet Canthep, canal thermique de Provence, porté par GazelEnergie et Engie, vise, lui, à alimenter les réseaux de chaleur d'Aix-en-

Une nouvelle étude pour Gardanne

Dans une décision rendue le 10 novembre 2023, la cour administrative d'appel de Marseille a suivi les recommandations du rapporteur public, qui demandait une nouvelle étude d'impact concernant les effets indirects sur l'environnement de la centrale biomasse de Gardanne. Un sursis à statuer de douze mois a été décidé, demandant au préfet de produire des pièces complémentaires. Aujourd'hui, la moitié des approvisionnements vient de France et le reste, d'Europe. S'il était prévu que la part locale atteigne les 100 % en 2026, le plan a en effet été révisé afin de conserver l'emploi des dockers sur le port de Marseille. La nouvelle étude devra « indiquer la liste de tous les massifs forestiers locaux ou régionaux », et préciser « leur localisation, les quantités utilisées, les essences de bois concernées, les natures de coupe réalisées ainsi que les impacts sur ces massifs en termes de paysages, de milieux naturels et d'équilibres biologiques ». Le même travail devra être effectué pour le bois provenant de l'étranger.

Provence, Gardanne et Meyreuil à partir des fumées émises. Outre Hynovera, Filière bois et Canthep, d'autres projets industriels sont étudiés.

CRE5: DES PROJETS IMPORTANTS QUI SE CONCRÉTISENT

Face aux polémiques liées à la centrale de Gardanne, il a fallu attendre 2016 pour que l'appel d'offres CRE5 soit lancé. Il s'agit d'une procédure pluriannuelle (2016, 2017, 2018) d'envergure réduite. 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 CRE3 et 4, ce seuil n'était respectivement que de 50 et 60 %). Lors de la première tranche du CRE5, 12 projets ont été retenus pour une puissance cumulée de 62 MWe. Dans la tranche des opérations de plus de 3 MWe, tous ont été mis en service, dont le dernier en date est celui du papetier Fibre excellence, à Saint-Gaudens (Haute-Garonne), pour une capacité de

25 MWe, l'un des plus importants retenus dans le cadre de l'appel d'offres CRE5. La deuxième tranche du CRE5 a retenu sept dossiers de moins de 3 MWe représentant une puissance totale cumulée de 10,62 MWe et deux projets de plus de 3 MWe pour un total de 40,98 MWe. Parmi les moins de 3 MWe, la dernière mise en service est celle de la centrale biomasse par gazéification de Lury-sur-Arnon (Cher) de 1,18 MW, qui alimente une usine de fabrication de granulés de bois pour le chauffage. Les deux projets de plus de 3 MWe ont été mis en service: le projet de Rayonier Advanced Materials, à Tartas (Landes), de 18,75 MWe, qui a abouti en décembre 2020 et le projet BioWatt de 25 MWe de Fibre Excellence Provence à Tarascon (Bouches-du-Rhône) mis en service en juin 2023. Il s'inscrit dans le plan d'investissement global de 180 millions d'euros que Fibre Excellence Provence s'est engagé à conduire en août 2021 lors de la reprise de ce site spécialisé dans la production de pâte à papier. Pour la troisième tranche des appels d'offres CRE5, le cahier des charges a subi des modifications:

les projets consistant en une augmentation de puissance 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. Au final, 14 projets ont été retenus, représentant une puissance totale de 74,1 MWe. Le projet Novawood de 14,6 MWe, coporté par Novacarb, filiale du groupe Seqens, et Engie Solutions, à Laneuveville-devant-Nancy (Meurthe-et-Moselle), est entré en service en septembre 2022. Celui de Golbey (Vosges), du groupe Norske Skog (25 MWe), a commencé sa construction en novembre 2022 et devrait être mis en service en 2024. Parmi les plus petites centrales, on peut citer celles à gazéification d'ElecBox 63 (Saint-Avit, 2,04 MW) et ElecBox 56 (Augan, 0,8 MW) construites par Energy &+. 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.

À Cordemais, le projet de conversion à la biomasse de la dernière centrale au charbon en fonctionnement est relancé (Loire-Atlantique, 1 200 MW). Suite à l'annonce début 2020 d'Emmanuelle Wargon, alors secrétaire d'État auprès de la ministre de la Transition écologique et solidaire, de la prolongation de la centrale jusqu'en 2024 voire 2026, EDF avait soumis un projet consistant à tester sur le site un dispositif baptisé Écocombust, pour fabriquer localement un nouveau combustible à partir de biomasse végétale (déchets de bois). Celle-

ci serait densifiée pour améliorer son rendement énergétique et la conditionner au final sous la forme de black pellets (granulés torréfiés). Le projet incluait la création, en 2021-2022, d'une unité de production de 160 000 tonnes de granulés par an pendant quinze ans et la modification des deux tranches de la centrale pour un fonctionnement à partir d'un mélange composé de 80 % de pellets et 20 % de charbon jusqu'à sa fermeture en 2026. L'usine de pellets poursuivrait, elle, après ses activités. La direction d'EDF a cependant annoncé en juillet 2021 l'abandon du projet, les conditions technico-économiques ne semblant plus réunies. Mais en février 2022, Barbara Pompili, alors ministre de la Transition écologique, a annoncé le lancement d'un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour des projets de production industrielle de granulés, à hauteur de 80 000 tonnes par an « réalisables rapidement dans un an à trois ans ». Le groupe Paprec, allié à EDF, a déposé un dossier pour relancer le projet et l'État a finalement donné le 17 janvier 2023 son feu vert pour le projet Ecocombust. La mise en service industrielle de l'usine est prévue pour 2025 pour un investissement total de 200 millions d'euros du groupe Paprec et d'EDF, appuyé par des subventions de l'État.

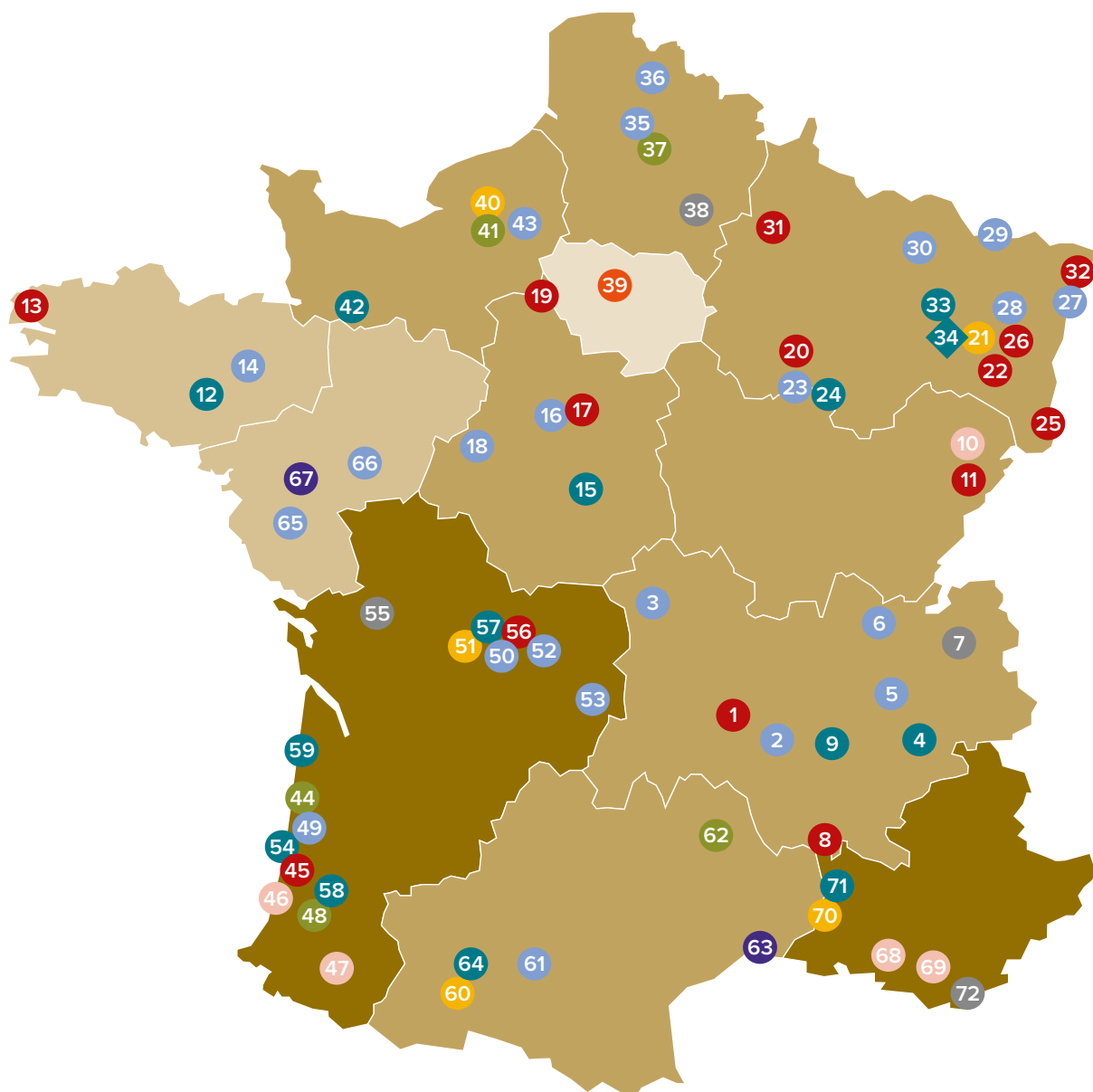
DANS LES ZNI, L'ENJEU DE L'INDÉPENDANCE

Dans les zones non interconnectées (ZNI), l'exploitation de la biomasse solide est un enjeu majeur. Ainsi, en Martinique, le groupe Albioma, racheté en avril 2022 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

Carte n° 1

Cartographie des sites de production d'électricité à partir de biomasse solide à fin 2023

Source : Observ'ER, 2023.



< 5 MW

de 5 à < 25 MW

de 25 à < 100 MW

plus de 100 MW

CRE1

CRE2

CRE3

CRE4

CRE5

Marché

OA (obligation d'achat)

Autoconsommation

Non renseigné

Site en construction

AUVERGNE RHÔNE-ALPES - 50,54 MW

- 1 Arlanc OA - 2,6 MW
- 2 Dunière CRE3 - 3,4 MW
- 3 Commentry CRE3 - 15 MW
- 4 Grenoble CRE5-1 - 8,3 MW
- 5 Le Cheylas CRE3 - 3,6 MW
- 6 Maillat CRE3 - 0,7 MW
- 7 Marignier NR - 2,9 MW
- 8 Pierrelatte OA - 12 MW
- 9 Saint-Avit CRE5-3 - 2,04 MW

BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ - 27 MW

- 10 Novillars CRE4 - 20 MW
- 11 Villiers-sous-Montrond OA - 7 MW

BRETAGNE - 15,6 MW

- 12 Augan CRE5-3 - 0,8 MW
- 13 Lanvian OA - 5,2 MW
- 14 Noyal-Châtillon-sur-Seiche - CRE3 - 10,4 MW

CENTRE-VAL DE LOIRE - 36,18 MW

- 15 Lury-sur-Arnon CRE5-2 - 1,18 MW
- 16 Orléans CRE3 - 7,5 MW
- 17 Orléans OA - 12 MW
- 18 Saint-Pierre-des-Corps CRE3 - 7,5 MW
- 19 Chartres OA - 8 MW

GRAND EST - 102,7 MW EN EXPLOITATION ET 25 MW EN CHANTIER

- 20 Bar-sur-Aube OA - 1,3 MW
- 21 Golbey CRE1 - 12 MW
- 22 Épinal OA - 6,4 MW
- 23 Gyé-sur-Seine CRE3 - 3,3 MW
- 24 Gyé-sur-Seine CRE5-1 - 1,4 MW
- 25 Saint-Louis OA - 5,2 MW
- 26 Rambervilliers OA - 9,6 MW
- 27 Strasbourg CRE3 - 10 MW
- 28 Urmatt CRE3 - 5 MW
- 29 Forbach CRE3 - 6,4 MW
- 30 Metz CRE3 - 9,5 MW
- 31 Pomacle-Bazarcourt OA - 12 MW
- 32 Strasbourg OA - 7 MW
- 33 Laneuveville-devant-Nancy CRE5-3 - 14,6 MW
- 34 Golbey CRE5-3 - 25 MW

HAUTS-DE-FRANCE - 41,3 MW

- 35 Estrées-Mons CRE3 - 13 MW
- 36 Lens CRE3 - 6,7 MW

- 37 Mesnil-Saint-Nicaise CRE2 - 16 MW
- 38 Venizel NR - 5,6 MW

ÎLE-DE-FRANCE - 0,5 MW

- 39 Corbeil-Essonnes Auto - 0,5 MW

NORMANDIE - 81,32 MW EN EXPLOITATION

- 40 Grand-Couronne CRE1 - 21 MW
- 41 Grand-Couronne CRE2 - 9 MW
- 42 Le Teillleul CRE5-1 - 1,32 MW
- 43 Alizay CRE3 - 50 MW

NOUVELLE-AQUITAINE - 205,23 MW

- 44 Biganos CRE2 - 69 MW
- 45 Morcenx OA - 11 MW
- 46 Vieille-Saint-Girons CRE4 - 17 MW
- 47 Lacq CRE4 - 19 MW
- 48 Tartas CRE2 - 14 MW
- 49 Labouheyre CRE3 - 3,5 MW
- 50 Limoges CRE3 - 7,5 MW
- 51 Saillat-sur-Vienne CRE1 - 12 MW
- 52 Moissannes CRE3 - 3,4 MW
- 53 Égletons CRE3 - 3,4 MW
- 54 Mimizan CRE5 - 1 19,38 MW
- 55 Secondigné-sur-Belle NR - 3,5 MW
- 56 Moissannes OA - 1,4 MW
- 57 Genouillac CRE5 - 1 1 MW
- 58 Tartas CRE5 - 218,75 MW
- 59 Lacanau CRE5-1 - 1,4 MW

OCCITANIE - 57 MW

- 60 Saint-Gaudens CRE1 - 20 MW
- 61 Montgailhard CRE3 - 4 MW
- 62 Mende CRE2 - 7,5 MW
- 63 Montpellier Marché - 0,5 MW
- 64 Saint-Gaudens CRE5-1 - 25 MW

PAYS DE LA LOIRE - 10,33 MW

- 65 Sainte-Florence CRE3 - 3,4 MW
- 66 Sainte-Gemmes-sur-Loire CRE3 - 6,9 MW
- 67 Vertou Marché - 0,03 MW

PACA - 209,04 MW

- 68 Gardanne CRE4 - 150 MW
- 69 Brignoles CRE4 - 22 MW
- 70 Tarascon CRE1 - 12 MW
- 71 Tarascon CRE5-2 - 25 MW
- 72 Hyères NR - 0,04 MW

Albioma, des pellets importés du Canada

Selon le rapport d'information 1543 sur l'autonomie énergétique des Outre-mer (M. Davy Rimane et M. Jean-Hugues Ratenon), enregistré à la présidence de l'Assemblée nationale le 19 juillet 2023, les pellets nécessaires aux passages au 100 % biomasse des centrales à charbon d'Albioma à La Réunion viendront d'une usine québécoise que l'industriel a acquis afin de maîtriser toute la chaîne, depuis l'abattage des arbres et leur replantage jusqu'à l'incinération du bois dans ses centrales ultramarines. 100 000 tonnes de biomasse devraient être brûlées dans les deux usines de l'île. Cette importation nécessite un transport maritime de 15 000 km depuis le Québec. Malgré tout, le projet est considéré comme bénéfique niveau carbone. Il nécessite des adaptations organisationnelles importantes sur le port pour aménager des espaces de stockage couverts pour les pellets, le bois humide perdant ses qualités calorifiques. Le charbon, quant à lui, était stocké à l'air libre. Pour réduire les importations de pellets, Albioma se tourne vers la filière des combustibles solides de récupération (CSR). Ces résidus combustibles des déchets ménagers triés en déchèterie 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. Le rapport souligne par ailleurs que le prix de revient du CSR est malheureusement beaucoup plus élevé que celui du charbon ou même de la biomasse solide (cf. fiche déchets).

la biomasse. Albioma exploite également une centrale de cogénération en Guadeloupe et deux à la Réunion. Pour chacune, deux tranches sur trois fonctionnent à partir d'un mix entre bagasse et charbon importé. La conversion au 100 % biomasse (bagasse et pellets de bois) est engagée. En Guadeloupe, le groupe a ainsi achevé en novembre 2020 la conversion de la tranche 3 (34 MWe) de la centrale du Moule (93,5 MWe au total), qui fonctionnait à 100 % au charbon et prévoit la fin totale du charbon fin 2023. À la Réunion, sur la tranche 100 % charbon de 48 MWe de la centrale de Bois-Rouge (108 MWe au total), les travaux se sont terminés en 2022. Pour la centrale du Gol (109 MWe), les travaux sont en cours par la tranche 100 % charbon (51,8 MWe). La dernière importation de charbon est prévue pour le début de l'année 2024. Cependant, dans ces îles, si la bagasse est locale, les

pellets de bois utilisés sont majoritairement importés. S'ils permettent ainsi la décarbonation de la production d'énergie, ils ne participent pas, en revanche, à l'indépendance énergétique des îles.

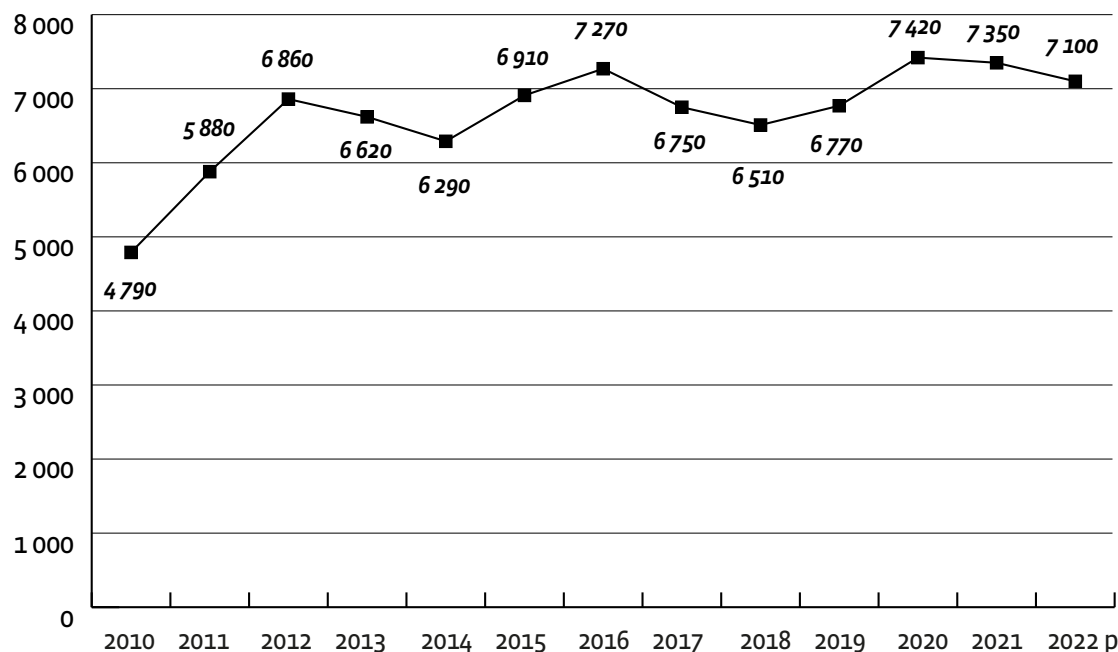
En Guyane, Voltalia a mis en service début 2021 la centrale biomasse de Cacao de 5,1 MWe, sur la commune de Roura. Ces MWe s'ajoutent au 1,7 MWe déjà implanté par le groupe près de Kourou (2009). Le groupe possède également d'autres projets de centrales biomasse : celles de Sinnamary (10,6 MWe), à Petit-Saut, et d'Iracoubo (5,1 MWe). La première, en construction, sera alimentée par des arbres immergés dans le lac de Petit-Saut, coupés sous l'eau. Le projet, qui devrait être mis en service au premier semestre 2025, représente un investissement d'environ 200 millions d'euros. À Saint-Georges-de-l'Oyapock,

Graphique n° 2

Évolution des emplois directs biomasse solide pour les secteurs collectif, industriel et tertiaire

Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2023.

p : prévisionnel



situé dans l'Est guyanais, la société Abiodis a quant à elle mis en service une unité de 3,6 MWe. Enfin, Idex possède plusieurs projets en Guyane : sur la commune de Montsinéry-Tonnegrande, le groupe construit une centrale de 6 MW très prochainement mise en service. Fin mai, Idex a également acheté à Akuo les droits de construction de deux centrales (CBK1 et CBK2) sur le site du Centre spatial guyanais (CSG), à Kourou, droits acquis en 2020 dans le cadre d'appels à projets organisés par le Centre national d'études spatiales (Cnes). Ces deux centrales, alimentées par de la biomasse locale, produiront de l'électricité (9,1 MWe) et du froid (9,1 MWth sous forme d'eau glacée) pour la base spatiale et seront mises en service respectivement en 2026 et en janvier 2027.

L'objectif est de les faire fonctionner avec du bois 100% guyanais, sans recourir à l'importation. L'ONF garantit un approvisionnement de 15 000 tonnes par an pendant au moins les cinq premières années tandis que le bois noyé lors de la mise en eau du barrage de Petit-Saut, récupéré par Voltalia pour la centrale de Sinnamary, pourrait être utilisé à raison de 30 000 tonnes par an pendant trente ans.

DES APPELS À PROJETS DE COGÉNÉRATION BIOMASSE DANS LA PROCHAINE PPE ?

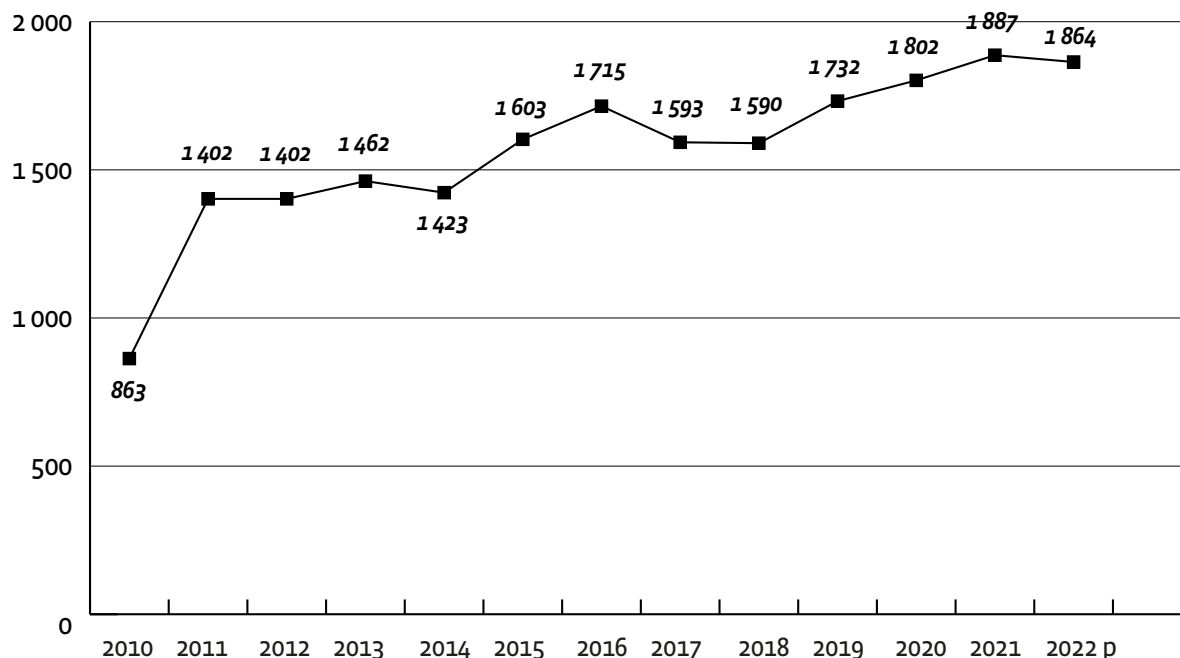
Il n'existe pas d'étude qui suive précisément les agrégats socio-économiques de la valorisation électrique de la biomasse solide. L'étude de l'Ademe

Graphique n° 3

Marché biomasse solide pour les secteurs collectif, industriel et tertiaire (en M€)

Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2023.

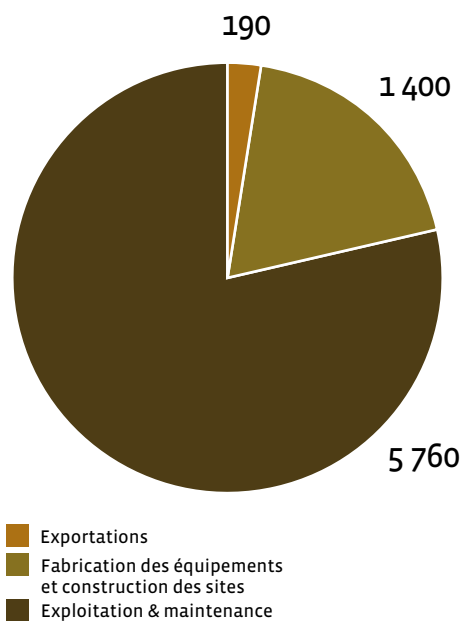
p : prévisionnel



Graphique n° 4

Décomposition des emplois directs 2021 sur la chaîne de valeur (en ETP)

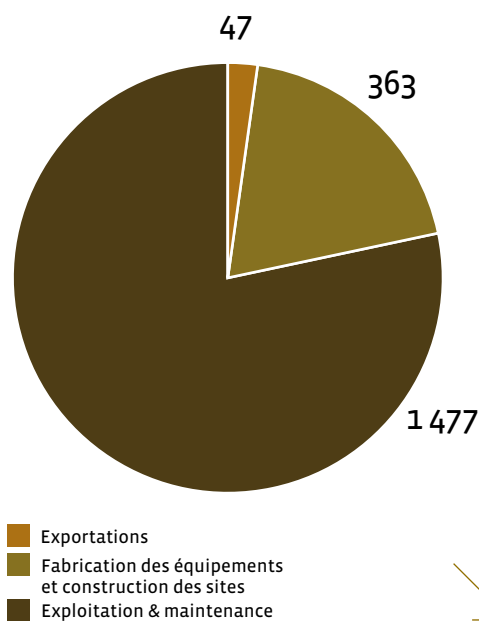
Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2023.



Graphique n° 5

Décomposition de l'activité 2021 sur la chaîne de valeur (en M€)

Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2023.



Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

« 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 ou tertiaires (pas domestique). Dans la dernière édition de 2023, les chiffres affichent une évaluation des emplois en 2022 à 7 100 ETP (équivalents temps plein) et un chiffre d'affaires de 1 864 millions d'euros (voir graphiques 2 et 3).

Pour 2021 (dernière année disponible pour ces chiffres), la part industrielle consacrée à la fabrication des éléments et à la construction des sites représentait 19 % dans les emplois et dans le chiffre d'affaires tandis que les activités d'exploitation et de maintenance des centrales représentaient environ 78 %.

Dans le secteur de la cogénération, les projets retenus dans le cadre des appels d'offres CRE lancés entre 2003 et 2018 sont petit à petit mis en service, ce qui continue de faire progresser la filière, mais le vivier va bientôt s'épuiser. Et en l'absence de nouvel appel d'offres, les projets d'investissements dans des installations de cogénération vont devenir rares. La filière espère ainsi que la prochaine PPE va fixer de nouveaux objectifs pour la cogénération biomasse et donner aux industriels les moyens de les atteindre. ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Baromètre EurObserv'ER biomasse solide
- ✓ www.cibe.fr
- ✓ www.propellet.fr
- ✓ France biomasse énergie, commission biomasse du Syndicat des énergies renouvelables : www.enr.fr
- ✓ Le magazine en ligne www.bioenergie-promotion.fr, qui suit l'actualité du secteur



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Pauline Champeau**,
ingénieure biomasse
énergie pour l'industrie
du bois au service chaleur
renouvelable de l'Ademe

1 Comment l'Ademe soutient-elle la cogénération biomasse ?

En 2022, à l'issue des Assises de la forêt et du bois, l'Ademe a lancé un appel à projets BCIB (biomasse chaleur pour l'industrie du bois) destiné spécifiquement aux industries du bois (scieurs, panneautiers, entreprises de l'ameublement). Les deux objectifs principaux de cet appel à projets sont l'augmentation des capacités de séchage de bois en France pour répondre au marché du bois d'œuvre (construction, ameublement, emballage, etc.) et l'autonomie énergétique des industriels grâce à l'utilisation des connexes générés par les activités pour la production de chaleur. Dans ce cadre, les équipements spécifiques à la production d'électricité à partir de chaleur (cogénération) font partie des dépenses éligibles. Les points d'attention pour le montage de ces projets de cogénération sont notamment le respect de la hiérarchie des usages (priorité à la valorisation du bois comme matériau), le respect des critères de cogénération à haut rendement et l'optimisation de la production d'électricité en fonction des besoins thermiques.

2 Quel bilan tirez-vous de cet appel à projets ?

Cet appel à projets lancé en 2022 a connu trois sessions les 30 mai 2022, 27 février 2023 et 20 septembre 2023. Le bilan concerne les deux premières sessions, les projets déposés à la dernière clôture étant en cours d'instruction. Vingt projets ont été sélectionnés sur 28 déposés. Ils sont très variés en ce qui concerne la taille des entreprises, les secteurs d'activité (scieurs feuillus, panneautiers, ameublement...), la puissance des installations (1 à 25 MW)... La production thermique prévisionnelle est de 1,23 TWh/an et la production électrique de 200 GWh/an. L'aide allouée par le Fonds chaleur et France 2030 dans le cadre de l'appel à projets s'élève pour ces deux sessions à 113 millions d'euros sur 307 millions d'euros d'investissements éligibles cumulés. Il est à noter que les installations ne démarrent que dans quelques années. Il n'y a donc pas encore de retour d'expérience possible sur le suivi de ces projets mais plusieurs installations de cogénération sont en fonctionnement dans l'industrie du bois, soutenues historiquement par les appels à projets de la CRE. La puissance électrique est supérieure à 10 MW pour les industriels de la trituration (pâtes à papier et panneaux) alors qu'elle est plus limitée pour les scieries (< 5 MW).

3 Quelle est la typologie des projets de cogénération biomasse retenus ?

Parmi les 20 lauréats de l'appel à projets BCIB, la moitié prévoit la mise en place d'une cogénération biomasse. Ces projets sont également de tailles variées, à partir de 3 MW thermiques pour 0,7 MW électrique, et concernent majoritairement des scieurs (feuillus



et résineux) dont les besoins en chaleur et en électricité sont adaptés à la cogénération, et qui peuvent utiliser l'énergie thermique produite pour diversifier leur activité (production de granulés ou de bûchettes). L'électricité produite doit l'être dans une logique d'autoconsommation même si un raccordement au réseau est souvent nécessaire pour supporter les périodes d'excès ou de déficit de production en fonction du profil de consommation du site. ●

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

CHIFFRES CLÉS

*Puissance électrique installée fin
septembre 2023 (méthanisation et ISDND)*

597 MW

Production électrique en 2022

3 194 GWh

*Objectif 2023
des installations de méthanisation*

270 MW

(311 MW installés fin septembre 2023)

*Objectif 2028
des installations de méthanisation*

340 – 410 MW

*Emplois directs dans la filière en 2022
(toutes valorisations confondues)*

4 560

*Chiffre d'affaires en 2022
(toutes valorisations confondues)*

1 655

millions d'euros

FILIÈRE BIOGAZ

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

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 obtenu peut être valorisé sous forme d'électricité, de chaleur, ou les deux, selon un processus de cogénération. Le biogaz peut également être injecté dans les réseaux de gaz fossile sous forme de biométhane ou enfin utilisé en tant que carburant (bioGNV). Sa production, facilement pilotable et stockable, croît régulièrement en France.

En France, le biogaz est utilisé pour produire de la chaleur et de l'électricité avec respectivement 30 % et 24 % de part de

valorisation en 2022. Cependant, depuis quelques années, c'est la valorisation sous forme de biométhane qui est privilégiée par les politiques publiques puisque ce segment représentait 46 % de la valorisation du biogaz brut produit en France en 2022. En dix ans, une modification profonde de la valorisation du biogaz s'est opérée en France puisqu'en 2012 la production d'électricité à partir de biogaz représentait 60 % de la production d'énergie de la filière et le biométhane 0,2 %.

En matière électrique, le parc français représentait une puissance de 597 mégawatts (MW) au 30 septembre 2023 (pour 1 050 installations). Au cours des trois premiers

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)

Les installations exploitant le biogaz issu des ISDND sont moins nombreuses que les installations de méthanisation mais possèdent généralement une puissance unitaire moyenne importante (1,6 MW). Elles contribuent à 44 % de la puissance totale installée. Selon le Sdes¹, il y avait à fin septembre 2023, 162 ISDND raccordées au réseau électrique pour une puissance totale de 263 MW.

2. 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 mécanisation-biologique dites TMB). Le développement des TMB est aujourd'hui stoppé en raison de mauvais retours d'expérience. Selon une enquête sur la méthanisation réalisée par Observ'ER en partenariat avec l'Ademe publiée en mai 2023, il y avait au 1^{er} janvier 2023, 16 unités de méthanisation de déchets ménagers, dont 11 produisant de l'électricité en cogénération pour un total de 24 MW.

1. Service des données et études statistiques.

3. Les sites industriels

Selon cette même étude, au 1^{er} janvier 2023, 109 installations traitaient les effluents issus de l'activité d'entreprises des secteurs de l'agroalimentaire, pharmaceutique, de la chimie ou de la papeterie. Ici, le biogaz a surtout pour objectif de produire de la chaleur utilisée directement sur les sites industriels mêmes. Parmi ces installations, 19 unités fonctionnent en cogénération pour une puissance électrique installée de 8 MW, et une puissance moyenne par unité de 402 kW.

4. Les stations d'épuration urbaines

Toujours selon l'étude Observ'ER/Ademe, au 1^{er} janvier 2023, on comptabilisait 98 installations dont 39 en cogénération pour un total de 29,2 MW et une puissance moyenne de 748 kW. 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 être mélangé avec le gaz fossile.

5. 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. Selon l'enquête Observ'ER/Ademe, au 1^{er} janvier 2023, au total 665 unités étaient recensées pour une puissance électrique de 214 MW.

trimestres de 2023, 13 MW supplémentaires ont été raccordés et 4 MW ont été déclassés. Ce résultat est proche du rythme observé en 2022 puisque 11 MW avaient été raccordés au cours des neuf premiers mois. La production d'électricité a été décevante sur les trois premiers trimestres 2023 puisqu'elle s'est élevée à 1,6 TWh, soit 15 % de moins qu'en 2022 sur la même période. Sur l'ensemble des quatre trimestres de 2022, la production d'électricité s'était élevée à 3,2 TWh, soit 0,8 % de la consommation électrique du pays.

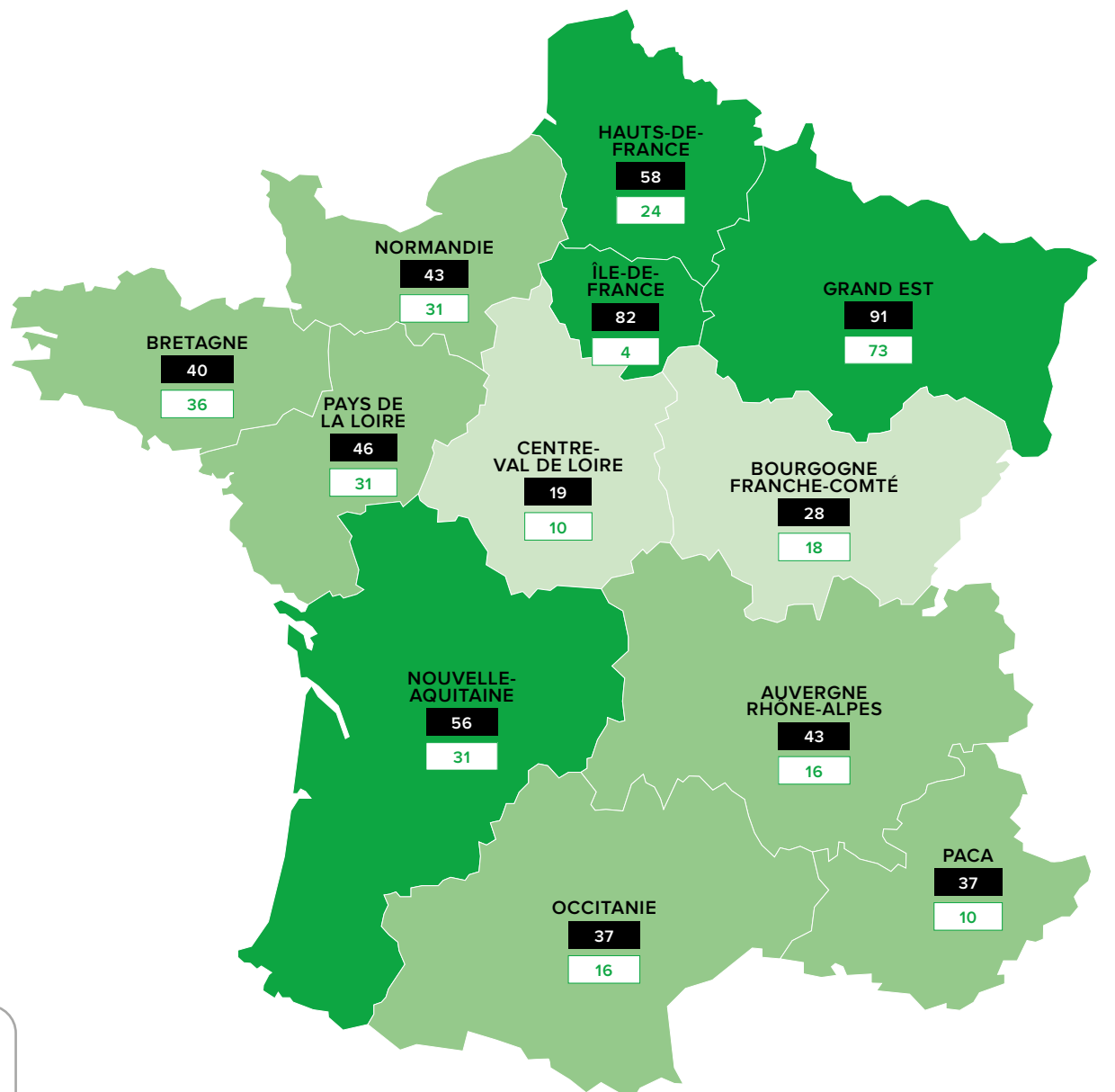
DES MÉCANISMES DE SOUTIEN MULTIPLES

En matière de soutien, le segment de la production électrique à partir de biogaz bénéficie d'un dispositif de tarif d'achat garanti sur vingt ans (OA, arrêté du 13 décembre 2016) pour les installations inférieures à 500 kW. Cela concerne essentiellement les opérations faites en milieu agricole où l'utilisation d'effluents d'élevage est davantage encouragée que celle de cultures alimentaires. Pour les opérations de puissance plus importante, c'est le mécanisme du complément de

Carte n° 1

Cartographie des puissances biogaz électriques installées en France à fin septembre 2023 (en MW)

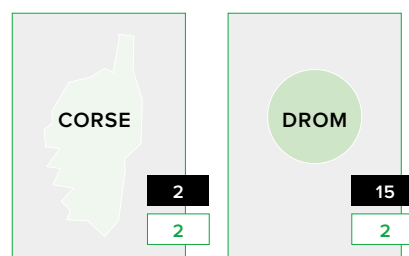
Source : Sdes 2023.



597 Installations biogaz pour la production d'électricité (MW)

- < 10 MW
- 10 - 30 MW
- 30 - 50 MW
- > 50 MW

311 Installations de méthanisation pour la production d'électricité (MW)



Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

rémunération (CR) qui s'applique. Il existe toutefois le principe de prévalence à l'injection, qui exclut du dispositif les installations de plus de 300 kW lorsqu'une étude de préfaisabilité de raccordement produite par le gestionnaire de réseau de distribution de gaz démontre la possibilité d'injecter le biogaz dans le réseau.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a mis en place en 2016 une procédure d'appel d'offres visant à sélectionner chaque année 10 MW de projets de méthanisation en cogénération (installations de 0,5 et 5 MW). Cependant, seules deux unités ont été retenues en 2016, deux en 2017 et une seule en 2019. Ces maigres résultats s'expliquent principalement par le fait que ces types de projets valorisent leur biogaz en mode cogénération et qu'alors la valorisation de la chaleur est souvent conditionnée par l'existence à proximité d'un réseau de chaleur ou d'un gros consommateur. Depuis 2020, aucune procédure d'appel d'offres n'a pas été renouvelée de par le petit nombre de dossiers retenus lors des éditions précédentes, mais également de par le fait que le parc électrique de la filière avait déjà atteint le seuil de 270 MW fixé à fin 2023 par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Précisons que cet objectif ne porte que sur les seuls sites en méthanisation et que les installations de stockage de déchets non dangereux (soit les décharges) n'y participent pas.

L'Ademe soutient également la filière méthanisation, à la fois via des aides à la réalisation d'études préalables au lancement d'un projet et par le biais d'aides à l'investissement pour les installations en cogénération de moins de 0,5 MW. En 2023, l'aide forfaitaire de l'Ademe pour le biométhane en injection a été fixée à 45 €/

MWh dans une limite de 700 k€ par projet. L'obtention de cette aide est soumise à plusieurs critères qui portent notamment sur les intrants. Par ailleurs, la Banque publique d'investissement et l'Ademe proposent des prêts sans garantie compris entre 300 k€ et 1 million d'euros pour les projets en injection de plus de 125 Nm₃/h.

En complément, les interventions des collectivités territoriales en faveur de la filière du biogaz devraient se développer. La loi énergie-climat de 2019 autorise en effet les sociétés ou coopératives constituées pour porter un projet biogaz à proposer une part de leur capital aux collectivités territoriales ou aux habitants situés à proximité d'un projet. En revanche, pour les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), un décret et un arrêté, publiés le 21 avril 2022 avec entrée en vigueur le lendemain, ont supprimé le soutien à la production d'électricité pour mettre en conformité la réglementation française avec les décisions de la Commission européenne. Les deux textes abrogent les dispositions du code de l'environnement relatives à l'éligibilité de la filière à l'obligation d'achat et au contrat de rémunération ainsi que l'arrêté du 3 septembre 2019 qui fixait les conditions d'achat de l'électricité et du complément de rémunération pour cette filière.

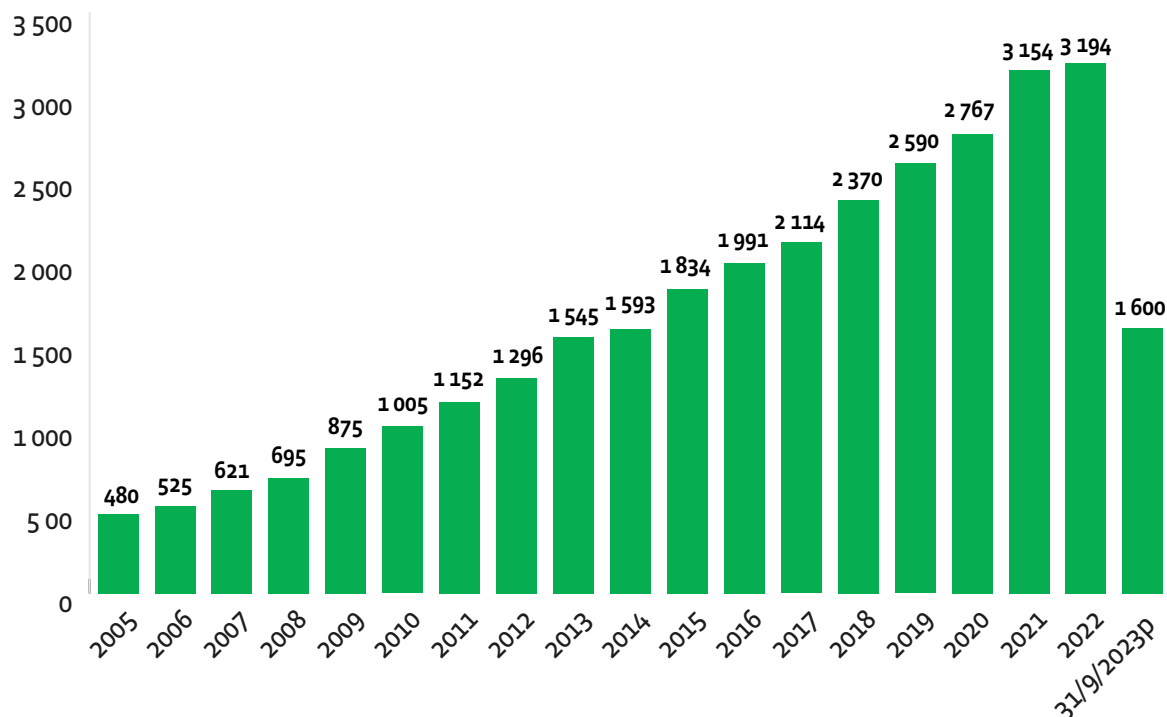
PROFESSIONNALISATION ET STRUCTURATION DE LA FILIÈRE

Les multiples secteurs d'application des sites biogaz et les diverses formes de valorisation énergétique ont fait que la filière a progressé à des rythmes différents selon les segments. Selon l'enquête sur la méthanisation en France réalisée par Observ'ER en partenariat avec l'Ademe (publiée en mai 2022), il y

Graphique n° 1

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

Source : Sdes. p : prévisionnel



avait au 1^{er} janvier 2023 1 052 installations de méthanisation à la ferme en France, dont 665 raccordées au réseau électrique pour un total de 142 MW. Ce chiffre est en croissance constante, avec une augmentation de la puissance moyenne des installations (214 kW). À la même date, 179 installations de méthanisation centralisées étaient en fonctionnement en France dont 69 en cogénération pour un total de 59 MW. La croissance de ce modèle de méthanisation est beaucoup plus lente et l'on observe une baisse de la puissance moyenne (856 kW). Les installations issues des autres types (ordures ménagères, sites industriels...) stagnent.

La filière étant relativement jeune en France, un travail piloté par le ministère de la Transition écologique avait émis en

mars 2018 une quinzaine de propositions, validées par l'État, pour mieux la structurer. Pour les sites agricoles, les principales pistes avaient été la sortie du statut de déchet pour les digestats¹, l'utilisation possible du bioGNV par les engins agricoles et la création d'un fonds de garantie public permettant à BPIFrance d'accorder des prêts sans garantie de la part de l'investisseur. La filière a également observé une simplification des procédures liées aux installations classées protection de l'environnement (ICPE). D'autres actions ont participé à la

1. Ce sont les résidus, ou déchets « digérés », issus de la méthanisation des déchets organiques.

professionnalisation du secteur, comme la création du label qualité Qualiméthas pour la conception et la construction d'unités de méthanisation, qui conditionne notamment les aides de l'Ademe, ou la réalisation d'un centre technique du biogaz et de la méthanisation pour aider la filière à répondre aux spécificités nationales.

La professionnalisation de la filière est également accompagnée par la création de centres d'essai et de recherche qui vont aider les entreprises à lancer sur le marché de nouveaux procédés ou technologies. C'est notamment le rôle de la plateforme Certiméthas dont la réalisation est en cours d'achèvement à Troyes (Aube). Attendue pour 2024, elle comportera des laboratoires, pour des essais en petits contenants, des locaux de formation, mais également un hall d'essai avec des pilotes industriels de cinq à dix mètres cubes ainsi qu'une unité de méthanisation grandeur nature. Le centre permettra notamment

aux entreprises innovantes de tester leurs inventions sur des cycles longs et de valider des unités pilotes avant l'étape de commercialisation. Située au sud-ouest du pays, la plateforme Solidia Biogaz accompagne aussi l'industrialisation des technologies de rupture dans le domaine du traitement et de l'enrichissement du biogaz. Le site a été inauguré le 14 mars 2023 par Teréga, opérateur d'infrastructures gazières dans le sud-ouest de la France, l'Insa Toulouse et la PME de Haute-Garonne Cler Verts, spécialisée dans la collecte et la valorisation de déchets organiques (bois, déchets végétaux et biodéchets). Installée à Bélesta-en-Lauragais, et aménagée sur un terrain de 6 000 m², Solidia Biogaz apporte un environnement expérimental conçu pour accueillir jusqu'à six pilotes semi-industriels. Le site est alimenté en biogaz brut par l'usine de méthanisation de Cler Verts. Le centre s'intéresse aux technologies de traitement et d'enrichissement du biogaz en



Déjà deux projets innovant pour Solidia Biogaz

À peine inaugurée, Solidia Biogaz a été mise à contribution pour accompagner deux projets innovants particulièrement ambitieux. Le premier a été baptisé Methamag. Porté par Teréga et l'Insa Toulouse, deux initiateurs de la plateforme Solidia Biogaz, Methamag cible une nouvelle voie industrielle de production de méthane à partir de CO₂, par induction magnétique. L'un des avantages de cette technologie est le démarrage quasi instantané de la réaction (de l'ordre de la milliseconde). Dans la foulée d'un pilote de laboratoire, Methamag va bénéficier des installations de Solidia Biogaz pour un premier changement d'échelle. Le second programme de recherche est celui de Démetha. Centré sur la méthanation biologique, le projet est porté par la société Enosis, détentrice de la technologie développée, et Tryfil, acteur de déchets ménagers et utilisateur potentiel de l'innovation de Démetha. La méthanation biologique est une technologie innovante de production de méthane à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone ou de monoxyde de carbone.

biométhane destiné à être injecté dans les réseaux de transport et de distribution. Le projet a mobilisé 2,4 millions d'euros, dont 1,4 million de la région Occitanie.

RALENTISSEMENT DANS LE DÉVELOPPEMENT DES EMPLOIS ET LES INVESTISSEMENTS

Les chiffres publiés en septembre 2023 dans l'étude « Marchés et emplois » de l'Ademe font état d'un marché de la méthanisation et des ISDND produisant du biogaz atteignant 1,59 milliard d'euros en 2021 et une première évaluation de 2022 à 1,655 milliard. Ces chiffres portent sur l'ensemble des différentes valorisations (électricité,

chaleur et biométhane injecté). Les emplois directs sont, quant à eux, estimés à 4 870 (graph. n° 2) fin 2021 et autour de 4 560 pour une première évaluation de 2022. Après avoir augmenté de 26 % entre 2019 (911 millions d'euros) et 2020 (1 144 millions d'euros), les investissements intérieurs diminuent de 34 % en 2022 avec un niveau évalué à 759 millions d'euros. Ce ralentissement a conduit à une nette diminution de l'estimation des équivalents temps plein dans le secteur par rapport à 2021.

Plus de 500 entreprises travaillaient dans le secteur en France. Si les principaux constructeurs

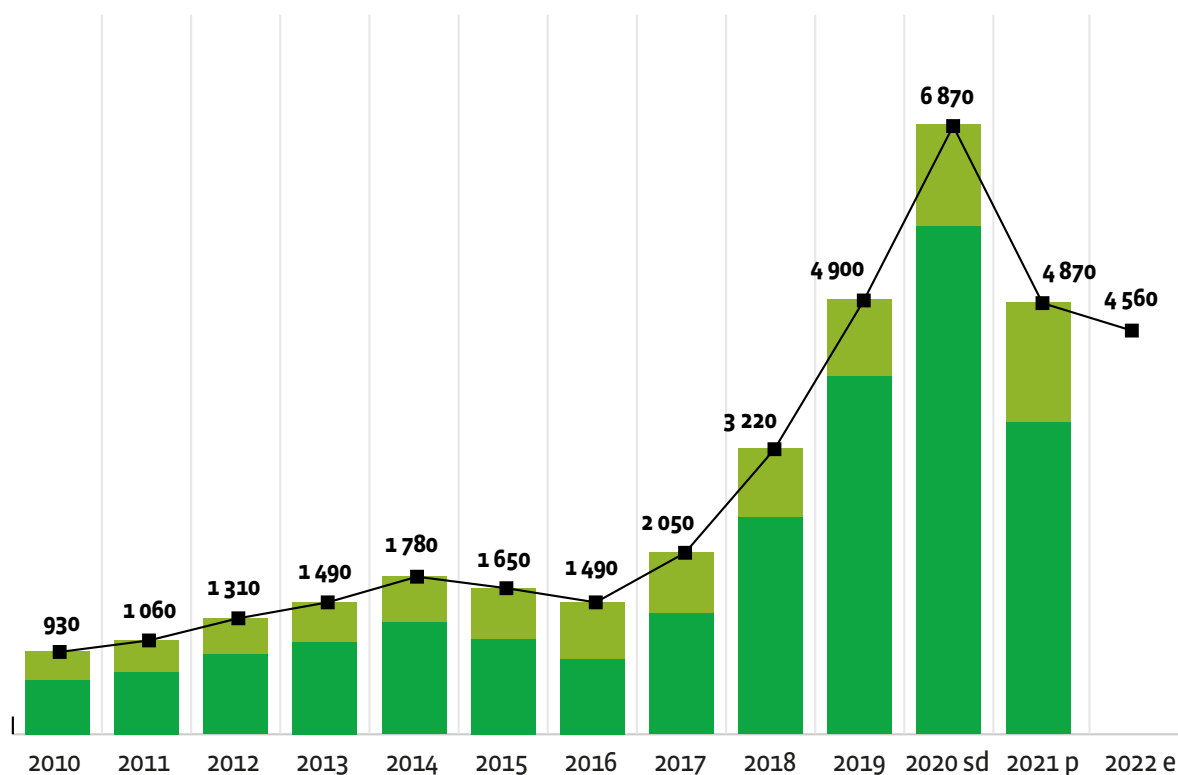


Graphique n° 2

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

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé

■ Construction des sites ■ Exploitation et maintenance —■ Emplois totaux



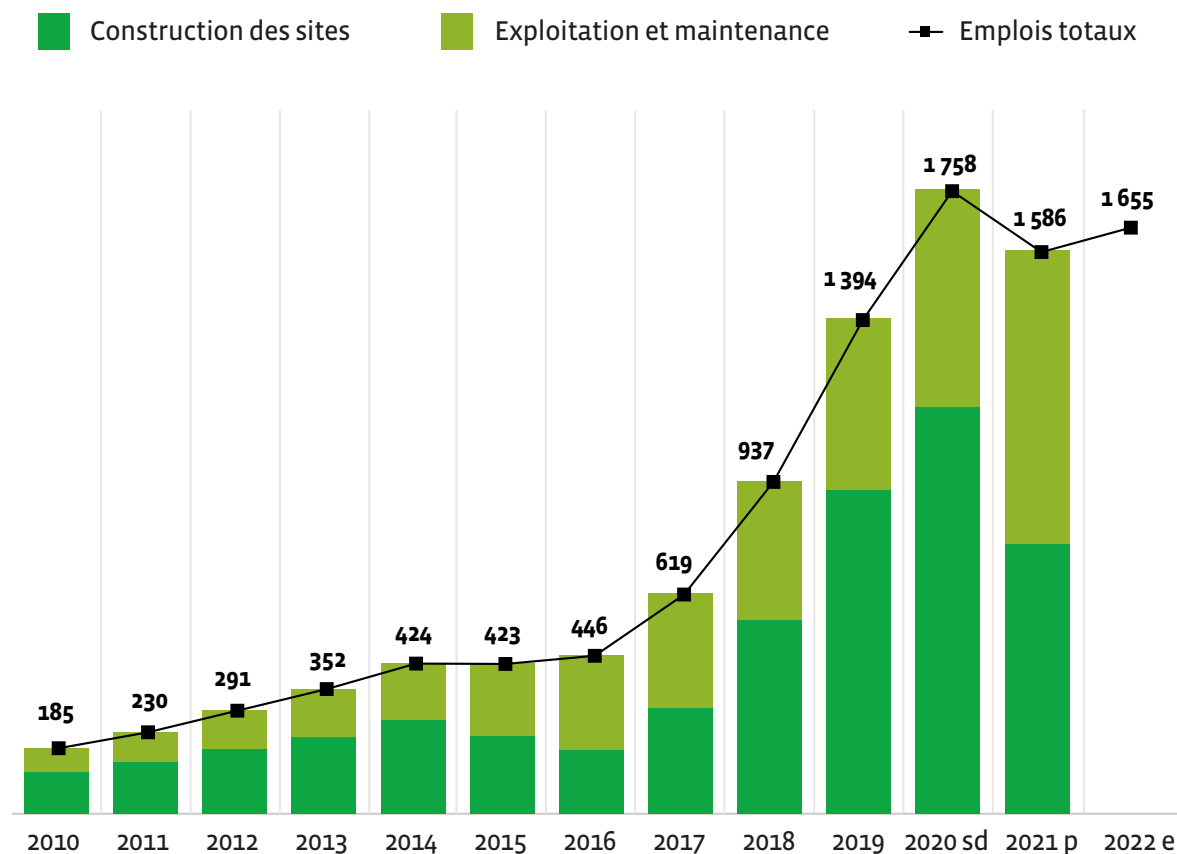
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n° 3

Emplois directs biogaz (toutes valorisations confondues)

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



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). ●

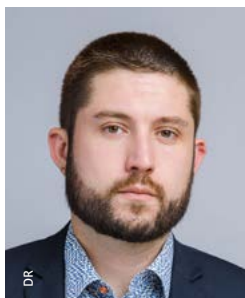
Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ www.ademe.fr
- ✓ <https://www.eurobserv-er.org>
- ✓ www.attee.fr/biogaz
- ✓ www.ecologique-solidaire.gouv.fr/biogaz
- ✓ www.europeanbiogas.eu/biogaz-europe
- ✓ www.france-biomethane.fr



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Robin Apolit Saget-Borgetto**,
chargé de mission
gaz renouvelables
et responsable
géothermies

au Syndicat des énergies
renouvelables (SER)

1 Quelle est aujourd'hui la dynamique de la cogénération biogaz en France, notamment face à l'injection de biométhane ?

Aujourd'hui, l'essentiel du développement des gaz renouvelables est porté par l'injection de biométhane, avec un quasi-doublement des quantités produites chaque année depuis 2015. L'injection est souvent privilégiée par les pouvoirs publics comme seul moyen de décarboner le secteur gaz et tend donc à se développer de plus en plus, notamment au regard de la règle de « prévalence à l'injection » (obligation d'étudier la possibilité d'injecter et de le faire si cela est techniquement et économiquement possible), de niveaux de tarifs avantageux et de la mise en œuvre du « droit à l'injection » instauré dans la loi et qui permet de développer des adaptations des réseaux pour accueillir ces nouvelles quantités de gaz renouvelable. La cogénération biogaz représente un peu plus

de la moitié des installations de méthanisation sur notre territoire (55%) mais se trouve dans une situation critique. En effet, en 2023, la filière a rappelé aux pouvoirs publics que le tarif d'achat en vigueur n'est plus adapté depuis la crise sanitaire. Et la situation s'est aggravée avec le contexte inflationniste. Certains producteurs ont même décidé d'arrêter leur activité, d'autres sont en procédure de sauvegarde et il n'y a plus de nouveaux projets.

2 En octobre, un arrêté a rendu éligible les fosses d'effluents au tarif d'achat de l'électricité issue du biogaz.

Quel impact peut avoir ce texte sur la filière cogénération ?

Aujourd'hui, la cogénération fait face à un double défi : sécuriser le parc existant et permettre le développement de nouveaux projets. En 2023, les pouvoirs publics ont entrepris une révision du cadre économique de la cogénération. Le SER a notamment pris part à la modification de l'arrêté tarifaire en vigueur, puis à sa révision. En effet, un premier arrêté, publié en octobre, a réintroduit les fosses d'effluents dans le périmètre du tarif d'achat en vigueur, car elles avaient été exclues par la révision de la réglementation ICPE en 2022. Ensuite, afin de permettre aux installations de faire face à la situation économique exceptionnelle rencontrée depuis le début de l'année 2020, un autre arrêté a été publié fin décembre, pour commencer à mieux prendre en compte l'évolution de l'inflation dans la formule du tarif d'achat. Le plus important reste à venir puisque des échanges ont encore lieu entre la filière et l'administration pour continuer à mieux prendre en compte cette évolution, tant pour



les contrats de cogénération existants que pour les futurs projets, et à l'instar des dispositions obtenues pour l'injection de biométhane dans le nouveau tarif de juin 2023. Enfin, la filière attend d'une part la publication du futur nouvel arrêté tarifaire (dont la validation auprès de la Commission européenne est à prévoir) et qui viendra notamment créer un nouveau soutien pour les plus grosses installations entre 400 kW et 1 MW sous forme d'un complément de rémunération en guichet ouvert. D'autre part, des mesures fortes pour accompagner la pérennité des installations de méthanisation qui arrivent à la fin des premiers contrats de cogénération.

3 Quels objectifs devraient avoir la cogénération biogaz dans la prochaine PPE ?

En 2022, les 985 installations de cogénération en service ont évité la consommation de près de 9 TWh PCS de gaz naturel fossile. La Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) mise en consultation par le gouvernement fin 2023 prévoit un objectif de 6 TWh PCS en cogénération en 2030. Cet objectif est inférieur à celui porté par la filière de 11 TWh PCS, atteignable et nécessaire à l'ambition d'atteindre 20% de gaz renouvelables dans la consommation globale de gaz de la France en 2030. La cogénération constitue le vecteur historique du développement du biogaz dans les territoires disposant d'un réseau de gaz éloigné. Elle dispose encore d'un potentiel de développement pour les prochaines années, à la fois pour répondre aux besoins de flexibilité du réseau électrique et alimenter des clients locaux en chaleur renouvelable. ●

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

CHIFFRES CLÉS

Capacité installée fin 2022

909,3 MWe

Production électrique en 2022

2116 GWh

Objectif de production d'électricité à partir d'UIOM en 2028

2,3 TWh

Emplois directs dans la filière à fin 2022

570 ETP

Chiffre d'affaires dans la filière à fin 2022

160
millions d'euros

Si la production électrique des déchets par incinération se fait à un niveau relativement stable depuis 2009, le potentiel de développement est encore important. La filière des combustibles solides de récupération (CSR) devrait en complément connaître une embellie l'année prochaine.

Dalkia Wasteenergy-Xavier Popy/REA

DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

La valorisation énergétique des déchets urbains se fait soit par la valorisation du biogaz (issu des installations de stockage de déchets non dangereux, dits ISDND, et de méthanisation), soit par traitement thermique (incinération, co-incinération, pyrogazéification). C'est sur la production d'électricité par incinération et par les autres traitements thermiques des déchets que porte ce texte. En matière de gestion des déchets, la valorisation énergétique intervient en troisième recours. La réduction des déchets et la valorisation matière sont la priorité. La mise en décharge est l'ultime solution. C'est la directive-cadre européenne de 2008 qui l'impose.

Elle est déclinée en France par le plan de réduction et de valorisation des déchets 2025, né en décembre 2016 de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Celle-ci prévoit 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 installations de stockage entre 2010 et 2025. La loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire (Aged), 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.

DES TONNAGES EN UIOM STABLES

Le traitement des DMA se fait principalement dans les installations de traitement des ordures ménagères (Itom). Les derniers chiffres disponibles sont ceux de 2020, fournis par deux documents de l'Ademe, « Déchets chiffres-clés », édition juin 2023, et l'enquête bisannuelle Itom 2022. Cette année-là, le parc Itom se composait de 723 centres de compostage, 364 centres de tri, 119 unités d'incinération (UIOM), 187 installations de stockage, ainsi que 19 unités de méthanisation. Des chiffres nettement en hausse depuis le début du siècle pour les installations de valorisation matière (tri + 40 %, compostage + 160 %) et en baisse pour les installations de stockage (- 54 %), en adéquation avec les objectifs fixés par les politiques publiques. Le nombre d'UIOM, qui a fortement baissé jusqu'en 2004, continue de régresser depuis mais lentement (121 recensées en 2018).

Les tonnages de DMA réceptionnés dans les Itom ont été de 47,7 millions en 2020 contre 50,4 millions en 2018. Sur ces 47,7 millions de tonnes de déchets, 21 % ont été dirigés vers un centre de tri, 19 % vers un centre de compostage, 2 % en méthanisation, 28 % en UIOM, et 30 % vers les installations d'élimination, principalement le stockage. Les installations de stockage et d'incinération accueillent également les refus de traitement des centres de tri de déchets d'activités économiques (DAE) ou de compostage, portant à 52 millions de tonnes le total des déchets traités par les Itom, et à 55 millions de tonnes si l'on inclut les centres de maturation des mâchefers.

La baisse de DMA réceptionnés dans les Itom entre 2020 et 2018 s'explique notamment par la crise sanitaire et par une redéfinition des centres de tri DMA. Certains n'accueillant

Troisième plan national de prévention des déchets

Un troisième plan national de prévention des déchets, qui concerne la période 2021-2027, a été publié en mars 2023, actualisant les mesures de planification de la prévention des déchets au regard des réformes engagées en matière d'économie circulaire depuis 2017 (feuille de route économie circulaire d'avril 2018, loi Agec). Il s'articule autour de cinq axes d'action thématiques orientés autour de l'écoconception, de la réparation, du réemploi, de la réduction et de la lutte contre le gaspillage, ainsi que de l'action publique. Les objectifs quantifiables du plan à atteindre sont :

- *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 2025, par rapport à 2015, dans la distribution alimentaire et la restauration collective, et de 50 % d'ici 2030, par rapport à 2015, dans la consommation, la production, la transformation et la restauration commerciale.*

qu'une très faible quantité de DMA ont été reclassés en 2020 en centres de tri DAE. Sur les courbes, les tonnages réceptionnés en centres de tri DMA ont ainsi diminué de 18 % en 2020 par rapport 2018 mais, globalement, les efforts pour améliorer les taux de valorisation se sont traduits par une hausse du taux de déchets orientés vers une filière de valorisation matière ou organique de 21 % à 42 % de 2010 à 2020. Ceci se fait au détriment des déchets stockés qui baissent régulièrement comme exigé par la LTECV et de la loi Agec : - 30 % en 2020 par rapport à 2010 et - 7 % par rapport à 2018. Ceux incinérés, qui nous intéressent ici, sont globalement stables depuis 2004 : 13,1 millions de tonnes en 2020 contre 13 millions de tonnes en 2018. À ces tonnages s'ajoutent les refus de traitement des centres de tri DAE ou de compostage. Au total, ce sont

ainsi 14,572 millions de tonnes de déchets qui ont été incinérées en 2020.

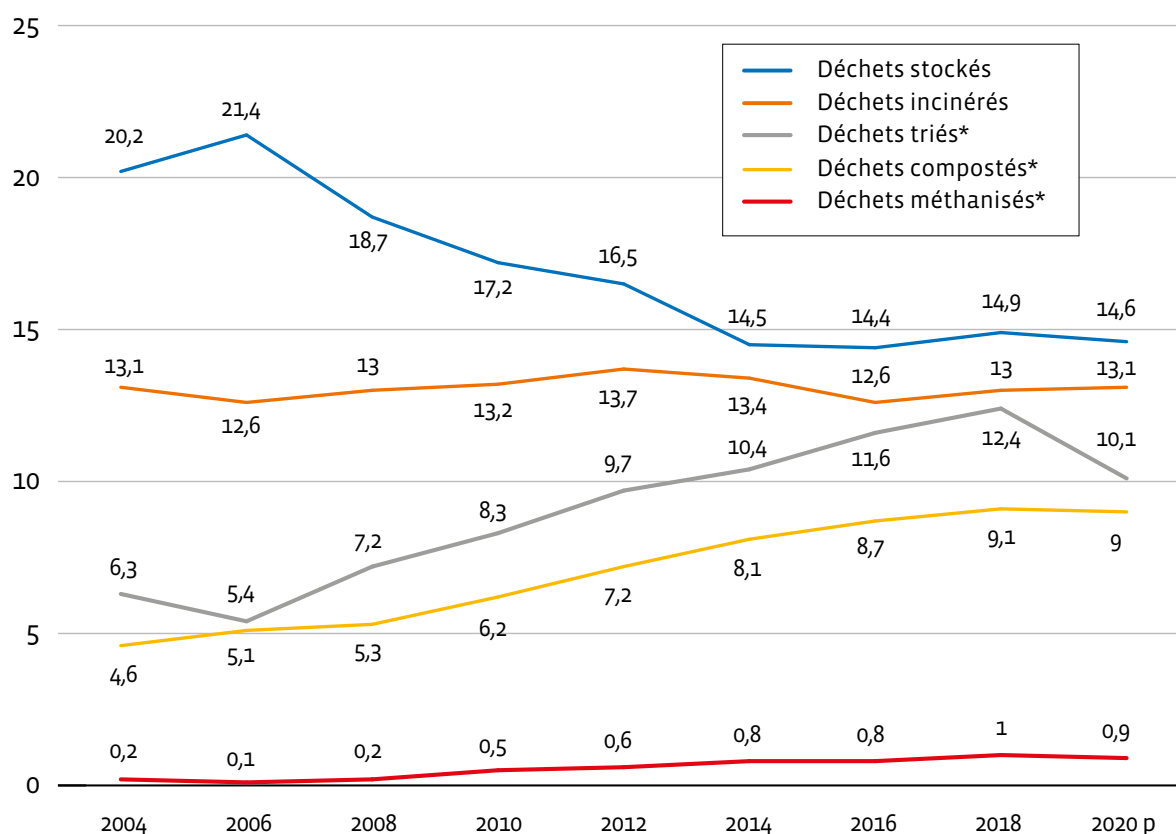
L'INCINÉRATION, PRINCIPAL MODE DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE

En France, l'incinération est ainsi le principal mode de production énergétique à partir des déchets. 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. Quoiqu'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. L'incinération sans valorisation énergétique étant considérée, avec le stockage, comme la solution la

Graphique n° 1

Évolution des tonnages traités, hors refus de traitement Itom, selon la nature du traitement (en millions de tonnes)

Source : Ademe. (p) provisoire * Y compris compostage, tri et méthanisation après TMB.



moins vertueuse, au fil des années, quasiment l'ensemble des UIOM ont été équipées pour récupérer l'énergie. En 2022, le parc d'UIOM se compose ainsi de 116 usines équipées d'un dispositif de récupération énergétique (118 en 2018). L'énergie dégagée par la combustion des déchets peut être valorisée sous forme de chaleur ou d'électricité seule, ou bien en cogénération (production concomitante d'électricité et de chaleur). Parmi les 116 UIOM qui ont déclaré une production énergétique en 2022, 17 valorisent les déchets sous forme électrique, 15 sous forme thermique et 84 en cogénération. Ce dernier mode de valorisation est en forte

augmentation puisque le nombre d'UIOM en cogénération était de 69 en 2018. Cette augmentation s'est faite notamment au détriment des unités qui n'effectuaient que de la valorisation électrique. En 2022, la consommation primaire de déchets ménagers renouvelables à des fins énergétiques a été de 15 TWh, pour une production d'énergie finale s'élevant à 8 TWh. Cette dernière se répartit en 2,2 TWh d'électricité, 4,5 TWh de chaleur vendue et 1,1 TWh de chaleur non commercialisée consommée dans les secteurs de l'industrie et des services.

Environ 580 kg de DMA par habitant

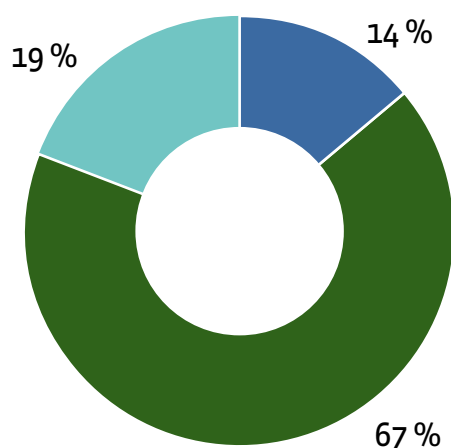
Les DMA sont constitués à environ 80 % par des déchets ménagers, le reste étant des déchets de petites entreprises ou d'administrations, collectés en même temps que les déchets ménagers. Les déchets ménagers se décomposent en ordures ménagères (OM), collectées auprès des ménages, et en déchets collectés en déchèterie (hors déblais et gravats) ou par des collectes spécifiques d'encombrants.

En 2015, année de plus bas niveau de la production de déchets par habitant, les DMA représentaient 568 kg par habitant, contre 590 kg en 2011. Cela représente une baisse de 4 % des DMA par habitant en quatre ans. Ce rythme était proche de l'objectif de la loi sur la transition énergétique pour une croissance verte (baisse de 10 % de la production de DMA par habitant entre 2010 et 2020, soit 1 % par an). En 2017, la tendance s'inverse avec une augmentation des DMA de 2 %. En 2019, la production de DMA par habitant se stabilise au niveau de 2017, autour de 580 kg par habitant.

Graphique n° 2

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

Source : Sdes.



- Électricité seule
- Cogénération (chaleur et électricité)
- Chaleur seule

Afin de mieux valoriser l'énergie des déchets, l'optimisation des unités existantes est nécessaire. Les aides versées en ce sens par l'Ademe doivent ainsi être maintenues. Pour favoriser le recyclage, en respect des préconisations de la LTECV, la taxe globale sur les activités polluantes (TGAP) a cependant commencé à augmenter en 2021. Pour les installations les plus performantes, le taux, compris entre 3 et 9 €/t en 2019 selon les performances de l'installation, passera à 15 €/t en 2025. Pour l'incinération à faible rendement énergétique, le taux, compris entre 9 et 15 €/t en 2019, passera à 25 €/t. En application du décret n° 2019-527, depuis le 30 mai 2019, la production d'électricité par les UIOM n'est plus soutenue par un système de complément de rémunération en guichet ouvert. Près de 98 % de ces installations sont sous maîtrise d'ouvrage publique, mais la plupart des collectivités ont recours à des prestataires privés pour assurer le fonctionnement des UIOM. La

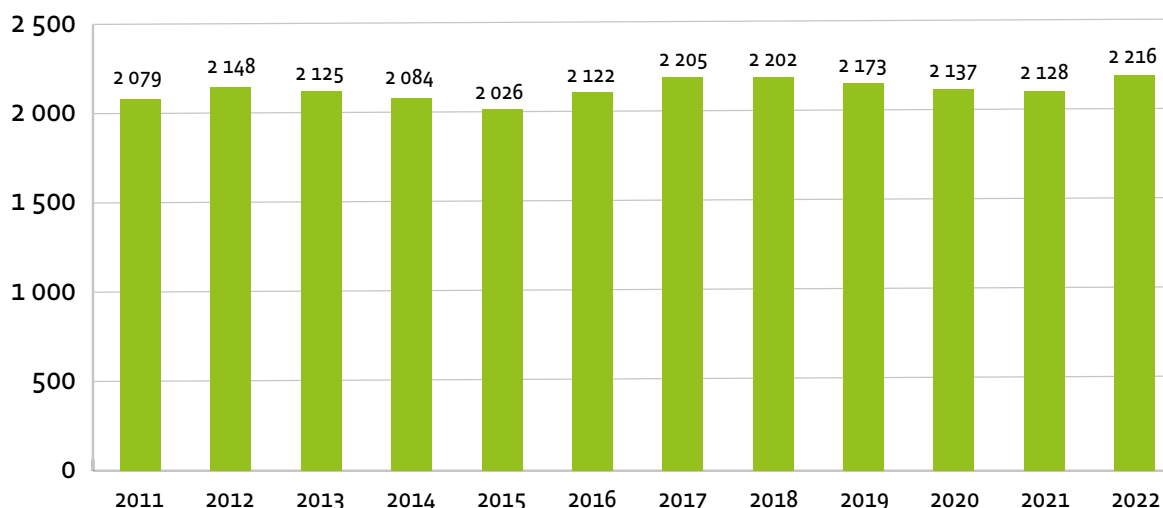
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n° 3

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

Source : Sdes.



gestion en régie ne concerne ainsi que 8 % d'entre elles et 7 % du tonnage entrant. Parmi les exploitants, on peut citer Veolia, Suez (via sa filiale Suez RV Énergie), Paprec Énergies et Idex. Paprec devient aussi un acteur majeur de la construction d'incinérateurs grâce au rachat de Cnim (Constructions navales et industrielles de la Méditerranée). Le groupe a pour principal concurrent français Vinci Environnement (filiale du groupe Vinci spécialisée dans les unités de tri, recyclage, compostage, méthanisation et incinération).

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 octobre 2023, si le marché total de la filière incinération a été stable sur deux ans à 166 M€, il a diminué à 163 M€ en 2020 et 162 M€ en 2021. Les emplois associés s'élèvent à 620 ETP en 2021, en légère hausse de 2 % en moyenne par an par rapport à 2019 (600 ETP). L'intégralité du marché et des emplois concerne la vente intérieure d'énergie issue des UIOM.

DES CHAUFFERIES CSR EN PASSE DE SE CONCRÉTISER

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, dont la capacité de production est dimensionnée au regard d'un besoin local. 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)

Un soutien public nécessaire pour la filière CSR

La Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement (Fnad) a publié en juillet 2023 une étude sur le modèle économique des CSR. L'étude montre que malgré l'augmentation des coûts de construction et des coûts d'exploitation depuis début 2022, à laquelle s'ajoute l'impact des quotas de CO₂, le contexte économique est plus favorable au développement de la filière CSR comparé à la précédente étude de 2020 en raison de l'augmentation des prix de vente de l'énergie fossile. Un soutien à la compétitivité reste cependant nécessaire à hauteur de 25 % du Capex pour les unités de cogénération CSR 50 MW (soumises aux quotas), de 35 % du Capex pour les chaufferies CSR 19,9 MW (non soumises aux quotas) et jusqu'à 45 % du Capex pour les unités de cogénération 19,9 MW (non soumises aux quotas). Pour la cogénération, le prix de vente de l'électricité entre 80 et 100 €/MWh permet d'envisager des projets de cogénération industrielle pour des unités de 50 MW et éventuellement de 19,9 MW, mais le soutien à la compétitivité de la chaleur CSR doit être maintenu voire augmenté pour les petites unités. La cogénération sur réseau de chaleur (12 MW hiver / 2 MW été) est envisageable pour une chaleur à 50 €/MWh et un soutien de 45 % du Capex.

affiche un pouvoir calorifique inférieur (PCI) supérieur aux ordures ménagères résiduelles (OMr) valorisées en unités de valorisation énergétique (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. Un arrêté du 2 octobre 2020 est ainsi venu simplifier la réglementation applicable à la préparation et aux installations de combustion de CSR. Il existe aujourd'hui en France 36 installations de production de CSR à partir de déchets non dangereux (hors résidus de broyage automobiles). 86 % de ces installations appartiennent à une maîtrise d'ouvrage privée. Selon le rapport de la Federec «Le marché du recyclage – 2021», les capacités de production de CSR ont augmenté en 2022 avec l'aboutissement de nouveaux projets et ont atteint 1,2 Mt. 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 est en effet les cimenteries 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 ne sont pour l'instant que deux et n'ont brûlé que 19 000 tonnes en 2021. 91 000 tonnes ont ainsi été exportées auprès de cimenteries européennes faute d'exutoires suffisants en France. Pour résoudre le problème, d'ici 2025, la filière cimentière française prévoit d'augmenter sa capacité d'utilisation des CSR à 1 million de tonnes annuelles. Et le parc d'unités dédiées de production d'énergie à partir de CSR devrait croître. L'Ademe a lancé en effet une série d'appels à projets (AAP) avec l'objectif de valoriser par ce biais 1,5 million de tonnes supplémentaires de CSR en 2025, soit un potentiel énergétique de 100 MW par an.

Elle a permis l'installation des deux premières chaufferies : en 2015, elle a aidé l'installation de Changé (Mayenne) de 22 MW, inaugurée fin 2017. Puis elle a lancé un premier AAP en 2016 suivi d'un deuxième en 2017, soutenant seulement la production de chaleur, sauf pour l'Outre-mer, qui a abouti à la création de l'usine Blue Paper (Bas-Rhin), de 22 MW, qui produit et autoconsomme ses CSR.

Une troisième session d'AAP énergie CSR a ensuite été lancée en septembre 2019. Cette fois, les unités de cogénération étaient autorisées. La production d'électricité seule était éligible aussi pour la Corse en plus de l'Outre-mer. L'AAP entrouvrirait également la porte à des CSR produits à partir d'ordures ménagères résiduelles, qui devront cependant ne pas dépasser 30 % de l'approvisionnement. Puis deux autres AAP ont enfin été lancés en janvier et octobre 2020 dans le cadre du Fonds économie circulaire, avec une dotation supplémentaire de 80 M€ dans le cadre de France Relance en 2021-2022. Suite à ces AAP, 17 projets sont en cours avec une capacité totale de production de 600 MW, soit de quoi économiser l'émission de 390 000 tonnes de CO₂/an. Un certain nombre devrait être mis en fonctionnement en 2024. L'Agence avance le chiffre de 500 MW. De nouvelles chaufferies sont également à l'étude, comme celles portées par des syndicats de gestion de déchets (Trivalis en Vendée, Trifyl en Occitanie, Ileva à La Réunion) et des entreprises privées (Guyot Environnement, Solvay et Veolia).

Pour accélérer le développement de la filière, l'Ademe a annoncé en juin 2023 une enveloppe budgétaire de 600 millions d'euros sur les quatre prochaines années (2024-2027). La Commission européenne a autorisé en automne la France à verser 300 millions d'euros de subventions publiques en 2024 et 2025 dans le cadre d'un régime dérogatoire mis en place pour faire face à l'augmentation des prix des énergies fossiles due à la guerre en Ukraine. Les chaufferies devront respecter certaines conditions exigées par la Commission européenne : les CSR utilisés devront avoir une part biogénique majoritaire (51 % minimum), les projets devront être notifiés à la Commission avant le 31 décembre 2025 et en fonctionnement trois ans après. Le taux d'aides est de maximum 45 %. Les CSR devront servir à la production soit de chaleur, soit de chaleur et d'électricité du moment que les rendements de cogénération répondent aux exigences de la Commission. L'Ademe a, pour l'instant, prévu une enveloppe de 100 millions pour 2024, afin de financer entre quatre et sept projets déjà engagés. Un appel à projets devrait aussi être lancé début 2024. Pour les projets de cogénération haute performance avec moins de 51 % d'intrants biogéniques, un autre régime d'aides est possible (RGEC). ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.sinoe.org
- ✓ www.federec.com
- ✓ www.amorce.asso.fr
- ✓ www.zerowastefrance.org



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Léna Sambe**,
chargée de mission
traitement
des déchets au sein
de l'association
Amorce

1 Amorce a décidé, lors du conseil d'administration du 23 mars 2022, de créer le Club des élus pour la valorisation énergétique des déchets (Cleve). Quel est le but de ce club ?

Le Cleve a pour objectif de construire une stratégie globale de promotion de la valorisation énergétique des déchets ménagers et des collectivités locales, tous secteurs confondus (UVE¹, CSR², biogaz). La valorisation énergétique des déchets représente en effet un potentiel fort et disponible, maîtrisé sur le plan économique et écologique, répondant aux besoins locaux, et en partie décarboné. Dans un contexte de hausse brutale et vraisemblablement durable des prix de l'énergie et d'objectifs de réduction drastique de l'enfouissement des déchets, il était plus qu'opportun de mettre en œuvre tout ce qui est possible pour favoriser le développement de la valorisation énergétique des déchets. Laquelle souffre d'un déficit d'image à l'échelle locale, nationale et européenne.

2 Quels sont les potentiels à moyen terme tant pour la partie incinération que pour la co-incinération de CSR ?

Pour l'incinération, avec la Fnade³, nous avons identifié un potentiel de 30 TWh en 2030 via l'optimisation de la valorisation énergétique d'UIOM⁴, soit le double de la production de chaleur et d'électricité actuelle. Pour les CSR, selon le Club de la chaleur renouvelable et de récupération, dont Amorce est membre, 10 TWh pourraient être atteints en 2030 pour la production de chaleur, sachant qu'elle était à 0,2 TWh en 2021. Le biogaz, issu de diverses sources, dont la gestion des déchets, pourrait quant à lui atteindre, selon l'Ademe, 50 TWh et, selon le Club de la chaleur renouvelable et de récupération, 57 TWh d'ici 2030, contre 11 TWh actuellement selon l'Ademe.

3 On voit que les UIOM se tournent de plus en plus vers la cogénération. Pourquoi ?

La cogénération reste pour le moment le moyen de production le plus performant énergétiquement et économiquement. Elle permet d'ajuster la production thermique et électrique en fonction des besoins. La variabilité de la demande de chaleur en fonction des saisons entraîne souvent une surproduction de chaleur non valorisée l'été. Dans ce cas, la cogénération permet de valoriser ce surplus en électricité, vendu depuis le début de la crise énergétique de plus en plus souvent sur le marché libre, et donc d'augmenter la performance énergétique de l'installation. Les usines qui ont un seuil de performance permettant d'obtenir le dégrèvement de TGAP⁵ sont d'ailleurs en grande majorité des



installations en cogénération. C'est ce que montrent les premiers résultats d'une enquête que nous réalisons actuellement sur les UIOM. En revanche, il est intéressant de noter qu'il n'y a pas de réelle corrélation entre le niveau de performance énergétique et le tonnage de déchets incinérés. Il apparaît simplement une légère tendance à l'augmentation de la performance énergétique lorsque le tonnage de déchets traités augmente. ●

1. **UVE** = unités de valorisation énergétique.
2. **CSR** = combustibles solides de récupération.
3. **Fnade** = Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement.
4. **UIOM** = Unité d'incinération d'ordures ménagères.
5. **TGAP** = taxe globale sur les activités polluantes.

Centrale géothermique de Soultz-sous-Forêt (Bas-Rhin). Grâce aux trois forages profonds (un producteur et deux injecteurs), la centrale électrique fournit 2,1 MWe de production brute, dont 1,5 MW de production nette sur le réseau électrique.



En métropole, les capacités supplémentaires attendues à fin 2028 représentent actuellement le seul horizon à long terme de la filière électrogène, l'État ayant décidé d'orienter la géothermie dans son ensemble vers des besoins de chaleur. En revanche, en Outre-Mer, la production électrogène garde toute sa pertinence.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée fin 2023

17,2 MW

Production électrique en 2022

102,3 GWh

Objectif de la filière à 2023

24 MW / 85 MW
(métropole / Drom¹)

Objectif de la filière à 2028

24 MW
(métropole)

Emplois directs dans la filière en 2021²

160

Chiffre d'affaires dans la filière en 2021²

38
millions d'euros

1. 40 MW en Martinique et 45 MW en Guadeloupe.

2. Ces chiffres portent sur la filière géothermie haute énergie.

FILIÈRE GÉOTHERMIE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

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. D'une part 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. C'est le cas en Toscane, en Islande, aux Açores et dans quelques îles grecques, auxquels on peut ajouter des territoires d'outre-mer comme la Guadeloupe, la Martinique ou la Réunion.

Les autres types de sites sont des réservoirs fracturés 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 ou la vallée de la Limagne (Puy-de-Dôme). Fin 2023, la puissance installée française en matière de géothermie électrogène était de 17,2 MW, grâce à deux sites : la centrale de Bouillante en Guadeloupe (15,5 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 4,5 MWe (unité B1). Cette mise en production avait été précédée de nombreuses études et de forages

d'essai réalisés dans les années 1960 qui ont révélé la présence d'une ressource à une température d'environ 250 °C. Au début des années 2000, de nouvelles études ont débuté et après trois forages successifs, l'unité Bouillante 2 a été mise en service en 2005, pour un coût total de 33,20 millions d'euros. Le site de Bouillante 1 a par ailleurs été totalement rénovée en 2013 pour un investissement de 4,40 millions d'euros. La centrale développe aujourd'hui une puissance de 15,5 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.

Une nouvelle unité (Bouillante 1 bis) d'une puissance de 10 MW, dont les travaux ont débuté en 2022, devrait être mise en service pour fonctionner simultanément avec B1 et de B2 aux alentours de 2025. Trois puits y ont été forés : un puits de production à 500 mètres de profondeur et deux de réinjection situés à 1 500 mètres de profondeur. L'unité B1 bis permettra de valoriser l'eau séparée destinée aujourd'hui à être rejetée en mer. La centrale de Bouillante est la seule centrale électrique géothermique de la Caraïbe et représente entre 6 et 7 % de la consommation électrique de la Guadeloupe.

Un autre projet de centrale pourrait voir le jour dans le secteur de la Soufrière si la campagne de forages qui doit être engagée en 2024-2025 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 filière technique française en matière de géothermie électrogène se trouve 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 naturellement fissurées, faiblement perméables et 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. C'est dans le cadre de ce programme de démonstrateur qu'un site pilote scientifique a été réalisé 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. La centrale de Soultz-sous-Forêts est aujourd'hui exploitée par un groupeement européen d'intérêt économique (GEIE) appelé « Exploitation minière de la chaleur » et détenu par Électricité de Strasbourg (67 %) et l'allemand EnBW (33 %). L'objectif est désormais d'essaimer ailleurs sur le territoire les technologies développées depuis plus de vingt ans sur le site alsacien. Les acquis du projet de Soultz ont permis de valider la technologie EGS à travers la centrale de Rittershoffen. Inaugurée en 2016 pour un investissement de 55 millions

d'euros, cette centrale d'une puissance de 24 MWth alimente en chaleur l'usine de transformation d'amidon Roquette-Frères. Pour aller plus loin, une vingtaine de permis exclusifs de recherche (PER) ont été octroyés (voir tableau 1). 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. Ces pratiques sont encadrées par le Code minier, à travers deux titres miniers : le permis exclusif de recherche pour la phase d'exploration et la concession pour la phase d'exploitation.

UNE FILIÈRE OUVERTEMENT TOURNÉE VERS LA CHALEUR EN MÉTROPOLÉ

Alors que l'ensemble des permis exclusifs de recherche aurait dû mener le parc de géothermie électrogène français à progresser d'environ 60 MWe d'ici 2028, des incidents survenus sur le site de Vendenheim en décembre 2020 sont venus porter un coup d'arrêt à ce programme. Situé dans l'Eurométropole de Strasbourg, le site de Vendenheim avait révélé un potentiel intéressant en 2015 suite à des campagnes géothermiques menées par Fonroche Géothermie (aujourd'hui Georhin). Des forages à plus de 4 000 mètres avaient été réalisés pendant le premier semestre 2018 et ils avaient permis de découvrir des gisements exploitables à des températures avoisinant les 200 °C. Cependant, le projet a été stoppé en décembre 2020 suite à une série de secousses sismiques dont la plus importante a atteint la magnitude de 3,59 sur l'échelle de Richter. La centrale avait alors été placée en fonctionnement sécuritaire avec un faible

Un guide sur la gestion de la sismicité

L'exploitation du site Geoven à Vendenheim l'a montré : la géothermie profonde présente un réel risque de sismicité. Pour le Bureau national de recherches géologiques et minières (BRGM), la maîtrise de ce risque passe par la mise en œuvre, par les exploitants, d'un processus de surveillance et d'un pilotage affiné de leurs opérations de forage et de sollicitation du réservoir lorsque le niveau d'aléa sismique le demande. C'est dans cette optique, et à la demande des directions générales de la prévention des risques (DGPR) et de l'énergie et du climat (DGECL), que le BRGM, associé à l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris), a réalisé un guide de bonnes pratiques destinées aux exploitants de l'énergie géothermique en France métropolitaine et en Outre-Mer. L'ouvrage rassemble toutes les typologies de réservoirs géothermiques profonds (situés à plus de 200 mètres sous la surface du sol) et comprend un ensemble de retours d'expérience ou d'informations méthodologiques pour aider les exploitants à répondre notamment aux réformes du code minier apportées par la loi climat et résilience. Le guide propose une méthode d'évaluation de l'aléa de sismicité induite et une stratégie de révision de l'aléa, à chaque phase clé de développement d'un projet. Il pose également les bases pour définir les protocoles opérationnels permettant de déployer et piloter les opérations en fonction des technologies mises en œuvre et au regard de la microsismicité détectée.

84

débit de circulation d'eau (40 m³/h) avant qu'un arrêté préfectoral ne vienne stopper les projets en géothermie profonde dans la zone de l'Eurométropole. En 2021, Georhin s'est concentré sur l'analyse et la compréhension de ce qui s'est passé sur le site de Vendenheim. Le groupe d'experts mis en place par la préfecture a rendu son rapport en mai 2022. Les conclusions ont mis en avant un défaut de connexion entre les deux puits forés, ce qui a créé un déséquilibre dans le sous-sol engendrant les épisodes sismiques. En mars 2022, le tribunal administratif de Strasbourg a annulé l'arrêt définitif qui avait été prononcé en 2021 par la préfète de Strasbourg. Cette décision permet de ne pas condamner définitivement les puits de Vendenheim. Pour l'avenir, l'objectif sur le long terme est de procéder aux travaux nécessaires pour

connecter les deux puits et préparer une relance éventuelle du projet même si cela ne pourra se faire sans l'acceptation des populations avoisinantes. Les arrêts survenus autour de Strasbourg n'ont cependant pas concerné l'ensemble des permis d'exploration français en cours. Les opérations dans le nord de l'Alsace (à Wissembourg) ou dans les autres zones du pays sont toujours en développement et la plupart ont fait des dépôts de permis de forage.

Hormis les difficultés rencontrées en Alsace, la filière géothermique électrogène a été confrontée à un autre obstacle avec l'officialisation de l'arrêt du soutien à la filière avec l'abrogation annoncée en 2020 du tarif d'achat pour les nouveaux sites français. Cet arrêt n'a pas été une surprise car il avait

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

été initialement annoncé lors de la validation de la programmation annuelle de l'énergie en 2020. Les acteurs du secteur ont cependant pu obtenir des services de l'État que tous les projets déposés avant le 31 décembre 2021 pourraient encore profiter de cette aide et c'est ce qui s'est produit. Les dossiers déposés correspondant aux sites pour lesquels des permis de recherche sont en cours pourront disposer, une fois leur mise en service effective, d'un tarif de 246 euros par MWh pour l'électricité produite. Toutefois, sans tarif d'achat applicable, aucun projet géothermique électrogène supplémentaire ne sera possible. Aujourd'hui, le gouvernement a explicitement tourné la filière géothermique en métropole vers de la production de chaleur ou de froid. Ainsi, la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie ne comportera pas d'objectif de capacité supplémentaire électrique pour la filière à l'horizon 2028. Le secteur a donc désormais pour feuille de route de faire sortir de terre un maximum de MW issus des permis de recherche afin de démontrer sa pertinence et de prouver que la filière peut produire de l'électricité à un coût nettement inférieur à celui des 246 euros du tarif désormais caduc.

L'ENJEU DU LITHIUM

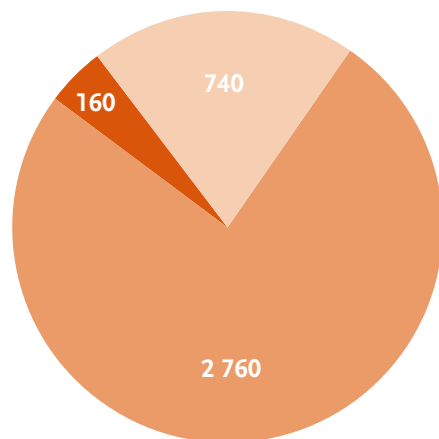
L'une des priorités de la France en matière de transition écologique est de s'assurer au maximum sa souveraineté énergétique. Dans ce domaine, l'électrification des usages de mobilité a fait émerger un nouvel enjeu : celui de l'approvisionnement en lithium nécessaire à la production de batteries des véhicules électriques et, en la matière, la géothermie à un vrai rôle à jouer. La présence du lithium est connue depuis plusieurs années dans le

nord de l'Alsace, 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 une exploitation énergétique d'un site. Selon l'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, on assiste aux prémices de la structuration d'une filière française. Après deux ans de travail mené dans le cadre du projet européen Eugeli (pour European Geothermal Lithium Brine), le Bureau national de recherche géologiques et minières (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 de la centrale de Soultz-sous-Forêts. Le programme Eugeli est coordonné par le groupe minier français Eramet et il est financé à 85 % par le département matières premières de l'Institut européen d'innovation et de technologie (EIT Raw Materials), sur un budget total de 3,9 millions d'euros. Uniquement à vocation de démonstrateur, l'unité d'extraction de lithium de Soultz a été depuis démontée mais elle a prouvé son bon fonctionnement. La filière géothermique peut produire un minerai avec un bilan carbone extrêmement faible puisque la technologie d'extraction n'émet pas de CO₂ dans son processus et que les sites sont en Europe, soit à proximité des industriels automobiles. Le procédé d'extraction ayant été validé, la prochaine étape est de définir un schéma économique qui garantira une exploitation rentable. C'est justement dans cette

Graphique n° 1

Répartition des emplois directs de la filière géothermie en 2021

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023.

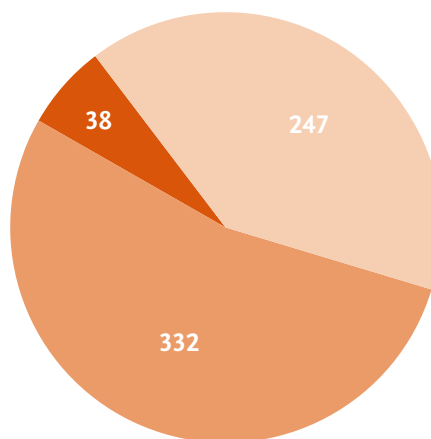


■ Géothermie de surface
■ Géothermie « basse énergie »
■ Géothermie « haute énergie »

Graphique n° 2

Répartition de l'activité économique de la filière géothermie en 2021 (en millions d'euros)

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023.



■ Géothermie de surface
■ Géothermie « basse énergie »
■ Géothermie « haute énergie »

optique qu'Eranet s'est associé à Électricité de Strasbourg (ES) autour d'un projet qui a débuté en novembre 2023 sur le site de Rittershoffen (Bas-Rhin). Depuis 2016, ES exploite le site en géothermie : elle y puise de l'eau chauffée naturellement à 170 °C, à 3 000 mètres de profondeur, pour produire 190 gigawattheures d'énergie par an, qui vont alimenter l'usine du groupe alimentaire Roquette Frères située à Beinheim, à une quinzaine de kilomètres de là. Mais, depuis 2019, Eramet a noué un partenariat avec le groupe alsacien pour prélever au passage du lithium dans les saumures, ces eaux salées à très haute température présentes dans les roches. Le procédé va être testé en continu pendant six mois afin de démontrer son efficacité technique et de s'assurer de la stabilité sur une longue durée du lithium extrait. 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 il n'y a pas de décision finale attendue avant 2026. Le projet a cependant déjà des objectifs : la production, d'ici à 2030, de 10 000 tonnes de carbonate de lithium alsacien par an, soit un volume équivalent à 250 000 batteries de voitures électriques, qui irait alimenter les gigafactories de la « vallée de la batterie » autour de Dunkerque (Nord). Ce qui correspondrait à entre 10 % et 15 % des besoins de l'ensemble de l'industrie automobile française, alors que la vente de véhicules thermiques neufs sera interdite en Europe à partir de 2035.

UNE FILIÈRE FRANÇAISE GLOBALEMENT BIEN STRUCTURÉE

Les professionnels du secteur de la géothermie 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 et d'ingénierie des sous-sols. Il en va de même pour les activités de forage pour lesquelles les professionnels français ont un savoir-faire ainsi que les outils pour les opérations en surface comme le traitement des eaux, les conduites de surface ou l'ingénierie des centrales. 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. Pour les sites actuels, les développeurs se tournent plutôt vers des turbiniers étrangers qui ont des références fortes et de grosses garanties, ce qui est très important pour rendre les projets finançables par les banques. Dans sa dernière étude en date sur les emplois et l'activité économique des secteurs renouvelables, l'Ademe estime à 3 660 les emplois directs de la filière géothermique française en 2021 pour l'ensemble des différents segments qui la composent (pompes à chaleur individuelles et collectives, réseaux de chaleur et géothermie profonde) mais seulement à 160 les équivalents temps plein pour la partie géothermie profonde « haute énergie » qui correspond aux technologies décrites dans cette fiche. Le graphique n° 1 reprend la répartition des emplois par segment pour l'année 2021 (année la plus récente pour laquelle cette répartition est disponible). ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.geothermie-perspectives.fr
- ✓ www.afpg.asso.fr
- ✓ <https://geotref.com/>
- ✓ www.brgm.fr
- ✓ www.geothermie-soultz.fr
- ✓ www.geodeep.fr



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Jean-Jacques Graff**, président
de l'AFPG¹

¹. Association française
des professionnels
de la géothermie.

1 Comment avancent les projets géothermiques électrogènes en France?

Chaque projet avance à son rythme. Les permis de recherches en métropole et dans les Drom poursuivent leur développement. Les plus avancés sont dans la région de l'Alsace et dans le Massif central. Ils devraient commencer leur production électrique après 2025. De son côté, le chantier de la nouvelle unité de Bouillante en Guadeloupe progresse pour une mise en service qui n'est pas attendue avant 2025. En métropole, ces projets seront les derniers à être orientés vers de la production d'électricité. Leur éligibilité au complément de rémunération pour leur future production électrique est confirmée mais désormais le ministère de la Transition écologique souhaite tourner la filière géothermie profonde vers la production de chaleur. Le pays est en retard sur ses objectifs en matière de chaleur renouvelable et la géothermie à un rôle important à jouer pour combler ce retard.

2 Un plan d'action global pour la filière a été dévoilé en décembre 2023.

Quels en sont les grands axes?

Ce plan comporte 50 actions et reprend notamment les 16 actions qui avaient été présentées en février 2023 et en majorité axées autour du programme de développement de la géothermie de surface. Nous avons là un document très complet qui couvre tous les types de géothermie et les modes de valorisation. Ce plan s'intègre totalement dans la stratégie de transition énergétique du pays et son objectif est de lever les freins au développement de la géothermie pour que cette filière puisse prendre une dimension énergétique et économique bien plus importante qu'aujourd'hui. L'ambition est de pousser la géothermie dans tous les segments d'application, que ce soit le résidentiel, le tertiaire ou l'industrie. Pour le résidentiel, l'une des principales actions est la formation de nouveaux foreurs. La pénurie pèse trop, il est urgent de faire bouger ce point. Pour les autres segments, le Fonds chaleur de l'Ademe sera l'un des principaux outils. De nouvelles règles, déjà en vigueur, demandent désormais que tous les projets déposés au fonds comprennent a minima une étude sur la faisabilité d'une solution géothermique. Par ailleurs, les opérations patrimoniales seront encouragées. Ce contrat unique permet aux propriétaires d'un parc bâti important de financer un groupe de projets qui, pris individuellement, pourraient ne pas atteindre le seuil d'éligibilité du Fonds chaleur. Ce sont des exemples parmi un ensemble d'actions bien plus étoffé.

3 Quelles sont les orientations pour la géothermie profonde dans ce plan ?

Aujourd'hui, en France métropolitaine, la géothermie est désormais orientée vers la production de chaleur. Les accompagnements de la filière visent à réduire les risques pour les investisseurs. Des campagnes publiques d'exploration dans des zones peu connues vont être financées par l'Ademe et menées par le BRGM, notamment dans un premier temps dans la partie Ouest de l'Île-de-France ou dans le Sud autour de l'étang de Berre. Il va également y avoir un réaménagement du Fonds de garantie du risque géologique géré par SAF Environnement qui jusqu'ici était dédié presque exclusivement aux opérations en Île-de-France sur la nappe du Dogger. Ce Fonds porté par l'Ademe est désormais étendu à l'ensemble de la France métropolitaine pour une dotation à terme de plus de 190 millions d'euros. En revanche, en Outre-Mer, les projets électrogènes gardent toute leur pertinence. La volonté du plan est de proposer un mécanisme de garantie spécifique pour ces types d'opérations car le Fonds de garantie du risque géologique existant ne s'applique qu'à des projets de production de chaleur. ●

Installation des premières éoliennes du parc éolien en mer de la baie de Saint-Brieuc en mai 2023.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée fin 2023

731,3 MW
(dont 484 MW pour l'éolien en mer)

Production électrique en 2022

491 GWh

Objectif 2023 pour l'éolien posé en mer

2,4 GW

Objectif 2028 pour l'éolien posé en mer ou flottant

5,2 – 6,2 GW

Emplois directs dans la filière en 2022

7 508

Chiffre d'affaires dans la filière en 2022

1 950
millions d'euros

Malgré un retard sur la feuille de route initiale, le secteur des énergies marines poursuit son développement. La France s'apprête à exploiter deux nouveaux parcs éoliens en mer et les filières progressent dans leur structuration.

C. Beyssier-Alles Marînes

Les océans et les mers recèlent d'énormes quantités de flux énergétiques provenant de la houle, des grands courants marins, des marées ou des différences de température entre les courants. De par ses compétences et 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 et les niveaux de maturité des différentes technologies, et donc l'échéance de leur exploitation commerciale, sont très variés. Si l'éolien en mer posé dispose déjà de sites opérationnels, d'autres filières comme l'éolien flottant ou les hydroliennes sont à des stades moins avancés.

LA FRANCE DÉVELOPPE SON PARC ÉOLIEN EN MER POSÉ

La France a mis en service son premier parc éolien en mer en septembre 2022 au large de Saint-Nazaire dans l'océan Atlantique. Onze ans après le lancement de l'appel d'offres qui l'avait sélectionné, le parc composé de 80 éoliennes pour une puissance totale de 480 MW est désormais en activité. Le champ des éoliennes se situe entre 12 et 20 km des côtes, sur une zone de 78 km² et les mats sont posés sur des monopieux entre 15 et 25 mètres de profondeur. Au cours du dernier trimestre 2023, le parc de Saint-Brieuc était en cours d'achèvement. Au mois de novembre, 9 éoliennes restaient à installer pour que les 496 MW du site soient au complet. La

situation est semblable à Fécamp où le premier parc éolien en mer normand finalise son raccordement au réseau électrique. Ces deux parcs entreront pleinement en production en 2024.

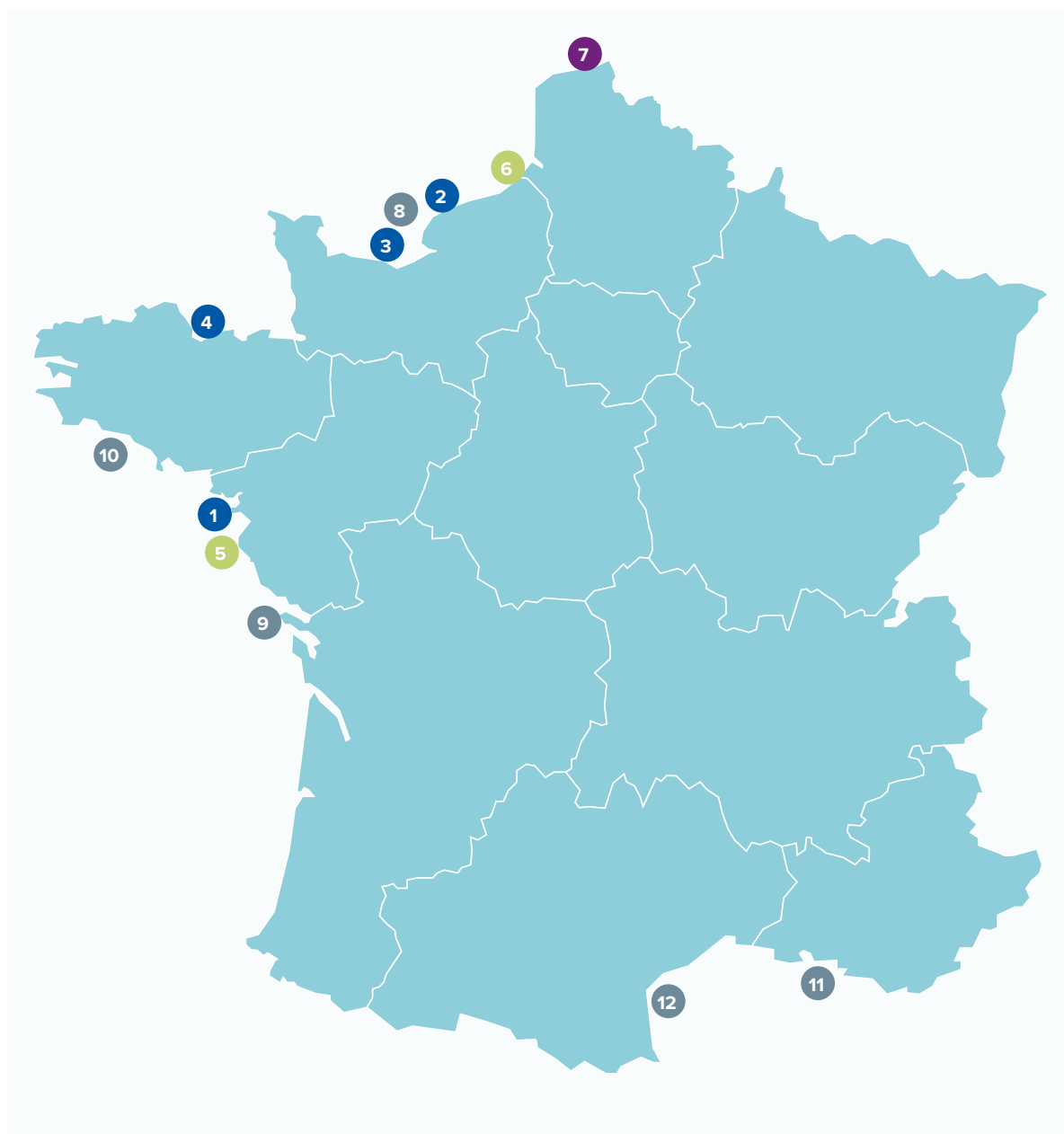
Devraient ensuite suivre les parcs de Courseulles (448 MW) en 2025 puis des îles d'Yeu Noirmoutier (496 MW) et Le Tréport (496 MW) entre 2025 et 2026. À plus longue échéance se prépare le site au large de Dunkerque, qui n'est pas attendu avant 2028. Ce projet de 600 MW a été remporté par le consortium EDF Renouvelables, Innogy SE et Enbridge (Blaumack GmbH) pour un coût estimé à 1,4 milliard d'euros. La mise en service est programmée vers 2027-2028 pour un prix proposé de l'électricité à 44 €/MWh (hors raccordement), soit un niveau de prix comparable aux projets récemment attribués sur le marché européen. Les projets les plus récents en matière d'éolien posé en mer sont ceux au large de Barfleur dans le Cotentin (1 GW) et au large d'Oléron. Menés par le consortium EDF Renouvelables et Maple Power, leur mise en service est programmée en 2030.

Dans le cadre du calendrier annuel d'AO prévu dans la 2^e programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE2), deux nouveaux projets pour l'éolien en mer posé sont en préparation. Pour le projet Centre Manche 2, une première zone d'implantation a été délimitée au large du Calvados pour une puissance prévue de 1,5 GW. La désignation du lauréat de l'appel d'offres devrait se faire courant 2024 pour une mise en service programmée en 2032. Le second projet est celui de Sud-Atlantique. L'attribution de ce projet de 1 000 MW situé au large de l'île d'Oléron est prévue courant 2025, pour une mise en service également attendue en 2032.

Carte n° 1

Cartographie des sites éoliens commerciaux offshore

Source : Observ'ER.



- Zones d'installation des éoliennes du 1^{er} appel d'offres
- Zones d'installation des éoliennes du 2^e appel d'offres

- Zones d'installation des éoliennes du 3^e appel d'offres
- Zones d'implantation : procédure en cours

Voir légende page suivante.

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

- 1 PARC DU BANC DE GUÉRANDE – SAINT-NAZAIRE (AO 2012)**
480 MW : 80 éoliennes Haliade 150 de 6 MW (GE Renewable Energy)
Tarif d'achat (20 ans) : 143,60 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : fin 2022
- 2 ÉOLIENNES OFFSHORE DES HAUTES-FALAISES – FÉCAMP (AO 2012)**
497 MW : 71 éoliennes SWT-7.0-154 (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 135,20 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : début 2024
- 3 ÉOLIENNES OFFSHORE DU CALVADOS – COURSEULLES-SUR-MER (AO 2012)**
448 MW : 64 éoliennes de 7 MW SWT-7.0-154 (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 138,70 €/MWh
Investissement : 1,8 milliard d'euros
Mis en service : fin 2024
- 4 AILES MARINES – SAINT-BRIEUC (AO 2012)**
496 MW : 62 éoliennes de 8 MW modèle SG 8.0-167 DD (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 155 €/MWh
Investissement : 2,4 milliards d'euros
Mis en service : début 2024
- 5 ÉOLIENNES EN MER ÎLES D'YEU NOIR-MOUTIER – YEU - NOIRMOUTIER (AO 2014)**
496 MW : 62 éoliennes de 8 MW SG 8.0-167 DD (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 137 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : courant 2025
- 6 ÉOLIENNES EN MER DIEPPE / LE TRÉPORT – TRÉPORT (AO 2014)**
496 MW : 62 éoliennes de 8 MW SG 8.0-167 DD (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 131 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : courant 2026
- 7 ÉOLIENNES EN MER DE DUNKERQUE – DUNKERQUE (AO 2019)**
600 MW : 46 éoliennes maximum
Complément de rémunération (20 ans) : 44 €/MWh
Investissement : 1,4 milliard d'euros
Mis en service : courant 2027
- 8 PARC CENTRE MANCHE**
1 GW - Préparation au début du chantier
- 9 PARC SUD ATLANTIQUE**
1 GW - Phase de dialogue concurrentiel en cours
- 10 ÉOLIEN FLOTTANT – PROJET SUD BRETAGNE**
250 MW - Procédure de mise en concurrence
- 11 ÉOLIEN FLOTTANT – FOS-SUR-MER**
250 MW - Procédure de mise en concurrence
- 12 ÉOLIEN FLOTTANT – PORT-LA-NOUVELLE**
250 MW - Procédure de mise en concurrence

L'ÉOLIEN EN MER FLOTTANT : MISE EN SERVICE DES PREMIERS PARCS COMMERCIAUX

Le secteur de l'éolien flottant a longtemps été cantonné au seul démonstrateur de 2 MW du projet d'Ideol Floatgen, raccordé en septembre 2018 sur le site SEM-REV de Centrale Nantes en Pays de la Loire. Désormais le site va accueillir un second projet, de 5 MW, mis au point par la start-up bretonne Eolink. Les ancres de l'éolienne, qui présente la particularité d'avoir une structure pyramidale, ont été installées cet été. La connexion au réseau électrique est attendue au deuxième semestre 2024. Le site d'essai Mistral, au large de Fos-sur-Mer, devrait, lui, accueillir en 2024 une éolienne de 3 MW. Le but du projet, baptisé DeltaFloat et porté par Valeco, est de tester en conditions réelles la technologie de flotteur Hexafloat de Saipem. Mais ce qui marque l'actualité du secteur, c'est le changement d'échelle en cours. Trois des quatre fermes pilotes lauréates

d'un appel à projets lancé par l'Ademe en 2016 dans le cadre également d'un PIA sont en phase de construction. Golfe du Lion et Gruissant (tous deux 30 MW en Occitanie) et Provence Grand Large (24 MW en Sud Paca) vont entrer en service entre 2024 et 2025. Le quatrième projet a été abandonné. Ces fermes pilotes devraient être suivies de près par des parcs commerciaux. La PPE 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. En septembre 2021, le ministère de la Transition écologique a annoncé le lancement de la procédure de dialogue concurrentiel pour le premier projet de 250 MW et la liste des 10 candidats

autorisés à y participer. Puis en septembre 2022, suite aux enseignements du débat public et à diverses consultations complémentaires, la zone d'implantation a été précisée: le parc sera situé à plus de 20 km de la pointe des Poulains de Belle-Île. Le cahier des charges de l'appel d'offres a été publié par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 7 juin 2023. Les candidats en course ont eu jusqu'au 2 octobre pour remettre leur offre. Le lauréat sera désigné par le gouvernement début 2024 pour une mise en service du parc en 2031. En Méditerranée, le débat public s'est achevé en octobre 2021 sur la création de deux parcs. Le premier sera installé à 22 km au large des côtes narbonnaises, près de Port-la-Nouvelle, et le second à une distance équivalente de Fos-Sur-Mer. Treize sociétés candidates ont été présélectionnées en août 2023. La publication du cahier des charges de l'appel d'offres devrait intervenir prochainement. Le gouvernement choisira un ou deux lauréats, pour une mise en service en 2031. La fondation partenariale Open-C, qui gère désormais les sites d'essais Paimpol-Bréhat, Sainte-Anne-du-Portzic, Semrev, Seeneoh et Mistral, prévoit la création du premier site d'essai de « très grande puissance » (TGP) pour dérisquer le raccordement de ces futurs parcs éoliens commerciaux flottants. Deux à trois éoliennes de puissance allant jusqu'à 20 MW pourraient être testées en même temps. La mise en service devrait avoir lieu entre 2025 et 2027.

L'HYDROLIEN : ENTRE DÉSILLUSIONS ET BELLES AVANCÉES

L'hydrolien exploite l'énergie cinétique des courants et peut être installé en mer, dans

une rivière ou un fleuve. La France dispose des courants marins parmi les plus forts au monde. La ressource est estimée entre 3 et 5 GW de puissance installée, principalement dans le raz Blanchard et le raz de Barfleur, en Normandie, le passage du Fromveur, la chaussée de Sein et les Héaux de Bréhat, en Bretagne. Trois démonstrateurs préindustriels différents d'hydroliennes marines ont été immergés, à Ouessant, dans le Fromveur (octobre 2018, Sabella D10, 1 MW), à Étrel (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 Sabella, qui alimente actuellement l'île d'Ouessant en électricité, devait être remplacé en 2025 dans le cadre du projet commercial Phares mené avec Akuo Energy, avec deux hydroliennes Sabella de 500 kW chacune, une centrale photovoltaïque de 500 kW et une éolienne de 900 kW, afin d'assurer 65 % de la production énergétique de l'île. Mais il est désormais remis en question. La cour administrative d'appel de Nantes a débouté le 31 janvier 2023 le projet d'implantation de l'éolienne sur la pointe de Penn Arlan, un site classé, et Sabella est en redressement judiciaire depuis fin octobre de la même année. Elle dispose de six mois pour trouver des capitaux et rebondir. Sabella, associée à la société Morbihan Hydro Énergies, porte également un projet expérimental d'immersion pendant trois ans de deux hydroliennes Do8 de 250 kW dans le golfe du Morbihan, dans le courant de la Jument, jusqu'en 2024 (dans le cadre du programme européen Tiger). En janvier 2023, le préfet du Morbihan

a donné son feu vert au projet dont l'avenir est désormais suspendu à celui de Sabella. Dans la baie d'Étel, une hydrolienne Element RE50 de 50 kW, de la société Nova Innovation basée en Écosse, a été installée en février 2023 pour sept semaines. L'objectif était de tester l'utilisation de l'intelligence artificielle pour ajuster la performance de l'hydrolienne aux conditions de courant et aux turbulences. Le démonstrateur OceanQuest d'Hydroquest (1 MW) construit par CMN (Constructions mécaniques de Normandie), a, quant à lui, 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 7 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 2023 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. Hydroquest a en outre atteint en deux semaines son objectif de levée de fonds lancée courant septembre sur la plateforme Wiseed pour assurer la fabrication des sept turbines. De 1,5 million d'euros, il a ainsi été rehaussé à 1,75 million d'euros. La mise en service de Flowatt est prévue pour 2026, pour une exploitation sur vingt ans. L'autre projet hydrolien (4 hydroliennes AR3000 de Proteus Marine Renewable de 3 MW), développé par Normandie Hydroliennes dans le raz Blanchard, a de son côté obtenu mi-novembre toutes les autorisations nécessaires. La mise en service est également prévue en 2026. La filière attend

désormais une vraie place pour l'hydrolien dans la future programmation pluriannuelle de l'énergie afin d'attirer les investisseurs. Elle y voit l'occasion ou jamais de prendre le leadership au niveau européen.

La France possède également 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, qui a testé un démonstrateur de 40 kW près d'Orléans et quatre hydroliennes fluviales dans le Rhône près de Lyon (pour un total 320 kW) pour développer ses éoliennes adaptées à la mer, le secteur est actuellement plus atone. La start-up brestoise Guinard Énergies nouvelles, spécialisée dans la construction d'hydroliennes de petite et moyenne puissances, rachetée en 2020 par le groupe varois Acti, poursuit ses activités actuellement plutôt à l'étranger.

La bonne surprise vient en revanche de la société française EEL Energy, créée en 2011 et localisée à Boulogne-sur-Mer, qui développe des hydroliennes biomimétiques à membrane. L'entreprise a débuté, en mai 2022, des essais dans la rade de Brest pour un système flottant de 30-50 kW. Ces essais, qui ont duré neuf mois, ayant été concluants, EEL Energy teste depuis juillet une hydrolienne de 30 kW dans le Rhône, au niveau de Caluire-et-Cuire. Trois autres opérations tests sont attendues prochainement au même endroit pour une production annuelle de 400 MWh. Enfin, des hydroliennes fluviales sont régulièrement testées sur le site d'essai Seeneoh de Bordeaux.

L'ÉNERGIE HOULOMOTRICE EN EFFERVESCENCE

Les techniques houlomotrices exploitent l'énergie des vagues

Les défis de l'hydrolien et du houlomoteur

Dans le domaine de l'hydrolien, la France possède un écosystème performant d'acteurs industriels, des infrastructures portuaires adaptées et de très bons gisements énergétiques. Une étude, commanditée par l'Ademe lors de l'instruction du projet Flowatt dans le raz Blanchard, montre qu'à partir de 500 MW installés, les coûts de la filière pourraient passer sous la barre des 100 €/MWh. Mais le secteur est confronté, comme le houlomoteur, à des défis importants. Il doit arriver à mobiliser des soutiens nationaux, ce qui nécessite de se montrer rapidement compétitif face aux technologies éoliennes et photovoltaïques déjà matures. Il doit en outre développer des technologies capables de résister à des événements météo extrêmes, à la corrosion et au « bio-encrassement » et mettre au point des stratégies d'installation et de maintenance permettant de limiter le nombre d'interventions et les coûts d'exploitation de leurs projets. C'est ce que souligne la Commission nationale du débat public dans sa fiche publiée en septembre 2023 sur les énergies marines renouvelables hors éolien.

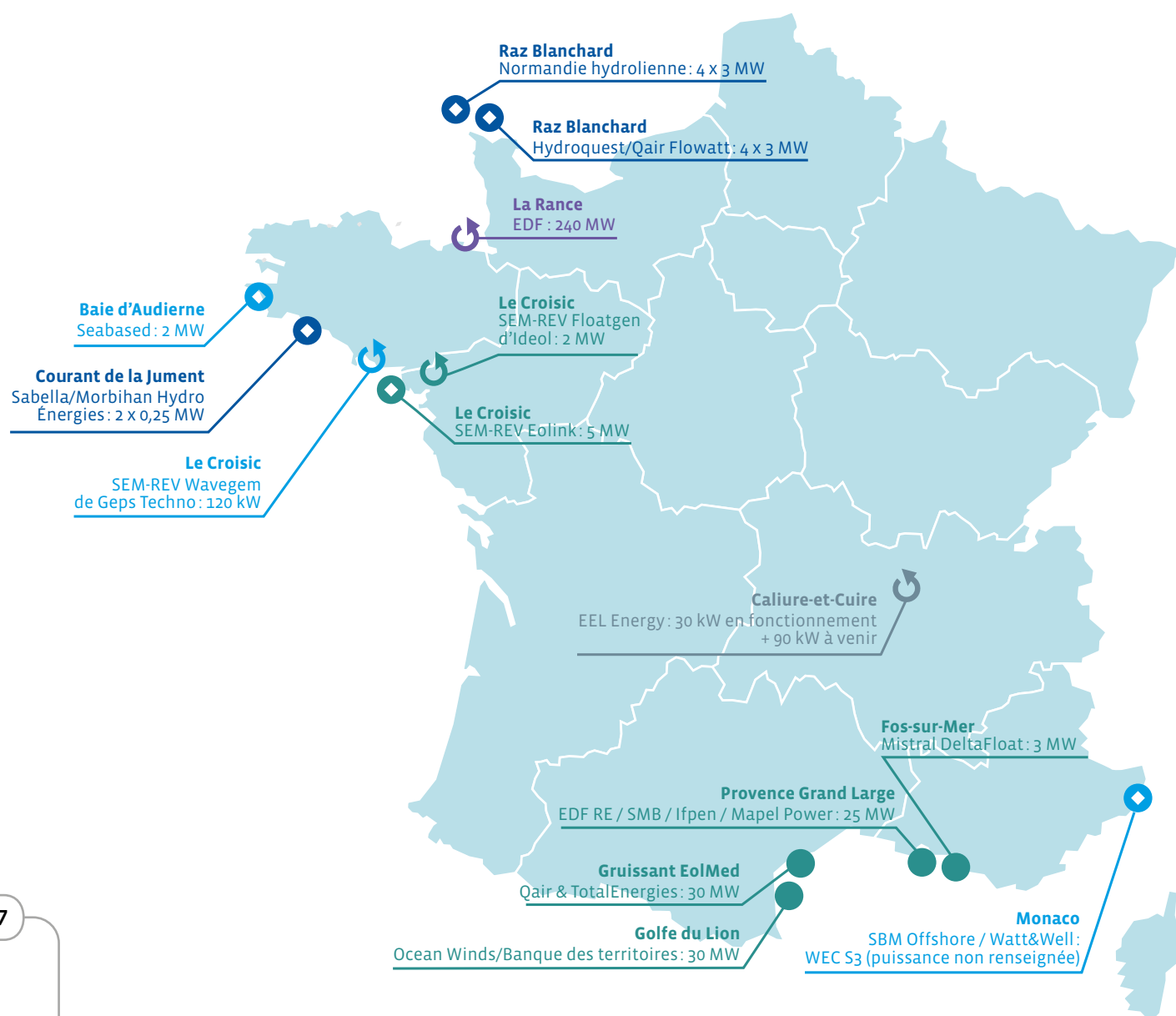
et de la houle. Le potentiel est moins précisément évalué que pour l'hydrolien, mais la côte Atlantique française fait partie des premiers marchés visés par les développeurs européens. Si plusieurs projets ont été stoppés, la filière teste de nouvelles technologies prometteuses. Ainsi, la start-up girondine Hydro Air Concept Energy (Hace), installée à Martillac, a mis à l'eau une machine pilote de 50 kW, qui fonctionne avec des houles très faibles, en août 2018, dans le port de La Rochelle. Mais le prototype a été percuté par un bateau. Cinq ans plus tard, l'entreprise a mis à l'eau en avril un autre démonstrateur au large du Croisic. Après trois mois de test, il a permis de valider le principe de fonctionnement général. Hace vise désormais la construction d'une machine de taille standard de 1 MW. Elle a lancé une nouvelle levée de fonds d'environ 20 millions d'euros afin de passer à la phase industrielle et prévoit de construire une usine pour répondre aux commandes des clients. Après plus de deux ans d'essais sur le site

du SEM-REV de l'école Centrale de Nantes, la plateforme houlomotrice Wavegem (120 kW houlomoteurs) conçue par l'entreprise ligérienne Geps Techno a été déconnectée. Après plusieurs mois de production à quai, elle est retournée en mai dernier sur le site SEM-REV avec à son bord le système de production d'hydrogène en mer à partir d'électricité renouvelable du nantais Lhyfe. Geps Techno s'est en parallèle associée avec le groupe Legendre et l'Ifremer pour élaborer un système innovant de digues utilisant les vagues pour produire de l'énergie, baptisé Dikwe. En 2022, un prototype à l'échelle un quart a été installé sur la station d'essais de Sainte-Anne-du-Portzic, située en bordure du goulet de Brest, au pied de l'institut Ifremer. Les essais ont permis de collecter des données. Un premier ouvrage à taille réelle de 1 MW était prévu à l'horizon 2024-2025, incorporé à une construction en béton, dans le port de Sainte-Évette à Audierne, dans le Sud-Finistère. Mais face à l'opposition d'une partie des habitants, Legendre jette

Carte n° 2

Cartographie des sites démonstrateurs énergies marines renouvelables en métropole

Source : Observ'ER, 2023.



Énergie marémotrice

Énergie des courants en mer

Énergie des vagues

Éolien offshore flottant

Énergie des courants fluviaux

En service / en test

Projet de prototype / démonstrateur / centrale pilote

Projet de plateforme nationale technologique et ses sites d'essai

Parc appel d'offres Ademe

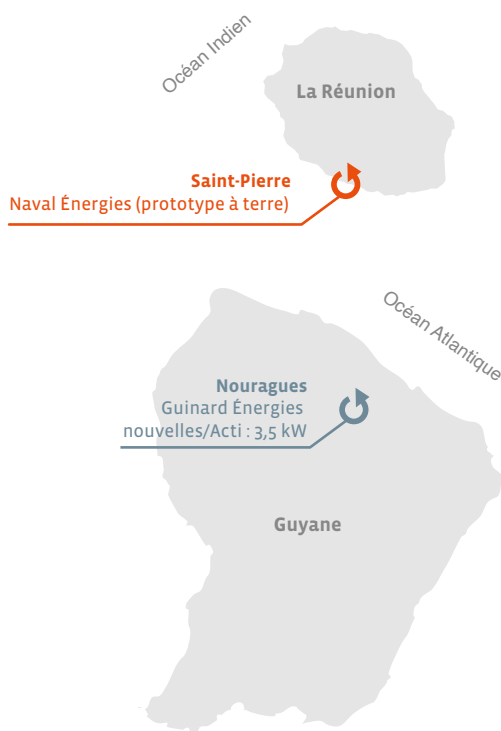
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Carte n° 3

Cartographie des sites énergies marines renouvelables dans les Outre-Mer

Source : Observ'ER, 2021.



l'éponge. L'entreprise assure que le projet sera développé sur un autre site.

La station de Sainte-Anne-du-Portzic accueille depuis le 3 octobre un démonstrateur à l'échelle un quart (2 kW) de la start-up bordelaise Seaturns. L'expérimentation va durer jusqu'à l'été 2024. Toujours en Bretagne, la société irlandaise Seabased a annoncé en 2021 envisager d'installer une ferme houlomotrice de 10 MW en baie d'Audierne, avec une première phase de 2 MW (20 machines de 100 kW). Elle aurait également des projets en Martinique. L'entreprise monégasque SBM Offshore développe pour sa part, en partenariat technique avec Watt&Well, un système sous forme de tube souple ondulant ancré

en mer (WEC S3). En octobre 2021, un arrêté ministériel a autorisé la mise à l'eau pour une période d'essai de douze mois dans les eaux de Monaco, devant l'héliport. Celle-ci pourrait intervenir l'année prochaine.

L'OSMOTIQUE REPREND ESPOIR

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.

Concernant l'énergie thermique des mers, le gisement potentiel est principalement localisé dans les départements d'outre-mer où les gradients de températures entre les eaux de surface chaudes et les eaux froides profondes sont importants (20 °C au moins). L'acteur principal sur ce secteur était Naval Énergies (filiale de Naval Group), dont le prototype de 15 kW (PAT ETM) est testé à terre sur l'île de La Réunion depuis 2012. Mais en février 2021, Naval Group a annoncé chercher à céder sa branche énergies. L'offre de reprise faite par Saipem n'a concerné cependant que l'éolien flottant. 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

La communauté d'agglomération Pays Basque prend son destin en main

La région Nouvelle Aquitaine et la communauté d'agglomération Pays Basque ont lancé en 2019 une étude de faisabilité pour l'accueil d'une ferme houlomotrice sur l'estuaire de l'Adour (1,25 M€ financé à 75 % par le Feder). La démarche est originale puisque ce sont d'ordinaire les industriels qui effectuent ce travail. Achéevée en mars 2023, l'étude a montré un potentiel de production pouvant atteindre au maximum 500 GWh/an, soit l'équivalent de 30 % des besoins annuels en électricité du territoire de l'agglomération. Elle a permis de dérisquer plusieurs zones pour le développement de projets de fermes commerciales, dans les Pyrénées-Atlantiques et dans les Landes, grâce à la concertation avec les acteurs locaux, notamment les pêcheurs. Les deux collectivités cherchent aujourd'hui à développer des fermes pilotes sur les zones identifiées.

Tableau n° 1

Activité économique de la filière énergies marines française

Source : rapport 2023 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 (+ 33 % ²)	868 (+ 18%)	6 201 (+ 12%)	88 (+ 41%)	7 508 (+ 14%)
Chiffres d'affaires 2021 en k€	n.d	350 ³ (- 47%)	1 860 000 (+ 38%)	20 640 ⁴ (+ 17%)	1 950 000 (+ 41%)
Investissements en 2021 en k€	6 350 (+ 100 %)	2 850 000 (+ 28%)	303 280 (+ 12%)	73 870 (+ 8%)	3 230 000 (+ 26%)

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.

99

d'accélérer le courant ionique (technologie Inod). Les membranes sont fabriquées avec des matériaux biosourcés et disponibles en France, selon l'entreprise. Fondée en 2016, celle-ci a signé un partenariat technologique avec la Compagnie nationale du Rhône (CNR) pour installer en 2024 une centrale pilote de plusieurs dizaines de kW sur le site de l'écluse de Barcarin, à Port-Saint-Louis-du-Rhône. 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 entreprises ont créé en juin 2023 une coentreprise pour assurer le déploiement de la technologie.

2 MILLIARDS D'EUROS DE CHIFFRE D'AFFAIRES

En novembre 2020, l'Union européenne s'est dotée d'une stratégie ambitieuse sur les énergies renouvelables en mer. Celle-ci propose de

porter la capacité de production éolienne offshore à au moins 60 GW en 2030 et à 300 GW d'ici à 2050, et de développer les énergies océaniques avec 100 MW en service en 2025, puis 1 GW en 2030, avant de viser les 40 GW en 2050. En France, la filière était en 2022 principalement portée par les activités des quatre premiers projets commerciaux d'éolien posé en mer sur son territoire, ainsi que par trois fermes pilotes d'éolien flottant actuellement en construction. Ainsi, selon l'Observatoire des énergies de la mer, ces travaux, ainsi que la croissance de 150 % du chiffre d'affaires (CA) réalisé à l'export, ont fait grimper en 2022 l'activité globale à 1,95 milliard d'euros, soit une augmentation de 41 % par rapport à 2021.

Quant aux emplois en équivalent temps plein (ETP), ils ont augmenté de 14 % entre 2021 et 2022, pour atteindre le chiffre de 7 508. La hausse est inférieure à l'année précédente (+ 36 % entre 2020 et 2021) en raison de la fin des chantiers temporaires dédiés à la construction des fondations des éoliennes au Havre et à Brest mais elle avoisine les ambitions de la filière de créer 1 000 emplois par an. Pour continuer dans cette voie, le gouvernement et la filière se sont fixé l'objectif d'attribuer tous les ans à partir de 2024 au moins 2 GW d'éolien en mer pour atteindre 40 GW installés en 2050. Ces objectifs doivent se traduire dans la prochaine PPE « par des volumes conséquents et un rythme soutenu d'appels d'offres, précisant les localisations projetées des projets, ainsi que les premiers appels d'offres commerciaux pour l'hydrolien », selon l'Observatoire, qui estime également que « dans la continuité de la loi d'accélération des énergies renouvelables, la révision des documents stratégiques de façade devra permettre une planification maritime spatiale et temporelle précise

facilitant l'implantation de nouveaux parcs éolien en mer, en concertation avec les territoires. » ●

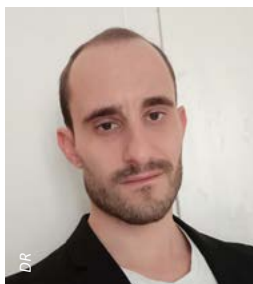
Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ Baromètre EurObserv'ER dédié aux énergies marines : <https://www.eurobserv-er.org/category/allocean-energy-barometers/>
- ✓ www.france-energies-marines.org
- ✓ www.eoliennesenmer.fr
- ✓ www.merenergies.fr
- ✓ www.polemermediterranee.com
- ✓ www.pole-mer-bretagne-atlantique.com
- ✓ www.cluster-maritime.fr



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Damien Callet**,
directeur
d'études pour
Xerfi Publishing,
auteur d'une étude
sur les énergies

hydrauliques et marines publiée
en février 2023

1 Pourquoi avoir choisi de réaliser une étude sur les énergies marines maintenant? Est-ce que le secteur est à un tournant?

Nous avons réalisé une première étude sur cette thématique il y a une dizaine d'années. Nous avons décidé de l'actualiser car la filière de l'énergie est traversée par d'importants bouleversements. Les prix des énergies fossiles ont augmenté, le nucléaire a été peu disponible l'année dernière en France... L'Europe pousse ainsi à accélérer le développement des renouvelables. Or la France a une carte à jouer du côté des énergies marines. Elle a un domaine maritime parmi les plus importants au monde, des projets pilotes à l'eau et en cours de développement, des projets commerciaux en vue...

101

2 Globalement, comment se situent les industriels français sur le marché européen des énergies marines? Est-ce que la France peut espérer prendre le leadership dans l'une des filières?

Notre étude n'inclut pas l'éolien offshore mais il est certain que l'hydrolien marin a une carte à jouer. Le potentiel est très important en France, de l'ordre de 3 à 5 GW. Depuis notre dernière étude, les énergéticiens tels qu'EDF et Engie ont cédé les concessions qu'ils détenaient dans le raz Blanchard, pour se concentrer sur des énergies renouvelables plus matures comme l'éolien ou le solaire et verdir rapidement leur mix énergétique. Mais un tissu de start-up a pris le relais et certaines s'en sortent très bien. Plusieurs démonstrateurs préindustriels ont été mis à l'eau. Pour transformer l'essai, il faut désormais absolument un appui public important. D'autant plus que les énergies marines font face à un milieu naturel hostile. Le gouvernement semble avoir pris la mesure de la situation, comme l'illustre le soutien apporté à la ferme pilote Flo-watt d'Hydroquest et Qair qui entrera en service en 2026. Il s'agit du plus grand projet hydrolien au monde. Il doit servir de vitrine pour développer la filière non seulement en France mais également à l'export. Il faut désormais aller plus loin en intégrant dans la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) des appels d'offres commerciaux pour la filière hydrolienne. Ce n'était pas le cas dans la dernière PPE car la balance coût/bénéfice était jugée déséquilibrée par les pouvoirs publics, mais c'est désormais indispensable, comme le montrent les difficultés rencontrées par Sabella.

Observ'ER

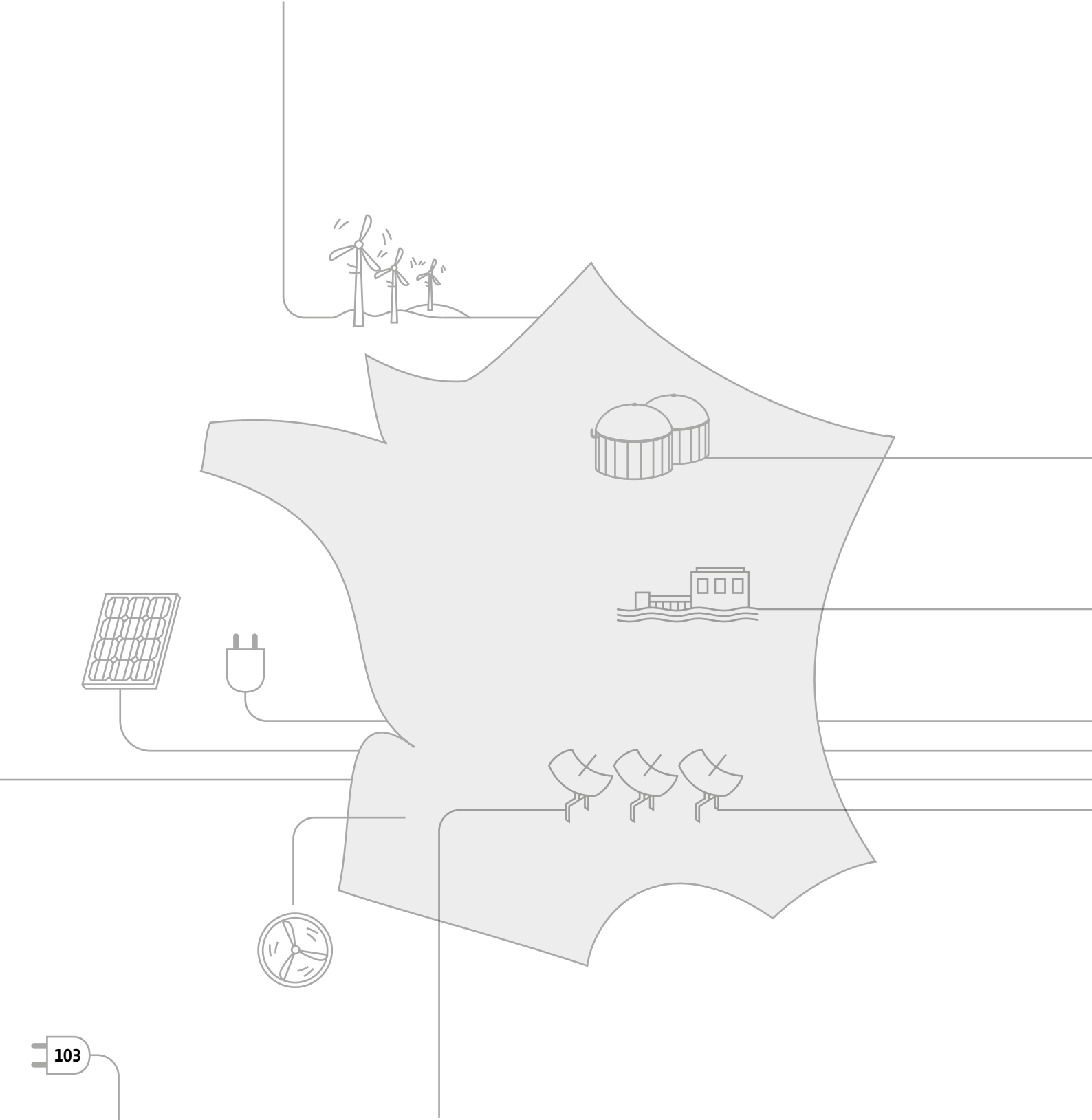
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France



3 Et dans les filières houlomotrice et osmotique, comment se situe la France?

Le houlomoteur connaît également une bonne dynamique en France et de façon générale en Europe, la moitié du potentiel mondial étant sur les côtes de notre continent. Plusieurs pilotes sont en cours et le tissu de start-up travaillant sur cette technologie est important. L'enjeu va être de réussir les essais en mer pour certaines start-up (notamment Seaturns) ou de passer au stade industriel pour les plus avancées, comme Hydro Air Concept Energy. Mais d'autres pays comme les États-Unis et la Chine s'intéressent de près à cette technologie.

Dans le secteur osmotique, la technologie de Sweetch Energy paraît particulièrement innovante, faisant de l'entreprise un acteur phare du secteur. La jeune pousse a obtenu plusieurs financements et va installer une centrale pilote dans le delta du Rhône. Elle aurait trois à cinq ans d'avance sur la concurrence d'après son fondateur mais beaucoup de chercheurs travaillent également sur cette technologie, en Asie et Amérique du Nord particulièrement. Il va falloir réussir à garder le leadership, notamment grâce à des soutiens publics. ●



SYNTHÈSE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



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

1 La loi d'accélération des EnR va-t-elle porter ses fruits?

Certaines communes ont vu arriver les zones d'accélération des énergies renouvelables (Zaer) comme un nouveau fardeau imposé par l'État. D'autres ont aussi pu penser que l'intérêt général pouvait être remis en cause, dans la mesure où le veto arbitraire d'un territoire pourrait empêcher le développement de projets, au-delà de son seul périmètre administratif, à rebours de l'accélération attendue... Pour la FNCCR, les Zaer demeurent utiles et pourraient constituer le ferment d'un rebond des productions locales, pour certaines engluées par des recours successifs ou des lourdeurs réglementaires. Il s'agit de rappeler que l'établissement de ces zones n'est pas à ce stade obligatoire mais qu'elles sont une formidable opportunité pour les communes de reprendre la main sur leur destin énergétique en pleine concertation avec les habitants. Autre avantage, c'est la facilitation des projets dans ces périmètres définis, avec des délais d'instruction réduits et des aides financières à la clé. Les projets situés hors

de ces zones devront faire l'objet de comités de projets intégrant les collectivités et donc aussi une concertation territoriale. Mais ce travail peut être ardu pour les communes disposant de peu de moyens humains pour conduire les consultations et pour intégrer les données à la plateforme nationale. C'est pourquoi la FNCCR invite les communes à mobiliser leur Aode (autorité organisatrice de la distribution d'énergie), en général des syndicats d'énergie, pour les accompagner dans la définition de ces zones. En effet, les Aode disposent de nombreuses ressources utiles, tant cartographiques que de bases de données sur les productions et les capacités des réseaux de distribution d'énergie.

2 Que pense la FNCCR de la stratégie tout électrique actuelle?

Si la FNCCR est parfaitement consciente des enjeux écologiques et même partie prenante de la décarbonation, le tout-électrique semble illusoire à moyen terme et serait même contre-productif. En effet, d'une part notre consommation d'énergie en France ne saurait se résumer à la seule électricité et d'autre part, nous ne pouvons pas nous affranchir de pans entiers de ressources énergétiques locales pour notre mix énergétique. De plus, nous sommes convaincus que nous ajoutons à notre vulnérabilité en condamnant la filière thermique ou d'autres alternatives. C'est pourquoi la FNCCR défend par exemple l'avènement des gaz verts issus de la méthanisation ou l'hydrogène renouvelable à des fins de chauffage mais aussi de mobilité. Nos territoires ruraux doivent aussi pouvoir valoriser la biomasse disponible pour alimenter des réseaux de chaleur

renouvelable collectifs. Le solaire, c'est aussi le solaire thermique, qui présente des rendements incontestés pour des usages variés, notamment dans les secteurs à forte consommation d'eau chaude tels que les maisons de retraite, les campings, les logements collectifs. Toutefois, il est primordial d'accélérer encore le déploiement des énergies renouvelables électriques au regard d'une irréfragable électrification des usages, que cela soit pour les transports mais aussi pour alimenter un monde numérique toujours plus gourmand en électrons. Mais cette course en avant doit intégrer une volonté constante de réduire notre appétit énergétique grâce notamment à la rénovation thermique et aux mesures de sobriété.

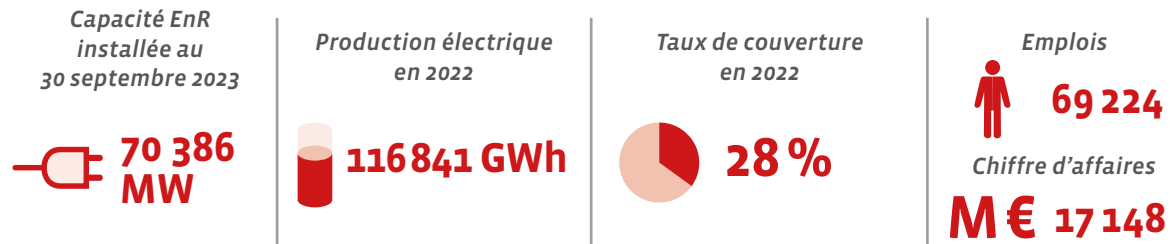
des grandes productions centralisées. Grâce à la pleine implication des collectivités, tant dans le financement que dans la gouvernance des projets, nous sommes convaincus que l'appropriation locale sera meilleure ou, à tout le moins, qu'elles créent les bases d'un dialogue entre les parties prenantes. La FNCCR regroupe de plus en plus de SEM de production d'EnR, initiées par les Aode, qui sont gages de cette démocratie locale de l'énergie. ●

3 En quoi les collectivités peuvent-elles participer au développement des EnR?

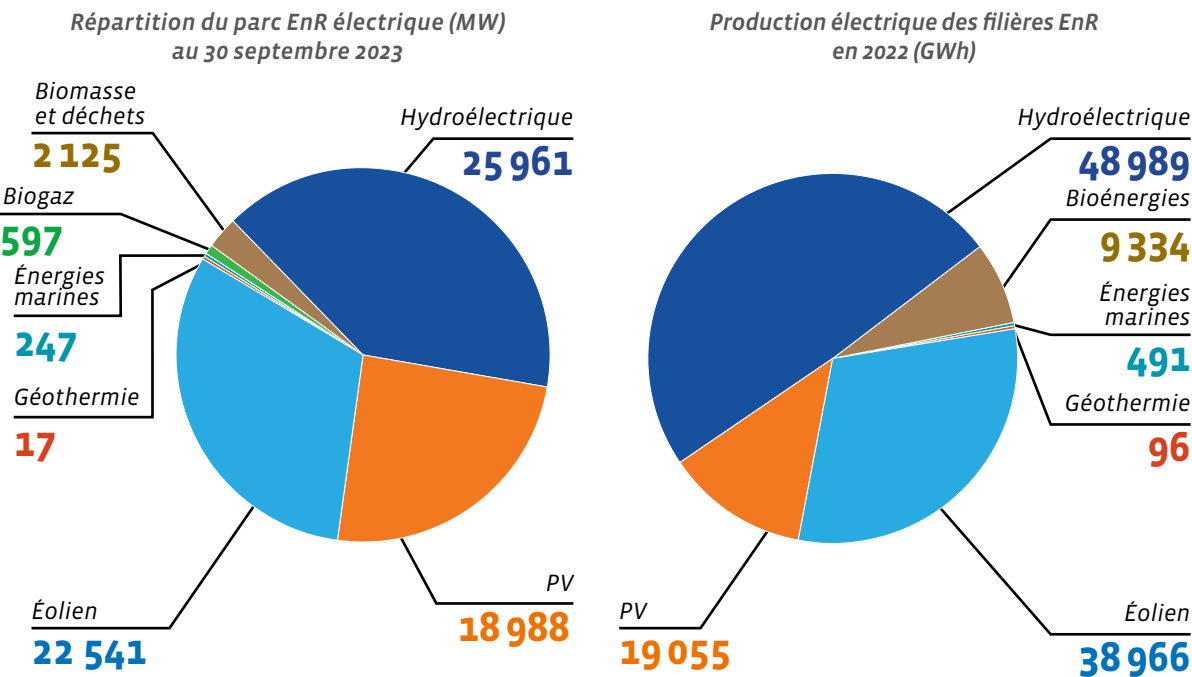
La question n'est pas «en quoi?» mais «pourquoi?». L'énergie est un bien vital et indispensable à tous les Français. Toutes les initiatives sont bienvenues pour décarboner notre mix, mais le développement des installations ne peut pas se faire sans ou au détriment des populations qui vivent dans ces territoires. Les collectivités peuvent favoriser une certaine harmonie des projets et œuvrer pour construire des mécanismes de solidarité territoriale. Pendant longtemps, mis à part les réseaux de distribution et quelques grandes centrales ou barrages, l'énergie a disparu de nos paysages. Celle-ci revient en force et cette nouvelle visibilité suscite parfois des craintes à l'échelle locale. Les éoliennes, les panneaux solaires, les méthaniseurs fleurissent un peu partout pour le meilleur de notre avenir énergétique, en complément

TABLEAU DE BORD DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTIONS



EMPLOIS ET MARCHÉS EN 2022

	 Éolien terrestre	 PV	 Hydro-électricité	 Biomasse solide*	 Biogaz*	 Déchets*	 Énergies marines (éolien en mer inclus)
Emplois	21 284	16 100	13 420	7 100	4 560	560	6 200
Chiffre d'affaires	6 215	7 987	3 621	1 865	1 655	160	1 860

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

LE MIX ÉLECTRIQUE FRANÇAIS EN 2022

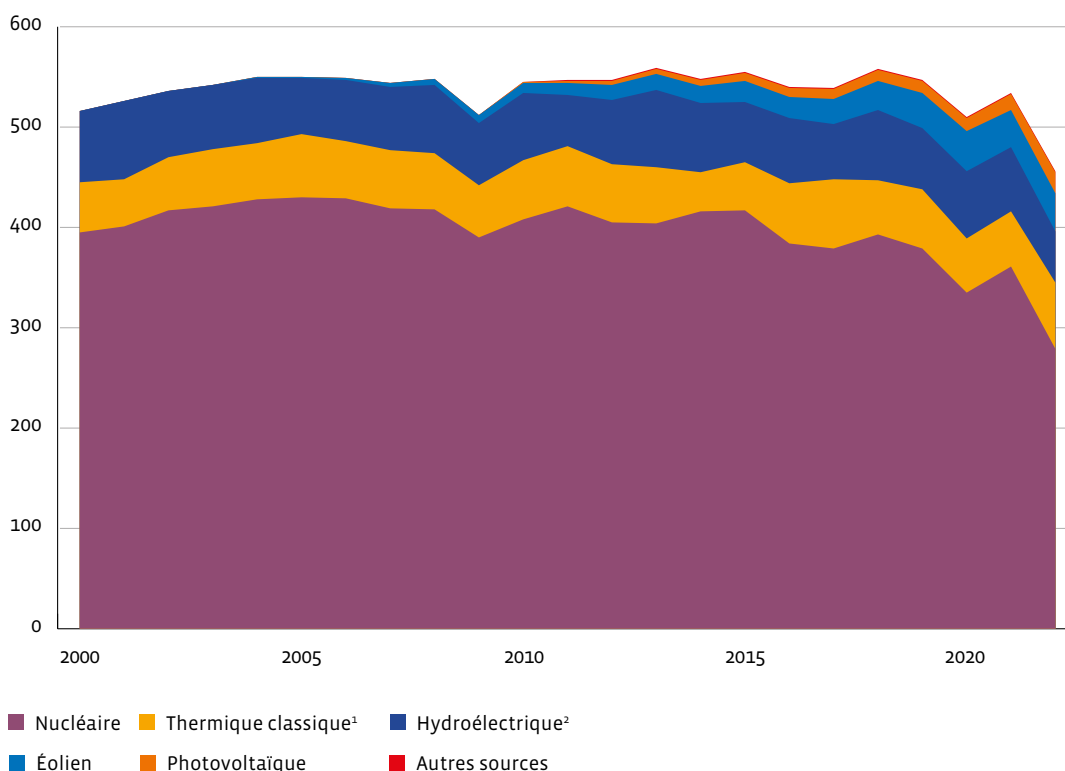
En 2022, la production nette d'électricité s'élève à 455 TWh, un volume en baisse de 14,6 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse s'explique surtout par le recul de la production nucléaire (- 22,7 %, à 279 TWh) du fait d'une moindre disponibilité du parc. En effet, fin 2021, à la suite de la détection de microfissures liées au phénomène de corrosion sous contrainte dans la centrale de Civeaux, plusieurs réacteurs ont été arrêtés de manière préventive ou pour

réparation. Dans ce contexte, les centrales thermiques ont été davantage sollicitées et ainsi la production thermique classique, à 66 TWh, augmente de 19,4 %. La production hydraulique diminue de 20,0 % par rapport à 2021 en raison de la sécheresse. En particulier, le stock hydraulique a atteint un niveau historiquement bas au mois d'août 2022. La production éolienne augmente de 3,3 % par rapport à son niveau 2021. La production photovoltaïque progresse de 31,0 % en raison du fort ensoleillement et de la croissance rapide du parc.

Graphique n° 1

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

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



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.

Observ'ER

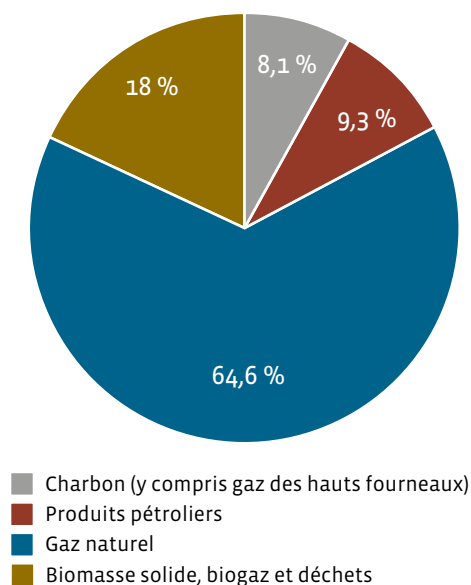
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

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 2022, la production de la filière d'électricité thermique augmente de 19,4 %, à 66 TWh. Son bouquet est dominé par le gaz naturel. La production d'électricité à partir de charbon et de produits pétroliers est en déclin régulier depuis plusieurs décennies. Celle à partir d'énergies renouvelables (notamment de biomasse, de biogaz et de déchets renouvelables) tend en revanche à progresser ces dernières années. ●

Graphique n° 2

Décomposition de la production 2022 d'électricité des filières thermiques par source

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



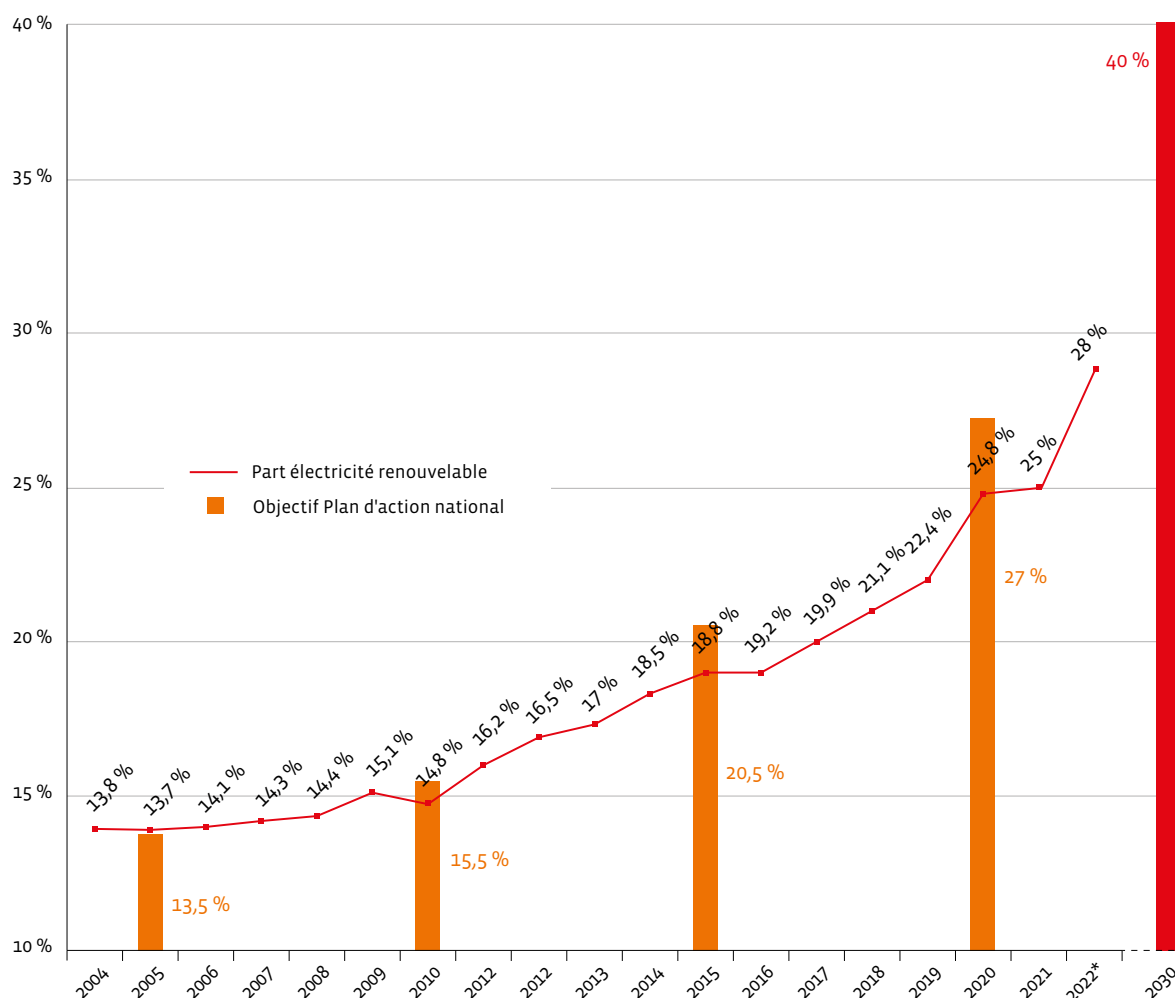
Champ : France entière (y compris Drom).

Graphique n° 3

Évolution de la part renouvelable électrique dans la consommation française

Source : Sdes, 2023.

* Chiffre provisoire.



109

Pour 2022, Les premiers chiffres font état d'une part de 28 % d'électricité renouvelable dans la consommation annuelle du pays. La France franchit avec deux ans de retard l'objectif qu'elle s'était fixé vis-à-vis de la Commission européenne pour fin 2020 (27 %). 2021 avait été une mauvaise année en termes de production d'électricité renouvelable pour les filières hydroélectrique et éolienne. Si 2022 s'est une nouvelle fois avérée être un mauvais millésime pour l'hydraulique, les résultats

de productibles éoliens ont été meilleurs et ceux du photovoltaïque ont été significativement en croissance (+ 31 %). Par ailleurs, 2022 a été une année marquée par des efforts de sobriété énergétique parmi l'ensemble des consommateurs situés en France (particuliers comme professionnels), ce qui a conduit à une réduction de la consommation enregistrée et mécaniquement à un relèvement de la part des filières renouvelables qui sont prioritaires sur l'injection réseau.

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

QUELS COÛTS DE PRODUCTION POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES ?

Les filières de production d'énergie renouvelable, encore émergentes au début des années 2000, voient leurs coûts de production évoluer rapidement, notamment sous l'effet des progrès technologiques et des économies d'échelle liées aux volumes croissants installés.

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 septembre 2022 avec une analyse de l'évolution des coûts sur la période 2010-2020 en France métropolitaine. Le suivi de ces coûts est un outil indispensable à la fois 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 données de ce chapitre sont directement issues de la dernière étude de l'Ademe¹. Elles 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 sur toute la durée de vie de ses équipements. 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.

Les énergies renouvelables électriques analysées sont les technologies les plus dynamiques en France métropolitaine ces dernières années, à savoir l'éolien terrestre, le photovoltaïque et la méthanisation. Ainsi, les capacités de production hydrauliques françaises qui fournissent une part significative de l'électricité renouvelable du pays n'ont quasiment pas vu leur parc évoluer au cours de dix dernières années et c'est pourquoi elles ne sont pas couvertes par l'étude Ademe. L'éolien en mer n'est pas non plus suivi, trop peu de parcs étant en activité en France. Toutefois, on peut rappeler que les résultats des appels d'offres avaient affiché des prix de vente autour de 140 €/MWh pour les parcs attribués en 2011 et 2013 puis un prix de 44 €/MWh pour le parc de Dunkerque attribué en 2019.

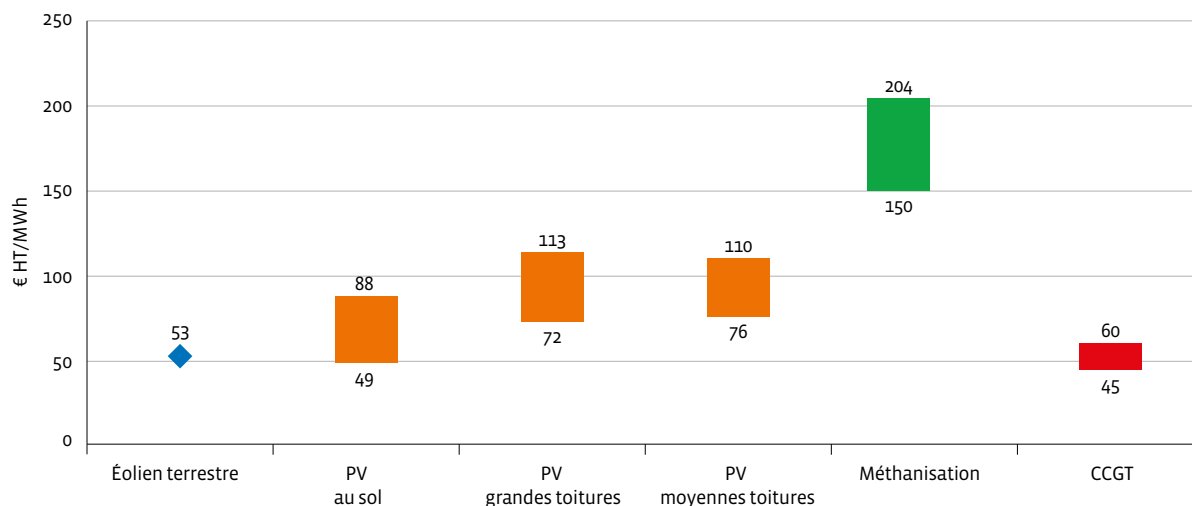
Les chiffres de 2020 montrent que seule deux proposent des coûts de production proches de ceux d'une solution gaz : l'éolien terrestre et les grandes centrales photovoltaïques au sol. Le coût le plus bas évalué issu d'une technologie renouvelable est celui de 49 € le MWh, qui correspond à une centrale d'une puissance supérieure à 10 MWc située en zone méditerranéenne. Il est cependant important de préciser que les prix du gaz ont fortement évolué

1. « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », Ademe, édition 2022.

Graphique n° 4

LCOE des filières renouvelables électriques en 2020 et comparaison avec une centrale gaz (en € HT/MWh)

Source : étude « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », Ademe, 2022.



depuis 2020 et que les hausses intervenues après la crise sanitaire et énergétique des années 2021-2023 ne sont pas intégrées dans ces calculs. Les prix du gaz ont atteint en 2021 et 2022 des niveaux multipliés par des facteurs deux ou trois et même si les coûts des énergies renouvelables ont été renchérissés, leur compétitivité s'est améliorée par rapport à 2020. Depuis 2020, les prix des énergies et des matières premières ont connu de très grosses variations sur les marchés internationaux avec la succession de cycles très rapides qui ont alterné de fortes hausses avec des accalmies ou des reculs. La stabilité des coûts observée sur plusieurs années lors des périodes pré-2020 n'est actuellement pas la tendance et il faudrait la reconduite d'une étude chaque année pour pouvoir rendre compte des fortes évolutions qui marquent le secteur de l'énergie. La publication des références 2020 n'est cependant pas inutile car elles permettent de

mieux voir comment se positionnent les technologies renouvelables les unes par rapport aux autres.

Le graphique 5 montre l'évolution des LCOE des installations renouvelables électriques en injection totale. De manière générale, l'amélioration des conditions de financement, et donc la baisse du taux d'actualisation, contribue à la diminution des coûts de production de toutes les technologies : moins 80 % pour le photovoltaïque, moins 40 % pour l'éolien terrestre et moins 10 % pour la méthanisation. Au-delà de la baisse des taux d'actualisation, la diminution des LCOE s'explique aussi par la baisse du prix des modules pour le photovoltaïque, et par une amélioration des caractéristiques techniques des éoliennes (hausse de la durée de vie et du facteur de charge) et une légère baisse des dépenses d'investissement pour l'éolien terrestre.

Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est un facteur central du calcul du coût complet. Il rend compte de la rémunération du capital engagé dans les investissements de nouveaux sites et plus il est élevé, plus il renchérit le LCOE calculé. Dans l'étude de l'Ademe, le taux d'actualisation est pris égal au « coût moyen pondéré du capital » qui est défini comme la somme des rémunérations des capitaux empruntés et des capitaux propres. Pour chaque filière considérée dans l'étude, le taux d'actualisation choisi dépend de leur diffusion et de leur maturité technologique. Pour les grandes centrales photovoltaïques au sol, le taux d'actualisation utilisé a été de 4 %, soit 1 point de plus que le taux utilisé lors de la précédente étude de l'Ademe. Ce changement de taux d'actualisation reflète notamment la prise en compte d'une acceptabilité sociale moins simple de ce type de projets par rapport aux années 2016-2019. Pour l'éolien terrestre, le taux d'actualisation retenu a été de 4 %, soit le même niveau que celui utilisé dans la précédente étude. Pour les filières où l'investissement est réalisé par les ménages (installations photovoltaïques de petite puissance en toiture), compte tenu des conditions de financement proposées aux particuliers et des rémunérations offertes à l'épargne des ménages sur la période 2010-2020, l'étude a utilisé un taux d'actualisation de 2 %.



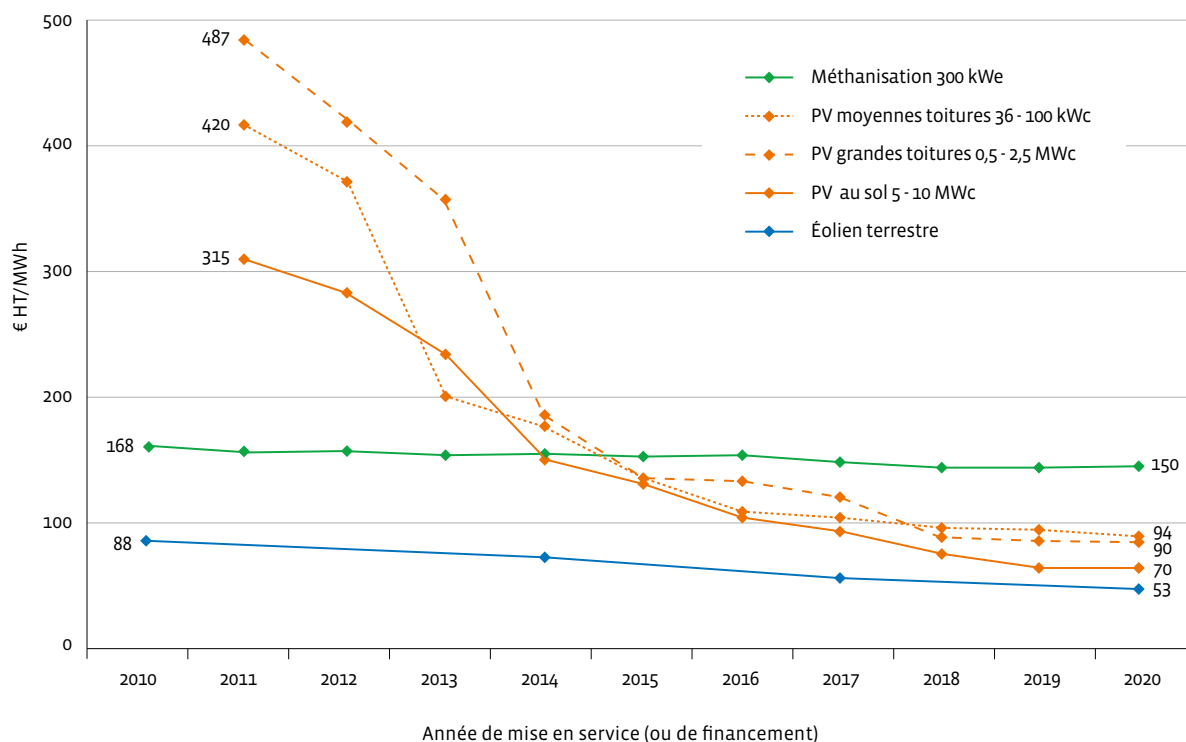
Centrale solaire flottante
de Peyssies, en Haute-Garonne.

Urbasolar-Tech Drone Service

Graphique n° 5

Évolution des LCOE de l'électricité renouvelable de 2010 à 2020 (en € HT/MWh)¹

Source : étude « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », Ademe, 2022.



1. Le coût des technologies photovoltaïques correspond au coût moyen dans les régions Centre et Sud-Ouest.

LE PHOTOVOLTAÏQUE COMPÉTITIF POUR LES PARTICULIERS

Sur le créneau des installations pour particuliers, les installations photovoltaïques de petite puissance affichent de belles performances avec des coûts moyens de production qui peuvent descendre jusqu'à 98 € le MWh dans le cas de réalisations surimposées en toiture dans le sud de la France. Comparé au prix de vente de l'électricité au tarif résidentiel, les installations de 3 kWc situées dans la partie Sud du pays sont également compétitives. La situation est moins favorable pour les très petites installations (3 kWc) dans le nord de la France dont les LCOE (277 €TTC/MWh) restent encore supérieurs au prix de l'électricité sur le segment

résidentiel (entre 170 et 192 €TTC/MWh²). Il est à noter que les maxima correspondent à des installations réalisées avec une technologie en intégré au bâti.

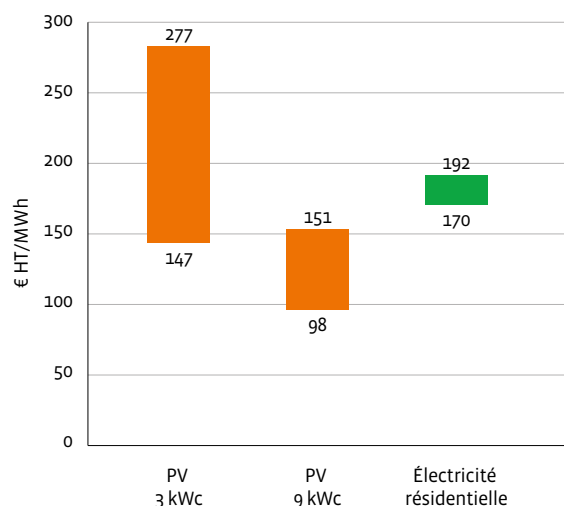
2. Le minimum du prix de l'électricité (170 €TTC/MWh) correspond au tarif pour un ménage consommant plus de 15 MWh/an et le maximum (192 €TTC/MWh) au tarif pour un ménage consommant moins de 5 MWh/an.

Sur le créneau des installations pour particuliers, l'évolution dynamique des coûts est également intéressante. Le graphique n° 4 montre une baisse des LCOE des installations solaires entre 2010 et 2020 de l'ordre de 50 % liée pour une bonne part à la régulière décroissance des prix des modules. Cette baisse des LCOE couplée à l'augmentation du prix de l'électricité sur le segment résidentiel explique la dynamique des installations en autoconsommation. ●

Graphique n° 6

LCOE des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique en injection partielle (en € HT/MWh)¹

Source : étude « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », Ademe, 2022.

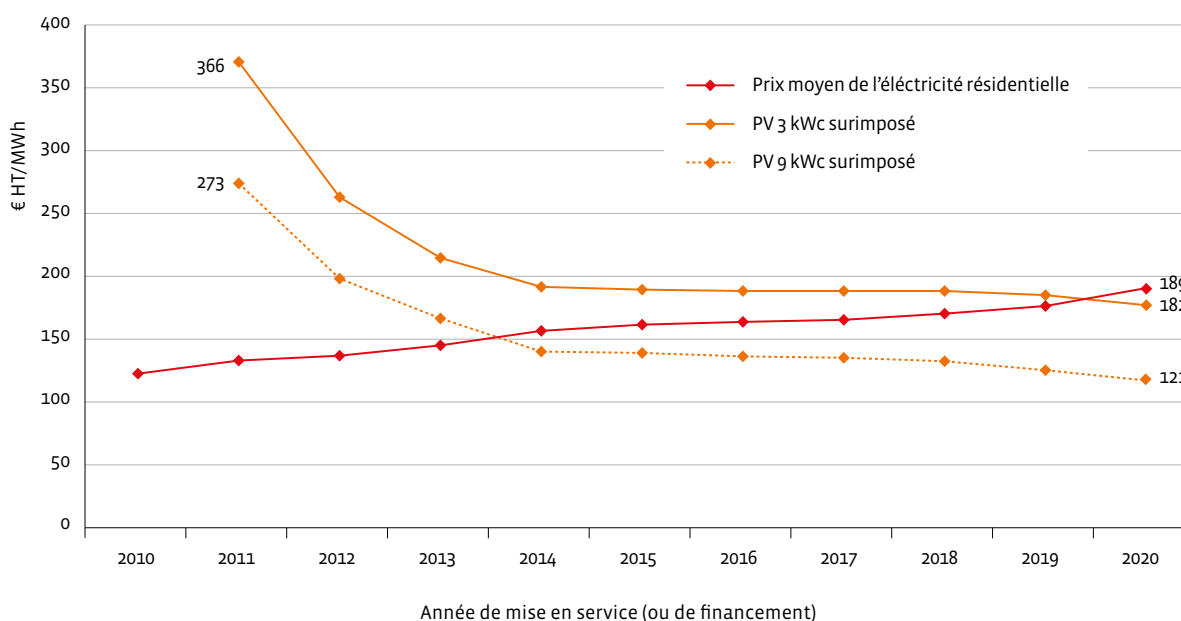


1. Les coûts de raccordement ne sont pas inclus.

Graphique n° 7

Évolution LCOE des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique en injection partielle en régions Centre et Sud-Ouest (en € TTC/MWh)

Source : étude « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », Ademe, 2022.

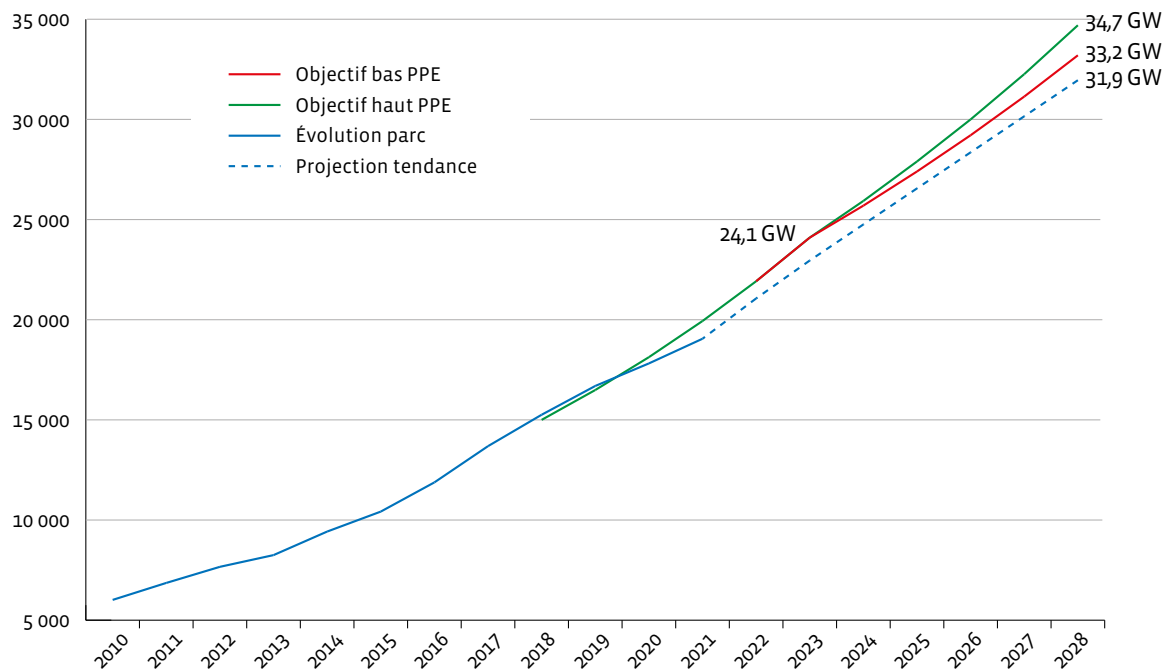


Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

PROJECTION DE LA TENDANCE DE PROGRESSION DU PARC ÉOLIEN ET OBJECTIFS DE LA PPE

Source : Observ'ER, 2023.

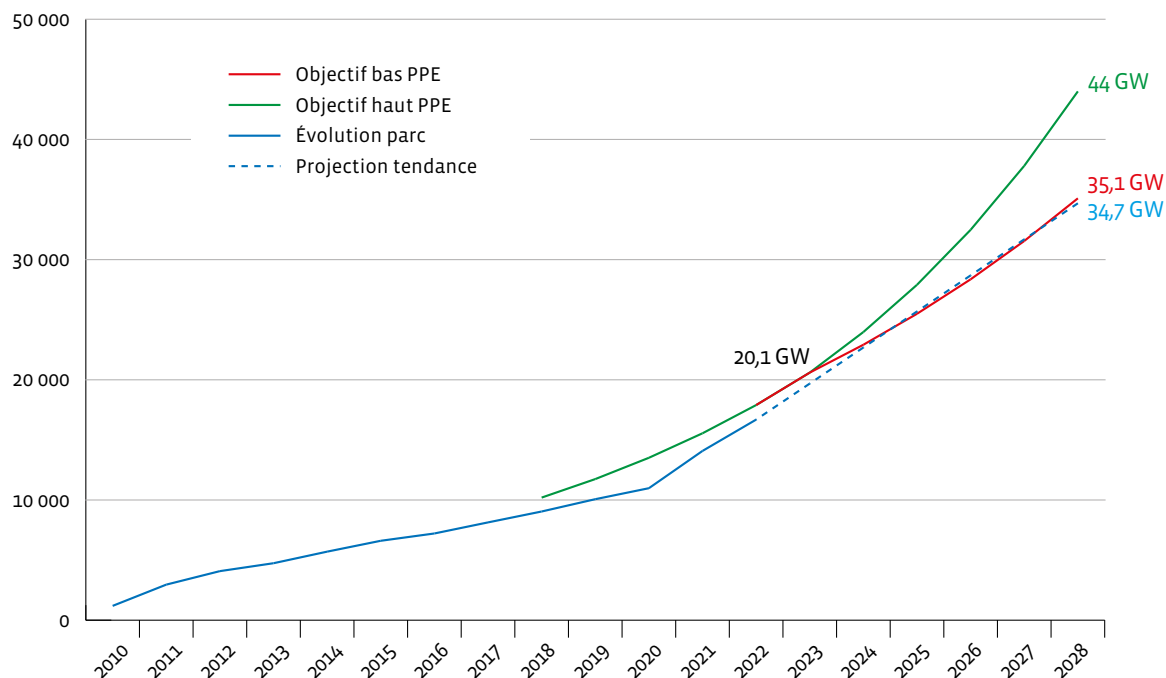


Pour la filière éolienne, le léger redressement de la dynamique observé depuis 2022 permet à la filière de se rapprocher de ses objectifs mais sans toutefois les atteindre. À fin 2023, l'objectif de 24,1 GW sera raté de

1 à 1,5 GW. À 2028, le constat reste le même, sans un rythme de progression de 2 GW par an, le secteur ne pourra pas valider les puissances visées.

PROJECTION DE LA TENDANCE DE PROGRESSION DU PARC PHOTOVOLTAÏQUE ET OBJECTIFS DE LA PPE

Source : Observ'ER, 2023.



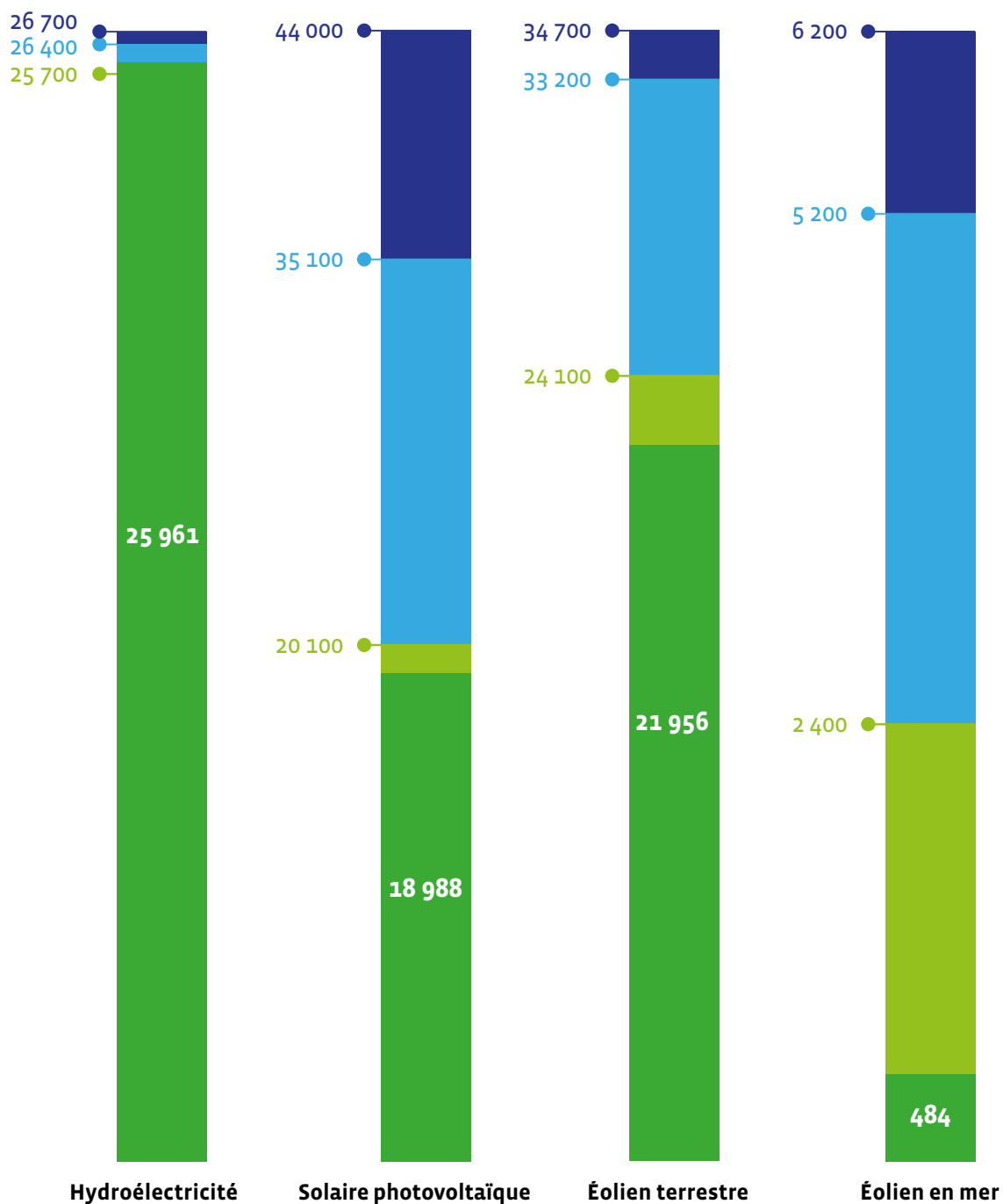
Pour la filière photovoltaïque, le rythme moyen observé jusqu'à 2020 laissait craindre des retards sur les objectifs de 2028 de l'ordre de 6 MW pour la fourchette basse et plus de 15 GW pour le niveau haut. Le relèvement observé en 2021 et confirmé

en 2022 a permis un rattrapage mais il ne remet pas totalement le secteur dans sa trajectoire. Dans cinq ans, c'est plus de 10 MW qui risquent de manquer par rapport à l'objectif haut. ●

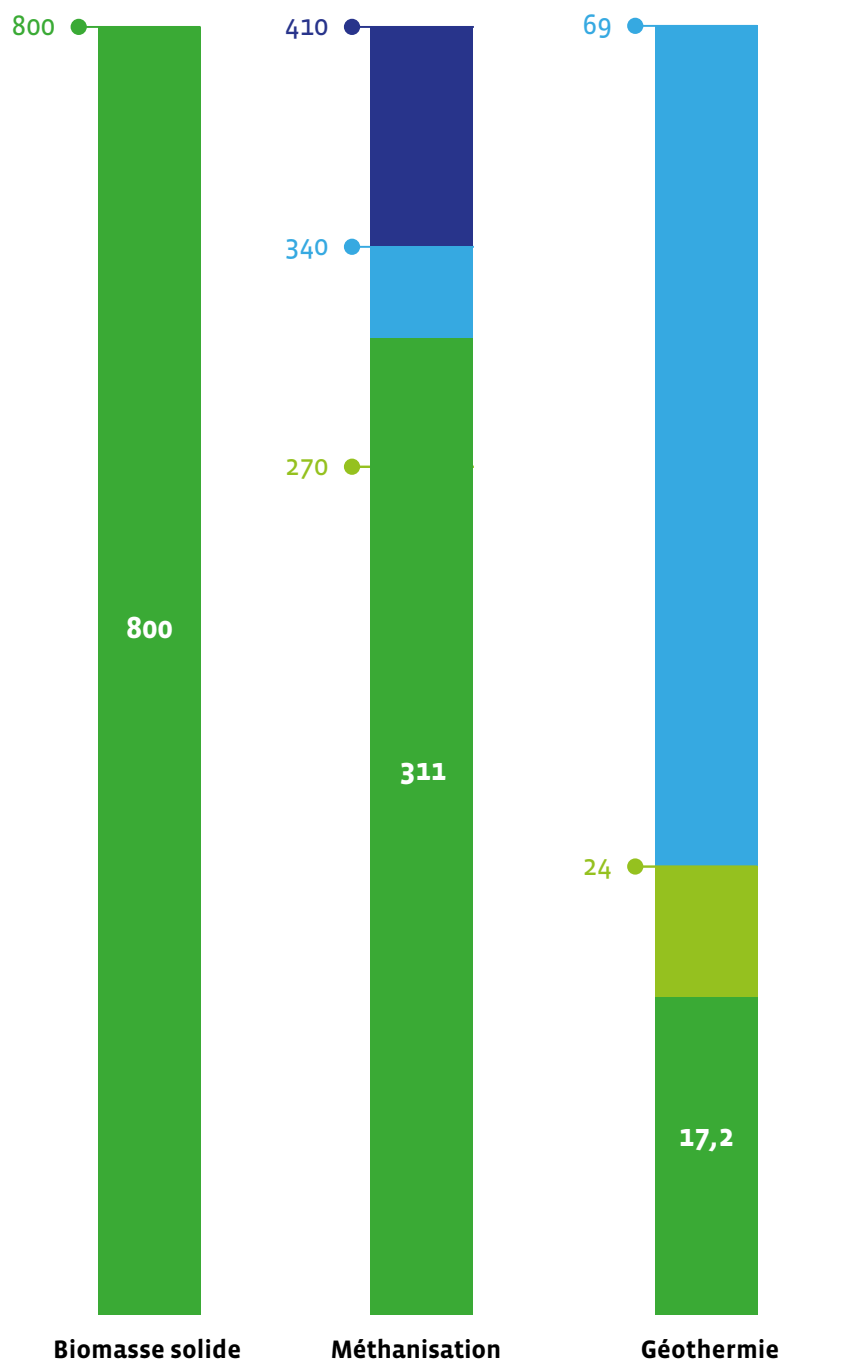
LES OBJECTIFS D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE POUR LA FRANCE EN 2028 SERONT-ILS ATTEINTS ?

Filière	Objectifs 2023	Situation actuelle	Analyses
Hydroélectricité	26,4 - 26,7 GW	26 GW fin sept. 2023	L'objectif est déjà atteint. La filière constituant un mportant outil de stockage de l'énergie, la PPE attend surtout qu'elle conserve ses capacités. Pourtant, un potentiel existe.
Éolien terrestre	33,2 - 34,7 GW	22 GW fin sept. 2023	L'objectif ne sera pas atteint avec la dynamique actuelle. La levée des obstacles administratifs, du desserrement de la contrainte spatiale et de l'acceptabilité des nouveaux projets sur l'ensemble du territoire grève trop la progression du secteur. Sans une croissance annuelle de 2 GW, les objectifs resteront hors d'atteinte.
Solaire photovoltaïque	35,1 - 44 GW	19 GW fin sept. 2023	La filière est sur la trajectoire de l'objectif bas. La hausse du rythme de croissance depuis 2021 a donné une nouvelle dynamique au secteur et l'atteinte du seuil de 35,1 GW est possible. Il faudra toutefois conserver un rythme minimum de 3 GW par an pour ne pas décrocher de cette trajectoire.
Biomasse solide	800 MW	836 MW fin 2023	L'objectif est déjà atteint. L'État attend désormais le secteur de la biomasse solide surtout sur de la production de chaleur.
Méthanisation	340 - 410 MW	311 MW fin sept. 2023	L'objectif sera atteint car il n'était pas très ambitieux. La montée en puissance de la biométhanisation au détriment de la valorisation électrique est une contrainte de la filière.
Énergies marines	Éolien posé en mer ou flottant 5,2 - 6,2 GW	484 MW fin 2023	L'objectif ne sera pas atteint. La France compte ses premiers parcs en mer mais le secteur a pris trop de retard. L'enjeu est désormais de respecter le rythme des appels d'offres futurs.
Géothermie	69 MW	17,2 MW fin 2023	L'objectif ne sera pas atteint. Comme pour la biomasse solide, l'État attend désormais le secteur de la géothermie surtout sur de la production de chaleur.

LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (EN MW)



LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (EN MW)



■ Capacité installée au 30 septembre 2023

● Objectif 2023

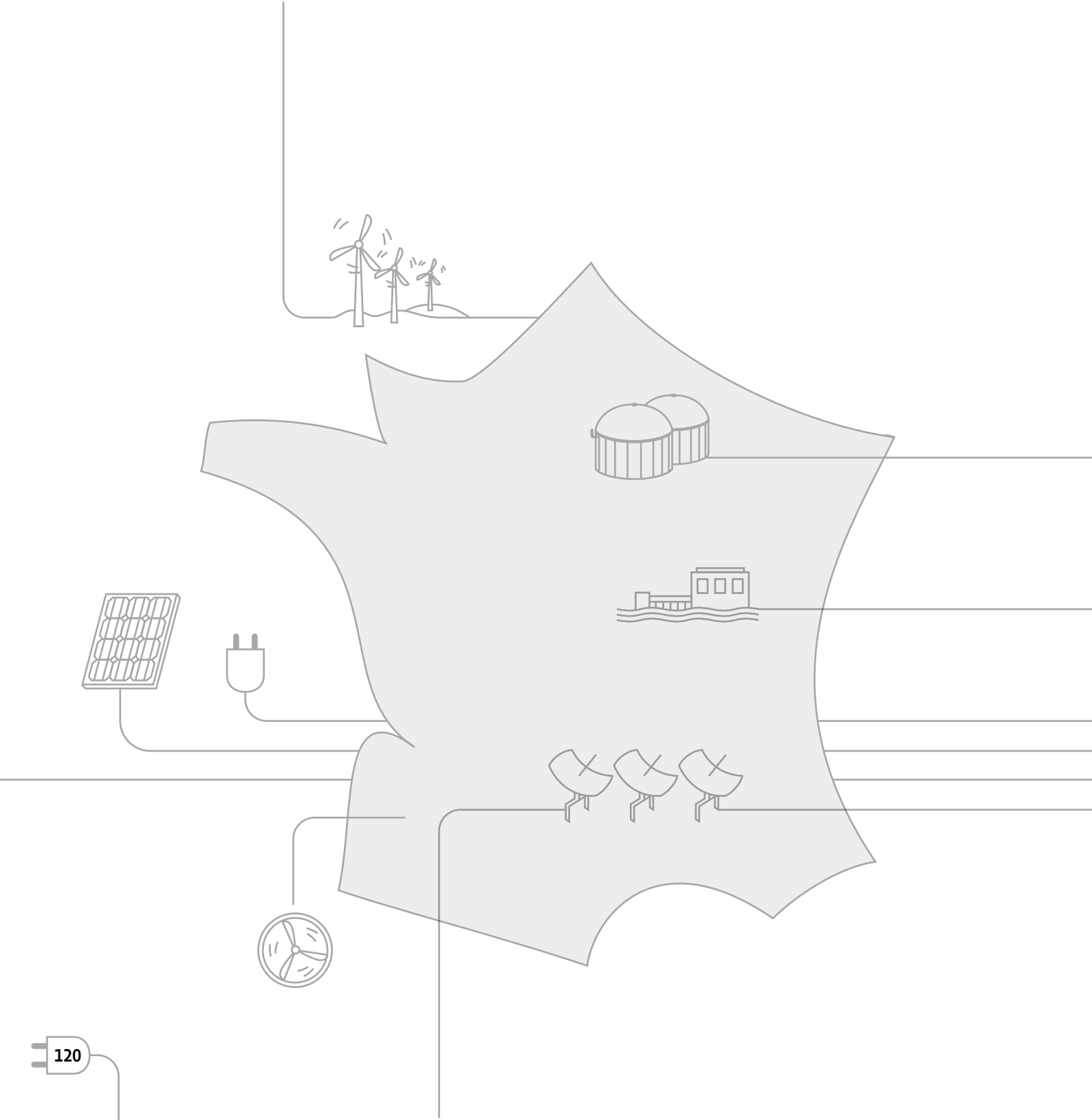
● Objectif 2028 (bas)

● Objectif 2028 (haut)

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Retour
au sommaire



LE DOSSIER DU BAROMÈTRE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France



Centrale solaire sur toiture en autoconsommation sur le campus de l'université de Grenoble. Installée sur le bâtiment GrEn-ER, elle abrite une école d'ingénieurs et un laboratoire de recherche.

Pierre Jayet

Encore très confidentielle il y a cinq ans, l'autoconsommation collective se fraye désormais un chemin dans le paysage énergétique français. Grâce aux atouts de cette approche, les opérations se multiplient dans les territoires et le profil des acteurs engagés se diversifie. Présentation d'un nouveau mode de production et de consommation de l'énergie dans notre société.

121

L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE : UN NOUVEL HORIZON ÉNERGÉTIQUE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

300 % de croissance en deux ans ! 130 % de mieux en 2023. Ces chiffres impressionnants, qui feraient envie à n'importe quel domaine d'activité, sont ceux du développement des opérations d'autoconsommations collectives (ACC) en France. Alors qu'en 2018, seules huit opérations étaient recensées dans le pays, Enedis comptabilisait sur son site 259 opérations à fin septembre 2023 pour un total 18 MW de puissance auxquelles s'ajoutent plus de 400 projets en

cours de développement. Quasiment toutes les régions métropolitaines ont vu l'apparition de ces projets proposant une nouvelle approche de la consommation d'énergie et seule la Corse n'a pas encore débloqué son compteur. Au passage, il est intéressant de noter que deux des trois premières régions en la matière sont parmi les moins ensoleillées de France : les Hauts-de-France (première du classement) et Grand Est (troisième).



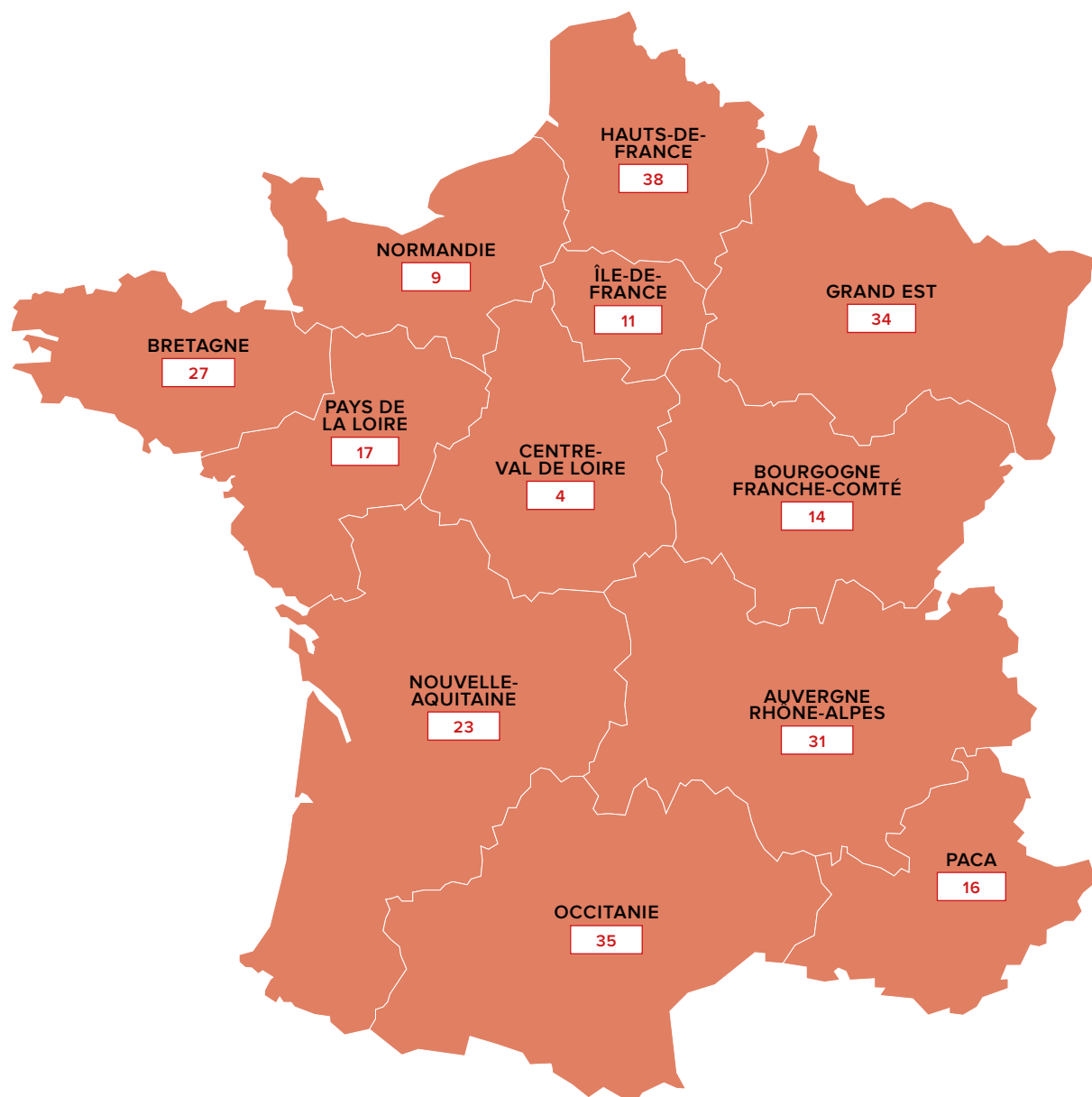
*Projet d'autoconsommation
du groupe scolaire du Petit-Lac à Cabriès,
dans les Bouches-du-Rhône.*

Thierry Petitlot

Carte n° 1

Répartition des opérations actives d'autoconsommation collective au 30 septembre 2023

Source : Enerdis.



259 Opérations actives en France

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

DE QUOI PARLE-T-ON EXACTEMENT ?

Bien qu'en plein développement, les opérations d'autoconsommation collective sont encore peu connues en France, aussi il n'est pas inutile de s'arrêter un instant pour bien les définir notamment en comparaison de l'autoconsommation individuelle photovoltaïque. Depuis trois ans, ce dernier mode de valorisation est plébiscité par les Français. Neuf opérations sur dix réalisées en 2023 dans le résidentiel individuel ont relevé de cette approche où producteur et consommateur sont une unique personne physique ou morale. Le schéma type est celui de particuliers consommant directement l'électricité solaire issue des modules solaires posés sur

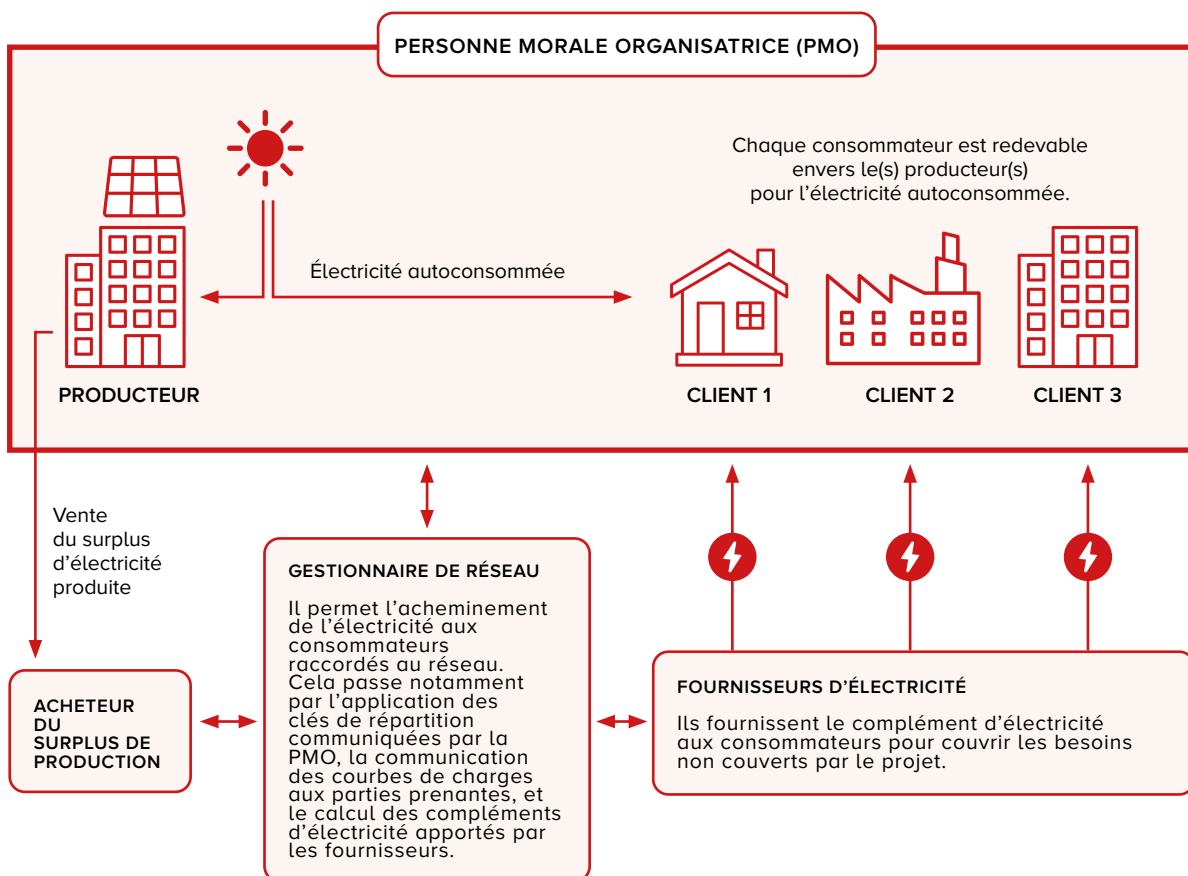
le toit de leur maison avec l'objectif de faire correspondre au maximum périodes de production et de consommation pour réduire leur facture d'électricité. Dans le cas de l'autoconsommation collective, l'approche est similaire avec toutefois la dimension territoriale en plus.

L'autoconsommation collective consiste à créer une boucle locale de l'énergie autour de plusieurs producteurs et consommateurs d'électricité solaire situés dans un même bâtiment ou dans un périmètre réduit. Le principe est simple : permettre à un ou plusieurs producteurs de commercialiser leur production d'énergie directement à un ou

Schéma n° 1

Principe d'organisation d'une opération en autoconsommation collective

Source : Observ'ER



Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

plusieurs clients voisins. Selon la loi, il faut qu'il y ait au minimum deux parties : un producteur et un consommateur. Le producteur peut aussi bien être un professionnel spécialisé dans le domaine qu'une entreprise ou un particulier souhaitant vendre la totalité ou le surplus de sa propre production d'électricité. Ensuite, des fournisseurs habituels interviennent pour compléter le besoin en électricité des consommateurs et racheter l'éventuel surplus de production locale issue de l'opération collective. Si potentiellement le concept d'autoconsommation collective est ouvert à toutes les filières et toutes les valorisations (électrique, thermique, voire d'hydrogène), ce sont les réalisations photovoltaïques qui représentent la quasi-totalité des projets actuellement en exploitation en France.

UN MODÈLE TRÈS ENCADRÉ PAR LA LOI

En France, l'autoconsommation solaire collective est récente et reste très encadrée par la loi. C'est en 2015 que cette notion va acquérir un premier cadre légal à travers la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte. En 2017, la loi n° 2017-227 du 24 février et le décret d'application n° 2017-676 du 28 avril vont préciser des critères techniques sur le réseau de connexion et la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019 (loi Pacte) va introduire une expérimentation pour cinq ans sur un « critère de proximité géographique ». Techniquement, les points d'injection et de soutirage sont situés sur le réseau basse tension et les participants doivent être proches géographiquement. La distance maximale entre un consommateur et un producteur peut atteindre 20 km en zone rurale (sous réserve de dérogation ministérielle), 10 km en zone périurbaine et

2 km en zone urbaine. Quant à la puissance maximale, un projet ne peut excéder 3 MW. Les textes ont également introduit une nouvelle entité dont le rôle va être central : la personne morale organisatrice (PMO). Sa fonction va être de définir les clés de répartition de la production entre les différents producteurs et consommateurs. Elle joue également le rôle d'interlocuteur unique auprès du gestionnaire de réseau de distribution. Il n'y a pas de forme juridique imposée pour la PMO. Il peut s'agir d'une structure déjà existante qui va jouer ce rôle (collectivité, bailleur social, coopérative, etc.) ou bien ad hoc, créée spécifiquement dans ce but (association, société, etc.).

Les avantages sont nombreux : en premier lieu, c'est un moyen de se prémunir contre les hausses futures du prix de l'électricité. Les consommateurs de tous types s'approprient l'autoconsommation collective comme un bouclier de résilience économique. Elle permet également aux acteurs qui ne peuvent pas disposer de leur propre installation photovoltaïque d'accéder à une énergie propre, locale et durable. De plus, l'approche collective permet à des acteurs d'investir dans les énergies renouvelables à coûts réduits. Les frais d'investissement et de maintenance de l'installation photovoltaïque sont partagés entre tous les adhérents du projet. Enfin, ces opérations reposent sur un modèle inclusif qui rassemble autour de valeurs communes et participent au dynamisme local. Ces projets véhiculent des messages forts d'engagement dans la transition énergétique et les énergies renouvelables, malgré des moyens qui peuvent être limités.

L'État a mis en place plusieurs dispositifs de soutien financier. D'une part, une prime à l'investissement pour l'achat de panneaux

L'importance du choix des clés

De par son rôle de gestionnaire du réseau de distribution, Enedis est au plus près des opérations sur le terrain. Il gère les opérations au quotidien en relevant les courbes de consommation et de production des participants à une boucle locale d'électricité, en calculant la part de la production à affecter à chacun et en communiquant les kWh ainsi répartis aux fournisseurs d'électricité afin qu'ils les déduisent de la facturation de leurs clients. L'un des aspects de cette gestion concerne l'application de la clé de répartition choisie au préalable par la PMO (personne morale organisatrice). Cette clé définit le partage de production électrique entre les participants d'une opération d'autoconsommation collective. À fin août 2023, la clé de répartition « dynamique par défaut », solution pour laquelle Enedis calcule et attribue à chaque participant une partie de la production locale au prorata de sa consommation, était largement la plus utilisée car elle représentait plus de 80 % des opérations en fonctionnement en France. Toutefois, d'autres clés de répartition sont proposées :

- la formule « statique » où la répartition de la production entre les consommateurs est fixe tout au long de l'année ;*
- la formule « dynamique simple » où la production affectée à chaque consommateur peut varier d'une période à l'autre mais les valeurs des coefficients de répartition sont identiques pour tous les producteurs de l'opération.*

Depuis juin 2023, une quatrième formule est apparue : la « full dynamique ». Ici les coefficients de répartition de la production sont variables par couple producteur/consommateur. Enedis a développé cette nouvelle clé de répartition, plus précise et personnalisable, pour accompagner au mieux tous les modèles d'autoconsommation collective, y compris les plus complexes avec des producteurs dans différentes filières ou ayant des politiques de vente distinctes. Chaque PMO peut ainsi choisir, après accord des participants, le mode de répartition adéquat pour l'opération.

photovoltaïques, calculée selon la puissance d'installation et versée tous les ans pendant les cinq premières années de l'opération. Ensuite, l'obligation d'achat, qui permet aux producteurs de vendre à un acheteur agréé l'électricité qui n'a pas été consommée par les participants, se fait à un prix fixé par la loi et garanti pendant vingt ans. Enfin, des appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour les projets à grande échelle sont régulièrement organisés. Ils permettent d'obtenir une subvention au mégawattheure produit

et consommé pendant dix ans, calculée en fonction de la production réelle de l'installation. En 2023, la loi d'accélération sur les énergies renouvelables a supprimé l'obligation pour les collectivités de constituer une régie pour des opérations d'ACC et facilité les concessions et le recours à des tiers investisseurs pour monter des opérations. Par ailleurs, les opérations d'autoconsommation collective ont été étendues au gaz et à l'hydrogène renouvelables même si dans les faits ce type de projet est très rare.

UNE FLEXIBILITÉ QUI SÉDUIT

De par la variété des profils qui peuvent s'investir dans des opérations d'autoconsommation collective, le modèle s'avère être très flexible pour pouvoir proposer des solutions à différents projets. Le cas le plus rencontré aujourd'hui en France relève d'opérations patrimoniales où le périmètre de consommation de l'opération concerne un parc de bâtiments appartenant généralement à une collectivité locale. La production peut se faire sur le toit d'un bâtiment communal (école, mairie...) pour ses propres besoins et qui va vendre la part non consommée à des habitants ou des commerçants dans un périmètre proche. Un autre type de projet est celui d'opérations dans le secteur social où un bailleur social (comme un office HLM) développe une opération d'autoconsommation collective dans le but de couvrir les consommations des parties communes et de partager le surplus éventuel de production entre les locataires. Autre approche : les opérations commerciales. Aiguillonnées par les hausses annoncées du prix de l'électricité, les PME, grandes entreprises, collectivités locales ou simples consommateurs sont de plus en plus nombreux à envisager la participation à des actions d'autoconsommation collectives destinées à maîtriser leur facture. Les opérations dans des zones d'activité économiques (ZAE) sont notamment en pleine croissance car elles réunissent plusieurs critères clés de réussites : la disposition de très grandes surfaces en toiture et la concentration de nombreuses entreprises qui peuvent avoir des profils de consommations complémentaires. Une dernière forme peut émaner de l'écosystème des projets citoyens. Le projet Pousse-Pisse dans le Tarn est un très bon exemple de

cette approche (voir encadré). Aujourd'hui, la grande majorité des opérations sont de type « étendu », c'est-à-dire qu'elles regroupent des participants situés dans des bâtiments et des sites distincts. Leurs tailles restent limitées puisque dans 65 % des cas dix participants ou moins sont concernés.

Malgré cette flexibilité, le montage des projets ACC reste souvent une opération délicate où les étapes clés doivent être soigneusement préparées. Au départ il y a souvent de la pédagogie à faire auprès des futurs consommateurs pour leur expliquer le schéma de fonctionnement et l'intérêt de telles opérations. Cette phase est d'autant plus ardue que les profils des consommateurs attendus dans le projet sont différents. Les multiples dimensions de l'autoconsommation collective qui peuvent être à la fois énergétiques, économiques, voire sociales sont autant d'aspects qui doivent être abordés sous un angle différent que lorsqu'on contracte un simple contrat avec un fournisseur d'énergie. Il y a ensuite l'aspect tarification. Quasiment tous les projets d'autoconsommation ont pour but de réduire les factures de consommation d'électricité pour les uns et de bonifier l'exploitation de site de production d'énergie pour les autres. Il faut donc que chacun s'y retrouve et l'équilibre est souvent délicat à trouver, d'autant plus qu'il doit s'inscrire dans le temps. Si dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, le producteur n'est pas considéré comme un fournisseur classique et n'est ainsi pas soumis à l'ensemble des obligations liées à la fourniture d'électricité, la vente d'électricité qu'il propose aux consommateurs reste néanmoins soumise à des prélèvements

Pousse-Pisse ou l'autoconsommation collective citoyenne

Mise en service en mars 2022 par la coopérative d'énergie citoyenne Enercoop Midi-Pyrénées, la centrale solaire de Pousse-Pisse est, en France, la première installation au sol à faire l'objet d'une opération d'autoconsommation collective. La coopérative avait déjà réalisé une première opération de ce type en France, liée à une installation de 36 kW posée en toiture d'un magasin de l'Aveyron, ce qui lui a permis d'expérimenter l'ensemble de la chaîne de valeur. Avec Pousse-Pisse et ses 250 kW de puissance, la coopérative a entrepris de réitérer l'expérience à plus grande échelle. Le projet bénéficie de quatre autoconsommateurs, tous sociétaires d'Enercoop Midi-Pyrénées et situés à moins de 2 km du parc, et qui absorbent 95 % des 330 MWh/an d'électricité produite. Le surplus est vendu au fournisseur d'électricité verte Enercoop (auquel est fédérée la coopérative). Quand la centrale ne peut pas assurer les besoins, le régime classique prend le relais. Au final, les usagers payent deux factures d'électricité, mais s'y retrouvent : fixé en fonction du coût de l'outil de production, le prix du kWh autoconsommé s'affranchit de la volatilité du marché. De plus, il y a une réelle boucle locale avec l'implication des acteurs du territoire tout au long du projet, le regroupement du producteur et des consommateurs, le rapprochement de la source d'approvisionnement et des usages et, au final, une sensibilisation au fonctionnement du système qui constitue une étape de plus dans la réappropriation citoyenne de la question énergétique. Forte de 4 000 sociétaires et 11 salariés, Enercoop Midi-Pyrénées possède les moyens pour mettre en place de telles expérimentations, mais tel n'est pas le cas de la grande majorité des petits collectifs citoyens. Dans le Lot, la coopérative CéléWatt a inauguré deux centrales similaires à celle de Pousse-Pisse – 250 kW au sol – dont l'entière production est revendue à Enercoop. Même si la valorisation est différente que dans le cas de Pousse-Pisse, les opérations de CéléWatt cochent toutes les cases de l'approche citoyenne : une consommation de facto destinée aux usagers les plus proches, une dynamique locale bien ancrée et un schéma économique s'affranchissant des aides publiques, grâce au contrat passé avec Enercoop.

(taxes et Turpe¹). Avant 2022 et les fortes hausses des prix de l'électricité, la plupart des opérations d'ACC devaient chercher des aides locales pour pouvoir proposer des tarifs inférieurs à ceux des fournisseurs classiques. L'équation était d'autant plus difficile que ces aides n'étaient pas cumulables avec l'obligation d'achat ou le complément de rémunération dont pouvaient bénéficier les installations pour la revente du surplus. En revanche, depuis 2022, les

opérations collectives sont devenues financièrement plus intéressantes mais le calcul des prix de vente de l'énergie reste un exercice délicat. Dernier exemple d'étape sensible à organiser, celle de la gouvernance de la future boucle énergétique et l'anticipation de tous les cas de figure qui pourront se poser

¹. Tarifs d'utilisation des réseaux électriques.

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

lors de son exploitation. Que faire en cas de déménagement d'un de consommateurs, comment régler les cas d'impayés, quelle règle pour une révision périodique des tarifs ? Tous ces points doivent être cadrés dès le départ pour éviter des problèmes de gestion par la suite.

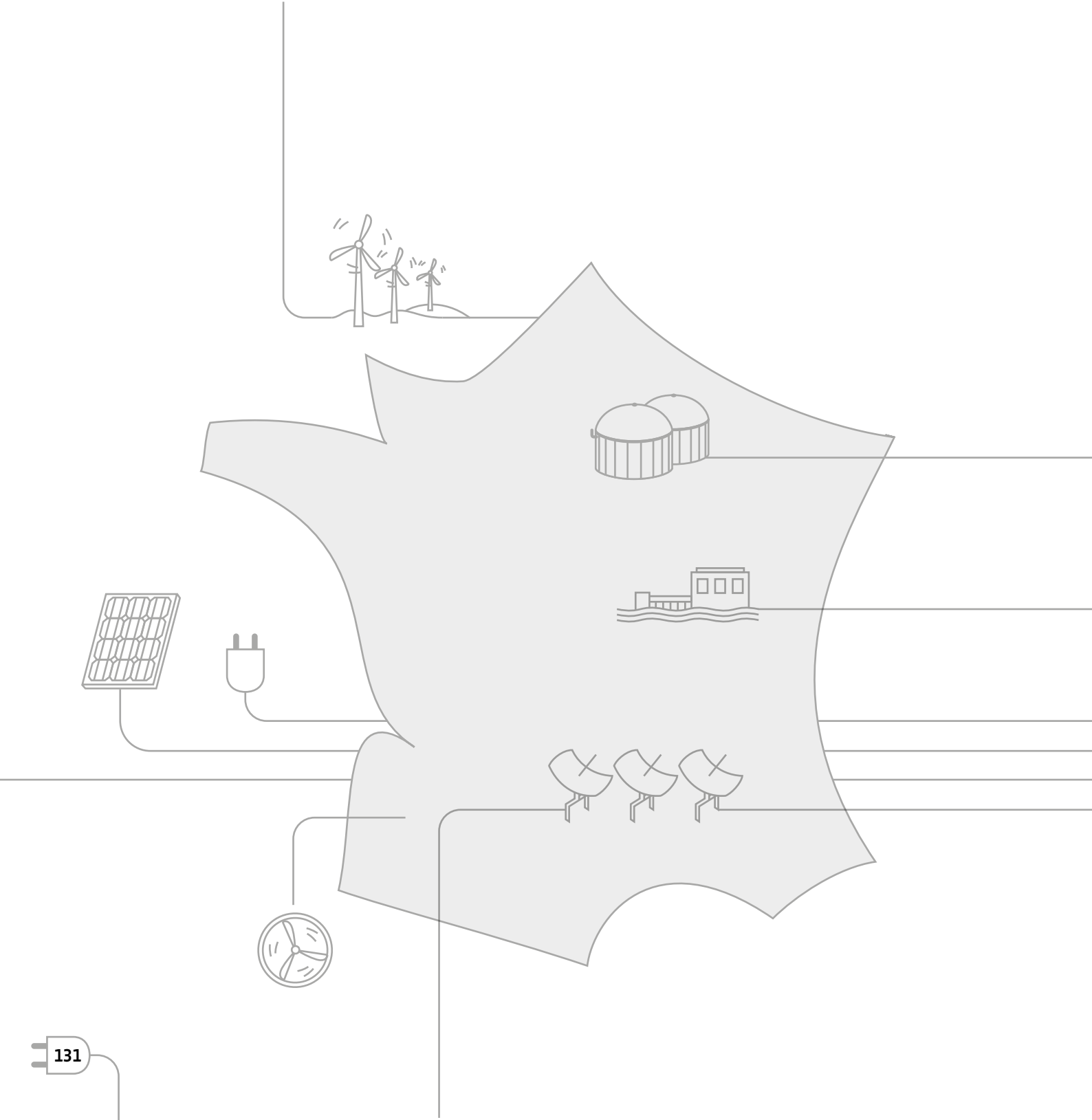
DE NOUVEAUX HORIZONS POUR L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

Si les collectivités et les organismes HLM ont développé la majeure partie des projets en ACC jusqu'ici en France, les opérations portées par des entreprises représentent l'un des relais de croissance les plus prometteurs pour le futur. Le critère de 2 km de distance entre producteurs et consommateurs en zone urbaine s'adapte tout à fait aux zones d'activité économique (ZAE) où se concentrent une multitude d'entreprises offrant de vastes surfaces de toiture et de parking comme autant de territoires à explorer. L'une des premières expériences françaises en la matière a été portée par Everwatt, producteur d'énergies renouvelables décentralisées, qui a développé à Saint-Martin-d'Hères (Isère) une boucle d'énergie locale B to B (business to business). Sept centrales solaires développant entre 30 et 740 kW de puissance vendent leur production à 28 entités (entreprises, commerces ainsi que deux bailleurs sociaux) localisés à proximité. C'est au total 3 GW de puissance qui couvrent 12 % des besoins électriques des consommateurs avec un tarif de vente réduit de 10 % par rapport à ce qu'ils payaient en 2021 (prix garanti pendant vingt ans). Ce type d'opération va sans doute être amené à rapidement se multiplier en France puisque, selon les calculs d'Everwatt, il existerait dans l'Hexagone 24 000 ZAE dont 2 000 ayant une taille

suffisante pour installer 3 MW. En Occitanie, l'initiative baptisée Agorasun creuse le même sillon. Piloté localement par l'Agence régionale énergie climat (Arec) Occitanie, Perpignan Méditerranée Métropole et le bureau d'études Tecsol, le projet va mettre en place une boucle locale d'énergie photovoltaïque à partir de 500 kW de panneaux en ombrières. L'énergie produite va permettre de couvrir entre 30 et 40 % des besoins d'une cinquantaine d'entreprises des secteurs tertiaire et agroalimentaire implantées dans les zones d'activité économique Agrosud et Tecnosud.

Plus inattendu, un autre horizon d'expansion de l'autoconsommation collective est celui des territoires ruraux. Loin de la densité des espaces urbains ou périurbains, les projets en ACC peuvent également jouer leur carte. Depuis début 2023, en fonction du degré de ruralité Insee des communes (et sous condition de l'obtention d'une dérogation ministérielle), la distance entre producteur et consommateur pour une opération d'ACC peut être portée au maximum à 20 km. Ce changement de paradigme ouvre des champs significatifs en termes géographiques mais également de technologies car de cette façon des opérations d'autoconsommation issues de parcs éoliens ou d'énergie biogaz deviennent possibles. En la matière, un intéressant projet est en cours de développement au sein de la communauté de communes des Landes d'Armagnac (CCLA) qui regroupe 27 communes sur environ 50 km dans le département des Landes. Dans un souhait d'autonomie de ses choix énergétiques, le territoire porte un projet de création de six parcs photovoltaïques d'une puissance d'une dizaine de MW chacun. L'originalité vient du fait que la communauté de communes a voulu que l'ensemble de

sa population puisse s'approprier le projet et pour cela il a été décidé que dans chacun des six futurs parcs, une partie de la puissance soit dédiée à une boucle d'énergie locale destinée à alimenter les particuliers localisés dans un rayon de 20 km. Ainsi, la CCLA, associée à la SEM Enerlandes, au développeur Incidences et au groupe Total-Energies Renouvelables, a judicieusement choisi les six terrains d'implantation des futurs sites de manière à ce que la juxtaposition des boucles locales de 20 km chacune permettent de quadriller l'ensemble de la population du territoire et qu'ainsi une offre compétitive en autoconsommation collective puisse lui être faite. Cet ambitieux projet est actuellement encore au stade des demandes de permis et les actions de communication et de pédagogie qui devront l'accompagner pour expliquer sa dimension d'autoconsommation collective mobiliseront une bonne part de l'énergie des équipes. ●



131

PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Tableau n° 1

Puissances régionales électriques renouvelables en 2022 (en MW)

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

	Hydrau- lique	Éolien terrestre et en mer	PV	Biomasse solide et déchets	Biogaz	Énergies marines	Géo- thermie	Total
Auvergne Rhône-Alpes	11 834	697	1 892	167	42	0,3	0	14 633
Bourgogne Franche-Comté	524	1 028	638	49	27	0	0	2 266
Bretagne	35	1 290	421	45	38	247,0	0	2 076
Centre - Val de Loire	93	1 599	814	72	19	0	0	2 597
Corse	222	18	220	0	2	0	0	462
Grand Est	2 308	4 550	1 150	143	84	0	1,7	8 237
Hauts-de-France	6	6 027	452	137	55	0	0	6 676
Île-de-France	20	146	263	242	78	0	0	748
Normandie	31	987	271	107	42	0	0	1 438
Nouvelle-Aquitaine	1 786	1 612	3 945	294	53	0	0	7 690
Occitanie	5 505	1 636	3 210	138	37	0	0	10 526
Pays de la Loire	10	1 731	944	35	45	0	0	2 765
Paca	3 271	97	1 976	317	38	0	0	5 698
France métropolitaine	25 644	21 416	16 197	1 746	560	247,3	1,7	65 812
Guadeloupe	11	52	90	33,7	4	0	15,5	206
Guyane	119	0	55	7	0	0	0	181
La Réunion	134	15	233	245	9	0	0	636
Martinique	0	14	83	36	1	0	0	134
Mayotte	0	0	30	0	1	0	0	31
Total Drom	264	80	491	321	15	0	15,5	1 187
Total France	25 908	21 496	16 688	2 067	575	247,3	17,2	66 999

Tableau n° 2

Puissances régionales électriques renouvelables à fin septembre 2023 (en MW)

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

	Hydrau- lique	Éolien terrestre et en mer	PV	Biomasse solide et déchets	Biogaz	Énergies marines	Géo- thermie	Total
Auvergne Rhône-Alpes	11 842	697	2 217	166	43	0,3	0	14 966
Bourgogne Franche-Comté	525	1 147	771	47	28	0	0	2 518
Bretagne	35	1 306	523	43	40	247	0	2 194
Centre - Val de Loire	93	1 664	944	74	19	0	0	2 794
Corse	222	18	231	0,3	2	0	0	473
Grand Est	2 312	4 677	1 346	136	91	0	1,7	8 564
Hauts-de-France	6	6 343	548	136	58	0	0	7 090
Île-de-France	20	146	326	242	82	0	0	816
Normandie	31	1 027	323	105	43	0	0	1 530
Nouvelle-Aquitaine	1 789	1 794	4 376	310	56	0	0	8 326
Occitanie	5 540	1 663	3 517	137	37	0	0	10 894
Pays de la Loire	10	1 792	1 127	38	46	0	0	3 013
Paca	3 268	97	2 241	330	37	0	0	5 973
France métropolitaine	25 693	22 371	18 490	1 765	582	247,3	1,7	69 150
Guadeloupe	11	52	90	33,7	4	0	15,5	206
Guyane	119	0	55	7	0	0	0	181
La Réunion	139	15	239	245	9	0	0	646
Martinique	0	14	84	74	1	0	0	173
Mayotte	0	0	30	0	1	0	0	31
Total Drom	268	80	498	360	15	0	15,5	1 237
Total France	25 961	22 451	18 988	2 125	597	247,3	17,2	70 386

Sur les neuf premiers mois de 2023, l'ensemble du parc de production électrique renouvelable français a progressé de 3 387 MW. Un chiffre record pour la France qui s'explique en grande partie par la très bonne année réalisée par le secteur du

photovoltaïque (+ 2 300 MW). L'hydraulique reste la première filière de production d'électricité renouvelable avec 37 % de la puissance totale renouvelable mais l'écart avec l'éolien terrestre et en mer se réduit (32 %).

Tableau n° 3

Productions régionales électriques renouvelables en 2022 (en GWh)

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

	Hydrau- lique	Éolien terrestre et en mer	PV	Bioénergies	Énergies marines	Géo- thermie	Total
Auvergne Rhône-Alpes	21 464	1 443	2 042	762	0,0	0	25 710
Bourgogne Franche-Comté	756	2 006	674	381	0	0	3 816
Bretagne	592	2 034	381	401	491	0	3 899
Centre - Val de Loire	63	2 810	919	391	0	0	4 183
Corse	338	10	273	3	0	0	623
Grand Est	7 051	8 244	1 228	1 174	0	5,9	17 703
Hauts-de-France	13	10 827	463	743	0	0	12 045
Île-de-France	55	322	210	772	0	0	1 360
Normandie	107	1 849	269	638	0	0	2 863
Nouvelle-Aquitaine	3 106	2 937	4 700	1 409	0	0	12 152
Occitanie	8 430	3 121	3 783	609	0	0	15 943
Pays de la Loire	19	2 897	980	417	0	0	4 312
Paca	5 769	177	2 594	859	0	0	9 399
France métropolitaine	47 762	38 676	18 515	8 558	491	6	114 009
Guadeloupe	12	238	110	238	0	96,4	598,4
Guyane*	580	0	57	34	0	0	671
La Réunion	634	3	267	251	0	0	1 155
Martinique*	0	49	85	253	0	0	387
Mayotte*	0	0	21	0	0	0	21
Total Drom	1 227	290	540	775,6	0	96,4	2 832
Total France	48 989	38 966	19 055	9 334	491	102,3	116 841

* Chiffres de production 2021.

En 2022, la production électrique d'origine renouvelable a été de 116,8 TWh pour l'ensemble du territoire français. Ce chiffre est sensiblement inférieur à celui de 2021 (120,5 TWh) ou de 2020 (124,8 TWh). La différence se fait essentiellement sur le productible de la filière hydroélectrique. 2022 et 2021 ont été des mauvaises années concernant les

productions hydrauliques. L'éolien a également sous-performé en 2022 car, malgré un parc en progression de près de 14 %, la production n'a augmenté que de 5 %. 2023 sera différente au niveau de l'éolien puisque sur les neuf premiers mois de l'année, le productible était en progression de 30 % par rapport à la même période en 2022.

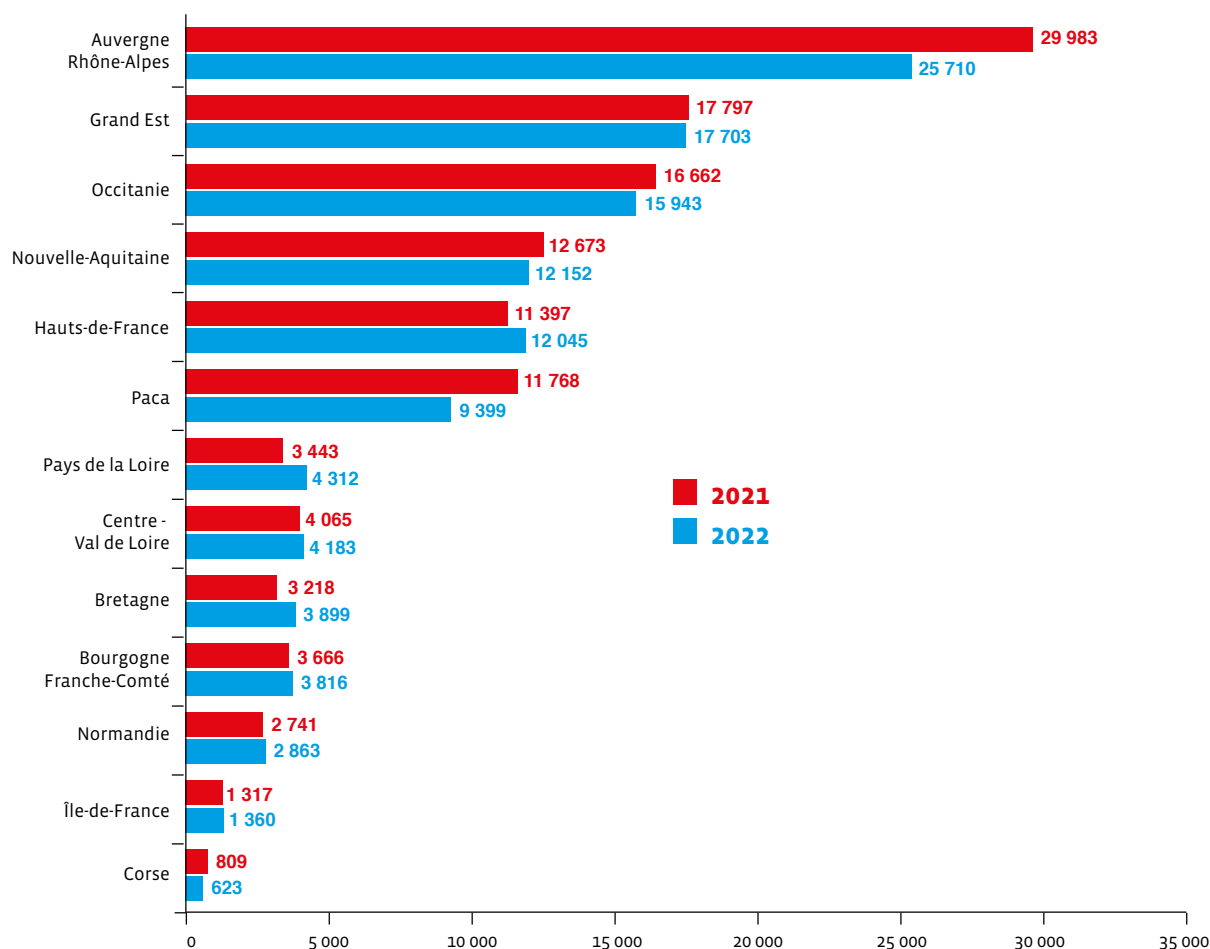
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Graphique n° 1

Classement des régions selon la production électrique renouvelable en 2021 et 2022 (en GWh)

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



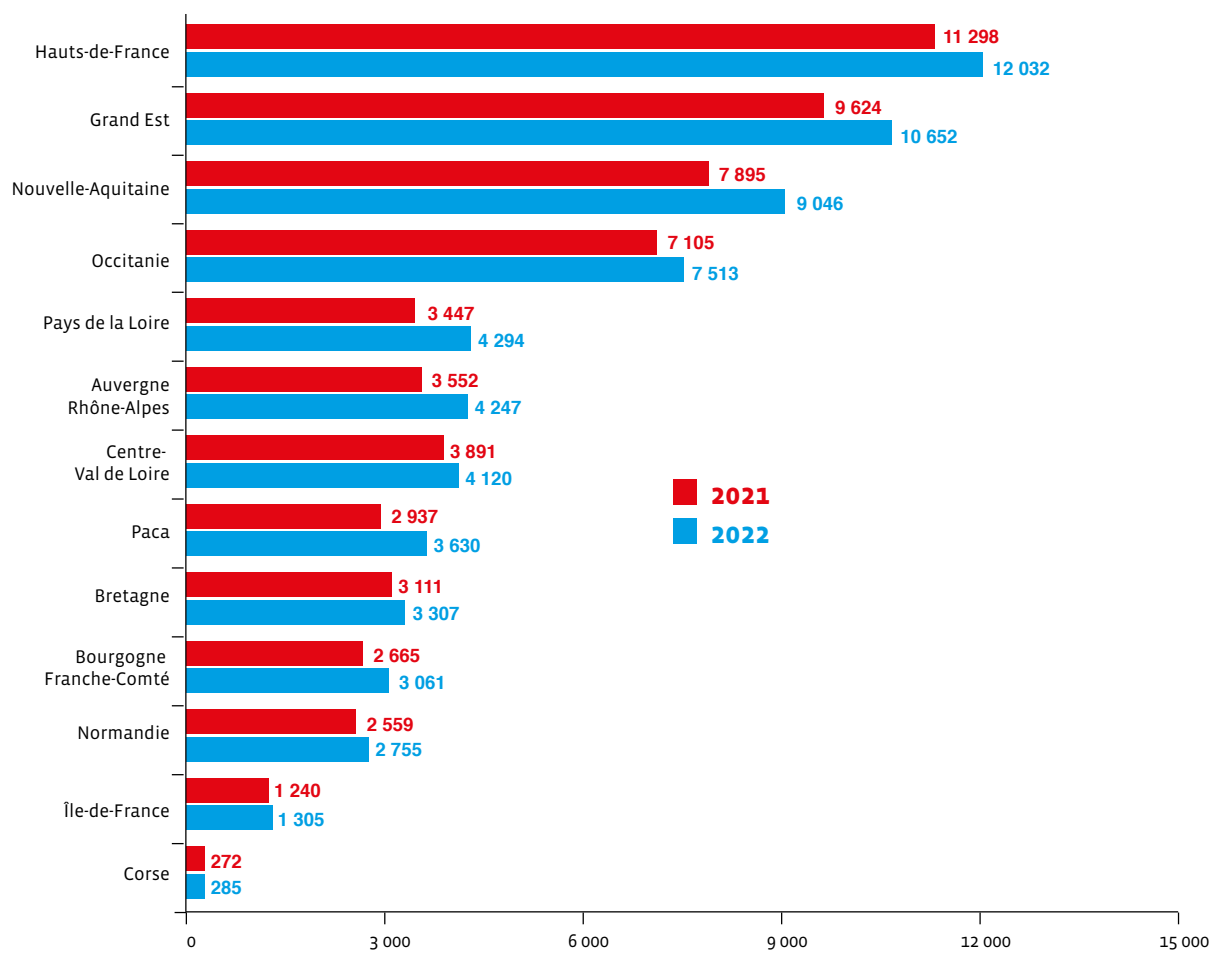
La première région métropolitaine en termes de production électrique renouvelable reste de loin Auvergne Rhône-Alpes (Aura). L'imposant parc de centrales hydro-électriques régional compose près de 84 % de la production de ce territoire. L'observation de ce classement montre également que les quatre premières régions ont eu

une production électrique moindre en 2022 qu'en 2021. Ce résultat s'observe surtout sur la région Aura. Le mauvais millésime 2022 en termes de productibles hydroélectriques et, dans une moindre mesure, d'éolien explique ce phénomène.

Graphique n° 2

Classement des régions selon la production électrique renouvelable pour les filières éolienne, photovoltaïque, biomasse et géothermie pour les années 2021 et 2022 (en GWh)

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



La filière hydroélectricité mise de côté, c'est la région Hauts-de-France qui arrive cette fois en tête de la production électrique renouvelable, portée en cela par son parc éolien. Cependant, le phénomène de baisse de facteur de charge de l'éolien en 2021 par rapport à 2020 est d'autant

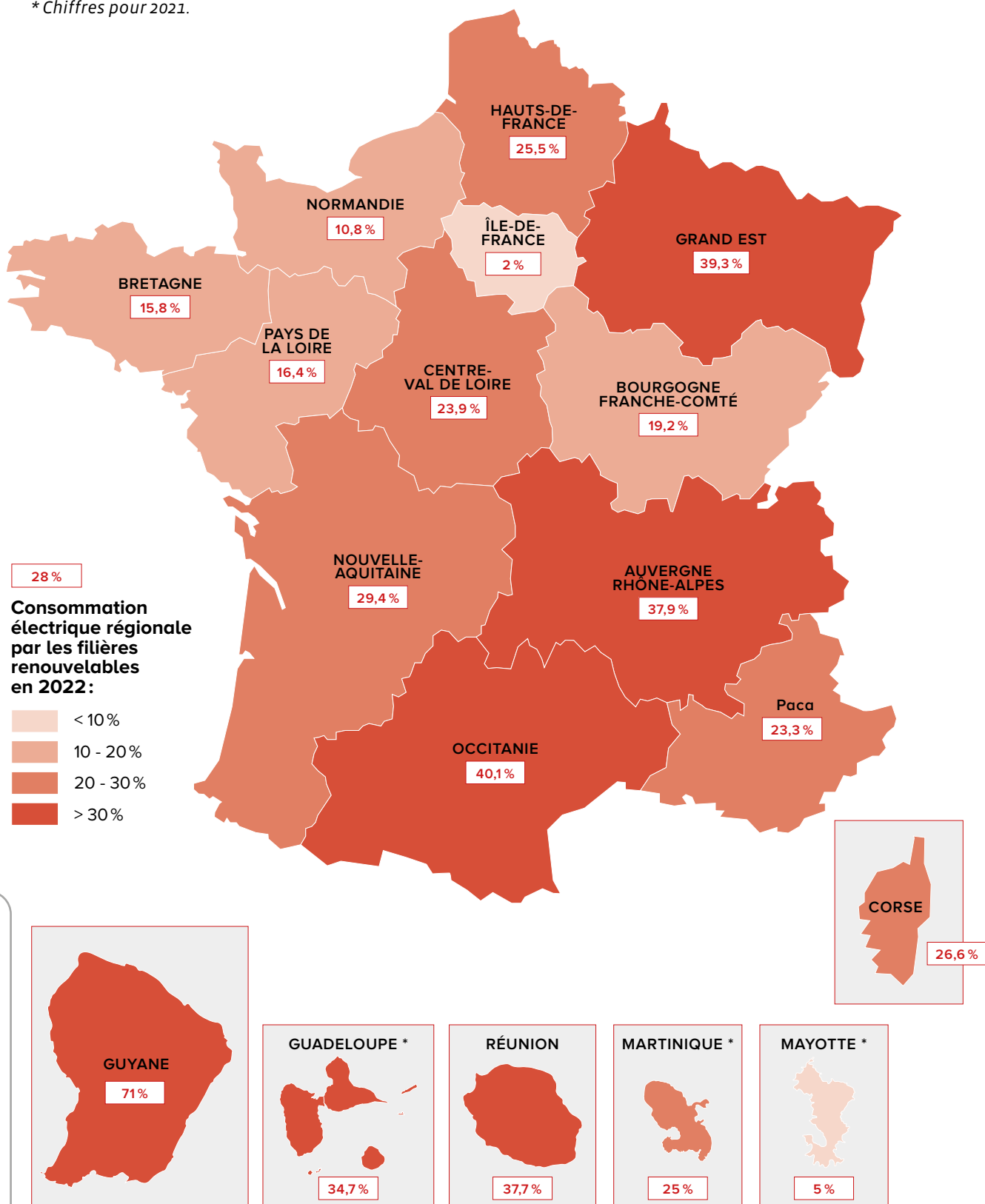
plus visible sur les deux régions phares du secteur (Hauts-de-France et Grand Est). Les régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Auvergne Rhône-Alpes et Paca sont les plus dynamiques dans le secteur du photovoltaïque et voient leur production progresser en 2021.

Carte n°1

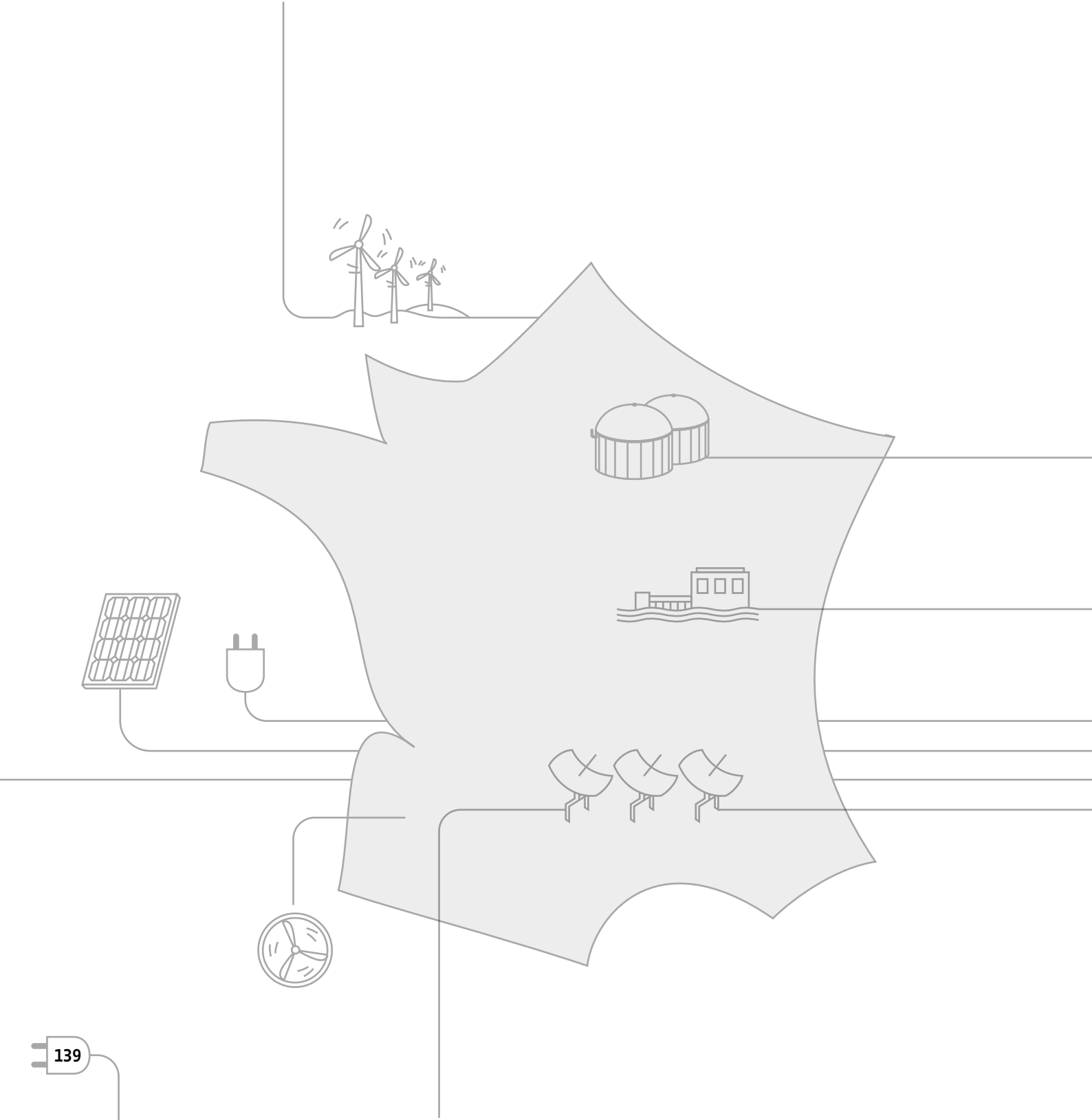
Couverture de la consommation électrique régionale par les filières renouvelables en 2022

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

* Chiffres pour 2021.



En 2022, la part des énergies renouvelable dans la consommation d'électricité du pays s'est élevée à 28 % en France. Un chiffre sensiblement supérieur à celui de 2021 (25 %). La meilleure autonomie est celle de la Guyane (71 %). En métropole, c'est la région Grand-Est qui présente le meilleur bilan avec 40,1 % de sa consommation électrique couverte par une production renouvelable. À l'autre bout de ce classement on trouve l'Île-de-France avec un taux de couverture de 2 %. ●



139

RÉGIONS À LA LOUPE

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

MÉTHODOLOGIE ET SOURCES

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

Capacité EnR électrique installée  Source : Sdes, Odré	Production EnR  Sources : RTE, Enedis et EDF SEI	Taux de couverture EnR de la consommation électrique  Sources : RTE, Enedis et EDF SEI	Puissance EnR raccordée 2010-2023  Source : Sdes, Odré
---	---	---	---

PUISSANCES ET PRODUCTION

Répartition du parc EnR électrique régional (en MW)



Source : Sdes, Odré.

Production électrique régionale des filières EnR (en GWh)



Source : Odré.

Note : La production électrique de la bioénergie rassemble les productions des filières biomasse solide, biogaz et incinération des déchets urbains.

OBJECTIFS ET GISEMENTS

Pour les régions métropolitaines

Sources : Sraddet

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.

 **Gisement hydraulique 2050**

 **Gisement éolien 2050**

 **Gisement PV au sol 2050**

 **Gisement PV sur toiture 2050**

Source :

Étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 », 2016.
Méthodologie décrite pages 11 et 12 de l'étude Ademe.

Note : Le terme « gisement » désigne le potentiel maximum installable d'une technologie. Le gisement hydraulique rassemble les filières : centrales au fil de l'eau, centrales de lacs et éclusées et stations de pompage-turbinage. Le gisement éolien rassemble les filières éolienne terrestre et éolienne en mer. Les gisements identifiés dans l'étude Ademe ne portent que sur les régions métropolitaines.

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

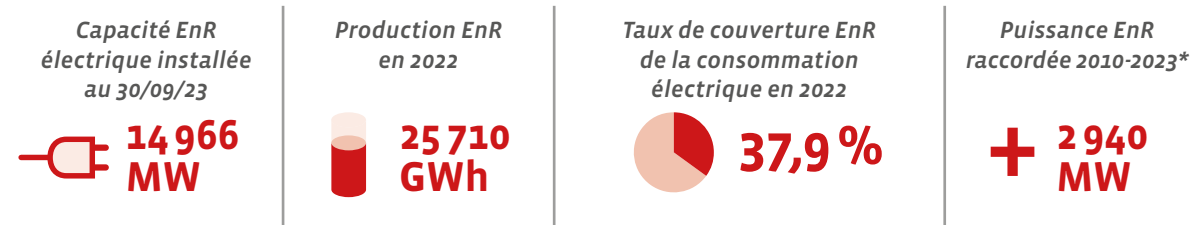
Note : La production électrique de l'éolien regroupe les productions de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer.

Observ'ER

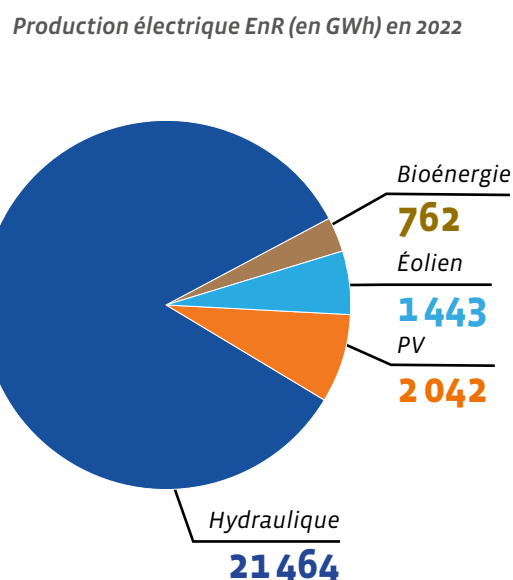
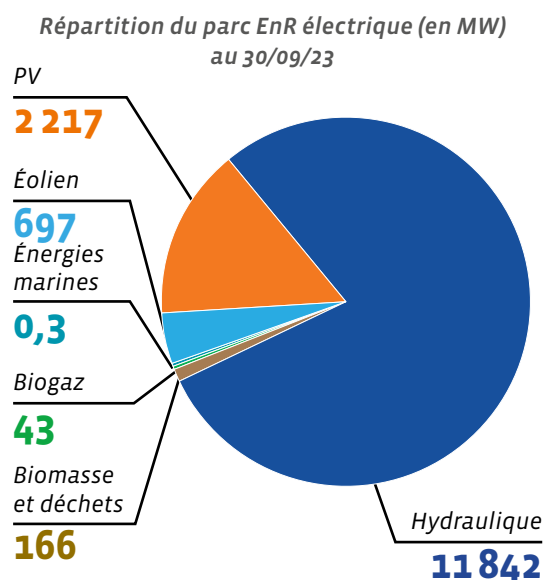
Le Baromètre 2023
 des énergies renouvelables
 électriques en France

AUVERGNE RHÔNE-ALPES

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif régional hydraulique 2030

27 552 GWh

Objectif régional éolien 2030

4 807 GWh

Objectif régional PV 2030

7 149 GWh

 **Gisement hydraulique 2050**

14 700 MW

 **Gisement éolien 2050**

20 000 MW

 **Gisement PV au sol 2050**

6 100 MW

 **Gisement PV sur toiture 2050**

46 000 MW

Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe «Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050».

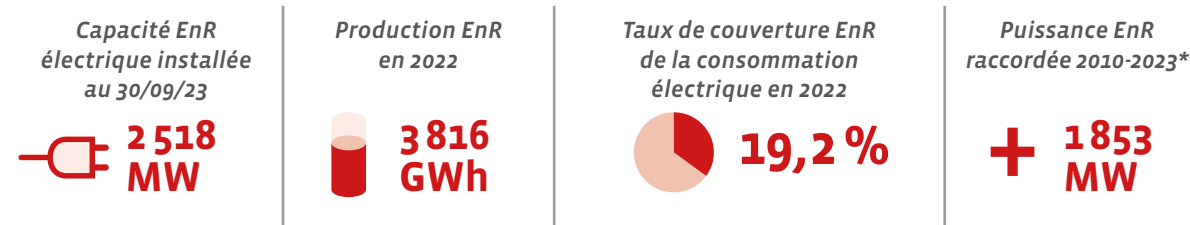
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

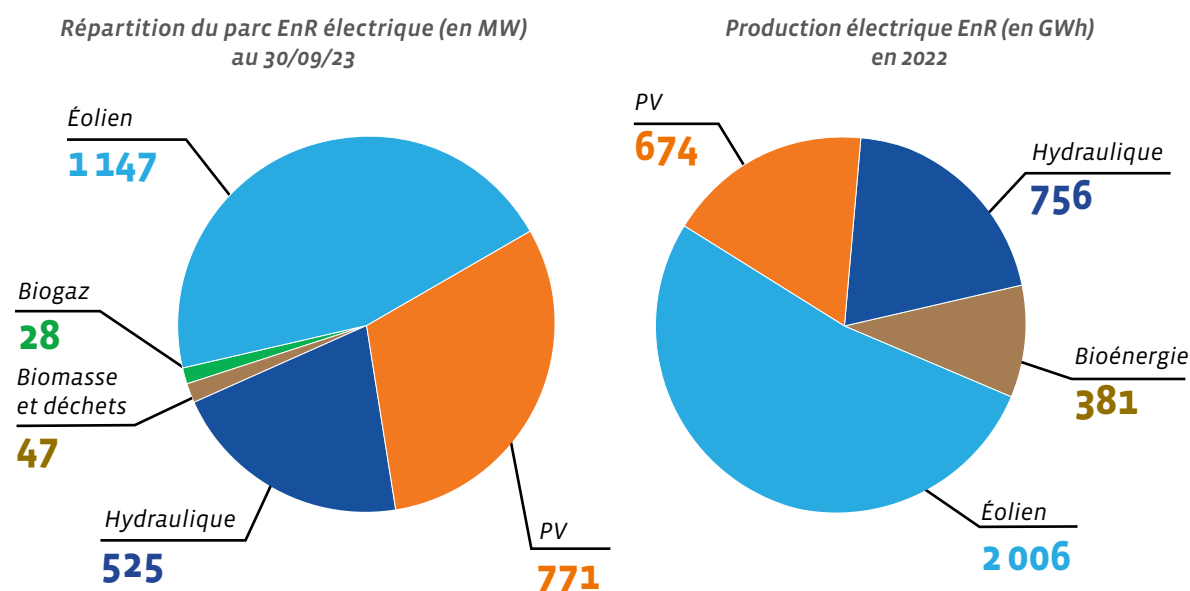
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe «Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050».

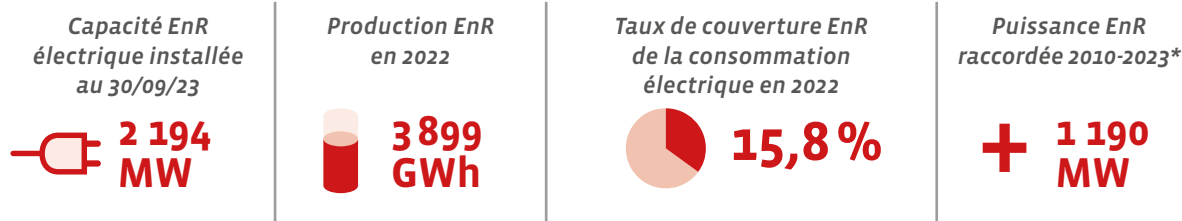
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

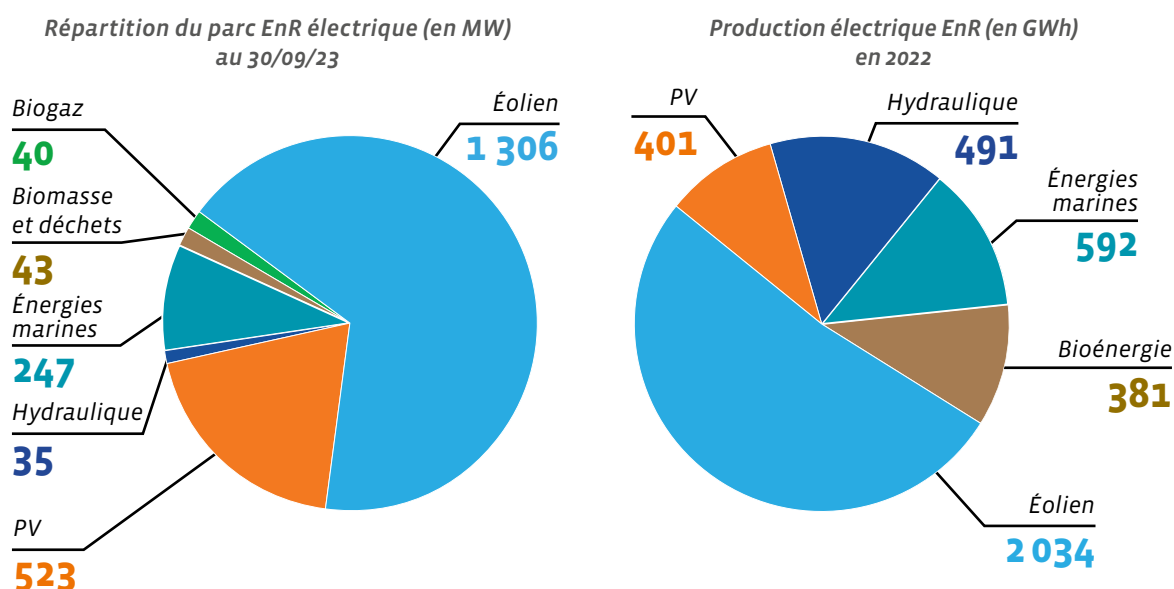
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

BRETAGNE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe «Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

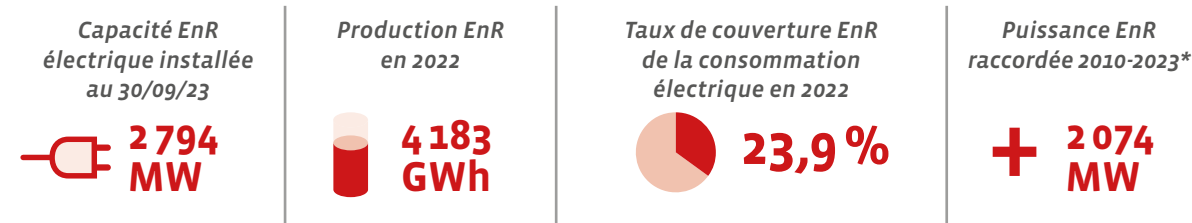
** Issu d'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

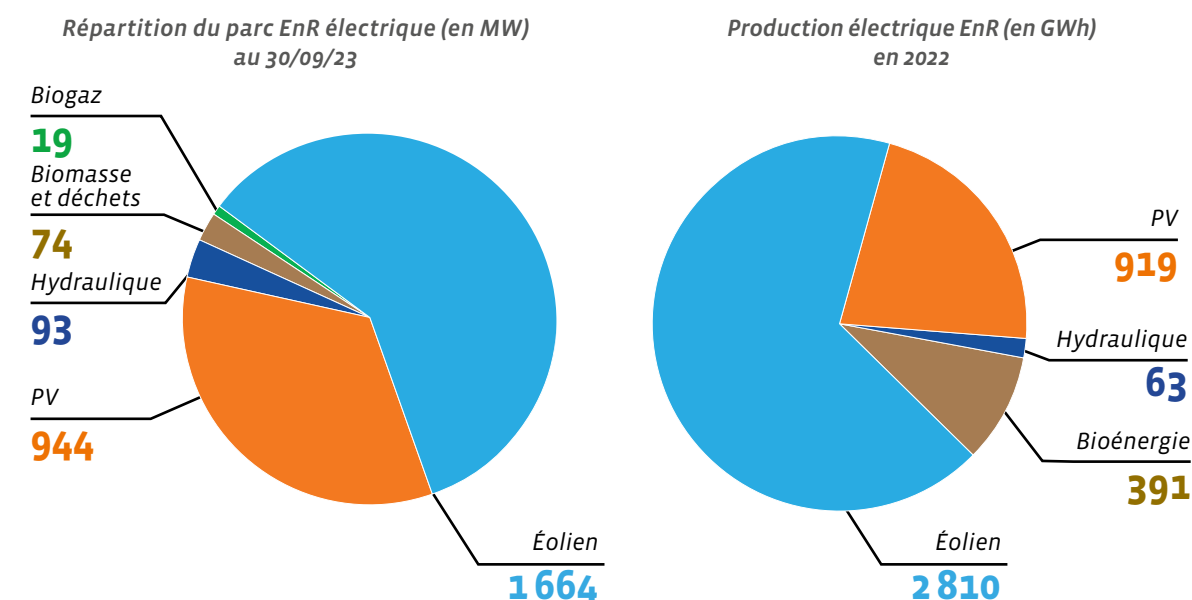
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

CENTRE-VAL DE LOIRE

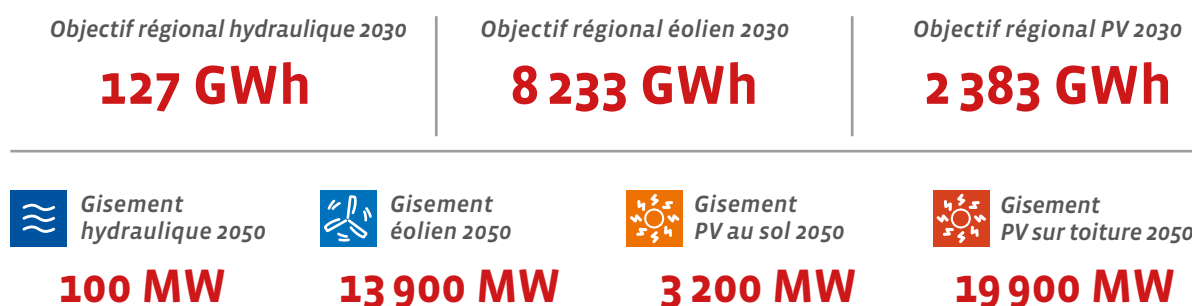
CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe «Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

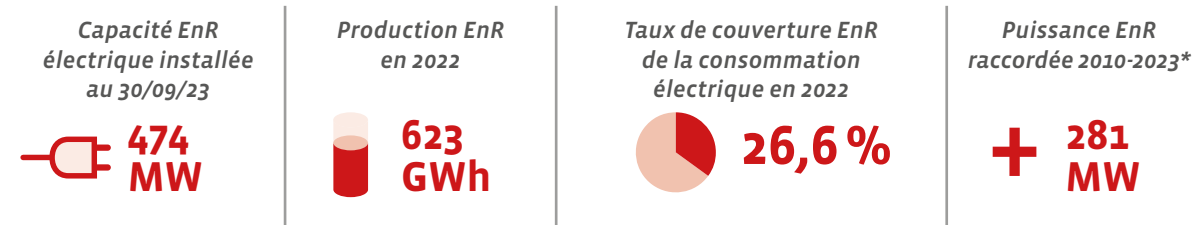
Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

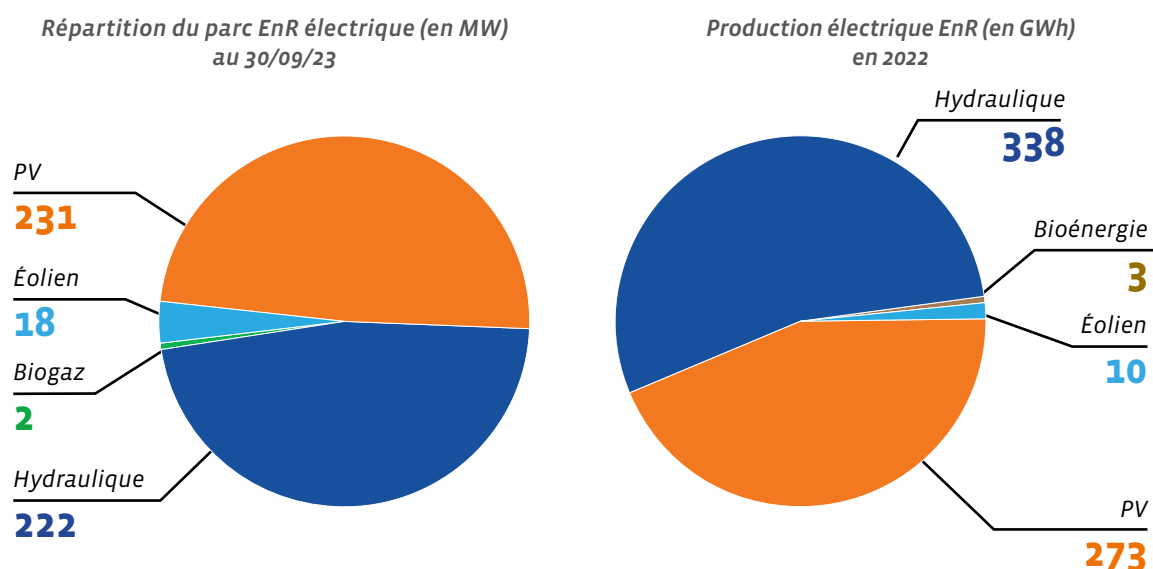
LES RÉGIONS À LA LOUPE

CORSE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS* ET GISEMENTS



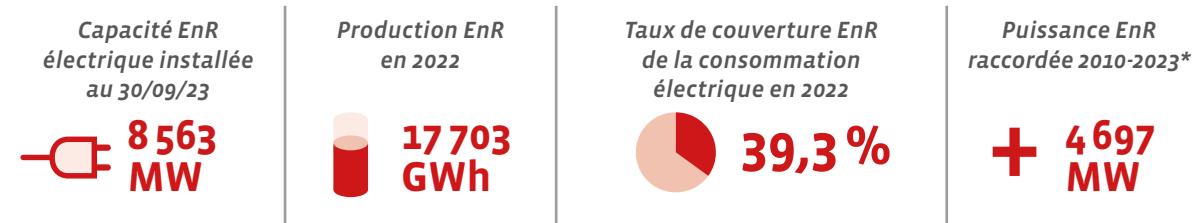
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

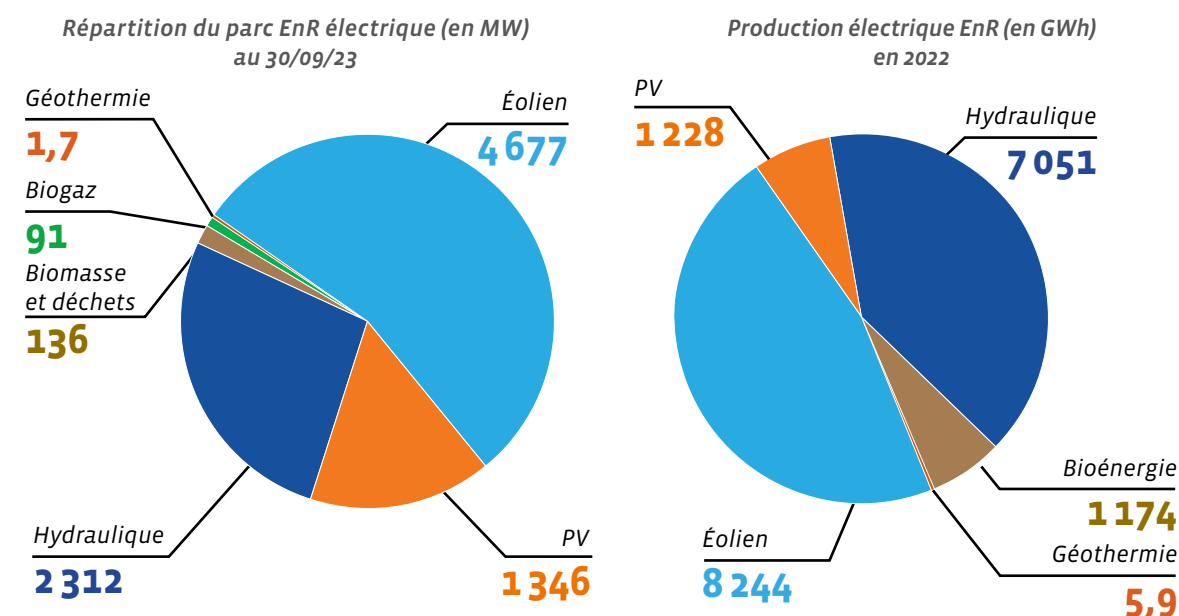
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

GRAND EST

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 ».

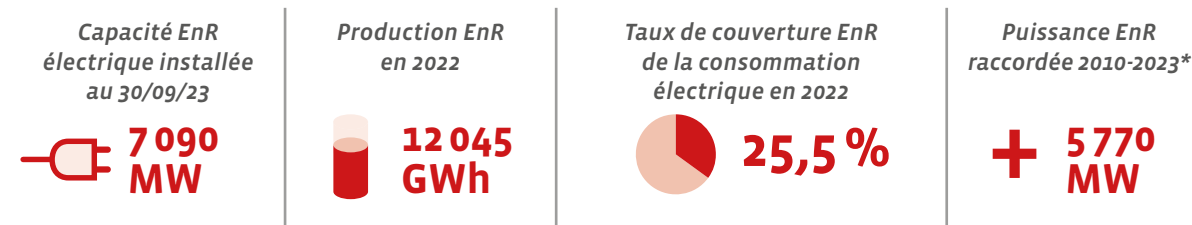
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

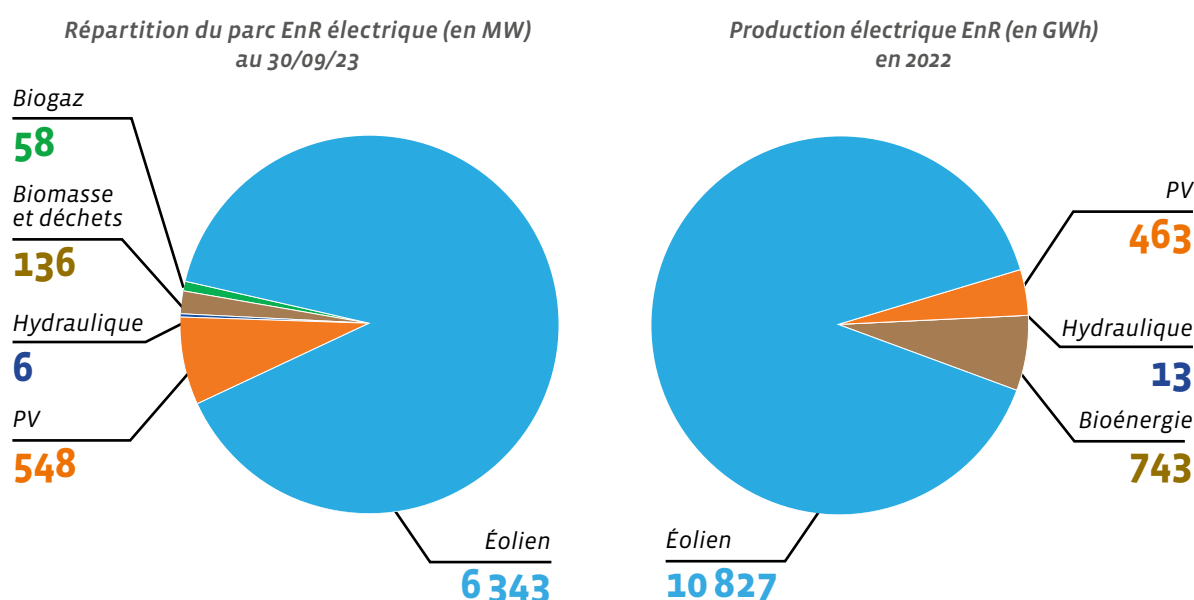
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

HAUTS-DE-FRANCE

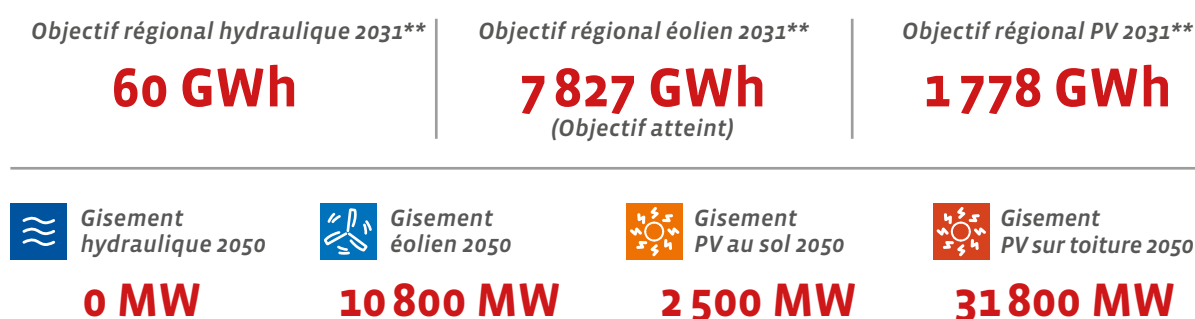
CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les gisements proviennent de l'étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 ».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

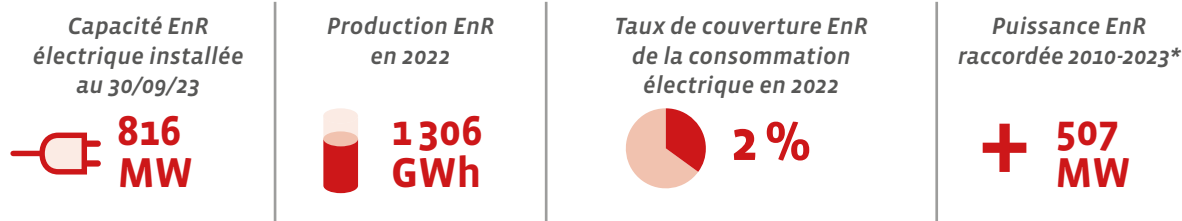
** Contrairement aux autres régions, les Hauts-de-France ont fixé un objectif à 2031 et non pas 2030.

Observ'ER

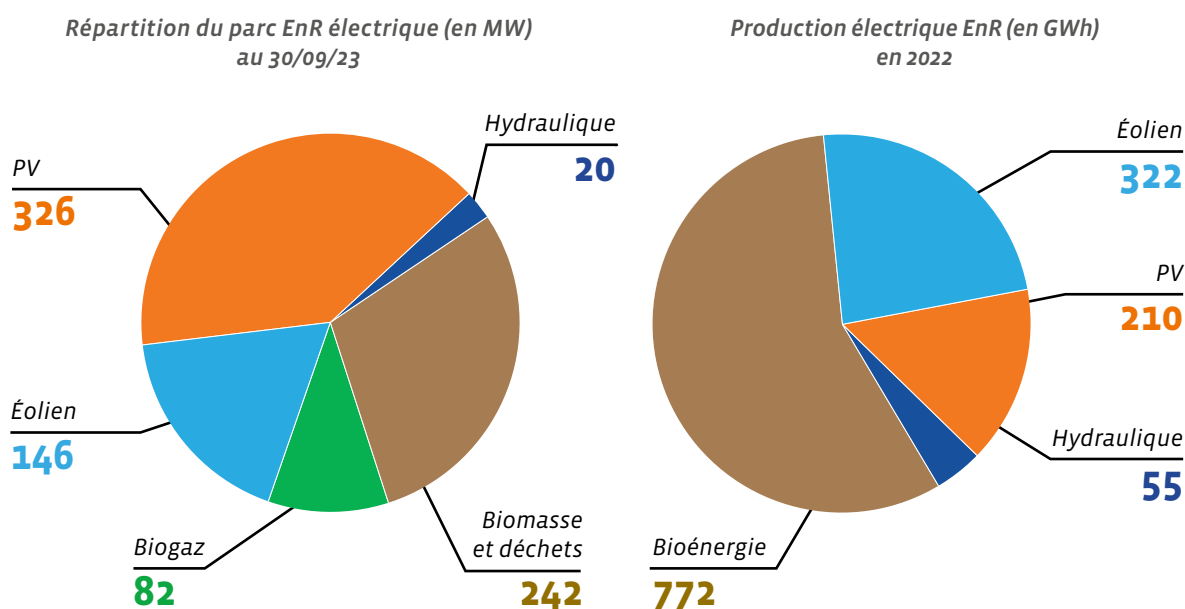
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

ÎLE-DE-FRANCE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 ».

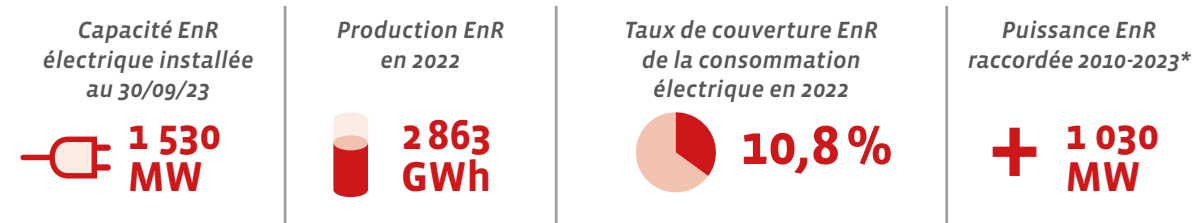
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

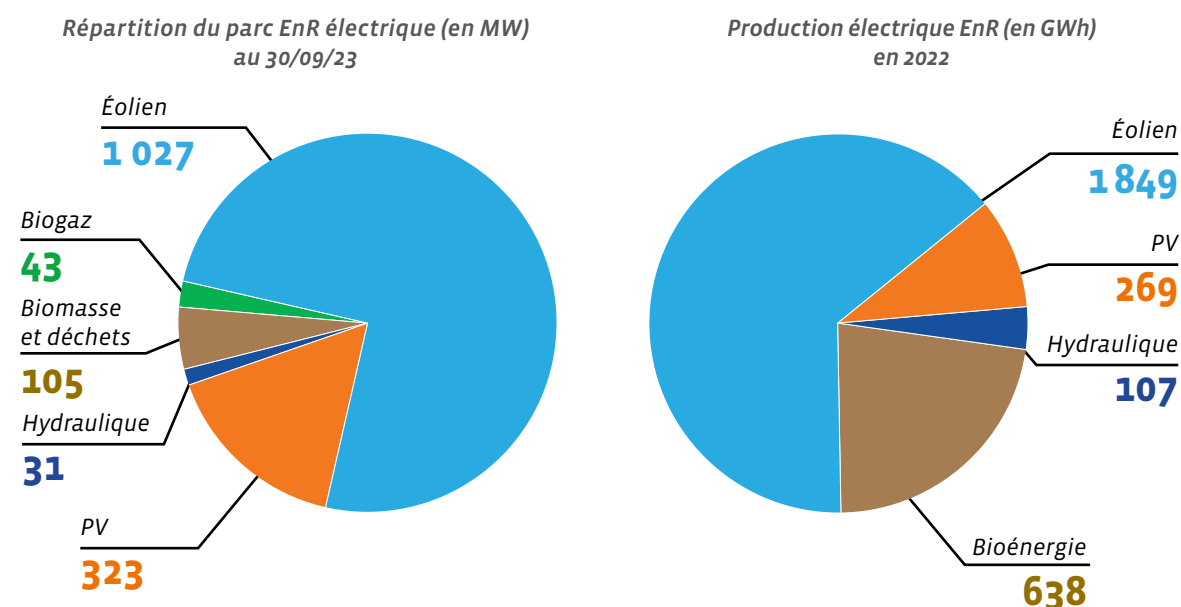
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

NORMANDIE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe «Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

** Issu d'éolien terrestre et en mer.

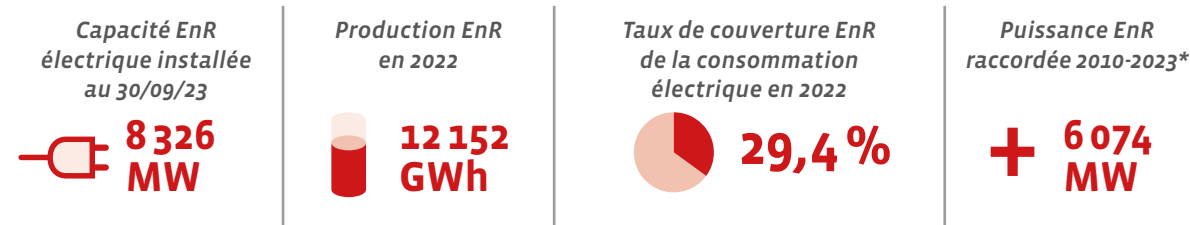
*** Issu de centrales hydrauliques et d'énergies marines.

Observ'ER

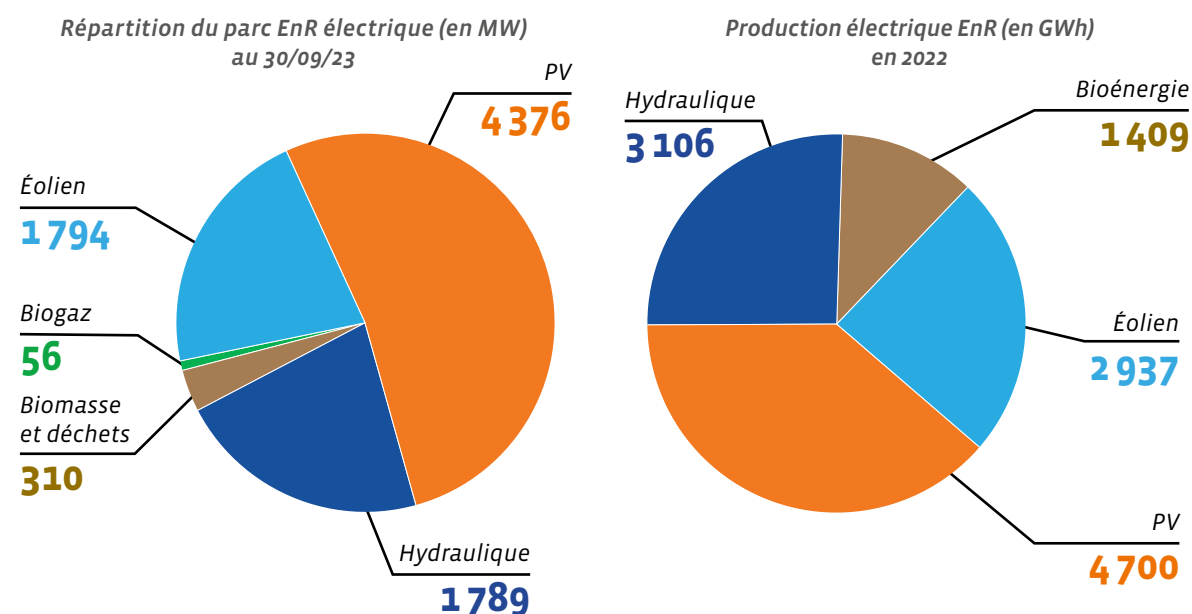
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

NOUVELLE-AQUITAINE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 ».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

** Issu d'éolien terrestre et en mer.

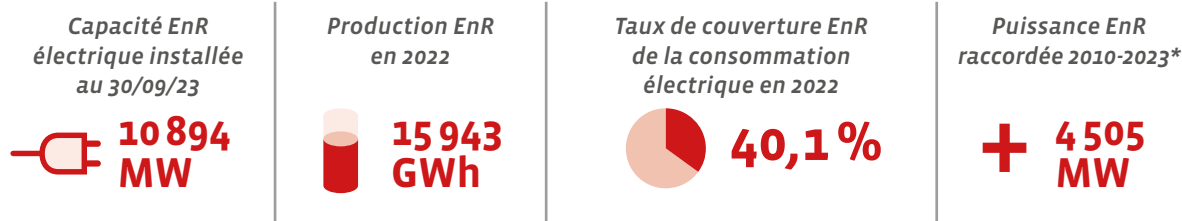
*** Issu de centrales hydrauliques et d'énergies marines.

Observ'ER

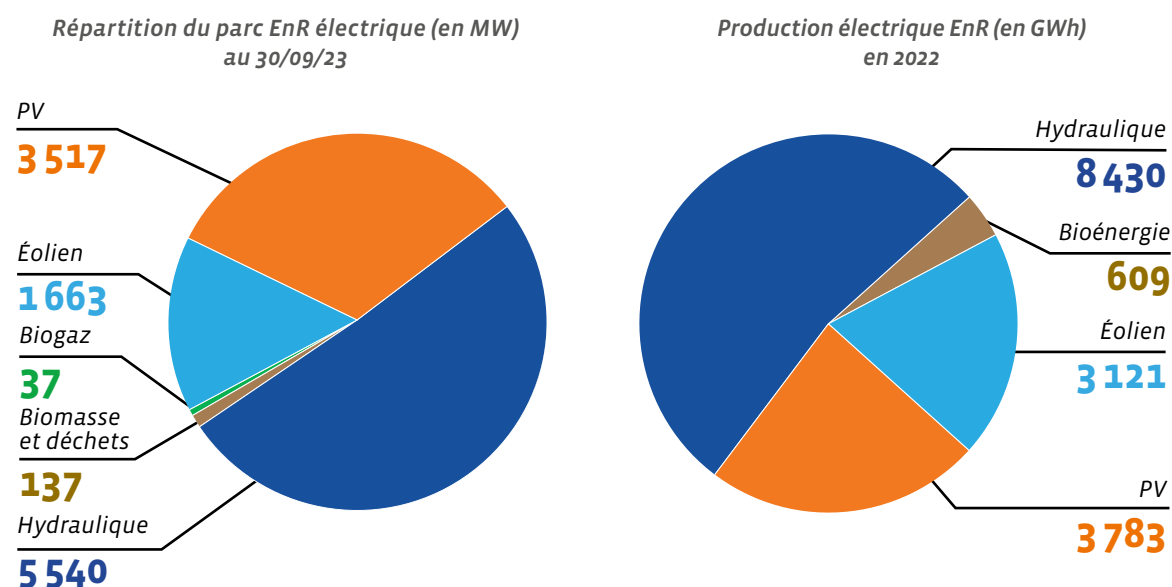
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

OCCITANIE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS**



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 ».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

** Contrairement aux autres régions qui fixent des objectifs en termes de production, le Sradet Occitanie fixe uniquement des objectifs en termes de puissance installée.

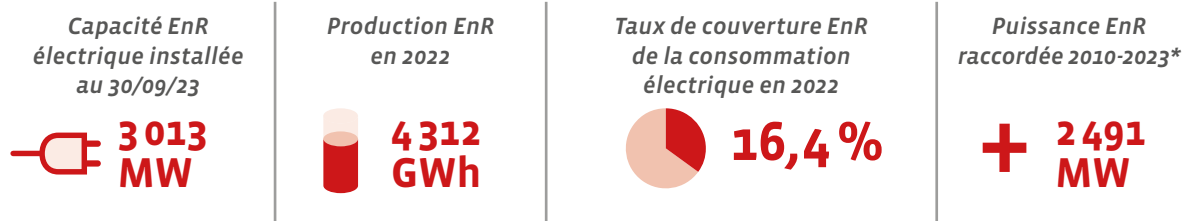
*** Issu d'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

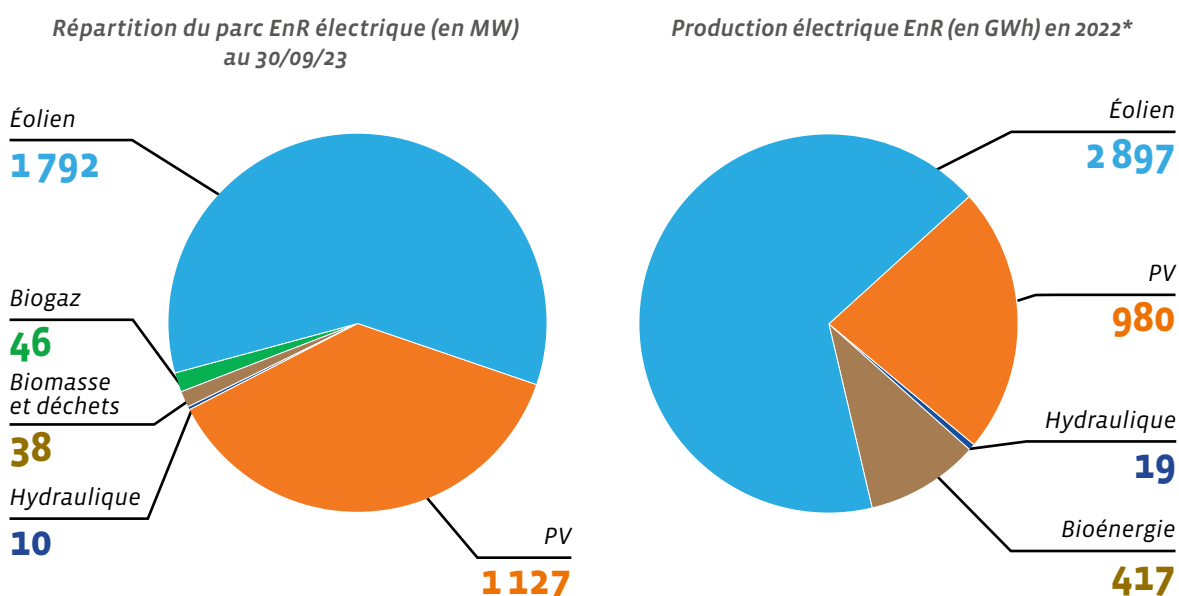
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

PAYS DE LA LOIRE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 ».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

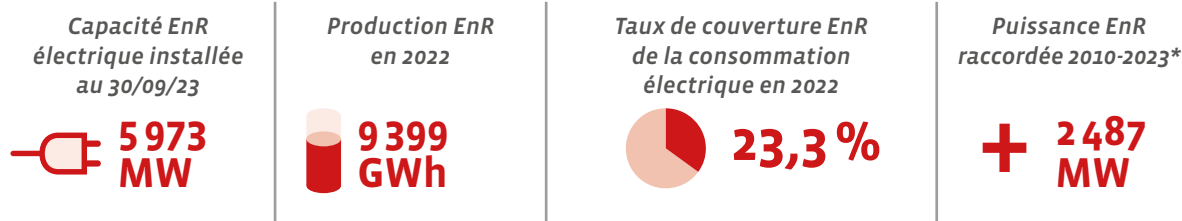
** Issu d'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

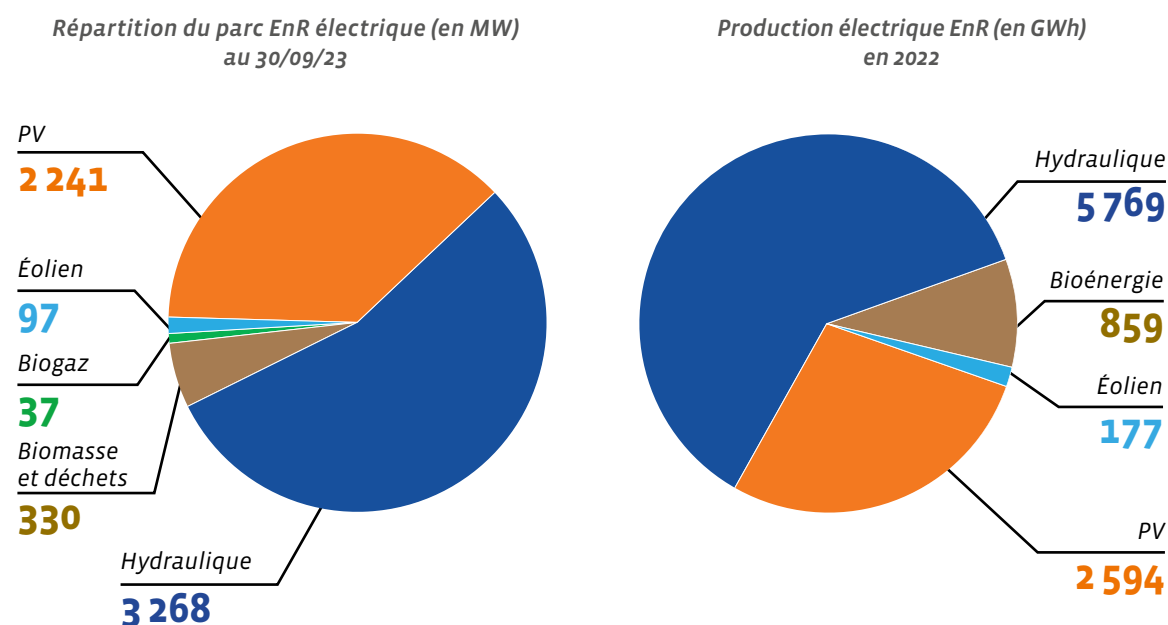
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

RÉGION SUD - PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS ET GISEMENTS



Les chiffres des gisements proviennent de l'étude Ademe « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 ».

* Évolution jusqu'au 30/09/23.

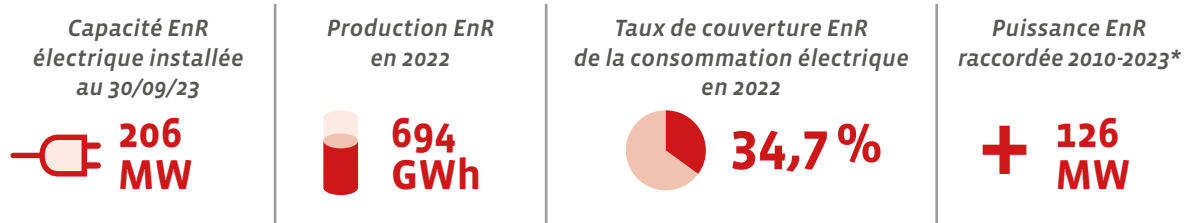
** Issu d'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

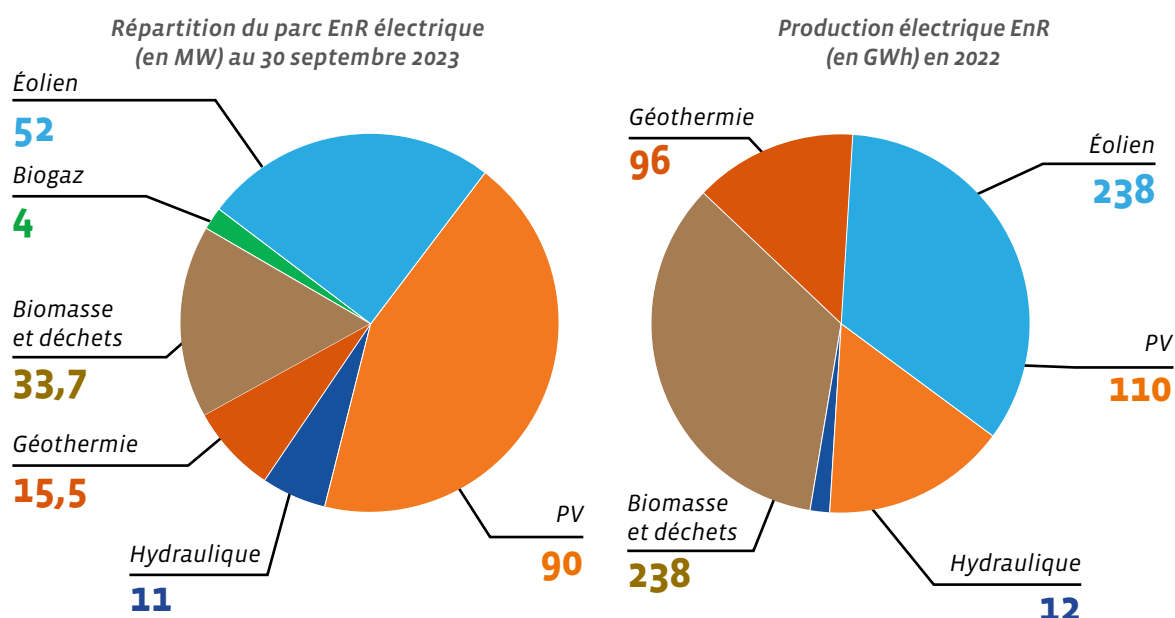
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

GUADELOUPE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS RÉGIONAUX



Porter le taux de couverture des énergies renouvelables électriques à 66,6 % à fin 2023.

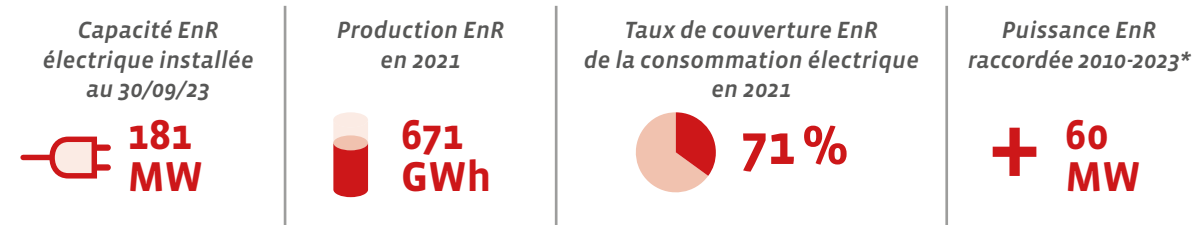
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

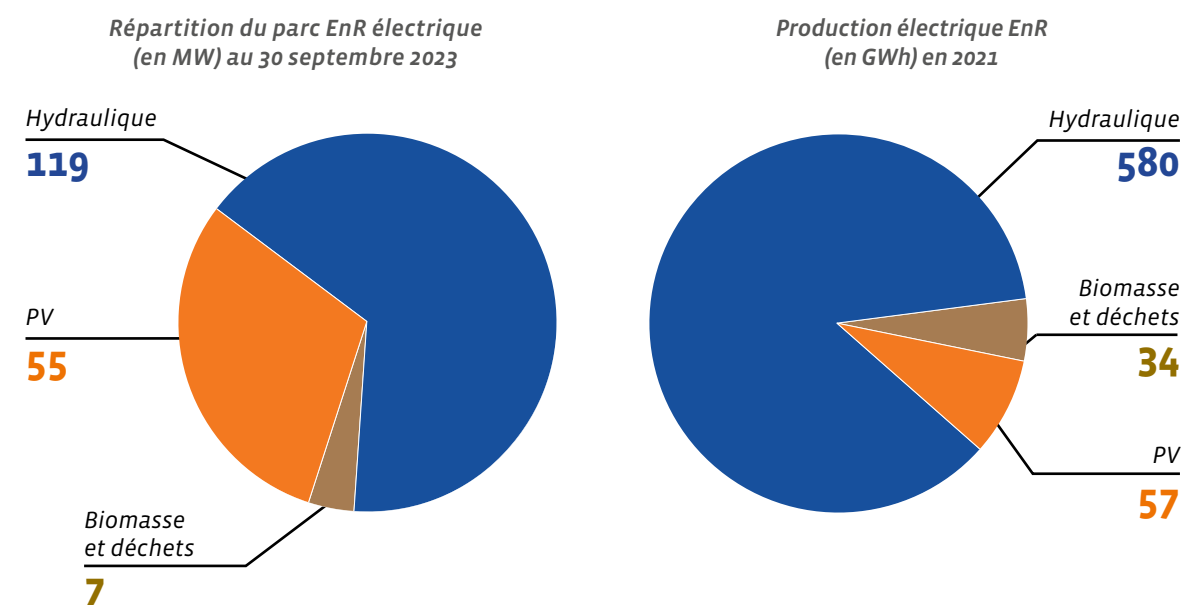
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

GUYANE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS RÉGIONAUX



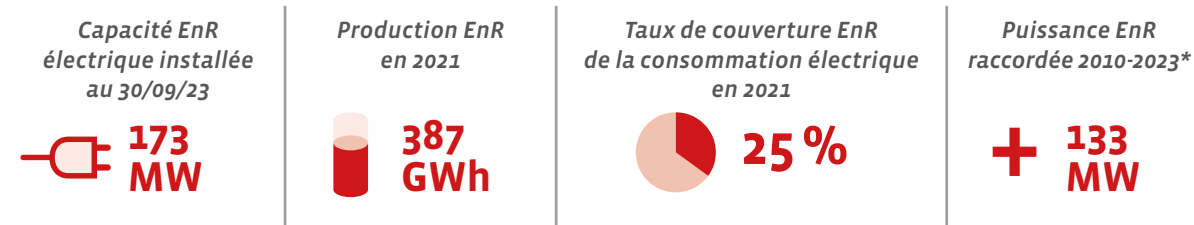
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

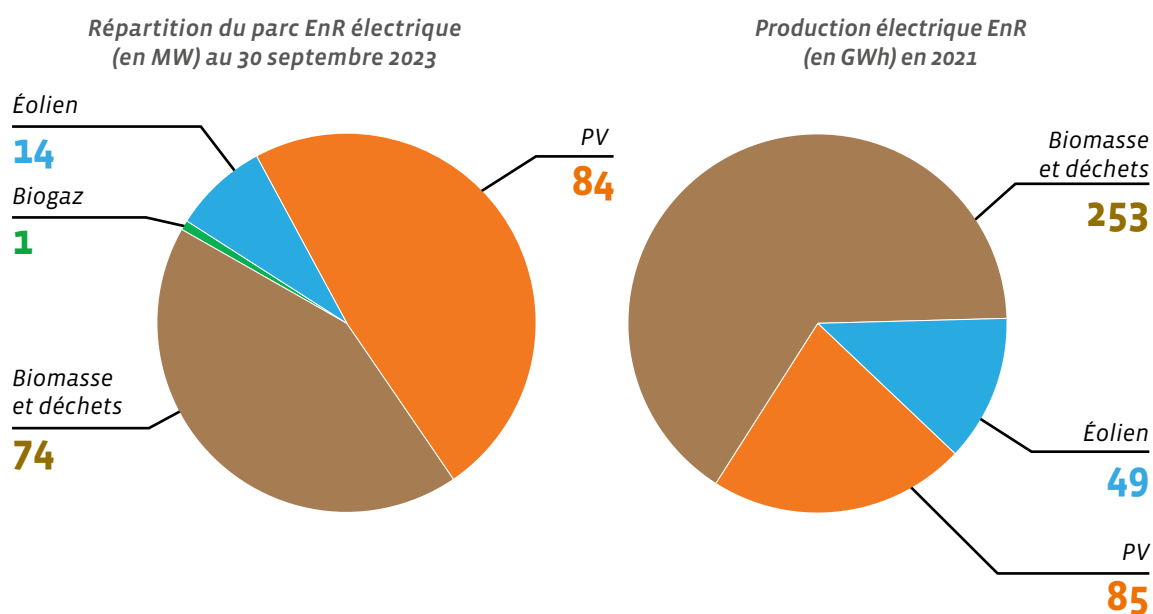
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

MARTINIQUE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS RÉGIONAUX



Porter le taux de couverture des énergies renouvelables électriques à 55,6 % à fin 2023.

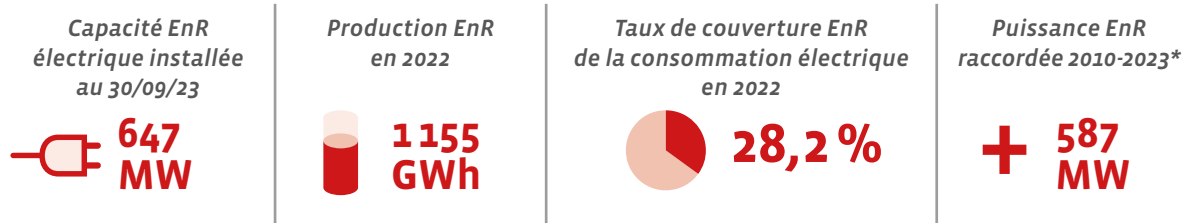
* Évolution jusqu'au 30/09/23.

Observ'ER

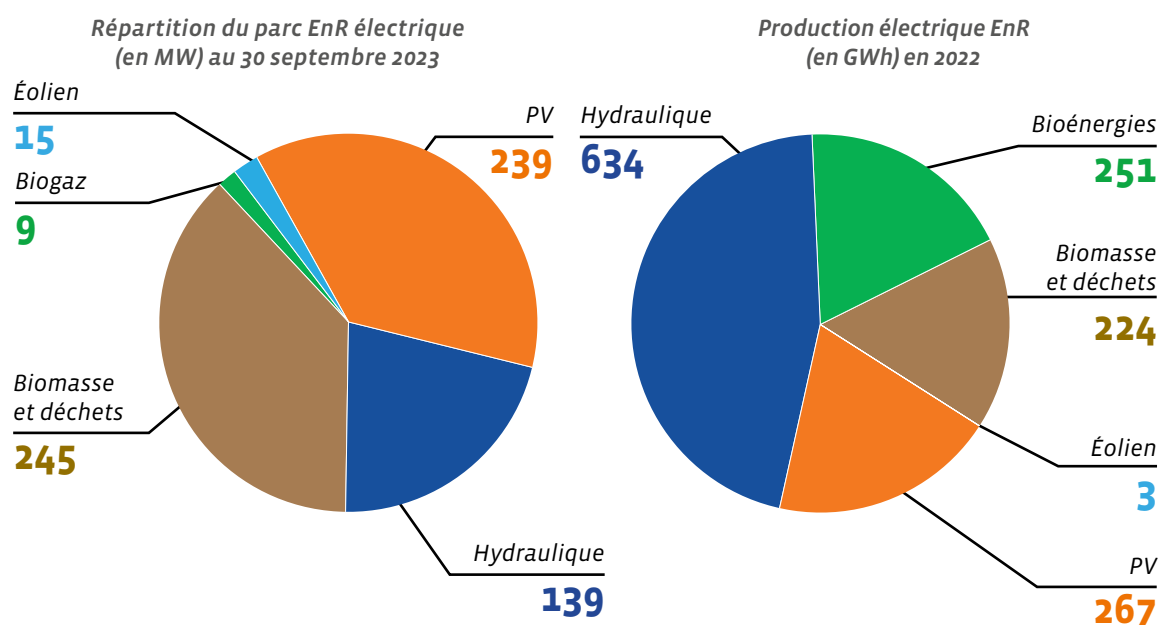
Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

RÉUNION

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



PUISSANCES ET PRODUCTION



OBJECTIFS RÉGIONAUX**

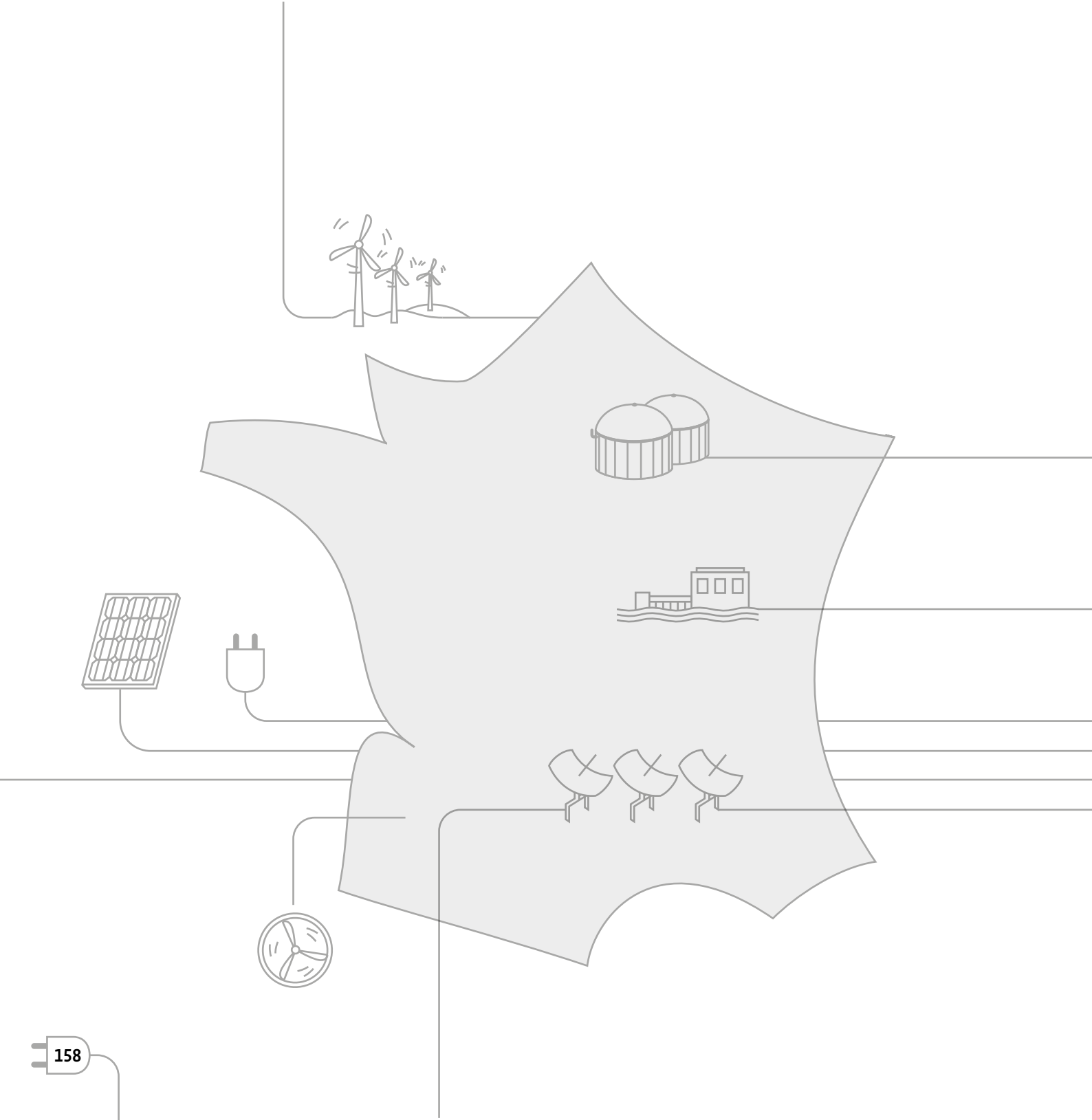


* Évolution jusqu'au 30/09/23.

** Les objectifs régionaux de la Réunion sont exprimés en énergie.

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France



LEXIQUE ET SOURCES

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

Agence de la transition écologique (Ademe)

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.

Biométhane

Gaz riche en méthane provenant de l'épuration du biogaz issu de la fermentation de matières organiques. Il peut être utilisé dans une chaudière, comme carburant de véhicules ou être injecté dans le réseau de transport de gaz naturel.

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.

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.

MTE

Ministère de la Transition écologique.

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).

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. Ce document a remplacé la PPI.

Repowering

Le repowering correspond au démantèlement d'un parc éolien existant, afin de remplacer l'ensemble des anciennes éoliennes par des machines récentes. On conserve ainsi le site en développant une puissance plus importante.

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 agro-alimentaire (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.

Territoire à énergie positive pour la croissance verte (TEPCV)

Territoire lauréat de l'appel à initiatives du même nom lancé par le ministère de l'Environnement en septembre 2014. Ces territoires proposent un programme global pour un nouveau modèle de développement plus sobre basé sur la réduction des besoins en énergie des habitants, des constructions, des activités économiques, des transports et des loisirs. Les TEPCV étaient au nombre de 355 au 1^{er} août 2016.

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.



PRINT + WEB

5

NUMÉROS PAR AN,
DONT 1 HORS-SÉRIE
+ LA NEWSLETTER
HEBDOMADAIRE

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE • PHOTOVOLTAÏQUE • GÉOTHERMIE • BIOMASSE
SMART-GRID • ÉNERGIES RENOUVELABLES • HYDROÉLECTRICITÉ • BOIS-ÉNERGIE
FORMATIONS • SOLAIRE THERMIQUE • ÉOLIEN ONSHORE & OFFSHORE
ÉNERGIES MARINES • BIOGAZ • AUTOCONSOMMATION • STOCKAGE ÉLECTRICITÉ

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)
- EDF SEI (Électricité de France Système électrique insulaire)
- 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
- Hespul

- Ifremer (Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer)
- Ministère de l'Économie et des Finances
- Ministère de la Transition énergétique
- 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
- SVDU (Syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains)
- Wind Europe

SITES INTERNET

- www.ademe.fr
- www.actu-environnement.com
- www.afpg.asso.fr
- www.amorce.asso.fr
- www.atee.fr
- www.brgm.fr
- www.cibe.fr
- www.cluster-maritime.fr
- www.cre.fr
- www.developpement-durable.gouv.fr
- www.economie.gouv.fr
- www.enedis.fr
- www.enerplan.asso.fr

LISTE DES SOURCES UTILISÉES

Observ'ER

Le Baromètre 2023
des énergies renouvelables
électriques en France

- www.energiesdelamer.eu
- www.energies-renouvelables.org
- www.enr.fr
- www.eurobserv-er.org
- www.ec.europa.eu/eurostat
- www.france-energies-marines.org
- www.france-hydro-electricite.fr
- www.geothermie-perspectives.fr
- www.geothermies.fr
- www.geothermie-soultz.fr
- www.iea-pvps.org
- www.injectionbiomethane.fr
- www.lechodusolaire.fr
- www.negawatt.org
- www.observatoire-energie-photovoltaïque.com
- www.photovoltaïque.info
- www.rte-france.com
- www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

PUBLICATIONS

Toutes filières

- « Chiffres clés de l'énergie. Édition 2023 », ministère de la Transition énergétique
- « Panorama de l'électricité renouvelable en 2022 », RTE, SER, ERDF, Adeef, 2023
- « Marchés & emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2023
- « Chiffres clés des énergies renouvelables. Édition 2023 », ministère de la Transition énergétique

Biomasse et déchets

- « Tableau de bord trimestriel du biogaz », Sdes, 2022
- « Déchets – Chiffres clés », Ademe, 2023

Éolien

- « Observatoire de l'éolien. Analyse du marché et des emplois éoliens en France en 2021 », FEE, Capgemini Invent, 2023
- « Tableaux de bord trimestriel de l'éolien », Sdes, 2023

EMR

- « Les énergies de la mer. Des emplois essentiels à la transition énergétique française », Observatoire des énergies de la mer, 2023

Solaire

- « Observatoire de l'énergie photovoltaïque en France », France territoire solaire, 2023
- « Tableau de bord trimestriel du photovoltaïque », Sdes, 2023



Observ'ER

146, rue de l'Université
75007 Paris

Tél. : +33 (0)1 44 18 00 80

www.energies-renouvelables.org

