

MARCHÉS ET EMPLOIS CONCOURANT À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION

Situation 2021-2023
Estimation préliminaire vs.
Objectifs 2024

RAPPORT FINAL

FAITS & CHIFFRES 

Sep.
2025

REMERCIEMENTS

Sarah MARQUET (ADEME ; Coordinatrice Bâtiment résidentiel)

Nicolas PERAUDEAU (ADEME ; Coordinateur Énergies renouvelables et de récupération)

Pierre TAILLANT (ADEME ; Coordinateur Transports terrestres)

Damien ADAM (SER), Robin AMAZ (ADEME), Robin APOLIT (SER), Claire BARAIS (ADEME), Maud BAYARD (ADEME), Denis BENITA (ADEME), Sophie Bernard (ADEME), Sylvain BESSONNEAU (ADEME), Aurélie BICHOT (ADEME), Norbert BOMMENSATT (ADEME), Astrid CARDONA MAESTRO (ADEME), Éléonore DESRAYAUD (ADEME), Bertrand-Olivier DUCREUX (ADEME), Renaud ESPITALIER-NOËL (SER), Mathieu FAVRE (ADEME), Lilian GENEY (ADEME), Vincent GUÉNARD (ADEME), Paul HAMONIAU (France Renouvelables), Laurianne HENRY (ADEME), Laurence JALUZOT (CGDD-SDES), Thérèse KREITZ (ADEME), Valérie LAPLAGNE (Uniclima), Philippe LAPLAIGE (ADEME), Céline LARUELLE (ADEME), Agathe LE PALLEC (ADEME), Maxime LEDEZ (I4CE), Gaëlle LELOUP (CNRS), Jean-Marc LÉVY (France Hydro Électricité), Arnaud MAINSANT (ADEME), Thibault MARTINAND (AMORCE), Étienne MARX (ADEME), Céline MEHL (ADEME), Florian MOUCHEL (Fondation Open-C), Frédéric NAUROY (CGDD-SDES), Charlotte NUDELMAN (DGEC), Ludivine OLIVE (EDF), Jérôme POYET (ADEME), Abel PRUCHON (FNCCR), Valéry RAULT (CGDD-SDES), Aurore ROUX (ADEME), Rachel RUAMPS (France Renouvelables), Jérémy SIMON (SER), Olivier THÉOBALD (ADEME), Simon THOUIN (ADEME), Frédéric TUILLÉ (Observ'ER), Manon VITEL (ADEME), Amandine VOLARD (ADEME)

CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, IN NUMERI. 2025. Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération, Situation 2021-2023, Estimation préliminaire vs. Objectifs PPE 2024. Rapport final. 208 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>.

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par rephotographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME.

ADEME

20 Avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2024MA000318

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : IN NUMERI (Saghlar SAÏDI, Juliette TALPIN)

Coordination technique – ADEME : Thomas GAUDIN

Direction/Service : Direction Exécutive Prospective et Recherche (DEPR)

PRÉAMBULE

Dans le cadre de sa mission de diffusion des connaissances et d'aide au choix de politiques publiques, l'ADEME réalise annuellement – depuis 2008 – l'étude « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique – M&E ». Cette étude observe plus d'une trentaine de filières réparties en trois secteurs : Énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ; Transports terrestres sobres en énergie et peu émetteurs ; Bâtiment résidentiel.

Pour chaque filière, l'étude a pour objectif de suivre les marchés (en M€), ainsi que les emplois directs (en équivalent temps Plein – ETP) qui y sont associés en France.

Le présent rapport est consacré aux EnR&R et concerne 15 filières classées en cinq sous-secteurs :

- Les filières de production d'électricité renouvelable : hydroélectricité, éolien terrestre, éolien en mer posé, photovoltaïque ;
- Les filières de chaleur renouvelable pour les particuliers : pompes à chaleur (PAC) aérothermiques individuelles et chauffe-eaux thermodynamiques (CET), géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur résidentiel (PAC géothermiques individuelles), appareils individuels de chauffage au bois, solaire thermique ;
- Les filières de chaleur renouvelable collective : réseaux de chaleur, réseaux de froid, bois-énergie dans les secteurs collectif-tertiaire-industriel, unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), géothermie (hors de surface assistée par PAC dans le secteur résidentiel) ;
- Le biogaz par méthanisation et issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) ;
- Les biocarburants de 1^{ère} génération (1G ~ conventionnels) de la filière essence (bioéthanol, éther éthyle tertiobutyle – ETBE, bioessence de synthèse) et de la filière gazole (ester méthylique d'acides gras – EMAG, biogazole de synthèse).

Note : Les filières relatives aux réseaux électriques intelligents – REI (smart grids) et aux énergies marines renouvelables – EMR (hors éolien en mer posé) font également chacune l'objet d'une fiche descriptive dans le cadre de cette étude. Cependant, les marchés et les emplois associés à ces filières ne sont pas estimés sur le modèle des autres filières EnR&R, ces trois filières étant encore au stade de développement préindustriel. Ainsi, elles ne sont pas intégrées dans les tableaux chiffrés récapitulatifs.

Ces filières font chacune l'objet d'une fiche, dont l'objectif est de mesurer le niveau d'activité générée sur le territoire national. L'activité est décomposée en grands segments : fabrication des équipements en France (dont ceux destinés à l'exportation), vente des équipements, montage des projets et études préalables, construction des unités de production et installation des équipements, vente intérieure d'énergie et exploitation-maintenance des installations et des équipements.

Dans ce rapport, les filières suivies sont présentées selon leur part de marché en 2023 (par ordre décroissant).

Par ailleurs, une trajectoire d'évolution alignée aux objectifs des politiques publiques est estimée pour les marchés et les emplois à horizon 2035. Pour le secteur des EnR&R, on s'appuie sur les objectifs de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2035 – PPE 3 (projet soumis à consultation en mars 2025 ; voir la rubrique « Objectifs de la 3^{ème} PPE vs. Estimation préliminaire 2024 » page 13). Les marchés et les emplois correspondant à ces objectifs sont comparés aux tendances actuelles des différentes filières à partir de l'estimation préliminaire 2024.

Note : Une note méthodologique générale est disponible en ligne. Pour l'ensemble des filières étudiées, cette note présente le périmètre détaillé de chaque filière, les grands principes de la méthode d'évaluation des M&E, ainsi que l'essentiel des sources de données utilisées. L'ensemble des résultats de l'étude est également disponible sur l'OpenData de l'ADEME.

Sommaire

Énergies renouvelables et de récupération (EnR&R)	5
1. Photovoltaïque	20
2. pompes à chaleur aérothermiques individuelles et chauffe-eau thermodynamiques	32
3. Hydroélectricité.....	42
4. Éolien terrestre.....	53
5. Appareils individuels de chauffage au bois.....	64
6. Éolien en mer posé	75
7. Biocarburants de la filière gazole	87
8. Bois-énergie (Secteurs collectif, industriel et tertiaire)	97
9. Biogaz par méthanisation et ISDND	107
10. Biocarburants de la filière essence	117
11. Réseaux de chaleur.....	127
12. Solaire thermique (Métropole et DROM-COM)	136
13. Géothermie	144
14. Valorisation énergétique des DMA par incinération.....	162
15. Réseaux de froid	171
16. Réseaux électriques intelligents.....	179
17. Énergies marines renouvelables	188

SYNTHESE

Énergies renouvelables et de récupération (EnR&R)



Points clés

Une croissance toujours soutenue

Le rythme de développement des marchés des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) reste élevé entre 2021 et 2023. Le chiffre d'affaires du secteur passe ainsi de 40,6 Mds€ en 2021 à 56,7 Mds€ en 2023 (+40 %).

Cette croissance concerne l'ensemble des cinq sous-secteurs étudiés (voir encadré page 6). Celui de l'électricité renouvelable est de loin le plus dynamique en termes de marché (+62 % entre 2021 et 2023), suivi par celui du biogaz par méthanisation et ISDND (+25 %) et la chaleur renouvelable pour les particuliers (+22 %).

En 2023, les filières EnR&R emploient plus de 196 000 ETP (+20 % par rapport à 2021). Sur cette même période, les effectifs progressent très fortement pour certaines filières telles celles du photovoltaïque (+66 %), de l'éolien en mer posé (+57 %), des réseaux de froid (+54 %) et des PAC aérothermiques individuelles et CET (+34 %).

Après avoir augmenté de 14 % entre 2021 (4,1 Mds€) et 2022 (4,7 Mds€), le déficit commercial des EnR&R diminue de 23 % l'année suivante (3,6 Mds€). Une grande partie du déficit en 2023 concerne les filières du photovoltaïque (-2,3 Mds€) et des biocarburants gazole (-1,7 Mds€).

Pour l'ensemble des filières étudiées⁽¹⁾, une comparaison des marchés et des emplois avec les objectifs de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2035 (PPE 3 ; projet soumis à consultation en mars 2025) est également réalisée (voir la rubrique « Objectifs de la 3^{ème} PPE vs. Estimation préliminaire 2024 » page 13).

Note : Pour comprendre plus en détail les résultats en M&E et leur évolution par filière, vous pouvez vous référer au rapport sectoriel « EnR&R », rapport comprenant l'ensemble des fiches individuelles dédiées à chaque filière (disponible en ligne).

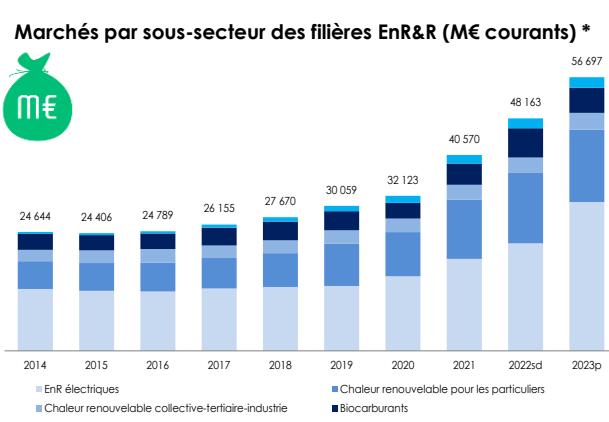
Tendances observées 2021-2023

Investissements intérieurs (M€ courants)	+29 %
Marché total (M€ courants)	+40 %
Total des emplois (ETP)	+20 %
Balance commerciale (M€ courants)	Déficit -12 %

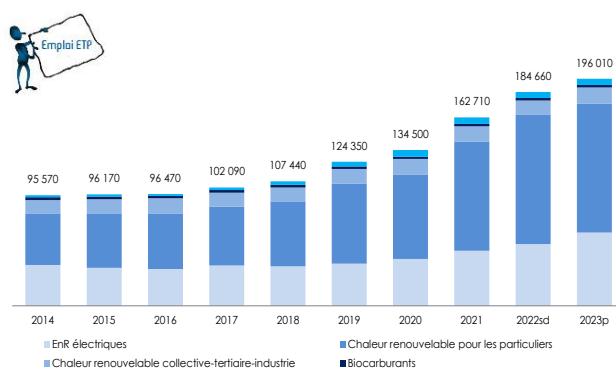
Côté marché, même si le résultat agrégé des filières accuse en 2024 un retard sur les objectifs PPE de 6,4 Mds€ d'après les premières estimations (soit -10 %), il cache de grandes disparités entre filières : une avance du solaire photovoltaïque et de l'hydroélectricité ; un retard des PAC aérothermiques individuelles et CET, de l'éolien terrestre, du solaire thermique, des réseaux et du biogaz par méthanisation et ISDND par exemple. On rappelle que le résultat global ne donne aucune garantie sur l'impact final en termes de réduction de consommations d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre (GES).

Côté emplois, les filières EnR&R comptent plus de 41 000 ETP de moins que les objectifs PPE selon l'estimation 2024 (-18 %), notamment en raison du retard des PAC aérothermiques individuelles et CET, premier employeur du secteur.

(1) Hors réseaux électriques intelligents – REI (~ smart grids) et énergies marines renouvelables – EMR (hors éolien en mer posé).



Emplois par sous-secteur des filières EnR&R (ETP) *



(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définiif, p : provisoire

Une annexe méthodologique précise la logique de calcul et les hypothèses communes à l'ensemble des 34 fiches M&E de l'étude, tandis que les hypothèses spécifiques à chaque filière sont précisées au sein de leur fiche filière dédiée.

Périmètre et méthode générale d'évaluation

Les différentes filières EnR&R sont réparties en 5 sous-secteurs * :

- EnR électriques : hydroélectricité, éolien terrestre, éolien en mer posé, photovoltaïque ;
- Chaleur renouvelable pour les particuliers : pompes à chaleur (PAC) aérothermiques individuelles et chauffe-eau thermodynamiques (CET), géothermie de surface assistée par PAC dans le secteur résidentiel (PAC géothermiques individuelles), appareils individuels de chauffage au bois, solaire thermique ;
- Chaleur renouvelable collective : réseaux de chaleur, réseaux de froid, bois-énergie dans les secteurs collectif-tertiaire-industriel, unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), géothermie (hors géothermie de surface assistée par PAC dans le secteur résidentiel) ;
- Biogaz par méthanisation et issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) ;
- Biocarburants de première génération (1G) incorporés dans l'essence et dans le gazole.

(*) Les filières relatives aux réseaux électriques intelligents – REI (smart grids) et aux énergies marines renouvelables – EMR (hors éolien en mer posé) font également chacune l'objet d'une fiche descriptive dans le cadre de cette étude. Cependant, les marchés et les emplois associés à ces filières ne sont pas estimés sur le modèle de ce qui est fait pour les autres filières EnR&R, ces trois filières étant encore au stade de développement préindustriel. Ainsi, elles ne sont pas intégrées dans les tableaux chiffrés récapitulatifs.

Le marché total représente la somme des éléments suivants (exemple des résultats 2023 dans le schéma) (1) :

- (a)** L'ensemble des investissements intérieurs : fabrication des équipements en France destinés au marché intérieur (MI), importation des équipements, montage de projets et études préalables, distribution et installation des équipements, construction des unités, raccordement ;

- (b)** Les ventes intérieures d'énergies d'origine renouvelable (électricité, chaleur, bois et combustibles dérivés marchands utilisés dans la production d'énergie autoconsommée (2), biocarburants fabriqués en France et importés, biométhane) et l'exploitation-maintenance des unités de production et des équipements ;

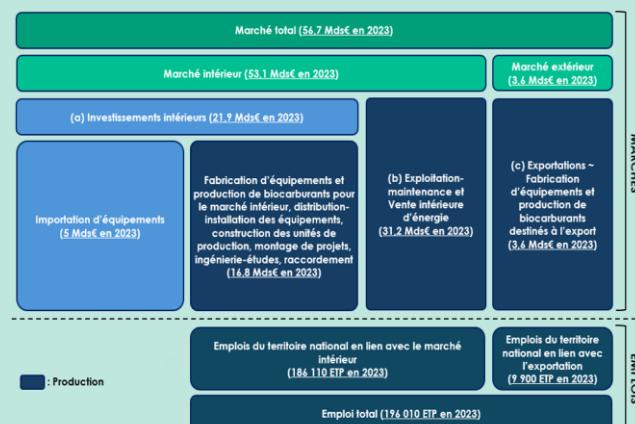
- (c)** La fabrication des équipements et la production de biocarburants destinés à l'export.

Note 1 : Production = Marché total – importations des équipements

Note 2 : Le bois et les combustibles dérivés utilisés dans la production de chaleur et d'électricité vendue correspondent à une consommation intermédiaire, leurs valeurs ne sont donc pas intégrées dans les estimations des marchés.

À ces marchés sont associés des emplois directs, mesurés en équivalent temps plein (ETP). Les emplois aux divers stades de la chaîne de valeur sont calculés sur la base de ratios [Production/Emploi] tirés des enquêtes du système statistique national ou [ETP/données physiques] issus d'études réalisées. Il s'agit des seuls emplois directs correspondants au découpage adopté dans la description des marchés. Sauf cas particuliers (cellules photovoltaïques, mâts d'aérogénérateurs), les emplois indirects liés à la production des composants des équipements ou aux consommations d'intrants (qu'il s'agisse des matières premières agricoles utilisées pour la production des biocarburants ou du bois utilisé pour la production d'énergie marchande) ne sont pas inclus.

Pour rappel, une note méthodologique générale est disponible en ligne. Pour l'ensemble des filières étudiées, cette note présente le périmètre détaillé de chaque filière, les grands principes de la méthode d'évaluation des marchés et des emplois, ainsi que l'essentiel des sources de données utilisées. Des fiches méthodologiques complètes et détaillées sont également rédigées pour chacune des filières. Ces documents sont disponibles sur demande auprès de l'ADEME.



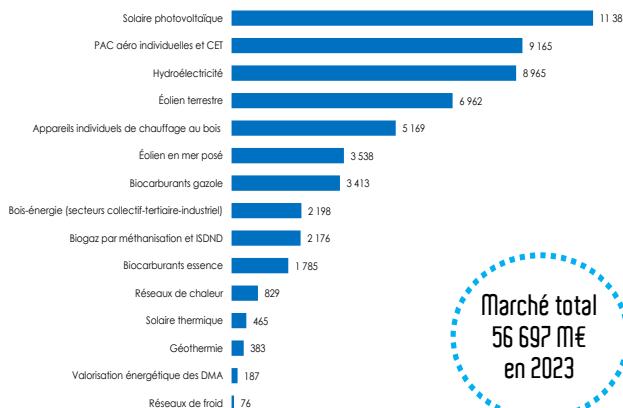
Électricité renouvelable et chaleur renouvelable chez les particuliers – En tête des marchés

En 2023, plus de la moitié du chiffre d'affaires des EnR&R (56,7 Mds€) est réalisée par le sous-secteur des EnR électriques (54 % e part de marché). La chaleur renouvelable chez les particuliers représente 26 % de ce CA.

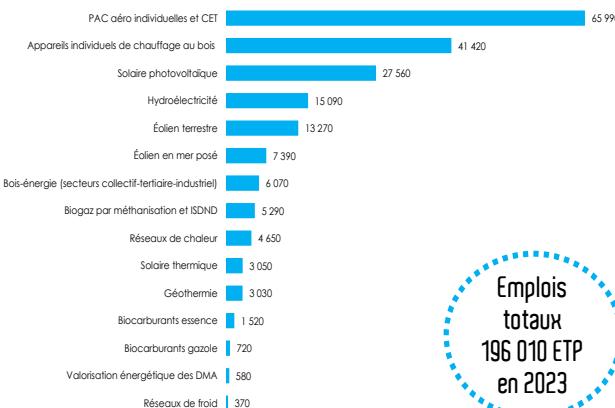
Concernant le premier sous-secteur, le photovoltaïque concentre à lui seul 20 % du marché des EnR&R avec 11,4 Mds€, alors que l'hydroélectricité reste un pilier important du secteur avec 16 % de parts de marché et 9 Mds€ de CA, de même que l'éolien terrestre (12 % ; 7 Mds€). Le marché de l'éolien en mer posé croît d'année en année et représente – avec un marché de 3,5 Mds€ – 6 % du CA des EnR&R en 2023.

Du côté de la chaleur renouvelable chez les particuliers, les PAC aérothermiques individuelles et CET s'octroient 16 % de parts de marché en 2023 (9,2 Mds€), suivis des appareils de chauffage au bois (9 % ; 5,2 Mds€).

Quant aux biocarburants essence et gazole, leur marché pèse pour 9 % du CA total du secteur (5,2 Mds€).

Marchés par filière EnR&R en 2023 (M€ courants) *

Marché total
56 697 M€
en 2023

Emplois par filière EnR&R en 2023 (ETP) *

Emplois totaux
196 010 ETP
en 2023

Note : La filière Géothermie concerne la géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur résidentiel et les secteurs collectif-tertiaire, ainsi que la géothermie profonde chaleur et électrogène.

(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

Du côté des emplois, le sous-secteur de la chaleur renouvelable pour les particuliers reste un poids lourd avec 57 % des 196 010 ETP que comptent les EnR&R en 2023. Premier employeur du secteur, la filière des PAC aérothermiques individuelles et CET emploie 65 990 ETP cette même année (soit 34 % du total). Celle des appareils de chauffage au bois compte 41 420 ETP (21 % du total). Les quatre filières des EnR électriques se placent successivement à la suite avec 27 560 ETP pour le solaire photovoltaïque (14 % du total), 15 090 ETP pour l'hydroélectricité (8 %), 13 270 ETP pour l'éolien terrestre (7 %) et 7 390 ETP pour l'éolien en mer posé (4 %).

Contexte réglementaire

La loi Énergie-Climat (2019) fixe le cadre de la politique énergétique et climatique de la France :

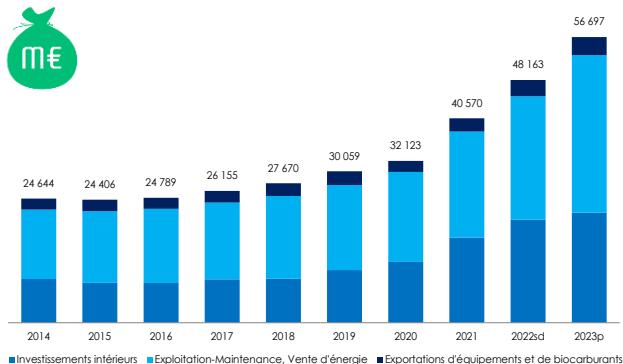
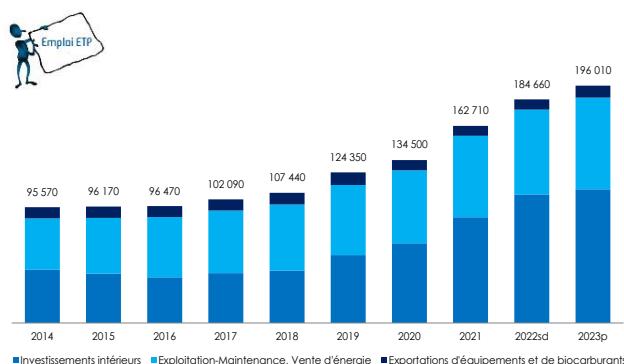
- Réduction de 40 % de la consommation d'énergies fossiles d'ici 2030 par rapport à 2012 ;
- Installation obligatoire de panneaux photovoltaïques sur les nouveaux entrepôts, bâtiments commerciaux et parkings (loi d'accélération de la production des énergies renouvelables – APER 2023).

Par ailleurs, la 2^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (de janvier 2020) fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie, en prévoyant :

- La baisse de 7,6 % de la consommation finale d'énergie en 2023 et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 ;
- La réduction de 14 % en 2023 et de 30 % en 2028 des émissions de gaz à effet de serre issus de la production d'énergie par rapport à 2016 (322 MtCO₂) ;
- L'augmentation de 25 % en 2023 et de 40 à 60 % en 2028 de la consommation de chaleur renouvelable par rapport à 2017 (154 TWh) ;
- La hausse de 50 % des capacités d'EnR électriques installées en 2023 par rapport à 2017 (73,5 GW) et leur doublement à l'horizon 2028 (101 à 113 GW).

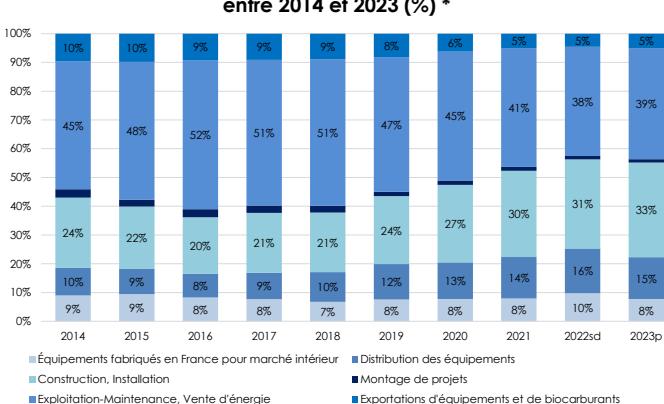
À noter que la 3^{ème} PPE, portant sur des objectifs 2025-2035, n'est pas publiée à ce jour (voir la rubrique « Objectifs de la 3^{ème} PPE vs. Estimation préliminaire 2024 » page 13).

En forte hausse de 40 % en 2021 (16,9 Mds€), les investissements intérieurs (hors exportations) dans les installations d'EnR&R atteignent 20,4 Mds€ en 2022 (+21 %) et 21,9 Mds€ en 2023 (+7 %). Les filières enregistrant les plus fortes croissances de leurs investissements intérieurs sur cette période sont le photovoltaïque (5,5 Mds€ en 2023 ; +96 % par rapport à 2021), les réseaux de froid (66 M€ ; +93 %), les réseaux de chaleur (459 M€ ; +34 %), et les PAC aérothermiques individuelles et CET (8,3 Mds€ ; +31 %). En revanche, les investissements intérieurs baissent pour le biogaz (785 M€ ; -14 %), les appareils individuels au bois (1,2 Mds€ ; -6 %), la géothermie (242 M€ ; -6 %), ainsi que l'éolien terrestre (1,8 Mds€ ; -3 %).

Marchés par activité des filières EnR&R (M€ courants) ***Emplois par activité des filières EnR&R (ETP) ***

(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

Évolution de la part des emplois par nature d'activité des filières EnR&R entre 2014 et 2023 (%) *



En dix ans, les effectifs du secteur font plus que doubler, passant de 95 570 ETP en 2014 à 196 010 ETP en 2023. La part liée à la construction des unités de production et à l'installation des équipements gagne 8 % sur la période (passant de 24 à 33 %). De même, la distribution des équipements augmente et se hisse à 15 % en 2023 contre 10 % en 2014. En revanche, l'exploitation-maintenance et la vente d'énergie – qui représente jusqu'à 51 % des effectifs du secteur en 2017 et 2018 – n'en emploie plus que 39 % en 2023.

(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours

Synthèse des évolutions des filières entre 2021 et 2023 en termes de marché, d'emplois et d'unités physiques (par ordre décroissant de leur part de marché dans le secteur)

	Évolution marché	Évolution emplois	Unités physiques 2021	Unités physiques 2023
EnR électriques				
Solaire photovoltaïque	+53 %	+66 %	2 719 MW installés 17,8 TWh produits	3 790 MW installés 25,7 TWh produits
Hydroélectricité	+103 %	+13 %	29 MW installés ⁽¹⁾ 59,9 TWh produits	22 MW installés ⁽¹⁾ 56,7 TWh produits
Éolien terrestre	+36 %	+3 %	1 299 MW installés 36,8 TWh produits	1 201 MW installés 50,6 TWh produits
Éolien en mer posé	+ 70 %	+ 57 %	Parc raccordé 0 MW 0 TWh produits	Parc raccordé 1 473 MW 1,9 TWh produits
Chaleur renouvelable pour les particuliers				
PAC individuelles (aéro et géo) et CET	+30 %	+34 %	508 490 nouvelles PAC 153 300 nouveaux CET	571 430 nouvelles PAC 165 500 nouveaux CET
Appareils de chauffage au bois	+11 %	-1 %	423 830 nouveaux appareils 77,6 TWh de bois consommé par les ménages	422 065 nouveaux appareils 69,3 TWh de bois consommé par les ménages
Solaire thermique	+11 %	+12 %	123 600 m ² de CESI-SSC et 32 530 m ² de CESC nouvellement posés ⁽²⁾	135 820 m ² de CESI-SSC et 38 835 m ² de CESC nouvellement posés ⁽²⁾
Chaleur renouvelable collective				
Bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel)	+15 %	-2 %	411 MW installés 42,5 TWh produits	385 MW installés 45,5 TWh produits
Réseaux de chaleur	+29 %	+24 %	369 km mis en service sur l'année 29,8 TWh de chaleur livrée	363 km mis en service sur l'année 26,4 TWh de chaleur livrée
Géothermie ⁽⁴⁾	-18 %	-10 %	56 MW thermique installés sur l'année 2,5 TWh produits	48,5 MW thermique installés sur l'année 2,3 TWh produits
UIOM	-8 %	-1 %	14,7 Mt de déchets incinérés avec VE sur l'année ⁽³⁾ 8 TWh d'énergie produite	15 Mt de déchets incinérés avec VE sur l'année ⁽³⁾ 7,6 TWh d'énergie produite
Réseaux de froid	+68 %	+54 %	13 km mis en service sur l'année 800 GWh de froid livré	20 km mis en service sur l'année 920 GWh de froid livré
Biocarburants				
Filière gazole	+12 %	0	11,8 TWh produits et 25,7 TWh consommés sur l'année Taux d'incorporation 6,77 %	11,7 TWh produits et 27,3 TWh consommés sur l'année Taux d'incorporation 6,58 %
Filière essence	+ 30 %	+26 %	9 TWh produits et 8,3 TWh consommés sur l'année Taux d'incorporation 6,75 %	11,8 TWh produits et 9,8 TWh consommés sur l'année Taux d'incorporation 6,99 %
Biogaz par méthanisation et ISDND				
Biogaz	+25 %	-8 %	214 nouvelles unités 14,9 TWh produits, dont 4,3 TWh de biométhane	188 nouvelles unités 23,7 TWh produits, dont 9,1 TWh de biométhane

(1) Travaux de rénovation et de modernisation compris

(2) CESI : chauffe-eau solaire individuel ; SSC : système solaire combiné ; CESC : chauffe-eau solaire collectif

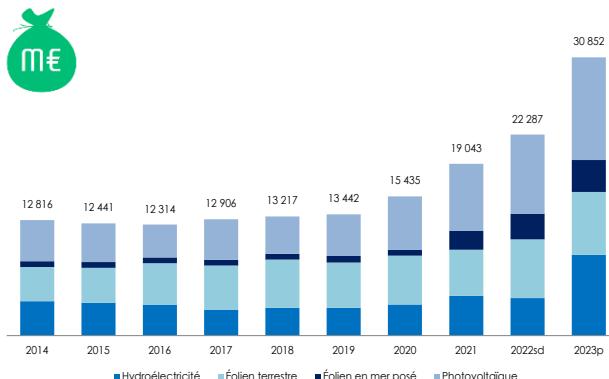
(3) Valorisation énergétique

(4) Hors géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur résidentiel (comptabilisé dans chaleur renouvelable pour les particuliers)

Évolutions par sous-secteurs

EnR électriques - Hausse de 50 % d'investissements entre 2021 et 2023

Marchés des EnR électriques (M€ courants) *



Le marché des quatre grandes filières EnR électriques (hydroélectricité, éolien terrestre, éolien en mer posé, solaire photovoltaïque) augmente de 17 % entre 2021 (19 Mds€) et 2022 (22,3 Mds€) et de 38 % en 2023 (30,9 Mds€).

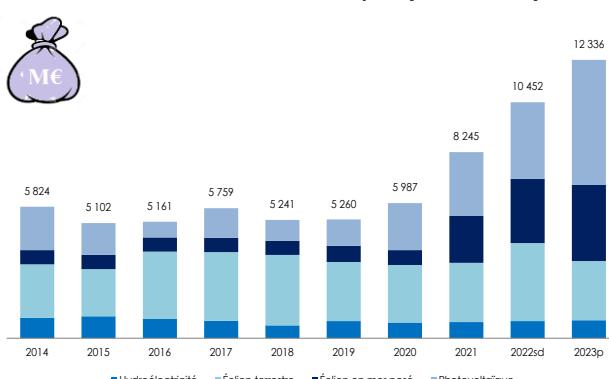
Cette dynamique s'explique par l'exceptionnel chiffre d'affaires réalisé en 2023 par la filière de l'hydroélectricité en raison de la hausse des cours de l'énergie et d'une climatologie favorable. Après avoir atteint le niveau alors record de 4,4 Mds€ en 2021, ce marché baisse de 6 % en 2022 (4,2 Mds€) pour causes de sécheresse, avant de bondir à 9 Mds€ en 2023 (+115 %).

Le marché du photovoltaïque poursuit sa croissance. De 7,4 Mds€ en 2021, il passe à 8,8 Mds€ en 2022 (+18 %) et 11,4 Mds€ en 2023 (+30 %).

Même constat pour la filière de l'éolien terrestre, passant de 5,1 Mds€ en 2021 à 6,5 Mds€ en 2022 (+27 %) et 7 Mds€ en 2023 (+7 %).

Cantonné jusqu'en 2020 à un CA de moins de 650 M€/an en moyenne, le marché de l'éolien posé en mer démarre réellement en 2021 avec un marché à 2,1 Mds€. Marché qui augmente de 37 % en 2022 (2,8 Mds€) et 25 % en 2023 (3,5 Mds€).

Investissements des EnR électriques (M€ courants) *



Les investissements (y c. exportations) réalisés dans les 4 filières augmentent en moyenne de 22 % par an entre 2021 (8,2 Mds€) et 2023 (12,3 Mds€). Cette dynamique s'explique par la forte croissance des investissements dans le photovoltaïque. De 2,8 Mds€ en 2021, ils grimpent à 3,4 Mds€ en 2022 (+20 %) et 5,5 Mds€ en 2023 (+63 %).

L'éolien terrestre connaît une forte hausse de 32 % de ses investissements entre 2021 (2,6 Mds€) et 2022 (3,5 Mds€). En 2023, la filière subit un repli de 24 % de ses investissements (2,6 Mds€).

L'éolien posé en mer voit ses investissements progresser de 37 % entre 2021 (2,1 Mds€) et 2022 (2,8 Mds€) et 19 % en 2023 (3,4 Mds€).

Toujours pénalisée par l'absence de décision sur l'avenir des concessions échues, l'hydroélectricité conserve un faible montant d'investissements au regard de la taille de son parc, niveau qui progresse toutefois de 6 % par an en moyenne entre 2021 (716 M€) et 2023 (799 M€).

En 2023, l'effectif global des 4 filières d'EnR électriques s'inscrit également à la hausse et atteint 63 300 ETP, en progression de 33 % par rapport à 2021 (47 510 ETP).

Le solaire photovoltaïque explique en grande partie cette dynamique. Les effectifs de la filière passent de 16 610 ETP en 2021 à 27 560 ETP en 2023 (+66 % en deux ans).

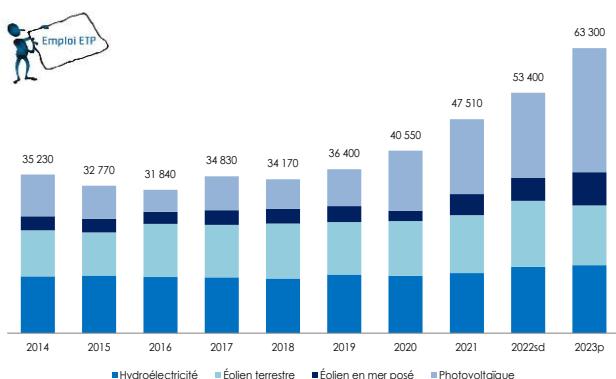
Autre gros employeur du sous-secteur, l'hydroélectricité voit ses effectifs atteindre 15 090 ETP en 2023 (+13 % par rapport à 2021), un record !

Les emplois dans l'éolien en mer posé augmentent de 57 % sur cette même période, passant de 4 700 ETP en 2021 à 7 390 ETP en 2023.

En revanche, malgré une hausse de 14 % entre 2021 (12 870 ETP) et 2022 (14 670 ETP), les emplois dans l'éolien terrestre diminuent de 10 % l'année suivante à 13 270 ETP.

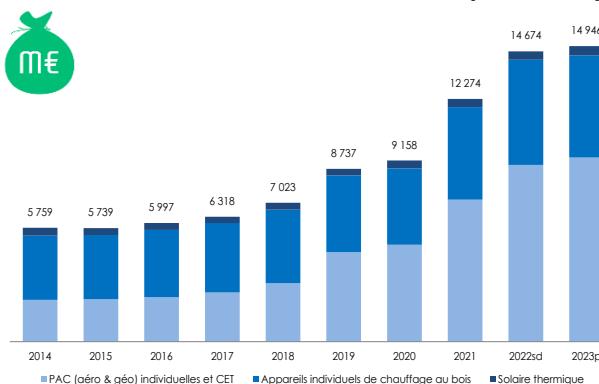
(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

Emplois des EnR électriques (ETP) *



Chaleur renouvelable individuelle – Après une forte progression, la stabilité en 2023

Marchés de la chaleur renouvelable individuelle (M€ courants) *



Après une hausse de 20 % entre 2021 (12,3 Mds€) et 2022 (14,7 Mds€), le marché de la chaleur renouvelable chez les particuliers (PAC-CET¹, solaire thermique², appareils de chauffage au bois) se stabilise à 14,9 Mds€ en 2023 (+2 % en un an).

Cette évolution suit celle de la première filière de ce sous-secteur, celle des PAC (aéro et géo) individuelles et CET qui augmente de 24 % entre 2021 (7,2 Mds€) et 2022 (8,9 Mds€) et 4 % en 2023 (9,3 Mds€).

Le marché des appareils individuels de chauffage au bois augmente de 14 % entre 2021 (4,7 Mds€) et 2022 (5,3 Mds€) avant de diminuer de 3 % en 2023 (5,2 Mds€).

Quant au solaire thermique, son marché reste stable à 419 M€ par an en moyenne entre 2021 et 2022, avant de progresser de 11 % l'année suivante pour atteindre 465 M€.

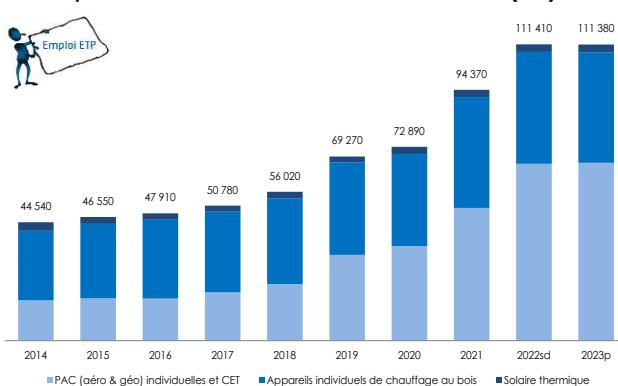
Après une hausse exceptionnelle de 46 % entre 2020 (5,7 Mds€) et 2021 (8,3 Mds€), les investissements (y c. exportations) dans les équipements individuels de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire augmentent de 24 % en 2022, dépassant la barre symbolique des 10 Mds€ (10,3 Mds€), avant de se stabiliser à ce même niveau l'année suivante.

L'explication de l'évolution des investissements provient en grande partie de la filière des PAC (aéro et géo) et CET dont les ventes augmentent de 661 790 appareils en 2021 à 736 930 appareils en 2023. Le montant investi passe ainsi de 6,6 Mds€ en 2021 à 8,6 Mds€ en 2023 (+30 %).

Après une légère baisse de 2 % entre 2021 (325 M€) et 2022 (318 M€), les investissements dans le solaire thermique augmentent de 11 % entre 2023 (354 M€).

Les investissements dans les appareils individuels au bois augmentent de 21 % entre 2021 (1,4 Mds€ pour 423 830 appareils vendus) et 2022 (1,7 Mds€ pour 512 950 appareils). La situation s'inverse en 2023 avec une baisse de 22 % (1,3 Mds€ pour 422 065 appareils).

Emplois de la chaleur renouvelable individuelle (ETP) *



En 2023, les filières de la chaleur renouvelable individuelle concentrent 57 % des emplois du secteur des EnR&R. Tout comme pour les marchés et les investissements, les effectifs augmentent de 18 % entre 2021 (94 370 ETP) et 2022 (111 410 ETP), avant de stabiliser l'année suivante (111 380 ETP).

En 2023, la filière des PAC individuelles (aéro-géo) et CET compte 66 900 ETP, en hausse de 34 % par rapport à 2021. Elle reste de loin le premier employeur parmi toutes les filières EnR&R (34 % du total).

Les emplois associés aux appareils individuels de chauffage au bois, 2^{ème} filière d'emplois parmi les EnR&R (21 % du total), diminuent légèrement de 1 % sur la même période (de 41 730 ETP en 2021 à 41 420 ETP en 2023).

Enfin, les effectifs du solaire thermique progressent de 12 % entre 2021 (2 730 ETP) et 2023 (3 050 ETP).

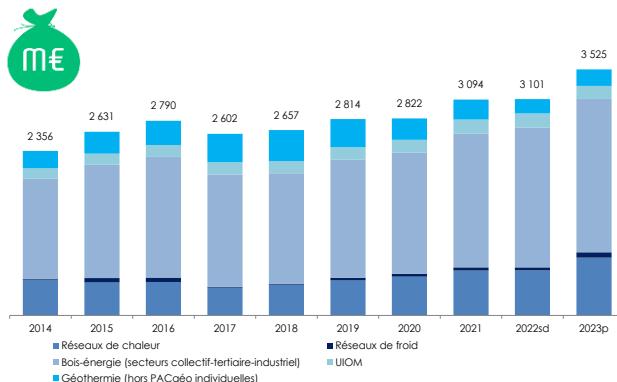
(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

¹ Pompes à chaleur aérothermiques individuelles et géothermie de surface assistée par PAC dans le secteur résidentiel (PAC géothermiques individuelles)

² Installations solaires thermiques posées chez les particuliers et les collectivités

Chaleur renouvelable collective – Reprise des investissements en 2023

Marchés de la chaleur renouvelable collective (M€ courants) *



Depuis 2014, le marché de la chaleur renouvelable collective suit une tendance à la hausse sous l'impulsion, entre autres, du Fonds Chaleur (dispositif de soutien de l'ADEME aux installations thermiques renouvelables des collectivités, du secteur tertiaire et des industriels).

De 2,4 Mds€ en 2014, ce marché s'élève à 3,1 Mds€ en 2021. Il reste stable au même niveau en 2022, avant de gagner 14 % en 2023 (3,5 Mds€).

Sur la période 2021-2023, les CA des réseaux de chaleur et de froid gagnent respectivement 29 % (829 M€ en 2023) et 68 % (76 M€).

Celui du bois-énergie dans les secteurs collectif-industriel-tertiaire progresse de 15 % (2,2 Mds€).

En revanche, le marché de la valorisation énergétique des déchets ménagers assimilés (DMA) dans les UIOM diminue de 8 %, passant de 203 M€ en 2021 à 187 M€ en 2023.

Après avoir diminué de 28 % entre 2021 (287 M€) et 2022 (206 M€), le marché de la géothermie collective³ augmente de 15 % en 2023 et s'élève à 236 M€.

Après une chute de 16 % entre 2021 (963 M€) et 2022 (808 M€), les investissements (exportations comprises) dans la chaleur renouvelable collective se redressent nettement en 2023 pour atteindre 1,1 Mds€ (+36 %).

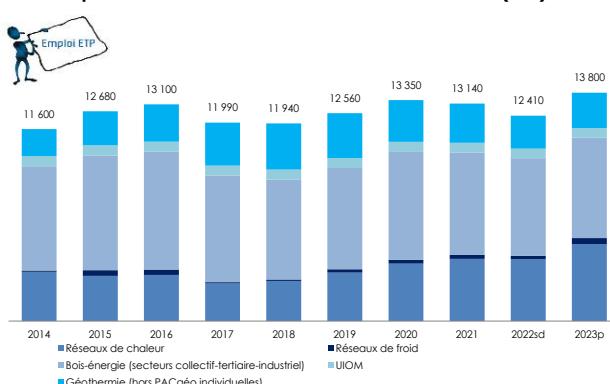
Après avoir diminué en 2022, les investissements dans les filières des réseaux de chaleur et de froid augmentent respectivement de 47 % et 108 % en 2023, année durant laquelle ils atteignent les niveaux records respectifs de 459 M€ et 66 M€.

Même constat pour les investissements dans le bois-énergie collectif-tertiaire-industriel, avec une baisse de 9 % entre 2021 (408 M€) et 2022 (370 M€) et une reprise de 22 % en 2023 (450 M€).

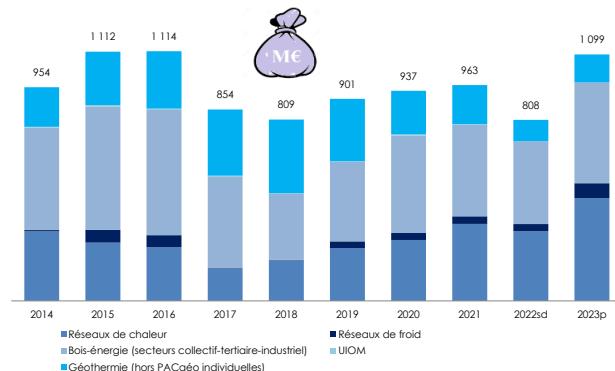
Les investissements consacrés à la géothermie collective passent de 174 M€ en 2021 à 95 M€ en 2022 (-45 M€ en un an) et 124 M€ en 2023 (+31 %).

À noter qu'aucun investissement n'est réalisé dans la construction et la mise en service de nouvelles UIOM depuis 2022.

Emplois de la chaleur renouvelable collective (ETP) *



Investissements de la chaleur renouvelable collective (M€ courants) *



Après avoir diminué de 6 % en 2022 (12 410 ETP), l'emploi dans les filières de la chaleur renouvelable collective augmente de 11 % en 2023 et s'élève à 13 800 ETP.

44 % de ces emplois concernent la filière des chaufferies biomasses collectives-industrielles-tertiaires, soit 6 070 ETP en 2023 (-2 % par rapport à 2021).

L'emploi dans la géothermie collective baisse de 16 % entre 2021 (2 360 ETP) et 2022 (1 990 ETP), avant d'augmenter de 7 % l'année suivante (2 130 ETP).

Après une baisse en 2022, les emplois dans les réseaux de chaleur et de froid augmentent respectivement de 24 % (4 650 ETP) et de 73 % (370 ETP) en 2023.

En absence d'investissement, la seule exploitation-maintenance des UIOM nécessite en moyenne 580 ETP par an depuis 2021.

(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

³ La géothermie collective comprend la géothermie de surface assistée par PAC dans les secteurs collectif-tertiaire, la géothermie profonde chaleur et la géothermie profonde électrogène. La géothermie de surface assistée par PAC dans le secteur résidentiel (PAC géo individuelles) est comptabilisée dans le sous-secteur de la chaleur renouvelable individuelle.

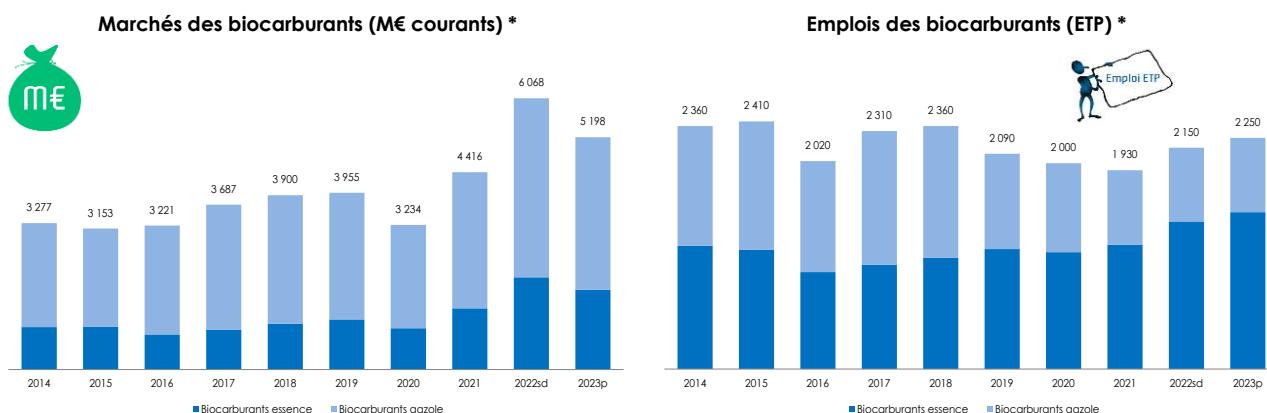
Biocarburants essence et gazole – Repli des marchés en 2023 en raison de la baisse des prix

Les marchés des biocarburants de première génération regroupent le marché (France et export) du secteur des biocarburants gazole (ou biodiesel) issu du colza et du tournesol, et celui des biocarburants essence issus de la betterave, du blé et du maïs.

Après une période de stabilité de 2014 à 2016, la filière des biocarburants renoue avec la croissance jusqu'à atteindre un marché de 4 Mds€ en 2019. En 2020, la crise sanitaire et les restrictions de déplacements engendrent une baisse de la consommation de biocarburants, conduisant à une chute du marché (3,2 Mds€). L'année 2021 marque une belle reprise à 4,4 Mds€, en raison notamment de la hausse des investissements (avec la reconversion de la raffinerie Total de Grandpuits en Seine-et-Marne). Sous l'effet de l'envolée des prix, les marchés des biocarburants essence et gazole enregistrent un record à 6,1 Mds€ en 2022 (+37 %). La situation s'inverse l'année suivante avec 5,2 Mds€ de CA (-14 %) due à la baisse des prix.

Le marché des biocarburants gazole passe de 3 Mds€ en 2021 à 4 Mds€ en 2022 (+31 %) et 3,4 Mds€ en 2023 (-15 %). Celui des biocarburants essence suit une évolution similaire : de 1,4 Mds€ en 2021 à 2,1 Mds€ en 2022 (+51 %) et 1,8 Mds€ en 2023 (-13 %).

Les emplois dans la filière des biocarburants essence progressent de 26 % entre 2021 (1 210 ETP) et 2023 (1 520 ETP), alors que les effectifs dans les biocarburants gazole restent stables à 720 ETP en moyenne par an sur cette même période.

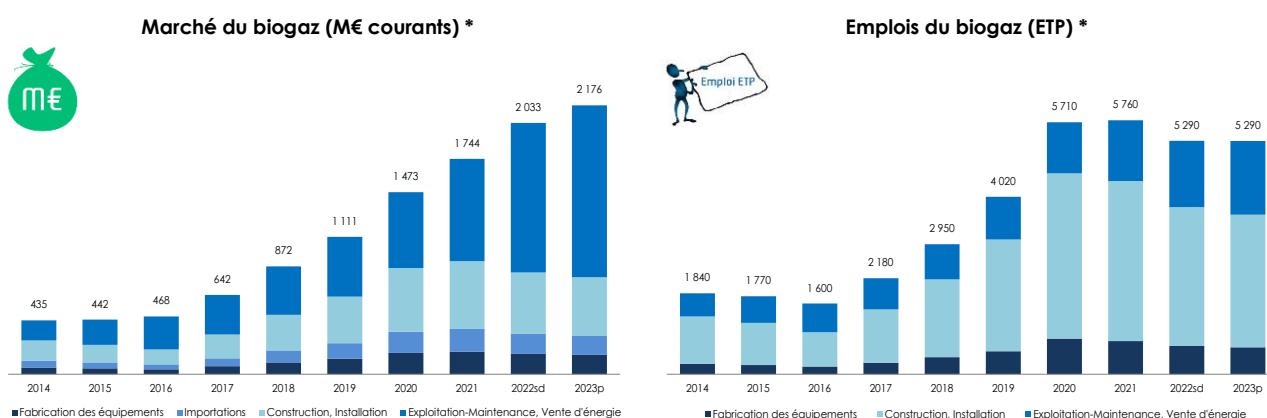


(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

Biogaz par méthanisation et ISDND – Baisse de 14 % des investissements entre 2021 et 2023

Parmi les EnR&R, le biogaz est la seule énergie qui permet une triple valorisation sous forme d'électricité, de chaleur et de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel. Malgré cet atout, ses investissements diminuent de 7 % en moyenne par an entre 2021 (916 M€) et 2023 (785 M€). Avec la bonne dynamique du marché d'exploitation-maintenance et de vente d'énergie du parc des installations sur cette même période (+68 % en deux ans), le marché global conserve une tendance à la hausse et passe de 1,7 Mds€ en 2021 à 2,2 Mds€ en 2023 (+25 %).

En 2023, le parc français compte 1 860 unités de méthanisation et d'ISDND produisant du biogaz. La quantité de biométhane produit et injecté fait plus que doubler entre 2021 (4,3 TWh) et 2023 (9,1 TWh, SDES). La production d'électricité issue du biogaz augmente de 9 % entre 2021 (3,3 TWh) et 2023 (3,6 TWh). La production de chaleur issue du biogaz (en cogénération) augmente en moyenne de 23 % par an entre 2021 (7,3 TWh) et 2023 (11 TWh).



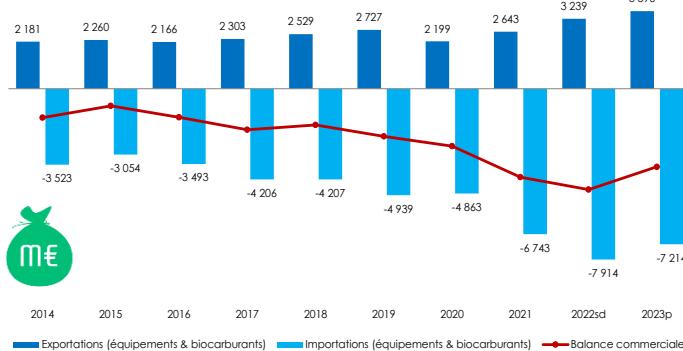
(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

Après une période continue de hausse de 2016 (1 600 ETP) à 2021 (5 760 ETP), les effectifs de la filière diminuent légèrement pour se stabiliser à 5 290 ETP en 2022 et 2023 (ainsi qu'en 2023 (-8 % en deux ans)). Sur cette période, la hausse de 21 % des emplois pérennes d'exploitation-maintenance est contrebalancée par la baisse de 17 % des emplois d'investissement (fabrication d'équipements et construction d'unités).

Un déficit commercial en diminution

Pour la première fois depuis 2019, le secteur des EnR&R voit son déficit commercial global diminuer en 2023. Après avoir augmenté de 14 % entre 2021 (4,1 Mds€) et 2022 (4,7 Mds€), ce dernier diminue à 3,6 Mds€ en 2023 (-23 %). Ce constat s'explique par une hausse des exportations, passant de 2,6 Mds€ en 2021 à 3,2 Mds€ en 2022 (+23 %) et 3,6 Mds€ en 2023 (+11 %). Concomitamment, les importations augmentent de 17 % entre 2021 (6,7 Mds€) et 2022 (7,9 Mds€), avant de baisser à 7,2 Mds€ en 2023 (-9 %).

Commerce extérieur dans le secteur des EnR&R (M€ courants)*



En 2023, plus de 60 % du déficit commercial provient de la filière du solaire photovoltaïque, dont la balance commerciale amplifie fortement son déséquilibre entre 2021 (-1,4 Mds€) et 2023 (-2,3 Mds€).

Les biocarburants gazole creusent aussi leur déficit qui passe de 1,3 Mds€ en 2021 à 1,7 Mds€ en 2023 (+35 %).

A contrario, la filière des PAC aéro et des CET réduit son déficit de 65 %. Ce dernier passe de 815 M€ en 2021 à 285 M€ en 2023.

Quant à la filière de l'éolien en mer posé, son excédent commercial est multiplié par 32, passant de 29 M€ en 2021 à 927 M€ en 2023.

(*) Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : semi-définitif, p : provisoire

Note : Pour comprendre plus en détail l'évolution de la balance commerciale par filière, vous pouvez vous référer au rapport sectoriel « EnR&R », rapport comprenant l'ensemble des fiches individuelles dédiées à chaque filière (disponible en ligne).

Objectifs de la 3ème PPE vs. Estimation préliminaire 2024

Cette partie compare, pour les marchés et les emplois, les estimations préliminaires constatées en 2024 aux objectifs nationaux de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2035 (PPE 3 ; projet soumis à consultation en mars 2025).

Les objectifs de développement des EnR&R à horizon 2030 et 2035 sont les suivants (année de référence 2023) :

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Photovoltaïque (dont autoconsommation)	25,7 TWh	66 TWh	92 à 110 TWh
Hydroélectricité	25,9 GW (avec STEP) 54,2 TWh (sans STEP)	26,3 GW (avec STEP) 54 TWh (sans STEP)	28,7 GW (avec STEP) 54 TWh (sans STEP)
Éolien terrestre	22 GW 50,8 TWh	33 GW 72 TWh	40 à 45 GW 91 à 103 TWh
Éolien en mer posé et flottant	-	-	18 GW
PAC aérothermiques	49,7 TWh	74 TWh	106 à 127 TWh
Consommation de biomasse solide	111,1 TWh	120 TWh	120 à 153 TWh
Dont consommation des ménages	69,3 TWh	59 TWh	59 à 75 TWh
Solaire thermique	2,8 TWh	6 TWh	10 TWh
Réseaux de chaleur	26,4 TWh	52,7 TWh	68 à 90 TWh
Dont quantité de chaleur EnR&R	16,9 TWh	39,5 TWh	54,5 à 72 TWh
Réseaux de froid	0,9 TWh	2 TWh	2,5 à 3 TWh
Géothermie – De surface *	3,4 TWh	10 TWh	15 à 18 TWh
Géothermie – Profonde	2,2 TWh	6 TWh	8 à 10 TWh
Biogaz	19,5 TWh	50 TWh	50 à 85 TWh
Dont biométhane injecté aux réseaux	9 TWh	44 TWh	-
Consommation de biocarburants gazole	27 TWh	40 TWh	51 à 65 TWh
Consommation de biocarburants essence	10 TWh	14 TWh	18 à 23 TWh

(*) Secteur résidentiel (individuel et collectif) et tertiaire

Sources : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation ; ADEME (2021), Transition(s) 2050 – Choisir maintenant – Agir pour le climat, Scénarios Coopérations territoriales (S2) et Technologies vertes (S3)

Ces objectifs sont traduits en marchés et en emplois pour comparaison avec les données observées. L'estimation préliminaire 2024 est calculée sur la base des premières données et informations disponibles (Observ'ER, Uniclima, SDES, ADEME, Enedis, fédérations professionnelles).

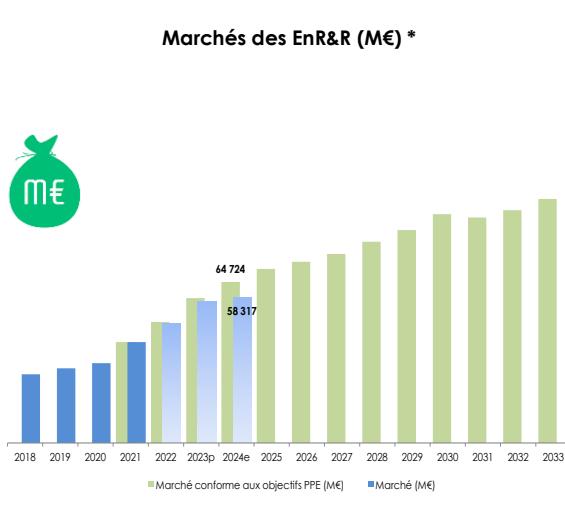
Marchés des EnR&R en 2024 – Retard de 10 % sur la trajectoire PPE

On constate que l'estimation préliminaire des marchés EnR&R en 2024 est en retard de 10 % sur la trajectoire PPE. En effet, l'estimation préliminaire 2024 s'élève à 58,3 Mds€, alors que l'atteinte des objectifs PPE nécessiterait 64,7 Mds€.

On rappelle que ces résultats globaux à l'échelle des EnR&R cachent de grandes disparités entre filières (cf. tableau ci-dessous), sans garantie que ces disparités permettent d'atteindre les objectifs prévus par la PPE (notamment en termes de consommation d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre).

En l'état, il est donc difficile de comparer, entre eux, les retards et les avances, car nous ne disposons pas d'indicateurs reflétant leur poids respectifs (e.g. la consommation d'énergie ou les émissions de gaz à effet de serre évitées en cas d'avance sur tel objectif, ou au contraire la surconsommation ou l'excédent d'émissions en cas de retard).

Sans pouvoir hiérarchiser parfaitement ces écarts, notons que certains retards plus faibles en pourcentage ont des répercussions plus importantes. Par exemple, le retard de 26 % des PAC aéro individuelles et CET nous éloigne bien plus fortement de l'objectif PPE que le retard de 41 % du marché de la géothermie. En effet, dans l'absolu, cela représente un écart de près de 2,5 Mds€ entre l'estimation préliminaire du marché des PAC aéro individuelles et CET et son objectif PPE, comparé à l'écart de 232 M€ pour la géothermie.



Comparaison du marché en 2024 (M€)	Estimation préliminaire	PPE	Écart
Solaire photovoltaïque	14 649	13 334	+10 %
Hydroélectricité	11 213	9 267	+21 %
PAC aéro individuelles et CET	7 167	9 654	-26 %
Éolien terrestre	6 473	7 771	-17 %
Appareils individuels au bois	5 397	5 697	-5 %
Biocarburants de la filière gazole	3 274	3 599	-9 %
Éolien en mer posé	2 434	2 434	-
Bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel)	2 229	2 515	-11 %
Biocarburants de la filière essence	1 894	1 887	+0,4 %
Biogaz par méthanisation et ISDND	1 814	4 039	-55 %
Réseaux de chaleur	817	1 920	-57 %
Solaire thermique	354	1 679	-79 %
Géothermie **	334	566	-41 %
Valorisation énergétique des DMA	203	200	+1 %
Réseaux de froid	66	161	-59 %

(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024 ; p : provisoire ; e : estimé

(**) La filière Géothermie concerne la géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur résidentiel et les secteurs collectif-tertiaire, ainsi que la géothermie profonde chaleur et électrogène.

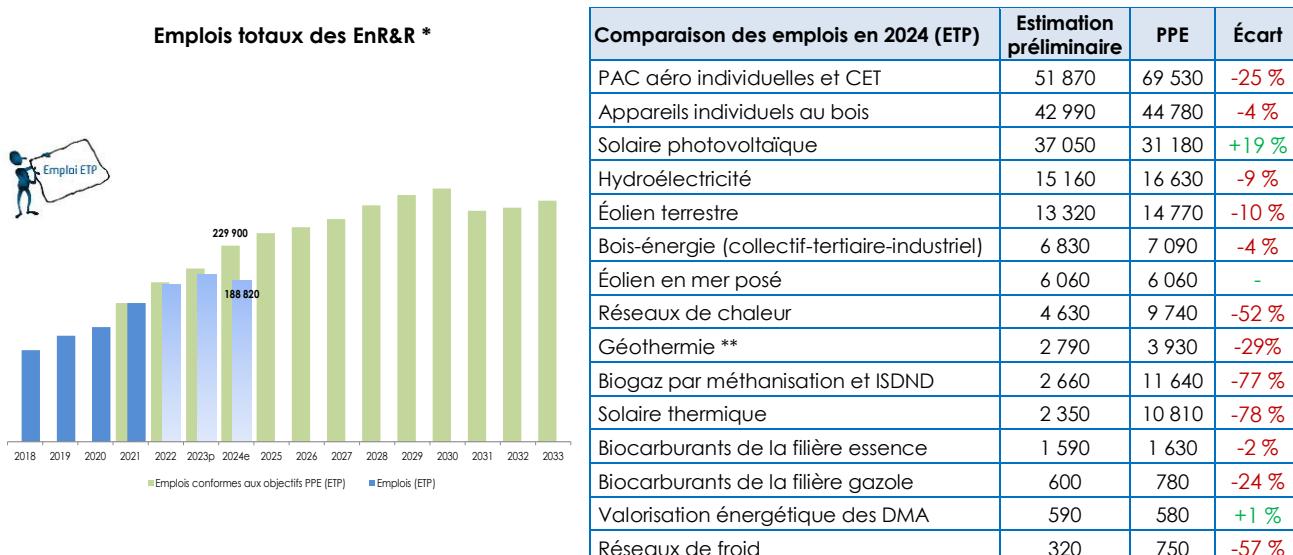
Source : Estimations IN NUMERI

- La trajectoire PPE du photovoltaïque se situe à 13,3 Mds€ en 2024, soit un cinquième du marché des EnR&R selon le scénario PPE. Il s'agit de l'objectif intermédiaire le plus élevé parmi toutes les filières EnR&R. Cet objectif est dépassé, l'estimation préliminaire se situant à 14,7 Mds€ (+10 %).
- L'estimation préliminaire du marché de l'hydroélectricité (11,2 Mds€ en 2024) est en avance de 21 % sur sa trajectoire PPE (9,3 Mds€). L'éolien terrestre est en retard de 17 % (6,5 Mds€ pour l'estimation préliminaire en 2024, contre 7,8 Mds€ pour la trajectoire PPE), alors que l'estimation de l'éolien en mer posé est conforme à la trajectoire PPE.
- Sur le secteur de la chaleur renouvelable pour les particuliers, toutes les filières ont du retard sur la trajectoire PPE : retard de 26 % pour les PAC aéro et CET, de 5 % pour les appareils individuels de chauffage au bois et de 79 % pour le solaire thermique.
- Plusieurs filières de la chaleur renouvelable collective accusent également un retard conséquent : retard de 59 % pour les réseaux de froid, de 57 % pour les réseaux de chaleur, de 41 % pour la géothermie et de 11 % pour le bois-énergie des secteurs collectif-tertiaire-industriel. A contrario, l'estimation préliminaire 2024 de la valorisation énergétique des déchets sont en phase avec sa trajectoire PPE.
- L'estimation préliminaire 2024 du biogaz par méthanisation et ISDND est inférieure de 55 % à sa trajectoire PPE.
- Alors que l'estimation préliminaire 2024 des biocarburants essence est conforme à sa trajectoire PPE, celle des biocarburants gazole affiche un retard de 9 %.

Emplois des EnR&R en 2024 – Retard de 18 % par rapport à la trajectoire PPE

Sur l'emploi, l'estimation préliminaire accuse un retard de 18 % avec 188 620 ETP en 2024, contre 229 490 ETP pour la trajectoire PPE, l'équivalent donc de 40 870 ETP en moins.

Comme pour les marchés, ces résultats globaux à l'échelle des EnR&R cachent des disparités entre filières (cf. tableau ci-dessous), sans garantie que ces disparités permettent d'atteindre les objectifs prévus par la PPE.



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024 ; p : provisoire ; e : estimé

(**) La filière Géothermie concerne la géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur résidentiel et les secteurs collectif-tertiaire, ainsi que la géothermie profonde chaleur et électrogène.

Source : Estimations IN NUMERI

- En termes d'emploi, le retard global des EnR&R sur la trajectoire PPE provient en grande partie de celui de la filière des PAC aérothermiques individuelles et CET, premier employeur du secteur. L'estimation préliminaire 2024 pour cette filière est de 51 870 ETP, contre 69 530 ETP pour la trajectoire PPE (moins de 17 660 ETP ; retard de 25 %).
- L'estimation préliminaire de la filière des appareils individuels de chauffage au bois (42 990 ETP) est également en retard de 4 % sur sa trajectoire PPE (44 780 ETP).
- A contrario, l'estimation préliminaire de la filière photovoltaïque se situe au-dessus de la trajectoire PPE (+19 %).
- Dans une moindre mesure, il en est de même pour la filière de la valorisation énergétique des DMA (+1 %).
- Les autres filières voient leurs estimations préliminaires 2024 se placer en-dessous de leur trajectoire PPE. L'écart est particulièrement important pour le solaire thermique (-78 %), le biogaz (-77 %), les réseaux de froid (-57 %) et les réseaux de chaleur (-52 %).

On note que, suite à l'introduction des nouveaux objectifs (PPE 3) basés sur les dernières connaissances pour chaque filière et à la modification des ambitions par filière, certains de ces résultats sont inversés par rapport à ceux présentés lors des éditions précédentes (résultats basés auparavant sur la PPE 2).

On rappelle également que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^e PPE 2019-2028 (édition 2020⁴). Or les objectifs de la PPE 2 étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025.

⁴ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Pourquoi la consultation PPE 3 de mars 2025 ?	Pourquoi pas la PPE 2 ? (utilisées lors des éditions précédentes)
Objectifs fixés à horizon 2030 et 2035	Objectifs fixés à horizon 2023 et 2028
Objectifs construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence)	Objectifs construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence)
Objectifs plus réalistes car prenant compte des dernières connaissances pour chaque filière	

Note : Pour comprendre plus en détail les écarts entre les estimations préliminaires et les objectifs PPE en 2024 par filière, vous pouvez vous référer au rapport sectoriel « EnR&R », rapport comprenant l'ensemble des fiches individuelles dédiées à chaque filière (disponible en ligne).

Perspectives du secteur des EnR&R

Fonds Chaleur – Bilan 2024 et évolutions 2025

Entre 2009 et 2024, le Fonds chaleur a permis d'aider plus de 10 000 installations d'énergies renouvelables et de récupération grâce à 5,1 Mds€ d'aides, ayant généré près de 16 Mds€ d'investissements. Cela représente près de 50 TWh/an de production additionnelle d'EnR&R, l'équivalent de la consommation de chaleur d'environ 5 millions de logements. De plus, les programmes France Relance, France 2030 et le Fonds Planification écologique (~ Fonds Vert) – opérés également par l'ADEME – ont permis d'accompagner la production de chaleur à partir de biomasse pour la cible industrielle à hauteur de 8,6 TWh/an. Le bilan cumulé de l'ensemble de ces dispositifs conduit ainsi à une production thermique additionnelle de 57,6 TWh/an.

Sur la seule année 2024, près de 1 360 nouveaux projets sont soutenus par le Fonds Chaleur, contre 1 390 projets en 2023 et 910 projets en 2022. La production additionnelle de chaleur renouvelable et de récupération des projets retenus en 2024 est estimée à 3,6 TWh, en hausse de 28 % par rapport à l'année précédente (2,8 TWh/an), pour une hausse de budget de 36 % (820 M€ en 2023). C'est la biomasse énergie qui contribue le plus à cette production de chaleur (68 %), suivie par la géothermie (16 %), la récupération de chaleur fatale (8 %), la méthanisation (8 %) et le solaire (0,3 %).

En ajoutant les projets soutenus par les programmes BCIAT (biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire), BCIB (biomasse chaleur pour l'industrie du bois), France 2030 et par le Fonds MASA (Ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire), l'ensemble des installations aidées en 2024 produiront 5,6 TWh/an de chaleur renouvelable et de récupération supplémentaires, pour une hausse de budget de 24 %.

Pour poursuivre le déploiement de la chaleur renouvelable, l'État conforte le budget du Fonds Chaleur à 800 M€ en 2025 :

- Compte tenu des enjeux sur la disponibilité de la ressource en biomasse et en particulier de tensions sur les plaquettes forestières dans certaines régions, la démarche de priorisation des EnR&R est renforcée, et la diversification des plans d'approvisionnement en biomasse est encouragée. La biomasse énergie restera néanmoins importante, notamment pour des usages à haute température.
- L'accélération du déploiement de la géothermie profonde et de surface reste un axe prioritaire pour 2025, avec la mise en œuvre du plan d'action national lancé en février 2023 par l'État (plan regroupant 27 actions prioritaires et 23 pistes d'actions complémentaires en France métropolitaine et d'outre-mer) et le lancement de la mission commando en avril 2025 (mission adoptant 7 mesures prioritaires).
- En 2025, sera élaboré un plan d'action pour le développement du solaire thermique avec la relance de l'appel à projets concernant les grandes installations solaires thermiques (GIST), principalement pour l'industrie ou l'alimentation des réseaux de chaleur.
- Concernant la récupération de chaleur fatale industrielle, les travaux se poursuivent sur les modalités de couverture des risques. En 2024, plus d'une trentaine de projets sont accompagnés, représentant une production annuelle de près de 290 GWh.

Loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER)

Publiée en 2023, la loi APER⁵ prévoit une série de mesures s'articulant autour de quatre axes :

Axe 1 – Planifier avec les élus locaux le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires

- Création d'un dispositif de planification territoriale (~ définition – par les communes et en concertation des habitants – de zones d'accélération favorables à l'accueil des projets)
- Simplification de la modification des documents d'urbanisme
- Formalisation d'un processus de planification pour l'éolien en mer et simplification du cadre réglementaire

⁵ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

Axe 2 – Simplifier les procédures d'autorisation des projets d'énergies renouvelables

- Simplification des procédures de raccordement
- Reconnaissance de la raison impérative d'intérêt public majeur (RIIPM)
- Mise en place d'un fonds de garantie de prise en charge des coûts échoués pour les projets autorisés et débutant avant la fin des recours
- Simplification du recours à la géothermie
- Obligation pour le juge de permettre la régularisation de l'autorisation environnementale lorsque c'est possible

Axe 3 – Mobiliser les espaces déjà artificialisés pour développer les énergies renouvelables

- Déploiement du solaire photovoltaïque et de l'agrivoltaïsme
- Financement des radars de compensation

Axe 4 – Partager la valeur des projets d'énergies renouvelables avec les territoires qui les accueillent

- Partage territorial de la valeur des énergies renouvelables
- Définition et clarification des contrats d'achat d'électricité ou de gaz renouvelable
- Simplification du recours à l'autoconsommation pour des collectivités

Élaboration de la stratégie française sur l'énergie et le climat

En cours d'élaboration, la future stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) constitue une feuille de route pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la société aux impacts du changement climatique. Elle se déclinera avec :

- La future loi de programmation énergie-climat (LPEC) ;
- Le 3^{ème} plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC 3) – adopté fin 2024 ;
- La 3^{ème} stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3) – non publiée à ce jour ;
- La 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035 (PPE 3) – non publiée à ce jour.

Résultats détaillés

Ces résultats sont présentés selon la part de marché de chaque filière en 2023 (ordre décroissant).

Marché par filière d'énergie renouvelable et de récupération (M€ courants) ⁽¹⁾

Marché par filière	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Solaire photovoltaïque	4 566	4 278	3 647	4 489	4 146	4 612	5 912	7 433	8 762	11 387
PAC aéro individuelles et CET	1 983	2 022	2 144	2 387	2 850	4 417	4 795	7 068	8 816	9 165
Hydroélectricité	3 814	3 651	3 434	2 881	3 095	3 091	3 464	4 418	4 170	8 965
Éolien terrestre	3 803	3 880	4 600	4 903	5 344	5 023	5 401	5 116	6 515	6 962
Appareils individuels au bois	3 241	3 247	3 400	3 509	3 719	3 876	3 863	4 674	5 317	5 169
Éolien en mer posé	633	633	633	633	716	658	2 076	2 840	3 538	
Biocarburants gazole	2 328	2 201	2 437	2 795	2 877	2 834	2 314	3 047	4 006	3 413
Bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel)	1 434	1 623	1 730	1 611	1 583	1 690	1 736	1 915	2 004	2 198
Biogaz par méthanisation-ISDND	435	442	468	642	872	1 111	1 473	1 744	2 033	2 176
Biocarburants essence	948	952	784	892	1 023	1 121	921	1 369	2 063	1 785
Réseaux de chaleur	512	471	480	397	441	501	555	644	646	829
Solaire thermique	405	348	352	320	349	331	397	418	420	465
Géothermie ⁽²⁾	378	435	449	510	549	516	409	400	326	383
UIOM	149	159	171	175	174	180	183	203	204	187
Réseaux de froid	13	65	62	12	14	39	42	45	42	76
Marché total ⁽³⁾	24 644	24 406	24 789	26 155	27 670	30 059	32 123	40 570	48 163	56 697

Estimations IN NUMERI ; Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois par filière d'énergie renouvelable et de récupération (ETP) ⁽¹⁾

Emplois par filière	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Solaire photovoltaïque	9 260	7 370	4 890	7 540	6 540	8 170	13 340	16 610	18 920	27 560
PAC aéro individuelles et CET	14 410	15 100	15 230	17 520	20 680	31 560	34 970	49 200	65 770	65 990
Hydroélectricité	12 600	12 770	12 470	12 370	12 120	13 020	12 760	13 330	14 720	15 090
Éolien terrestre	10 220	9 610	11 800	11 680	12 230	11 660	12 120	12 870	14 670	13 270
Appareils individuels au bois	26 130	28 040	29 570	30 310	32 230	34 810	34 560	41 730	42 030	41 420
Éolien en mer posé	3 140	3 010	2 680	3 240	3 280	3 550	2 320	4 700	5 080	7 390
Biocarburants gazole	1 170	1 250	1 080	1 300	1 280	930	860	720	720	720
Bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel)	6 300	6 910	7 120	6 440	6 040	6 120	6 520	6 190	5 890	6 070
Biogaz par méthanisation-ISDND	1 840	1 770	1 600	2 180	2 950	4 020	5 710	5 760	5 290	5 290
Biocarburants essence	1 200	1 160	940	1 010	1 080	1 170	1 140	1 210	1 430	1 520
Réseaux de chaleur	2 980	2 730	2 790	2 280	2 430	2 930	3 480	3 760	3 740	4 650
Solaire thermique	3 190	2 600	2 430	2 260	2 430	2 160	2 680	2 730	2 830	3 050
Géothermie ⁽²⁾	2 440	2 870	2 940	3 280	3 460	3 450	3 200	3 080	2 780	3 030
UIOM	610	630	600	610	600	600	610	590	580	580
Réseaux de froid	80	350	330	70	80	200	230	240	210	370
Emplois totaux ⁽³⁾	95 570	96 170	96 470	102 090	107 440	124 350	134 500	162 710	184 660	196 010

Estimations IN NUMERI ; Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Production par filière d'énergie renouvelable et de récupération (M€ courants) ⁽¹⁾

Production par filière	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Solaire photovoltaïque	3 558	3 549	3 371	3 844	3 734	4 063	4 881	6 044	7 225	9 061
PAC aéro individuelles et CET	1 705	1 772	1 875	2 108	2 511	3 799	4 079	6 025	8 359	8 682
Hydroélectricité	3 787	3 615	3 403	2 859	3 077	3 074	3 445	4 402	4 155	8 948
Éolien terrestre	2 783	3 040	3 207	3 410	3 825	3 805	4 230	4 043	4 959	5 916
Appareils individuels au bois	3 064	3 092	3 240	3 320	3 500	3 648	3 644	4 348	4 849	4 831
Éolien en mer posé	633	633	633	633	716	510	1 815	2 245	3 118	
Biocarburants gazole	1 779	1 663	1 570	1 708	1 754	1 160	1 255	1 100	1 466	1 294
Bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel)	1 350	1 543	1 639	1 547	1 536	1 627	1 669	1 844	1 934	2 125
Biogaz par méthanisation-ISDND	381	395	428	578	776	986	1 301	1 560	1 869	2 019
Biocarburants essence	754	705	543	618	700	793	792	1 084	1 685	1 724
Réseaux de chaleur	450	419	432	367	406	454	501	575	584	738
Solaire thermique	362	301	303	282	303	295	350	369	358	401
Géothermie ⁽²⁾	353	415	429	488	520	488	384	375	321	375
UIOM	149	159	171	175	174	180	183	203	204	187
Réseaux de froid	12	53	51	12	13	33	36	38	35	62
Production totale ⁽⁴⁾	21 120	21 352	21 296	21 949	23 463	25 121	27 260	33 827	40 249	49 483

Estimations IN NUMERI ; Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Marché par activité des énergies renouvelables et de récupération (M€ courants) ⁽¹⁾

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France pour MI	1 735	1 720	1 571	1 587	1 506	1 811	2 028	3 176	4 368	4 512
Importations d'équipements	2 780	2 269	2 385	2 845	2 761	2 937	3 675	4 511	4 997	5 035
Distribution des équipements	894	886	871	966	1 131	1 631	1 722	2 578	3 204	3 161
Construction, Installation, Raccordement	2 807	2 664	2 623	2 815	2 962	3 767	4 310	6 240	7 496	8 762
Montage de projets, Études préalables	456	391	440	417	401	313	344	391	375	392
Total des investissements intérieurs	8 673	7 931	7 890	8 629	8 761	10 459	12 079	16 897	20 440	21 862
Exploitation, Vente intérieure d'énergie										
Dont biocarburants fabriqués en France	1 955	1 764	1 661	1 679	1 614	1 024	1 245	1 103	1 850	2 034
Dont biocarburants importés	743	785	1 108	1 360	1 446	2 002	1 187	2 232	2 917	2 179
Marché intérieur ⁽⁵⁾	22 463	22 147	22 623	23 852	25 141	27 332	29 924	37 927	44 925	53 101
Exportations										
Équipements fabriqués en France pour export	1 603	1 669	1 715	1 694	1 726	1 836	1 397	1 585	1 960	2 634
Biocarburants produits en France pour export	578	591	452	609	802	891	802	1 058	1 279	962
Marché total ⁽³⁾	24 644	24 406	24 789	26 155	27 670	30 059	32 123	40 570	48 163	56 697
Production ⁽⁴⁾	21 120	21 352	21 296	21 949	23 463	25 121	27 260	33 827	40 249	49 483

Estimations IN NUMERI ; Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires, MI : marché intérieur

Emplois par activité des énergies renouvelables et de récupération (ETP) ⁽¹⁾

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France pour MI	8 580	9 090	8 020	7 860	7 270	9 420	10 440	12 920	17 990	15 200
Distribution d'équipements	9 140	8 550	7 970	9 370	11 090	15 300	17 100	23 430	28 790	28 500
Construction, Installation, Raccordement	23 400	20 740	18 930	21 250	22 290	29 390	36 250	48 750	57 130	64 520
Montage de projets, Études préalables	2 770	2 330	2 690	2 600	2 540	1 860	2 040	2 220	2 210	2 190
Total lié aux investissements intérieurs	43 890	40 700	37 610	41 070	43 190	55 970	65 820	87 330	106 120	110 420
Liés à la vente intérieure d'énergie	42 540	46 040	49 830	51 730	54 690	58 040	60 260	67 210	70 070	75 690
Liés au marché intérieur ⁽⁵⁾	86 430	86 740	87 440	92 800	97 880	114 010	126 090	154 540	176 190	186 110
Liés aux exportations	9 140	9 430	9 030	9 290	9 560	10 340	8 410	8 170	8 470	9 900
Total des emplois ⁽³⁾	95 570	96 170	96 470	102 090	107 440	124 350	134 500	162 710	184 660	196 010

Estimations IN NUMERI ; Calculés selon prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours ; sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires, MI : marché intérieur

(1) Hors réseaux électriques intelligents – REI (smart grids) et énergies marines renouvelables – EMR (hors éolien en mer posé)

(2) La filière Géothermie concerne la géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur résidentiel et les secteurs collectif-tertiaire, ainsi que la géothermie profonde chaleur et électrogène.

(3) Le marché total et les emplois directs associés concernent l'ensemble des investissements intérieurs (fabrication, vente et installation des équipements, importations des équipements et des biocarburants, montage de projets et études préalables, construction des unités de production), l'exploitation-maintenance des installations et des équipements, la vente intérieure d'énergie, ainsi que les exportations.

(4) La production totale correspond au marché total hors importations.

(5) Le marché intérieur correspond à la somme des investissements intérieurs, de l'exploitation-maintenance et de la vente intérieure de l'énergie.

Note (1) : L'ensemble des résultats de l'étude est disponible sur l'OpenData de l'ADEME.

Note (2) : Les données présentées dans ce rapport sont arrondies à la dizaine dans le cas des emplois, ce qui explique de légers écarts dans les totaux. De plus, l'analyse de l'évolution des emplois est effectuée à partir des données initiales non arrondies. Par conséquent, il est possible que certains chiffres présentés soient légèrement différents de ceux que l'on obtiendrait en utilisant les données arrondies.

Note (3) : Les résultats agrégés présentés cette année ne peuvent pas être comparés avec ceux de l'édition précédente. Tout d'abord, le périmètre étudié change avec l'ajout de l'éolien en mer posé. D'autres ajustements et corrections sont apportés à différentes fiches, dont : EnR électriques et chaleur collective (révision des coûts d'investissement et d'exploitation-maintenance et de leur décomposition par activité – données ADEME) ; PAC et solaire thermique (prise en compte des opérations en renouvellement dans l'habitat existant – données Observ'ER) ; appareils individuels au bois et bois-énergie dans les secteurs collectif-tertiaire-industriel (révision des ratios d'emploi – données ADEME) ; géothermie (redéfinition des installations en géothermie profonde chaleur et électrogène – données AFPG) ; biogaz (révision des informations sur le parc des unités existantes – données Observ'ER et ADEME).

1. Photovoltaïque

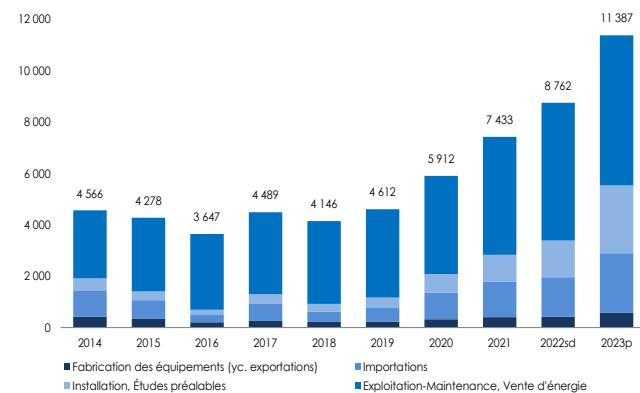
Points clés

Croissance continue du marché depuis 2018

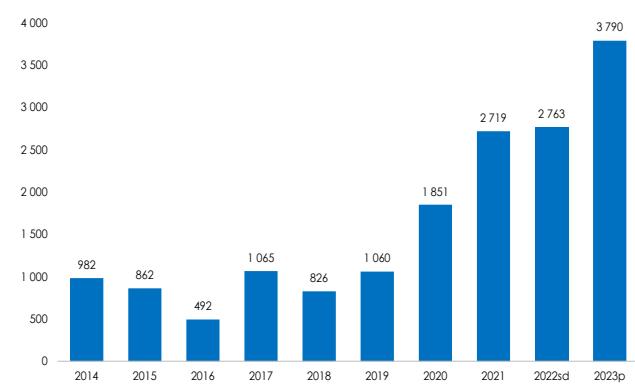
Depuis la baisse de 22 % observée en 2018 (826 MW), les nouvelles installations repartent fortement à la hausse. Ces dernières passent de 2 719 MW en 2021 à 2 763 MW en 2022 (+2 % en un an) et 3 790 MW en 2023 (+37 %).

En 2023, la hausse des nouvelles installations (petites, moyennes et grandes toitures, centrales au sol) et celle du marché de l'énergie entraînent une augmentation du marché et de l'emploi, avec 11,4 Mds€ et 27 560 ETP, contre 7,4 Mds€ et 16 610 ETP en 2021, soit une hausse de 53 % des marchés et de 66 % des emplois en deux ans.

Marchés liés au photovoltaïque (M€)



Nouvelles installations annuelles (MW)*



(*) Compte tenu des files d'attente et des délais de construction, les installations sont différentes des raccordements (3 200 MW en 2023).

Tendances observées 2021-2023

Puissance annuelle installée (MW)



Puissance annuelle raccordée (MW)



Investissements intérieurs (M€)



Marché total (M€)



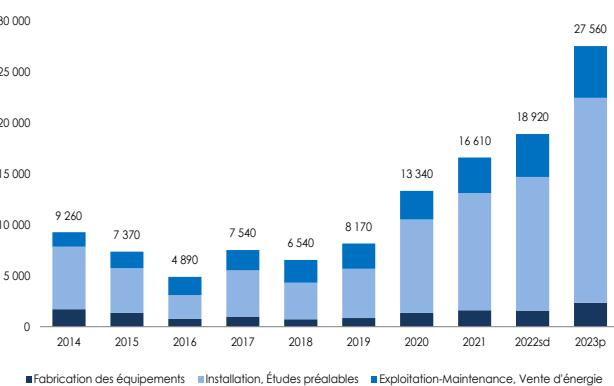
Emplois liés aux investissements (ETP)



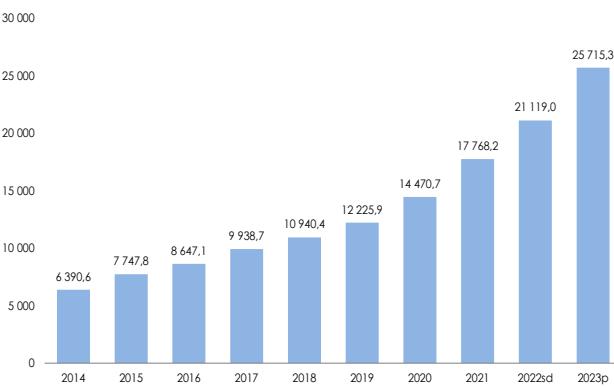
Emplois liés à la vente d'énergie (ETP)



Emplois associés au photovoltaïque (ETP)



Énergie produite (y.c en autoconsommation ; GWh)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés aux marchés du solaire photovoltaïque. Les emplois indirects (fournisseurs des fabricants) ne sont pas inclus.

En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Fabrication des équipements
Installation, raccordement
Études préalables, ingénierie
Maintenance

Fabrication de modules et de composants
Pose dans les logements résidentiels, les bâtiments tertiaires et au sol
Études techniques, montage de projets
Exploitation, entretien et maintenance courante du parc



Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Tarifs d'achat en guichet ouvert pour les installations de moins de 500 kWc

Pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kWc, et jusqu'à 500 kWc depuis 2021⁶, l'électricité produite par une installation réalisée par un professionnel qualifié ou certifié peut faire l'objet d'une obligation d'achat par EDF OA (EDF agence Obligation d'achat). Les entreprises locales de distribution ou les organismes agréés sont obligés d'acheter l'électricité produite à un tarif d'achat. Les contrats d'achat sont conclus sur 20 ans. Chaque trimestre, les tarifs d'achat font l'objet d'ajustement selon les demandes de raccordement. Ces tarifs diminuent si le nombre de demandes de raccordement est conforme ou supérieur à la trajectoire cible.

Pour les installations inférieures à 100 kWc sur bâti seulement, les dispositions réglementaires qui régissent le tarif d'achat en guichet ouvert introduisent aussi un mécanisme de soutien spécifique aux installations en autoconsommation avec un tarif d'achat pour la vente du surplus d'électricité et une prime à l'investissement.

Appels d'offres pluriannuels avec rémunération pour les installations supérieures à 500 kWc

Pour les installations de plus de 500 kWc, le mécanisme de soutien repose sur des appels d'offres permettant d'obtenir un complément de rémunération selon la famille de candidature dans laquelle le projet est présenté.

AO portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques

- Installations sur bâtiments, ombrières de parking, hangars et serres agricoles de 100 kWc à 8 MWc –** AO lancé entre septembre 2016 et septembre 2021 pour un volume total de 2 375 MWc sur 13 périodes : près de 4 480 lauréats retenus pour une puissance totale de 2 221,4 MW (1 119,8 MW d'installations d'une puissance de 100 à 500 kWc ; 1 101,5 MW d'installations de 500 kWc à 8 MWc).
- Centrales au sol de 500 kWc à 17 MWc –** AO lancé entre août 2016 et septembre 2021 pour un volume total de 3 920 MWc sur 10 périodes : 845 lauréats retenus pour 6 062,1 MW au total (614,2 MW d'installations sur ombrières de parking de 500 kWc à 10 MWc ; 1 659,9 MW d'installations au sol de 500 kWc à 5 MWc ; 3 785 MW d'installations au sol de puissance strictement supérieure à 5 MWc).

2014

- Abrogation de la bonification du tarif d'achat
- Remplacement du crédit d'impôt au développement durable (CIDD) par le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)
- Code de l'environnement - Panneaux photovoltaïques soumis au régime de la responsabilité élargie du producteur (REP)

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur le développement de l'énergie photovoltaïque : 10,2 GW en 2018 ; entre 18,2 GW (objectif bas) et 20,2 GW (objectif haut) en 2023
- Lancement des appels d'offres CRE pour les installations sur bâtiments de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc " Marché + prime "
- Lancement des appels d'offres CRE pour les centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc " Marché + prime "
- Cadre pour l'autoconsommation d'électricité
- Intégration au budget de l'État du financement du soutien aux EnR par l'intermédiaire du Compte d'Affectation Spéciale " Transition Énergétique "

2017

- Nouveaux tarifs d'achat + Prime à l'investissement pour l'autoconsommation
- Lancement des appels d'offres CRE pour les installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire

2018

- Fin des lois antidumping

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur le développement de la filière éolienne terrestre : 20,1 GW en 2023 ; entre 35,1 GW (scénario A) et 44,0 GW (scénario B) en 2028

2021

- Publication de la feuille de route de l'ADEME pour mener la filière vers l'excellence environnementale
- Mise en place des appels d'offres " PPE 2 Neutre "
- Arrêté relevant le seuil du guichet ouvert des installations sur toitures de 100 à 500 kWc
- Plan d'investissement " France 2030 "

2022

- Application de la RE 2020 au 1er janvier sur le principe des bâtiments à énergie positive (BEPOS), bâtiment qui produit plus d'énergie qu'il en consomme

2023

- Loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER)

2024

- Réglementation européenne d'écoconception et d'étiquetage énergétique pour les produits solaires photovoltaïques
- Pacte solaire (objectif de 100 GW d'ici 2050) et Charte solaire

⁶ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance créte installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continental

Appel d'offres PPE 2

En août 2021, la CRE publie les cahiers des charges de l'AO « PPE 2 » pour le développement de la filière photovoltaïque. Les résultats des premières périodes sont comme suit :

- **Centrales sur bâtiments, serres agricoles, hangars et ombrières > 500 kWc (14 périodes au total)** – Sur les 9 premières périodes : plus de 480 lauréats retenus pour une puissance totale de 1,8 GW ;
- **Centrales au sol (10 périodes au total)** – Sur les 6 premières périodes : 560 lauréats retenus pour une puissance totale de 5,4 GW ;
- **Innovation (5 périodes au total)** – Sur la première période : 52 lauréats retenus pour une puissance totale de 140,5 MW.

2025

- Mise en place de critères d'éco-modulation pour le recyclage des panneaux solaires
- Arrêté S21 - Réforme des conditions d'achat de l'électricité produite par les installations sur bâtiment-hangar-ombrière d'une puissance inférieure ou égale à 500 kWc
- Décret modifiant les seuils pour l'obligation d'achat et le complément de rémunération des installations sur bâtiment et au sol (~ AO simplifiés)
- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur le développement du photovoltaïque : 54 GW et 66 TWh en 2030 ; 65 à 90 GW et 92 à 110 TWh en 2035

AO technologiquement neutre

En septembre 2021, la CRE publie les cahiers des charges de l'AO portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne (~ PPE 2 neutre).

- 1^{ère} période (résultats du 29 septembre 2022) : 34 lauréats, dont 15 projets d'installations photovoltaïques au sol (180 MWc) et 19 projets d'installations éoliennes (321 MW). Prix moyen de l'ensemble des lauréats de 76,89 €/MWh.
- 2^{ème} période (résultats du 30 novembre 2023) : 34 lauréats, dont 30 projets d'installations photovoltaïques au sol (435,2 MWc) et 4 projets d'installations éoliennes (77,6 MW). Prix moyen de l'ensemble des lauréats de 85,19 €/MWh.
- 3^{ème} période (résultats du 4 décembre 2024) : 38 lauréats, dont 35 projets d'installations photovoltaïques au sol (463,7 MWc) et 3 projets d'installations éoliennes (36,9 MW). Prix moyen de l'ensemble des lauréats de 80,6 €/MWh.

Plan d'actions pour accélérer le développement de la filière

Fin 2021, le Ministère de la transition écologique annonce un plan en 10 mesures visant à accélérer le développement de la filière photovoltaïque en France. Certaines de ces mesures sont déjà mises en place :

- **Solaire obligatoire sur les entrepôts, hangars et parkings** – La loi Climat et Résilience de 2021⁷ renforce les obligations d'installation de panneaux PV ou de toitures végétalisées sur les hangars, entrepôts et parkings. Le but est de mobiliser le potentiel permettant de développer la filière sans consommer d'espace. La loi étend l'obligation aux nouveaux entrepôts, hangars et parkings couverts et extérieurs de plus de 500 m², ainsi qu'aux nouveaux immeubles de bureaux de plus de 1 000 m². L'obligation concerne également les rénovations lourdes de ces bâtiments.
- **Guichet ouvert pour le photovoltaïque – Rehaussement du seuil à 500 kW dès fin 2021** – En octobre 2021⁸, le seuil du guichet ouvert passe officiellement de 100 à 500 kWc pour les bâtiments, hangars et ombrières. Concrètement, l'arrêté correspondant ne modifie pas le fonctionnement du guichet ouvert, mais en modifie les seuils et y ajoute quelques conditions quantitatives, dont le maintien du fonctionnement des tarifs réglementés selon la puissance des installations avec ajout de nouveaux tarifs progressifs en vente en totalité et/ou en autoconsommation au-dessus de 100 kWc. La signature d'un contrat d'achat reste la seule formalité, facilitant ainsi les démarches pour un grand nombre d'entreprises dont le projet se situe entre 100 et 500 kWc. Les installations de plus de 500 kWc sur bâtiments, hangars et ombrières restent, quant à elles, concernées par la procédure de mise en concurrence via les AO.

Plan d'Investissement « France 2030 »

Présenté également fin 2021, le plan d'investissement France 2030 poursuit la stratégie du Gouvernement en faveur de l'investissement, de l'innovation et de la réindustrialisation. Ce plan est doté de 54 Mds€ sur la période 2022-2027.

Annoncée début 2022, la stratégie nationale « Technologies avancées pour les systèmes énergétiques » s'inscrit dans le dispositif France 2030. Elle est dotée de près de 2 Mds€ dédiés à l'innovation et au soutien à l'industrialisation des moyens de production d'énergie renouvelable et à la gestion du système électrique, dont :

⁷ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

⁸ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance créte installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3^e de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

- Un soutien de près de 1 Mds€ pour faire émerger des solutions innovantes – notamment dans le domaine du photovoltaïque – et accélérer l'industrialisation des énergies renouvelables ;
- Un soutien à la recherche et à l'innovation dans le domaine des énergies renouvelables de plus de 500 M€ visant, entre autres, à faire émerger en France une filière photovoltaïque fondée sur des ruptures technologiques ;
- Un soutien au déploiement industriel de 400 M€ sur l'ensemble des EnR afin d'appuyer les projets ayant un potentiel industriel, notamment sur les technologies avec un haut degré d'innovation, mais aussi sur des technologies existantes.

Dans le cadre de cette stratégie, l'ADEME opère trois appels à projets (tous ouverts jusqu'au 15 septembre 2024 ; sélection en cours) : développement de briques technologiques par des PME pour les systèmes énergétiques ; développement de briques technologiques et démonstrateurs pour les systèmes énergétiques ; aide à l'investissement de l'offre industrielle des EnR.

Règles européennes d'écoconception et d'étiquetage énergétique pour le photovoltaïque

En 2021, l'ADEME publie une feuille de route dans le but d'améliorer les performances environnementales globales de la filière. De fait, l'ADEME constate un nombre croissant d'acteurs ayant déjà mis en place ou envisageant de mettre en place des pratiques ou initiatives pour améliorer leurs impacts environnementaux. Cependant, la maturité et la pertinence de ces pratiques industrielles sont aujourd'hui encore très variables, laissant un fort potentiel de progression.

Cette feuille de route est axée sur 4 thématiques :

- Améliorer la performance technique et environnementale des produits photovoltaïques et de leur fabrication ;
- Inciter au déploiement de produits ayant de meilleures performances environnementales ;
- Optimiser la consommation de matériaux et développer une économie circulaire ;
- Structurer le déploiement du photovoltaïque en diminuant les impacts environnementaux sur site.

En plus d'améliorer le cycle de vie du photovoltaïque, la mise en œuvre de cette feuille de route est également un atout stratégique pour la filière française, voire européenne. De fait, la Commission Européenne diffuse en juin 2022 un projet de mesures d'écoconception photovoltaïque et d'étiquetage énergétique, proposant des exigences sur l'empreinte carbone intégrée maximale, des exigences minimales de qualité et de fiabilité, la divulgation du contenu matériel et d'autres aspects circulaires pour les modules photovoltaïques et les onduleurs. Après la phase de consultation publique clôturée fin 2022, l'adoption de cette réglementation par la CE est prévue courant 2025.

Loi APER – Des mesures visant à diviser par deux le temps de déploiement des projets

Publiée en 2023, la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER⁹) porte notamment sur le photovoltaïque. À ce titre, elle prévoit une série de mesures qui s'articulent autour de quatre axes :

- Simplifier les procédures d'autorisation : accélération des procédures d'autorisation, simplification des procédures de raccordement, reconnaissance de la raison impérative d'intérêt public majeur (RIIPM).
- Planifier, avec les élus locaux, le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires : création d'un dispositif de planification territoriale (~ définition – par les communes et en concertation des habitants – de zones d'accélération favorables à l'accueil des projets), simplification de la modification des documents d'urbanismes.
- Mobiliser les espaces déjà artificialisés pour le déploiement du solaire photovoltaïque et encadrer l'utilisation des terrains agricoles avec notamment la définition de l'agrivoltaïsme.
- Partager la valeur des projets d'énergies renouvelables avec les territoires qui les accueillent : définition et clarification des contrats d'achat d'électricité, simplification du recours à l'autoconsommation pour les collectivités.

Ce texte de loi ouvre également la voie à des contrats de long terme pour les entreprises et les collectivités locales pour le photovoltaïque.

⁹ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

Photovoltaïque dans le monde – La Chine en tête du marché

En 2023, plus de 1,6 TW sont installés dans le monde, dont 456 GW de nouvelles installations pour la seule année 2023. Cette même année, la Chine se place largement en tête du marché mondial, avec 277 GW installés dans l'année et un parc total de 691,2 GW.

En 2023, près de 243,8 GW sont installés en Europe, produisant 247 TWh. L'Allemagne reste en tête des puissances installées (74,9 GW) et porte le 1^{er} marché le plus actif sur l'année avec 13,7 GW supplémentaires par rapport à 2022, devant l'Espagne (+5,7 GW) et l'Italie (+4,8 GW). La France se classe en 14^{ème} position avec 1 GW supplémentaires cette même année.

Source : IEA PVPS (2024), Trends in photovoltaic applications ; EurObserv'ER (2024), État des énergies renouvelables en Europe, 23^{ème} bilan

Les acteurs de la filière du photovoltaïque

Équipementiers et fabricants de cellules et de modules

Dans la partie la plus en amont de la filière, quelques groupes industriels produisent des équipements pour la production du silicium, des wafers (tranches de silicium), des cellules et des modules (ECM Technologies et Solean entre autres).

Sur le marché mondial – très concurrentiel – des modules, les fabricants français de modules (souvent à partir de cellules importées) se font rares. On y retrouve Voltec Solar, DualSun et Photowatt (du groupe EDF ; annonce début 2025 de la fermeture du site de production de Bourgoin-Jallieu dans l'Isère).

Fabricants de composants électriques et de structures

Une quarantaine d'entreprises sont actives sur le segment des équipements électriques (onduleur, connexion, monitoring), parmi lesquelles Schneider Electric, Leroy-Somer (filiale de Nidec Corporation), Huawei Technologies France, Nexans, et Socomec.

La fabrication d'équipements de structure et de fixation concerne une cinquantaine d'entreprises.

Intégrateurs et ensembliers

Les entreprises présentes sur ce segment sont en général des PME à rayonnement régional (Altus Energy, Dome Solar, Groupe Solution Energie). Certaines se sont spécialisées dans la pose d'ombraries de parking (Gagnepark, Heliowatt, Impact Energie).

À noter que quelques sociétés commercialisent également des panneaux photovoltaïques hybrides, proposant ainsi une valorisation à la fois électrique et thermique (DualSun, Base Innovation).

Installateurs – Près de 3 870 entreprises qualifiées début 2024

Au 2 janvier 2024, l'association Qualit'EnR regroupe près de 3 870 installateurs avec une qualification liée au photovoltaïque (2 818 en QualiPV 36 ; 577 en QualiPV-Bat et 474 QualiPV 500). Il existe également la qualification Qualifelec Solaire Photovoltaïque (SPV). L'ensemble de ces qualifications répond aux exigences de la directive européenne sur l'obligation de formation et de certification en matière d'installation de systèmes d'EnR.

Côté certification, il existe Alliance Qualité Photovoltaïque (AQPV ; 36 entreprises certifiées en 2024).

Développeurs et producteurs d'énergie

À côté des généralistes tels qu'EDF (via sa filiale EDF Power Solution), Engie ou Total Energies, une centaine d'entreprises développent, réalisent et exploitent des projets de centrales photovoltaïques (Akvo Energy, Amarenco France, Compagnie nationale du Rhône – CNR, Générale du Solaire, Urbasolar, et Voltalia entre autres).

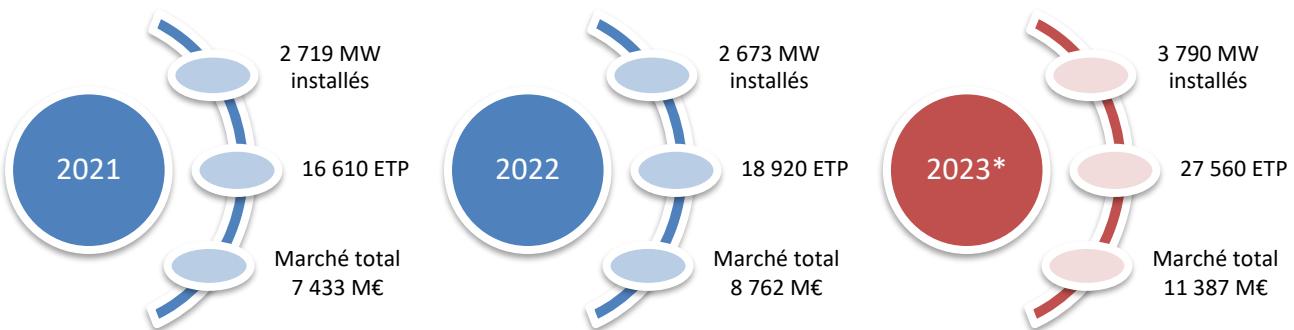
Solution de stockage

Les installations photovoltaïques peuvent être associées à des capacités de stockage.

Plusieurs fabricants fournissent des batteries lithium-ion, notamment de type LFP (lithium-fer-phosphate), dont Huntkey Power, Tesla, LG, Byd, CM Batteries, Forsee Power, SAFT ou encore Pylontech. Largement utilisées dans les infrastructures solaires et l'électromobilité, ces batteries sans cobalt et réutilisables présentent de nombreux avantages : processus d'extraction des composants moins polluants, durée de vie plus longue, densité énergétique plus élevée, taux de charge plus rapide. Cependant, les batteries LFP ont des normes de stockage plus strictes pour protéger les fonctionnalités et conserver des performances élevées.

D'autres entreprises proposent également des solutions hydrogènes (McPhy Energy).

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Hausse des prix de l'ensemble des systèmes photovoltaïques en 2023

La chute des prix des systèmes photovoltaïques due à l'arrivée de modules à bas coûts en provenance de Chine est accélérée de 2014 à 2020 par les économies d'échelle engendrées par la hausse de la puissance moyenne des installations¹⁰.

Depuis, le contexte inflationniste (de 2021 à 2023) mène à une hausse générale des prix¹¹ :

- Après s'être stabilisé à 2,5 €/Wc de 2018 à 2020, le coût unitaire d'investissement des installations résidentielles de moins de 9 kWc augmente dès 2021, passant de 2,6 €/Wc à 2,8 €/Wc en 2022 (+5 %) et 2,9 €/Wc en 2023 (+3 %).
- Le coût d'investissement du Wc installé en moyenne et grande toiture est en baisse permanente à partir de 2014 (2 €/Wc), jusqu'à se stabiliser à 1,1 €/Wc depuis 2020.
- Pour les centrales au sol (avec une puissance supérieure à 250 kW), ce coût passe de 1,7 €/Wc en 2014 à 0,8 €/Wc en 2021, avant d'augmenter à 0,9 €/Wc 2023 (+11 % en deux ans).

Hausse des installations dans le résidentiel et le tertiaire

Les nouveaux raccordements diminuent de 15 % entre 2021 (2 793 MW) et 2022 (2 385 MW), du fait d'une proportion plus élevée de raccordements de faible puissance.

En 2023, la situation s'améliore avec une hausse de 34 % des nouveaux raccordements (3 200 MW).

- Le marché se développe principalement autour des installations résidentielles. Ce segment ne cesse d'augmenter à partir de 2018 (83 MW). Cette hausse s'intensifie ces dernières années, les nouveaux raccordements passant de 197 MW en 2021 à 342 MW en 2022 (+74 %) et 773 MW en 2023 (+126 %).
- Le marché des grandes toitures ou ombrières de parking (tertiaire) se stabilise à 747 MW en 2022 et 2023 (+85 % par rapport à 2021 avec 403 MW). En 2023, les nouveaux raccordements s'élèvent à 1 258 MW, en hausse de 68 %.
- La part des raccordements de plus de 250 kWc (centrales au sol) diminuent de 66 % en 2021 (1 849 MW) à 54 % en 2022 (1 296 MW). La situation persiste en 2023, année durant laquelle les nouveaux raccordements des centrales au sol baissent de 10 % avec 1 169 MW (soit 37 % des raccordements totaux).

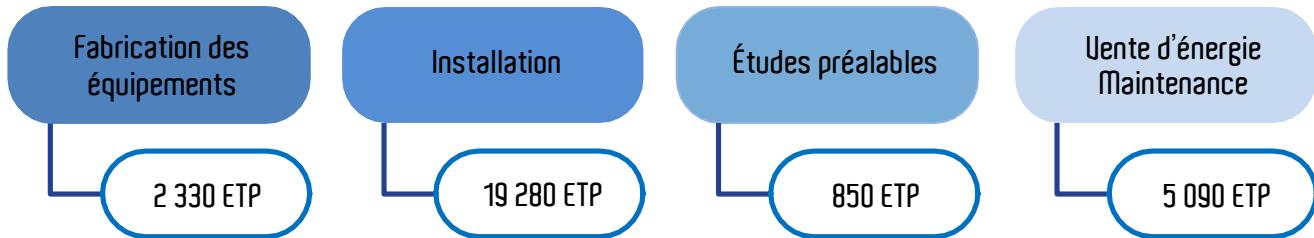
En 2023, le marché total du photovoltaïque s'élève à 11,4 Mds€, en hausse de 24 % en moyenne par an par rapport à 2021 (7,4 Mds€), conséquence à la fois de l'augmentation des installations des équipements résidentiels (2,9 €/Wc) et tertiaires (1,1 €/WC) plus onéreux que les équipements des centrales au sol (0,9 €/Wc), de la hausse générale des prix, ainsi que de la hausse du marché des ventes d'électricité.

- La hausse du marché concerne les investissements (exportations comprises) qui passent de 2,8 Mds€ en 2021 à 3,4 Mds€ en 2022 (+20 %) et 5,5 Mds€ en 2023 (+63 %).
- La production d'électricité photovoltaïque s'élève à 25,7 TWh en 2023. Sur la base des prix de l'obligation d'achat, la valeur de l'électricité injectée sur le réseau s'élève à 5,8 Mds€, contre 5,4 Mds€ en 2022 et 4,6 Mds€ en 2021.

¹⁰ ADEME (2015), Étude BIPS-Enerplan sur la filière photovoltaïque en France ; ADEME (2024), Coûts des EnR&R en France

¹¹ Observ'ER, Suivi du marché des installations solaires photovoltaïques inférieures ou égales à 9 kW ; ADEME (2024), Coûts des EnR&R en France

Hausse de 46 % des emplois en 2023



Les emplois du secteur représentent 27 560 ETP en 2023, contre 18 920 ETP en 2022, soit une augmentation de 46 %.

La hausse concerne les emplois d'investissements (fabrication, installation et études préalables), une hausse de 53 % en un an. Ces emplois sont estimés à 22 470 ETP en 2023.

Les emplois correspondant à la production d'énergie sont, quant à eux, estimés à 5 090 ETP, en hausse également de 21 % par rapport à l'année précédente.

Objectifs de la PPE vs. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant le développement du parc total photovoltaïque et de la production d'électricité issue de ce parc à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

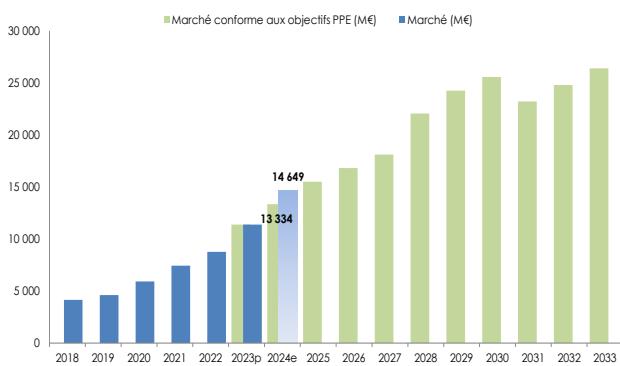
Capacités mises en service et production d'électricité issu du parc photovoltaïque

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Parc total (y compris en autoconsommation)	21,2 GW	54 GW	65 à 90 GW
Production	25,7 TWh	66 TWh	92 à 110 TWh

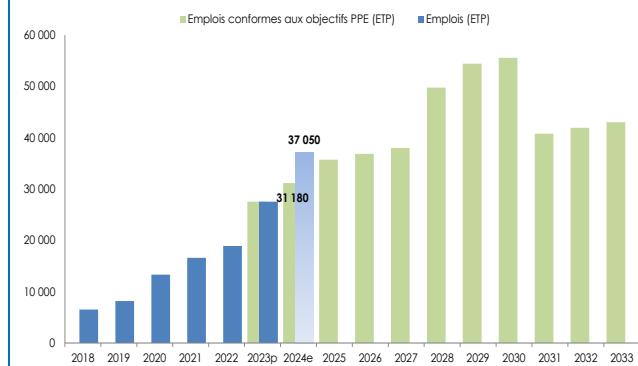
Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

La répartition par typologie d'installation serait de 41 % en petites et moyennes installations, 5 % en petites installations au sol, et 54 % en grandes installations (dont 38 % au sol et 16 % sur toiture). Ces objectifs représentent ainsi un parc de 54 GW en 2030 (avec en moyenne 5,9 GW installés par an de 2024 à 2030) et un parc de 77,5 GW en moyenne en 2035 (avec 4,7 GW installés par an de 2031 à 2035). En termes de production, les objectifs représentent une hausse progressive à 66 TWh en 2030 et 101 TWh en moyenne en 2035.

Marchés liés au photovoltaïque (M€)



Emplois associés au photovoltaïque (ETP)



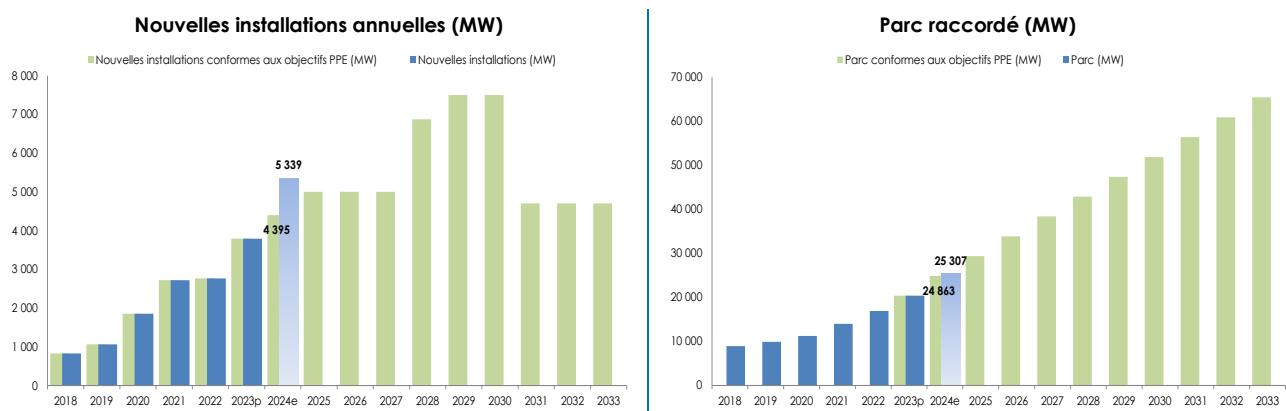
(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur ces objectifs, le marché total lié au solaire photovoltaïque est estimé à 13,3 Mds€ en 2024. Les investissements (exportations comprises) s'élèveraient à 6,2 Mds€ et l'exploitation-maintenance à 7,2 Mds€. Les emplois atteindraient 31 180 ETP en 2024 : 24 960 ETP liés aux investissements et 6 220 ETP liés à l'exploitation-maintenance du parc.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est au-dessus de la trajectoire PPE : 14,6 Mds€ et 37 050 ETP pour la tendance en 2024, contre 13,3 Mds€ (-9 %) et 31 180 ETP (-16 %) pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre les nouvelles capacités à installer annuellement selon chaque cas de figure. Selon les tableaux de bord du SDES sur les nouveaux raccordements annuels, et en tenant compte d'un délai de construction d'un trimestre, les nouvelles installations sont de 2,6 GW en moyenne par an de 2018 à 2024, avec 5,3 GW sur la seule année 2024. Ce qui aboutit à un parc de 25,3 GW en 2024. Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE (en suivant le rythme annuel des capacités à attribuer ou à contractualiser défini), il faudrait installer en moyenne 2,5 GW par an de 2018 à 2024, avec 4,4 GW sur l'année 2024, ce qui élèverait le parc à 24,9 GW en 2024.



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^e PPE 2019-2028 (édition 2020¹²). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour le photovoltaïque, les objectifs de la PPE 2 représentaient : 820 MW installés et un parc à 8,9 GW en 2018 (année de référence) ; 3,2 GW installés et un parc à 25,5 GW en 2023 (objectif intermédiaire) ; 2,7 GW installés et un parc à 39,6 GW en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec 3,8 GW réellement installés en 2023, la trajectoire actuelle des installations annuelles permet d'atteindre l'ancien objectif PPE 2. Par contre, avec un parc réel à 20,4 GW en 2023, l'ancien objectif PPE 2 en termes de parc raccordé n'est pas atteint.

Perspective de la filière

Pacte Solaire et Charte solaire

En avril 2024, la France signe – aux côtés de développeurs d'énergie renouvelable et de grands acheteurs – un « Pacte solaire » dont l'objectif est double :

- Bâtir une filière industrielle solidaire équipant les parcs de panneaux européens et français, pour produire 3 à 5 GW sur la chaîne de valeur du silicium, 5 à 10 GW de lingots et wafers, 5 à 10 GW de cellules, 3 à 5 GW de verre solaire et 3 GW d'onduleurs ;
- Donner de la visibilité et dérisquer les projets de gigafactories en veillant à ce que les énergéticiens et autres grands acheteurs garantissent dès 2025 des débouchés aux usines de panneaux solaires français.

Quelques jours plus tard, la France signe également – aux côtés de vingt-deux États membres de la Commission Européenne et d'une centaine d'industriels – la « Charte européenne de l'énergie solaire ~ Charte solaire » et appellent à renforcer l'ambition au service du développement de la filière et à promouvoir une offre solaire durable et de qualité en Europe. Les États signataires s'engagent à rapidement mettre en œuvre les mesures du règlement pour une industrie « zéro-net » (Net Zero Industry Act – NZIA), dont atteindre au moins 40 % de panneaux solaires étiquetés Made in EU installés d'ici 2030.

Dans cette lignée, la France travaille d'ores et déjà à la mise en œuvre des critères hors-prix dans les appels d'offres pour l'installation de panneaux solaires et les dispositifs de soutien à la demande des entreprises et des ménages, en lien avec les services techniques de la Commission. Ces mesures représentent un investissement total de 20 Mds€.

¹² Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Recyclage des panneaux solaires - Mise en place de critères d'éco-modulation

En 2024, près de 9 480 tonnes de panneaux sont collectées en France, en hausse de 82 % par rapport à 2023 (Soren). Cela représente plus de 400 000 tonnes de panneaux mises sur le marché en cumulé, soit environ 17 millions de modules qui sont, ou seront à terme, à prendre en charge. Avec environ 320 points de collecte et 67 % de taux de collecte, la France se positionne désormais comme le troisième pays européen en matière de performance, derrière l'Autriche et la Finlande, et devant l'Allemagne et l'Espagne.

À partir du 1^{er} janvier 2025¹³, l'éco-participation devient modulable. Ce changement favoriserait les modules présentant de bonnes performances environnementales. Le barème est fixé directement par Soren, l'éco-organisme en charge de la filière de recyclage des panneaux en France. Cette logique de financement anticipé garantit que, le moment venu, le recyclage sera pris en charge sans frais supplémentaires pour le détenteur du panneau, sous réserve que le producteur d'origine soit bien enregistré auprès de Soren, offrant ainsi une sécurité pour l'ensemble des parties prenantes. La demande de modulation n'est pas obligatoire. Par défaut, si aucun élément justificatif n'est présenté, l'éco-participation standard est appliquée.

Arrêté S21 - Réforme structurante pour le soutien à la filière

Publié en mars 2025, l'arrêté tarifaire « S21 »¹⁴ vise un meilleur encadrement pour le développement du photovoltaïque, avec un recentrage des aides sur les installations de petite puissance et une réduction des incitations pour les projets de plus grande envergure.

Parmi les principales modifications :

Installations de 0 à 9 kWc (résidentielles et petites installations professionnelles) :

- Fusion des sous-segments 0-3 kWc et 3-9 kWc ;
- Suppression de la modalité de vente en totalité (10,31 c€/kWh pour les installations de 0-3 kWc et à 8,76 c€/kWh pour les installations de 3-9 kWc au 4^{ème} trimestre 2024) ;
- Baisse du tarif d'achat des surplus à 4 c€/kWh (contre 12,69 c€/kWh au 4^{ème} trimestre 2024) ;
- Baisse des niveaux de la prime à l'autoconsommation à 80 €/kWc (contre 220 €/kWc pour les installations de 0-3 kWc et 160 €/kWc pour les installations de 3-9 kWc au 4^{ème} trimestre 2024) ;
- Suppression du mécanisme de dégressivité ;
- TVA à 5,5 % à partir du 1^{er} octobre 2025.

Installations de 9 à 100 kWc (principalement sur bâtiments professionnels, agricoles ou industriels) :

- Maintien du tarif d'achat à 105 €/MWh, avec une dégressivité plus marquée, pouvant aller d'une hausse de 3,5 % en cas de sous-réalisation des volumes, jusqu'à une baisse de 22 % si le nombre de projets dépasse de quatre fois le volume cible.

Installations de 100 à 500 kWc (grands bâtiments commerciaux et industriels, ombrières, hangars agricoles) :

- Réduction du tarif d'achat à 9,5 €/MWh pour les demandes de raccordement déposées après le 1^{er} février 2025 ;
- Introduction d'une caution fixe de 10 000 € pour limiter les dépôts de dossiers massifs ;
- Renforcement de la dégressivité tarifaire appliquée en fonction du volume de projets à partir de juillet 2025 – Baisse du tarif dès qu'un seuil prédéfini est dépassé. Mise en place d'appels d'offres simplifiés à partir de septembre 2025 (modalités à définir) ;
- Accès aux tarifs de rachat conditionné à l'installation de panneaux assemblés en Europe à partir de 2026.

Nouveaux seuils pour l'obligation d'achat et le complément de rémunération au 22 septembre 2025

À partir du 22 septembre 2025¹⁵, le seuil général d'éligibilité en obligation d'achat pour les installations photovoltaïques intégrées à des bâtiments, hangars ou ombrières baissera de 500 kWc à 100 kWc. Ainsi, toute installation entre 100 et 500 kWc souhaitant injecter tout ou partiellement sa production sur le réseau devra candidater dans le cadre de l'appel d'offre simplifié PPE 2 de la CRE. Au-delà de ce seuil, elles seront éligibles au complément de rémunération.

Par ailleurs, les installations photovoltaïques au sol d'une puissance installée inférieure ou égale à 100 kWc seront éligibles à l'obligation d'achat. Quant aux installations au sol d'une puissance strictement supérieure à 100 kWc et inférieure ou égale à 1 MWc, elles seront éligibles au complément de rémunération. L'introduction de cette disposition pourrait être suivie de la publication attendue de l'arrêté tarifaire « S25 Sol ».

Cette réforme vise à aligner le droit français sur la réglementation européenne relative aux aides d'État.

¹³ Suivant l'article L. 541-10-3 du code de l'environnement, mis en place par l'article 62 de la loi anti-gaspillage pour une économie circulaire – AGEC (Loi n° 2020-105 du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire)

¹⁴ Arrêté du 26 mars 2025 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kW telles que visées au 3^e de l'article D.314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

¹⁵ Décret n° 2025-498 du 5 juin 2025 modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 du code de l'énergie relatifs aux seuils applicables pour bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

Résultats détaillés

Marchés liés au photovoltaïque

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Equipements fabriqués en France	407	295	194	264	214	222	311	392	413	565
Importations des équipements	1 008	730	276	645	411	549	1 031	1 389	1 536	2 326
Installation, raccordement	390	270	178	329	257	341	657	895	1 303	2 479
Études préalables, ingénierie	104	71	30	58	36	44	76	142	131	164
Total des investissements	1 908	1 366	678	1 296	918	1 156	2 074	2 818	3 383	5 535
Exploitation-Maintenance, Vente d'énergie	2 648	2 870	2 955	3 181	3 225	3 445	3 828	4 601	5 369	5 846
Marché intérieur	4 556	4 236	3 632	4 477	4 143	4 602	5 902	7 419	8 752	11 380
Exportations										
Équipements	10	42	15	12	3	10	10	14	10	7
Marché total	4 566	4 278	3 647	4 489	4 146	4 612	5 912	7 433	8 762	11 387
Production	3 558	3 549	3 371	3 844	3 734	4 063	4 881	6 044	7 225	9 061

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Exploitation-maintenance et ventes intérieures d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés au photovoltaïque

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	1 680	1 200	730	940	720	810	1 320	1 540	1 530	2 300
Installation, raccordement	5 580	4 000	2 170	4 250	3 400	4 610	8 730	10 760	12 460	19 280
Études préalables, ingénierie	540	360	150	300	180	240	440	750	680	850
Total	7 800	5 560	3 050	5 480	4 300	5 660	10 490	13 060	14 670	22 440
Liés à l'exploitation et la vente d'énergie	1 420	1 640	1 780	2 010	2 230	2 480	2 810	3 490	4 220	5 090
Liés au marché intérieur	9 220	7 200	4 840	7 490	6 530	8 130	13 300	16 550	18 890	27 530
Liés aux exportations	40	170	50	40	10	40	40	50	40	30
Total des emplois	9 260	7 370	4 890	7 540	6 540	8 170	13 340	16 610	18 920	27 560

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Puissances annuelles, parc et production d'énergie de la filière photovoltaïque

MW	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance installée par an	982	862	492	1 065	826	1 060	1 851	2 719	2 763	3 790
Puissance raccordée par an	927	858	556	873	862	965	973	2 793	2 385	3 200
Parc en service	5 669	6 575	7 134	8 054	8 921	9 909	11 233	13 974	16 878	20 364
Production d'énergie GWh	6 390,6	7 747,8	8 647,1	9 938,7	10 940,4	12 225,9	14 470,7	17 768,2	21 119,0	25 715,3

Source : Estimations IN NUMERI selon SDES, Tableaux de bord photovoltaïque

Note : Cette année, plusieurs révisions et corrections sont apportées : révision des raccordements trimestriels dès 2019 (SDES, Tableau de bord du photovoltaïque) ; correction de l'ensemble des coûts d'investissement (CAPEX) par typologie de système et leurs répartitions par activité (ADEME, Coûts des EnR&R en France). Par conséquent, les résultats marchés-emplois présentés cette année ne sont pas comparables à ceux des éditions précédentes.

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Investissements (M€)	Coûts €/W X Puissance installée par segment (résidentiel, tertiaire, centrales au sol)		
Nouvelles puissances (MW)		SDES, Tableaux de bord	***
Coûts unitaires (€/W)	Coûts et répartition par activité (module, onduleur, structure, études et ingénierie, installation et raccordement)	SER ; ADEME, Étude Coûts des EnR&R (2022 et 2024)	***
Marché des modules (M€)			
Fabrication (M€)		Comptes des entreprises	**
Exportations (M€)		Comptes des entreprises Eurostat, Produit 85.41.40.90	**
Importations (M€)	Marché intérieur + Exportations – Fabrication	Hypothèse In Numeri	**
Marché des onduleurs et matériels électriques (M€)			
Importations (M€)	% des importations	SER	**
Fabrication (M€)	Marché intérieur – Importations	Hypothèse In Numeri	**
Marché des structures (M€)			
Importations (M€)	% des importations	SER	**
Fabrication (M€)	Marché intérieur – Importations	Hypothèse In Numeri	**
Vente d'énergie (M€)	Électricité vendue GWh x Prix €/W		
Électricité vendue (GWh)		SDES, Tableaux de bord	***
Prix (M€/MW)		CRE, Délibérations sur les CSPE	***
Emplois (ETP)			
Fabrication modules (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Emploi]	Comptes des entreprises ADEME (2015), Étude BIPS	**
Fabrication onduleurs et matériels électriques (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Emploi]	ESANE, NAF 27.1 / 27.12Z	**
Fabrication structures (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Emploi]	ESANE, NAF 23.3 / 23.32Z, 24.2 / 24.20Z et 25.1 / 25.11Z	**
Installation, raccordement (ETP)	Installation MW x ratio [MW/Emploi]	SER ; ADEME (2015), Étude BIPS	**
Études préalables (ETP)	Études M€ x ratio [Production/Emploi]	CN, Branche A88.71 ESANE, NAF 71.12B	**
Exploitation, Maintenance (ETP)	Parc MW x ratio [MW/Emploi]	ADEME (2015), Étude BIPS	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Périmètre de la fiche

On décompose les investissements de la façon suivante :

- Valeur des équipements aux prix sortie d'usine lorsqu'ils sont produits sur le territoire national, et aux prix douanes lorsqu'ils sont importés ;
- Valeur des travaux d'installation des équipements ou de construction des centrales photovoltaïques ;
- Valeur des études préalables et de l'ingénierie.

Les produits couverts correspondent à l'ensemble des éléments composant un système photovoltaïque : cellules, modules, onduleur, matériels électriques (câbles), éléments de structure.

Méthodologie d'estimation

Les investissements sont estimés à partir des nouvelles puissances installées chaque année et du prix unitaire de l'installation (€/W) pour chaque segment de marché. On distingue trois segments : résidentiel (0-9 kW), grandes toitures et ombrières (9-250 kW) et centrales au sol (>250 kW). Un ajustement est apporté aux données du SDÉS pour tenir compte des délais de raccordement (~ un trimestre entre l'installation et le raccordement). Les sources utilisées pour définir les coûts unitaires par installation et leur répartition par activité sont le SER et l'ADEME (Étude Coûts des EnR&R).

On suppose que les exportations n'existent que pour les modules. Ces dernières sont estimées à partir des comptes des entreprises. Les taux d'importations des autres équipements (onduleur, matériel électrique, structure) sont estimés à partir des informations transmises par le SER.

Le marché de la vente d'énergie est évalué à partir de l'énergie vendue (SDÉS) et du prix de vente (CRE, Délibérations pour la CSPE, Annexes 1).

Les emplois sont estimés soit à partir de ratios [Production/Emploi], soit à partir de ratios [Puissance installée ou cumulée/Emploi].

2. Pompes à chaleur aérothermiques individuelles et chauffe-eau thermodynamiques

Points clés

Hausse de 30 % du marché en deux ans

En 2023, 732 960 pompes à chaleur aérothermiques (PAC aéro) individuelles et chauffe-eau thermodynamiques (CET) sont vendus en France, une hausse de 11 % par rapport à 2021 (Observ'ER). Les ventes augmentent malgré une hausse des prix moyens (matériel et pose). La hausse des ventes entre 2021 et 2023 des PAC aéro est de 12 % (567 460 unités en 2023) et celle des ventes de CET de 8 % (165 500 unités en 2023).

Le marché total s'élève à 9,2 Mds€ en 2023. Avec la hausse des ventes et des prix moyens des appareils, le marché est en hausse de 30 % par rapport à 2021.

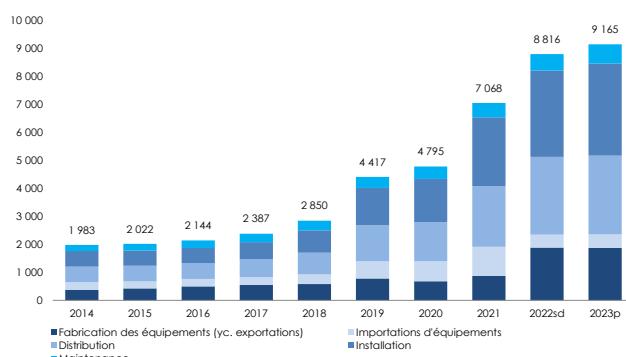


Tendances observées 2021-2023

- Ventes de PAC aérothermiques (unités)
- Ventes de CET (unités)
- Marché total (M€)
- Emplois de fabrication des équipements (ETP)

Les emplois suivent la même tendance et augmentent aussi de 34 % entre 2021 (49 200 ETP) et 2023 (65 990 ETP). La majorité des emplois se trouve dans l'installation et la distribution (80 %), le reste se situe dans la fabrication (y compris à l'exportation) et la maintenance.

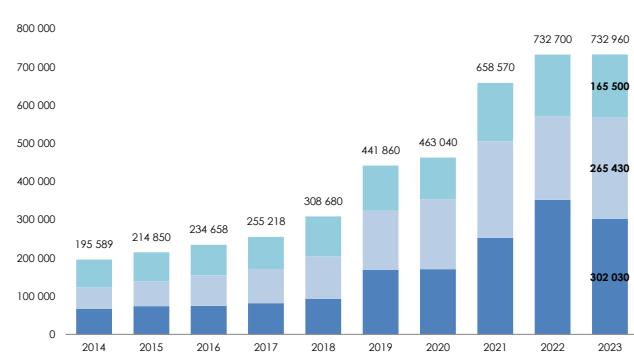
Marchés liés aux PAC aéro individuelles et CET (M€)



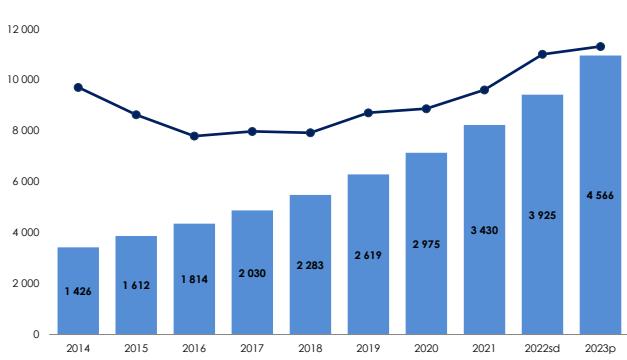
Emplois associés aux PAC aéro individuelles et CET (ETP)



Ventes de PAC aérothermiques et CET (unités)



Parc installé (milliers d'unités) et prix moyen d'une PAC aéro (€)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les marchés concernent les PAC aérothermiques individuelles (air/eau et air/air multisplit) et les CET. Les emplois indiqués sont des emplois directs et n'incluent pas les emplois indirects (fournisseurs des fabricants, ensembliers). En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Fabrication
Installation

Fabricants, assemblateurs
Réseaux d'installateurs

Distribution
Maintenance

Grossistes, distributeurs
Entretien, réparation

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Éco-conception des PAC

Depuis 2017, conformément à la directive européenne éco-conception, les pompes à chaleur haute température (HT) et basse température (BT) mises sur le marché doivent offrir une efficacité énergétique saisonnière minimum de respectivement 110 % et 125 %.

Coup de pouce Chauffage en 2023

Disponible depuis 2018, le dispositif « Coup de pouce Chauffage » a pour objectif d'inciter les ménages à remplacer leur installation de chauffage thermique par, entre autres, une PAC de type air/eau, même hybride.

Selon le revenu des ménages, cette prime varie entre 2 500 et 4 000 € pour le remplacement d'une chaudière au gaz ou au charbon ; entre 4 000 et 5 000 € pour le remplacement d'une chaudière au fioul.

MaPrimeRénov au 1^{er} février 2023

Dès 2020¹⁶, le CITE est progressivement transformé en « MaPrimeRénov' », une aide ciblée sur la performance énergétique et prenant en compte les niveaux de revenus. Cette prime est versée par l'agence nationale de l'habitat (Anah).

Réservée dans un premier temps aux propriétaires occupants, cette prime est accessible à tous les propriétaires et aux syndicats de copropriétaires dès mi-2021. Le montant de cette prime pour la pose des PAC air/eau et des CET est comme suit :

- **PAC air/eau** : 2 000 € pour les revenus intermédiaires, 3 000 € pour les revenus modestes et 4 000 € pour les revenus les plus modestes ;
- **CET** : 400 € pour les revenus intermédiaires, 800 € pour les revenus modestes et 1 200 € pour les revenus les plus modestes.

Pour les maisons individuelles, ce dispositif prévoit également un forfait « Rénovation globale » pour les ménages mettant en œuvre un bouquet de travaux permettant d'atteindre un gain énergétique minimal de 55 %. Le montant de ce forfait peut varier de 5 000 à 10 000 €. Cette prime peut être couplée au « Bonus Bâtiment Basse Consommation » et au « Bonus sortie de passoire énergétique ». Les ménages n'étant pas éligibles à cette prime peuvent prétendre au dispositif « MaPrimeRénov' Sérénité ».

L'aide MaPrimeRénov' est cumulable avec le Coup de pouce Chauffage, l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) et le taux de TVA réduit à 5,5 % (au lieu de 20 %).

2014

- Règlement UE relatif aux GES fluorés (F-Gaz) et feuille de route pour la réduction des émissions d'ici 2050
- Remplacement du crédit d'impôt au développement durable (CIDD) par le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)

2015

- Directives du Parlement Européen et du Conseil sur les exigences d'Ecodesign et d'Ecolabelling : Obligation d'une efficacité énergétique saisonnière minimum pour les PAC mises sur le marché et d'un étiquetage énergétique
- Obligation de réalisation des travaux d'installation par une entreprise avec une qualification Reconnu Garant de l'Environnement (RGE) pour bénéficier d'aides publiques

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur la production de chaleur des PAC : 26 TWh en 2018 ; entre 33 TWh (objectif bas) et 37 TWh (objectif haut) en 2023

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur la production de chaleur à partir de PAC aérothermiques : 35 TWh en 2023 ; entre 39 TWh (scénario A) et 45 TWh (scénario B) en 2028
- Transformation progressive du CITE en MaPrimeRenov
- Enveloppe de 6,7 Mds€ pour la rénovation énergétique, dont 2 Mds€ pour le dispositif MaPrimeRénov' (niveau du CITE 2017) dès 2021 dans le cadre du plan France Relance

2021

- Suppression définitive du CITE
- MaPrimeRenov étendue à tous les ménages

2022

- Restriction de MaPrimeRenov aux logements de plus de 15 ans uniquement (au lieu de 2 ans)
- Application de la RE 2020 au 1^{er} janvier
- Interdiction d'installer un équipement de chauffage dont les émissions dépassent 300 gCO₂/kWh dans les bâtiments existants au 1^{er} juillet

2023

- Obligation d'avoir recours à Mon Accompagnateur Rénov' pour l'obtention de certaines aides

2024

- Plan d'action pour la fabrication d'un million de PAC en France dès 2027 - Lancement de l'AMI PAC ; élargissement de l'AAP Démo-TASE ; lancement de l'AMI CMA 2021-2025 ; création du CEPAC

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur la production de chaleur des PAC aérothermiques : 74 TWh en 2030 ; entre 106 et 127 TWh en 2035

¹⁶ Loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020, Article 15

Interdiction d'installer des nouvelles chaudières au fioul dans les logements

Depuis juillet 2022, l'installation de nouvelles chaudières à fioul est interdite dans les logements neufs et les bâtiments existants. Cette mesure concerne à la fois les bâtiments à usage d'habitation et à usage professionnel. Le remplacement des chaudières à fioul déjà installées dans les logements existants – par un équipement plus performant (chaudière à gaz à haute performance, chaudière à granulés, pompe à chaleur) – n'est pas obligatoire, ces dernières peuvent toujours être réparées. Les PAC constituent donc une des solutions de chauffage durable pour les ménages en cas de changement d'équipement.

Marché européen en 2023

En 2023, près de 6 millions de PAC aérothermiques sont vendues dans l'Union Européenne, même niveau qu'en 2022. Les ventes de 2023 se répartissent entre 4 322 790 PAC air-air (niveau identique que l'année précédente), 1 314 630 PAC air-eau (-9 %) et 128 200 PAC sur air extrait (x2,1 en un an).

Le parc total de PAC aérothermiques s'élève à 52,3 millions d'unités pour une production de 18,8 Mtep de chaleur renouvelable (hors CET). En 2023, la France est le 2^{ème} marché de l'UE pour les PAC, derrière l'Italie.

Source : EurObserv'ER (2024), *État des énergies renouvelables en Europe, 23^{ème} bilan*

Les acteurs de la filière des PAC et CET

Fabricants d'équipements

La reprise des ventes de PAC à partir de 2013 favorisent une restructuration autour des grands acteurs. Parmi les fabricants, on peut citer :

- BDR Thermea est le 3^{ème} fabricant d'appareils de chauffage en Europe, avec une présence dans une centaine de pays. Disposant de 3 sites industriels en France, le groupe affiche un CA de 503 M€ sur le territoire et emploie près de 1 470 salariés en 2023.
- L'allemand Vaillant Group (2^{ème} groupe de chauffage européen et représenté par les marques Vaillant et Saunier Duval en France ; CA de 287,4 M€ pour 780 salariés en 2023) dispose d'une ligne de production dans son usine de Nantes.
- Aldes Aéraulique, spécialiste des PAC aérothermiques et de la climatisation, est associé au japonais Sanden, un des leaders mondiaux de la climatisation automobile fabricant de compresseurs au CO₂ (CA de 210,6 M€ pour 530 effectifs en 2023).
- Atlantic conçoit et fabrique la majorité de ses produits en France (CA de 542,4 M€ pour près de 400 salariés en 2023). Le groupe possède 13 sites industriels en France fabriquant 3 millions d'appareils par an (PAC, CET, chaudière).
- Le groupe suédois Nibe Industries reprend les activités commerciales du français Technibel. En 2023, Nibe Energy Systems France réalise un CA de 20,3 M€ et emploie une quarantaine d'effectifs.

Conscientes du potentiel des systèmes de chauffage plus économies en énergie, les entreprises généralistes¹⁷ sont entrées sur le marché des PAC en tant que fabricants ou importateurs : Airwell, Viessmann, Danfoss, Chaffoteaux d'Ariston Thermo Group, Muller, Weishaupt, Carrier, Stiebel Eltron, Climaveneta du Groupe Mitsubishi Electric, ainsi que le groupe français Océinde (acquéreur de SDEEC Industries en 2021).

Des entreprises spécialisées dans les équipements de climatisation, en particulier japonaises (Daikin, Hitachi, Mitsubishi, Panasonic, Toshiba), proposent également des PAC aérothermiques.

Qualifications « Qualit'EnR PAC et CET » et « Qualibat » pour les installateurs

Depuis plus de 10 ans, le nombre de qualifications « Reconnu Garant de l'Environnement – RGE » délivrées par l'association Qualit'EnR est en hausse. Au 2 janvier 2024, l'association regroupe plus de 12 730 entreprises qualifiées PAC (incluant à la fois les PAC aérothermiques et les PAC géothermiques) et 360 qualifiées CET.

Ces qualifications répondent aux exigences de la directive européenne sur l'obligation de formation et de certification en matière d'installation de systèmes d'EnR.

¹⁷ Fabricants de chaudières, de chauffage électrique et de ballons d'eau chaude sanitaire, climaticiens

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

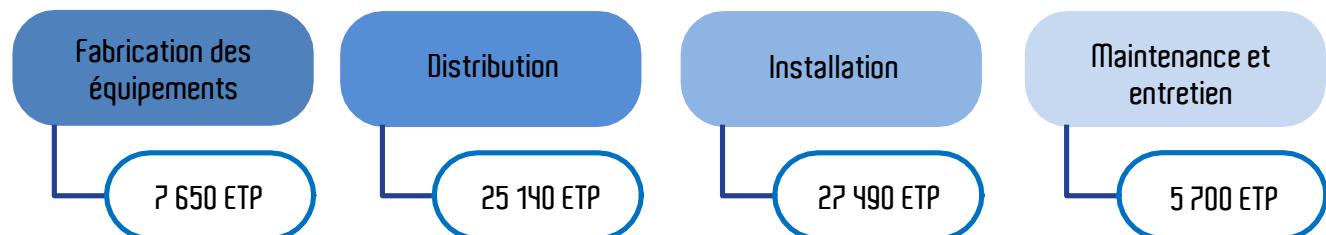
Stabilité du nombre d'équipements vendus en 2023 malgré une hausse des prix

Les ventes de PAC aérothermiques passent de 505 270 unités en 2021 à 571 330 unités en 2022 (+13 %). Ces ventes diminuent légèrement à 567 460 unités en 2023 (-1 %), cela malgré une hausse de 3 % du prix moyen (tous équipements confondus). Moins onéreuses que les PAC géothermiques, les PAC aérothermiques sont principalement destinées aux logements existants. En 2023, la part des ventes de PAC air/eau (53 %) est supérieure à celle des PAC air/air multisplit. Cette même année, les ventes de PAC air/eau diminuent de 14 %, alors que les ventes des PAC air/air multisplit progressent de 21 % et cela grâce à des prix plus intéressants. De fait, le prix moyen d'une PAC air/eau s'élève à plus de 14 770 € en 2023 (+5 % en un an), contre 11 950 € pour une PAC air/air multisplit (+5 %).

Les CET font leur entrée sur le marché français en 2008. Les ventes décollent en 2014 (+58 % par rapport à l'année précédente). De 2021 (153 300 unités) à 2023 (165 500 unités), les ventes augmentent en moyenne de 4 % par an.

Avec de belles performances en termes d'unités vendues, ainsi que la hausse des prix moyens (+18 % entre 2021 et 2023 ; tous types d'équipements confondus), les investissements (exportations comprises) connaissent une forte hausse de 29 % sur cette même période (de 6 553 M€ en 2021 à 8 480 M€ en 2023).

Emplois majoritairement dans l'installation et la distribution



L'ensemble des emplois d'investissement (de fabrication, de vente et d'installation des équipements) suit le rythme des ventes annuelles des PAC aéro et CET. Ces emplois s'élèvent à 60 290 ETP en 2023, niveau identique qu'en 2022.

Parmi ces emplois, 810 ETP sont nécessaires à la fabrication des équipements destinés à l'exportation en 2023 (contre 1 060 ETP l'année précédente).

Les emplois de distribution et d'installation représentent 87 % des emplois d'investissement et sont en hausse respectivement de 1 % et 7 % en un an.

Croissance de la maintenance

Le parc des pompes à chaleur aérothermiques et des CET (hors équipements posés en renouvellement dans l'habitat existant) est estimé à 4,6 millions d'unités en 2023.

Le marché correspondant à l'entretien et la maintenance de ce parc s'élève à 685 M€ (en hausse de 16 % par rapport à 2022), marché employant 5 700 emplois (contre 4 900 l'année précédente).

Secteur collectif, tertiaire et industriel

Les PAC considérées dans cette étude sont celles à usage individuel. Il existe des applications intermédiaires qui mobilisent des PAC de plus de 20 kW. Elles recouvrent deux filières :

- **Aérothermie** : PAC air/eau et air/air d'une puissance de 20 à 150 kW jusqu'à 300 kW. Les systèmes air/air sont généralement réversibles (systèmes à débit de réfrigérant variable DRV). Cette filière est peu connue. Les PAC air/eau collectifs et tertiaires font leur entrée dans le Fonds Chaleur qu'en 2023.
- **Géothermie de surface** : PAC sol/sol, PAC sol/eau ou PAC eau/eau sur champ de sondes, sur nappes superficielles, sur eau de mer ou sur eaux usées d'une puissance généralement supérieure à 50 kW. Destinée au secteur collectif, industriel et tertiaire, les PAC eau/eau sont soutenues par le Fonds Chaleur de l'ADEME et font l'objet d'estimations dans la fiche « Géothermie ».

On distingue trois types de système à débit de réfrigérant variable (DRV) : ceux dont les unités intérieures assurent seulement du froid, ceux dont les unités intérieures inversibles assurent du froid ou de la chaleur, et ceux dont les unités assurent du froid et de la chaleur simultanément. Dans ce dernier cas, un transfert d'énergie est possible et le fonctionnement de chaque unité intérieure peut être individualisé. Les principaux fabricants sont japonais (Daikin, Hitachi, Toshiba). Le volume des ventes des systèmes DRV est le suivant.

Nombre	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
DRV	15 881	17 537	20 665	23 335	25 994	30 469	27 686	32 311	35 762	36 271

Source : Uniclima, Bilans et perspectives du génie climatique

En l'absence de données complémentaires sur ce type de système, il ne nous est pas possible de fournir de résultats plus détaillés, notamment en ce qui concerne les données financières et les emplois.

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la production de chaleur issue des PAC aérothermiques (CET compris) à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

Production de chaleur issue des pompes à chaleur (hors géothermiques)

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Production de chaleur	49,7 TWh	74 TWh	106 à 127 TWh

Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

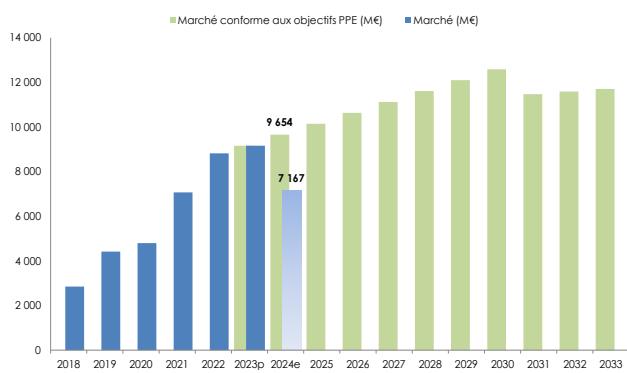
Ces objectifs représentent donc une production de 74 TWh en 2030 et de 116,5 TWh en moyenne en 2035. Sur cette base, on estime le parc des PAC aérothermiques et des CET (hors équipements renouvelés dans l'habitat existant) à 6 795 milliers d'unités en 2030 et près de 10 700 milliers d'unités en 2035.

Le plan d'action de soutien au développement de la filière française des pompes à chaleur (avril 2024) vise la production d'au moins un million des PAC chaque année. On augmente ainsi les ventes annuelles (pour le neuf et en rénovation pour l'existant) jusqu'à atteindre les un million de ventes en 2030. De 2031 à 2035, on se base sur le parc des équipements pour estimer les ventes annuelles totales en supposant la même part des poses en renouvellement dans les ventes totales qu'en 2023.

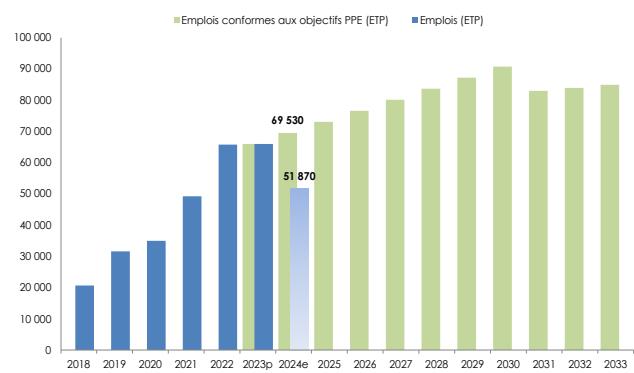
Ainsi, partant d'un parc de plus de 4 565 milliers d'unités en 2023, les nouveaux équipements à poser chaque année dans l'habitat neuf et en primo-acquisition dans l'habitat existant s'élèveraient à 773 550 unités en moyenne de 2024 à 2030 et 780 460 unités de 2031 à 2035. Avec la même part des appareils posés en renouvellement d'anciens équipements qu'en 2023, les ventes totales annuelles s'élèveraient alors à plus de 885 550 unités en moyenne de 2024 à 2030 et 893 470 unités de 2031 à 2035.

En se basant sur ces objectifs, le marché total des PAC aérothermiques individuelles et CET est estimé à 9,7 Mds€ en 2024. Les investissements représentent 92 % du marché, avec 8,9 Mds€, l'entretien et la maintenance des appareils étant estimé à 0,7 Mds€. Les emplois atteindraient 69 530 ETP en 2024 : 63 430 ETP liés aux investissements et 6 100 ETP liés à la maintenance du parc installé.

Marchés liés aux PAC aéro individuelles et CET (M€)



Emplois associés aux PAC aéro individuelles et CET (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

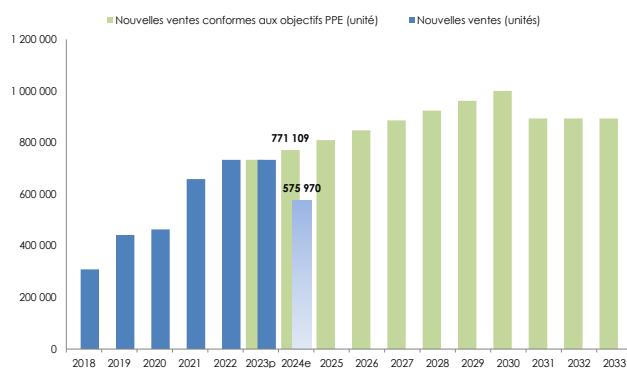
(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est en dessous de la trajectoire PPE : 7,2 Mds€ et 51 870 ETP pour la tendance en 2024, contre 9,7 Mds€ (-35 %) et 69 530 ETP (-34 %) pour la trajectoire PPE.

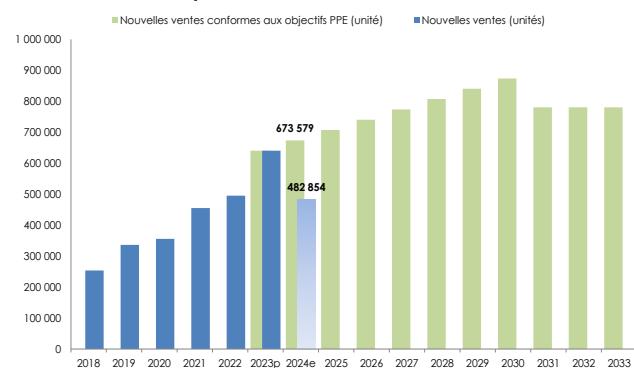
Cette comparaison reflète la différence entre les ventes annuelles réalisées selon chaque cas de figure. Selon Observ'ER, les ventes s'élèveraient à 575 970 appareils en 2024, dont plus de 482 850 unités posées dans l'habitat neuf et en primo-acquisition dans l'habitat existant. Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait vendre sur la seule année 2024 près de 771 110 appareils (+34 %), dont 673 580 équipements à poser dans l'habitat neuf et en primo-acquisition dans l'habitat existant (+39 %).

PAC aéro individuelles et CET (unité par an)

Ventes totales



dont équipements posés dans l'habitat neuf et en primo-acquisition dans l'habitat existant



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020¹⁸). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la production de chaleur des PAC aérothermiques individuelles (CET compris), les objectifs de la PPE 2 représentaient : un parc à 2,6 millions de PAC produisant 26,2 TWh – dont 307 540 PAC-CET vendus en 2018 (année de référence) ; un parc à 4,7 millions de PAC produisant 35 TWh – dont 424 890 PAC-CET vendus en 2023 (objectif intermédiaire) ; un parc à 6,8 millions de PAC produisant 42 TWh – dont 424 890 PAC-CET vendus en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec un parc réel à 4,6 millions de PAC produisant 49,7 TWh – dont 732 960 PAC-CET réellement vendus en 2023, la trajectoire actuelle de production de chaleur et des ventes annuelles permet d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

¹⁸ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Perspectives de la filière

MaPrimeRénov' – Évolutions en 2024 et 2025

Au 1^{er} janvier 2024, MaPrimeRénov' évolue en deux piliers :

- **MaPrimeRénov' (Parcours par geste)** est une aide réservée aux travaux monogestes de remplacement de systèmes de chauffage énergivores ou d'isolation. Le montant de MaPrimeRénov' pour la pose d'une PAC air/eau remonte de 1 000 € pour toutes tranches de revenu en 2024 : 3 000 € pour les revenus intermédiaires, 4 000 € pour les revenus modestes et 5 000 € pour les revenus les plus modestes. Cette même année, le Coup de pouce Chauffage varie entre 2 500 et 4 000 € pour les PAC air/eau (sans condition de revenu). Le montant de ces deux primes (MaPrimeRénov' et Coup de pouce) reste le même en 2025. Quant au montant de MaPrimeRénov' pour la pose des CET, il reste le même qu'en 2023. À noter que les passoires thermiques (classe F ou G sur le DPE) n'y seront plus éligibles à partir du 1^{er} janvier 2025 et seront réorientées vers le Parcours Accompagné afin de réaliser une rénovation d'ampleur.
- **MaPrimeRénov' Parcours Accompagné** (rénovation d'ampleur) est réservé aux travaux permettant un gain énergétique d'au moins 2 classes sur le DPE. Déterminé en forfait par type de travaux en 2023, le montant de l'aide est désormais calculé selon un pourcentage du coût (hors taxes) des travaux, dans la limite d'un plafond de dépenses. Les travaux éligibles doivent comprendre au moins deux gestes d'isolation et ne doivent pas prévoir l'installation d'un système de chauffage fonctionnant majoritairement aux énergies fossiles. Il est également interdit de conserver un chauffage fonctionnant au fioul ou au charbon. De plus, le bonus Bâtiment Basse Consommation est supprimé. Par ailleurs, les ménages éligibles à MaPrimeRénov' Sérentité en 2023 sont désormais pris en charge par le dispositif MaPrimeRénov' Parcours Accompagné.

Autre changement : les ménages devront obligatoirement recourir à « Mon Accompagnateur Rénov' »¹⁹ pour l'obtention de certaines aides (MaPrimeRénov' Parcours Accompagné). Mon Accompagnateur Rénov' est un assistant à maîtrise d'ouvrage ou un opérateur agréé par l'État et appuyé par l'Anah. Son rôle consiste à accompagner les particuliers qui souhaitent se lancer dans des travaux de rénovation énergétique tout au long de leur projet (définition du projet, appui aux démarches administratives, mobilisation des financements).

À noter que le guichet MaPrimeRénov' Parcours Accompagné (dédié à la rénovation d'ampleur individuelle) est suspendu du 23 juin au 15 septembre 2025 en raison des fraudes dont le dispositif est victime. La prime dédiée aux copropriétés et aux travaux monogestes ciblés (parcours par geste) est toujours maintenue. Le Ministère du logement précise les nouvelles règles de MaPrimeRénov' dès septembre 2025, dont une réouverture ciblée vers les propriétaires très modestes avec un quota de 13 000 dossiers ; une instruction des dossiers déposés entre septembre et décembre 2025 au 1^{er} trimestre 2026 ; une baisse des plafonds d'aide à 30 000 € et 40 000 € pour les sauts de 2 et 3 classes respectivement ; un recentrage des aides sur les passoires thermiques.

Plan d'action pour la fabrication d'un million de PAC dès 2027

En avril 2024, la France se dote d'un objectif industriel ambitieux dans le cadre d'un plan d'action pour une industrie de la PAC : le doublement de sa capacité de fabrication pour atteindre un million de pompes à chaleur en France dès 2027. Ce plan permettrait de décarboner non seulement les bâtiments résidentiels et tertiaires, mais également l'industrie, tout en stimulant l'offre et en consolidant la dynamique de déploiement de cette technologie. Ce plan d'articule autour de 8 mesures :

- Faire émerger de nouvelles usines de production de PAC en prenant en charge une part importante des coûts d'investissement à travers le « crédit d'impôt investissement industrie verte – C3IV » et en accompagnant les porteurs de projet et les fabricants de composants essentiels dans leurs démarches de recherche de terrain ou d'autorisations (via notamment l'appel à manifestation d'intérêt PAC lancé en avril 2024 et clos en juillet de la même année) ;
- Engager la réorientation de la commande publique et des aides publiques vers les PAC françaises et européennes présentant les meilleures performances environnementales (via notamment le renforcement des dispositifs MaPrimeRénov' et CEE pour les particuliers) ;
- Simplifier les normes pour faciliter l'installation de PAC dans l'habitat collectif ;
- Stimuler l'innovation pour développer en France des PAC aux plus hauts standards écologiques de demain (grâce notamment à l'élargissement de l'appel à projet « Développement de briques technologiques et démonstrateurs pour les systèmes énergétiques ~ Démo-TASE » dans le cadre du plan France 2030) ;
- Accompagner la montée en puissance des métiers de la filière, aussi bien sur les métiers de l'installation, de la maintenance et de la production des matériels (avec notamment le lancement de l'appel à manifestation d'intérêt « Compétences et métiers d'avenir – AMI CMA – 2021-2025 » du plan France 2030) ;
- Améliorer la confiance du citoyen dans le produit français en augmentant les contrôles liés aux aides et en améliorant la connaissance sur les performances des PAC ;
- Faire mieux connaître les solutions PAC et améliorer l'accompagnement des professionnels du bâtiment et de l'industrie avec la création du centre d'expertise pour les PAC (CEPAC) ;
- Développer la pompe à chaleur dans des secteurs industriels tels l'agroalimentaire, la chimie et le papier.

¹⁹ Issu de la loi Climat et Résilience (loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets)

Résultats détaillés

Marchés liés aux PAC aérothermiques individuelles et CET

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Equipements fabriqués en France	214	275	288	338	331	516	466	646	1 698	1 681
Importations d'équipements	278	249	269	279	340	618	715	1 043	457	483
Distribution	555	561	566	645	781	1 289	1 404	2 171	2 789	2 818
Installation	560	538	535	605	800	1 334	1 545	2 464	3 089	3 300
Total des investissements	1 606	1 624	1 658	1 867	2 252	3 757	4 131	6 325	8 032	8 282
Maintenance	214	242	272	304	342	393	446	515	589	685
Marché intérieur *	1 820	1 865	1 930	2 172	2 595	4 150	4 577	6 839	8 621	8 967
Exportations										
Exportations des équipements	163	156	213	216	256	267	217	229	195	198
Marché total **	1 983	2 022	2 144	2 387	2 850	4 417	4 795	7 068	8 816	9 165
Production **	1 705	1 772	1 875	2 108	2 511	3 799	4 079	6 025	8 359	8 682

(*) Marché intérieur : Total des investissements + Maintenance

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Marché total par type d'appareils

M€	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
PAC air/eau	991	1 027	999	1 110	1 260	2 226	2 282	3 544	5 281	4 833
PAC air/air multisplit	747	724	845	950	1 161	1 688	2 018	2 844	2 773	3 506
CET	245	271	300	327	429	504	495	679	763	826
Marché total	1 983	2 022	2 144	2 387	2 850	4 417	4 795	7 068	8 816	9 165

Emplois associés aux PAC aérothermiques individuelles et CET

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	1 490	2 120	1 980	2 280	2 020	3 430	3 130	3 580	9 200	6 850
Distribution	5 540	5 280	5 060	6 200	7 580	11 970	13 790	19 540	24 880	25 140
Installation	4 510	4 480	4 460	5 040	6 670	11 110	12 870	20 530	25 730	27 490
Total	11 550	11 880	11 490	13 530	16 270	26 510	29 790	43 640	59 810	59 480
Liés à la maintenance	1 720	2 010	2 270	2 540	2 850	3 270	3 720	4 290	4 900	5 700
Liés au marché intérieur	13 270	13 900	13 760	16 070	19 120	29 780	33 510	47 930	64 710	65 180
Liés aux exportations	1 140	1 200	1 460	1 460	1 560	1 780	1 460	1 270	1 060	810
Total des emplois	14 410	15 100	15 230	17 520	20 680	31 560	34 970	49 200	65 770	65 990

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois totaux par type d'appareils

ETP	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
PAC air/eau	7 280	7 760	7 140	8 200	9 230	15 600	16 300	24 070	38 870	33 990
PAC air/air multisplit	5 380	5 320	5 930	6 940	8 310	12 270	14 930	20 210	21 150	25 860
CET	1 750	2 010	2 160	2 380	3 150	3 690	3 740	4 920	5 740	6 150
Total des emplois	14 410	15 100	15 230	17 520	20 680	31 560	34 970	49 200	65 770	65 990

Ventes annuelles et parc des PAC aérothermiques individuelles et CET ; Consommation de chaleur des PAC

Milliers d'unités	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
PAC aérothermiques	123	139	154	171	204	323	354	505	571	567
Dont air/eau	66	74	74	82	94	169	170	253	352	302
Dont air/air multisplit	57	65	79	89	110	155	183	252	219	265
CET	73	76	81	84	105	118	110	153	161	166
Total des ventes	196	215	235	255	309	442	463	659	733	733
Parc *	1 426	1 612	1 814	2 030	2 283	2 619	2 975	3 430	3 925	4 566
Consommation de chaleur GWh	20,9	23,1	25,3	27,6	29,3	33,3	37,3	42,3	47,9	53,1
Dont PAC aérothermiques	17,9	20,0	22,2	24,5	26,2	30,3	33,9	38,8	44,5	49,7

(*) Hors équipements posés en renouvellement d'anciens appareils dans l'habitat existant

Sources : Observ'ER ; AFPAC ; SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables en France

Note : Cette année, plusieurs révisions et corrections sont apportées sur la base des dernières données publiées par Observ'ER : nombre de CET vendus chaque année, parc des PAC et CET (hors appareils posés en renouvellement dans l'habitat existant). Par conséquent, les résultats présentés cette année ne sont pas comparables à ceux de l'édition précédente sur l'ensemble de la série.

PAC aérothermiques : On distingue les pompes à chaleur selon le milieu dans lequel elles prélevent la chaleur (x) et le vecteur par lequel cette chaleur est restituée (y). Dès lors, on parle de PAC x/y. Les pompes aérothermiques prélevent la chaleur de l'air et la transfèrent soit par des radiateurs (PAC air/eau), soit par de l'air pulsé (PAC air/air). Pour fonctionner, les PAC consomment de l'énergie électrique ou du gaz (moteur du compresseur, circulation des fluides caloporteurs). Le rapport entre l'énergie consommée et l'énergie restituée caractérise le coefficient de performance (COP) de l'appareil. Plus le COP est élevé, plus la PAC est performante.

Chauss-eaux thermodynamiques : Ils permettent, via une pompe à chaleur, de produire de l'eau chaude sanitaire en utilisant les calories de l'air. Défini en février 2009 par l'AFNOR Certification (association française de normalisation) et l'AFPAC, un premier référentiel précise les critères minimaux auxquels les appareils doivent répondre pour obtenir la marque NF Électricité Performance.

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Marché intérieur (M€)	Ventes x Prix unitaire		
Ventes (unités)		Observ'ER, AFPAC	***
Prix unitaire (€/unité)		Observ'ER	***
Marge de distribution			
Réseaux de distribution (%)		Observ'ER	***
Taux de marge sur achats (%)		ESANE, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B	**
Marché des équipements (M€)			
Marché intérieur (M€)	CA des fabricants/importateurs	Observ'ER	***
Fabrication (M€)		INSEE, EAP ; Comptes des entreprises	**
Importation, Exportation (M€)		Eurostat, Produits 84.15.81.00, 84.15.82.00 et 84.18.61.00	**
Maintenance (M€)	150 €/an d'entretien par PAC	Estimation In Numeri	*
Emplois (ETP)			
Fabrication (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Effectifs]	Comptes des entreprises	**
Distribution (ETP)	Distribution M€ x ratio [Marges/Emploi]	ESANE, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B	**
Installation (ETP)	Installation M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Emploi]	ESANE, NAF 43.22B	**
Maintenance (ETP)	Maintenance M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Emploi]	ESANE, NAF 43.22B	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Marché intérieur : Les données sur le nombre d'appareils vendus (PAC aérothermiques et CET) sont issues d'Observ'ER et de l'AFPAC. À travers les enquêtes d'Observ'ER, on dispose également des prix unitaires des équipements et de la pose pour les PAC aérothermiques et les CET. En multipliant le nombre d'appareils vendus par leur prix moyen, on obtient le marché intérieur (matériel et pose).

Équilibre sur le marché des équipements : On établit un équilibre indicatif entre le marché intérieur, la fabrication et les échanges extérieurs de l'ensemble des PAC (aérothermiques et géothermiques). La valeur de la fabrication française est estimée selon les données de l'EAP (Base INSEE, produits 28.25.12.50.10 et 28.25.13.80.00) et les données de production des principaux fabricants (Comptes des entreprises).

Les données sur les importations et exportations sont issues d'Eurostat (Produits 84.15.81.00, 84.15.82.00 et 84.18.61.00).

Au final, on applique cet équilibre au CA des fabricants/importateurs des PAC aérothermiques et CET sur le marché français (Observ'ER) pour estimer l'équilibre sur le marché uniquement des PAC aérothermiques et CET.

Parc et maintenance : Le parc des PAC aérothermiques et des CET est estimé sur la base des nouvelles ventes annuelles, hors équipements vendus et posés en renouvellement dans l'habitat existant (Observ'ER).

Partant du parc, le marché de la maintenance est estimé sur la base d'un coût unitaire de 150 € par appareil et par an.

Estimation des emplois

- Fabrication :** Ratios [Production/Effectifs] des principaux fabricants (Comptes des entreprises).
- Distribution :** Ratios [Marges/Emploi] estimés à partir des données d'ESANE (NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B) de 2014 à 2022. Même ratio 2022 pour l'année 2023.
- Installation et maintenance :** Ratio [Production -Sous-traitance+Marges/Emploi] estimés à partir des données d'ESANE (NAF 43.22B) en 2014 et 2015. Même ratio 2015 à partir de 2016.

3. Hydroélectricité

Points clés

1ère source de production d'électricité renouvelable

En 2023, l'hydraulique reste la 2ème source de production d'électricité en France (derrière le nucléaire) avec 15 % de la production totale d'électricité. Elle reste également la 1ère source de production d'électricité renouvelable (devant l'éolien). La production hydroélectrique varie fortement selon les conditions climatiques, la ressource en eau, et l'arrêt temporaire de moyens de production pour travaux de maintenance-optimisation. De 60 TWh en 2021, la production nette d'hydroélectricité diminue à 45,2 TWh en 2022, niveau historiquement bas suite à une hydraulique extrêmement déficitaire. La situation s'inverse en 2023 avec 56,7 TWh, conséquence de précipitations favorables et d'un très haut niveau de stocks disponibles.

En 2023, le marché de l'hydroélectricité s'élève à 9 Mds€, dont 8,2 Mds€ de production d'électricité (exploitation, maintenance, vente d'énergie).



Tendances observées 2021-2023

Puissances raccordées (MW)



Production nette d'électricité (GWh)



Investissements intérieurs (M€)



Fabrication des équipements (M€)



Emplois de fabrication des équipements (ETP)



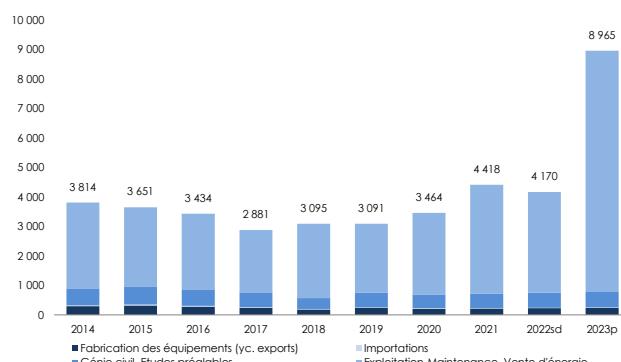
Emplois de vente d'énergie et d'exploitation (ETP)



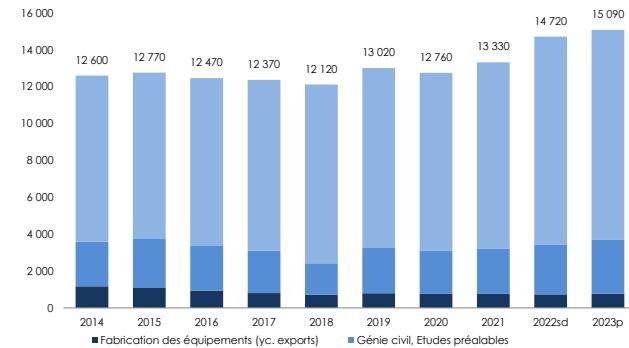
Les investissements passent de 716 M€ en 2021 à 799 M€ en 2023 (+6 % en moyenne par an).

Les emplois associés à la filière augmentent en moyenne de 6 % par an entre 2021 (13 330 ETP) et 2023 (15 090 ETP).

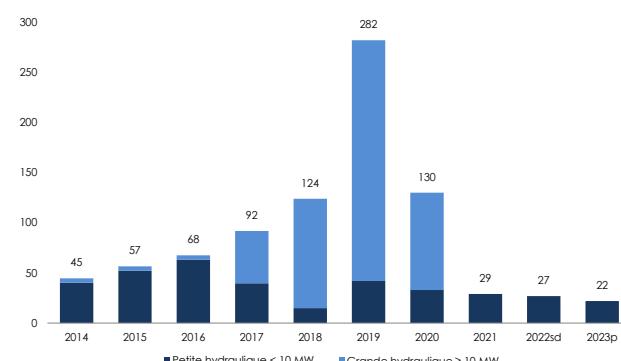
Marchés liés à l'hydroélectricité (M€)



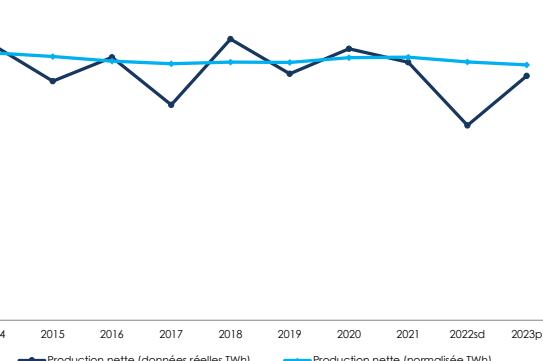
Emplois associés à l'hydroélectricité (ETP)



Capacité installée par an (MW)



Production d'électricité (TWh)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés aux marchés de l'hydroélectricité : petite hydroélectricité avec puissance < 10 MW et grande hydroélectricité avec puissance ≥ 10 MW. Ne sont pas inclus les emplois indirects (fournisseurs des fabricants). En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Équipement Génie civil

Fabrication de turbines et autres équipements (hydromécaniques, roues, régulateurs)
Construction, rénovation et modernisation des barrages (dispositifs de continuité écologique compris), Études techniques préalables

Production d'énergie

Vente d'électricité, exploitation, entretien et maintenance courante

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Renouvellement des concessions

Le renouvellement des concessions hydroélectriques est un enjeu de première importance non seulement pour les trois principaux concessionnaires – EDF, la compagnie nationale du Rhône (CNR) et la société hydro-électrique du Midi (SHEM via Engie) – mais également pour les petits opérateurs concernés. Aujourd'hui, 80 % de la puissance hydroélectrique est exploitée par EDF. Le reste est contrôlé par la CNR²⁰, Engie et les petits opérateurs.

Depuis 2015²¹, il est possible de regrouper des concessions dans le cas d'aménagements hydrauliquement liés (par bassin) et de créer une nouvelle catégorie de sociétés d'économie mixte pour l'exploitation d'une concession.

En 2019, la loi Énergie-Climat²² spécifie la nécessité d'encourager la production d'hydroélectricité, surtout via la petite hydroélectricité (inférieur à 10 MW), et la possibilité d'augmenter la puissance du parc existant. Cette même année, la France est mise en demeure par la Commission Européenne pour non-respect des obligations de mise en concurrence (par procédures d'AO) de certaines concessions hydroélectriques.

Limitation du développement de nouveaux projets et de production des barrages existants

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques²³ introduit, entre autres, deux changements majeurs en ce qui concerne l'hydroélectricité : un nouveau classement des cours d'eau et une augmentation des débits réservés. Les cours d'eau sont séparés en deux listes :

- La liste 1 comprend les cours d'eau en très bon état écologique ou identifiés comme réservoir biologique nécessaire au maintien ou à l'atteinte du bon état écologique des eaux d'un bassin versant et des axes migrateurs. Sur ces cours d'eau, « aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique ».
- La liste 2 comprend les cours d'eau pour lesquels il est nécessaire d'assurer le transport suffisant des sédiments et la circulation des poissons. Tout ouvrage situé sur ces cours d'eau doit être équipé, entretenu, géré et exploité selon les règles fixées par l'autorité administrative. Cette disposition entraîne une hausse des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance pour toutes installations concernées par une mise en conformité pour la continuité écologique (EDF, France Hydro Électricité – FHE, CRE²⁴).

De façon générale, le débit réservé minimal ne doit pas être inférieur au 1/10^{ème} du module (débit moyen interannuel). Pour les cours d'eau dont le débit est supérieur à 80 m³/seconde ou les ouvrages produisant en période de pointe, le débit réservé minimal ne doit pas être inférieur au 1/20^{ème} du module.

2015

- LTECV - Précision des modalités de renouvellement des concessions

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur le développement de l'hydroélectricité : 25,3 GW et 61 TWh en 2018 ; entre 25,8 GW et 63 TWh (objectif bas) et 26 GW et 64 TWh (objectif haut) en 2023
- Décret approuvant le modèle de cahier des charges applicable aux concessions d'énergie hydraulique
- Appels d'offres CRE obligatoires pour les installations de plus de 1 MW afin de pouvoir bénéficier d'un complément de rémunération
- Contrat H16 - Système marché + prime pour les installations de moins de 1 MW

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur le développement de l'hydroélectricité : 25,7 GW en 2023 ; entre 26,4 GW (scénario A) et 26,7 GW (scénario B) en 2028

2023

- Loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER)
- Décret relatif aux conditions requises pour reconnaître une raison impérative d'intérêt public majeur à un projet de production d'EnR - Seuil plancher supérieur à 1 MW pour l'hydroélectricité

2024

- Contrat H16 bis - Obligation d'achat remplacée par le complément de rémunération à partir de 400 kW jusqu'au 31 décembre 2025, puis à 200 kW à partir du 1^{er} janvier 2026

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur le développement de l'hydroélectricité : 26,3 GW et 54 TWh en 2030 ; 28,7 GW et 54 TWh en 2035

²⁰ La loi n° 2022-271 du 28 février 2022 relative à l'aménagement du Rhône prolonge la concession de CNR jusqu'en 2041. Cette loi se traduit par plusieurs engagements, représentant plus d'1 Mds€ d'investissement. Parmi ces projets, l'installation de 6 petites centrales sur des barrages existants entre 2031 et 2035 pour un gain de puissance de 5 à 10 MW. Sources : Site officiel de la CNR ; Observ'ER, Baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France, 15^{ème} édition

²¹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

²² Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, Articles 1 et 43

²³ Loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques. Transposition en droit français de la Directive 2000/60/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 octobre 2000 établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau

²⁴ CRE (2020), Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale

Entrée en vigueur en 2014, cette disposition réduit la production des ouvrages existants. Cependant, au regard des enjeux environnementaux du site, voire d'un tronçon de cours d'eau, des adaptations à la hausse ou à la baisse du débit réservé – voire des débits réservés saisonniers – peuvent être imposées ou acceptées par les services instructeurs validant les projets. L'augmentation des débits réservés doit être étudiée avec beaucoup de prudence et motivée par de réels enjeux environnementaux, tant les conséquences sur le productible et l'équilibre économique des installations sont significatives (FHE).

Deuxième appel d'offres de la CRE – Développement de la petite hydroélectricité

Le potentiel de développement de la filière hydroélectrique se trouve à la fois dans la création de nouveaux ouvrages²⁵, ainsi que dans l'équipement des seuils existants et l'optimisation des installations existantes. Sur ce dernier point, et sous certaines conditions, l'augmentation de puissance peut aller jusqu'à 20 %, permettant ainsi de produire plus d'énergie en période de pointe, en substitution de la production thermique. Cependant, l'augmentation de production sur ces aspects est globalement neutralisée par l'augmentation des débits réservés.

Depuis 2016, les appels d'offres (AO) sont devenus obligatoires pour les installations de plus de 1 MW souhaitant bénéficier d'un complément de rémunération. Lancé en 2017, le 2^{ème} appel d'offres de la CRE porte sur la réalisation et l'exploitation d'installations de petite hydroélectricité d'une puissance cumulée maximale de 105 MW :

- 1^{ère} période (résultats du 23 août 2018) : 14 lauréats avec une puissance totale de 36,9 MW
- 2^{ème} période (résultats du 26 juin 2019) : 13 lauréats ; Puissance totale 36,7 MW ; Prix moyen pondéré 87,1 €/MWh
- 3^{ème} période (résultats du 29 janvier 2021) : 8 lauréats ; Puissance totale 20 MW ; Prix moyen pondéré 81,5 €/MWh
- 4^{ème} période (résultats du 12 mai 2022) : 1 lauréat d'une puissance totale de 3,3 MW
- 5^{ème} période (résultats du 12 juin 2023) : 5 lauréats ; Puissance totale 12,9 MW ; Prix moyen pondéré 91,3 €/MWh

Système « marché plus prime » pour les petites centrales

Concernant les constructions ou les rénovations de centrales de moins de 1 MW, un nouvel arrêté tarifaire est paru²⁶ fin 2016 : le tarif H16. Dans le cas des nouvelles constructions, il est proposé sous forme d'obligation d'achat en dessous de 500 kW et sous forme de complément de rémunération entre 500 kW et 1 MW. En cas de travaux de rénovation des installations existantes, ce contrat est proposé uniquement sous forme de complément de rémunération.

Tarif de référence (€/MWh)	De lac ou de haute chute (>30m)	Au fil de l'eau ou de basse chute (<30m)
Neuf 0 à 500 kW	151	166
Neuf 500 kW à 1 MW	145	151
Rénovation 0 à 500 kW	Entre 52 et 118	Entre 62 et 130
Rénovation 500 kW à 1 MW	Entre 50 et 128	Entre 59 et 116

Source : France Hydro Électricité (FHE)

Ces tarifs sont adaptables selon le montant d'investissement en cas de rénovation. Le tarif H16 ne peut pas être cumulé avec une autre subvention publique.

À noter que l'arrêté modificatif de mai 2024²⁷ réduit le plafond de puissance déterminant les installations éligibles à un soutien sous forme d'obligation d'achat. L'obligation d'achat laisserait donc la place au complément de rémunération à partir de 400 kW jusqu'au 31 décembre 2025, puis à 200 kW à partir du 1^{er} janvier 2026. Le tarif d'achat H16 devrait s'arrêter fin 2026.

France : 2^{ème} producteur européen d'électricité d'origine hydraulique en 2023

- Selon l'IHA (International Hydropower Association), la puissance installée des barrages hydroélectriques dans le monde s'élève à 1 416 GW en 2023, l'équivalent de 4 185 TWh d'hydroélectricité produite.
- Après les « pays continents » (Chine, Brésil, États-Unis, Canada, Russie, Inde, Japon), la France possède le 10^{ème} plus grand parc hydroélectrique au monde et le 2^{ème} en Europe, derrière la Norvège (34 GW) et devant l'Italie (22 GW). La puissance installée en France est de près de 26 GW.

Source : IHA (2024), World hydropower outlook, Opportunities to advance net zero

²⁵ Direction Générale de l'Énergie et du Climat – DGEC (2023), Actualisation 2022 du potentiel hydroélectrique français

²⁶ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement

²⁷ Arrêté du 22 mai 2024 modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016. *Ibid.*

Les acteurs de la filière de l'hydroélectricité

La France dispose d'une filière industrielle solide, composée de nombreuses entreprises de toutes tailles, intervenant dans différents secteurs : électronique, génie civil, automatismes, fabrication de turbines et de conduites forcées.

Fabricants de turbines et de conduites
+/- 30 entreprises

Matériels électriques et électroniques spécifiques
+/- 20 entreprises

Exploitants
+/- 1 700 entreprises

Bureaux d'études environnement et expertise technique
+/- 60 entreprises

Sources : SER, Annuaire 2013-2014 des fabricants et fournisseurs de la filière hydroélectrique française ; Annuaire 2025 de France Hydro Électricité

Production d'hydroélectricité dominée par EDF, ENGIE et la CNR

Petite hydroélectricité

- EDF : Le groupe exploite plus de 200 petites centrales.
- Engie (à travers sa filiale la SHEM) : La SHEM exploite une soixantaine de centrales pour plus de 160 MW installés.

À côté de ces deux opérateurs, un millier de producteurs indépendants exploitent plus de 2 GW d'installations d'une puissance inférieure à 10 MW.

Grande hydroélectricité

Trois grands opérateurs dominent le secteur de la grande hydroélectricité :

- EDF : La capacité nette du parc hydroélectrique du groupe s'élève à 20,6 GW en 2023, pour une production de 38,8 TWh (contre 32,4 TWh en 2022). Le groupe emploie 6 000 salariés sur ses activités hydroélectriques. Dès 2000, EDF DPIH (division production ingénierie hydraulique) lance d'importants projets pluriannuels de maintenance, rénovation et modernisation de son parc. SuPerHydro (sûreté et performance de l'hydraulique ; 645 M€ de 2007 à 2012) et RenouvEau (800 M€) comptent parmi les chantiers les plus importants²⁸.
- Engie (à travers sa filiale la SHEM) : La SHEM produit 1,8 TWh d'électricité en 2023 sur un parc de 786 MW. Les investissements de la compagnie s'élèvent à plus de 30 M€ cette même année.
- Compagnie nationale du Rhône (CNR) : Hors effectifs affectés à la navigation, la CNR emploie plus de 1 480 salariés pour ses activités liées à l'hydroélectricité. En 2023, la production hydroélectrique de la compagnie (hormis petites centrales) est de 11,4 TWh sur un parc de 3,1 GW.

Équipements et ingénierie marqués par l'arrêt des activités de GE Hydro

Fabricants de turbines

Alstom est le 1^{er} fabricant mondial de turbines hydrauliques de grande puissance. La majeure partie de sa production est délocalisée. Fin 2015, les activités « énergie » d'Alstom, représentant 70 % de son CA, sont vendues à General Electric. Dès-lors, la filiale Alstom Hydro France devient GE Hydro France. GE Hydro annonce l'arrêt de la fabrication des turbines hydrauliques sur son site de Grenoble en 2017 et la fermeture du site de Belfort (site de fabrication des alternateurs pour barrages hydroélectriques) fin 2020. Après la fermeture de ce dernier, les salariés de GE Hydro reprennent leur activité en 2021 en créant la société Belfort Hydro Machines Maintenance (BH2M). Quatre ans et demi plus tard, la start-up livre son premier équipement industriel, un stator fabriqué dans la cité du Lion et destiné à l'alternateur de l'usine hydroélectrique d'Eget, rattachée au barrage de l'Oule (Hautes-Pyrénées), exploité par SHEM.

Parmi les autres fabricants de turbines (16 acteurs en France selon France Hydro Électricité), on peut citer :

- Hydro Power Plant (HPP) : fabricant de turbines hydroélectriques de 50 kW à 15 MW par groupe. Depuis 2019, Hydreo, spécialiste des équipements hydromécaniques, fait partie du groupe HPP.
- Fugu-Tech : constructeur d'équipements et de turbines hydroélectriques basse puissance (2 à 500 kW) et de leurs équipements associés. Résultats 2023 : 719 k€ de CA.
- MJ2 Technologies : spécialiste des turbines pour très basse chutes. Résultats 2023 : 10,3 M€ de CA pour une trentaine d'ingénieurs et de techniciens.

²⁸ On peut citer d'autres projets de développement d'ampleur, telle que la nouvelle usine de la STEP de la Coche (240 MW, inaugurée en 2019 pour un investissement de 150 M€) et la nouvelle usine de Romanche-Gavet (97 MW, mise en service en 2020 pour 400 M€ d'investissement).

Bureaux d'études

Une dizaine de bureaux d'ingénierie réalisent des études environnementales sur la grande hydroélectricité : Artelia (466 M€ de CA en 2023, dont près de 20 % pour l'eau et l'environnement), ECCEL Environnement, ATESyn, Ingé-Eau et FIBER.

La petite hydroélectricité possède également un fort potentiel de développement en France²⁹. Plusieurs bureaux d'études se spécialisent dans l'accompagnement de projets de cette filière : ISL Ingénierie (CA de 16,5 M€ et 120 salariés en 2023), Consult Hydro (CA de 149,3 k€), Hydréole (35,4 k€), et Jacquel et Chatillon entre autres.

EDF CIH (centre d'ingénierie hydraulique), CNR Ingénierie, Engie (via Tractebel) et de nombreux laboratoires de recherche contribuent également à faire de l'hydroélectricité un domaine de compétence pour la France au niveau mondial. Cet ensemble d'acteurs est fédéré autour du pôle de compétitivité de la transition énergétique Tenerdis.

Situation du marché et de l'emploi



Reprise de la production nette d'électricité hydraulique en 2023

De 59,9 TWh en 2021, la production nette d'hydroélectricité diminue fortement à 45,2 TWh en 2022 (-25 %), niveau historiquement bas en raison de la hausse des débits réservés, d'une hydraulique extrêmement déficitaire et de travaux d'entretien-maintenance et d'optimisation sur certaines installations.

La situation s'améliore en 2023 avec 56,7 TWh d'hydroélectricité produite, conséquence de précipitations favorables et d'un très haut niveau de stocks disponibles.

Quant à la production normalisée, obtenue par lissage sur 15 ans, elle reste stable sur cette même période, conséquence des travaux de rénovation engagés.

Augmentation des revenus des ventes d'électricité notamment grâce à l'augmentation des prix

La valeur des ventes d'électricité diminue de 8 % entre 2021 (3,7 Mds€) et 2022 (3,4 Mds€). L'année suivante, cette valeur est multipliée par 2,4 et atteint 8,2 Mds€.

- Les ventes issues de la petite hydroélectricité s'élèvent à 490 M€ en 2021 (pour 5,8 TWh et un coût d'achat de 83,9 €/MWh), 400 M€ en 2022 (pour 4,4 TWh et un coût d'achat de 90,7 €/MWh) et 540 M€ en 2023 (pour 5,5 TWh et un coût d'achat de 97,6 €/MWh).
- La production de la CNR diminue également entre 2021 (15,3 TWh), 2022 (13 TWh) et 2023 (11,4 TWh). Pour autant, la valeur de la production augmente de 899 M€ en 2021 à 951 M€ en 2022 et 1 683 M€ en 2023, conséquence de la hausse des prix de vente (+63 % en moyenne par an).
- La valeur de la production hydroélectrique d'EDF n'est pas connue. Hors STEP, elle est estimée à 2 313 M€ en 2021 (pour 38,7 TWh), 2 062 M€ en 2022 (pour 27,8 TWh) et 5 943 M€ en 2023 (pour 39,7 TWh). Le prix retenu s'appuie sur le prix moyen publié par la CNR, tout en prenant compte des productions respectives en base et en pointe, ainsi que du différentiel de prix entre les deux marchés.

²⁹ D'après l'UNIPEDE (union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique), les petites centrales hydroélectriques (PCH) sont classées en fonction de la puissance installée : petite centrale pour une puissance comprise entre 2 000 et 10 000 kW, minicentrale pour une puissance comprise entre 500 et 2 000 kW, microcentrale pour une puissance comprise entre 20 et 500 kW, et pico-centrale pour une puissance inférieure à 20 kW.

Investissements de près de 800 millions d'euros en 2023 ...

Les investissements dans la filière hydroélectrique sont principalement consacrés à la rénovation et la modernisation du parc existant. Ces investissements (exportations comprises) passent de 716 M€ en 2021 à 757 M€ en 2022 et 799 M€ en 2023 (+12 %). Ces investissements permettent l'installation de 29 MW en 2021, 27 MW en 2022 et 22 MW en 2023 (l'intégralité en installations de petite hydroélectricité).

- Les investissements dans la petite hydroélectricité sont estimés sur la base des nouveaux raccordements annuels issus de l'OpenData d'Enedis. Ces raccordements représentent une augmentation moyenne de 44 MW par an entre 2006 et 2020, pour une valeur annuelle moyenne de 158 M€. Les nouveaux raccordements diminuent de 29 MW en 2021 à 27 MW en 2022 et 22 MW en 2023.
- Pour la grande hydroélectricité, ils sont évalués à partir des programmes d'investissement connus d'EDF, Engie (via la SHEM) et la CNR.

... Pour 3 680 emplois

En 2023, 3 680 emplois sont associés à ces investissements, dont 2 920 ETP pour le génie civil (construction-installation-rénovation ; études préalables comprises) et 770 ETP pour la fabrication des équipements (dont 80 ETP pour les équipements destinés à l'export).

En 2023, 76 % des emplois de la filière hydroélectrique dans la production d'énergie



Les emplois liés à l'exploitation-maintenance des barrages et à la vente d'électricité (y compris maintenance courante, hors ingénierie) sont estimés à 11 410 ETP en 2023 (2 560 ETP dans la petite hydroélectricité et 8 840 ETP dans la grande hydroélectricité).

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant le développement du parc et de la production hydroélectrique (petite et grande hydroélectricité) à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

Capacités mises en service et production d'hydroélectricité *

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Capacités mises en service	25,9 GW (avec STEP)	26,3 GW (avec STEP)	28,7 GW (avec STEP)
Production d'hydroélectricité	54,2 TWh (sans STEP)	54 TWh (sans STEP)	54 TWh (sans STEP)

(*) Objectifs France métropolitaine. STEP : station de transfert d'énergie par pompage

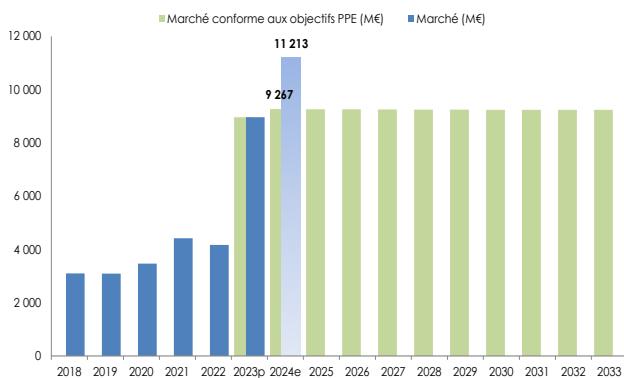
Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

Ces objectifs représentent une augmentation des capacités installées de 2,8 GW à horizon 2035, en grande partie sur des installations existantes. Ces 2,8 GW incluent environ 1,7 GW de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Par conséquent, les nouvelles capacités à mettre en service – hors STEP – s'élèvent à 1,1 GW entre 2023 et 2035, l'équivalent de 29 MW chaque année sur cette période.

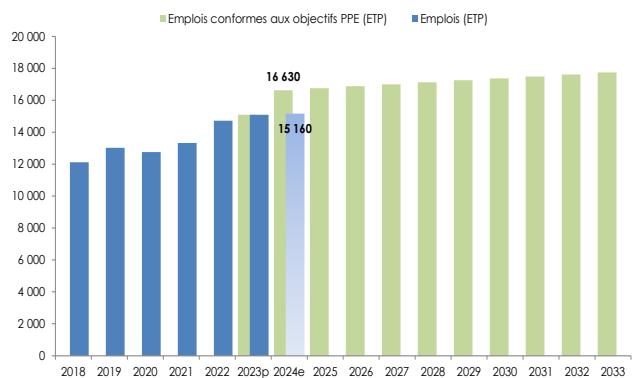
En termes de production, l'objectif représente une baisse progressive de 0,2 TWh (hors STEP) entre 2023 et 2030 (l'équivalent de 29 GWh par an). Dès-lors, la production reste stable jusqu'en 2035.

Note : L'augmentation limitée des capacités hydroélectriques ne se traduit pas nécessairement par une augmentation du productible, notamment en raison des impacts attendus du changement climatique sur la ressource en eau. Les capacités supplémentaires sont toutefois déterminantes pour accentuer la pilotabilité des installations et la flexibilité du réseau.

Marchés liés à l'hydroélectricité (M€)



Emplois associés à l'hydroélectricité (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2010 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

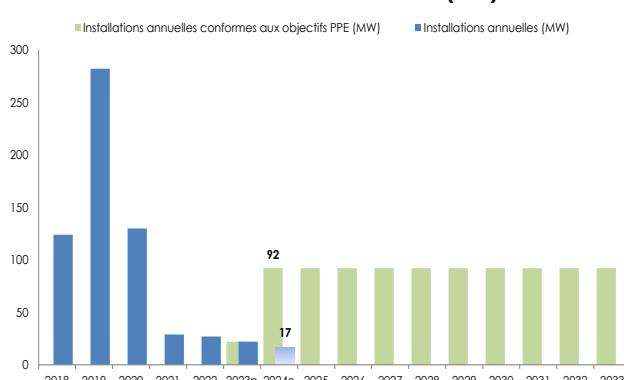
Ainsi, le marché total lié à l'hydroélectricité est estimé à 9 267 M€ en 2024. L'exploitation-maintenance représente 88 % du marché, avec 8 162 M€, les investissements étant estimé à 1 105 M€. Les emplois atteindraient 16 630 ETP en 2024 : 5 100 ETP liés aux investissements et 11 530 ETP liés à l'exploitation et la maintenance du parc hydroélectrique.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. En termes de marché, cette estimation préliminaire (11 213 M€) reste au-dessus de la trajectoire PPE (9 267 M€ ; +21 %). Niveau emplois, l'estimation préliminaire (15 160 ETP) est en-dessous de la trajectoire PPE (16 630 ETP ; -9 %).

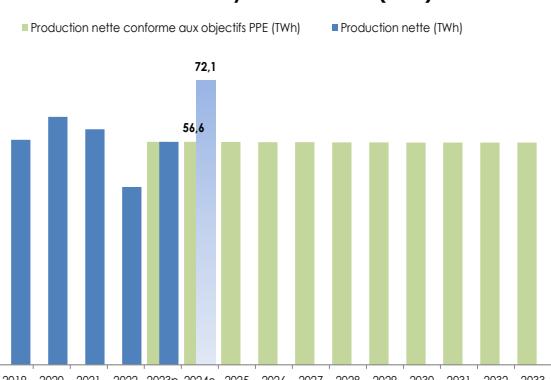
Cette comparaison reflète la différence entre les nouvelles capacités à installer et la production d'hydroélectricité selon chaque cas de figure.

- Nouvelles capacités mises en service en 2024 :** Sur la base des projets d'investissement d'EDF et des nouveaux raccordements issus de l'OpenData d'Enedis, les nouvelles capacités s'élèveraient seulement à 17 MW en 2024, intégralement en petite hydroélectricité (double effet des appels d'offre infructueux et du blocage des dossier des concessions – Source : FHE). Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait installer 92 MW de nouvelles installations cette même année. Par conséquent, les investissements et les emplois associés de la tendance (816 M€ et 3 770 ETP) sont en-dessous de ceux de la trajectoire PPE (1 105 M€ et 5 100 ETP).
- Production d'hydroélectricité en 2024 :** Selon le SDES (base Dido), la production nette d'hydroélectricité augmente de 27 % en 2024 et s'élève à 72,1 TWh. Alors que, selon les objectifs de la PPE, la production devrait diminuer de 29 GWh cette même année et atteindre 56,6 TWh. Par conséquent, la vente d'hydroélectricité et l'exploitation-maintenance de la tendance (10 398 M€ ETP) est au-dessus de la trajectoire PPE (8 162 M€). Les emplois pérennes associés sont quasiment au même niveau (11 400 ETP pour la tendance et 11 530 ETP pour la trajectoire).

Nouvelles installations annuelles (MW)



Production nette d'hydroélectricité (TWh)



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020³⁰). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour les capacités hydroélectriques, les objectifs de la PPE 2 représentaient : un parc à 25,7 GW produisant 65,2 TWh en 2018 (année de référence) ; un parc à 25,7 GW en 2023 (objectif intermédiaire) ; un parc à 26,6 GW produisant 68,8 TWh en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec un parc réel à 25,6 GW en 2023, l'ancien objectif PPE 2 en termes de capacités totales installées est quasiment atteint. Pour rappel, la production hydroélectrique (nette ; hors STEP) s'élève réellement à 56,7 TWh en 2024.

Perspectives de la filière

Lancement du troisième appel d'offres de la CRE – Développement de la petite hydroélectricité

À l'issue du 2^{ème} appel d'offres visant à développer la petite hydroélectricité (cinq périodes de candidature 2017-2023), un troisième appel d'offres est lancé en 2024. La puissance maximale recherchée de 105 MW est répartie en trois périodes : 30 MW en 2024, 35 MW en 2025 et 40 MW en 2026.

- 1^{ère} période (résultats du 11 juillet 2024) : 3 lauréats ; Puissance totale 10,1 MW ; Prix moyen pondéré 98,9 €/MWh

Selon la délibération du 23 janvier 2025 sur la 2^{ème} période, cette dernière est déclarée infructueuse par la CRE à cause de sous-souscription, seuls deux participants distincts ayant candidaté à cette période.

³⁰ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés à l'hydroélectricité

Niveau d'activités sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	220	227	207	196	139	198	180	190	205	215
Importations	27	36	31	21	18	17	19	15	15	17
Génie civil, Études préalables	578	614	556	507	366	503	464	480	512	542
Total des investissements	826	878	795	724	523	718	663	686	732	775
Exploitation-Maintenance, Vente d'énergie	2 911	2 682	2 568	2 113	2 524	2 333	2 771	3 702	3 413	8 166
Marché intérieur	3 738	3 560	3 362	2 837	3 047	3 052	3 434	4 388	4 145	8 941
Exportations										
Exportation d'équipements	76	91	72	44	48	40	30	29	25	24
Marché total	3 814	3 651	3 434	2 881	3 095	3 091	3 464	4 418	4 170	8 965
Production	3 787	3 615	3 403	2 859	3 077	3 074	3 445	4 402	4 155	8 948

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Exploitation-maintenance et ventes intérieures d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total – Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés à l'hydroélectricité

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	870	770	690	650	530	660	650	660	660	690
Génie civil, Études	2 420	2 650	2 460	2 300	1 710	2 450	2 360	2 460	2 680	2 920
Total	3 290	3 430	3 160	2 960	2 240	3 110	3 010	3 120	3 340	3 610
Liés à la maintenance-vente d'énergie	9 010	9 030	9 070	9 270	9 700	9 770	9 650	10 110	11 300	11 410
Liés au marché intérieur	12 300	12 460	12 230	12 230	11 940	12 880	12 660	13 230	14 640	15 020
Liés aux exportations	300	310	240	150	180	130	110	100	80	80
Total des emplois	12 600	12 770	12 470	12 370	12 120	13 020	12 760	13 330	14 720	15 090

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Puissances annuelles, parc et production d'énergie de la filière hydroélectrique

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nouvelles mises en service MW	45	57	68	92	124	282	130	29	27	22
Parc en fin d'année (MW)*	25 698	25 703	25 741	25 677	25 678	25 829	25 763	25 776	25 792	25 644
Dont petite hydroélectricité	2 423	2 475	2 538	2 578	2 593	2 635	2 668	2 697	2 724	2 746
Production nette réelle (TWh)	63,8	55,4	61,0	50,0	65,2	57,2	63,0	59,9	45,2	56,7
Dont petite hydroélectricité	6,2	5,4	6,0	4,9	6,4	5,6	6,1	5,8	4,4	5,5
Production nette normalisée (TWh)	62,0	61,2	60,1	59,5	59,9	59,8	60,9	61,0	59,9	59,2

(*) Du fait de l'arrêt de certaines installations (déclassement, rénovation, modernisation), le parc en fin d'année n n'est pas égal à la puissance installée de l'année n-1 à laquelle on ajoute les nouvelles installations de l'année n.

Sources : SDES, Enquêtes sur la production d'électricité, Tableaux de bord hydraulique (France entière), Bilans énergétiques renouvelables (France métropolitaine), Base de données Dido, Suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables ; RTE, Bilans électriques ; Enedis, OpenData

Note : Cette année, des corrections sont apportées sur les coûts d'investissement de la petite hydroélectricité (sur la base de l'étude Coûts des EnR&R de l'ADEME, édition 2024). Par conséquent, les résultats présentés cette année sont légèrement différents de ceux de l'édition précédente dès 2016.



Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Marché intérieur (M€)			
Petite hydro <10 MW	Nouvelles puissance x Prix		
Prix unitaire moyen (M€/MW)		FHE ³¹ ; ADEME ³²	**
Nouvelles puissances (MW)		2006-2008 : SDÉS 2009-2023 : Enedis, OpenData	**
Grande hydro >10 MW (M€)	Programmes d'investissement	Communiqués et rapports EDF, CNR, Engie	**
Décomposition du marché intérieur (M€)			
Équipements (M€)	30 % des investissements	Hypothèse In Numeri	**
Ingénierie (M€)	10 % des investissements	Hypothèse In Numeri	**
Génie civil (M€)	60 % des investissements	Hypothèse In Numeri	**
Marché des équipements (M€)	Marché intérieur + Exportation - Importation		
Importation, Exportation (M€)		Eurostat : Produits 84.10.11.00, 84.10.12.00, 84.10.13.00, 84.10.90.00	***
Production d'hydroélectricité (MWh)			
Production brute (MWh)		SDÉS, Tableaux de bord hydraulique et Bilans énergétiques renouvelables	***
Production nette (MWh)		SDÉS, Base Dido	***
Production nette normalisée (MWh)		SDÉS, Suivi de la directive européenne	***
Répartition petite et grande hydroélectricité (MWh)		SDÉS, Enquête sur la production d'électricité CNR, Rapports d'activité	**
Prix de l'hydroélectricité (€/MWh)			
Petite hydro (€/MWh)	Coût d'achat unitaire	CRE, Délibérations sur la CSPE, Annexes 1	***
Grande hydro (€/MWh)		CNR, Rapports d'activité CRE, Observatoire des marchés de gros	**
Emplois (ETP)			
Fabrication (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Effectifs]	2014-2022 : ESANE, NAF 28.1 / 28.11	**
Ingénierie (ETP)	Ingénierie M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Effectifs]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 71.12 2016-2022 : CN, Branche A88.71	**
Génie civil (ETP)	Génie civil M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Effectifs]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 42.22	**
Vente d'électricité, exploitation-maintenance (ETP)		Communiqués EDF, CNR, Engie (SHEM)	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

³¹ Syndicat national de la petite hydroélectricité : Présentation France Hydro Électricité, 3^{ème} rencontre de l'hydroélectricité en Bourgogne Franche-Comté ; Communications internes

³² ADEME (2020), Guide à destination des porteurs de projets « Hydroélectricité – Réhabiliter ou optimiser un site ; Montage juridique et financier » ; ADEME (2024), Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022

Méthode générale d'évaluation

La fiche porte sur l'évaluation des marchés liés au développement de l'hydroélectricité en France (petite hydroélectricité avec une puissance inférieure à 10 MW ; grande hydroélectricité avec une puissance égale ou supérieure à 10 MW). Ces marchés (M€) et les emplois associés (ETP) concernent :

- Les investissements intérieurs : fabrication et installation des équipements, construction et rénovation des centrales, études techniques préalables et ingénierie ;
- La vente d'hydroélectricité et aux services marchands de maintenance et d'exploitation des centrales.

Investissements (marché intérieur)

Le marché lié à l'investissement pour la construction et la rénovation des centrales hydroélectriques est décomposé de la façon suivante :

- Valeur des équipements au prix « sortie usine » lorsqu'ils sont produits nationalement et au prix douanes lorsqu'ils sont importés ;
- Valeur des activités de génie civil et des études préalables nécessaires à la construction et la rénovation des barrages.

Les données concernant le montant des investissements dans la grande hydroélectricité proviennent des communiqués et rapports des trois exploitants principaux : EDF, Engie (via SHEM) et la CNR.

Pour la petite hydroélectricité, les investissements sont estimés selon les données du SDES, de l'OpenData d'Enedis, ainsi que des coûts moyens issus des rapports et communications de France Hydro Électricité (FHE) et de l'étude Coûts des EnR&R de l'ADEME (édition 2024).

L'équilibre sur le marché des équipements est reconstitué en prenant compte du commerce extérieur (Eurostat).

Vente d'énergie et exploitation-maintenance

Le marché lié à la vente d'électricité hydraulique est décomposé comme suit :

- Valeur de l'électricité injectée sur le réseau public ;
- Valeur des services marchands d'exploitation-maintenance des barrages.

Les données concernant les puissances installées par an et la production d'hydroélectricité sont issues des différents rapports du SDES (tableaux de bord hydraulique, bilans énergétiques renouvelables, base de données Dido, suivie de la directive européenne), ainsi que des bilans du RTE. Les prix sont issus des rapports de la CRE (Délibérations sur la CSPE, Observatoire des marchés de gros) et de la CNR.

Estimation des emplois

- Les emplois d'investissement sont estimés selon des ratios [Production-Sous-traitance+Marges/Effectifs] calculés selon les données de la comptabilité nationale ou de la base ESANE pour les NAF correspondantes.
- Pour les emplois d'exploitation-maintenance et de vente d'énergie, on se base sur les informations publiées dans les communiqués et rapports des trois principaux exploitants.

Points de vocabulaire

Les équipements sont les turbines et les autres équipements (hydromécaniques, roues, régulateurs). Les investissements correspondent aux dépenses en fabrication et installation de l'ensemble des équipements, en construction et rénovation des centrales hydrauliques (dispositifs de continuité écologique compris), et en études techniques préalables et ingénierie. Les investissements sont valorisés au prix de fabrication ou au prix de douane.

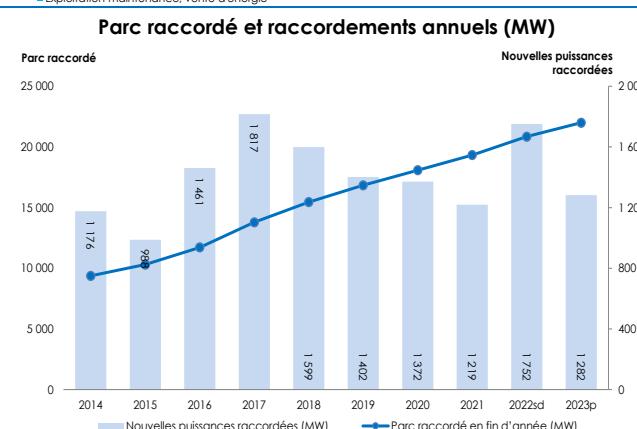
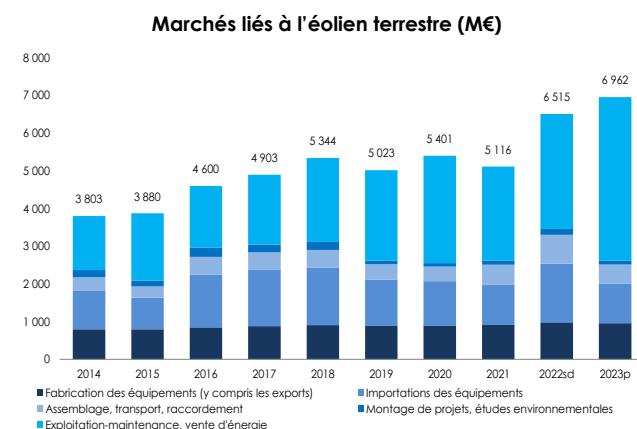
4. Éolien terrestre

Points clés

Des raccordements en décalage avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Après la reprise significative des implantations d'éoliennes en 2016 et 2017 (due aux simplifications des procédures administratives amenées par la LTECV 2015 et aux taux d'emprunt historiquement bas), les raccordements annuels décroissent jusqu'en 2021, avant d'augmenter à nouveau en 2022 à un niveau supérieur à celui de 2018. La situation s'inverse à nouveau en 2023 avec une baisse de 27 % des nouveaux raccordements.

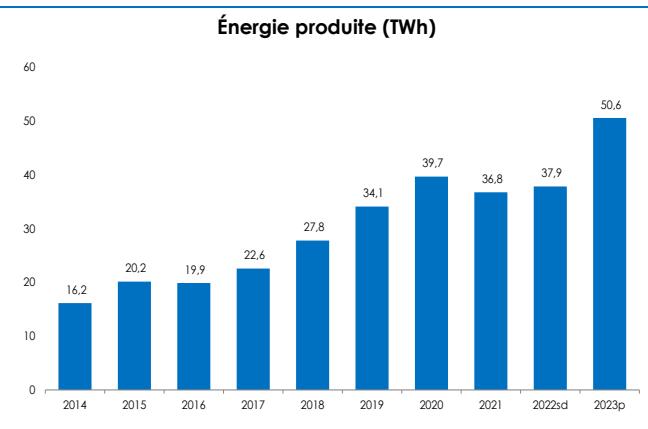
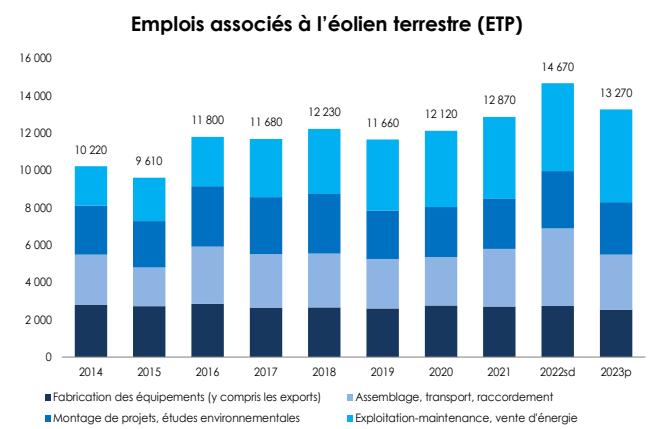
Le marché total passe de 5,1 Mds€ en 2021 à 7 Mds€ en 2023 (+36 %). Sur la même période, le marché de la vente d'énergie passe de 2,5 Mds€ en 2021 à 4,3 Mds€ en 2023 (+74 %). Les investissements intérieurs suivent le rythme des raccordements annuels et augmentent de 45 % en 2022 (2,6 Mds€), avant de diminuer de 33 % en 2023 (1,8 Mds€). Les exportations s'élèvent à 854 M€ en 2023.



Tendances observées 2021-2023

- Puissances annuelles raccordées (MW)
- Investissements intérieurs (M€)
- Emplois liés aux investissements (ETP)
- Production brute d'électricité (TWh)
- Emplois de vente d'énergie (ETP)

Les emplois directs augmentent de 14 % entre 2021 (12 870 ETP) et 2022 (14 670 ETP), avant de baisser de 10 % en 2023 (13 270 ETP). Cette dernière année, la hausse des emplois liés à la vente d'énergie et à la maintenance du parc éolien (+5 %) ne compense pas la baisse des emplois liés aux investissements (-17 % ; voir encadré page 59).



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés aux marchés de l'éolien terrestre. Les emplois indirects (fournisseurs des fabricants) ne sont pas inclus. L'éolien en mer posé est présenté dans une autre fiche dédiée. Quant à l'éolien flottant, il est présenté avec les autres énergies marines renouvelables (EMR).

En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Équipements
Construction
Vente d'énergie

Fabrication de mâts, pales, rotors, nacelles, générateurs-alternateurs, autres matériels
Assemblage, transport, raccordement, études techniques, montage de projets
Exploitation, entretien et maintenance des champs d'éoliennes

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

LTECU – Une réglementation en faveur de la filière

En 2015, la LTECV³³ inclut diverses mesures concernant l'énergie éolienne terrestre telles que :

- La généralisation de l'autorisation unique à tout le territoire, regroupant l'ensemble des autorisations nécessaires à la réalisation d'un projet d'éoliennes en un seul permis ;
- L'incitation au développement de projets incluant les habitants au capital des sociétés de projets, et l'ouverture du capital aux intercommunalités et aux communes ;
- L'évolution du mécanisme de rémunération pour les installations soumises à une autorisation. L'obligation d'achat de l'électricité produite par les installations renouvelables est remplacée par le complément de rémunération. Ce dispositif permet au producteur de vendre directement l'électricité produite sur le marché. La différence entre le prix de référence et le prix moyen du marché est versée au producteur par EDF OA (intermédiaire pour le compte de l'État). Jusqu'en 2015, ce surcoût était compensé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Au 1^{er} janvier 2016, le financement du soutien aux EnR est intégré au budget de l'État via le compte d'affectation spéciale – transition énergétique (CASTE)³⁴. Dès le 1^{er} janvier 2021, ce dernier est supprimé, le soutien au développement des EnR&R étant lié au budget général de l'État.

Grandes installations soumises aux appels d'offres pluriannuels

Dès 2017, une nouvelle organisation des mécanismes de soutien est mise en place. Cette organisation permet l'attribution du complément de rémunération à travers deux possibilités :

- Le système de guichet ouvert pour les petites installations de 6 éoliennes au maximum et d'une puissance unitaire jusqu'à 3 MW (inclus). En 2022, ce système se restreint, ne permettant aujourd'hui de recevoir que les projets sous contrainte aéronautique de hauteur et les projets contrôlés par des habitants, des collectivités ou leurs groupements.
- Les appels d'offres (AO) pour les autres installations (sans aucun critère en termes de taille du parc et de puissance unitaire). Les AO constituent aujourd'hui le principal mécanisme de soutien à l'énergie éolienne terrestre.

Le niveau du tarif est fixé de façon à assurer une rentabilité normale des projets sur l'ensemble de leur durée de vie. L'arrêté fixant les conditions et les modalités de ces contrats est notifié à la Commission Européenne.

AO portant sur la réalisation et l'exploitation d'éoliennes terrestres

Lancé en 2017, le premier appel d'offres « Éolien terrestre » de la CRE est divisé en 8 périodes de 6 mois chacune (soit une durée totale de 3 ans) et conduit à l'attribution d'un total de plus de 3,5 GW de puissance éolienne.

2015

- LTECV - Simplification des autorisations et ouverture au financement participatif

2016

- Décret du 27 mai et arrêté du 13 décembre fixant les filières bénéficiant du complément de rémunération (par guichet ouvert ou par appel d'offres)
- Intégration au budget de l'État du financement du soutien aux EnR par l'intermédiaire du Compte d'Affectation Spéciale " Transition Énergétique "
- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur le développement de l'énergie éolienne terrestre : 15 GW en 2018 ; entre 21,8 GW (objectif bas) et 26 GW (objectif haut) en 2023

2017

- Mise en place d'appels d'offres pluriannuels pour les grandes installations
- Refonte du dispositif de soutien pour les petites installations
- Ordonnance et décret du 26 janvier relatifs à l'autorisation environnementale

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur le développement de la filière éolienne terrestre : 24,1 GW en 2023 ; entre 33,2 GW (scénario A) et 34,7 GW (scénario B) en 2028

2021

- Mise en place des appels d'offres " PPE 2 Éolien terrestre " et " PPE 2 Neutre "

2022

- Arrêté du 27 avril fixant les conditions du complément de rémunération des installations de six aérogénérateurs au maximum

2023

- Loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER)

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur le développement de l'éolien terrestre : 33 GW et 72 TWh en 2030 ; 40 à 45 GW et 91 à 103 TWh en 2035

³³ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

³⁴ En application de la réforme de la fiscalité énergétique prévue par la Loi de Finances rectificative pour 2015 et le décret relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie

	Date de délibération	Nombre de lauréats	Puissance totale MW	Prix moyen pondéré €/MWh
1 ^{ère} période	18/01/2018	22	508	65,4
2 ^{ème} période	12/07/2018	4	83	66,9
3 ^{ème} période	09/05/2019	21	516	63,2
4 ^{ème} période	19/09/2019	20	576	66,6
5 ^{ème} période	13/02/2020	31	637	62,6
6 ^{ème} période	03/09/2020	23	258	60,0
7 ^{ème} période	10/12/2020	15	520	59,7
8 ^{ème} période	27/05/2021	26	404	61,7

Appel d'offres PPE 2

En août 2021, la CRE publie les cahiers des charges du deuxième appel d'offres « PPE 2 » pour le développement des installations éoliennes terrestres. La puissance cumulée appelée est répartie en dix périodes de candidature. La dernière période est actuellement en cours.

	Date de délibération	Nombre de lauréats	Puissance totale MW	Prix moyen pondéré €/MWh
1 ^{ère} période	06/01/2022	32	510,3	64,52
2 ^{ème} période	19/05/2022	15	268,15	67,33
3 ^{ème} période	02/02/2023	4	54,0	76,4
4 ^{ème} période	12/06/2023	62	925,66	83,91
5 ^{ème} période	19/10/2023	54	931,31	86,94
6 ^{ème} période	24/01/2024	57	1 006,8	87,23
7 ^{ème} période	25/06/2024	48	925,88	87,63
8 ^{ème} période	16/10/2024	48	755,22	87,82
9 ^{ème} période	27/03/2025	51	930,05	87,61

AO technologiquement neutre

En septembre 2021, la CRE publie les nouveaux cahiers des charges de l'AO portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne (~ PPE 2 neutre).

- 1^{ère} période (résultats du 29 septembre 2022) : 34 lauréats, dont 19 projets d'installations éoliennes (321 MW) et 15 projets d'installations photovoltaïques au sol (180 MWc). Prix moyen de l'ensemble des lauréats de 76,89 €/MWh.
- 2^{ème} période (résultats du 30 novembre 2023) : 34 lauréats, dont 4 projets d'installations éoliennes (77,6 MW) et 30 projets d'installations photovoltaïques au sol (435,2 MWc). Prix moyen de l'ensemble des lauréats de 85,19 €/MWh.
- 3^{ème} période (résultats du 4 décembre 2024) : 38 lauréats, dont 3 projets d'installations éoliennes (36,9 MW) et 35 projets d'installations photovoltaïques au sol (463,7 MWc). Prix moyen de l'ensemble des lauréats de 80,6 €/MWh.

Démantèlement des installations et gestions des déchets

Entré en vigueur en juillet 2020, l'arrêté du 22 juin 2020³⁵ modifie les prescriptions relatives aux installations éoliennes relevant du régime d'autorisation dans le cadre de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Il introduit de nouvelles dispositions, notamment sur l'obligation de démantèlement des fondations en fin de vie du parc, ainsi que des objectifs de traitement des déchets.

- Le démantèlement concerne les installations de production d'électricité, des postes de livraison ainsi que les câbles dans un rayon de dix mètres autour des éoliennes et des postes de livraison. Les fondations doivent désormais être excavées dans leur totalité jusqu'à la base de leur semelle (à l'exception des éventuels pieux). Les aires de grutage et les chemins d'accès doivent également être remis en état.
- Quant aux déchets de démolition et de démantèlement, ils doivent être réutilisés, recyclés, valorisés, ou, à défaut, éliminés dans les filières dûment autorisées à cet effet. Des objectifs croissants sont fixés : au minimum 90 % de la masse totale des éoliennes (fondations incluses) doivent être démantelés. Ce taux baisse à 85 % lorsque l'excavation des fondations fait l'objet d'une dérogation. Dans ce cas, ces dernières, ainsi que 35 % minimum de la masse des rotors, doivent être réutilisés ou recyclés au 1^{er} juillet 2022. À compter du 1^{er} janvier 2024, 95 % de la masse totale (toute ou partie des fondations incluses) de tout nouveau parc autorisé doit, lors de sa fin de vie, être réutilisable ou recyclable. La masse des rotors réutilisable ou recyclable doit être de 45 % pour les parcs autorisés après le 1^{er} janvier 2023 et de 55 % après le 1^{er} janvier 2025.

L'arrêté introduit aussi d'autres mesures sur les règles de sécurité de l'installation, les distances d'éloignement, ainsi que le montant des garanties financières que doivent constituer les exploitants (selon le coût unitaire forfaitaire par éolienne).

³⁵ Arrêté du 22 juin 2020 portant modification des prescriptions relatives aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement

Loi APER – Des mesures visant à diviser par deux le temps de déploiement des projets

Publiée en 2023, la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER³⁶) porte notamment sur l'éolien terrestre. À ce titre, elle prévoit une série de mesures qui s'articulent autour de quatre axes :

- Simplifier les procédures d'autorisation : accélération des procédures d'autorisation, simplification des procédures de raccordement, reconnaissance de la raison impérative d'intérêt public majeur (RIIPM), mise en place d'un fonds de garantie de prise en charge des coûts échoués pour les projets autorisés et construits dont l'autorisation fait l'objet d'un recours.
- Planifier, avec les élus locaux, le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires : création d'un dispositif de planification territoriale (~ définition – par les communes et en concertation des habitants – de zones d'accélération favorables à l'accueil des projets), simplification de la modification des documents d'urbanismes.
- Libérer des espaces pour faciliter le déploiement de l'éolien terrestre et éviter la saturation, création d'un cadre juridique pour financer des radars de compensation afin de faciliter la mise en œuvre des projets grevés de services militaires ou Météo-France.
- Partager la valeur des projets d'énergies renouvelables avec les territoires qui les accueillent : définition et clarification des contrats d'achat d'électricité, simplification du recours à l'autoconsommation pour les collectivités.

La Chine – Leader mondial du marché de l'éolien terrestre en capacités installées

La puissance annuelle installée des éoliennes terrestres à l'échelle mondiale augmente de 54 % en 2023, passant de 68,8 GW en 2022 à 105,8 GW. Fin 2023, le parc éolien s'élève à 945,5 GW.

L'Asie-Pacifique représente le plus grand marché de l'éolien terrestre (51 % du parc), avec la Chine en tête du classement. Ce pays possède un parc éolien terrestre de 403,3 GW, soit 43 % du parc mondial. L'évolution rapide de la Chine s'explique par la forte implication du gouvernement dans le développement des énergies décarbonées afin de répondre à la demande croissante en énergie du pays.

L'Europe vient en 2^{ème} position avec 25 % des capacités mondiales. L'importance du marché européen s'explique par le positionnement historique de pays tels que l'Allemagne et le Royaume-Uni, précurseurs sur les premières technologies éoliennes. Viennent ensuite les États-Unis (23 % du parc).

Au niveau européen, l'Allemagne dispose du plus grand parc éolien terrestre (61,1 GW en 2023), suivie par l'Espagne (30,6 GW). La France arrive en 3^{ème} position avec un parc de 22 GW. Globalement, les nouvelles puissances installées en Europe s'élèvent à 14,5 GW en 2023, en baisse de 13 % par rapport à 2022 (16,8 GW). La production d'électricité éolienne terrestre de l'UE-27 passe de 339,2 TWh en 2021 à 371,8 TWh en 2022 (+10 %) et 421,9 TWh en 2023 (+13 %).

Sources : GWEC, Global Wind Report 2024 ; EurObserv'ER (2024), Baromètre Éolien

Les acteurs de la filière éolienne

Développeurs-exploitants et producteurs d'énergie

Le développement des projets en France demande en moyenne deux fois plus de temps que la moyenne européenne³⁷ (3 à 5 ans) et cela tenu des différentes contraintes réglementaires : prise de contact avec les élus, recherche de terrains, réalisation d'études, montage de dossiers administratifs, gestion d'enquêtes publiques, communication auprès du public, montages financiers, délais associés à la gestion de potentiels contentieux.

Selon les cas, les développeurs peuvent vendre les projets après obtention de l'ensemble des autorisations ou après la construction des installations éoliennes. D'autres acteurs se positionnent sur l'ensemble de la durée de vie du projet (développement, construction, exploitation). À ce titre, ils développent et exploitent l'installation et, selon leurs stratégies, peuvent internaliser la vente d'électricité ou l'externaliser en faisant appel à un agrégateur.

Ce secteur est fortement concurrentiel avec un grand nombre d'acteurs. Une dizaine d'entreprises regroupent plus de 50 % des capacités raccordées en France.

Selon France Renouvelables, les grands développeurs-exploitants sont, entre autres³⁸ (données à fin 2024) :

³⁶ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

³⁷ France Renouvelables par Cap Gemini Invent (2023), Observatoire de l'éolien 2023, Analyse du marché, des emplois et des enjeux de l'éolien en France

³⁸ Données fournies par les développeurs et issues de leurs rapports d'activité annuels et/ou sites officiels

- Engie : 3 230 MW en exploitation et 75 MW en construction pour sa filiale Engie Green ; 61 parcs d'une puissance cumulée de 776 MW pour sa filiale Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- EDF Renouvelables : parc éolien terrestre de 2 071 MW en France ;
- EnergieTEAM : 111 parcs équipés de 520 éoliennes de 1,4 GW au total ;
- BORALEX France : 72 parcs en exploitation d'une puissance totale de 1 249 MW ;
- Volkswind France : 393 éoliennes d'une puissance totale de 976 MW ;
- VALECO : 246 éoliennes en exploitation avec un total de 677 MW ;
- ENERTRAG : 474,2 MW exploités sur 37 parcs avec un total de 207 éoliennes ;
- WPD : 205 éoliennes raccordées sur 30 parcs d'une puissance totale de 536,9 MW et 22 projets en développement.

Plusieurs implantations industrielles dédiées à l'industrie éolienne

La fabrication de turbines est concentrée principalement entre les mains de turbiniers européens. Ces derniers représentent 95 % de la capacité installée en France en 2023. Tous les grands turbiniers disposent d'une filiale sur le territoire national (Vestas, Enercon, Nordex Group – Acciona, Senvion, Siemens Gamesa Renewable Energy, General Electric Renewable Energy, Vensys Group, Envision) et intègrent des sous-traitants et fournisseurs français dans leur chaîne d'approvisionnement³⁹.

Néanmoins, l'industrie éolienne s'est considérablement renforcée sur notre territoire depuis 2012 par l'implantation de plusieurs sites industriels dédiés à la fabrication d'éoliennes terrestres et maritimes :

- Conception, fabrication et assemblage de nacelles et de générateurs : Poma Leitwind à Gilly-sur-Isère (Auvergne-Rhône-Alpes) ;
- Conception et fabrication de pales d'éoliennes terrestres : Poweend à Carvin (Hauts-de-France ; depuis 2025) ;
- Fabrication de pales d'éoliennes maritimes : LM Wind Power (filiale de GE Renewable Energy) à Cherbourg ;
- Conception, fabrication et assemblage de nacelles et de générateurs dédiés à l'éolien en mer : GE Renewable Energy dans son site de production à Montoir-de-Bretagne (Saint-Nazaire) et Siemens Gamesa dans son usine au Havre (hors générateurs ; depuis 2022).

Fabrication de composants – Une industrie exportatrice qui poursuit son développement

Certains fabricants sont très spécialisés, à l'instar de Rollix-Defontaine, leader mondial des couronnes d'orientation et des roulements spéciaux pour éoliennes.

Dans d'autres cas, il s'agit de groupes industriels qui développent une activité spécifique sur le marché de l'éolien : Converteam (filiale de General Electric Renewable Energy) spécialisé dans les convertisseurs, Schneider Electric pour le matériel électrique, Mersen pour les balais en graphite, Hutchinson pour les courroies de transmission de puissance striée, SDMO pour les groupes électrogènes, Leroy-Somer spécialisé dans les génératrices, Nexans et Prysmian pour les câbles, et Ferry-Capitain pour les pièces de fonderie.

Des entreprises de taille plus réduite se spécialisent sur certains composants (Stromag France pour les freins). La croissance du marché éolien permet aussi le développement d'entreprises innovantes : Avent Lidar Technology pour la mesure du vent par lidars et Cornis pour l'inspection des pales.

Enfin, les métallurgistes fournissent des pièces fabriquées à façon pour la construction ou la maintenance des éoliennes.

En 2024, deux entreprises de recyclage d'aimants permanents s'implantent en France, complétant ainsi la chaîne de la valeur européenne : l'entreprise lyonnaise Carester et son usine Caremag (sur le bassin industriel de Lacq en Nouvelle-Aquitaine) et la start-up MagREEsources (Grenoble).

Assemblage et installation des éoliennes

Les entreprises présentes sur ce segment sont des groupes actifs dans le domaine de l'installation des aérogénérateurs, du génie civil, du levage, de l'assemblage et du transport. Les équipes de montage sont souvent internationales et relativement dépendantes des grands fabricants étrangers et des donneurs d'ordre.

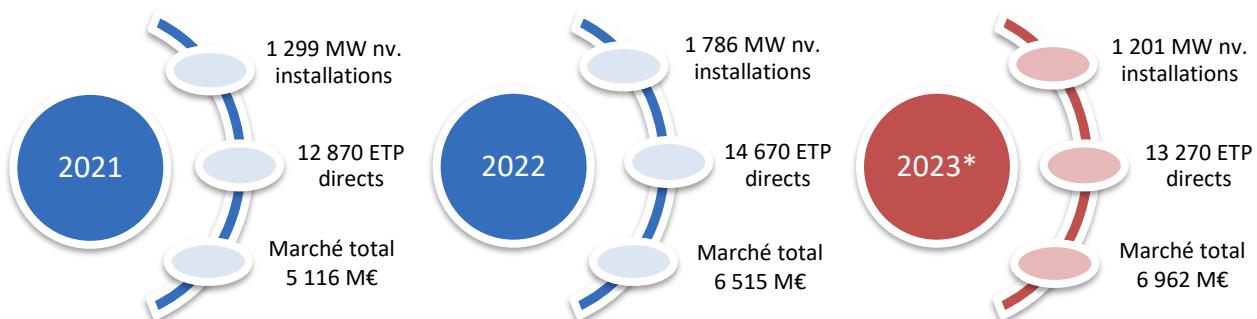
Plus d'une centaine d'entreprises du BTP sont mobilisées dans la réalisation des fondations éoliennes. Ces dernières sont quasi-exclusivement françaises.

Maintenance

La filière compte plus d'une centaine de bases de maintenance déployées sur le territoire pour assurer la surveillance, l'entretien et la réparation des parcs éoliens (France Renouvelables).

³⁹ Francéole, l'un des deux fabricants de mâts en France, ferme définitivement ses portes en 2017 (liquidation judiciaire). À partir de 2018, seule l'usine WEC Mâts Béton (Oise) est active, fabriquant 120 à 130 mâts chaque année. En 2020, l'usine ferme également ses portes faute de commandes. Selon France Renouvelables (communication interne), il n'existe plus d'ensembliers français sur le territoire.

Situation du marché et de l'emploi



NB : Les nouvelles puissances installées diffèrent des puissances raccordées pour tenir compte du délai de réalisation des projets.

* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Baisse significative des investissements intérieurs en 2023

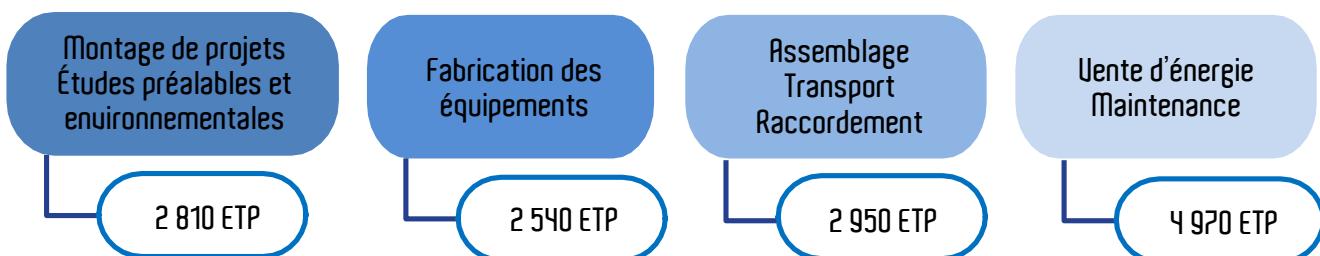
Malgré un projet de programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2035 (PPE 3 soumise en consultation en mars 2025) porteuse de presque 1,6 GW de nouveaux raccordements chaque année, la non-atteinte des objectifs pénalise les industriels du secteur. Ce retard s'explique par les nombreuses contraintes réglementaires et les longs délais de traitement administratifs qui s'exercent sur la filière éolienne.

Les nouvelles puissances installées augmentent fortement de 38 % entre 2021 (1,3 GW) et 2022 (1,8 GW). En 2023, la situation s'inverse drastiquement avec une baisse significative des nouveaux raccordements à 1,2 GW (-33 %). Cette même année, les investissements intérieurs diminuent de 33 % et s'élèvent à 1 770 M€. Près de 60 % de ces investissements concernent les importations. Les investissements dans la fabrication française des équipements (y.c. pour les exportations) s'élèvent à 594 M€ en 2023. La fabrication pour le marché intérieur diminue de 33 % (105 M€), alors que les exportations d'équipements n'augmentent que de 1 % entre 2022 (484 M€) et 2023 (490 M€). Aux exportations d'équipements, s'ajoutent celles des activités de montage de projets, d'études techniques et environnementales, de construction, d'assemblage et de raccordement, soit 364 M€ en 2023 (+5 % par rapport à l'année précédente). Ce chiffre ne prend pas en compte les activités des groupes français à l'étranger. À titre d'exemple, les activités des filiales étrangères d'EDF Renouvelables ne figurent pas dans ces exportations. Finalement, les exportations totales (équipements et ingénierie) s'élèvent à 854 M€ en 2023, soit une hausse de 3 % en un an.

Avec l'élargissement du parc éolien de 8 % et la hausse de la production d'électricité issue de ce parc de 3 % entre 2021 (19,3 GW et 36,8 TWh) et 2022 (20,9 GW et 37,9 TWh), la valeur de l'exploitation-maintenance du parc et de la vente d'énergie passe de 2 494 M€ en 2021 à 3 053 M€ en 2022 (+22 %). Même constat l'année suivante, avec un parc de 22 GW (+5 %), un record historique de la production à 50,6 TWh (+34 %) dû, entre autres, au développement du parc et de conditions de vent favorables, et un marché d'exploitation-maintenance et de vente d'énergie de 4 338 M€ (+42 %).

Globalement, le marché total augmente de 27 % entre 2021 (5 116 M€) et 2022 (6 515 M€) et de 7 % en 2023 (6 962 M€).

En 2023, 13 270 ETP directs associés à la filière éolienne française



En 2023, la baisse des investissements (exportations comprises) entraîne une diminution des emplois directs associés de 17 % entre 2022 (9 970 ETP) et 2023 (8 300 ETP). La légère hausse de 3 % des emplois liés aux exportations entre 2022 (4 430 ETP) et 2023 (4 580 ETP) ne compense pas l'importante baisse de 33 % des emplois liés aux investissements intérieurs sur cette même période (3 720 ETP en 2023, contre 5 540 ETP en 2022).

Les emplois directs liés aux investissements concernent essentiellement l'installation des éoliennes (assemblage, transport et raccordement) avec 2 950 ETP en 2023 (dont 420 ETP à l'exportation). Les activités de développement, de montage de projets et d'études environnementales et techniques représentent 2 810 ETP, dont l'essentiel (73 %) sont associés aux exportations (2 060 ETP). La fabrication d'équipements pour le marché intérieur représente 450 ETP, auxquels s'ajoutent 2 090 ETP pour la fabrication des équipements destinés à l'export. La majeure partie des équipements sur le marché intérieur est importée. Les exportations génèrent ainsi un total de 4 580 ETP.

En 2023, l'exploitation, l'entretien-maintenance du parc éolien et la vente intérieure d'énergie nécessitent 4 970 ETP, contre 4 710 ETP l'année précédente. Ces emplois augmentent au rythme des capacités raccordées. En 2023, le parc éolien s'élève à 22 GW, en hausse de 5 % en un an.

Globalement, les emplois directs de la filière diminuent de 10 % entre 2022 (14 670 ETP) et 2023 (13 270 ETP).

Comparaison des résultats emplois en 2023 avec France Renouvelables

France Renouvelables réalise chaque année un observatoire de l'éolien. L'édition 2024 de cet observatoire répertorie près de 23 610 emplois directs et indirects pour l'éolien terrestre, contre 13 270 ETP directs selon les résultats de la présente étude M&E (édition 2025).

L'écart entre ces deux estimations s'explique par la différence de champ d'étude. France Renouvelables inclut certains emplois que l'étude M&E considère comme indirects (assurances, financement, formation, organismes de recherche, organismes d'État, clusters, chambres de commerce, nouveaux métiers, etc.).

Par ailleurs, la méthodologie est totalement différente. France Renouvelables s'appuie sur une enquête basée sur un recensement des effectifs, tandis que l'étude M&E se base sur une estimation des emplois à partir du marché (MW, investissements, chiffres d'affaires).

Comparaison des résultats d'emplois M&E et France Renouvelables en 2023

Emplois en 2023	M&E (ADEME)	France Renouvelables
Fabrication des équipements	2 540	5 190
Montage de projet, études préalables et techniques	2 810	8 260
Assemblage, génie civil, transport, raccordement	2 950	6 140
Exploitation-maintenance et vente d'énergie	4 970	4 010
Total	13 270 ETP directs	23 610 emplois directs et indirects

Source : France Renouvelables par Cap Gemini Invent (2024), Observatoire de l'éolien, Analyse du marché, des emplois et des enjeux de l'éolien en France

Objectifs de la PPE vs. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; projet soumis à consultation en mars 2025) concernant le développement du parc et de la production d'électricité issue de l'éolien terrestre à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

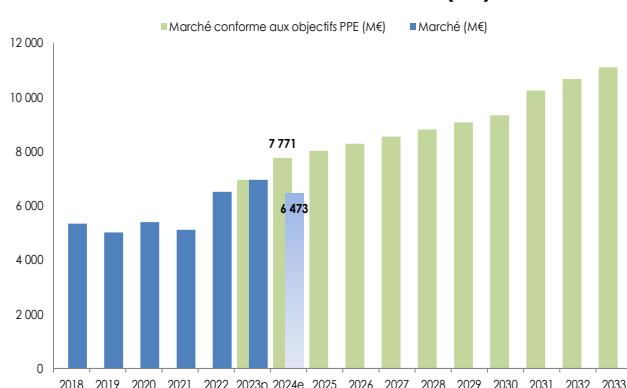
Capacités mises en service et production d'électricité issue de l'éolien terrestre

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Capacités mises en service	22 GW	33 GW	40 à 45 GW
Production d'électricité	50,8 TWh	72 TWh	91 à 103 TWh

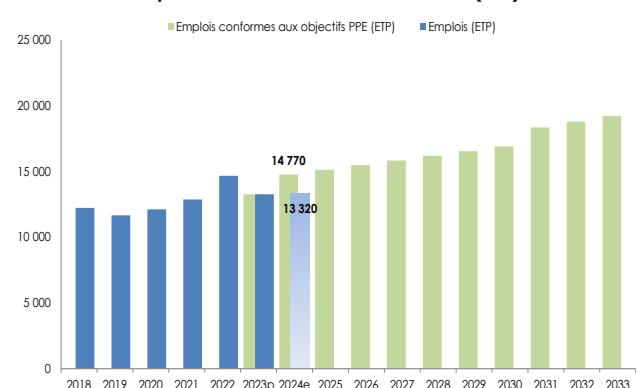
Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

Ces objectifs représentent ainsi un parc de 33 GW en 2030 (l'équivalent d'environ 1,6 GW installés par an de 2024 à 2030) et 42,5 GW en moyenne en 2035 (soit 1,9 GW par an de 2031 à 2035). En termes de production, les objectifs représentent une hausse progressive à 72 TWh en 2030 et à 97 TWh en moyenne en 2035.

Marchés liés à l'éolien terrestre (M€)



Emplois associés à l'éolien terrestre (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

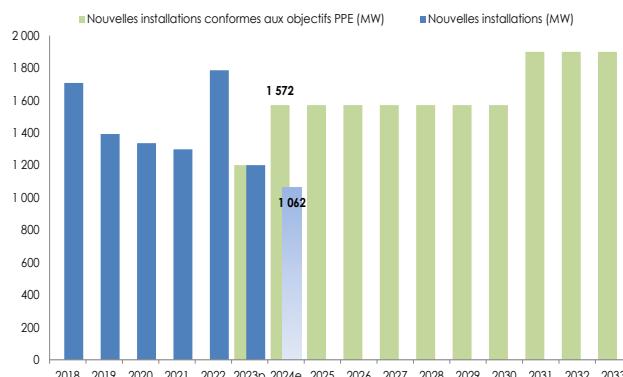
(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur ces objectifs, le marché total lié à l'éolien terrestre est estimé à 7,8 Mds€ en 2024. Les investissements (exportations comprises) s'élèveraient à 3,2 Mds€ et l'exploitation-maintenance à 4,6 Mds€. Les emplois atteindraient 14 770 ETP en 2024 : 9 450 ETP liés aux investissements et 5 320 ETP liés à l'exploitation et la maintenance du parc éolien.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. L'estimation préliminaire est en-dessous de la trajectoire PPE : 6,5 Mds€ et 13 320 ETP pour la tendance en 2024, contre 7,8 Mds€ et 14 770 ETP pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre les nouvelles capacités à installer annuellement selon chaque cas de figure. Selon le tableau de bord éolien 2024 du SDES, les nouvelles capacités raccordées baissent de 12 % en un an, ce qui représente des nouvelles installations de 1,1 GW. Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE (hors repowering), il faudrait installer 1,6 GW de nouvelles capacités éoliennes cette même année (+31 %).

Capacités éoliennes annuelles (MW)



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020⁴⁰). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour les capacités de production éolienne, les objectifs de la PPE 2 représentaient : un parc à 15,5 GW en 2018 (année de référence) ; un parc à 24,1 GW en 2023 (objectif intermédiaire) ; un parc à 34 GW en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec un parc réel à 22 GW en 2023, l'ancien objectif PPE 2 en termes de capacités totales installées n'est pas atteint.

⁴⁰ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés à l'éolien terrestre

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	153	130	150	160	163	133	125	107	156	105
Importations d'équipements	1 021	840	1 393	1 493	1 520	1 218	1 172	1 073	1 556	1 046
Assemblage, transport, raccordement	362	300	476	466	474	407	391	527	763	513
Montage de projets, Études préalables	190	157	250	210	213	93	89	109	158	106
Total des investissements	1 726	1 427	2 268	2 328	2 370	1 850	1 776	1 816	2 633	1 770
Exploitation-maintenance, Vente d'énergie	1 433	1 787	1 631	1 853	2 227	2 404	2 848	2 494	3 053	4 338
Marché intérieur *	3 159	3 213	3 899	4 181	4 597	4 255	4 624	4 310	5 685	6 108
Exportations										
Équipements et ingénierie	645	666	701	722	748	768	777	806	830	854
Marché total **	3 803	3 880	4 600	4 903	5 344	5 023	5 401	5 116	6 515	6 962
Production **	2 783	3 040	3 207	3 410	3 825	3 805	4 230	4 043	4 959	5 916

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Exploitation-maintenance et vente intérieure d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois directs associés à l'éolien terrestre

Emplois directs (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	720	630	810	750	720	600	600	500	670	450
Assemblage, transport, raccordement	2 430	1 780	2 750	2 530	2 520	2 290	2 190	2 700	3 760	2 530
Montage de projets, Études préalables	1 390	1 150	1 820	1 530	1 560	730	700	790	1 110	750
Total	4 540	3 560	5 370	4 810	4 800	3 610	3 500	3 980	5 540	3 720
Liés à la maintenance et la vente d'énergie	2 120	2 330	2 650	3 110	3 490	3 800	4 080	4 370	4 710	4 970
Liés au marché intérieur	6 650	5 890	8 020	7 930	8 290	7 420	7 580	8 350	10 250	8 690
Liés aux exportations	3 570	3 720	3 780	3 760	3 940	4 240	4 540	4 520	4 430	4 580
Fabrication des équipements	2 070	2 090	2 040	1 890	1 940	2 000	2 160	2 210	2 070	2 090
Assemblage, raccordement, transport	280	300	330	340	370	370	400	390	400	420
Montage de projets, Études préalables	1 220	1 330	1 420	1 530	1 630	1 870	1 980	1 920	1 970	2 060
Total des emplois	10 220	9 610	11 800	11 680	12 230	11 660	12 120	12 870	14 670	13 270

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Puissances annuelles, parc et production d'énergie de la filière éolienne terrestre

MW	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissances annuelles installées	1 190	984	1 564	1 679	1 708	1 393	1 336	1 299	1 786	1 201
Puissances annuelles raccordées	1 176	988	1 461	1 817	1 599	1 402	1 372	1 219	1 752	1 282
Parc raccordé en fin d'année	9 375	10 308	11 723	13 788	15 455	16 845	18 082	19 331	20 852	21 997
Production d'énergie (GWh)	16 168	20 167	19 884	22 595	27 803	34 135	39 685	36 765	37 872	50 610

Source : Estimation In Numeri selon SDES, Tableaux de bord de l'éolien et Base de données Dido

Note : Cette année, plusieurs révisions et corrections sont apportées aux données collectées : nouveaux raccordements annuels (SDES, Tableau de bord de l'éolien), coûts d'investissement et répartition des coûts par activité (ADEME, Coûts des EnR&R en France), production d'électricité d'origine éolienne (SDES, Base de données Dido). Par conséquent, les résultats présentés cette année ne sont pas comparables à ceux de l'édition précédente sur l'ensemble de la série.

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Investissements (M€)	Puissances installés x Prix unitaire		
Puissances installées (MW)		SDES, Tableaux de bord éolien	***
Prix (M€/MW)		ADEME, Étude Coûts des EnR&R en France	***
Décomposition des investissements (M€)	Tour ; Pale ; Rotor ; Générateur ; Autres équipements ; Montage de projets ; Études techniques ; Assemblage ; Génie civil ; Transport ; Raccordement	ADEME, Études BIPS Éolien et Coûts des EnR&R	**
Exportations (M€)	Répartition par segments de la chaîne de valeur	2006 : Étude sur la stratégie nationale de recherche sur l'énergie 2015 : ADEME, Étude BIPS Éolien	*
Importations (M€)		Estimation In Numeri	*
Fabrication (M€)			
Fabrication de mâts (M€)		Comptes des entreprises	**
Autres segments (M€)	Marché intérieur + Exportations - Importations	Hypothèse In Numeri	**
Vente d'énergie (M€)	Production d'énergie x Prix unitaire		
Production d'énergie (GWh)		SDES, Tableaux de bord éolien et Base de données Dido	***
Prix unitaire (€/MWh)		CRE, Délibérations pour CSPE (Annexes 1) et Rapports de synthèse des AO	***
Emplois (ETP)			
Fabrication d'équipements (ETP)		Tours : Compte des entreprises Autres équipements : 2014 à 2016 ESANE (NAF 22.23, 27, 28.11, 28.15) ; 2017 à 2022 CN	**
Autres maillons de la chaîne de valeur (ETP)	Montage, études techniques, assemblage, génie civil, transport, raccordement	2014 à 2015/2016 ESANE (NAF 42, 42.22Z, 43.99B, 71.12B) 2016/2017 à 2022 CN	**
Exploitation-maintenance (ETP)	0,23 ETP/MW	SER ; ADEME, Études BIPS Éolien et Coûts des EnR&R	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Marché total : investissement + exploitation-maintenance

L'investissement (marché intérieur et exportations) pour l'implantation des éoliennes est évalué à partir d'une méthode [Quantité x Prix] :

- Estimation des puissances installées dans l'année (t) à partir des raccordements trimestriels issus des tableaux de bord de l'éolien (SDES) comme suit : $\frac{1}{4}$ des raccordements en t + $\frac{1}{2}$ raccordements en $t+1$ + $\frac{1}{4}$ raccordements en $t+2$.
- Coût unitaire et répartition par segments de la chaîne de valeur selon les données des études ADEME (BIPS Éolien et Coûts des EnR&R en France).

Le montant des exportations est connu pour 2006 (Stratégie nationale de recherche sur l'énergie) et 2015 (ADEME, Étude BIPS Éolien). Notons que les exportations incluent celles relatives à l'éolien offshore. Les importations sont issues d'hypothèses retenues par In Numeri et validées auprès des professionnels. La fabrication des entreprises françaises est dès lors estimée par solde : marché intérieur + exportations – importations.

Le marché lié à la vente d'électricité produite et la maintenance du parc éolien est calculé selon les données de la CRE sur les prix (Délibérations sur les CSPE, Annexes 1 ; Rapports de synthèse des appels d'offre) et les données du SDES sur la quantité d'électricité produite (tableaux de bord et base de données Dido).

Estimation des emplois

- **Emplois d'investissement :** Ces emplois sont définis par segment de la chaîne de valeur selon un ratio [Production/Emploi] correspondant à chaque activité et calculé à partir des données d'ESANE (2014 à 2015/2016) et de la comptabilité nationale (2016/2017 à 2022). Pour l'année 2023, on garde les mêmes ratios qu'en 2022.
- **Emplois d'exploitation-maintenance :** Ces emplois sont estimés en appliquant un ratio de 0,23 ETP/MW calculé selon les données du SER. Ce ratio est cohérent avec les résultats des études BIPS Éolien (édition 2017) et Coûts des EnR&R en France (édition 2023) de l'ADEME.

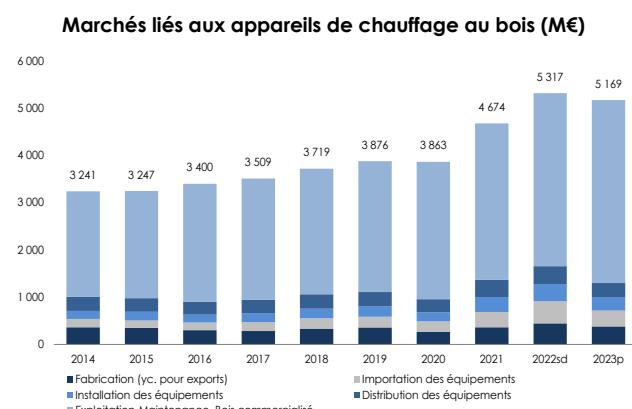
5. Appareils individuels de chauffage au bois

Points clés

Baisse des ventes en 2023

Après la hausse de 21 % des ventes d'appareils individuels de chauffage au bois entre 2021 (423 830 unités) et 2022 (512 950 unités), ces dernières diminuent de 18 % en 2023 (422 065 unités). Cette même année, la hausse des ventes des cuisinières (+51 %) et des foyers fermés et inserts (+14 %) ne compense pas la baisse des ventes des chaudières (-59 %) et des poêles (-19 %).

Le marché des appareils individuels de chauffage au bois suit la même tendance, passant de 4,7 en 2021 à 5,3 Mds€ en 2022 (+14%) et 5,2 Mds€ en 2023 (-3%). La valeur du bois marchand consommé par les particuliers (bois de bûche et granulés) représente 62 % du marché total en 2023.

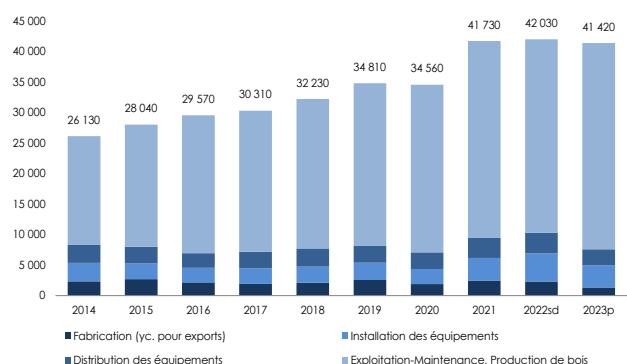


Tendances observées 2021-2023

- Nombre d'appareils de chauffage au bois vendus ↘
- Emplois liés aux investissements (ETP) ↘
- Consommation de bois des ménages (TWh) ↘
- Ventes de bois de bûche et de granulés (M€) ↗
- Emplois de production du bois domestique (ETP) ↘

Cette même année, les emplois associés s'élèvent à 41 420 ETP. Parmi ces emplois, 22 390 ETP concernent la production de bois vendu aux particuliers, 11 440 ETP la maintenance des appareils, et 7 590 ETP la fabrication, la distribution et la pose des appareils.

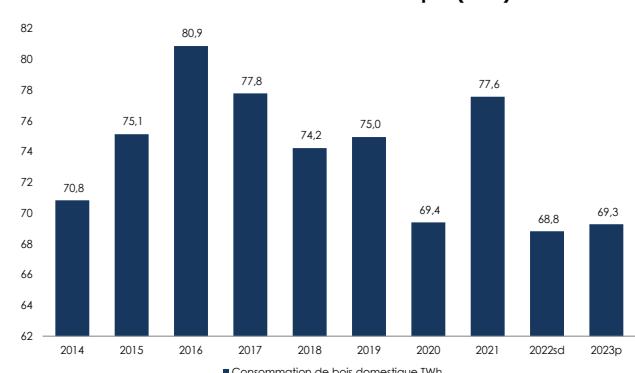
Emplois associés aux appareils de chauffage au bois (ETP)



Ventes de bois domestiques (M€) et prix de vente (€/MWh)



Consommation de bois domestique (TWh)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés à l'usage du bois chez les particuliers. Les emplois indirects (fournisseurs des fabricants) ne sont pas inclus. En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Équipement

Fabricants de poêles, de foyers et d'inserts, de chaudières et de cuisinières

Distribution

Ventes en grandes surfaces de bricolage, revendeurs et installateurs

Installation

Artisans qualifiés Reconnu Garant de l'Environnement (RGE)

Bois

Production de bois de bûche et de granulés marchands (en circuits professionnels ou circuits courts) pour les particuliers

Maintenance

Entretien et réparation des appareils

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Coup de pouce Chauffage et CEE en 2023

Disponible depuis 2018, le dispositif « Coup de pouce Chauffage » a pour objectif d'inciter les ménages à remplacer leur installation de chauffage thermique par, entre autres, un appareil indépendant de chauffage au bois très performant. Selon les revenus des ménages, cette prime varie entre 500 et 800 € pour le remplacement d'un équipement de chauffage au charbon.

Ces appareils bénéficient également des certificats d'économies d'énergie (CEE) qui fournissent une prime : 30 à 200 € pour un poêle ; 200 à 300 € pour une chaudière.

MaPrimeRénov au 1^{er} février 2023

Dès 2020⁴¹, le CITE est progressivement transformé en « MaPrimeRénov' », une aide ciblée sur la performance énergétique et prenant en compte les niveaux de revenus. Cette prime est versée par l'agence nationale de l'habitat (Anah).

Réservée dans un premier temps aux propriétaires occupants, cette prime est accessible à tous les propriétaires et aux syndicats de copropriétaires dès mi-2021. Son montant pour la pose des différents appareils de chauffage au bois varie comme suit :

- **Poêle et cuisinière à bûches :** 1 000 € pour les revenus intermédiaires, 2 000 € pour les revenus modestes et 2 500 € pour les revenus les plus modestes ;
- **Poêle et cuisinière à granulés :** 1 500 € pour les revenus intermédiaires, 2 000 € pour les revenus modestes et 2 500 € pour les revenus les plus modestes ;
- **Chaudière à alimentation manuelle (à bûches) :** 3 000 € pour les revenus intermédiaires, 6 500 € pour les revenus modestes et 8 000 € pour les revenus les plus modestes ;
- **Chaudière à alimentation automatique (à granulés) :** 4 000 € pour les revenus intermédiaires, 8 000 € pour les revenus modestes et 10 000 € pour les revenus les plus modestes ;
- **Foyer fermé et insert (à bûches ou à granulés) :** 800 € pour les revenus intermédiaires, 1 500 € pour les revenus modestes et 2 500 € pour les revenus les plus modestes.

Pour les maisons individuelles, ce dispositif prévoit également un forfait « Rénovation globale » pour les ménages mettant en œuvre un bouquet de travaux permettant d'atteindre un gain énergétique minimal de 55 %. Le montant de ce forfait peut varier de 5 000 à 10 000 €. Cette prime peut être couplée au « Bonus Bâtiment Basse Consommation » et au « Bonus sortie de passoire énergétique ». Les ménages n'étant pas éligibles à cette prime peuvent prétendre au dispositif « MaPrimeRénov' Sérénité ».

L'aide MaPrimeRénov' est cumulable avec le Coup de pouce Chauffage, les CEE, l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) et le taux de TVA réduit à 5,5 % (au lieu de 20 %).

2014

- Remplacement du crédit d'impôt au développement durable (CIDD) par le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)

2015

- Création de deux nouvelles classes de performance Flamme Verte (6 et 7 étoiles)
- Obligation de réalisation des travaux d'installation par une entreprise avec une qualification Reconnu Garant de l'Environnement (RGE) pour bénéficier d'aides publiques

2016

- CITE exclusivement disponible pour les appareils répondant aux exigences Flamme Verte 5 étoiles ou équivalent

2017

- Étiquettes "Énergie" obligatoires pour les chaudières

2018

- Suppression du niveau 5 étoiles de Flamme Verte
- Étiquettes "Énergie" obligatoires pour les poêles-inserts

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur la production de chaleur à partir de biomasses solide pour les ménages : 80 TWh en 2023 avec 9,5 millions de logements chauffés ; 80 TWh en 2028 avec 10,2 millions de logements chauffés (scénario A) à 11,3 millions de logements chauffés (scénario B)
- Transformation progressive du CITE en MaPrimeRenov
- Suppression du niveau 6 étoiles de Flamme Verte
- Règlement Ecodesign obligatoire pour les chaudières
- Enveloppe de 6,7 Mds€ pour la rénovation énergétique, dont 2 Mds€ pour le dispositif MaPrimeRénov' (niveau du CITE 2017) dès 2021 dans le cadre du plan France Relance

2021

- Suppression définitive du CITE
- MaPrimeRenov étendue à tous les ménages

2022

- Règlement Ecodesign obligatoire pour les poêles-inserts
- Application de la RE 2020 au 1^{er} janvier
- Interdiction d'installer un équipement de chauffage dont les émissions dépassent 300 gCO₂/kWh dans les bâtiments existants au 1^{er} juillet
- Restriction de MaPrimeRenov aux logements de plus de 15 ans uniquement (au lieu de 2 ans)
- Suppression du niveau 7 étoiles de Flamme Verte

2023

- Obligation d'avoir recours à Mon Accompagnateur Rénov' pour l'obtention de certaines aides

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur la consommation nette de biomasse solide : 120 TWh en 2030 ; 120 à 153 TWh en 2035

⁴¹ Loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020, Article 15

Plans de protection de l'atmosphère – Aides et contraintes associées

En 2021, la Loi Climat et Résilience⁴² prévoit que les préfets prennent les mesures locales nécessaires pour atteindre une réduction de 50 % des émissions de particules fines du chauffage biomasse résidentiel entre 2020 et 2030 dans certains territoires concernés par un plan de protection de l'atmosphère.

L'aide du Fonds Air-Bois porté par l'ADEME vise à réduire les émissions de particules du chauffage individuel au bois en renouvelant les anciennes installations de combustion de bois. À ce jour, une trentaine de territoires répartis dans 8 régions met en place ce dispositif d'aide avec le soutien de l'ADEME.

Pour bénéficier de cette aide, les appareils non performants de chauffage au bois (une cheminée ouverte – peu importe l'année de sa construction – ou un foyer fermé, un poêle, une cuisinière, une chaudière installée avant 2002 ou avant 2005 suivant les territoires) doivent être remplacés par des appareils très performants labellisés Flamme Verte ou équivalent. Le montant de l'aide et les conditions d'attribution varient selon les territoires.

Directive Ecodesign pour les équipements de chauffage au bois

Validée par les instances européennes depuis 2015 en ce qui concerne le domaine du chauffage, la directive Ecodesign atteint son plein potentiel dans le cas des appareils indépendants au 1^{er} janvier 2022. De fait, l'étiquette énergétique déjà mise en place est complétée, dans la documentation technique fournie par le fabricant, par la mention des performances environnementales. Pour cela, la quantité de substances polluantes émises au moment de la combustion est prise en compte.

Déjà appliqués aux chaudières à bois depuis le 1^{er} janvier 2020, c'est désormais tous les appareils indépendants de chauffage au bois, qu'ils soient à bûches ou granulés, qui doivent respecter ces critères pour être commercialisés sur le marché européen. Cette norme pousse ainsi les industriels à améliorer les performances générales de leurs produits, comme leur impact sur l'environnement.

Interdiction d'installer des nouvelles chaudières au fioul dans les logements

Depuis juillet 2022, l'installation de nouvelles chaudières à fioul est interdite dans les logements neufs et les bâtiments existants. Cette mesure concerne à la fois les bâtiments à usage d'habitation et à usage professionnel. Le remplacement des chaudières à fioul déjà installées dans les logements existants – par un équipement plus performant (chaudière à gaz à haute performance, chaudière à granulés, pompe à chaleur) – n'est pas obligatoire, ces dernières peuvent toujours être réparées. Les chaudières bois constituent donc une des solutions de chauffage durable pour les ménages en cas de changement d'équipement.

Marché européen des appareils individuels de chauffage au bois

Selon les données d'Eurostat, la fabrication européenne (EU-28) d'appareils à combustibles solides (poêle, chaudière à foyer, insert) s'élève à 1,9 Mds€ en 2023. Estimé à 138 M€, le marché français est le 2^{ème} marché européen, derrière l'Italie (409,4 M€) et devant l'Espagne (126,2 M€).

⁴² Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

Les acteurs de la filière du bois domestique

Fabrication des appareils de chauffage au bois

Le secteur de la fabrication des équipements de chauffage est relativement développé. Depuis plusieurs années, de nombreuses PME ont acquis un savoir-faire reconnu, notamment dans la fabrication de poêles et d'inserts.

Les principales entreprises sont Invicta Group (80 M€ de CA et plus de 230 salariés en 2023) et SA Godin (CA de 24,5 M€). Deville, entreprise spécialisée dans la fabrication de poêles à bois, est rachetée par Invicta Group en 2016.

Certaines entreprises de taille, façonnage et finissage des pierres fabriquent également des foyers fermés : Cheminées Philippe, Cheminées de Chazelles, Cheminées Seguin Duteriez et Cheminées La Romaine entre autres.

Industries connexes à la fabrication d'appareils

Bien que les plus grands fabricants aient intégré l'activité de fonderie, certains font appel à des sous-traitants pour la fabrication des corps de chauffe en fonte. Les principales entreprises intervenantes sont La Fonte Ardennaise (CA de 159,6 M€ et plus de 670 salariés en 2023) et la Fonderie de Niederbronn (22,9 M€ de CA).

Grands distributeurs

En 2023, la distribution des appareils de chauffage au bois est effectuée à 25 % par les magasins spécialisés et à 22 % par les grandes surfaces de bricolage (GSB : Bricorama, Leroy Merlin). Le reste des ventes est réalisé par des grossistes (16 %), des installateurs-revendeurs (14 %), des réseaux d'installateurs exclusifs (19 %), des ventes en ligne (2 %) et des ventes directes (1 %).

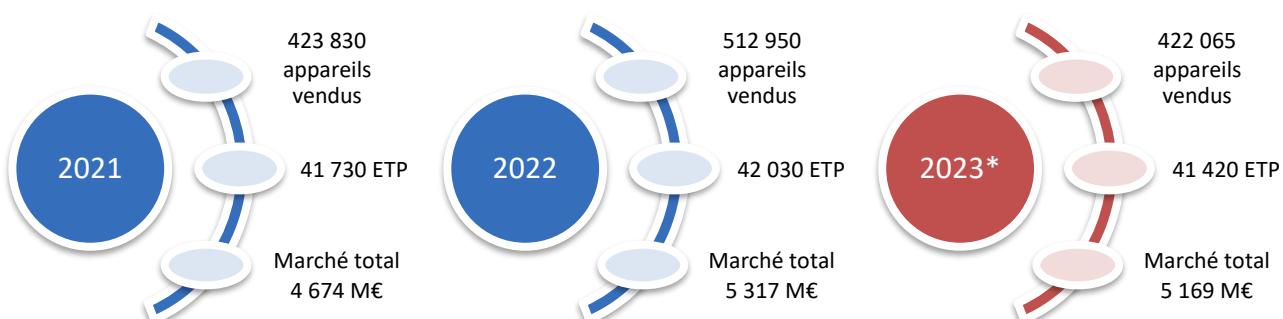
Qualifications « Qualibois » et « Qualibat » pour les installateurs d'appareils de chauffage au bois

L'ensemble des dispositions mentionnées est complété par des actions de formation des installateurs. L'appellation qualité pour les installateurs d'appareils de chauffage au bois (Qualibois) gérée par l'association Qualit'EnR intègre les appareils de chauffage indépendants à travers le module de formation spécifique « Qualibois-Air » et les chaudières à bois sous le module « Qualibois-Eau ». Au 2 janvier 2024, l'association regroupe 4 190 entreprises qualifiées Qualibois-Air (-15 % par rapport à l'année précédente) et près de 4 370 entreprises qualifiées Qualibois-Eau (très légère baisse de 1 %).

Il existe également la qualification Qualibat. Aujourd'hui, 53 000 entreprises ont cette qualification, dont plus de 37 500 professionnels RGE (contre 47 000 entreprises RGE en 2022⁴³).

Ces qualifications répondent aux exigences de la directive européenne sur l'obligation de formation et de certification en matière d'installation de systèmes d'EnR.

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Baisse des ventes d'appareils de chauffage au bois en 2023

Après avoir atteint leur plus bas niveau en 2020 depuis 2014 (314 865 unités ; -16 % par rapport à 2019), les ventes d'appareils individuels de chauffage au bois repartent à la hausse en 2021 (423 830 unités ; +34 %) et 2022 (512 950 unités ; +21 %). La situation s'inverse l'année suivante avec une baisse de 18 % des ventes (422 065 unités).

La baisse constatée en 2023 ne concerne que les poêles (-19 % ; équipements représentant 75 % des ventes) et les chaudières (-59 %). Les ventes des foyers et des inserts augmentent de 14 % et celles des cuisinières (équipements ne représentant que 1 % des ventes) de 51 % cette même année.

⁴³ <https://data.ademe.fr/reuses/nombre-d'entreprises-rge>

Les investissements (y compris pour les exportations) passent de 1 369 M€ en 2021 à 1 654 M€ en 2022 (+21 %) et 1 298 M€ en 2023 (-22 %).

- Sur l'année 2023, la fabrication française d'appareils s'élève à 379 M€, dont 322 M€ pour le marché intérieur et 57 M€ pour les exportations. Selon Observ'ER, la part la plus importante de l'industrie française concerne la fabrication des inserts et des foyers fermés, avec de 55 % de ces appareils fabriqués en France. Ce taux est de 43 % pour les poêles, 20 % pour les cuisinières, et 5 % pour les chaudières individuelles. Les importations s'élèvent à 338 M€ en 2023.
- Le chiffre d'affaires associé à l'installation est de 286 M€ et celui de la distribution de 295 M€.

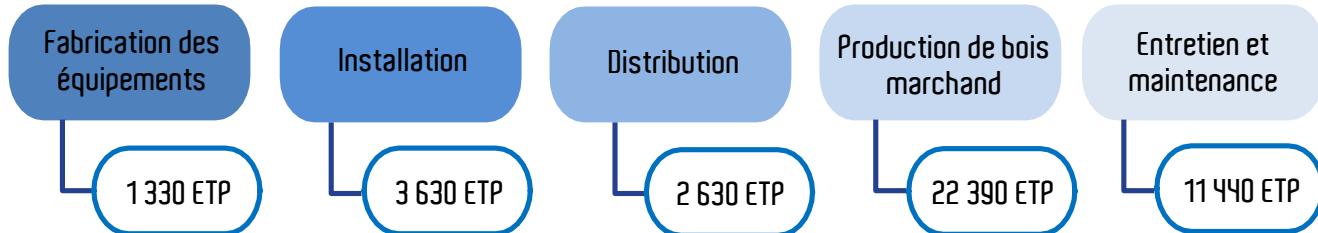
Le marché lié à la consommation de bois marchand des ménages augmente de 5 % en 2023 (3,2 Mds€). Cette consommation se répartit entre 2,4 Mds€ pour le bois de bûche et 0,8 Mds€ pour les granulés.

Le parc des appareils de chauffage au bois augmente de 3 % entre 2022 (7,5 millions d'unités) et 2023 (7,7 millions d'unités). La maintenance de ce parc représente un marché de 659 M€ en 2023, contre 615 M€ en 2022.

Légère reprise de la part du neuf dans les poses totales d'appareils en 2023

Le nombre d'appareils posés dans l'habitat neuf est estimé à près de 37 170 unités en 2023, soit 8 % des ventes totales⁴⁴. Malgré une légère hausse de la part des équipements posés dans le neuf (7 % en 2022), cette part reste très en recul par rapport à 2015 (17 %), ce qui s'explique par une certaine saturation du marché et un recul de la mise en chantier des logements individuels.

Diminution des emplois du secteur en 2023



Les emplois d'investissement (fabrication, vente et pose) suivent le rythme des ventes et passent de 10 280 ETP en 2022 à 7 590 ETP en 2023 (-26 %). En 2023, les emplois de fabrication des appareils de chauffage au bois sont répartis entre la fabrication pour le marché intérieur (1 130 ETP) et celle destinée à l'exportation (200 ETP). Les emplois de distribution et de pose des appareils baissent à 6 260 ETP (-21 % par rapport à l'année précédente).

Les emplois associés à la production de bois marchand des ménages augmentent de 3 % en un an et passent de 21 680 ETP en 2022 à 22 390 ETP en 2023.

Les emplois de maintenance augmentent en fonction du parc des appareils et passent de 10 070 ETP en 2022 à 11 440 ETP en 2023. À noter qu'en moyenne, l'entretien et la maintenance des appareils est réalisé par un professionnel dans 60 % des cas cette même année (ADEME).

Consommation de bois des ménages dépendante des conditions météorologiques

L'augmentation du parc installé, corrigé de l'augmentation des rendements, ainsi que les prix des énergies fossiles (fioul, gaz) et de l'électricité sont des facteurs tendanciels d'évolution de la consommation de bois des particuliers.

Cependant, à court terme, le climat reste le facteur explicatif principal. Après une baisse de 11 % entre 2021 (77,6 TWh) et 2022 (68,8 TWh), la consommation de bois par les particuliers augmente très légèrement à 69,3 TWh en 2023 (+1 % ; SDES, estimation à climat réel).

Comme le montre le tableau ci-dessous, consommation de bois et indices de rigueur climatique suivent des évolutions très similaires.

Évolution de l'indice de rigueur climatique et de la consommation de bois des ménages

Évolution par rapport à l'année précédente	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Indice de rigueur climatique	0,87	0,96	1,05	0,96	0,94	0,98	0,87	1,08	0,84	0,88
Évolution de l'indice de rigueur	-24%	10%	10%	-8%	-2%	4%	-10%	24%	-23%	5%
Évolution de la consommation de bois (TWh)	-18%	6%	8%	-4%	-5%	1%	-7%	12%	-11%	1%

Source : SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables et Base de données Dido

⁴⁴ Observ'ER (2024), Suivi du marché 2023 des appareils domestiques de chauffage au bois

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la consommation nette de biomasse solide à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

À l'instar de la précédente PPE 2019-2028 (PPE 2), il n'y a pas de décomposition de ces objectifs globaux par secteur. Pour cela, on se base sur les scénarios ADEME Transition(s) 2050 (S2 Coopérations territoriales et S3 Technologies vertes) pour distinguer la part de biomasse solide consommée par les ménages de celle consommée dans d'autres secteurs (collectif, tertiaire, industriel). On garde cette même répartition en 2030 et 2035.

Consommation nette de biomasse solide (TWh)

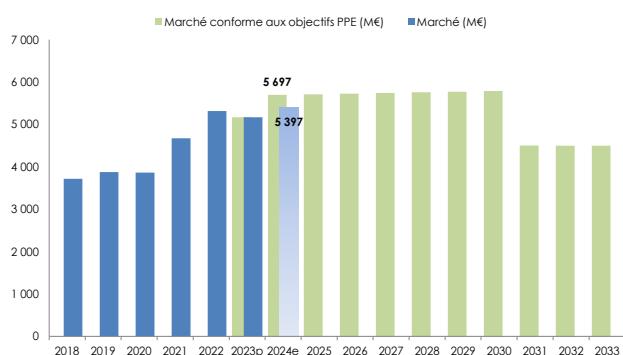
	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Consommation totale	111,1 TWh	120 TWh	120 à 153 TWh
Dont consommation des ménages	69,3 TWh	59 TWh	59 à 75 TWh

Sources : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation ; ADEME (2021), Transition(s) 2050 – Choisir maintenant – Agir pour le climat, Scénarios Coopérations territoriales (S2) et Technologies vertes (S3)

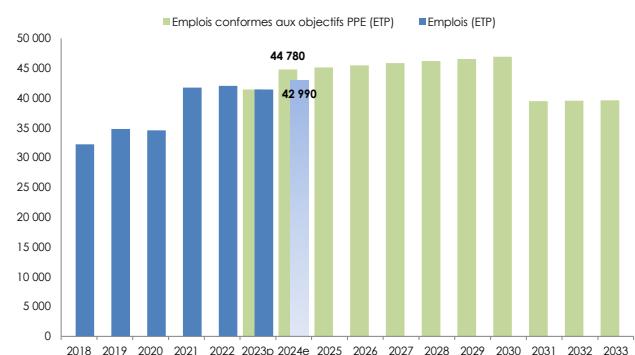
L'objectif de consommation des ménages représente ainsi 67 TWh en moyenne en 2035.

On se base également sur les scénarios ADEME Transition(s) 2050 mentionnés précédemment pour estimer le parc des appareils posés chez les particuliers. Ces scénarios traduisent, entre autres, les objectifs de consommation de bois des ménages (TWh) en nombre d'équipements individuels à poser. Ce dernier s'élèverait en moyenne à 9,7 millions d'appareils en 2030 et 10,1 millions d'appareils en 2035. Partant d'un parc de 7,7 millions d'appareils en 2023, cela représente plus de 283 320 nouveaux équipements à poser (dans l'habitat neuf et en primo-acquisition dans l'habitat existant) chaque année de 2024 à 2030 et 82 340 nouveaux équipements de 2031 à 2035. En supposant que la part des appareils posés en renouvellement d'anciens équipements soit identique qu'en 2023, les ventes totales s'élèveraient alors à plus de 588 760 unités par an de 2024 à 2030 et 171 120 unités de 2031 à 2035.

Marchés liés aux appareils de chauffage au bois (M€)



Emplois associés aux appareils de chauffage au bois (ETP)



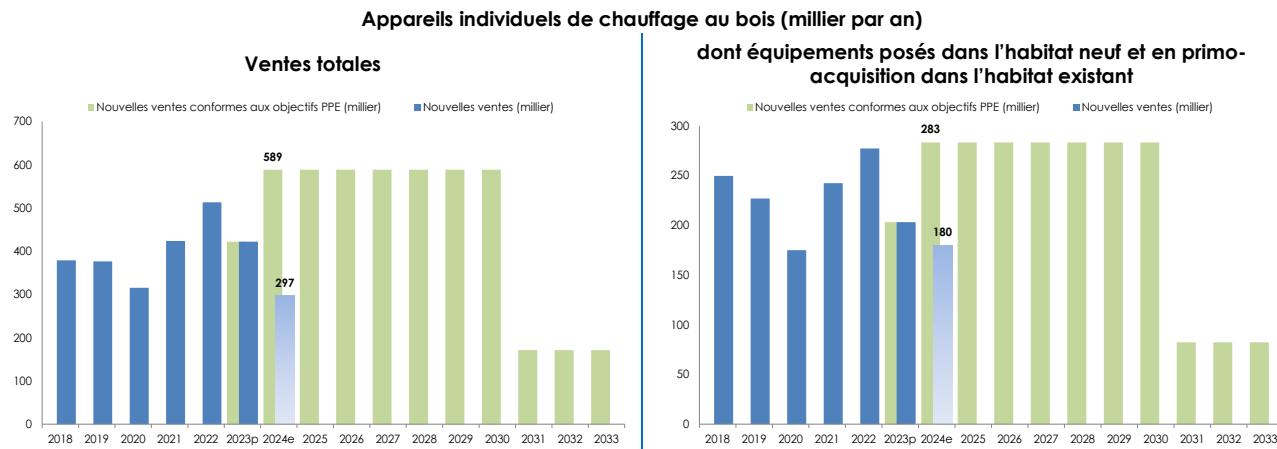
(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur ces objectifs, le marché total des équipements individuels de chauffage au bois est estimé à 5 697 M€ en 2024. Les investissements représentent 1 810 M€, le bois marchand 3 203 M€ et l'entretien-maintenance des appareils 683 M€. Les emplois atteindraient 44 780 ETP en 2024 : 10 590 ETP liés aux investissements, 22 330 ETP à la production du bois commercialisé, et 11 860 ETP à la maintenance de l'ensemble des appareils installés.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE (jumelés aux hypothèses des scénarios ADEME S2 Coopérations territoriales et S3 Technologies vertes) sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est en-dessous de la trajectoire PPE : 5 397 M€ et 42 990 ETP pour la tendance en 2024, contre 5 697 M€ (-5 %) et 44 780 ETP (-4 %) pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre les ventes annuelles réalisées selon chaque cas de figure. Selon Observ'ER, les ventes s'élèveraient à 297 430 appareils en 2024, dont plus de 180 120 unités posées dans l'habitat neuf et en primo-acquisition dans l'habitat existant. Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait vendre plus de 588 760 appareils (près du double), dont 283 320 équipements à poser dans l'habitat neuf et en primo-acquisition dans l'habitat existant (+57 %).



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^e PPE 2019-2028 (édition 2020⁴⁵). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la production de chaleur à partir de biomasse solide chez les particuliers, les objectifs de la PPE 2 représentaient : un parc à 7 millions d'appareils produisant 74,2 TWh de chaleur en 2018 (année de référence) ; un parc à 9,5 millions d'appareils produisant 80 TWh de chaleur en 2023 (objectif intermédiaire) ; un parc à 10,8 millions d'appareils produisant 80 TWh de chaleur en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec un parc réel à 7,7 millions d'appareils produisant 69,3 TWh de chaleur en 2023, l'ancien objectif PPE 2 n'est pas atteint.

Perspectives de la filière

MaPrimeRénov' – Évolutions en 2024 et 2025

Au 1^{er} janvier 2024, MaPrimeRénov' évolue en deux piliers :

- **MaPrimeRénov' (Parcours par geste)** est une aide réservée aux travaux monogestes de remplacement de systèmes de chauffage énergivores ou d'isolation. Les montants de MaPrimeRénov' diminuent une première fois en 2024 sur l'ensemble des équipements bois. Baisses qui continuent en 2025 : entre 500 et 1 250 € pour les poèles et cuisinières à bûches ; entre 750 et 1 250 € pour les poèles et cuisinières à granulés ; entre 1 400 et 3 750 € pour les chaudières à alimentation manuelle (à bûches) ; entre 2 100 et 5 000 € pour les chaudières à alimentation automatique (à granulés) ; entre 500 et 1 250 € pour les foyers fermés et inserts (à bûches ou à granulés). Par contre, le montant du Coup de Pouce ne change pas sur ces deux années. À noter que les passoires thermiques (classe F ou G sur le DPE) n'y seront plus éligibles à partir du 1^{er} janvier 2025 et seront réorientées vers le Parcours Accompagné afin de réaliser une rénovation d'ampleur.
- **MaPrimeRénov' Parcours Accompagné** (rénovation d'ampleur) est réservé aux travaux permettant un gain énergétique d'au moins 2 classes sur le DPE. Déterminé en forfait par type de travaux en 2023, le montant de l'aide est désormais calculé selon un pourcentage du coût (hors taxes) des travaux, dans la limite d'un plafond de dépenses. Les travaux éligibles doivent comprendre au moins deux gestes d'isolation et ne doivent pas prévoir l'installation d'un système de chauffage fonctionnant majoritairement aux énergies fossiles. Il est également interdit de conserver un chauffage fonctionnant au fioul ou au charbon. De plus, le bonus Bâtiment Basse Consommation est supprimé. Par ailleurs, les ménages éligibles à MaPrimeRénov' Sérenté en 2023 sont désormais pris en charge par le dispositif MaPrimeRénov' Parcours Accompagné.

⁴⁵ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Autre changement : les ménages devront obligatoirement recourir à « Mon Accompagnateur Rénov' »⁴⁶ pour l'obtention de certaines aides (MaPrimeRénov' Parcours Accompagné). Mon Accompagnateur Rénov' est un assistant à maîtrise d'ouvrage ou un opérateur agréé par l'État et appuyé par l'Anah. Son rôle consiste à accompagner les particuliers qui souhaitent se lancer dans des travaux de rénovation énergétique tout au long de leur projet (définition du projet, appui aux démarches administratives, mobilisation des financements).

À noter que le guichet MaPrimeRénov' Parcours Accompagné (dédié à la rénovation d'ampleur individuelle) est suspendu du 23 juin au 15 septembre 2025 en raison des fraudes dont le dispositif est victime. La prime dédiée aux copropriétés et aux travaux monogestes ciblés (parcours par geste) est toujours maintenue. Le Ministère du logement précise les nouvelles règles de MaPrimeRénov' dès septembre 2025, dont une réouverture ciblée vers les propriétaires très modestes avec un quota de 13 000 dossiers ; une instruction des dossiers déposés entre septembre et décembre 2025 au 1^{er} trimestre 2026 ; une baisse des plafonds d'aide à 30 000 € et 40 000 € pour les sauts de 2 et 3 classes respectivement ; un recentrage des aides sur les passoires thermiques.

⁴⁶ Issu de la loi Climat et Résilience (loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets)

Résultats détaillés

Marchés liés aux appareils de chauffage au bois chez les particuliers

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Equipements fabriqués en France	318	316	269	248	299	323	235	318	381	322
Equipements importés	177	156	159	189	219	229	220	326	468	338
Distribution	301	288	270	281	305	298	278	364	377	295
Installation	170	182	168	190	203	223	188	318	364	286
Total des investissements	965	941	865	908	1 027	1 073	921	1 326	1 590	1 241
Bois commercialisé, Entretien des appareils	2 232	2 269	2 500	2 565	2 657	2 768	2 907	3 305	3 663	3 871
Bois commercialisé	1 818	1 810	2 000	2 071	2 134	2 221	2 338	2 700	3 048	3 212
Entretien-maintenance	414	459	500	494	524	547	570	605	615	659
Marché intérieur *	3 197	3 210	3 365	3 473	3 685	3 841	3 828	4 631	5 253	5 112
Exportations										
Equipements	44	37	34	35	35	35	35	43	64	57
Marché total **	3 241	3 247	3 400	3 509	3 719	3 876	3 863	4 674	5 317	5 169
Production **	3 064	3 092	3 240	3 320	3 500	3 648	3 644	4 348	4 849	4 831

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Bois commercialisé et entretien des appareils

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés aux appareils de chauffage au bois chez les particuliers

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication d'équipements	2 040	2 410	1 910	1 680	1 880	2 290	1 640	2 180	1 970	1 130
Distribution	3 020	2 600	2 380	2 560	2 660	2 830	2 460	3 690	4 610	3 630
Installation	3 010	2 710	2 410	2 710	2 960	2 770	2 730	3 280	3 360	2 630
Total	8 070	7 720	6 710	6 940	7 500	7 900	6 830	9 140	9 950	7 390
Liés à la production de bois et l'entretien	17 770	20 030	22 620	23 120	24 510	26 670	27 480	32 300	31 750	33 830
Production de bois commercialisé	13 050	15 200	17 360	17 920	18 390	19 630	19 480	23 100	21 680	22 390
Entretien-maintenance	4 720	4 830	5 260	5 200	6 120	7 040	7 990	9 190	10 070	11 440
Liés au marché intérieur	25 850	27 750	29 330	30 070	32 010	34 570	34 310	41 440	41 700	41 220
Liés aux exportations	280	290	240	240	220	250	250	300	330	200
Total des emplois	26 130	28 040	29 570	30 310	32 230	34 810	34 560	41 730	42 030	41 420

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Ventes annuelles et parc des équipements individuels ; Consommation totale de bois des ménages

Milliers d'appareils	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Foyers fermés et inserts	121	98	81	81	71	71	56	64	72	82
Poêles	294	266	251	288	291	283	238	321	391	316
Chaudières	14	11	10	11	12	19	18	36	46	19
Cuisinières	5	5	4	5	4	4	3	3	3	5
Ventes annuelles	433	380	346	385	379	377	315	424	513	422
Parc des appareils	6 787	7 034	7 261	6 800	7 050	7 277	7 452	7 694	7 540	7 743
Conso de bois des ménages TWh	70,8	75,1	80,9	77,8	74,2	75,0	69,4	77,6	68,8	69,3

Sources : Observ'ER, Suivi de marché des appareils de chauffage au bois ; CEREN, Bilans nationaux du bois de chauffage ; ADEME (2018 et 2024), Études sur le chauffage domestique au bois, État des lieux du parc, des consommations et des approvisionnements ; SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables en France

Note : Jusqu'à l'édition précédente, on se basait sur les données 2006 et les prévisions 2015 issues de l'étude ADEME réalisée par Algoé Blézat (publication 2007). Ces données concernaient le nombre de visites d'entretien-maintenance réalisées par un professionnel chaque année et les ratios d'emploi (pose des appareils, production du bois de bûche et des granulés). Cette année, l'ADEME réalise une étude sur les impacts de la filière biomasse énergie sur l'emploi et met à jour ces données sur l'année 2023 (étude en cours ; communications internes des résultats provisoires). Ainsi, des corrections et ajustements sont apportés aux calculs des marchés et emplois sur la base de ces deux études. Les résultats présentés cette année ne sont donc pas comparables à ceux des éditions précédentes sur l'ensemble de la série.

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Nombre d'appareils vendus		Observ'ER	***
Marché intérieur (M€)	CA des fabricants/importateurs	Observ'ER	***
Fabrication (M€)	Marché intérieur + Exportations – Importations		
Exportations et importations		Eurostat, Produits 73.21.13.00, 73.21.19.00, 73.21.83.00, 73.21.89.00	***
Installation (M€)	Emplois de pose x Ratio d'emploi		
Emplois de pose (ETP)	Nb d'appareils posés x Nb d'heures de pose par appareil	Observ'ER ; ADEME (2007 et 2025) ⁴⁷	**
Ratio d'emploi (k€/ETP)	Emplois (ETP) x ratio [VA/Effectifs salarié et non salarié]	ESANE, NAF 43.22B	**
Marges de distribution (M€)	Marché intérieur (M€) x Taux de marges sur achats	ESANE, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B	**
Consommation de bois de bûche marchand (TWh)			
Consommation de bois des ménages (TWh)		SDES, Tableau de suivi de la directive	**
Part marchande de la production de bois (%)	Pour les années 2006, 2012, 2017 et 2023	ADEME ⁴⁸	**
Consommation de granulés marchands (TWh)	Production + Importations - Exportations	SNPGB ; Eurostat, Produits 44.01.31.00	***
Ratio tep/tonne	0,39	DGEMP/ADEME	***
Part marchande de la production de granulés	90 %	Association européenne de la biomasse (AEBIOM), Rapport statistique 2013	**
Entretien (M€)		CEREN ; ADEME, Études sur le chauffage domestique au bois ; Observ'ER INSEE, IPC (IdBank 1764637)	**
Prix du bois combustible (€/tonne et €/stère)		2014 à 2017 : SDES, Base Pégase 2018 à 2023 : ADEME, Enquêtes sur les prix des combustibles bois pour chauffage domestique	***
Emplois (ETP)			
Fabrication (ETP)	Fabrication M€ x ratio [CA/Effectifs]	Comptes des entreprises	**
Distribution (ETP)	Marges M€ x ratio [Marges/Emploi]	ESANE, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B	**
Installation (ETP)	Nb d'appareils posés x Nb d'heures de pose par appareil	ADEME (2007 et 2025)	**
Production de bois (ETP)	Production marchande ktep x ratio [ETP/ktep] ou ratio [ETP/TWh]	ADEME (2007 et 2025)	**
Maintenance (ETP)	Entretien M€ x ratio [VA+Autres achats-Sous-traitance/Emploi] ou ratio [ETP/1000 appareils]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 43.22B 2023 : ADEME (2007 et 2025)	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

⁴⁷ ADEME par Algoé Blézat (2007), Évaluation des emplois dans la filière biocombustibles, Données 2006 et prévisions 2015 ; ADEME (2025), Impacts de la filière biomasse énergie sur l'emploi, Données 2023 (étude en cours ; communications internes des résultats provisoires)

⁴⁸ ADEME par Algoé Blézat (2007), Évaluation des emplois dans la filière biocombustibles, Données 2006 et prévisions 2015 ; ADEME (2013, 2018 et 2024), Études sur le chauffage domestique au bois, État des lieux du parc, des consommations et des approvisionnements

Méthode générale d'évaluation

Investissements : fabrication, vente, installation

Les données sur le marché intérieur des équipements (CA des fabricants/importateurs) par appareil sont issues des rapports d'Observ'ER.

La valeur des exportations et importations est issue d'Eurostat (appareils de cuisson : produits 73.21.13.00 et 73.21.19.00 ; poêle et chaudières à foyer : produits 73.21.83.00 et 73.21.89.00).

La fabrication française est estimée par solde : marché intérieur + exportations – importations.

Les marges de distribution sont estimées d'un côté pour les appareils posés par les ménages eux-mêmes (marges de gros et de détail), et d'un autre pour les appareils posés par un installateur (marges de détail). La part des appareils en auto-posé est issue des rapports d'Observ'ER (50 % des appareils vendus en GSB). Les taux de marges sont calculés selon les données d'ESANE (2014 à 2022, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B).

Pour l'installation, on ne peut pas s'appuyer sur les coûts de pose des enquêtes Observ'ER, ces derniers étant très sous-estimés et ne comprenant pas les équipements annexes (conduits de cheminée). Ainsi, on évalue en premier lieu les emplois selon les données concernant le nombre d'heures nécessaires à la pose par appareil issues des études ADEME sur les emplois de la biomasse énergie (publications 2007 et 2025). Par la suite, on valorise ces emplois par un ratio [VA/Emploi salarié et non salarié] tiré des données d'ESANE (NAF 43.22B).

Valeur du bois marchand consommé par les ménages

Les quantités totales de bois consommées par les particuliers sont issues du tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR (SDES). On ne garde que la part marchande.

La consommation de granulés est estimée par solde [production+importation-exportation]. Entre 2014 et 2016, la production est estimée selon les données du syndicat national des producteurs de granulés (SNPGB) et du taux d'évolution de la production de bois issue d'Eurostat (produit 44.01.31.00). Dès 2017, la production est estimée sur la base de l'évolution de la quantité de bois consommée issue du SDES. Les importations et exportations sont issues d'Eurostat (produit 44.01.31.00).

On utilise un coefficient de conversion de 0,39 tep/tonne (DGEMP/ADEME). On considère également que 90 % de la consommation de bois marchand concerne les ménages pour leur chauffage résidentiel (Association européenne de la biomasse – AEBIOM, Rapport statistique 2013).

Les prix sont issus de la base de données Dido du SDES de 2014 à 2017 et des enquêtes ADEME sur les prix des combustibles bois pour le chauffage domestique dès 2018.

Maintenance et entretien des appareils

Ce marché et les emplois associés ne concernent que les appareils de chauffage au bois dont l'entretien nécessite l'intervention d'un professionnel (ADEME, Études sur le chauffage domestique au bois).

L'étude « Chauffage au bois » de l'ADEME (2015) donne un coût moyen de maintenance de 120 € par appareil et par an. On reconstitue la série selon l'évolution de l'indice de prix à la consommation des ménages en services d'entretien pour les systèmes de chauffage (IdBank 1764637).

Estimation des emplois

- **Fabrication :** Les emplois sont calculés selon un ratio [CA/Effectifs] des principaux fabricants d'appareils de chauffage au bois (Comptes des entreprises).
- **Distribution :** Les emplois sont calculés selon un ratio [Marges/Emploi] estimé à partir des données d'ESANE (2014 à 2022, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B). On prend 90 % du ratio commerce de gros et 10 % du ratio commerce de détail. On garde le même ratio 2022 pour l'année 2023.
- **Production de bois :** Les emplois dans la production du bois de bûche et des granulés sont calculés à partir des ratios 2006 et 2023 issus des études ADEME sur les emplois de la biomasse énergie (publications 2007 et 2025). Les ratios des années manquantes sont estimés par extrapolation linéaire.
- **Entretien-maintenance :** On utilise un ratio [VA+Autres achats-Sous-traitance/Emploi] calculés à partir des données d'ESANE (NAF 43.22B) de 2014 à 2015. On garde le même ratio 2015 jusqu'en 2022. En 2023, on utilise les ratios issus de l'étude ADEME sur les emplois de la biomasse énergie (publication 2025).

6. Éolien en mer posé

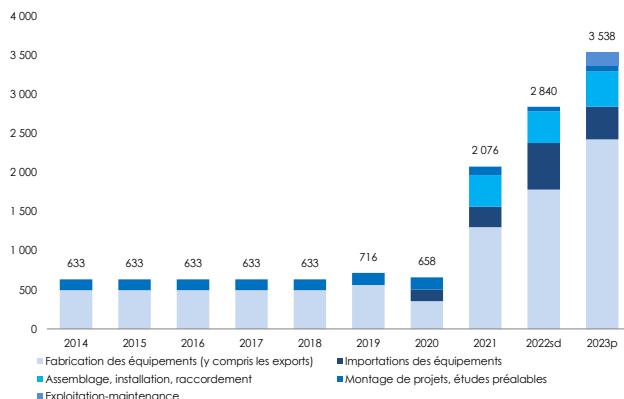
Points clés

Près de 2 TWh produits en 2023

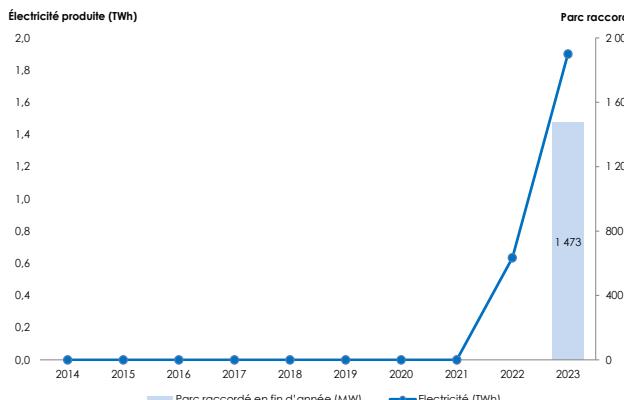
Parmi les énergies marines renouvelables (EMR), l'éolien en mer posé est aujourd'hui la seule filière en France au stade d'exploitation et atteignant des coûts de production compétitifs.

Dans le cadre des quatre premiers appels d'offre (AO) sur l'éolien en mer posé, huit projets sont retenus représentant une puissance totale de 4,5 GW (attribution de 2012 à 2023). Les trois parcs de Saint-Nazaire (480 MW), Fécamp (497 MW) et Saint-Brieuc (496 MW) sont aujourd'hui mis en service. En 2023, ils produisent 1,9 TWh. Les parcs de Yeu-Noirmoutier, Dieppe-Le Tréport et Courseulles-sur-Mer sont actuellement en chantier, avec une mise en service prévue entre 2025 et 2027. Les travaux des parcs de Dunkerque et Centre Manche I démarrent dès 2026.

Marchés liés à l'éolien en mer posé (M€)



Parc raccordé (MW) et énergie produite (TWh)



Tendances observées 2021-2023

Puissances annuelles raccordées (MW)



Investissements (M€)



Emplois liés aux investissements (ETP)



Production brute d'électricité (TWh)



Emplois d'exploitation-maintenance (ETP)



Le marché total de l'éolien en mer posé passe de 2,1 Mds€ en 2021 à 3,5 Mds€ en 2023 (+70 % en deux ans). Les emplois directs suivent la même tendance et s'élèvent à 7 390 ETP en 2023, contre 4 700 ETP en 2021 (+57 % ; voir encadré page 80).

Emplois associés à l'éolien en mer posé (ETP)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés aux marchés de l'éolien en mer posé. Les emplois indirects (fournisseurs des fabricants) ne sont pas inclus. L'éolien terrestre est séparément traité dans une autre fiche. L'éolien en mer flottant est présenté dans la fiche dédiée aux autres énergies marines renouvelables (EMR).

En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Équipements

Fabricants de mâts, pales, nacelles, sous-stations, câbles, fondations et autres matériels

Assemblage, raccordement

Assemblage, installation, raccordement, études techniques, montage de projets

Exploitation-maintenance

Exploitation, entretien et maintenance des champs d'éoliennes

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Simplification des procédures pour l'éolien en mer

Face aux retards majeurs dans le développement des premiers parcs d'éoliennes en mer, le cadre législatif et réglementaire fait l'objet d'une large transformation dès 2017 :

- Loi Hydrocarbures⁴⁹ et loi ESSOC⁵⁰ – Transfert au gestionnaire de réseau (RTE) de la responsabilité de l'ensemble des raccordements des installations (hors plateforme en mer) dont le candidat retenu est désigné avant le 1^{er} janvier 2015 (AO1 et AO2) et des parcs d'énergie renouvelable en mer (plateforme en mer comprise) à partir de l'AO3 ;
- Réalisation d'études de dérisquage technique et environnemental par l'État et RTE en amont du lancement des appels d'offres ;
- Mise en place du permis enveloppe permettant davantage de flexibilité après la délivrance des autorisations. Les ouvrages en mer peuvent comprendre des caractéristiques techniques variables, qui ne sont pas figées au moment de la demande d'autorisation ;
- Simplification de l'instruction administrative avec la suppression de l'approbation du projet d'ouvrage (APO) pour les postes électriques et les liaisons souterraines et sous-marines ;
- Simplification sur le traitement des recours instruits en première et dernière instance par le Conseil d'État⁵¹ ;
- Loi ASAP⁵² – Modification de la procédure de traitement des recours contentieux.

Publiée en 2023⁵³, la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER) porte notamment sur l'éolien en mer. À ce titre, elle prévoit une série de mesures qui s'articulent autour de deux axes :

- Simplifier les procédures d'autorisation : simplification des procédures de raccordement, accélération des procédures d'autorisation (jusqu'à 2 ans de délai réduit) ;
- Planifier, avec les élus locaux, le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires : mutualisation des débats publics avec la révision des documents stratégiques de façade (DSF), formalisation d'un processus de planification (~ définition – par les communes et en concertation des habitants – de zones d'accélération favorables à l'accueil des projets), simplification du cadre réglementaire.

2012
<ul style="list-style-type: none"> • Attribution des projets de l'AO n°1 - Saint-Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc et Courseulles-sur-Mer
2014
<ul style="list-style-type: none"> • Attribution des projets de l'AO n°2 - Yeu-Noirmoutier et Dieppe-Le Tréport
2016
<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur le développement de l'éolien en mer posé : 500 MW en 2018 et 3 GW en 2023 ; sur les autres EMR : 100 MW en 2023
2017
<ul style="list-style-type: none"> • Loi Hydrocarbures - Fin de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures (conventionnels et non conventionnels) sur le territoire français
2018
<ul style="list-style-type: none"> • Modification du code de l'énergie par la loi pour un État au service d'une société de confiance (ESSOC)
2019
<ul style="list-style-type: none"> • Attribution des projets de l'AO n°3 - Dunkerque
2020
<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur le développement de l'éolien en mer posé et flottant : 2,4 GW en 2023 ; entre 5,2 GW (scénario A) et 6,2 GW (scénario B) en 2028 (via les AO7 à AO9) • Loi d'accélération et de simplification de l'action publique (ASAP) • Pacte Éolien en mer - Minimum de 2 GW de puissance éolienne en mer supplémentaire par an dans le but d'atteindre une capacité totale raccordée de 18 GW en 2035 et de 40 GW d'ici 2050
2023
<ul style="list-style-type: none"> • Attribution des projets de l'AO n°4 - Centre Manche 1 • Loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER)
2025
<ul style="list-style-type: none"> • Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur le développement de l'éolien en mer posé et flottant : 18 GW en 2035 (via l'AO10)

⁴⁹ Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement (1)

⁵⁰ Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance

⁵¹ Décret n° 2021-282 du 12 mars 2021 portant application de l'article L. 311-13 du code de justice administrative

⁵² Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique

⁵³ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

Dispositifs de soutien

L'éolien en mer posé est soutenu via la mise en place d'un complément de rémunération (ou contrat pour différence bidirectionnel) à l'issue d'une phase de mise en concurrence. Le développement de la filière se fait à travers une politique d'appels d'offres (AO) :

1^{er} appel d'offres (projets attribués en 2012)

- **Saint-Nazaire (480 MW)** : 80 éoliennes situées entre 12 et 20 km ; production d'électricité équivalente à 20 % de la consommation annuelle de la Loire Atlantique (~ 700 000 personnes) ; consortium Éolien Maritime France, mené par EDF Power Solutions (EDF Renouvelables et la direction internationale d'EDF) et EIH (Enbridge et CPP Investments) ; début de travaux en 2020 et mise en service entre fin 2022 et début 2023.
- **Fécamp (497 MW)** : 71 éoliennes situées entre 12 et 20 km ; production équivalente à 60 % de la consommation des habitants de Seine-Maritime (~ 770 000 personnes) ; consortium Éoliennes offshores des Hautes Falaises (EDF Power Solutions, EIH et Skyborn Renewables) ; début de travaux en 2020 et mise en service en 2023.
- **Saint-Brieuc (496 MW)** : 62 éoliennes à 16,3 km du point le plus proche de la côte ; production d'électricité équivalente à 9 % de la consommation annuelle de la Bretagne (~ 835 000 personnes) ; consortium Ailes Marines (Iberdrola) ; début des travaux en 2021 et mise en service en 2023.
- **Courseulles-sur-Mer (448 MW)** : 64 éoliennes à 10 km de la côte ; production équivalente à 90 % de la consommation des habitants du Calvados (~ 630 000 personnes) ; consortium Éoliennes offshore du Calvados (EDF Power Solutions, EIH et Skyborn Renewables) ; début des travaux en 2023 pour une mise en service prévue en 2027.

2^{ème} appel d'offres (projets attribués en 2014)

- **Yeu-Noirmoutier (488 MW)** : 61 éoliennes à 11,7 km de l'île d'Yeu et à 16,5 km de Noirmoutier ; production équivalente à la consommation de 800 000 personnes ; consortium Éoliennes en mer îles d'Yeu et de Noirmoutier⁵⁴ (Engie et Energias de Portugal Renewables – EDPR) ; début de travaux en 2021 pour une mise en service prévue en 2025.
- **Dieppe-Le-Tréport (496 MW)** : 62 éoliennes à 15,5 km du Tréport et 17 km de Dieppe ; production équivalente à deux tiers de la consommation des habitants de Seine-Maritime (soit 850 000 habitants) ; consortium Éoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport (Engie et Energias de Portugal Renewables – EDPR) ; début de travaux en 2022 pour une mise en service prévue en 2026.

En 2018, au vu des différentiels de prix entre les parcs français et les parcs européens, l'État entame des négociations avec les lauréats de ces deux premiers AO concernant les tarifs d'achat de l'électricité produite. Ces derniers sont renégociés à la baisse pour ces 6 parcs (de 205 à 143 €/MWh pour l'AO1 ; de 195 €/MWh à 134 €/MWh pour l'AO2), en raison d'une performance des machines supérieure à l'attendu. Cette amélioration est possible grâce aux progrès technologiques, à la structuration des filières industrielles et aux effets d'échelle (France Renouvelables).

3^{ème} appel d'offres (projet attribué en 2019)

- **Dunkerque (600 MW)** : 46 éoliennes à 10 km de la côte ; production d'électricité équivalente à plus de 30 % de la consommation de la population du département du Nord ; consortium Éoliennes en mer de Dunkerque (EDF Power Solutions et Enbridge) ; début de travaux prévu en 2026 pour une mise en service en 2028. Le prix proposé pour l'électricité produite par le projet, 44 €/MWh (hors raccordement), démontre une compétitivité comparable aux projets récemment attribués sur le marché européen.

4^{ème} appel d'offres (projet attribué en 2023)

- **Centre Manche I (1 GW)** : 47 éoliennes à 33 km de la côte sur la façade Manche Est – Mer du Nord (MEMN) ; production d'électricité équivalente à plus de 14 % de la consommation en Normandie ; consortium Éoliennes en mer Manche Normandie (EDF Power Solutions et Maple Power) ; début de travaux prévu en 2028 pour une mise en service en 2032. Le tarif d'achat de l'électricité produite est fixé à 44,9 €/MWh (hors indexation).

Ces 8 parcs d'éolien en mer posé attribués par ces quatre premiers AO représentent un investissement total de 16,3 Mds€. Même si le développement de ces projets peut durer plus de 10 ans, les travaux d'investissement sont réalisés sur une période plus courte, entre 3 et 5 ans (à titre d'exemple : de 2020 à 2022 pour le parc de Saint-Nazaire, soit 3 ans).

⁵⁴ Sociétés détenues à 60,5 % par Ocean Winds, 29,5 % par Sumitomo Corporation et 10 % par la Banque des Territoires (groupe Caisse des Dépôts)

Marché international de l'éolien en mer

Fin 2023, les capacités installées d'éolien en mer (posé et flottant) représentent près de 75,2 GW, dont 34 GW en Europe et 37,8 GW en Chine. Cette année-là, les capacités mondiales augmentent de 17 %, celles de la Chine de 20 %, alors que les capacités européennes (incluant le Royaume-Uni) n'augmentent que de 12 %.

En 2023, les nouveaux raccordements s'élèvent à 10,8 GW (+24 %). L'Europe met en service près de 3,8 GW supplémentaires par rapport à l'année précédente (+53 %). La Chine augmente ses nouvelles installations de 25 % avec 6,3 GW supplémentaires.

Source : GWEC, Global Wind Report 2024

Les acteurs de la filière éolienne

Développeurs-exploitants et producteurs d'énergie

Selon l'Observatoire des énergies de la mer⁵⁵, il se dégage un consensus au sein des développeurs-exploitants pour dire que le cadre réglementaire demeure le principal frein au développement de la filière, suivi par les sujets de l'acceptabilité, la disponibilité des infrastructures, ainsi que les enjeux liés aux compétences et aux formations.

Les développeurs-exploitants portent non seulement des projets de parcs commerciaux, mais également des projets de raccordement des infrastructures dans le but de les exploiter par la suite. Leur rôle consiste à concevoir un projet (caractéristiques techniques, socio-économiques, environnementales, financières), généralement dans le cadre d'un appel d'offres, et de le faire vivre tout au long de sa construction, son exploitation, sa maintenance et jusqu'à son démantèlement. Les développeurs-exploitants se chargent ainsi d'intégrer au mieux le projet au sein du territoire et d'obtenir les autorisations nécessaires à sa réalisation. En tant que maître d'ouvrage, ils jouent un rôle essentiel dans la filière, en œuvrant à l'origine des projets, en désignant les prestataires chargés de leur mise en œuvre, et en injectant l'électricité ainsi produite sur le réseau.

Selon l'Observatoire des énergies de la mer et France Renouvelables, les grands développeurs-exploitants pour l'éolien en mer (posé et flottant) sont, entre autres (données à fin 2024) :

- EDF Renouvelables : près de 21 GW bruts de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et de maintenance dans le monde (dont 3 025 MW en France) ;
- Iberdrola : 2 373 MW d'éoliennes en mer dans le monde (dont un parc posé de 496 MW en exploitation en France) ;
- Ocean Winds : plus de 18,6 GW de projets en développement, en construction ou en exploitation (dont 984 MW en construction en France via les filiales Engie et Energias de Portugal Renewables – EDPR) ;
- Skyborn Renewables : 743 MW en exploitation, 1 794 MW en construction et plus de 17 GW en développement (dont 497 MW en exploitation, 448 MW en construction et 1,2 GW en développement en France) ;
- EIH (filiale de Maple Power ; détenu par Enbridge à 51 % et CPP Investments à 49 %) : 4 parcs d'éoliennes en mer posé en France, dont deux en exploitation (977 MW), un en construction (448 MW) et un en développement (1 GW).

Composants spécifiques à l'éolien en mer – Plusieurs implantations industrielles dédiées

La fabrication de turbines est concentrée principalement entre les mains de turbiniers européens. Ces derniers conçoivent plus de 95 % des turbines installées en Europe (Siemens Gamesa Renewable Energy, Vestas, General Electric Renewable Energy). Néanmoins, l'industrie éolienne s'est considérablement renforcée sur notre territoire depuis 2012 par l'implantation de plusieurs sites industriels dédiés à la fabrication d'éoliennes maritimes :

- Fabrication de pales d'éoliennes maritimes : LM Wind Power (filiale de GE Renewable Energy) à Cherbourg ;
- Conception, fabrication et assemblage de nacelles et de générateurs : GE Renewable Energy dans son site de production à Montoir-de-Bretagne (Saint-Nazaire) et Siemens Gamesa dans son usine au Havre (hors générateurs ; depuis 2022).

Les éoliennes du parc de Saint-Nazaire ont été fabriquées dans l'usine GE Renewable Energy de Montoir-de-Bretagne. Cette implantation industrielle exporte également vers les États-Unis (parc de Block Island) et l'Allemagne (parc Merkur).

Les éoliennes des parcs de Fécamp et de Courseulles-sur-Mer (Calvados) sont fabriquées dans le site industriel de Siemens Gamesa au Havre.

Groupe industriel basque spécialisé dans la fabrication de multi-composants éoliens, Haizea Wind Group (via sa filiale Haizea Breizh) est chargé de la fabrication – par Siemens Gamesa – des éoliennes qui composent les trois parcs de Saint-Brieuc, d'Yeu-Noirmoutier et de Dieppe-Le-Tréport. Dans ce cadre, SPIE Industrie réalise l'assemblage des éléments internes mécaniques et électriques des sections de mâts sur le terminal EMR de son site au port de Brest.

Les équipementiers des deux parcs de Dunkerque et Centre Manche I – actuellement en développement – ne sont pas encore sélectionnés par les maîtres d'ouvrage.

⁵⁵ Observatoire des énergies de la mer (2024), La construction des premiers parcs éoliens en mer bat son plein – Pour l'avenir, une planification des énergies renouvelables en mer à concrétiser, Rapport #8

Composants annexes à l'éolien en mer - De la fabrication à l'assemblage

Comme les turbines, la grande majorité des équipements annexes aux éoliennes en mer en Europe est réalisée, assemblée et installée par des entreprises européennes :

- Fondations : Eiffage (via sa filiale Smulders), DEME, Sif, Bouygues TP, Saipem, CS Wind, Haizea Wind, Steelwind, Navantia – Windar
- Sous-stations : Chantiers de l'Atlantiques, GE Grid Solutions, lemans (du groupe Smulders), Navantia Seasenergies, Allseas
- Câbles inter-éoliennes : Prysmian, Nexans

Il existe également d'autres fabricants de matériels annexes : Rollix-Defontaine (couronnes d'orientation et roulements spéciaux pour éoliennes) ; Converteam – filiale de GE Renewable Energy (convertisseurs) ; Schneider Electric (matériel électrique) ; Mersen (balais en graphite) ; Hutchinson (courroies de transmission de puissance striées) ; Leroy-Somer (génératerices) ; Ferry-Capitain (pièces de fonderie) ; Stromag France (freins) ; Avent Lidar Technology (mesure du vent par lidars) ; Cornis (inspection des pales).

Enfin, les métallurgistes fournissent des pièces fabriquées à façon pour la construction ou la maintenance des éoliennes.

Sur le secteur des travaux et des opérations maritimes, on retrouve Saipem, Van Oord, DEME et Louis Dreyfus Travoccean entre autres.

En 2024, deux entreprises de recyclage d'aimants permanents s'implantent en France, complétant ainsi la chaîne de la valeur européenne : l'entreprise lyonnaise Carester et son usine Caremag (sur le bassin industriel de Lacq en Nouvelle-Aquitaine) et la start-up MagREEsorce (Grenoble).

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Lancement des chantiers à partir de 2020

De l'attribution du projet et la réalisation des études de faisabilité aux travaux de construction et l'exploitation-maintenance, la réalisation des parcs d'éoliennes en mer posé dure plus de dix ans en moyenne (exemple : attribution du parc de Saint-Nazaire dans le cadre de l'AO1 en 2012 ; commencement de travaux en 2020 ; mise en service en 2022).

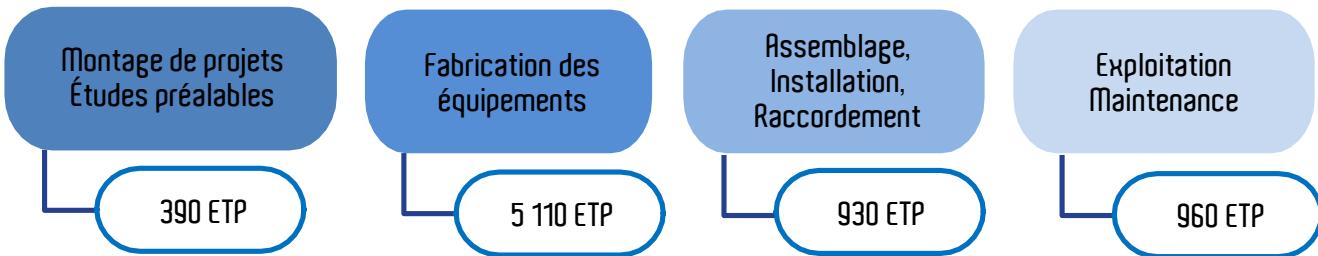
Fin 2023, trois parcs sont mis en service et exploités : Saint-Nazaire (480 MW), Fécamp (497 MW) et Saint-Brieuc (496 MW). Les parcs de Yeu-Noirmoutier, Dieppe-Le Tréport et Courseulles-sur-Mer sont en chantier, avec une mise en service prévue entre 2025 et 2027. Quant aux parcs de Dunkerque et Centre Manche I, ils sont en phase de développement, les travaux étant programmés dès 2026.

Les investissements réalisés dans la filière (exportations comprises) passent de 2 076 M€ en 2021 à 2 840 Mds€ en 2022 (+37 % en un an) et 3 371 Mds€ en 2023 (+19 %). Plus de 12 % des investissements réalisés en 2023 concernent les importations (420 M€). Cette même année, les investissements dans la fabrication française des équipements (y.c. pour les exportations) s'élèvent à 2 424 M€. Faute de parcs à construire avant 2020, la filière industrielle française des énergies renouvelables marines s'est initialement constituée autour d'une activité à l'export (78 % du CA global de l'éolien en mer posé en 2019 ; Observatoire des énergies de la mer). Avec le lancement des chantiers en France, la part des exportations dans le CA de la filière diminue à 31 % en 2020 et 16 % en 2021, avant d'augmenter à 33 % en 2022 et 43 % en 2023. Après avoir plus que doublé entre 2021 (291 M€) et 2022 (730 M€), la valeur des exportations augmente de 85 % en 2023 (1 347 M€). Ce chiffre ne prend pas en compte les activités des groupes français à l'étranger. À titre d'exemple, les activités des filiales étrangères d'EDF Renouvelables ne figurent pas dans ces résultats.

Le parc de Saint-Nazaire est le premier parc à être mis en service fin 2022 et intégralement exploitable dès 2023. Avec la mise en service des deux parcs de Fécamp et Saint-Brieuc en 2023, la puissance totale du parc en activité s'élève à 1 473 MW. La production d'électricité augmente ainsi de 0,6 TWh en 2022 à 1,9 TWh en 2023. L'exploitation-maintenance de ce parc représente un marché de 167 M€ en 2023.

Globalement, le marché total augmente de 37 % entre 2021 (2 076 M€) et 2022 (2 840 M€) et de 25 % en 2023 (3 538 M€).

En 2023, 7 390 ETP directs associés à la filière éolienne en mer posé



En 2023, les emplois associés aux investissements (exportations comprises) s'élèvent à 6 420 ETP en 2023, contre 5 080 ETP l'année précédente (+26 %). Parmi ces emplois, plus de 5 110 ETP concernent la fabrication des équipements (dont 3 190 ETP pour la fabrication des équipements exportés).

L'exploitation et l'entretien-maintenance du parc éolien en mer posé nécessitent 960 ETP.

Globalement, les emplois directs de la filière augmentent de 45 % entre 2022 (5 080 ETP) et 2023 (7 390 ETP).

Comparaison des résultats emplois en 2023 avec l'Observatoire des énergies de la mer et France renouvelables

L'observatoire des énergies de la mer (OEM) publie chaque année un état des lieux de la dynamique des énergies renouvelables de la mer française. Parallèlement, France Renouvelables réalise également un observatoire de l'éolien (terrestre et en mer). Les éditions 2024 de ces observatoires répertorient les emplois directs et indirects fin 2023 :

- 8 300 emplois directs et indirects pour l'OEM (exprimés en équivalent temps plein – ETP) ;
- Près de 7 840 emplois directs et indirects pour France Renouvelables.

La présente étude M&E de l'ADEME estime, quant à elle, les emplois directs de l'éolien en mer posé à 7 390 ETP en 2023.

L'écart entre ces différentes estimations s'explique, entre autres, par la différence de champ d'étude. L'OEM inclut, outre les emplois de l'éolien en mer posé sur le territoire français, les emplois liés aux autres énergies maritimes (emplois associés à la recherche, la formation, la fabrication de prototypes pré-commerciaux, la construction de sites d'essais et de fermes pilotes) ⁽¹⁾. Il en est de même pour France Renouvelables qui prend aussi en compte les emplois liés à l'éolien en mer flottant.

L'OEM et France Renouvelables incluent également certains emplois que l'étude M&E considère comme indirects (assurances, financement, formation, organismes de recherche, organismes d'État, clusters, chambres de commerce, nouveaux métiers, etc.).

Par ailleurs, la méthodologie est totalement différente. Les données de l'OEM sont récoltées grâce à plusieurs questionnaires, chacun correspondant à des catégories d'acteurs identifiées (édition 2024 – résultats 2023 : 325 répondants sur 800 acteurs sollicités). France Renouvelables s'appuie sur les données de l'OEM en ce qui concerne l'éolien en mer. Tandis que l'étude M&E se base sur une estimation des emplois à partir du marché (investissements, chiffres d'affaires).

Le tableau ci-dessous compare en détail les résultats 2023 de l'ADEME (étude M&E) et France Renouvelables :

Comparaison des résultats d'emplois M&E et France Renouvelables en 2023

Emplois en 2023	M&E (ADEME)	France Renouvelables
	Éolien en mer posé	Éolien en mer (posé et flottant)
Fabrication des équipements	5 110	4 550
Montage de projet, études préalables	390	1 800
Assemblage, génie civil, transport, raccordement	930	390
Exploitation-maintenance et vente d'énergie	960	1 180
Total	7 390 ETP directs	7 840 emplois directs et indirects

Source : France Renouvelables par Cap Gemini Invent (2024), Observatoire de l'éolien, Analyse du marché, des emplois et des enjeux de l'éolien en France

(1) Énergie éolienne flottante, énergie hydrolienne, énergie houlomotrice, énergie thermique des mers, solaire photovoltaïque flottant, énergie osmotique

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

En termes de développement de l'éolien en mer (posé et flottant), les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) s'aligne à ceux du Pacte éolien en mer (2020), à savoir atteindre un parc de 18 GW en 2035 via des appels d'offres multi-GW.

L'appel d'offre n°10 est la continuité des précédents AO repris dans la PPE n°1 2016-2023 (AO1 et AO2) et dans la PPE n°2 2019-2028 (AO3 à AO9).

Appels d'offre pour le développement de l'éolien en mer (posé et flottant)

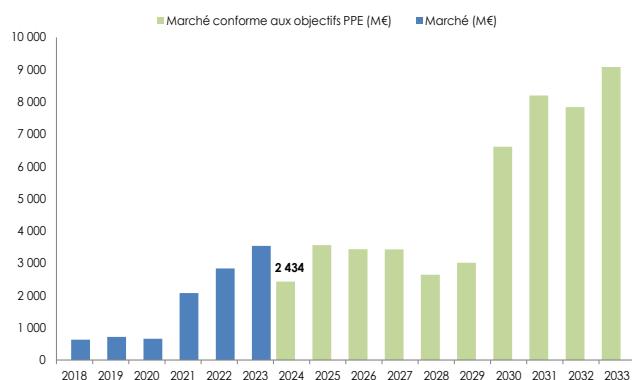
	Appel d'offres	Date prévisionnelle d'attribution	Localisation	Puissance annuelle	Puissance cumulée
PPE 2	AO7	Début 2025	Sud-Atlantique	1,2 GW	6,6 GW
	AO8	Début 2025	Centre-Manche	1,5 GW	8,1 GW
	AO9	Fin 2025	Bretagne-Sud (0,5 GW) Méditerranée (2x0,5 GW) Sud-Atlantique (1,2 GW)	2,7 GW	10,8 GW
PPE 3	AO10	Fin 2026	Multi-façades	Au moins 8 GW	18 GW en service en 2035

Sources : Ministère de la Transition Écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ; Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

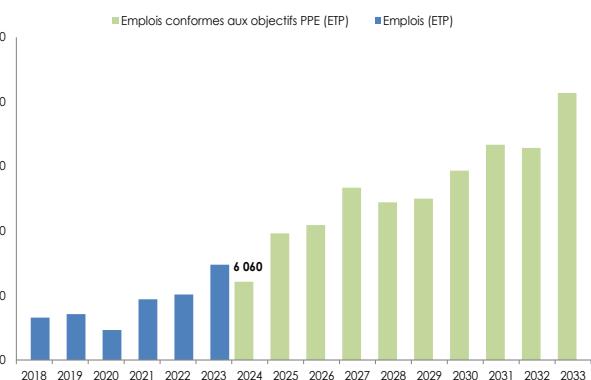
Pour l'éolien en mer posé seulement, les projets attribués à partir de 2025 sont : Sud-Atlantique I – Oléron I (1,2 GW), Centre Manche II (1,5 GW), Sud-Atlantique II – extension Oléron I (1,2 GW), et Fécamp Grand Large (4 GW). La puissance totale de l'ensemble des parcs en mer posé s'élèverait ainsi à plus de 12,4 GW en 2035.

Faute d'informations complètes sur chacun des parcs retenus sur les AO7 à AO10, on pose des hypothèses sur la durée des projets (en partant de la date d'attribution prévisionnelles jusqu'à une mise en service progressive de l'ensemble des parcs d'ici 2035).

Marchés liés à l'éolien en mer posé (M€)



Emplois associés à l'éolien en mer posé (ETP)



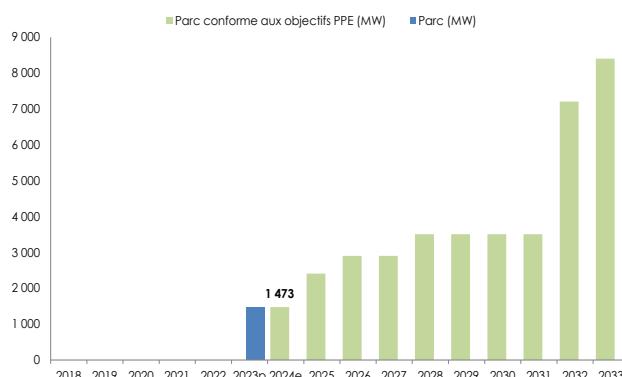
(*) Hypothèses : Coûts estimés selon les coûts moyens pondérés des parcs attribués lors des précédents appels d'offres (de AO1 à AO4). Ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur les projets retenus sur les AO7 à AO10, le marché total lié à l'éolien en mer posé est estimé à 2 434 M€ en 2024. Les investissements (exportations comprises) s'élèveraient à 2 267 M€ et l'exploitation-maintenance à 167 M€. Les emplois atteindraient 6 060 ETP en 2024 : 5 100 ETP liés aux investissements et 960 ETP liés à l'exploitation et la maintenance du parc éolien en mer posé.

En 2024, les investissements réalisés concernent la continuité des travaux sur les parcs de Yeu-Noirmoutier, Dieppe-Le-Treport et Courseulles-sur-Mer, ainsi que la suite des études préalables pour le développement des parcs de Dunkerque et Centre Manche I. Cette même année, aucun nouveau parc n'est mis en service. L'exploitation-maintenance concerne donc toujours les parcs de Saint-Nazaire, Fécamp et Saint-Brieuc. Ces trois parcs produisent 4 TWh en 2024 (SDES).

Capacités totales des parcs d'éoliennes en mer posé (MW)



Source : Estimations IN NUMERI

Perspectives de la filière

Suite des appels d'offre pour le développement de la filière de l'éolien en mer posé

Comme mentionné précédemment, les trois parcs Sud-Atlantique I – Oléron I, Centre Manche II et Sud-Atlantique II – extension Oléron I doivent être attribués courant 2025 (via les AO7 à AO9 de la PPE 2).

Afin de sécuriser la trajectoire à 2035, la PPE 3 prévoit d'attribuer – dans le cadre de l'AO10 – 4 GW supplémentaires d'éolien en mer posé d'ici fin 2026.

- **AO7 ~ Sud Atlantique I – Oléron I (1,2 GW)** : parc à plus de 30 km de la côte ; débat public de septembre 2021 à février 2022 ; annonce en mars 2023 des neuf candidats participant au dialogue concurrentiel ; date prévisionnelle d'attribution courant 2025 pour une mise en service programmée en 2032.

Candidats retenus : Oceans Winds ; Groupement Énergies du Méridien (Corio Generation et QAIR Éolien Posé Oléron) ; Groupement Éoliennes en mer Oléron Atlantique (EDF Renouvelables et Maple Power) ; RWE ; Iberdrola ; Océoile ; Eni Plénitude ; Groupement Oléron Énergies Marines (TotalEnergies et Jera Power) ; Skyborn-Cobra

- **AO8 ~ Centre Manche II (1,5 GW)** : parc à 43 km de la côte ; procédure de mise en concurrence lancée en octobre 2022 ; annonce en mars 2023 des sept candidats participant au dialogue concurrentiel ; date prévisionnelle d'attribution courant 2025 pour une mise en service programmée en 2032.

Candidats retenus : Alliance formée par Vattenfall, Skyborn Renewables et la Banque des Territoires ; Groupement Éoliennes en Mer du Suroît (EDF Renouvelables et Maple Power) ; Ocean Winds ; Groupement Cotentin Énergies Marines (TotalEnergies et RWE) ; Iberdrola ; Groupement Énergies du Méridien (Corio Generation et QAIR Éolien Posé Manche) ; Eni Plénitude

- **AO9 ~ Sud-Atlantique II – Oléron 2 (1,2 GW)** : extension du parc d'Oléron I ; parc à plus de 40 km de la côte ; lancement de la procédure de mise en concurrence en juillet 2024 ; annonce en novembre 2024 des douze candidats participant au dialogue concurrentiel ; date prévisionnelle d'attribution en novembre 2025 pour une mise en service en 2032-2034.

Candidats retenus : BayWa r.e. ; Groupement Elio – Q Energy – Kansai Electric ; EnBW Valeco Offshore ; Éoliennes du grand Large (EDF Renouvelables et Maple Power) ; Iberdrola ; Ocean Winds ; Groupement Oxan Energy et Ingka Investments ; Plénitude & QAIR ; Parkwind ; RWE Éolien en mer France ; Skyborn – Octopus ; TotalEnergies

- **AO10 ~ Fécamp Grand Large (4 GW)** : deux parcs de 2 GW chacun ; parcs à 25 km de la côte ; débat public de novembre 2023 à avril 2024 ; date prévisionnelle du lancement de la procédure de mise en concurrence en novembre 2025 et de la désignation du(des) lauréat(s) en octobre 2026 ; date de mise en service d'ici 2035.

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. L'extension du parc d'Oléron prévu dans l'AO9 pourrait potentiellement basculer de l'éolien en mer posé à de l'éolien flottant compte tenu des conditions bathymétriques et géotechniques (Commission européenne). Jusqu'à confirmation, nous le retenons dans les projets en mer posé.

La mer en débat – Trauail de planification inédit pour la filière

Le développement de l'éolien en mer s'est largement accéléré depuis 2019, avec notamment des extensions déjà identifiées pour certains parcs.

Cependant, pour atteindre l'objectif de 18 GW en 2035 et, à plus long termes, de plus de 45 GW en 2050, un débat public d'une ampleur inédite s'est tenu sur les quatre façades maritimes de la France métropolitaine sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP). Tenu de novembre 2023 à avril 2024, le but de ce débat est d'évoquer les questions relatives à l'avenir de la mer, du littoral, de la biodiversité marine et de l'éolien en mer. S'appuyant sur les dispositions introduites par les lois d'accélération et de simplification de l'action publique (ASAP de 2020) et d'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER de 2023), il vise à planifier les zones de projet à attribuer dans le cadre de la PPE 3, ainsi que de pré-identifier des zones – potentiellement plus larges – pour les projets à plus long terme.

Ce travail de planification de l'éolien en mer donne de la visibilité aux citoyens et aux parties prenantes sur les projets futurs dans les zones maritimes concernées et aboutit à deux cartographies :

- Une cartographie des zones prioritaires dans lesquelles des projets de parcs éoliens en mer pourront être attribués dans un délai de 10 ans suivant son adoption. Objectif minimum : 16 GW de nouvelles capacités à attribuer ;
- Une cartographie de zones prioritaires d'ici 2050. Cette cartographie sera précisée et révisée après une nouvelle participation du public qui devrait se dérouler d'ici une dizaine d'années, pour permettre l'atteinte de l'objectif de 45 GW installés.

Résultats détaillés

Marchés liés à l'éolien en mer posé

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	0	0	0	0	0	0	199	1 010	1 051	1 077
Importations d'équipements	0	0	0	0	0	0	148	261	596	420
Assemblage, installation, raccordement	0	0	0	0	0	0	0	405	405	449
Montage de projets, Études préalables	137	137	137	137	137	155	155	109	58	79
Total des investissements	137	137	137	137	137	155	502	1 786	2 110	2 024
Exploitation-maintenance	0	0	167							
Marché intérieur *	137	137	137	137	137	155	502	1 786	2 110	2 191
Exportations										
Équipements et ingénierie	496	496	496	496	496	561	156	291	730	1 347
Marché total **	633	633	633	633	633	716	658	2 076	2 840	3 538
Production **	633	633	633	633	633	716	510	1 815	2 245	3 118

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Exploitation-maintenance et vente intérieure d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois directs associés à l'éolien en mer posé

Emplois directs (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	0	0	0	0	0	0	840	2 470	2 300	1 920
Assemblage, installation, raccordement	0	0	0	0	0	0	0	950	840	930
Montage de projets, Études préalables	680	650	580	700	710	770	780	530	290	390
Total	680	650	580	700	710	770	1 610	3 950	3 430	3 230
Liés à l'exploitation-maintenance	0	960								
Liés au marché intérieur	680	650	580	700	710	770	1 610	3 950	3 430	4 200
Liés aux exportations	2 460	2 360	2 100	2 540	2 570	2 780	710	750	1 650	3 190
Total des emplois	3 140	3 010	2 680	3 240	3 280	3 550	2 320	4 700	5 080	7 390

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Parc et production d'énergie de la filière éolienne en mer posé

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Parc raccordé en fin d'année (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 473
Production d'énergie (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,9

Sources : SDES, Tableaux de bord de l'éolien ; Rapports annuels de l'Observatoire des énergies de la mer ; DGEC et CEREMA, L'éolien en mer en France (<https://www.eolennesenmer.fr>)

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Investissements (M€)	Coût des projets	Observatoire des énergies de la mer DGEC et CEREMA, L'éolien en mer en France (https://www.eoliennesenmer.fr) Publications de la CRE Communications internes ADEME et France Renouvelables	***
Décomposition des investissements (M€)	Tour ; Pale ; Nacelle ; Rotor ; Sous-station ; Câble ; Fondation ; Montage de projets ; Études préalables ; Assemblage ; Raccordement	ADEME ⁵⁶ ; RTE ⁵⁷ ; BVG Associates ⁵⁸	***
Exportations (M€)	Exportations des équipements et des activités d'ingénierie	Observatoire des énergies de la mer (communications internes)	**
Importations (M€)		Observatoire des énergies de la mer Communications internes ADEME et France Renouvelables	**
Fabrication des équipements (M€)	Marché intérieur + Exportations - Importations	Hypothèse In Numeri	**
Exploitation-maintenance (M€)	Coût sur la durée de vie des parcs	Commission européenne ⁵⁹	**
Emplois (ETP)			
Fabrication des équipements (ETP)		ESANE : pale NAF 23.9 / 23.99Z ; mât et fondation NAF 25.1 / 25.11Z ; sous-station NAF 27.1 / 27.11Z ; câble NAF 27.3 / 27.32Z ; nacelle NAF 28.1 / 28.11Z	**
Ingénierie, montage de projets, études (ETP)		ESANE, NAF 71.1 / 71.12B	**
Assemblage, installation, raccordement (ETP)		ESANE, NAF 42.9 / 42.91Z	**
Exploitation-maintenance (ETP)		ESANE, NAF 33.1 / 33.14Z	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

⁵⁶ ADEME (2017), Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières ; ADEME, I-Care & Consult (2019), Éolien offshore : Analyse des potentiels industriels et économiques en France

⁵⁷ RTE (2021), Combien coûte un parc éolien en mer en France, Fiche 13 Projet éolien en mer en Sud-Atlantique

⁵⁸ BVG Associates, Wind farm costs, Données 2019 (<https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>)

⁵⁹ CE (2019), Reportage des décisions relatives aux parcs éoliens en mer posés, C 5498 final

Méthode générale d'évaluation

Marché total : investissement + exploitation-maintenance

L'investissement (marché intérieur et exportations) pour l'implantation des éoliennes en mer posé est évalué à partir des éléments suivants :

- Coût d'investissement par projet et répartition par segments de la chaîne de valeur selon les données des études ADEME, de RTE et de BVG Associates
- Étalement des investissements et des différentes activités directes selon un calendrier prédéfini de la date d'attribution du projet à la mise en service du parc.

Le montant des exportations est estimé selon les informations communiquées par l'Observatoire des énergies de la mer sur la part des exportations dans le chiffre d'affaires global de la filière éolienne en mer posé (données disponibles de 2019 à 2023). Notons que, toujours selon l'Observatoire des EMR, les exportations concernent très largement les équipements. Les importations sont estimées en fonction des acteurs présents sur chaque maillon de la chaîne de valeur (Observatoire des énergies de la mer ; DGEC et CEREMA ; France Renouvelables ; Communications ADEME). La fabrication des entreprises françaises est dès lors estimée par solde : marché intérieur + exportations – importations.

Le marché lié à l'exploitation-maintenance du parc éolien en mer posé est calculé selon les données de la CE sur les OPEX des parcs à 20 ou 30 ans.

Estimation des emplois

Les emplois d'investissement et d'exploitation-maintenance sont définis par segment de la chaîne de valeur selon un ratio [Production/Emploi] correspondant à chaque activité et calculé à partir des données d'ESANE (2012 à 2022) :

- NAF 71.1 / 71.12B Ingénierie, études préalables
- NAF 23.9 / 23.99Z Fabrication de pales
- NAF 25.1 / 25.11Z Fabrication de mâts et de fondations
- NAF 27.1 / 27.11Z Fabrication de sous-stations
- NAF 27.3 / 27.32Z Fabrication de câbles ;
- NAF 28.1 / 28.11Z Fabrication de nacelles
- NAF 33.1 / 33.14Z Exploitation-maintenance
- NAF 42.9 / 42.91Z Assemblage, installation, raccordement

Pour l'année 2023, on garde les mêmes ratios qu'en 2022.

2. Biocarburants de la filière gazole

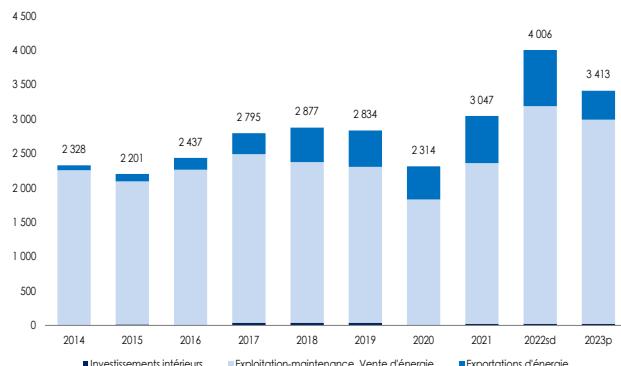
Points clés

Alignment progressif du taux d'incorporation des biocarburants gazole aux objectifs nationaux

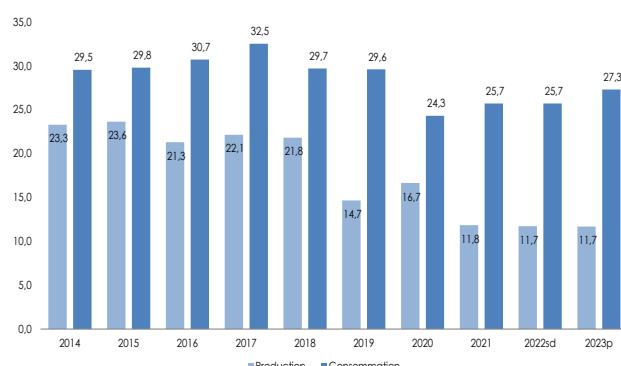
En 2023, les biocarburants gazole de première génération – 1G (biodiesel ou biogazole) représentent 6,58 % (contenu énergétique) de la consommation de gazole en France. Ce pourcentage augmente par rapport à l'année précédente (5,85 %), mais reste encore légèrement en-dessous du seuil maximal fixé au niveau national pour les biocarburants conventionnels (7 %).

Les échanges extérieurs de biodiesel de la France sont structurellement déficitaires. Après un solde de -1 260 M€ en 2021, le déficit augmente à 1 721 M€ en 2022. La situation s'améliore légèrement en 2023 avec un déficit de 1 698 M€ (voir tableau page 94).

Marchés liés aux biocarburants gazole (M€)



Production et consommation de biocarburants gazole (TWh)



Tendances observées 2021-2023

Taux d'incorporation des biocarburants gazole (%)

Production de biocarburants gazole (ktep)

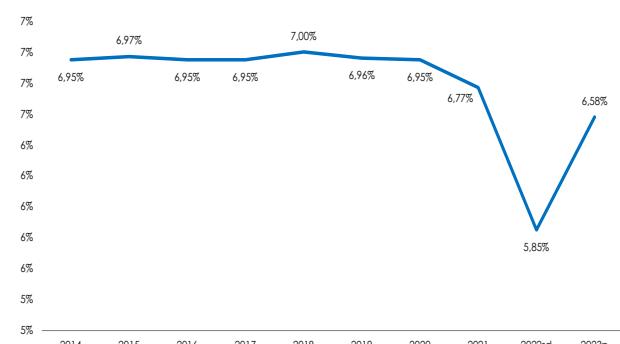
Consommation de biocarburants gazole (ktep)

Emplois de vente des biocarburants gazole (ETP)

Emplois associés aux biocarburants gazole (ETP)



Taux d'incorporation des biocarburants gazole 1G (%)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés aux marchés des biocarburants gazole de première génération (ester méthylique d'acides gras – EMAG, biogazole de synthèse – huile végétale hydrotraitée HVO). Les emplois indirects et agricoles ne sont pas inclus.

En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

**Fabrication
Construction
Vente d'énergie**

Fabricants d'équipements utilisés dans la production des biocarburants gazole
Génie civil, construction des unités de production de biocarburants gazole
Vente d'esters méthyliques d'acides gras et de biogazole de synthèse

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Politique de développement des biocarburants

Le développement de la production française des biocarburants conventionnels répond à plusieurs objectifs : baisse des importations de produits pétroliers, baisse des émissions de gaz à effet de serre (GES), maintien des débouchés aux produits agricoles.

En 2023, le taux d'incorporation des biocarburants dans le gazole est de 8,59 % PCI : 6,58 % PCI pour les biocarburants conventionnels (1G) et 2,01 % PCI pour les biocarburants avancés (2G). Imposée sur des carburants fossiles, la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT ; remplaçante de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants – TIRIB) pénalise le déficit d'incorporation par rapport aux objectifs annuels⁶⁰.

Directives européennes relative aux énergies renouvelables (RED)

En 2018, deux arrêtés sont publiés concernant les critères de durabilité des biocarburants et bioliquides.

Le premier arrêté actualise la liste des biocarburants et bioliquides pouvant être utilisés comme énergie renouvelable dans le secteur des transports, ainsi que les exigences de durabilité applicables. Le second arrêté fixe la liste des biocarburants et bioliquides ouvrant droit à la minoration de la TIRIB et précise les modalités du système de double comptage pour le calcul de la part des EnR incorporée dans le cadre du montant de la TIRIB.

Le texte final sur la RED2 (*Renewable Energy Directive*)⁶¹, publié en 2018, encadre le développement des biocarburants d'ici 2030 :

- Objectif d'énergie renouvelable de 14 % dans les transports en 2030, en confirmant le plafond de 7 % pour les biocarburants de première génération ;
- Contribution des biocarburants avancés dans la consommation finale d'énergie des transports, avec double comptage : 1 % minimum en 2025 et 3,5 % minimum en 2030 ;
- Baisse progressive du plafonnement de l'utilisation des biocarburants conventionnels et des matières premières présentant un risque élevé d'induire des changements indirects dans l'affectation des sols à partir de 2019 jusqu'à atteindre 0 % en 2030.

Aucune différenciation entre la filière bioéthanol et biodiesel n'est introduite dans la RED2, les États membres pouvant conserver des objectifs séparés. Sur le long terme, les incertitudes portent sur la place future du diesel dans le mix des combustibles, la prise en compte des changements d'affectation des sols indirects dans le calcul du taux de réduction des émissions, ainsi que le développement de la filière de biocarburants avancés capable de prendre le relai et d'assurer l'atteinte des objectifs d'incorporation.

2015

- Directive CASI - Changement d'affectation des sols indirects et plafonnement de la part des biocarburants traditionnels afin de restreindre le risque d'accaparement des terres agricoles

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur l'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants : 1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 pour la filière essence

2018

- Arrêté modifiant les critères de durabilité des biocarburants et des bioliquides
- Publication de la RED II concernant les EnR et l'efficacité énergétique du paquet législatif pour une énergie propre
- Loi de Finances 2018 - Taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (TIRIB) remplaçant la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) au 1er janvier 2019

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur l'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants : 1,2 % en 2023 et 3,8 % en 2028 pour la filière essence

2021

- Plan d'investissement " France 2030 "

2022

- Application de la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT ; remplaçant la TIRIB) dès le 1er janvier

2023

- RED III - 3ème directive européenne relative aux énergies renouvelables

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur la consommation de biocarburants dans les transports : 55 TWh en 2030 ; 70 à 90 TWh en 2035

⁶⁰ Loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

⁶¹ Directive UE 2018/2001 du Parlement Européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte) ; Directive abordant la révision de la Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE

Publiée en 2023⁶², la nouvelle directive européenne RED III donne un nouvel encadrement du développement des biocarburants et donne aux États membres la possibilité de choisir entre :

- Un objectif de réduction de 14,5 % de l'intensité d'émission de gaz à effet de serre dans les transports grâce à l'utilisation d'énergies renouvelables d'ici 2030 ;
- Un objectif d'au moins 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale dans le secteur des transports d'ici 2030.

Comme sous-objectif, cette directive fixe à 1 % en 2025 et 5,5 % en 2030 la part cumulée des biocarburants avancés et du biogaz (généralement produits à partir de matières premières non alimentaires) et des carburants renouvelables d'origine non biologique (principalement l'hydrogène renouvelable et les carburants de synthèse à base d'hydrogène) dans l'énergie fournie au secteur des transports. Cet objectif comprend une exigence minimale de 1 % de carburants renouvelables d'origine non biologique dans la part des énergies fournies au secteur des transports en 2030.

Plan d'investissement « France 2030 »

Présenté en 2021, le plan d'investissement France 2030 poursuit la stratégie du Gouvernement en faveur de l'investissement, de l'innovation et de la réindustrialisation. Ce plan est doté de 54 Mds€ sur la période 2022-2027.

Lancée fin 2021, la stratégie nationale « Produits biosourcés et biotechnologies industrielles – Carburants durables » s'inscrit dans le dispositif France 2030. Elle est dotée de 420 M€ dédiés au développement, entre autres, de carburants issus de ressources durables tels les biocarburants (issus de résidus et biomasses agricoles, forestières ou algales), de carburants de synthèse produits à partir d'énergie renouvelable et de ressources alternatives aux hydrocarbures (par exemple CO₂) et du biogaz pour un usage de carburant.

Dans le cadre de cette stratégie, l'ADEME opère trois appels à projets (AAP) :

- Développement d'une filière de production française de carburants aéronautiques durables (CARB AERO) : trois projets lauréats France KerEAUzen (Engie), ReuZe (Engie) et BioTJet (Elyse Energy) ;
- Développement d'une filière de production française de carburants aéronautiques durables – Soutien aux études d'ingénierie d'avant-projet (FEED) : 100 M€ d'investissement pour financer les études d'ingénierie préliminaires et accompagner les projets dans la phase de pré-industrialisation des quatre lauréats France KerEAUzen (Engie), TAKE KAIR (Hynamics EDF), DéZIR (Verso Energy) et BioTJet (Elyse Energy) ;
- Produits biosourcés et biotechnologies industrielles (dernière clôture le 15 janvier 2024).

France - Cinquième producteur mondial de biodiesel

La France est le 5^{ème} producteur mondial de biodiesel (2,8 milliards de litres), derrière l'Indonésie (13,6 milliards de litres), le Brésil (6,8 milliards de litres), les États-Unis (6,1 milliards de litres) et l'Allemagne (4 milliards de litres).

Au niveau européen, la France est le premier pays consommateur de biocarburants gazole destinés au transport (2 353 ktep), devant l'Allemagne (2 211 ktep) et l'Espagne (1 792 ktep).

Sources : Statistica ; EurObserv'ER (2024). État des énergies renouvelables en Europe, 23^{ème} bilan

⁶² Directive (UE) 2023/2413 du Parlement Européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil

Les acteurs de la filière des biocarburants gazole

Fabrication des équipements

En 2022, le secteur de fabrication d'équipements dans l'industrie agro-alimentaire⁶³ réalise un CA de 1,6 Mds€ (-4 % par rapport à l'année précédente), en employant plus de 6 900 salariés.

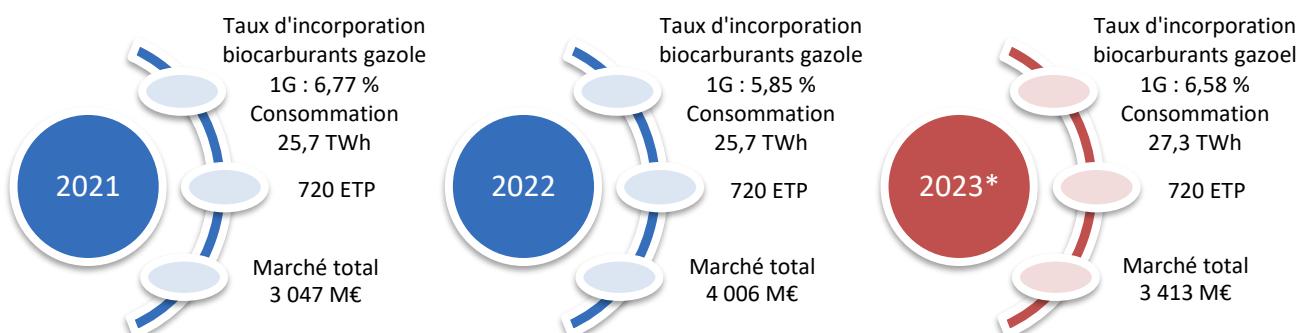
Plusieurs autres secteurs de l'industrie manufacturière fabriquent des équipements de filtration et de distillation entrant dans la construction des unités de production des biocarburants.

Production de biocarburants gazole

La société agro-industrielle de patrimoine oléagineux – SAIPOL (filière du groupe Avril) est l'un des premiers producteurs mondiaux de biodiesel. À l'international (hors France), SAIPOL dispose de six unités d'une capacité d'un million de tonnes à travers Diester Industrie International (DII ; coentreprise avec l'américain Bunge). En France, la capacité totale de production de la société est de 1,23 Mt/an répartie sur cinq unités : Sète-Hérault 1 (200 000 tonnes) ; Le Méritot-Aube (250 000 tonnes) ; Bassens-Gironde et Grande Couronne 2 (250 000 tonnes chacune) ; Sète-Hérault 2 (280 000 tonnes)⁶⁴.

En dehors de SAIPOL, on peut citer d'autres producteurs en France : INEOS (3^{ème} chimiste mondial ; capacité de 230 000 tonnes/an), Nord Ester (groupe Daudruy Van Cauwenbergue ; capacité de 100 000 tonnes/an), Centre Ouest Céréales (coopérative agricole ; capacité de 100 000 tonnes/an), et Estener (JV entre SARIA Industries et le groupement des Mousquetaires ; capacité de 75 000 tonnes/an dédiée aux biodiesels issus de déchets ou de résidus).

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Après une année d'arrêt, reprise des investissements en 2021 avec la reconversion du site de Grandpuits

En 2021, le groupe Total lance la reconversion de son site de Grandpuits (Seine-et-Marne). Face à des problèmes d'alimentation en pétrole brut, ce site se reconvertis en unité de production de biocarburants et de plastiques biosourcés. D'une capacité de production totale de 400 000 tonnes par an, 285 000 tonnes sont dédiées aux biocarburants aériens, 50 000 tonnes aux carburants routiers et 70 000 tonnes au bionaphtha. Cette reconversion est accompagnée par la fin du raffinage du pétrole brut début 2021, l'arrêt du stockage des produits pétroliers fin 2023, et le commencement des nouvelles activités mi 2025.

Développé de 2010 à 2021⁶⁵, le procédé BioTfuel vise à convertir – par voie thermochimique – de la biomasse lignocellulosique (paille, résidus agricoles et forestiers, cultures dédiées ; sans concurrence avec les usages alimentaires) en biocarburants (torréfaction, gazéification, traitement du syngas et synthèse Fischer-Tropsch). Ce projet vise à développer une chaîne complète de procédés afin de produire du biogazole et du biokérosène avancé. Le coût global est de 178,1 M€, dont 33,2 M€ financés par le Fonds Démonstrateur de l'ADEME et la région Picardie. La plateforme de démonstration est construite en 2018. En 2023, le consortium annonce l'implantation de l'usine BioTjet sur le bassin de Lacq (Nouvelle-Aquitaine), unité clé du développement de la filière française de production de carburants d'aviation durables et première unité industrielle basé sur le procédé BioTfuel. BioTjet combine ainsi la technologie BioTfuel de conversion de la biomasse et l'injection d'hydrogène externe pour améliorer son rendement de conversion, doublant ainsi la quantité de kérosène obtenu pour une même quantité de biomasse consommée. Dès 2028, cette usine devrait fournir 75 000 tonnes de carburants d'aviation durables et 35 000 tonnes de bionaphtha à destination du transport routier et de la chimie verte.

⁶³ ESANE, NAF 28.93Z Fabrication de machines pour l'industrie agro-alimentaire

⁶⁴ Fermeture des usines de Coudekerque-Capelle-la-Grande en 2013 (250 000 tonnes, mise en service en 2008) et de Montoir-de-Bretagne en 2019 (250 000 tonnes, mise en service en 2007)

⁶⁵ Développé par un consortium réunissant IFP Energies nouvelles, Avril, Axens, le CEA, TotalEnergies et ThyssenKrupp Uhde au sein de la société Bionext

Augmentation de la consommation de biodiesel en 2023

La consommation de gazole diminue de 5 % entre 2022 (31,3 ktonnes) et 2023 (29,6 ktonnes).

Parallèlement, le taux d'incorporation du biodiesel conventionnel (1G) augmente, passant de 5,85 % en 2022 à 6,58 % en 2023. Ce taux s'aligne progressivement vers l'objectif de 7 % fixé par la France.

Après la crise sanitaire, la consommation de biodiesel se stabilise à 25,7 TWh (~ 2 210 ktep) en 2022. L'année suivante, elle augmente de 6 % et s'élève à 27,3 TWh (~ 2 348 ktep).

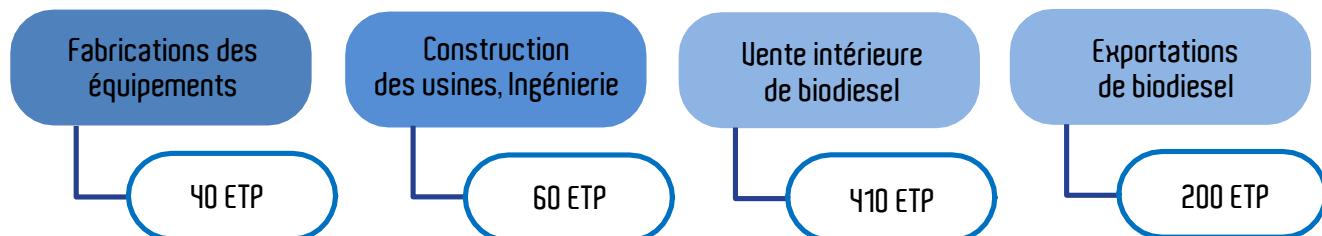
Stabilité de la production de biodiesel en 2023

Le biodiesel se négocie aux alentours de 940 €/tonne en 2021. Le prix augmente fortement en 2022 à plus de 1 270 €/tonne (+35 %), plus haut niveau enregistré depuis 2014. Il diminue à 1 130 €/tonne l'année suivante (-12 %).

La quantité de biodiesel produit diminue de 11,8 TWh (~ 1 019 ktep) en 2021 à 11,7 TWh (~ 1 008 ktep) en 2022. La situation se stabilise en 2023 avec une production de 11,7 TWh (~ 1 005 ktep).

Couplée à l'évolution des prix moyens, la valeur du biodiesel produit en France (y compris pour les exports) augmente fortement de 34 % entre 2021 (1 077 M€) et 2022 (1 443 M€), avant de diminuer de 12 % en 2023 (1 272 M€).

720 emplois directs dans la filière du biodiesel en 2023



En ne se limitant qu'aux seuls emplois industriels liés à la transformation des intrants agricoles (emplois dans les unités de production du biodiesel), la filière représente 720 ETP en 2023, niveau identique à celui de l'année précédente. La reconversion du site de Grandpuits (groupe Total) nécessite une centaine d'ETP en 2023.

Estimation des emplois agricoles et indirects

Les emplois agricoles pour la production des matières premières utilisées dans la production de biodiesel (essentiellement colza pour les matières premières d'origine française) ne sont pas considérés comme des emplois directs dans cette étude.

Selon l'étude réalisée par PricewaterhouseCoopers (PwC) en 2013 sur le poids économique de la filière des biocarburants, le ratio d'emplois agricoles est de 4,14 ETP pour 1 000 tonnes de biodiesel. Ce ratio est obtenu en faisant l'hypothèse que 78 % des matières premières agricoles sont d'origine française. Or, selon les données de la DGEC, à peine 50 % des matières premières seraient d'origine française. Aussi, le ratio d'emplois indirects (liés à l'agrofourniture) est de 0,29 ETP/ktonnes de biodiesel. L'estimation de l'ensemble des emplois (directs et industriels, agricoles et indirects) est présentée ci-dessous :

Emplois ETP	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Industriels et directs *	1 170	1 190	1 080	1 130	1 120	760	860	620	610	620
Agricoles et indirects	9 960	10 110	9 110	9 470	9 330	6 270	7 120	5 070	5 010	5 000
Total	11 120	11 300	10 180	10 600	10 450	7 020	7 990	5 680	5 630	5 620

(*) Somme des emplois liés à l'exploitation et la vente intérieure de biocarburants gazole et des emplois liés à l'exportation de biodiesel (voir tableau page 94)

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la consommation de biocarburants de première génération dans les transports à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

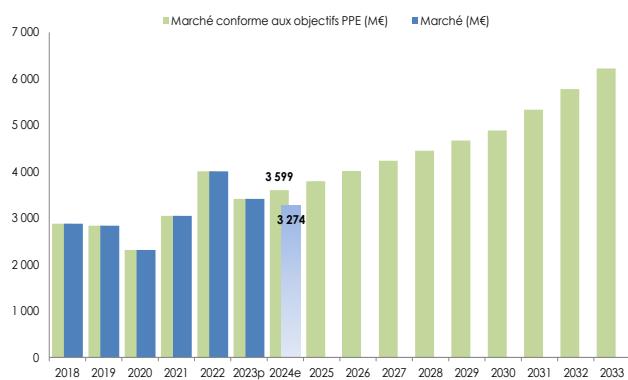
Biocarburants 1G dans les transports

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Consommation de biocarburants	38 TWh	55 TWh	70 à 90 TWh
Dont consommation de biocarburants gazole	27 TWh	40 TWh	51 à 65 TWh

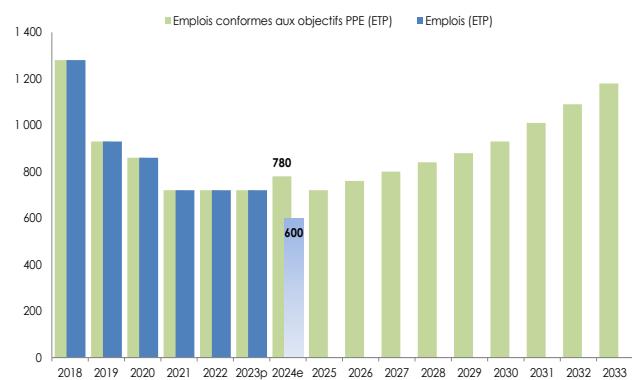
Sources : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation ; SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables, Consommation de biocarburants dans les transports

Ces objectifs représentent ainsi une consommation de biocarburants de 55 TWh en 2030 et de 80 TWh en moyenne en 2035. Il n'y a pas de décomposition de ces objectifs globaux entre biocarburants essence et biocarburants gazole. On fait l'hypothèse de garder, pour les années 2030 et 2035, la même part de biocarburants gazole dans la consommation totale de biocarburants dans les transports qu'en 2023 (à savoir 72,2 % ; SDES). Ainsi, la consommation de biocarburants gazole s'élèverait à 39,7 TWh en 2030 et 57,8 TWh en moyenne en 2035.

Marchés liés aux biocarburants gazole (M€)



Emplois associés aux biocarburants gazole (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

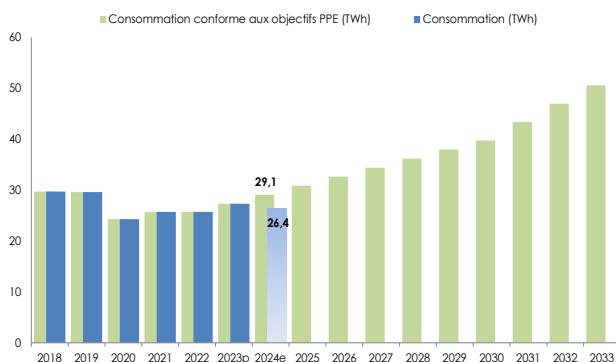
En se basant sur ces objectifs, le marché total est estimé à 3 599 M€ en 2024. La production française de biocarburants de la filière gazole (y compris pour l'exportation) s'élèverait à 1 397 M€ (+10 % sur l'année). En 2019, la bioraffinerie de La Mède (près de Marseille ; groupe Total) d'une capacité de production de 500 000 tonnes par an de HVO (y compris de type biogazole) est mise en service. Dès-lors, on constate que les importations de HVO diminuent fortement dès 2022. La reconversion de la raffinerie Grandpuits (Total) en site de production de biocarburants (avec une mise en service mi 2025) renforce cette tendance. Finalement, les importations de biocarburants de la filière gazole (EMAG uniquement) passerait de 2 118 M€ en 2023 à 2 179 M€ en 2024.

Les emplois atteindraient 780 ETP en 2024 : 480 ETP liés à la vente des biocarburants de la filière gazole sur le marché intérieur, 200 ETP liés aux exportations de biodiesel et 100 ETP liés aux investissements.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est en-dessous de la trajectoire PPE : 3 274 M€ et 600 ETP pour la tendance en 2024, contre 3 599 M€ (+10 %) et 780 ETP (+30 %) pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre la consommation de biocarburants gazole retenue selon chaque cas de figure. Selon les données de la base Dido (SDES), les ventes de biocarburants gazole diminuerait de 3 % en un an et s'élèveraient à 26,4 TWh en 2024. Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait augmenter la consommation de biocarburants gazole à 29,1 TWh cette même année (+10 %).

Consommation de biocarburants gazole (TWh)



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020⁶⁶). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la filière gazole, l'incorporation des biocarburants conventionnels (1G) ne devait pas dépasser 7 % de l'énergie contenue dans les carburants aux horizons 2023 et 2028, ce qui se traduisait en termes de consommation de biocarburants gazole en : 29,7 TWh en 2018 (année de référence) ; 29,2 TWh en 2023 (objectif intermédiaire) ; 26,8 TWh en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec une consommation réelle à 27,3 TWh en 2023, la trajectoire actuelle de consommation des biocarburants gazole ne permet pas d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

⁶⁶ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés aux biocarburants de la filière gazole

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	0	5	0	15	15	15	0	9	9	9
Construction des usines, Ingénierie	0	8	0	23	23	23	0	14	14	14
Total des investissements	0	13	0	38	38	38	0	23	23	23
Exploitation-Maintenance, Vente d'énergie	2 258	2 080	2 265	2 452	2 337	2 267	1 832	2 337	3 165	2 970
Biodiesel produit en France	1 708	1 542	1 398	1 366	1 215	594	773	391	625	852
Biodiesel importé	549	538	867	1 086	1 123	1 674	1 058	1 946	2 539	2 118
Marché intérieur *	2 258	2 093	2 265	2 491	2 376	2 306	1 832	2 360	3 187	2 993
Exportations										
Biodiesel	71	108	172	304	501	529	482	686	818	420
Marché total **	2 328	2 201	2 437	2 795	2 877	2 834	2 314	3 047	4 006	3 413
Production **	1 779	1 663	1 570	1 708	1 754	1 160	1 255	1 100	1 466	1 294

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Exploitation-maintenance et ventes intérieures d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimation IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés aux biocarburants de la filière gazole

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	0	20	0	70	60	70	0	40	40	40
Construction des usines, Ingénierie	0	30	0	100	100	100	0	60	60	60
Total	0	60	0	170	160	170	0	110	100	110
Liés à la vente d'énergie et la maintenance	1 120	1 110	960	920	790	400	530	220	270	410
Liés au marché intérieur	1 120	1 170	960	1 090	950	570	530	330	370	520
Liés aux exportations de biodiesel	50	80	120	210	330	360	330	390	350	200
Total des emplois	1 170	1 250	1 080	1 300	1 280	930	860	720	720	720

Estimation IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Capacités mises en service ; Production, consommation et balance commerciale des biocarburants de la filière gazole

TWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Capacité totale en fin d'année (kt)	2 435	2 715	2 715	2 715	2 715	3 215	3 215	3 215	3 215	3 215
Production	23,3	23,6	21,3	22,1	21,8	14,7	16,7	11,8	11,7	11,7
Consommation intérieure	29,5	29,8	30,7	32,5	29,7	29,6	24,3	25,7	25,7	27,3
Importations	7,1	7,6	11,5	13,8	14,1	21,5	13,2	19,4	18,7	19,1
Exportations	0,8	1,4	2,1	3,4	6,2	6,5	5,6	5,5	4,7	3,5

Sources : SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables, Consommation de biocarburants dans les transports ; Eurostat ; Bilans des TIRUERT

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Mise en service (tonnage)		ADEME ; Sites officiels ; Communiqués de presse	***
Investissements annuels (M€)	Tonnage x Prix unitaire de 229,1 €/tonnes	Sites officiels ; Communiqués de presse	**
Décomposition des investissements (M€)			
Fabrication des équipements (M€)	40 % des investissements	Hypothèse IN NUMERI	**
Ingénierie (M€)	10 % des investissements	Hypothèse IN NUMERI	**
Construction des usines (M€)	50 % des investissements	Hypothèse IN NUMERI	**
Quantité de biodiesel			
Consommation (TWh)		SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR	**
Exportations, importations (tonnes)		Eurostat, Produit 38.26.00.10 Bilans TIRUERT pour HVO	***
Production (TWh)	Consommation + Exportations - Importations	Hypothèse IN NUMERI	**
Biodiesel (M€)			
Exportations (M€)		Eurostat, Produit 38.26.00.10	***
Production, consommation (M€)	Quantité ktep x Prix unitaire €/t estimé selon évolution moyenne de plusieurs prix	Prix Eurostat : Produit 38.26.00.10 Prix CE : Règlement n°157/2013 Prix OCDE : Agricultural Outlook 2015-24 Prix REM Rotterdam : CME Group	**
Importations (M€)	Consommation + Exportations - Importations		**
Emplois (ETP)			
Fabrication des équipements (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Emploi]	ESANE, NAF 28.9 / 28.93Z	**
Ingénierie (ETP)	Ingénierie M€ x ratio [Production/Emploi]	ESANE, NAF 71.1 / 71.12B	**
Construction des usines (ETP)	Construction M€ x ratio [Production/Emploi]	ESANE, NAF 33.2	**
Production de biocarburants gazole (ETP)	Production ktonnes x ratio [ETP/ktonnes]	PwC (2013), Étude sur le poids économique de la filière des biocarburants CE, Règlement UE 490/2013 Industries agro-alimentaires (IAA)	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Périmètre

La fiche couvre les activités directement liées à la production de biocarburants de substitution au gazole. Il s'agit d'une part de la construction des unités de production de biodiesel et, d'autre part, de la production et de la consommation de biodiesel (biogazole de synthèse compris) en France. Dans les deux cas, on s'efforce de calculer les emplois liés aux activités concernées.

S'agissant de la production du biodiesel, seuls les emplois directs des unités de transformation des produits agricoles en biodiesel sont retenus. Les emplois indirects, y compris les emplois agricoles, sont toutefois estimés afin de permettre des comparaisons avec d'autres évaluations existantes. Leur calcul rigoureux demanderait une décomposition des matières premières selon leur origine.

Investissements intérieurs

La valeur des investissements est estimée à partir d'un inventaire des unités de production (capacité, budget et date de mise en service). Pour les années dont on ne possède pas d'information sur le budget d'investissement, on retient un coût unitaire de 229,1 € par tonne de capacité.

On répartit les capacités de production sur les deux années précédant la mise en service. Par la suite, ces investissements sont répartis de façon arbitraire entre fabrication des équipements, ingénierie et construction des usines.

Marché des biocarburants gazole (EMAG et HVO)

Les données sur la consommation de biodiesel de 2014 à 2023 sont issues du tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables du SDES.

Les données sur les échanges extérieurs de biodiesel (valeur et volume) proviennent d'Eurostat (produit 38.26.00.10).

Pour les importations de biogazole de synthèse (HVO intégralement importées de 2014 à 2023), faute d'informations précises, on se base sur les bilans TIRUERT et on calcule la part du biogazole de synthèse dans les biocarburants gazole consommés en France (en quantité EnR en MJ). On suppose que cette part dans la consommation totale de biocarburants gazole (données SDES) correspond aux importations de HVO.

On calcule la production de biodiesel en volume par solde : production + exportation = consommation + importation.

Par la suite, en l'absence de prix producteur disponible, la production et la consommation sont valorisées par un prix conventionnel estimé à partir de diverses sources.

Estimations des emplois

Pour l'estimation des emplois d'investissement, on utilise des ratios [Production/Emploi] des activités correspondantes issus d'ESANE entre 2014 et 2022. On garde les mêmes ratios 2022 pour l'année 2023.

Pour calculer les emplois industriels et directs associés à la production du biodiesel, on utilise les ratios [Emploi/Tonne] issus de l'étude réalisée par PricewaterhouseCoopers en 2013 concernant le poids économique de la filière des biocarburants. Cette étude distingue les emplois directs (dans les unités de transformation) et les emplois agricoles et indirects. Pour les années manquantes, on fait évoluer ces ratios par des ratios de productivité (CE, Règlement d'exécution provisoire du conseil UE 490/2013) et des ratios de productivité des industries agro-alimentaires (IAA).

8. Bois-énergie (Secteurs collectif, industriel et tertiaire)

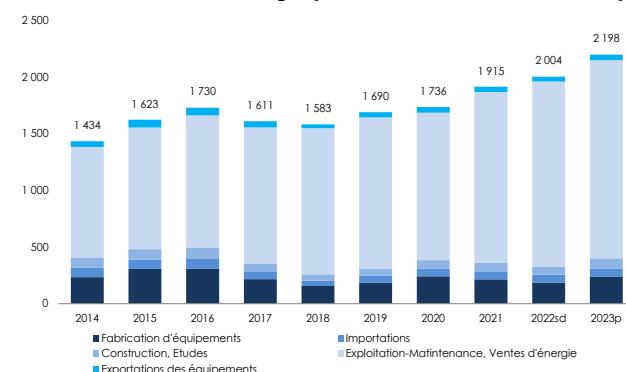
Points clés

Bois-énergie – Première source d'énergie renouvelable pour la production de chaleur en France

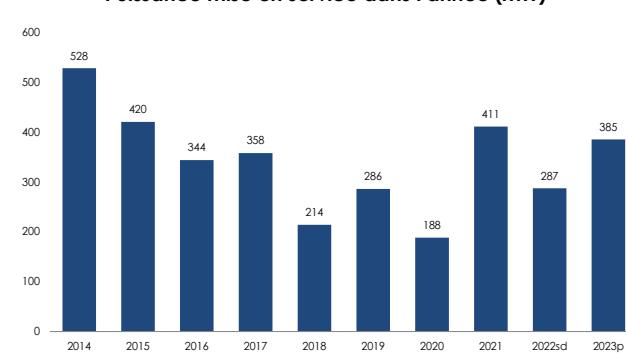
Malgré les enjeux de ressources et de puits de carbone liés au bois, le fort potentiel de développement de la filière bois-énergie fait de cette dernière un enjeu majeur dans l'atteinte de l'objectif de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2035 (PPE 3 ; projet soumis à la consultation en mars 2025) : 30 % d'énergies renouvelables thermiques (hors électricité) dans le mix de consommation finale d'énergie en 2030.

Le Fonds Chaleur de l'ADEME et les appels d'offre de la commission de régulation de l'énergie (CRE) sont les principaux outils pour le développement de cette filière dans les secteurs collectif, tertiaire et industriel.

Marchés liés au bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel ; M€)



Puissance mise en service dans l'année (MW)



Tendances observées 2021-2023

Puissance mise en service dans l'année (MW)



Investissements intérieurs (M€)



Emplois liés aux investissements intérieurs (ETP)



Vente d'énergie et maintenance (M€)

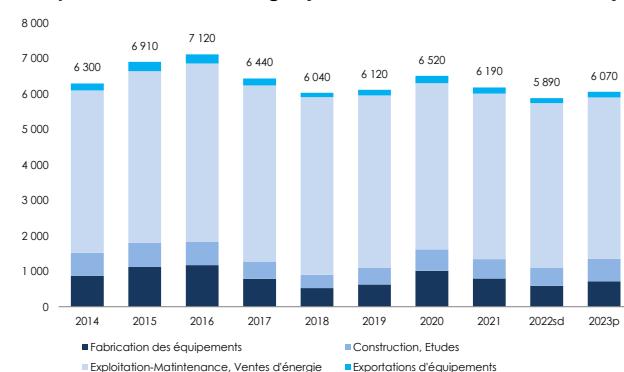


Emplois liés à la vente d'énergie (ETP)

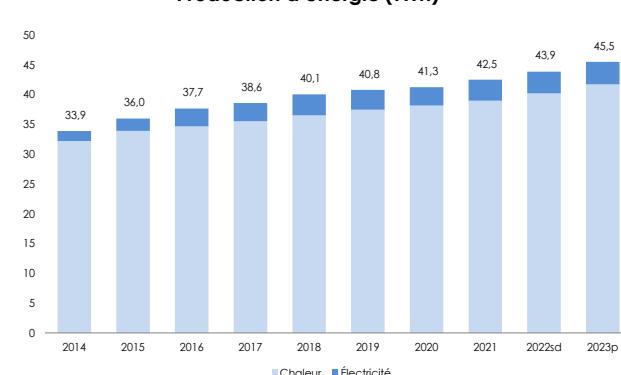


En 2023, le marché total dans les secteurs collectif, tertiaire et industriel s'élève à 2,2 Mds€, en hausse de 15 % par rapport à 2021. La filière emploie 6 070 ETP en 2023, dont 75 % sont liés à l'exploitation-maintenance des unités et à la production de bois marchand.

Emplois liés au bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel ; ETP)



Production d'énergie (TWh)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les marchés et emplois estimés sont ceux liés au développement des centrales biomasses, à la maintenance des unités de production, à la valorisation de l'énergie produite et vendue (chaleur et électricité), ainsi qu'à la production et la vente de bois marchand utilisé pour la production d'énergie autoconsommée (chaleur et électricité). L'étude n'inclut pas les emplois indirects (fournisseurs des fabricants, exploitation forestière). En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Équipements
Construction, Études
Maintenance
Exploitation, Vente d'énergie

Fabrication de chaudières et d'équipements divers
Génie civil, pose d'équipements, études préalables
Visites d'entretien et de réparation
Vente d'électricité et de chaleur, production et vente de bois marchand pour la production d'énergie autoconsommée



Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Filière dynamisée par le Fonds Chaleur et les appels d'offre de la CRE

Dès 2009, le Fonds Chaleur de l'ADEME (FC) permet une forte accélération des mises en service d'installations de production de chaleur issue de biomasse. Chaque année, la mobilisation du Fonds Chaleur Renouvelable prend la forme d'appels à projets (A&P) nationaux pour des installations industrielles d'au moins 4 GWh/an (biomasse chaleur pour l'industrie du bois – BCIB) et des installations industrielles de plus de 12 GWh/an (biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire – BCIAT), ainsi que d'aides au gré à gré attribuées par les directions régionales de l'ADEME pour les installations industrielles inférieures à 12 GWh/an et toutes autres installations du secteur collectif-tertiaire incluant, le cas échéant, une aide aux réseaux de chaleur.

De 2009 à 2023, le FC soutient plus de 1 480 chaufferies biomasse (BCIAT-BCIB compris, hors approvisionnement de bois, hors unités soutenues via des fonds délégués). La chaleur potentielle produite par ces installations s'élève à 24,6 TWh. Sur la seule année 2023, 76 nouvelles installations sont soutenues par le FC (dont 7 en BCIAT-BCIB), pour une production totale de chaleur de 941 GWh sur l'année.

À ces projets, s'ajoutent les installations soutenues dans le cadre des contrats chaleur renouvelable patrimoniaux (CCRp ; instruits et financés directement par l'ADEME) et territoriaux (CCRT ; soutenus via des fonds délégués). Depuis leur généralisation en 2020, ces fonds soutiennent plus de 1 100 chaufferies biomasse, avec 3 unités pour 16 GWh soutenues via les CCRp et 660 unités pour 291 GWh soutenues via les CCRT sur la seule année 2023.

Parmi les 83 projets retenus dans le cadre des quatre appels d'offre de la CRE sur la production d'électricité en cogénération (lancés de 2003 à 2010), 38 unités sont actuellement en exploitation, avec un parc de 604,6 MW. Selon les résultats des 3 premières phases du 5^{ème} appel d'offre (lancé en 2016), 45 projets d'une puissance totale de 198 MW sont retenus. Actuellement, 15 de ces projets, d'une puissance totale de 144,1 MW, sont en exploitation.

Des outils pour structurer la filière et mobiliser plus de bois

Afin d'approvisionner les chaufferies soutenues par le Fonds Chaleur et les centrales de cogénération issues des appels d'offres de la CRE, les pouvoirs publics mettent en place des outils de soutien à la production de biomasse :

- Lancé en 2015 dans le cadre de l'élargissement du Fonds Chaleur aux actions de mobilisation de bois, l'appel à manifestation d'intérêt « DYNAMIC Bois » accompagne des solutions innovantes pour mobiliser davantage de bois-énergie. Au total, 43 projets sont sélectionnés lors des deux éditions de 2015 et 2016, pour un investissement total de 148 M€, dont 55 M€ d'aides publiques. Ces projets permettent la récolte de 3 à 4 millions de tonnes additionnelles de bois-énergie en 4 ans destinées aux chaufferies biomasse.
- En 2019, l'État lance un appel à manifestation d'intérêt (AMI) afin de soutenir des projets collectifs, territoriaux et à caractère ambitieux (structurant ou innovant). Cet AMI s'appuie sur une enveloppe de 1,5 M€ issus du fonds stratégique de la forêt et du bois (FSFB). Sur une durée d'un an, chaque projet peut prétendre à une subvention comprise entre 25 000 et 75 000 euros. Au terme des sélections régionales et nationales, 25 projets (sur 32 candidatures) sont retenus. Ces projets sont présents dans 9 régions métropolitaines et 4 départements d'outre-mer.

2014

- Création du fonds stratégique de la forêt et du bois (FSFB) afin de structurer et d'accompagner la filière pour mobiliser davantage de bois

2015

- Appel à manifestation d'intérêt " DYNAMIC Bois " de l'ADEME

2016

- Abrogation du tarif d'achat de référence
- Intégration au budget de l'État du financement du soutien aux EnR par l'intermédiaire du Compte d'Affectation Spéciale " Transition Énergétique "

2019

- Appel à manifestation d'intérêt " Forêt-Bois " en vue d'accompagner des projets territoriaux au service du développement de la filière

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur la production de chaleur à partir de biomasses solide : 65 TWh en 2023 ; entre 77 TWh (scénario A) et 89 TWh (scénario B) en 2028
- Enveloppe de 1,2 Mds€ pour la décarbonation de l'industrie dans le cadre du Plan France Relance

2021

- Plan d'investissement " France 2030 "

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur la consommation nette de biomasse solide : 61 TWh en 2030 ; 61 à 78 TWh en 2035

Cogénération – Fin du soutien public

Jusqu'en 2016, le développement des centrales de cogénération biomasse était soutenu via un système d'appels d'offres (AO) organisé par la CRE, avec un tarif d'achat préférentiel pour l'électricité produite, et par un système de tarif d'obligation d'achat appliquée à guichet ouvert aux projets ne répondant pas aux cahiers des charges des AO. Ce dispositif est abrogé en 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, utilisé par le cinquième AO de la CRE (de 2016 à 2018) : première vague visant à remplacer les unités en cogénération gaz de plus de 12 MW par des unités en cogénération biomasse à haut rendement ; deuxième vague groupant les filières bois-énergie et méthanisation et soutenant les installations de cogénération à haut rendement de 0,3 à 25 MW ; troisième vague excluant les projets consistant en une augmentation de puissance, ainsi que les installations ayant bénéficié d'une aide de l'ADEME au cours des cinq dernières années.

Devant la progression de la filière et conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, aucun autre appel d'offres n'est organisé depuis 2018.

Plan France Relance – Des projets entrepris en faveur de la biomasse

Une des thématiques abordées dans le cadre du Plan France Relance⁶⁷ concerne la décarbonation de l'industrie. Ce dispositif comporte deux volets, dont un soutien à la chaleur bas-carbone des entreprises industrielles. Ce soutien porte à la fois sur l'investissement et le fonctionnement des installations pour compenser l'écart total de coûts entre la chaleur produite à partir de biomasse et leur solution fossile alternative sur une période pluriannuelle.

Le coût total de ce dispositif s'élève à 200 M€ en 2020 et à 1 Mds€ en 2021 et 2022.

Plan d'investissement « France 2030 »

Présenté en 2021, le plan d'investissement France 2030 poursuit la stratégie du gouvernement en faveur de l'investissement, de l'innovation et de la réindustrialisation. Ce plan est doté de 54 Mds€ sur la période 2022-2027.

Dans le cadre de ce plan, l'État s'engage à soutenir la filière forêt-bois grâce à une enveloppe de 500 M€. Pour y parvenir, l'ADEME opère trois dispositifs pour le compte de l'État : appel à manifestation d'intérêt Exploitation forestière et sylviculture performantes et résilientes (AMI ESPR ; clôturé en septembre 2023) ; appel à projets Biomasse chaleur pour l'industrie du bois (AAPP BCIB ; clôturé en septembre 2023) ; appel à projets Industrialisation de produits et systèmes constructifs bois et autres biosourcés (AAPP SCB ; clôturé en mai 2023).

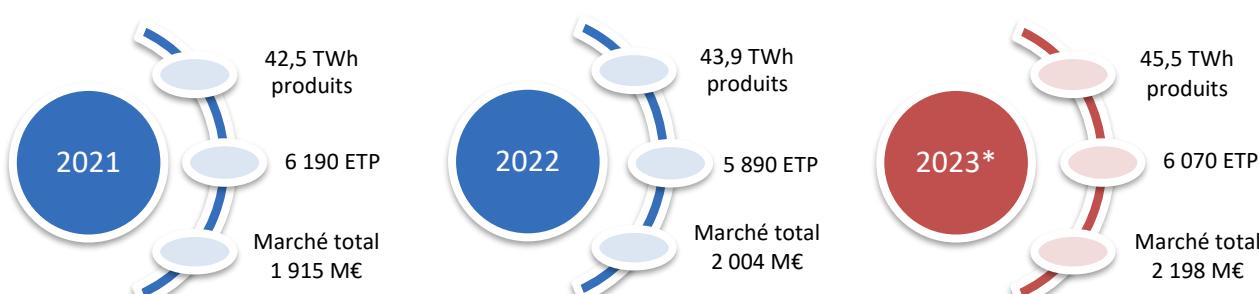
Les acteurs de la filière du bois-énergie (secteurs collectif, tertiaire et industriel)

Trois principaux acteurs pour la construction de chaudières biomasse

Sur le marché national, les entreprises françaises occupent une place significative dans la fabrication des chaudières biomasse de moyenne et grande puissance. Aujourd'hui, deux sociétés jouent un rôle prépondérant : Compte R, et Leroux et Lotz Technologies.

- Compte R – Spécialiste de la chaudière biomasse industrielle (des gammes de puissance de 250 kW à 12 MW) ; 4 sites de production ; CA de 36,2 M€ pour 130 salariés en 2023.
- Leroux et Lotz Technologies – Fabricant de chaudières de 5 à 100 MW et de chaudières de petites puissances ; CA de 59,6 M€ pour plus de 80 salariés en 2023.

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

⁶⁷ Plan visant à lutter contre la crise économique et sanitaire liée à la Covid-19. Projet de loi de Finances pour 2021

Hausse des investissements en 2023

De nombreux projets connaissent des difficultés de mises en service, de financement (quand le prix de vente proposé pour gagner l'appel d'offres est insuffisant), d'approvisionnement (quand celui-ci est lié à une entreprise qui fait défaut), voire d'acceptabilité sociale pour les chaufferies les plus importantes (du fait des polluants liés). Cependant, grâce aux soutiens du Fonds Chaleur et des appels d'offres de la CRE, les montants investis (exportations comprises) se situent à un niveau très supérieur aux investissements mesurés sur la période antérieure (247 M€ en moyenne de 2006 à 2009, contre 466 M€ en moyenne de 2010 à 2023). Notons que la conversion d'une partie de la centrale à charbon Gardanne en biomasse (150 MW) compte pour une part importante des travaux sur la période 2015-2017.

Sur la base d'un bilan des mises en services effectives des programmes cités (CRE ; Fonds Chaleur, dont BCIAT-BCIB⁶⁸), les investissements inférieurs diminuent de 9 % entre 2021 (361 M€) et 2022 (327 M€), avant d'augmenter de 23 % en 2023 (401 M€).

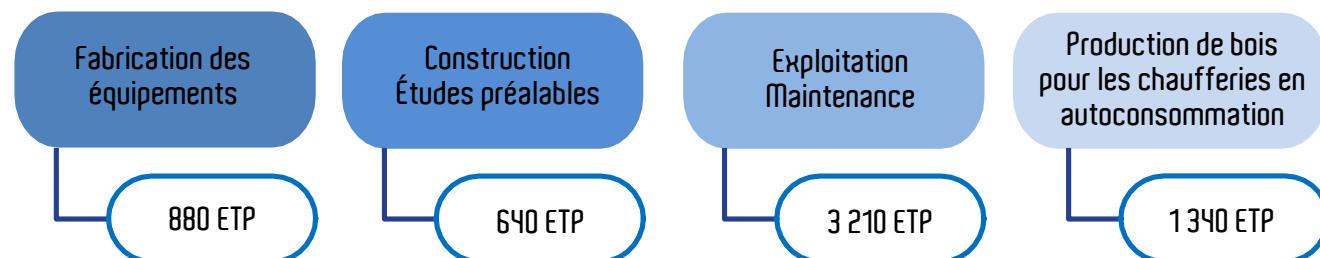
La valeur des équipements destinés à l'export également baisse de 9 % entre 2021 (47 M€) et 2022 (43 M€), avant d'augmenter de 15 % en 2023 (49 M€).

La vente intérieure d'énergie produite par les chaufferies biomasse sous forme de chaleur ou d'électricité (exploitation et maintenance comprises) s'élève à 1 245 M€ en 2021 (pour 42,5 TWh), 1 325 M€ en 2022 (pour 43,9 TWh) et 1 450 M€ en 2023 (pour 45,5 TWh). À noter que, dans le cadre de cette étude, le bois et les combustibles dérivés utilisés dans la production de chaleur et d'électricité vendue sont considérés comme une consommation intermédiaire. Leur valeur est donc indirectement incluse dans la valeur de l'exploitation-maintenance de ces chaufferies biomasses.

Quant à la production et la vente de bois et de combustibles dérivés marchands utilisés pour la production d'énergie autoconsommée (chaleur et électricité), elle s'élève à 169 M€ en 2021, 212 M€ en 2022 et 208 M€ en 2023.

On ajoute également les services d'entretien et de maintenance des unités qui autoconsomment l'énergie qu'elles produisent : 93 M€ en 2021, 96 M€ en 2022 et 89 M€ en 2023.

Exploitation-maintenance et production de bois pour l'énergie autoconsommée – Première source d'emploi direct



Les emplois d'investissement (fabrication d'équipements destinés à l'export comprise) s'élèvent à 1 520 ETP en 2023, en hausse de 23 % par rapport à l'année précédente (1 240 ETP). En 2023, la fabrication des équipements nécessite 880 ETP (dont 160 ETP destinés à l'exportation). Les secteurs de la construction et des études préalables emploient 640 ETP.

Les emplois de la filière sont principalement ceux liés à l'exploitation-maintenance des installations et à la production de la part marchande de combustibles (plaquettes forestières) utilisée dans la production d'énergie autoconsommée (chaleur et électricité). Ces emplois diminuent légèrement de 2 % entre 2022 (4 650 ETP) et 2023 (4 550 ETP).

Emplois liés à la production de bois marchand

Cette étude se limite aux emplois liés aux activités directes. Pour le bois (et les combustibles dérivés), les seuls emplois pris en compte dans nos estimations sont ceux liés à la production de bois marchand utilisé dans la production d'énergie autoconsommée (chaleur, électricité). Les emplois liés à la production de bois et de combustibles dérivés utilisés dans la production de chaleur et d'électricité vendue (consommation intermédiaire) correspondent à des emplois indirects et ne sont ainsi pas intégrés dans nos estimations (voir tableau page 106).

⁶⁸ D'autres projets peuvent être réalisés en dehors des programmes cités. Il n'existe cependant aucune donnée globale sur les réalisations annuelles.

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la consommation nette de biomasse solide à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

À l'instar de la précédente PPE 2019-2028 (PPE 2), il n'y a pas de décomposition de ces objectifs globaux par secteur. Pour cela, on se base sur les scénarios ADEME Transition(s) 2050 (S2 Coopérations territoriales et S3 Technologies vertes) pour distinguer la part de biomasse solide consommée par les ménages de celle consommée dans d'autres secteurs (collectif, tertiaire, industriel). On garde cette même répartition en 2030 et 2035.

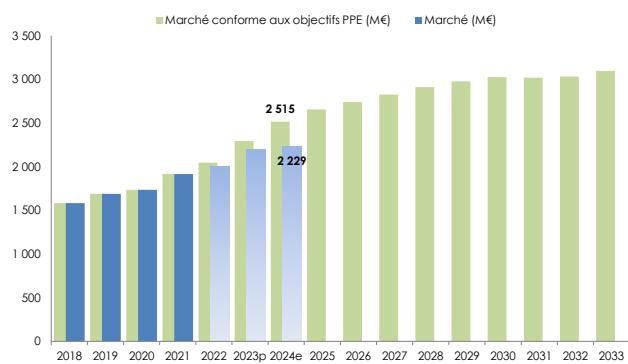
Consommation nette de biomasse solide (TWh)

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Consommation totale	111,1 TWh	120 TWh	120 à 153 TWh
Dont consommation des ménages	69,3 TWh	59 TWh	59 à 75 TWh

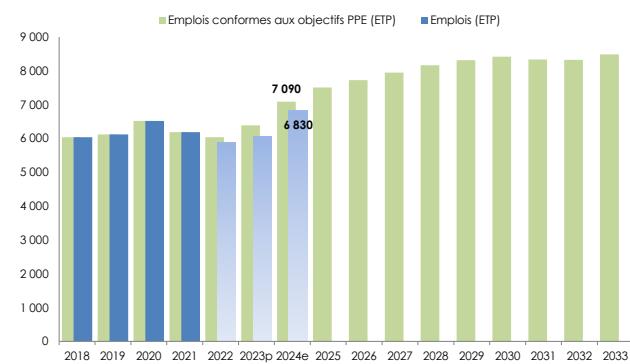
Sources : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation ; ADEME (2021), Transition(s) 2050 – Choisir maintenant – Agir pour le climat, Scénarios Coopérations territoriales (S2) et Technologies vertes (S3)

L'objectif de consommation des chaudières biomasses (hors ménager) représente ainsi 61 TWh en 2030 et 69,4 TWh en moyenne en 2035.

Marchés liés au bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel ; M€)



Emplois liés au bois-énergie (collectif-tertiaire-industriel ; ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

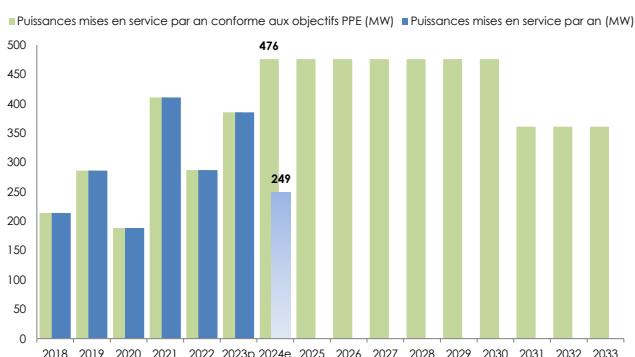
(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur ces objectifs, à savoir une production d'énergie supplémentaire de 2,2 TWh chaque année de 2024-2030 et de 1,7 TWh de 2031-2035, le marché total lié au bois-énergie dans les secteurs collectif, tertiaire et industriel est estimé à 2 515 M€ en 2024. Les investissements représentent 683 M€, la vente d'énergie (bois marchand compris) 1 739 M€ et l'entretien des installations 94 M€. Les emplois atteindraient 7 090 ETP en 2024 : 2 320 ETP liés aux investissements, 1 410 ETP à la production du bois marchand (utilisé pour la production d'énergie autoconsommée) et 3 360 ETP à l'exploitation-maintenance des chaudières biomasses.

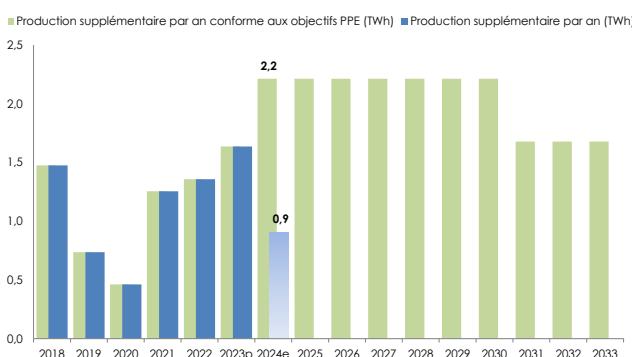
Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est en-dessous de la trajectoire PPE : 2 229 M€ et 6 830 ETP pour la tendance en 2024, contre 2 515 M€ (-11 %) et 7 090 ETP (-4 %) pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre la capacité de production des nouvelles mises en service selon chaque cas de figure. Selon les projets de la CRE et ceux soutenus par le Fonds Chaleur 2024 (BCIAT-BCIB compris), la production d'énergie supplémentaire des nouvelles installations représenterait près de 1 TWh en 2024. Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait produire 2,2 TWh supplémentaires cette même année (plus du double).

Nouvelles puissances mises en service par an (MW)



Production d'énergie supplémentaire par an (TWh)



Source : Estimations IN NUMERI

- Chaque année, le baromètre des énergies renouvelables électriques en France d'Observ'ER recense les projets retenus dans le cadre des AO de la CRE. En 2024, un seul projet de 25 MWe – issu de l'appel d'offre CRE5-3 – serait mis en service à Golbey (Grand Est). À noter qu'à fin 2024, la puissance totale des centrales biomasses recensées produisant de l'électricité s'élève à plus de 894 MWe, largement au-dessus des objectifs fixés par la PPE 2 (soit 800 MWe en 2023). Par ailleurs, la nouvelle PPE 3 n'inscrit aucun nouvel objectif pour la filière en matière de production d'électricité.
- Dans les secteurs collectif, tertiaire et industriel, la situation s'améliore. Selon le bilan 2024 du Fonds Chaleur, le nombre de nouvelles installations soutenues (hors approvisionnement de bois, hors unités soutenues via des fonds délégués) augmenteraient : 103 unités (dont 24 en BCIAT-BCIB), contre 76 unités (dont 7 en BCIAT-BCIB) l'année précédente. Le potentiel de production de chaleur des projets retenus en 2024 s'élèverait à 1 978 GWh, plus du double des projets soutenus sur le bilan précédent (941 GWh).

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^e PPE 2019-2028 (édition 2020⁶⁹). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la production d'énergies à partir de biomasse solide (hors usage chez les ménages), les objectifs de la PPE 2 représentaient : 40,1 TWh en 2018 (année de référence) ; 65 TWh en 2023 (objectif intermédiaire) ; 83 TWh en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec une production réelle à 45,5 TWh en 2023, l'ancien objectif PPE 2 n'est pas atteint.

⁶⁹ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés au bois-énergie (secteurs collectif, tertiaire et industriel)

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	234	308	310	216	156	185	242	215	186	238
Importations d'équipements	84	80	91	64	47	63	67	71	70	73
Construction, Études préalables	89	92	91	70	56	62	75	75	71	90
Total des investissements	407	481	492	351	259	310	385	361	327	401
Exploitation-Maintenance, Vente d'énergie										
Marché intérieur *	976	1 073	1 171	1 206	1 289	1 334	1 301	1 507	1 634	1 748
Marché intérieur *	1 383	1 554	1 663	1 557	1 548	1 645	1 686	1 868	1 961	2 149
Exportations										
Equipements et ingénierie	50	69	67	54	35	45	50	47	43	49
Marché total **	1 434	1 623	1 730	1 611	1 583	1 690	1 736	1 915	2 004	2 198
Production **	1 350	1 543	1 639	1 547	1 536	1 627	1 669	1 844	1 934	2 125

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Exploitation-maintenance et vente intérieur d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés au bois-énergie (secteurs collectif, tertiaire et industriel)

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication d'équipements pour la France	870	1 120	1 180	790	530	630	1 020	800	590	720
Construction, Études préalables	660	680	650	490	380	460	600	550	500	640
Total	1 530	1 800	1 830	1 280	900	1 100	1 620	1 350	1 100	1 360
Liés à la maintenance et la vente d'énergie										
Liés au marché intérieur	4 570	4 850	5 040	4 970	5 010	4 870	4 690	4 670	4 650	4 550
Liés aux exportations	200	260	260	200	120	160	210	170	140	160
Total des emplois	6 300	6 910	7 120	6 440	6 040	6 120	6 520	6 190	5 890	6 070

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Puissances mise en service ; Production d'énergie des chaufferies (secteurs collectif, tertiaire et industriel)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance mise en service dans l'année MW	528	420	344	358	214	286	188	411	287	385
Électricité (AO CRE et tarifs d'achats) *	11	36	83	166	10	43	20	113	16	38
Fonds chaleur (BCIAT-BCIB inclus)	517	384	260	192	204	243	168	298	271	347
Production d'énergie (TWh)	33,9	36,0	37,7	38,6	40,1	40,8	41,3	42,5	43,9	45,5

(*) La centrale biomasse de Gardanne est incluse dans les nouvelles puissances installées des projets de la CRE en 2017 (les investissements étant réalisés). Cependant, cette centrale n'est pas exploitée. Par conséquent, la production de bois nécessaire à son approvisionnement n'est pas incluse dans la valeur du bois.

Sources : ADEME, Bilans du Fonds Chaleur (dont BCIAT-BCIB) ; Observ'ER, Baromètres des énergies renouvelables électriques en France ; SDES, Bilan des énergies renouvelables et Suivi de la directive EU relative aux EnR en France ; CRE, Délibérations sur les CSPE, Annexes 1

Note : Cette année, plusieurs révisions et corrections sont apportées aux données collectées : puissance et année de mise en service des installations CRE (Observ'ER, Baromètres des énergies renouvelables électriques en France), coûts et leur répartition par activité (ADEME, Coûts des EnR&R en France), ratio d'emplois d'exploitation-maintenance et de production de bois (ADEME, Impacts de la filière biomasse énergie sur l'emploi, Étude en cours – communications internes des résultats provisoires). Les résultats présentés cette année ne sont donc pas comparables à ceux des éditions précédentes sur l'ensemble de la série.

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Mises en service annuelles (MW)			
Projets CRE		Observ'ER, Baromètres des énergies renouvelables électriques en France	***
Projets Fonds Chaleur (dont BCIAT-BCIB)		ADEME, Bilans du Fonds Chaleur	***
Investissement CRE (M€)	Mise en service annuelle x Coût unitaire		
Réalisation annuelle (MW)	Répartition des mises en service : ¼ pour l'année n-2, ½ pour l'année n-1 et ¼ pour l'année n	Hypothèse In Numeri	**
Coût unitaire (M€/MW)		CRE ; INSEE (IPP, IdBank 1570142, 10535601 et 10765068)	**
Investissement BCIAT-BCIB (M€)	Répartition des aides : ¼ pour l'année n-2, ½ pour l'année n-1 et ¼ pour l'année n	ADEME, Bilans du Fonds Chaleur	***
Investissement Fonds Chaleur (M€)	Répartition des aides : ½ pour l'année n-1, ½ pour l'année n	ADEME, Bilans du Fonds Chaleur	***
Décomposition des investissements (M€)			
Chaudières (M€)	Projet CRE : 20 % Projet Fonds Chaleur : 25 %	SER ; CRE ⁷⁰ ; Étude Ernst & Young ⁷¹	**
Autres équipements (M€)	Projet CRE : 65 % Projet Fonds Chaleur : 50 %	SER ; CRE ; Étude Ernst & Young	**
Construction, Études (M€)	Projet CRE : 15 % Projet Fonds Chaleur : 25 %	SER ; CRE ; Étude Ernst & Young	**
Fabrication des chaudières (M€)	Investissement pour chaudière + Exportations - Importations		
Commerce extérieur (M€)		Eurostat, Produits 84.02.12.00, 84.02.19.10, 84.02.19.90, 84.02.20.00	***
Marché des autres équipements (M€)	Répartition de l'investissement pour autres équipements selon FBCF	Eurostat, Tableau entrées-sorties	**
Emplois d'investissement (ETP)			
Fabrication des chaudières (ETP)	Fabrication des chaudières M€ x Ratio [Production/Effectifs]	Comptes des entreprises	**
Fabrication des autres équipements (ETP)	Fabrication des autres équipements M€ x ratio [Production/Emploi]	2014 à 2022 : CN, Branches A38.CJ et A38.CK	**
Construction (ETP)	Construction M€ x Ratio [Production/Emploi]	2014 à 2022 : CN, Branche A88.43	**
Études préalables (ETP)	Études M€ x Ratio [Production-Sous-traitance/Emploi]	2016 à 2022 : CN, Branche A88.71 2014 et 2015 : ESANE, NAF 71.12	**

⁷⁰ CRE (2014), Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine⁷¹ Ernst & Young (2014), Évaluation de l'impact des projets soutenus dans le cadre du Fonds Chaleur BCIAT

Énergie produite (ktep, GWh)			
Chaleur produite (GWh)	Secteur collectif-tertiaire (vendue) et industriel (autoconsommation)	2013 : SDES, Bilans des EnR 2014 à 2023 : Estimation selon productible [GWh/MW] en 2013	**
Électricité produite (GWh)		SDES, Bilans des EnR et Suivi de directive EU des EnR CRE, Délibérations sur la CSPE, Annexes 1	**
Électricité autoconsommée (GWh)	Électricité produite – électricité vendue	Électricité vendue : CRE, Délibérations sur la CSPE, Annexes 1	**
Prix de l'énergie vendue (€/MWh)			
Chaleur (€/MWh)		ADEME ⁷²	***
Électricité (€/MWh)		CRE, Délibérations sur la CSPE, Annexes 1	***
Passage de l'énergie produite en bois consommé			
Chaleur vendue (collectif-tertiaire)	Bois utilisé (ktep)/Chaleur produite (ktep) = 1,18	Hypothèse In Numeri	*
Chaleur autoconsommée (industriel)	Bois utilisé (ktep)/Chaleur produite (ktep) = 1	Directive européenne RED	***
Électricité vendue et autoconsommée	Bois utilisé (ktep)/Électricité produite (GWh) = 0,34	SDES (2013), Chiffre clés des EnR	**
Part marchande du bois utilisé (%)			
Chaleur vendue (collectif-tertiaire)	100 %	Hypothèse In Numeri	*
Électricité vendue	57 %	Rapports de la CRE	**
Chaleur et électricité autoconsommée	30 %	INSEE, Enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EAECI)	**
Bois marchand utilisé pour la production d'énergie autoconsommée			
Valeur (M€)	Quantités de bois ktonnes x Prix €/tonne	Prix : ADEME ⁷³ ; CEEB	**
Emplois associés (ETP)	Quantité de bois ktep x Ratio ETP/ktep	Ratio : ADEME ⁷⁴	**
Exploitation-maintenance			
Emplois associés (ETP)	Quantité de bois ktep x Ratio ETP/ktep	Ratio : ADEME ⁷⁵	**
Valeur (M€)	½ des emplois des installations de production d'énergie autoconsommée x Ratio k€/ETP	2016 à 2021 : CN, Branche A88.33 2014 et 2015 : ESANE, NAF 33.11Z	**

Note : 1 ktep = 11,628 GWh ; 1 tep = 0,25 tonnes

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

⁷² ADEME (2022, 2024), Coûts des EnR&R en France ; ADEME, Enquêtes sur les prix des combustibles bois pour le chauffage domestique, industriel et collectif

⁷³ ADEME, Enquêtes sur les prix des combustibles bois pour le chauffage domestique, industriel et collectif ; CEEB

⁷⁴ ADEME par Algoé Blézat (2007), Évaluation des emplois dans la filière biocombustibles, Données 2006 et prévisions 2015 ; ADEME (2025), Impacts de la filière biomasse énergie sur l'emploi, Données 2023 (étude en cours ; communications internes des résultats provisoires)

⁷⁵ Ibid.

Méthode générale d'évaluation

La fiche suit les investissements liés à la valorisation de la biomasse pour la production de chaleur et d'électricité. Elle procède également à une évaluation de la valeur de l'énergie vendue (chaleur, électricité, bois marchand destiné à la production d'énergie autoconsommée) et des emplois associés.

Dans cette estimation, la fiche se limite aux activités et aux emplois directs. Les marchés correspondant au bois et aux combustibles dérivés utilisés dans la production d'électricité ou de chaleur marchande sont exclus (consommation intermédiaire). Pour le bois et les combustibles dérivés, les seuls marchés et emplois pris en compte sont ceux liés à la production de bois marchand utilisé pour la production de chaleur et d'électricité autoconsommée.

Marchés et emplois compris dans le périmètre de la fiche

	Production d'énergie		Bois et combustibles dérivés	
	Électricité	Chaleur	Marchand	Non marchand
Énergie vendue	Q, V, E	Q, V, E	Q	Q
Énergie autoconsommée	Q	Q	Q, V, E	Q

(*) Les zones bleues indiquent les marchés et les emplois pris en compte ; Q : quantité, V : valeur ; E : emplois

Note : Dans cette fiche, on fait l'hypothèse que la conversion d'une partie de la centrale à charbon Gardanne en biomasse est achevée en 2017 (prise en compte dans les investissements). Cependant, la centrale n'est pas exploitée (exclue des estimations d'exploitation-maintenance et de vente d'énergie).

Développement des capacités de production

À partir des projets sélectionnés par les appels d'offres de la CRE et par les programmes ADEME (Fonds Chaleur, dont BCIAT-BCIB), on obtient une série des mises en service sur la période 2014 à 2023, en puissance dans un premier temps, et en valeur dans un second temps (montant des investissements). Sur la durée des projets (compris entre 2 ou 3 ans), ces investissements sont décomposés entre fabrication des équipements, construction et études (considérant la construction et les études comme des activités entièrement nationales).

Pour les équipements, on sépare les chaudières des autres équipements. Pour les chaudières, on s'appuie essentiellement sur les données des deux principaux fabricants français. Pour déterminer la fabrication française, on reconstitue un équilibre [ressources-emplois] à partir des données d'investissement et d'échanges extérieurs. Pour les autres équipements, on ne dispose pas de données aussi précises. L'équilibre est dès-lors construit à partir des tableaux [ressources-emplois] d'Eurostat qui permettent de ventiler la formation brute de capital fixe (FBCF) en biens d'équipements électriques et mécaniques entre produits importés et produits nationaux.

Les emplois des différentes activités (fabrication, construction, études) sont calculés en utilisant différents ratios. Pour les chaudières, on utilise les ratios des principaux fabricants. Pour les autres activités, on utilise les ratios des branches d'activité correspondantes calculés à partir des données de la comptabilité nationale (CN) ou d'ESANE.

Vente d'énergie (chaleur et électricité vendue, bois marchand utilisé dans la production d'énergie autoconsommée) et exploitation-maintenance

Les données sur la production d'énergie issue de la biomasse solide sont reprises des rapports du SDES et de la CRE : production de chaleur des secteurs collectif et tertiaire considérée comme marchande, production de chaleur dans l'industrie considérée comme de l'autoconsommation, électricité produite, électricité marchande des projets CRE.

On calcule la consommation de bois correspondant aux différents segments en distinguant bois marchand et non marchand (données de l'enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie – EACEI – de l'INSEE). On valorise ensuite les différentes énergies marchandes avec les prix de la CRE (électricité vendue) et des études ADEME (chaleur des secteurs collectif et tertiaire ; bois marchand utilisé dans production d'énergie autoconsommée).

Les emplois liés à la production d'énergie distinguent d'une part les emplois d'exploitation-maintenance des installations de production d'électricité et de chaleur (vendue et autoconsommée), et d'autre part les emplois dans la production du bois marchand utilisé dans la production de chaleur et d'électricité autoconsommée. Les ratios d'emploi utilisés sont issus des études ADEME sur les emplois de la filière biomasse énergie.

9. Biogaz par méthanisation et ISDND

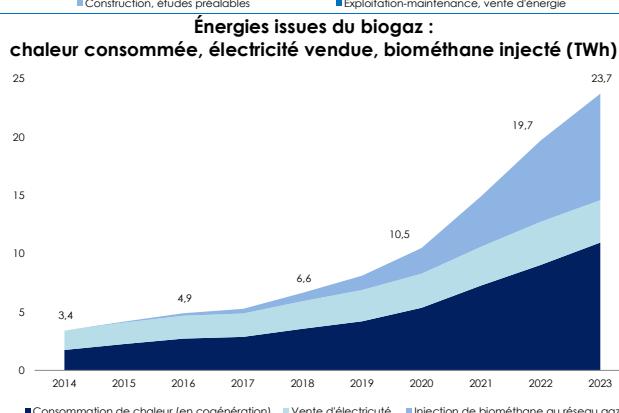
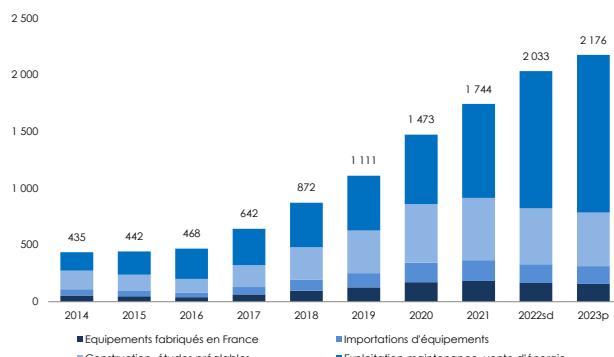
Points clés

Plus de 9 TWh de biométhane injecté au réseau en 2023

Fin 2023, la France compte 1 860 unités de méthanisation et d'ISDND produisant du biogaz (SINOE ; SDES).

La consommation finale d'énergie issue du biogaz (électricité, chaleur, biométhane injecté) est en forte progression depuis 2014 et atteint 23,7 TWh en 2023 (SDES). Cette même année, la quantité de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel augmente de 31 %. Après avoir passé le cap de 1 TWh pour la première fois en 2019, elle passe de près de 7 TWh en 2022 à 9,1 TWh en 2023.

Marchés liés au biogaz par méthanisation et ISDND (M€)



Tendances observées 2021-2023

Nombre d'installations mises en service



Investissements annuels (M€)



Emplois liés aux investissements (ETP)

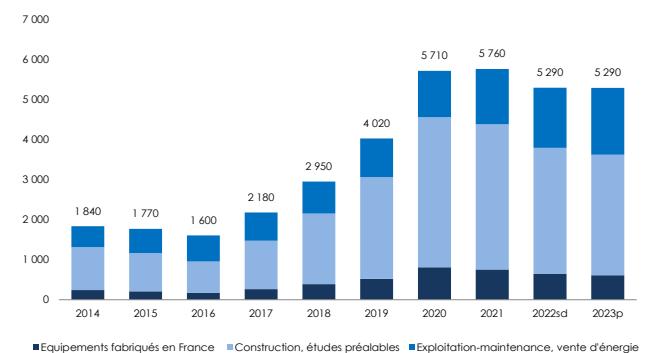


Emplois liés à la vente d'énergie (ETP)

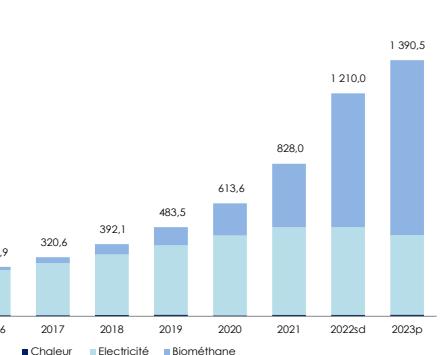


Le marché total de la filière augmente de 25 % entre 2021 (1,7 Mds€) et 2023 (2,2 Mds€). Les emplois se stabilisent à 5 290 ETP en 2023, contre 5 760 ETP en 2021.

Emplois associés au biogaz par méthanisation et ISDND (ETP)



Valeur de l'énergie vendue (M€)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs de production et valorisation énergétique du biogaz : méthanisation à la ferme, méthanisation centralisée, méthanisation des déchets ménagers et assimilés, méthanisation des stations d'épuration, méthanisation industrielle, et biogaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux. Les emplois associés à la collecte des biodéchets et à la gestion du digestat sont des emplois de gestion des déchets et non de valorisation du biogaz. Ils sont donc exclus de la présente fiche. En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Fabrication d'équipements
Construction, études
Vente d'énergie

Fabrication de machines, de turbines et de moteurs
Pose des équipements, ingénierie et études préalables
Maintenance des équipements, vente d'énergie issue de la valorisation du biogaz (électricité, chaleur, biométhane injecté au réseau)

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Dispositif de soutien pour les producteurs d'électricité

Les méthaniseurs de moins de 500 kW sont soutenus par le mécanisme de l'obligation d'achat, avec un tarif d'achat garanti sur 20 ans. Les tarifs d'achat de l'électricité des nouvelles unités se calculent à partir d'un tarif de base situé entre 150 et 175 €/MWh (selon la puissance de l'installation). À partir du 1^{er} janvier 2018, ce tarif diminue de 0,5 % par trimestre pour les nouveaux contrats. Selon l'ADEME, ce tarif ne bénéficie pas d'une indexation tarifaire adéquate au regard de l'évolution de l'inflation. Une prime de 50 €/MWh au maximum est également attribuée pour les effluents d'élevage.

Tarifs de soutien pour le biométhane en injection

Depuis 2018, l'injection de biométhane dans les réseaux continue à être soutenue selon le principe d'obligation d'achat, conditionnée à la qualité du biométhane et à la préservation du bon fonctionnement des réseaux.

Jusqu'en 2021, les tarifs d'achat (fixés sur 15 ans) du biométhane injecté sont compris – selon la taille de l'installation – entre 6,4 et 9,5 c€/kWh PCS (non actualisé) pour toutes les unités (hors ISDND). Pour les ISDND, ils sont compris entre 4,5 et 9,5 c€/kWh PCS. S'y ajoute une prime dépendant de la nature des intrants et pouvant aller jusqu'à 3,9 c€/kWh pour des boues de STEP.

En 2022, ces tarifs augmentent et sont fixés entre 8,6 et 12,2 c€/kWh PCS pour toutes les unités (hors ISDND) et entre 5,5 et 9,9 c€/kWh PCS pour les ISDND.

Fonds Chaleur et Fonds Économie circulaire

Dès 2015, une répartition des financements est mise en place entre le Fonds Chaleur (pour les projets de valorisation directe de la chaleur et ceux d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz) et le Fonds Économie circulaire (pour les projets de valorisation du biogaz produit en cogénération). Ces dernières années, ces aides évoluent comme suit :

- Fonds Chaleur :** de 41,7 M€ pour 110 unités en 2021 à 31 M€ pour 36 unités en 2022 (-25 %) et 8,6 M€ pour 16 unités en 2023 (-72 %).
- Fonds Économie circulaire / Déchets :** 3,5 M€ en 2021, 1 M€ en 2022 et 0,4 M€ en 2023 (aides divisées par 8,3 en deux ans).

Plan d'investissement « France 2030 »

Présenté en 2021, le plan d'investissement France 2030 poursuit la stratégie du Gouvernement en faveur de l'investissement, l'innovation et la réindustrialisation. Ce plan est doté de 54 Mds€ sur la période 2022-2027.

Lancée fin 2021, la stratégie nationale « Produits biosourcés et biotechnologies industrielles – Carburants durables » s'inscrit dans le dispositif France 2030. Elle est dotée de 420 M€ dédiés au développement, entre autres, du biogaz pour un usage de carburant, de carburants issus de ressources durables tels les biocarburants, ainsi que de carburants de synthèse produits à partir d'énergie renouvelable et de ressources alternatives aux hydrocarbures (par exemple CO₂).

2015

- Création du comité national biogaz regroupant des représentants de l'Etat et de la filière (24 mars)
- Arrêté revalorisant les tarifs d'achat des installations de méthanisation et STEP existantes en signant un avenant à leur contrat d'achat

2016

- Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité pour les installations existantes de moins de 500 kW (13 décembre)
- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur la production de biogaz (dont injection) : 300 ktep en 2018 ; entre 700 ktep (objectif bas) et 900 ktep (objectif haut) en 2023

2017

- Arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité issue des installations industrielles et des STEP (9 mai)

2018

- Promulgation de la Loi EGALIM (30 octobre)

2019

- Droit à l'injection - Renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit (28 juin)
- Arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les ISDND (3 septembre)
- Délibération de la CRE sur la mise en oeuvre du droit à l'injection (14 novembre)

2020

- Réforme du mécanisme de garantie d'origine (9 novembre)
- Arrêté fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel (23 novembre)
- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur la production de biogaz : 14 TWh en 2023 (dont 6 TWh injecté) ; entre 24 TWh (dont 14 TWh injecté ; scénario A) et 32 TWh (dont 22 TWh injecté ; scénario B) en 2028

2021

- Plan d'investissement " France 2030 (12 octobre)

2022

- Premier décret relatif au dispositif de certificats de production de biogaz (25 avril)

2023

- Loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER - 10 mars)
- Arrêté réhaussant le tarif d'achat du biométhane injecté pour les installations de moins de 25 GWh par an (10 juin)
- Premier AO PPE 2 Biométhane injecté pour les installations supérieures à 25 GWh/an (22 décembre)

2024

- Deuxième décret relatif aux modalités d'application des certificats de production de biogaz (6 juillet)

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur le développement du biogaz : 50 TWh en 2030 (dont 44 TWh injecté) ; 50 à 85 TWh en 2035

Certificats de production de biogaz en 2023

Le mécanisme des certificats de production de biogaz est effectif depuis 2022⁷⁶. Ce mécanisme permet aux producteurs ayant une installation de moins de 25 GWh de passer un contrat avec un fournisseur d'énergie à un tarif subventionné par l'état (sur différence) pour une durée de 15 ans. Ce système impose ainsi une production mensuelle régulière, mais garantit un prix fixe au producteur d'énergie.

Les fournisseurs de gaz naturels ont, quant à eux, l'obligation d'intégrer une part de biométhane dans les volumes de gaz naturel vendus à leurs clients. Pour se conformer à la loi, les fournisseurs de gaz ont deux possibilités : produire eux-mêmes du biométhane ou en acheter à des producteurs méthaniers. Chaque année, les fournisseurs de gaz naturel doivent restituer une certaine quantité de CPB à l'État.

Loi APER – Contrats de long terme pour le biogaz

Publiée en 2023, la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER⁷⁷) porte notamment sur le biogaz. À ce titre, elle prévoit une série de mesures qui s'articulent autour de quatre axes :

- Simplifier les procédures d'autorisation : accélération des procédures d'autorisation, simplification des procédures de raccordement, reconnaissance de la raison impérative d'intérêt public majeur (RIIPM).
- Planifier, avec les élus locaux, le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires : création d'un dispositif de planification territoriale (~ définition – par les communes et en concertation des habitants – de zones d'accélération favorables à l'accueil des projets), simplification de la modification des documents d'urbanismes.
- Partager la valeur des projets d'énergies renouvelables avec les territoires qui les accueillent : définition et clarification des contrats d'achat d'électricité ou de gaz renouvelable, simplification du recours à l'autoconsommation pour les collectivités.
- Mise en place d'un cadre juridique pour les Biogas Purchase Agreement (BPA) : définition des obligations pour les producteurs ; possibilités pour les collectivités de contractualiser des BPA à long terme.

AO PPE 2 Biométhane injecté – Publication de la première tranche

En application du Code de l'Énergie, est lancé fin 2023 l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations – d'une taille supérieure à 25 GWh – de production de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel (dit AO PPE 2 Biométhane injecté). Prévu en trois périodes, cet appel d'offres porte sur une capacité totale de production de 1,6 TWh PCS par an de biométhane injecté :

- 1^{ère} période pour 500 GWh/an – du 1^{er} au 15 février 2024. Résultats (23/05/2025) : un projet retenu pour 37 GWh/an ;
- 2^{ème} période pour 550 GWh/an – du 9 au 23 juin 2024 ;
- 3^{ème} période pour 550 GWh/an – du 2 au 16 décembre 2024.

Les lauréats bénéficieront d'un contrat d'achat du biométhane sur 15 ans. Ces capacités viendront en complément de celles bénéficiant de l'obligation d'achat.

Après la parution en juin 2023 de l'arrêté⁷⁸ réhaussant le tarif d'achat du biométhane injecté pour les installations de moins de 25 GWh/an, la relance de cet appel d'offres pour les installations de plus de 25 GWh/an concrétise la poursuite du soutien à la filière.

Production de biogaz en Europe

En 2023, l'Allemagne est le 1^{er} pays européen en termes de production primaire de biogaz avec 90 TWh, soit 49 % de la production de l'Union Européenne (183,6 TWh). Les autres pays européens sont loin derrière : Italie (23,4 TWh), France (22 TWh), Danemark (8,8 TWh) et République Tchèque (7 TWh).

Sur le seul segment de l'injection, la France compte le plus d'unités de production de biométhane en 2023 (plus de 650 unités ; +27 % en un an). S'en suivent l'Allemagne (250 unités), l'Italie (130 unités) et le Royaume-Uni (120 unités).

Sources : EuroObserv'ER (2024), État des énergies renouvelables en Europe, 23^{ème} bilan ; Association Européenne du Biogaz et Gas Infrastructure Europe (2024), Biomethane Map (5^{ème} édition)

⁷⁶ Décret n° 2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz

⁷⁷ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

⁷⁸ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Les acteurs de la filière du biogaz par méthanisation et ISDND

Fabricants d'équipements

Les premiers constructeurs européens de moteurs à gaz naturel utilisés dans la valorisation du biogaz sont des filiales généralement allemandes de groupes américains (Waukesha Dresser, GE Jenbacher, Caterpillar). On compte aussi des entreprises anglaises (Centrax, Clarke Energy).

Les entreprises spécialisées dans les systèmes de traitement du biogaz sont plus diversifiées. Plusieurs structures françaises sont présentes sur ce secteur, favorisées par la filière du biométhane agricole (PRODEVAL via VALOPUR ; GASEO Développement).

PME françaises dans l'ingénierie

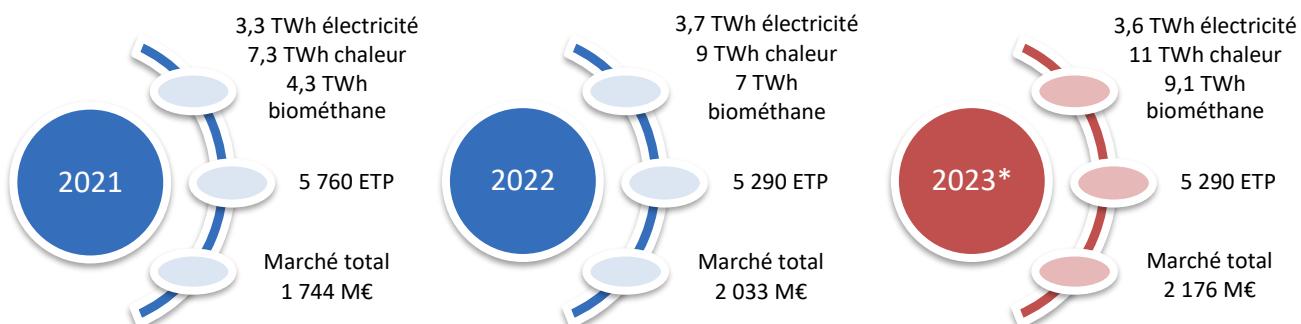
De nombreuses acteurs français sont actifs dans l'intégration, l'ingénierie et les études techniques liées aux projets de valorisation du biogaz. On peut citer Veolia, Suez Environnement, Artelia, mais également S3d et Solagro.

Épuration du biogaz en biométhane

Ces dernières années, plusieurs entreprises françaises se sont spécialisées dans l'épuration du biogaz en biométhane :

- Arol Energy** : Cette entreprise conçoit une solution inspirée du secteur du gaz naturel qui consiste à éliminer le CO₂ du biogaz par un procédé de lavage aux amines (CA de 17,9 M€ en 2023).
- Cryo Pur et Waga Energy** : Ces deux startups sont spécialisées dans une autre famille d'approches novatrices d'épuration du biogaz, à savoir la cryogénie. Cryo Pur ambitionne d'avoir une dizaine d'installations opérationnelles en Europe (avec une enveloppe de 9 M€). Cotée en bourse, Waga Energy est basée à Meylan (Isère ; CA de 29,5 M€ en 2023). L'entreprise dispose également d'une filiale à Philadelphie (États-Unis).
- Deltalys** : La société met en œuvre un nouveau type d'adsorbants, formulés et produits à partir de déchets et coproduits végétaux (CA de 8,1 M€ en 2023). Ce procédé est une alternative aux charbons actifs couramment employés pour capter les principaux contaminants du biogaz.

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Filières de production et de valorisation du biogaz

Il existe en France plusieurs filières de production et de valorisation du biogaz : les unités de traitement des matières agro-agricoles (unités à la ferme/agricoles), les unités de co-traitement des biodéchets de l'industrie agroalimentaire (centralisées/territoriales), la filière de méthanisation des déchets ménagers et assimilés (DMA), les stations d'épuration des eaux usées (STEP) ou industrielles (agroalimentaire, chimie, papeteries), ainsi que les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

Fin 2023, plus de 1 680 unités produisent et valorisent du biogaz par méthanisation (hors ISDND ; inventaires ADEME-Observ'ER de la base SINOE). La majorité de ce parc (73 %) concerne les unités agricoles, avec 1 220 installations, dont 710 en cogénération, 480 en injection et une trentaine de chaudières. S'en suivent les unités centralisées (217 unités, dont 67 en cogénération, 147 en injection et 3 chaudières), les unités industrielles (118) et les STEP (112). Enfin, il existe une quinzaine d'unités de méthanisation des DMA.

Selon le SDES⁷⁹, s'ajoutent à ce parc 161 ISDND produisant de l'électricité (d'une puissance totale de 260 MW) et 18 ISDND produisant du biométhane injecté dans les réseaux de gaz (pour une production annuelle de 281 GWh).

⁷⁹ SDES, Tableau de bord du biogaz et du biométhane, 4^{ème} trimestre 2023

Baisse des investissements intérieurs en 2023

Selon l'inventaire de l'ADEME et d'Observ'ER de la base de données SINOE, le rythme des nouvelles mises en service (hors ISDND) diminuent depuis 2021. En 2023, près de 190 nouvelles unités sont mises en service (contre 192 unités en 2022 et 215 unités en 2021) : 128 unités agricoles, 41 unités centralisées, 14 STEP et 5 unités industrielles. Parmi ces installations, 15 unités sont en cogénération et 164 en injection. Les 9 restantes sont des chaudières. Aucune nouvelle unité de traitement des DMA n'est mise en service.

De même pour les ISDND, pas de nouvelle mise en service cette même année. L'exploitation de ces installations reste une activité très concentrée, assurée par Suez Environnement, Veolia, Paprec Group (avec notamment l'acquisition d'Ikos, la filiale Environnement du groupe Lhotellier) et Baudelet Environnement entre autres.

Les investissements intérieurs passent de 916 M€ en 2021 à 823 M€ en 2022 (-10 % en un an) et 785 M€ en 2023 (-5 %). À noter que les investissements annuels sont estimés en faisant des hypothèses sur la période de réalisation (entre 2 et 3 ans – selon le type d'installation – entre les premiers investissements réalisés et la mise en service et l'exploitation de l'unité).

Seuil des 9 TWh de biométhane injecté au réseau dépassé en 2023

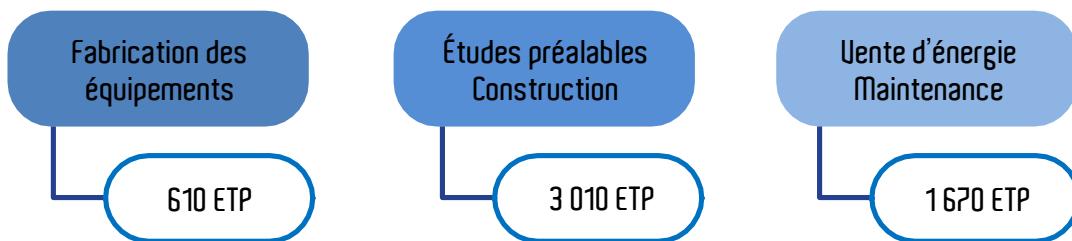
La valeur de l'énergie vendue passe de 828 M€ en 2021 à 1 210 M€ en 2022 et 1 390 M€ en 2023.

Après avoir dépassé le seuil de 1 TWh en 2019 (avec 1 235,3 GWh), la quantité de biométhane produit et injecté s'élève à 7 TWh en 2022 et 9,1 TWh en 2023 (SDES).

La production d'électricité issue du biogaz augmente de 12 % entre 2021 (avec 3,3 TWh) et 2022 (avec 3,7 TWh). La situation s'inverse l'année suivante avec une production de 3,6 TWh. Les tarifs d'achat suivent le même rythme et passent de 170,9 €/MWh en 2021 à 185,8 €/MWh en 2022 (+9 %) et 176,9 €/MWh en 2023 (-5 % ; CRE).

La consommation de chaleur issue du biogaz (en cogénération) augmente de 23 % en moyenne par an entre 2021 (7,3 TWh) et 2023 (11 TWh).

Des emplois majoritairement dans les études et la construction des installations



En 2023, la filière du biogaz par méthanisation et ISDND emploie 5 290 ETP, niveau stable par rapport à l'année précédente. La hausse de 11 % des emplois pérennes dans l'exploitation-maintenance du parc ne compense pas la baisse de 4 % des emplois d'investissement. En 2023, les emplois se situent principalement dans la construction des unités, l'installation des équipements et les études préalables nécessaires, avec 3 010 ETP (-4 % par rapport à l'année précédente). Les emplois de fabrication d'équipements s'élèvent à 610 ETP, contre 640 ETP en 2022 (-5 %).

Objectifs de la PPE vs. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la production de biogaz par méthanisation à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

Production de biogaz par méthanisation

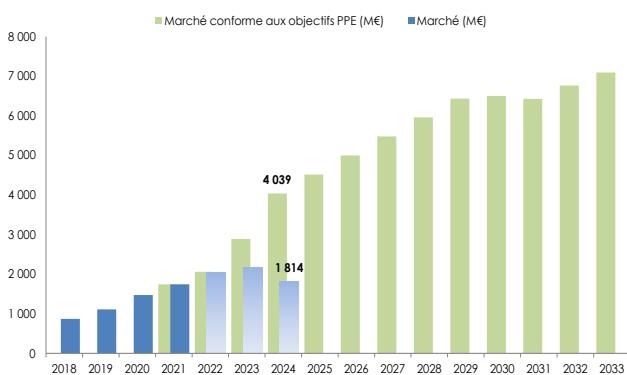
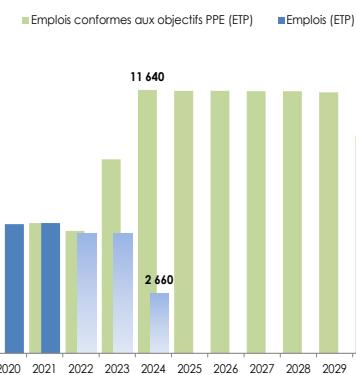
	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Production totale	19,5 TWh	50 TWh	50 à 85 TWh
Dont biométhane injecté aux réseaux	9 TWh	44 TWh	-

Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

Ces objectifs représentent une production en cogénération de 6 TWh et en biométhane injecté de 44 TWh en 2030. La production de biogaz par méthanisation augmenterait à 67,5 TWh en moyenne en 2035.

Ces objectifs s'inscrivent dans la perspective que le biométhane représente 15 % de la consommation de gaz de réseau d'ici 2030. L'atteinte de cet objectif suppose de développer fortement les cultures intermédiaires à vocation énergétique et de mobiliser davantage les effluents d'élevage et les résidus de culture pour la production de biométhane injecté. Il convient de souligner l'intérêt du développement des cultures intermédiaires entre des cultures principales dans un objectif agroécologique, notamment en termes de stockage de carbone et de réduction des pertes d'azote.

Pour les ISDND, les objectifs de la PPE 3 sont conformes aux objectifs de la LTECV (2015) et visent une réduction de 50 % des apports en installation de stockage de déchets non dangereux en 2025.

Marchés liés au biogaz par méthanisation et ISDND (M€)**Emplois associés au biogaz par méthanisation et ISDND (ETP)**

(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

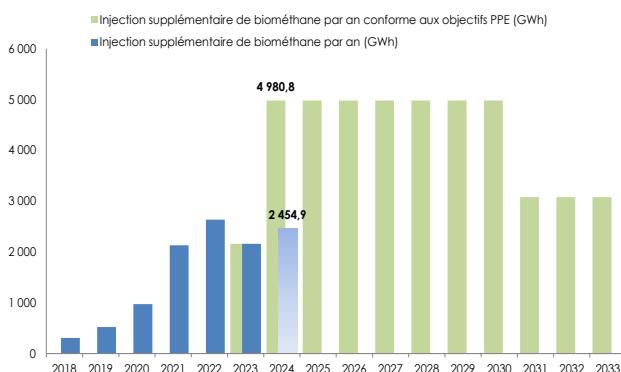
(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur ces objectifs, le marché total du biogaz est estimé à 4 039 M€ en 2024. Les investissements représentent 2 168 M€ et l'exploitation-maintenance des différentes installations 1 871 M€. Les emplois atteindraient 11 640 ETP cette même année : 9 970 ETP liés aux investissements et 1 660 ETP liés à l'exploitation-maintenance.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est très en-dessous de la trajectoire PPE : 1 814 M€ et 2 660 ETP pour la tendance en 2024, contre 4 039 M€ et 11 640 ETP pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre les nouvelles capacités à mettre en service annuellement selon chaque cas de figure.

- Selon les tableaux de bord du biométhane du SDES, la production supplémentaire de biométhane en injection réseau s'élève à 2,5 TWh en 2024. Alors que, pour atteindre l'objectif de la PPE, il faudrait d'injecter 5 TWh supplémentaires de biométhane cette même année (soit le double).

Biométhane supplémentaire injecté au réseau par an (GWh)

Source : Estimations IN NUMERI

- Côté cogénération, les objectifs de la PPE 3 représentent une baisse de la production entre 2023 et 2030. On fait l'hypothèse qu'aucune nouvelle installation en cogénération ne soit mise en service à partir de 2024. De fait, on constate que le nombre de projets en cogénération soutenus par le Fonds Déchets de l'ADEME diminue d'année en année : 10 projets sur le FD 2021, 7 projets sur le FD 2022, et seulement 5 projets sur le FD 2023 et le FD 2024.

Même si les conditions de décollage de la filière biogaz sont désormais réunies, pour l'instant, le secteur a encore besoin des dispositifs de soutien public. Les porteurs de projets se heurtent autant à des problèmes d'accès au foncier, de financement et de rentabilité très faible (hausse importante des coûts d'investissement et des taux d'intérêt, tarifs très faibles), qu'à des difficultés d'acceptabilité (ATEE ; SER). Une situation qui peut s'expliquer par des coûts plus élevés liés à un modèle français multi intrants nécessitant des équipements supplémentaires, ainsi qu'à un manque de standardisation permettant une baisse des coûts.

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020⁸⁰). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la production de biogaz, les objectifs de la PPE 2 représentaient : 6,6 TWh, dont 0,7 TWh injecté en 2018 (année de référence) ; 14 TWh, dont 6 TWh injecté en 2023 (objectif intermédiaire) ; 28 TWh, dont 18 TWh injecté en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec une production réelle à 23,7 TWh, dont 9,1 TWh injecté en 2023, la trajectoire actuelle de production d'énergies issue du biogaz permet d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

Perspective de la filière

Renforcement demandé pour le droit à l'injection

Par la multiplicité de ses usages et bénéficiant d'un réseau national d'infrastructures développés sur une large partie du territoire, la filière méthanisation par injection de biométhane est en mesure d'apporter une réponse aux enjeux fixés par la Loi Énergie-Climat⁸¹ (objectif de 10 % de gaz renouvelables dans les consommations de gaz en 2030).

Actuellement, cette filière bénéficie de retours d'expérience positifs⁸², notamment en tant que support au développement des territoires et de l'économie circulaire. De nombreux territoires se lancent également dans le développement de la filière : pacte biogazier breton, West Grid Synergy (réseau intelligent pour le gaz), plan d'actions méthanisation en Grand Est, et pacte des Ardennes entre autres.

Malgré ces avantages, le développement du biométhane est confronté à la concurrence à court terme des énergies fossiles. Par conséquent, la filière s'engage dans une feuille de route ambitieuse afin de réduire progressivement ses coûts de production et de devenir économiquement compétitive. Les opérateurs de réseaux se mobilisent en particulier pour réaliser, dans le cadre du nouveau droit à l'injection, les adaptations et renforcements du réseau de gaz nécessaires pour permettre l'injection de biométhane.

Nouveau décret sur les modalités d'application des certificats de production de biogaz (CPB)

Paru en 2024⁸³, ce nouveau décret fixe les modalités d'application du dispositif de CPB injecté dans les réseaux de gaz naturels, notamment en ce qui concerne la période, la trajectoire, la pénalité et les coefficients de modulation.

Ce décret permet dorénavant une approche extrabudgétaire, le biométhane n'étant plus subventionné par l'État. Le méthaniseur peut ainsi conclure un contrat d'énergie de gré à gré avec le fournisseur d'énergie de son choix. Le contrat est vierge, les conditions commerciales sont donc librement négociées (volume de production, modalités financières, temporalité).

Afin de respecter les objectifs de gaz verts fixés par le gouvernement, trois solutions s'ouvrent au fournisseur de gaz naturel : produire lui-même du biogaz, contractualiser avec un producteur de gaz vert, ou payer une pénalité libératoire fixée à 100 €/CPB manquant. À noter que le producteur d'énergie pourra désormais cumuler des CPB et un Biogaz Purchase Agreement (BPA).

Ce décret fixe également le niveau d'obligation de restitution des CPB auquel les fournisseurs obligés seront soumis de 2026 à 2028. Ce niveau d'obligation (exprimé en nombre de CPB à restituer par volume de gaz naturel fourni et consommé) prend la forme d'objectifs d'incorporation de biométhane dans la fourniture du gaz naturel : 0,8 TWh CPS supplémentaires en 2026, 3,1 TWh CPS supplémentaires en 2027 et 6,5 TWh CPS supplémentaires en 2028.

Autres perspectives à moyen terme avec les projets soutenus par l'ADEME

Fin 2024, la filière compte 1 830 unités produisant et valorisant du biogaz par méthanisation, dont 184 ISDND (SDES, Tableaux de bord biogaz et biométhane, 4^{ème} trimestre 2024).

De nombreux projets de méthanisation sont soutenus par l'ADEME (via le Fonds Chaleur et le Fonds Économie circulaire). Les investissements annuels liés à chaque projet sont répartis entre 2 à 3 ans antérieurs à la mise en service selon la structure des unités :

- Bilans 2023 (projets retenus en 2023 ; mises en service prévues d'ici 2025) : 21 projets représentant un investissement total de 141 M€. Débit total de plus de 3 130 Nm³/h de biométhane. Énergie supplémentaire produite par l'ensemble des projets estimée à 209 GWh sur l'année de leur mise en service, dont 94 % de biométhane injecté au réseau.
- Bilans 2024 (projets retenus en 2024 ; mises en service prévues d'ici 2026) : 32 projets représentant un investissement total de 197 M€. Débit total de près de 3 900 Nm³/h de biométhane. Énergie supplémentaire produite par l'ensemble des projets estimée à 255 GWh sur l'année de leur mise en service, dont 85 % de biométhane injecté au réseau.

Une procédure d'autorisation unique pour les projets de méthanisation est expérimentée. L'objectif est de réduire les démarches administratives à une seule entrée et un seul interlocuteur, de réduire les délais d'instruction à 10 mois, et de restreindre la période de recours en justice à 2 mois après l'obtention de l'autorisation d'exploitation.

⁸⁰ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

⁸¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

⁸² GRDF, GRTgaz, SER, SPEGN, TERÉGA (2020), Panorama du gaz renouvelable en 2019

⁸³ Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz

Résultats détaillés

Marchés liés au biogaz par méthanisation et ISDND

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Equipements fabriqués en France	55	47	40	64	96	126	172	183	165	157
Importations d'équipements	55	47	40	64	96	126	172	183	165	157
Construction, études préalables	164	142	120	193	288	377	516	549	494	472
Total des investissements	274	237	200	322	480	628	860	916	823	785
Exploitation-Maintenance, Vente d'énergie	161	205	268	321	392	483	614	828	1 210	1 390
Marché total *	435	442	468	642	872	1 111	1 473	1 744	2 033	2 176
Production **	381	395	428	578	776	986	1 301	1 560	1 869	2 019

(*) Marché total = Total des investissements + Exploitation-maintenance et vente intérieure d'énergie

(**) Production = Marché total – Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés au biogaz par méthanisation et ISDND

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	240	210	170	260	390	520	810	750	640	610
Construction, études préalables	1 070	950	780	1 210	1 760	2 530	3 740	3 630	3 150	3 010
Total	1 310	1 160	950	1 470	2 150	3 060	4 550	4 380	3 790	3 620
Liés à la maintenance et la vente d'énergie	530	600	650	710	800	970	1 160	1 380	1 500	1 670
Total des emplois	1 840	1 770	1 600	2 180	2 950	4 020	5 710	5 760	5 290	5 290

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Parc des installations de valorisation du biogaz

Nombre	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023p
DMA	11	13	14	14	14	14	14	15	15	15
STEP et unités industrielles	160	162	167	169	171	179	194	201	211	230
Unités agricoles	200	253	302	353	454	602	754	933	1 091	1 219
Unités centralisées	37	46	51	62	78	98	124	152	176	217
ISDND	-	138	146	151	161	161	162	161	179	179
Total	408	612	680	749	878	1 054	1 248	1 462	1 672	1 860

Sources : ADEME et Observ'ER (éditions 2020 à 2024), Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier ; SINOE ; SDES, Tableaux de bord du biogaz et du biométhane, 4^{ème} trimestre

Consommation finale d'énergie issue de la valorisation du biogaz

TWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Consommation de chaleur	1,7	2,3	2,7	2,9	3,6	4,2	5,4	7,3	9,0	11,0
Production d'électricité	1,7	1,8	2,0	2,0	2,4	2,7	2,9	3,3	3,7	3,6
Injection de biométhane	0,0	0,1	0,2	0,4	0,7	1,2	2,2	4,3	7,0	9,1
Total	3,4	4,2	4,9	5,3	6,6	8,1	10,5	14,9	19,7	23,7

Sources : SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables et Tableau de bord biométhane injecté dans les réseaux de gaz

Note : Suite à la révision des chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier (ADEME et Observ'ER, éditions 2020 à 2024), les résultats présentés cette année diffèrent de ceux de l'édition précédente sur l'ensemble de la série.

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Investissements (M€)			
Méthanisation des DMA (M€)	Répartition du coût sur 3ans : 25 % (n-2) + 50 % (n-1) + 25 % (n)	ADEME-Observ'ER ⁸⁴ Base SINOE ; Communiqués de presse	***
Méthanisation industrielle et STEP (M€)	Répartition du coût sur 3ans : 25 % (n-2) + 50 % (n-1) + 25 % (n) Coût unitaire : - Puissance connue : 8 M€/MW - Puissance inconnue : 1 M€/MW (industrie) et 2 M€/MW (STEP) - Injection : 40 M€/km ³	ADEME-Observ'ER Base SINOE	**
Méthanisation à la ferme (M€)	Répartition du coût sur 2 ans Coût unitaire cogénération : - 2006 à 2010 : 5,5 M€/MW - 2011 à 2019 : 9,6 M€/MW - 2020 à 2022 : 7,7 M€/MW Coût unitaire injection : - 2006 à 2019 : 41,0 k€/Nm ³ /h - 2020 à 2022 : 31,5 k€/Nm ³ /h	ADEME-Observ'ER Base SINOE EREP, Rapport 2010 ADEME (2022), Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole	**
Méthanisation centralisée (M€)	Répartition du coût sur 2 ans Coût unitaire cogénération : - 2006 à 2010 : 6,0 M€/MW - 2011 à 2022 : 8,2 M€/MW Coût unitaire injection : 39,0 k€/Nm ³ /h	ADEME-Observ'ER Base SINOE C. Couturier Solagro (2005), Overview of centralized biogas plants projects in France	**
Projets ADEME (M€)	Répartition du coût sur 3ans : 25 % (n-2) + 50 % (n-1) + 25 % (n) Projets retenus à partir de 2023	ADEME, Bilans Fonds Chaleur et Fonds Économie circulaire	**
ISDND (M€)	Coût unitaire : 1 M€/MW	SDES, Tableau de bord biogaz	**
Décomposition des investissements (M€)			
Fabrication d'équipements (M€)	40 % des investissements, dont 50 % d'importations	Hypothèse In Numeri ADEME (2022), Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole	**
Études préalables (M€)	10 % des investissements		**
Construction (M€)	50 % des investissements		**
Vente d'énergie (M€)			
Électricité (M€)	Quantité vendue GWh x Prix €/MWh	Quantité produite : SDES Quantité vendue et prix : CRE	***
Chaleur (M€)	Quantité vendue issue des ISDND GWh x Prix €/MWh	Quantité consommée : SDES Quantité vendue : SDES ; ADEME, ITOM Prix : Enquêtes SNCU	***
Biométhane (M€)	Quantité injectée GWh x Prix €/MWh	Quantité injectée : SDES Prix : Panorama du gaz renouvelable	***
Emplois d'investissement (ETP)			
Fabrication des équipements (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Emplois]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 28 2016 à 2022 : CN, Branche A38.CK	**
Études préalables (ETP)	Études M€ x ratio [Production/Emplois]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 71.12B 2016 à 2022 : CN, Branche A88.71	**
Construction (ETP)	Construction M€ x ratio [Production/Emplois]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 43.99 2016 à 2022 : CN, Branche A88.43	**
Emplois de vente d'énergie et de maintenance (ETP)			
Décharges ISDND (ETP)	Électricité issue des ISDND GWh x ratio de 0,10 ETP/GWh	SDES ; CRE ; ADEME, Enquêtes ITOM ADEME (2010), Marchés et emplois des activités liées aux déchets	**
Méthanisation des DMA (ETP)	Tonnage x ratio de 0,07 ETP/kt	ADEME-Observ'ER ; Base SINOE ; SER	**
Autres installations (ETP)	Nombre d'installation x ratio de 0,90 ETP/installation	ADEME-Observ'ER ; Base SINOE ADEME, Bilans FC-FD	**

Note : 1 ktep = 11,63 GWh

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

⁸⁴ ADEME et Observ'ER (édition 2020 à 2024), Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier

Méthode générale d'évaluation

La fiche suit les marchés liés au développement des capacités de production de biogaz. Elle distingue et étudie individuellement les filières suivantes :

- Les unités de méthanisation des déchets ménagers et assimilés (DMA) ;
- Les stations d'épuration des eaux usées (STEP) et les installations industrielles ;
- Les unités de traitement des effluents agricoles et agro-alimentaires (à la ferme, centralisée) ;
- Les installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND).

La fiche suit non seulement la production d'énergie marchande par les installations valorisant le biogaz sous forme de chaleur et d'électricité, mais également l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz (valorisation sous forme de biogaz carburant).

Investissements intérieurs

Pour les trois premières filières, on fait le point sur le développement des unités de production de biogaz à partir de l'inventaire de l'ADEME-Observ'ER (unités ouvertes de 2006 à 2023) et des projets soutenus par le Fonds Chaleur et le Fonds Économie Circulaire de l'ADEME (projets acceptés dont l'ouverture est supposée en 2023).

Pour certaines filières, on dispose des montants d'investissement (coûts du projet). Pour d'autres, on calcule les investissements à partir des puissances installées (MW) ou du débit de biogaz (Nm³/h) en utilisant des prix unitaires. On affecte une partie des investissements à la production et à la valorisation du biogaz, l'autre partie étant affectée à la gestion des déchets.

Pour les ISDND, les installations (MW) proviennent du tableau de bord biogaz du SDES, auxquelles on affecte un prix unitaire.

Par la suite, on procède à une estimation des investissements annuels en faisant des hypothèses sur la période de réalisation (de 2 à 3 ans entre les premiers investissements réalisés et la mise en service et l'exploitation de l'unité). Les investissements annuels sont décomposés entre la valeur des équipements, de la construction des unités et des études préalables. On suppose que l'ensemble de ces activités est réalisé en France, hormis les équipements qui sont à 50 % importés.

Les emplois associés à chaque activité sont estimés à partir de ratio [Production/Emploi] issus de la comptabilité nationale (CN) et de la base ESANE.

Ventes intérieures d'énergie

Les données concernant la production d'électricité via la valorisation du biogaz sont issues du tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR (SDES). Les données concernant la valeur de l'électricité issue de la valorisation du biogaz et vendue sur le marché intérieur sont issues des rapports de la CRE. Les données sur la partie de l'électricité produite dans les ISDND et vendue sur le marché sont issues des enquêtes ITOM (ADEME).

Les données sur la quantité consommée de chaleur issue du biogaz sont issues du tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR (SDES). L'essentiel de la chaleur produite par les méthaniseurs est autoconsommé. On ne valorise donc que la part de la chaleur produite dans les ISDND et vendue par la suite. Ces données sont issues du SDES jusqu'en 2012 et des enquêtes ITOM (ADEME) pour les années suivantes. On valorise la chaleur consommée avec la part variable des prix de la chaleur des réseaux de chaleur (enquêtes SNCU).

Les données sur la quantité de biométhane injecté dans les réseaux de gaz français sont issues des tableaux de bord biométhane du SDES. Ces données sont disponibles qu'à partir de 2015. On valorise le biométhane injecté en retenant la moyenne du tarif d'achat de référence pour les unités de méthanisation (hors ISDND ; SER, Panorama du gaz renouvelable).

Les emplois associés à la production d'énergie sont estimés selon le type d'installations avec divers ratios [emploi par énergie produite, par tonnes de matière entrante, par nombre d'installations].

10. Biocarburants de la filière essence



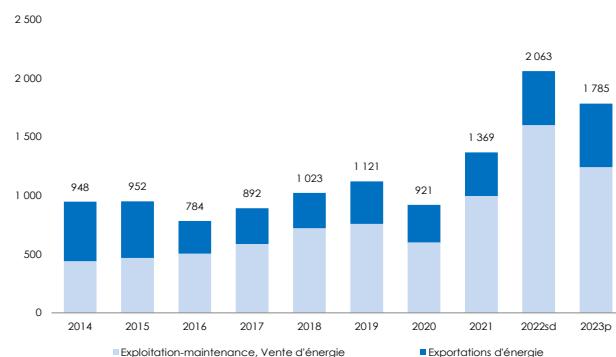
Points clés

Alignment du taux d'incorporation des biocarburants essence aux objectifs nationaux

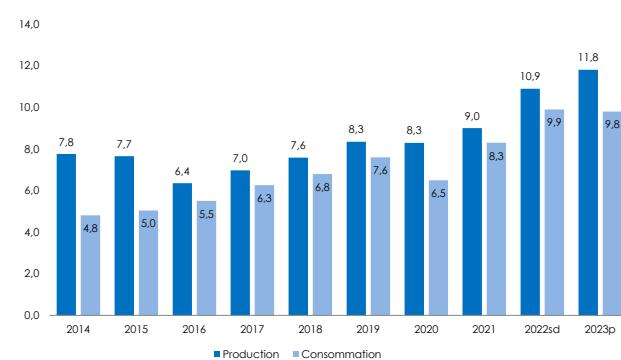
En 2023, les biocarburants essence de première génération 1G (bioéthanol, éther éthyle tertiobutyle, bioessence de synthèse) représentent 6,99 % (en contenu énergétique) de la consommation d'essence en France, taux quasiment aligné au seuil maximal fixé au niveau national pour les biocarburants conventionnels (7 %).

Bénéficiaire, le solde des échanges extérieurs de biocarburants essence de la France ne cesse de baisser de 2014 (313 M€) à 2017 (31 M€). Il devient déficitaire en 2018 (-22 M€), notamment avec la hausse du bioessence de synthèse intégralement importé (voir tableau page 124). Avec la mise en service en 2019 de l'unité La Mède (groupe Total) spécialisée dans la production de HVO, ce solde redevenant bénéficiaire et passe de 87 M€ en 2021 à 481 M€ en 2023.

Marchés liés aux biocarburants essence (M€)



Production et consommation de biocarburants essence (TWh)



Tendances observées 2021-2023

Taux d'incorporation des biocarburants essence



Production de biocarburants essence (TWh)



Consommation de biocarburants essence (TWh)

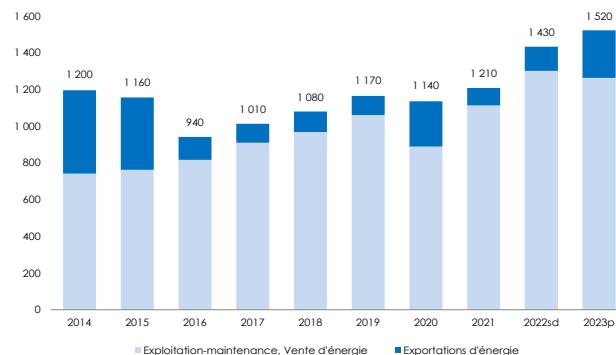


Emplois de vente de biocarburants essence (ETP)

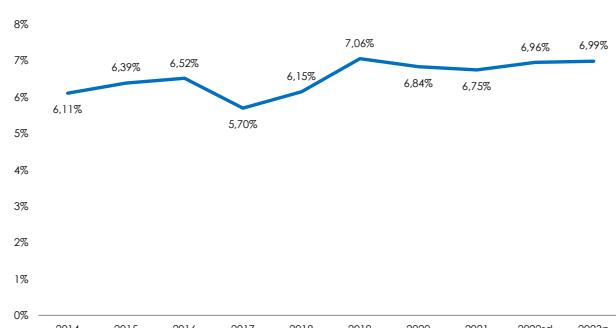


Les emplois industriels et directs liés à la production de biocarburants essence augmentent de 26 % entre 2021 (1 210 ETP) et 2023 (1 520 ETP), conséquence d'une augmentation de la production de biocarburants essence de 31 % sur cette même période (de 9 TWh en 2021 à 11,8 TWh en 2023).

Emplois associés aux biocarburants essence (ETP)



Taux d'incorporation des biocarburants essence 1G (%)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés aux marchés des biocarburants essence de première génération (bioéthanol, éther éthyle tertiobutyle – ETBE, bioessence de synthèse – huile végétale hydrotraitée HVO). Les emplois indirects et agricoles ne sont pas inclus. En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Fabrication
Construction
Vente d'énergie

Fabricants d'équipements utilisés dans la production des biocarburants essence
Génie civil, construction des unités de production de biocarburants essence
Vente de bioéthanol, d'ETBE et de bioessence de synthèse

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Politique de développement des biocarburants

Le développement de la production française des biocarburants conventionnels répond à plusieurs objectifs : baisse des importations de produits pétroliers, baisse des émissions de gaz à effet de serre (GES), maintien des débouchés aux produits agricoles.

Plusieurs mesures vont dans un sens favorable pour la filière :

- Détaxation partielle du bioéthanol incorporé dans le supercarburant dès lors qu'il est produit dans une usine agréée (Plan Biocarburants de la France 2004) ;
- Autorisation en 2016 du carburant ED-95 (95 % d'éthanol) destiné aux bus et aux poids lourds ;
- Encadrement de l'homologation des boîtiers de conversion au superéthanol-E85⁸⁵ ;
- Déductibilité de la TVA sur l'essence depuis 2017 ;
- Progression du SP95-E10 destiné à remplacer le SP95.

En 2023, le taux d'incorporation des biocarburants dans l'essence est de 9,77 % PCI : 6,99 % PCI pour les biocarburants conventionnels (1G) et 2,78 % PCI pour les biocarburants avancés (2G). De nouvelles normes permettent la hausse du taux d'incorporation : SP95-E10 et superéthanol-E85 (pour les véhicules *flex-fuel*). Imposée sur des carburants fossiles, la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT ; remplaçante de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants – TIRIB) pénalise le déficit d'incorporation par rapport aux objectifs annuels⁸⁶.

Directives européennes relative aux énergies renouvelables (RED)

En 2018, deux arrêtés sont publiés concernant les critères de durabilité des biocarburants et bioliquides.

Le premier arrêté actualise la liste des biocarburants et bioliquides pouvant être utilisés comme énergie renouvelable dans le secteur des transports, ainsi que les exigences de durabilité applicables. Le second arrêté fixe la liste des biocarburants et bioliquides ouvrant droit à la minoration de la TIRIB et précise les modalités du système de double comptage pour le calcul de la part des EnR incorporée dans le cadre du montant de la TIRIB.

Le texte final sur la RED II (Renewable Energy Directive)⁸⁷, publié en 2018, encadre le développement des biocarburants d'ici 2030 :

2015

- Directive CASI - Changement d'affectation des sols indirects et plafonnement de la part des biocarburants traditionnels afin de restreindre le risque d'accaparement des terres agricoles

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur l'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants : 1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 pour la filière essence

2018

- Arrêté modifiant les critères de durabilité des biocarburants et des bioliquides
- Publication de la RED II concernant les EnR et l'efficacité énergétique du paquet législatif pour une énergie propre
- Loi de Finances 2018 - Taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (TIRIB) remplaçant la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) au 1er janvier 2019

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur l'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants : 1,2 % en 2023 et 3,8 % en 2028 pour la filière essence

2021

- Plan d'investissement " France 2030 "

2022

- Application de la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT ; remplaçant la TIRIB) dès le 1er janvier

2023

- RED III - 3ème directive européenne relative aux énergies renouvelables

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur la consommation de biocarburants dans les transports : 55 TWh en 2030 ; 70 à 90 TWh en 2035

⁸⁵ Arrêté du 30 novembre 2017 relatif aux conditions d'homologation et d'installation des dispositifs de conversion des véhicules à motorisation essence en motorisation à carburant modulable essence - superéthanol E85

⁸⁶ Loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

⁸⁷ Directive UE 2018/2001 du Parlement Européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte) ; Directive abordant la révision de la Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE

- Objectif d'énergie renouvelable de 14 % dans les transports en 2030, en confirmant le plafond de 7 % pour les biocarburants de première génération ;
- Contribution des biocarburants avancés dans la consommation finale d'énergie du secteur des transports, avec double comptage : 1 % minimum en 2025 et 3,5 % minimum en 2030 ;
- Baisse progressive du plafonnement de l'utilisation des biocarburants conventionnels et des matières premières présentant un risque élevé d'induire des changements indirects dans l'affectation des sols à partir de 2019 jusqu'à atteindre 0 % en 2030.

Aucune différenciation entre la filière bioéthanol et biodiesel n'est introduite dans la RED2, les États membres pouvant conserver des objectifs séparés. Le bioéthanol offre des réductions d'émissions de GES élevées, lui permettant de contribuer efficacement à la lutte contre le réchauffement climatique, sous l'égide de l'Union Européenne. En 2023, le bioéthanol utilisé par les membres de l'association européenne des producteurs d'éthanol « ePURE » réduit les émissions de GES de 79,1 % par rapport aux combustibles fossiles, chiffre qui ne fait qu'augmenter d'année en année.

Publiée en 2023⁸⁸, la nouvelle directive européenne RED III donne un nouvel encadrement du développement des biocarburants et donne aux États membres la possibilité de choisir entre :

- Un objectif de réduction de 14,5 % de l'intensité d'émission de gaz à effet de serre dans les transports grâce à l'utilisation d'énergies renouvelables d'ici 2030 ;
- Un objectif d'au moins 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale dans le secteur des transports d'ici 2030.

Comme sous-objectif, cette directive fixe à 1 % en 2025 et 5,5 % en 2030 la part cumulée des biocarburants avancés et du biogaz (généralement produits à partir de matières premières non alimentaires) et des carburants renouvelables d'origine non biologique (principalement l'hydrogène renouvelable et les carburants de synthèse à base d'hydrogène) dans l'énergie fournie au secteur des transports. Cet objectif comprend une exigence minimale de 1 % de carburants renouvelables d'origine non biologique dans la part des énergies fournies au secteur des transports en 2030.

Plan d'investissement « France 2030 »

Présenté en 2021, le plan d'investissement France 2030 poursuit la stratégie du Gouvernement en faveur de l'investissement, de l'innovation et de la réindustrialisation. Ce plan est doté de 54 Mds€ sur la période 2022-2027.

Lancée fin 2021, la stratégie nationale « Produits biosourcés et biotechnologies industrielles – Carburants durables » s'inscrit dans le dispositif France 2030. Elle est dotée de 420 M€ dédiés au développement, entre autres, de carburants issus de ressources durables tels les biocarburants (issus de résidus et biomasses agricoles, forestières ou algales), de carburants de synthèse produits à partir d'énergie renouvelable et de ressources alternatives aux hydrocarbures (par exemple CO₂) et du biogaz pour un usage de carburant.

Dans le cadre de cette stratégie, l'ADEME opère trois appels à projets (AÀP) :

- Développement d'une filière de production française de carburants aéronautiques durables (CARB AERO) : trois projets lauréats France KerEAUzen (Engie), ReuZe (Engie) et BioTjet (Elyse Energy) ;
- Développement d'une filière de production française de carburants aéronautiques durables – Soutien aux études d'ingénierie d'avant-projet (FEED) : 100 M€ d'investissement pour financer les études d'ingénierie préliminaires et accompagner les projets dans la phase de pré-industrialisation des quatre lauréats France KerEAUzen (Engie), TAKE KAIR (Hynamics EDF), DéZIR (Verso Energy) et BioTJet (Elyse Energy) ;
- Produits biosourcés et biotechnologies industrielles (dernière clôture le 15 janvier 2024).

France – Septième producteur mondial de bioéthanol

En 2023, la France est le 7^{ème} producteur mondial de bioéthanol (11 millions d'hectolitres), après les États-Unis (591 Mhl), le Brésil (328 Mhl), l'Inde (55 Mhl), la Chine (38 Mhl), le Canada (17 Mhl) et la Thaïlande (13 Mhl).

Au niveau européen, la France devient le 1^{er} pays consommateur de biocarburants essence destinés au transport (843 ktep ~ 9,3 TWh) en 2023, devant l'Allemagne (786,7 ktep ~ 9,1 TWh) et les Pays-Bas (257,5 ktep ~ 3 TWh).

Sources : FranceAgriMer (2025), Bioéthanol – Fiche filière ; EurObserv'ER (2024), État des énergies renouvelables en Europe, 23^{ème} bilan

⁸⁸ Directive (UE) 2023/2413 du Parlement Européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil

Les acteurs de la filière des biocarburants essence

Fabrication des équipements

En 2022, le secteur de fabrication d'équipements dans l'industrie agro-alimentaire⁸⁹ réalise un CA de 1,6 Mds€ (-4 % par rapport à l'année précédente), en employant plus de 6 900 salariés.

La société Maguin SAS est le seul fabricant d'équipements pour l'industrie sucrière en France (40,4 M€ de CA en 2023, dont 23,5 M€ à l'export). La société propose une gamme de procédés et d'équipements industriels sur plusieurs activités liées à la production d'éthanol (de la conception à la mise en route) : sucrerie de betteraves, alcool et éthanol carburant.

Plusieurs autres secteurs de l'industrie manufacturière fabriquent des équipements de filtration et de distillation entrant dans la construction des unités de production des biocarburants.

Production de biocarburants essence

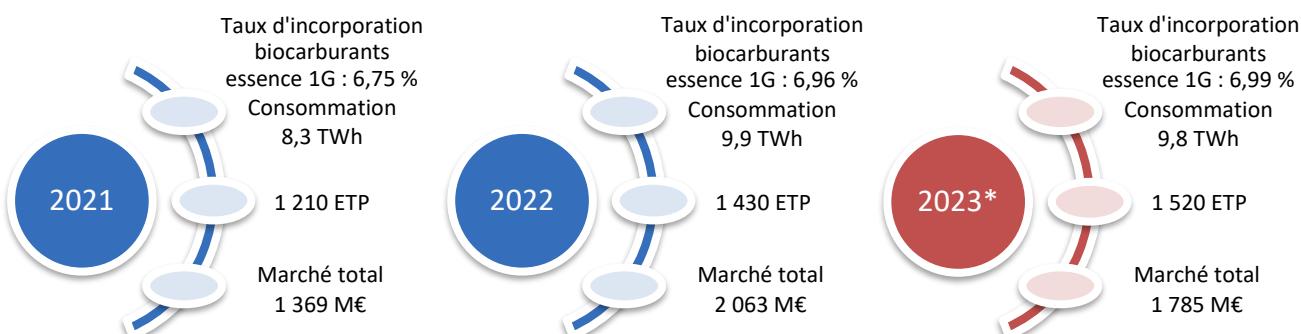
Aujourd'hui, le principal biocarburant incorporé au pool essence reste l'éthanol. L'éthanol (alcool éthylique) est un des produits dérivés de la transformation du sucre (fermentation, suivie de distillation) et de l'amidon (hydrolyse, suivie de fermentation et de distillation). Le bioéthanol fait référence à l'éthanol issu de la biomasse. La production française du bioéthanol est principalement le fait de trois grands groupes : Tereos (union de coopératives agricoles spécialisées dans la betterave à sucre et l'amidon), Cristal Union, et Bioénergie du Sud-Ouest (filiale de l'espagnol Vertex Bioenergy).

- Tereos** – 2^{ème} groupe sucrier mondial. 1^{er} producteur français et leader européen de bioéthanol. Toutes activités confondues, le groupe réalise en 2023/2024 un CA de 7,1 Mds€ (+9 % par rapport à l'exercice précédent). Le groupe compte 15 800 collaborateurs dans 15 pays (permanents et saisonniers). Ses deux unités de production en France, Origny et Lillebonne, ont une capacité de production de 240 000 tonnes chacune.
- Cristal Union** – 3^{ème} opérateur de bioéthanol en Europe (avec 3,2 millions d'hectolitres produits) et 2^{ème} producteur de bioéthanol français. Sur l'exercice 2023/2024, le groupe réalise un CA de 2,8 Mds€ (toutes activités confondues), en regroupant 9 000 planteurs et en employant plus de 2 000 collaborateurs. Depuis 2015, Cristal Union s'est associé à l'entreprise Global Bioenergies qui développe notamment la production d'ETBE entièrement renouvelable en remplaçant l'isobutène fossile par de l'isobutène renouvelable.
- Bioénergie du Sud-Ouest (BSO)** – Filiale du groupe Vertex Bioenergy, BSO possède une capacité de production de 200 000 tonnes à Lacq. En 2023, l'entreprise réalise 327,2 M€ de CA, dont 21,7 M€ à l'exportation, pour 65 effectifs.

Les biocarburants de la filière essence comprennent également l'éther éthyle tertiobutyle (ETBE). L'ETBE est un additif pour carburant oxygéné couramment utilisé dans la production d'essence à partir de pétrole brut. Il peut être incorporé jusqu'à 15 % en volume dans l'essence. En France, la production d'ETBE est essentiellement assurée dans les unités industrielles de Total (production totale de 200 000 tonnes par an).

Autre élément présent dans les biocarburants essence : la bioessence de synthèse, également appelée huile végétale hydrotraitée (HVO). Le HVO, dont le marché est en début de déploiement, est un gazole de synthèse obtenu par hydrotraitement d'acides gras. Jusqu'en 2018, les HVO consommées en France sont intégralement importées. À partir de 2019, cette tendance s'inverse avec la reconversion de la raffinerie de La Mède (près de Marseille ; groupe Total) et la mise en service, entre autres, d'une bioraffinerie spécialisée dans les biocarburants de type HVO. Cette bioraffinerie a une capacité de production de 500 000 tonnes de HVO par an (y compris de type bioessence)⁹⁰.

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

⁸⁹ ESANE, NAF 28.93Z Fabrication de machines pour l'industrie agro-alimentaire

⁹⁰ Globalement, le groupe Total installe sur le site de La Mède un dépôt pétrolier, une ferme solaire, un centre de formation et une bioraffinerie.

Investissements continus dans l'amélioration de la performance environnementale et les programmes de R & D

Afin de répondre aux objectifs du plan Biocarburants de la France de 2004 (à savoir 6,25 % en 2009, 7 % en 2010 et 10 % en 2015 d'éthanol incorporé dans l'essence), les industriels ont mis en place des outils industriels et des capacités de production de plus d'un million de tonnes de 2006 à 2009. L'objectif étant quasi stabilisé depuis 2010, aucun nouvel investissement dans le développement des capacités de production n'est identifié depuis.

Cependant, les entreprises continuent à investir ou à s'associer à des investissements collectifs sur les sites existants pour améliorer le bilan carbone de leurs productions : chaudières à biomasse ou à déchets ménagers, méthanisation des effluents, captage et valorisation du CO₂ de fermentation, ainsi que géothermie. Par conséquent, les performances moyennes des productions françaises d'éthanol dépassent largement le minimum de 50 % d'économie de GES par rapport à l'essence (minimum en place en France depuis 2017). Bien qu'effectué par des entreprises de la filière du bioéthanol, l'ensemble de ces investissements correspond également à d'autres domaines de la transition énergétique. Par conséquent, il est implicitement inclus dans les filières en question (bois-énergie des secteurs collectif-tertiaire-industriel, géothermie, biogaz) et exclu de la présente fiche.

Baisse des prix des biocarburants essence après le pic en 2022

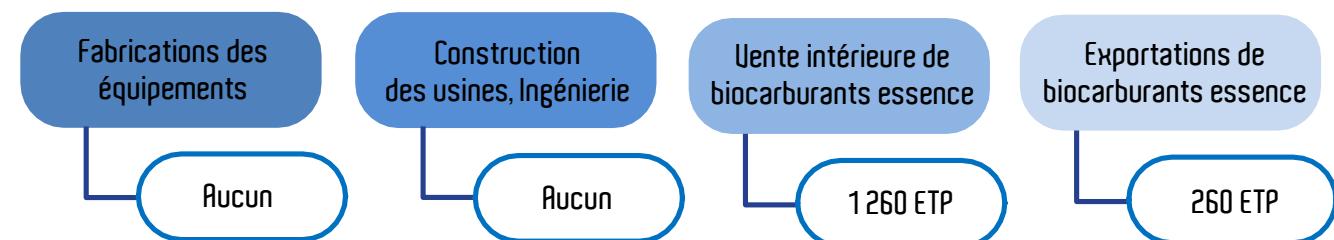
Les prix des biocarburants essence fluctuent fortement. Les prix moyens baissent de 2014 (574 €/m³) à 2016 (504 €/m³). Dès 2017, les prix augmentent en moyenne de 11 % chaque année, jusqu'à atteindre 913 €/m³ en 2022, plus haut niveau depuis 2014. La situation s'inverse en 2023 avec une baisse de 6 % des prix moyens (863 €/m³).

Ainsi, la valeur de la production des biocarburants essence (y compris pour les exportations) passe de 1 084 M€ en 2021 (pour 774 ktep ~ 9 TWh) à 1 685 M€ en 2022 (pour 937 ktep ~ 10,9 TWh) et 1 724 M€ en 2023 (pour 1 016 ktep ~ 11,8 TWh), soit une augmentation moyenne de 29 % par an.

Selon le SDES, la consommation de biocarburants essence augmente de 19 % entre 2021 (714 ktep ~ 8,3 TWh) et 2022 (851 ktep ~ 9,9 TWh), avant de diminuer légèrement de 1 % en 2023 (843 ktep ~ 9,8 TWh).

Plus de 1 500 emplois directs dans la filière des biocarburants essence

En l'absence d'investissements réalisés dans le développement des unités de production de biocarburants de la filière essence, les seuls emplois directs – de 2014 à 2023 – sont les emplois industriels associés à la transformation des intrants agricoles dans les unités de production et à la vente de biocarburants essence.



En 2023, les emplois industriels de production et de vente (y compris à l'exportation) des biocarburants essence s'élèvent à 1 520 ETP, en hausse de 6 % par rapport à l'année précédente (1 430 ETP).

Estimation des emplois agricoles et indirects

Les emplois agricoles pour la production des matières premières utilisées dans la production de bioéthanol (betterave, blé ou maïs) ne sont pas considérés comme des emplois directs dans cette étude.

Selon l'étude réalisée par PricewaterhouseCoopers (PwC) en 2013 sur le poids économique de la filière des biocarburants, le ratio d'emplois agricoles est de 3,52 ETP pour 1 000 tonnes de bioéthanol, et le ratio d'emplois indirects (liés à l'agrofourniture) est de 1,57 ETP/ktonnes de bioéthanol. L'estimation de l'ensemble des emplois (directs et industriels, agricoles et indirects) est présentée ci-dessous :

ETP	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Emplois industriels et directs *	1 200	1 160	940	1 010	1 080	1 170	1 140	1 210	1 430	1 520
Emplois agricoles	3 670	3 620	3 000	3 300	3 580	3 950	3 920	4 260	5 150	5 580
Emplois indirects	1 640	1 620	1 350	1 480	1 610	1 770	1 760	1 910	2 310	2 500
Total	6 510	6 400	5 290	5 790	6 270	6 890	6 820	7 380	8 890	9 600

(*) Somme des emplois liés à l'exploitation et la vente intérieure de biocarburants essence et des emplois liés à l'exportation de bioéthanol et d'ETBE (voir tableau page 124)

Source : Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la consommation de biocarburants de première génération dans les transports à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

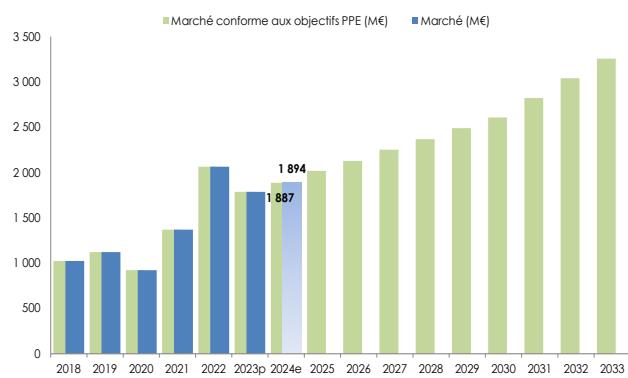
Biocarburants 1G dans les transports

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Consommation de biocarburants	38 TWh	55 TWh	70 à 90 TWh
Dont consommation de biocarburants essence	10 TWh	14 TWh	18 à 23 TWh

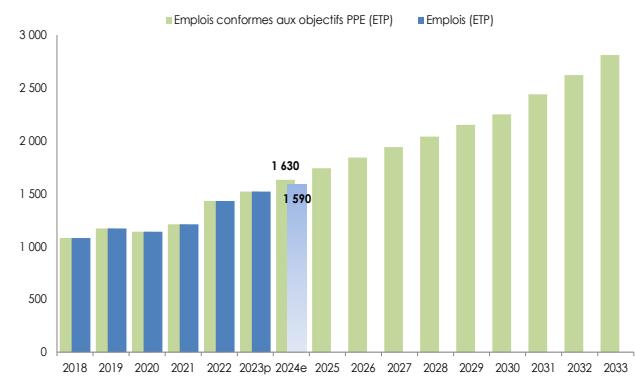
Sources : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation ; SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables, Consommation de biocarburants dans les transports

Ces objectifs représentent ainsi une consommation de biocarburants de 55 TWh en 2030 et de 80 TWh en moyenne en 2035. Il n'y a pas de décomposition de ces objectifs globaux entre biocarburants essence et biocarburants gazole. On fait l'hypothèse de garder, pour les années 2030 et 2035, la même part de biocarburants essence dans la consommation totale de biocarburants dans les transports qu'en 2023 (à savoir 25,9 % ; SDES). Ainsi, la consommation de biocarburants essence s'élèverait à 14,3 TWh en 2030 et 20,7 TWh en moyenne en 2035.

Marchés liés aux biocarburants essence (M€)



Emplois associés aux biocarburants essence (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

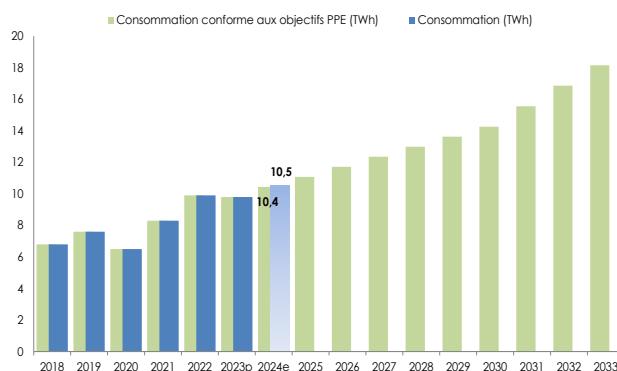
En se basant sur ces objectifs, le marché total est estimé à 1 887 M€ en 2024. La production française de biocarburants de la filière essence (y compris pour l'exportation) s'élèverait à 1 843 M€ (+7 % sur l'année). En 2019, la bioraffinerie de La Mède (groupe Total) d'une capacité de production de 500 000 tonnes par an de HVO (y compris de type bioessence) est mise en service. Dès-lors, on constate que les importations de HVO diminuent fortement dès 2022. La reconversion de la raffinerie Grandpuits (Total) en site de production de biocarburants (avec une mise en service mi 2025) renforce cette tendance (capacité de production totale de 400 000 tonnes par an, dont 285 000 tonnes dédiés aux biocarburants aériens, 50 000 tonnes aux carburants routiers et 70 000 tonnes au bionaphtha). Finalement, les importations de biocarburants de la filière essence (bioéthanol uniquement) passerait de 61 M€ en 2023 à 44 M€ en 2024.

Les emplois atteindraient 1 630 ETP en 2024 : 1 350 ETP liés à la vente des biocarburants de la filière essence sur le marché intérieur et 280 ETP liés aux exportations.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est alignée à la trajectoire PPE : 1 894 M€ et 1 590 ETP pour la tendance en 2024, contre 1 887 M€ et 1 630 ETP pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre la consommation de biocarburants essence retenue selon chaque cas de figure. Selon les données de la base Dido (SDES), les ventes de biocarburants essence augmenteraient de 7 % en un an et s'élèveraient à 10,5 TWh en 2024. De la même façon, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait augmenter la consommation de biocarburants essence à 10,4 TWh cette même année.

Consommation de biocarburants essence (TWh)



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020⁹¹). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la filière essence, l'incorporation des biocarburants conventionnels (1G) ne devait pas dépasser 7 % de l'énergie contenue dans les carburants aux horizons 2023 et 2028, ce qui se traduisait en termes de consommation de biocarburants essence en : 6,8 TWh en 2018 (année de référence) ; 7,7 TWh en 2023 (objectif intermédiaire) ; 10,7 TWh en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec une consommation réelle à 9,8 TWh en 2023, la trajectoire actuelle de consommation des biocarburants essence permet d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

Perspectives de la filière

Biocarburants avancés (2G)

L'objectif intermédiaire de la 2^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 concernant les biocarburants 2G – à savoir un taux d'incorporation de 1,2 % en 2023 – est atteint. À court terme, la production des biocarburants avancés doit compléter davantage l'offre de biocarburants 1G pour entamer la décarbonation de la mobilité lourde (maritime, fluvial, aérien) en plus du transport terrestre. Pour cela, l'installation de premières implantations industrielles de production de biocarburants avancés doit être accompagnée.

Le procédé Futurol vise à produire de l'éthanol avancé (cellulosique par voie biochimique). Porté par Procehol 2G, le projet réunit 11 partenaires avec un budget de 76,4 M€ (dont 29,9 financés par des fonds publics). Après 10 ans de recherche, la phase R&D (étapes de pilotage et de démonstration comprises) s'est achevée avec succès en 2018. À la fin de cette même année, l'usine pilote est cédée à la société ARD (agro-industrie recherches et développements ; site de Pomacle-Bazancourt). ARD reprend également l'intégralité du personnel, permettant le maintien de l'outil et des compétences opérationnelles nécessaires à son fonctionnement pour appuyer la commercialisation du procédé (commercialisation confiée à la société Axens). Les capacités de production envisagées pour une future unité varient entre 10 000 et 30 000 m³ d'éthanol par an.

Il existe d'autres projets de développement, dont certains sont au stade de démonstrateurs et de tests de production. C'était le cas du projet ISOPROD d'IBN-One (filiale de Global Bioenergies et Cristal Union), projet consistant à industrialiser la production d'isobutène biosourcé à partir de substrats betteraviers et ses dérivés pour de nombreuses applications (carburants, chimie). D'un montant global de 30 M€, le projet devait initialement déboucher sur la construction d'une première unité industrielle d'une capacité de production de 50 kt/an d'isobutène et de ses dérivés. Faute d'investisseurs, le projet bascule en 2024 vers un projet de collaboration R&D avec l'équipementier aéronautique Safran et le centre français de recherche aérospatiale Onera pour réaliser une campagne de tests concernant le carburant d'aviation durable (sustainable aviation fuels – SAF).

⁹¹ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés aux biocarburants de la filière essence

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction des usines, Ingénierie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total des investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exploitation-Maintenance, Vente d'énergie	441	469	505	587	722	759	600	997	1 602	1 244
Biocarburants essence produits en France	247	222	263	313	399	431	471	712	1 224	1 183
ETBE et HVO importés	194	247	241	274	323	328	129	285	378	61
Marché intérieur *	441	469	505	587	722	759	600	997	1 602	1 244
Exportations										
Bioéthanol et ETBE	507	483	279	305	301	362	320	372	461	542
Marché total **	948	952	784	892	1 023	1 121	921	1 369	2 063	1 785
Production **	754	705	543	618	700	793	792	1 084	1 685	1 724

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Exploitation-maintenance et ventes intérieures d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimation IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés aux biocarburants de la filière essence

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction des usines, Ingénierie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Liés à la vente d'énergie et la maintenance	740	760	820	910	970	1 060	890	1 110	1 300	1 260
Liés au marché intérieur	740	760	820	910	970	1 060	890	1 110	1 300	1 260
Liés aux exportations de bioéthanol et ETBE	450	390	130	100	110	100	250	90	130	260
Total des emplois	1 200	1 160	940	1 010	1 080	1 170	1 140	1 210	1 430	1 520

Estimation IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Capacités mises en service ; Production, consommation et balance commerciale des biocarburants de la filière essence

TWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Capacité totale en fin d'année (kt)	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120
Production	7,8	7,7	6,4	7,0	7,6	8,3	8,3	9,0	10,9	11,8
Consommation intérieure	4,8	5,0	5,5	6,3	6,8	7,6	6,5	8,3	9,9	9,8
Exportations	3,7	3,8	2,4	2,5	2,7	2,8	2,6	2,0	1,9	2,3
Importations	0,7	1,2	1,6	1,8	2,0	2,0	0,8	1,3	0,9	0,3

Sources : Bioéthanol France ; ADEME ; SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables ; Consommation de biocarburants dans les transports ; Eurostat ; FranceAgriMer, Bulletins de conjoncture du marché du sucre ; Bilans des TIRUERT

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Mises en service (tonnage)		Bioéthanol France ; ADEME	**
Investissements annuels (M€)	Tonnage x Prix unitaire de 0,7 M€/ktonnes	Rapports divers Communiqués de presse	*
Décomposition des investissements (M€)			
Fabrication des équipements (M€)	60 % des investissements	Hypothèse IN NUMERI	**
Ingénierie (M€)	20 % des investissements	Hypothèse IN NUMERI	**
Construction des usines (M€)	20 % des investissements	Hypothèse IN NUMERI	**
Quantité de biocarburants essence			
Consommation de biocarburants essence (TWh)		SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR	***
Exportations et importations d'ETBE (tonnes)		Eurostat, Produit 29.09.19.10	***
Exportations de bioéthanol (m³)		FranceAgriMer, Bulletins de conjoncture du marché du sucre Eurostat, Produits 22.07.10.00 et 22.07.20.00	***
Importations de bioessence de synthèse (m³)		Bilans TIRUERT	**
Production (TWh)	Consommation + Exportations - Importations	Hypothèse IN NUMERI	**
Biocarburants essence (M€)			
Production (M€)	Production m³ x Prix unitaire €/m³ estimé selon évolution moyenne de plusieurs prix	Prix implicite : DGEC, Code des douanes Prix Eurostat : Produit 22.07.10.00 Prix EAP : INSEE, PRODGRA 20.14.74.00.00 Prix OCDE : Agricultural Outlook 2015-24 Prix FOB Rotterdam : CME Group Prix CE : Règlement n°157/2013	**
Exportations, importations d'ETBE (M€)		Eurostat, Produit 29.09.19.10	***
Exportations de bioéthanol (M€)		Eurostat, Produit 22.07.10.00	***
Importations de bioessence de synthèse (M€)	Importations m³ x Prix unitaire de production en France €/m³		*
Consommation (M€)	Production + Importations - Exportations	Hypothèse IN NUMERI	**
Emplois (ETP)			
Fabrication des équipements (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Emploi]	Enquêtes de production du système statistique public, NES E23	*
Ingénierie (ETP)	Ingénierie M€ x ratio [Production/Emploi]	Enquêtes de production du système statistique public, 17.42C	*
Construction des usines (ETP)	Construction M€ x ratio [Production/Emploi]	Enquêtes de production du système statistique public, 14.52C	*
Production de biocarburants essence (ETP)	Production ktonnes x ratio [ETP/ktonnes]	PwC (2013), Étude sur le poids économique de la filière des biocarburants	*

Note : 1 kt d'ETBE = 0,49 kt d'éthanol ; 1 kt d'éthanol = 0,64 ktep ; 1 000 m³ = 0,51 ktep

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Périmètre

La fiche couvre les activités directement liées à la production et la vente de biocarburants de substitution à l'essence (bioéthanol, ETBE, bioessence de synthèse). Il s'agit d'une part de la construction des unités de production des biocarburants essence et, d'autre part, de la production et de la consommation de biocarburants essence en France. Dans les deux cas, on s'efforce de calculer les emplois liés aux activités concernées.

S'agissant de la production du bioéthanol, seuls les emplois directs des unités de transformation des produits agricoles en bioéthanol sont retenus. Les emplois indirects, y compris les emplois agricoles, sont toutefois estimés dans la fiche méthodologique afin de permettre des comparaisons avec d'autres évaluations existantes.

Investissements intérieurs

Les derniers investissements dans des outils industriels et des capacités de production de biocarburants essence sont effectués de 2005 à 2009 afin de répondre à la croissance des objectifs annuels d'incorporation. L'objectif étant stabilisé depuis 2010, aucun nouvel investissement dans le développement des capacités de production n'est identifié depuis

Marché des biocarburants essence (bioéthanol, ETBE, bioessence de synthèse)

Les données sur la quantité consommée de biocarburants essence de 2014 à 2023 sont issues du tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables du SDES.

Les données concernant les échanges extérieurs d'ETBE (valeur et volume) proviennent d'Eurostat (produit 29.09.19.10).

Les exportations d'éthanol carburant (volume) sont rapportées par FranceAgriMer dans les bulletins de conjoncture du marché du sucre. Les données ne sont disponibles que jusqu'en 2016, FranceAgriMer ne disposant plus d'éléments nécessaires au maintien des bilans français d'alcool depuis la fin des quotas « sucre » en 2017. Dès 2017, on fait évoluer les exportations 2016 selon le taux d'évolution des exportations d'Eurostat (produits 22.07.10.00 et 22.07.20.00). On valorise ces exportations selon un prix unitaire calculé selon les données d'Eurostat (produit 22.07.10.00).

Pour les importations de bioessence de synthèse (HVO intégralement importées de 2014 à 2021), faute d'informations précises, on se base sur les bilans TIRUERT et on calcule la part du bioessence de synthèse dans les biocarburants essence consommés en France (en quantité EnR en MJ). On suppose que cette part dans la consommation totale de biocarburants essence (données SDES) correspond aux importations de HVO.

On calcule la production de biocarburants essence en volume par solde : production + exportation = consommation + importation.

Par la suite, en l'absence de prix producteur disponible, on valorise la production selon un prix conventionnel estimé à partir de diverses sources.

Au final, la valeur de la consommation (vente de biocarburants essence) est calculée par solde.

Estimation des emplois

En absence d'investissements réalisés sur la période étudiée, l'ensemble des emplois estimés concernent les emplois directs et industriels associés à la production d'éthanol. Pour estimer ces emplois, on utilise les ratios [Emploi/Tonne] issus de l'étude réalisée par PricewaterhouseCoopers en 2013 concernant le poids économique de la filière des biocarburants. Cette étude distingue les emplois directs (dans les unités de transformation) et les emplois agricoles indirects.

11. Réseaux de chaleur

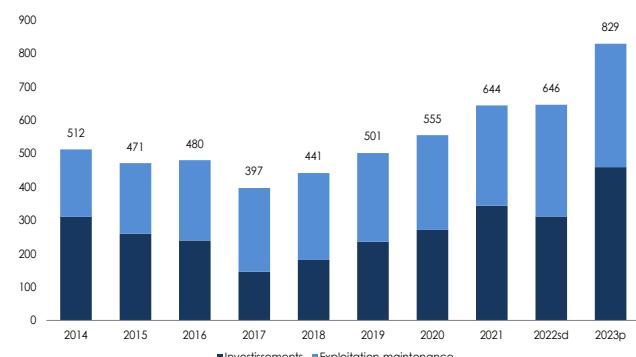
Points clés

Des raccordements en décalage avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Entre 2009 et 2023, 1 330 projets liés aux réseaux de chaleur (RC) sont aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME. Ces opérations de création, extension et densification ont permis la construction de 3 980 km de réseau. La création du Fonds Chaleur en 2009 est une des étapes décisives pour le développement des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dans les réseaux. En 2023, les EnR&R représentent 66,5 % de l'énergie livrée par les RC, contre 63 % en 2021 et 49 % en 2014.

En 2023, les marchés liés à la construction, la gestion et l'exploitation-maintenance des RC passe de 644 M€ en 2021 à 646 M€ en 2022 et 829 M€ en 2023 (+28 % en un an). Les emplois associés suivent la tendance du marché et passent de 3 760 ETP en 2021 à 4 650 ETP en 2023 (+24 %).

Marchés liés aux réseaux de chaleur (M€)



Mise en service annuelle des réseaux de chaleur (km)



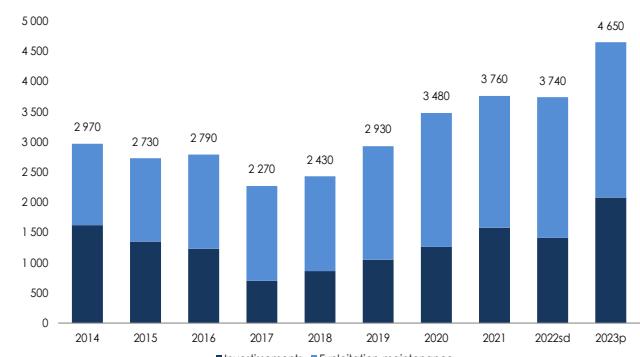
Tendances observées 2021-2023

- Longueur des réseaux mis en service par an (km) →
- Investissements annuels (M€) ↑
- Emplois liés aux investissements (ETP) ↑
- Distribution de chaleur (M€) ↑
- Emplois liés à la distribution de chaleur (ETP) ↑

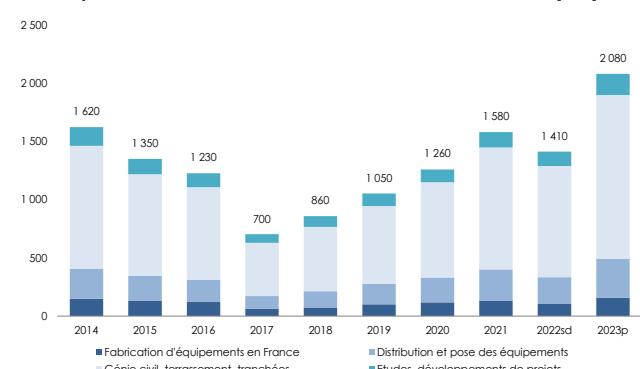
En 2023, ces emplois sont répartis entre 2 080 ETP pour la réalisation des RC et 2 570 ETP pour leur exploitation.

Après avoir augmenté de 68 % en 2022, les subventions du Fonds Chaleur diminuent de 10 % en 2023 suite à la baisse des dossiers éligibles déposés.

Emplois associés aux réseaux de chaleur (ETP)



Emplois d'investissement dans de nouveaux métiers (ETP)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont les emplois directs associés aux activités uniquement liées au réseau de distribution primaire. La phase d'investissement correspond aux créations, extensions ou densifications de réseaux (y.c. la phase de fabrication des équipements). La phase d'exploitation-maintenance désigne la durée de vie du réseau une fois que celui-ci est construit. La production de chaleur est traitée – pour ce qui concerne la part renouvelable – dans les fiches relatives à la géothermie, les unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), le bois collectif-tertiaire-industriel, ainsi que le biogaz par méthanisation et issu des ISDND.

En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

**Construction, Études
Distribution**

Réalisation et développement des réseaux, fabrication et distribution des équipements
Exploitation et maintenance des réseaux

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Réseaux confortés par la LTEU

Les réseaux de chaleur et de froid (RC&F) sont définis comme des systèmes de chauffage et de refroidissement urbains qui correspondent à la distribution d'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou de fluides caloporteurs, via une installation centrale de production et à travers un réseau vers plusieurs bâtiments ou sites, pour le chauffage et le refroidissement de locaux ou de sites industriels.

Les RC se sont essentiellement développés en France à partir de 1950, en accompagnement de la politique de logement collectif et de l'urbanisation. Après un ralentissement dans les années 1970 et en réponse aux chocs pétroliers, leur progression reprend dans les années 1980 avec, en particulier, les réseaux valorisant des énergies renouvelables et de récupération locales, telles que la géothermie ou l'incinération des déchets urbains.

Depuis 2007, la TVA réduite sur le R1 (part variable) est une mesure fiscale faisant augmenter la compétitivité du prix de vente de la chaleur. Créé en 2009 et géré par l'ADEME, le Fonds Chaleur attribue des subventions pour le développement des réseaux de chaleur vertueux. Certaines opérations d'amélioration énergétique des réseaux existants sont également éligibles au système des certificats d'économie d'énergie (CEE) sous conditions.

En 2015, la LTECV⁹² entérine pour la première fois dans la loi française l'objectif de multiplier par 5 entre 2012 et 2030 la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux, soit 39,5 TWh. Le projet de loi sur la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; mis en consultation en mars 2025) retient un objectif de 41,5 TWh – dont 39,5 TWh de chaleur et 2 TWh de froid – en 2030, objectif progressivement à la hausse jusqu'en 2035 (compris entre 57 et 75 TWh, dont 54,5 à 72 TWh de chaleur).

2014

- Loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM) - Attribution aux métropoles les compétences de création, d'aménagement, d'entretien et de gestion des RC&F

2015

- Objectif LTECV - Multiplier par 5 par rapport à 2012 la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux, soit 39,5 TWh d'ici 2030

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par réseaux : 15,7 TWh en 2018 ; entre 22,1 TWh (objectif bas) et 26,7 TWh (objectif haut) en 2023

2019

- Lancement du groupe de travail " Réseaux de chaleur et de froid renouvelable "

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur la quantité de chaleur renouvelable et de récupération livrée par réseaux : 24,4 TWh en 2023 (objectif revu à la baisse) ; entre 31 TWh (scénario A) et 36 TWh (scénario B) en 2028

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur la quantité de chaleur EnR&R livrée par réseaux : 39,5 TWh en 2030 ; entre 54,5 et 72 TWh en 2035

UVE et biomasse en tête des progressions dans le bouquet énergétique

Selon le syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU), il existe 1 000 réseaux de chaleur d'une longueur totale de 7 515 km sur le territoire en 2023. Cette même année, 66,5 % de l'énergie livrée par les RC est d'origine renouvelable ou de récupération. Le gaz naturel, remplaçant du fioul et du charbon depuis 2000, reste la première source d'énergie (31,8 % du bouquet énergétique en 2023), suivie de très près par les unités de valorisation énergétique (UVE ; 29 %) et la biomasse (25,5 %).

Des actions concrètes pour développer la filière

Lancé en 2019 par le Ministère de la transition écologique, le groupe de travail « Réseaux de chaleur et de froid renouvelable » réunit les acteurs concernés afin d'identifier et lever les freins au développement de la filière. Cette filière est, en outre, prometteuse pour contribuer à relever les défis du stockage, de l'intelligence des réseaux et de la production renouvelable de chaleur.

Au final, 25 mesures sont retenues par ce groupe de travail, couvrant cinq champs principaux : mobilisation et attractivité des réseaux ; information et protection des consommateurs ; compétitivité économique des réseaux ; verdissement de l'énergie livrée par les réseaux ; innovation, recherche et développement.

⁹² Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Réseaux de chaleur en Europe

- Selon le syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU), 19 000 réseaux livrent environ 608 TWh de chaleur à 77 millions de citoyens, par le biais de 195 000 km de réseaux et une puissance thermique installée de 334 GW. Le mix énergétique moyen des réseaux européens ne dépasse pas 42,6 % d'EnR&R.
- Le développement des RC est très inégal en Europe. Ils sont en général plus développés dans le Nord et l'Est du fait d'une rigueur climatique plus forte, d'une politique historique d'aide au développement, ainsi que de la mise en place d'une taxe carbone sur le long terme dans les pays nordiques.

Sources : SNCU (2024), Enquête des réseaux de chaleur et de froid, Résultats 2023

Les acteurs de la filière des réseaux de chaleur

Construction des réseaux – Beaucoup de petits acteurs

Les investissements proviennent des entreprises spécialisées en travaux de construction de réseaux pour fluides et en installation de machines et d'équipements industriels. Ce sont souvent des entreprises locales qui effectuent les travaux de voirie et de gros œuvre.

Les principaux fournisseurs d'équipements utilisés dans la réalisation des réseaux sont les fabricants de tubes et de tuyaux (Wannitube ; CA de 32,7 M€ en 2022) et les fabricants d'échangeurs à plaques (Alfa Laval Vicarb ; CA de 59,7 M€ en 2023).

Gestionnaires de réseaux – Grands groupes spécialisés et régies

Selon l'enquête 2024 de la SNCU sur les RC&F (résultats 2023), 31 % des réseaux de chaleur sont exploités en régie, mais ne représentent que 4 % de la chaleur livrée. Les délégations de service public (concessions) représentent 40 % des réseaux et 77 % de l'énergie délivrée. Le reste est assuré sous d'autres régimes, majoritairement en contrat d'exploitation.

Grands groupes spécialisés⁹³ – Les principaux opérateurs sont Dalkia France (filiale d'EDF), Engie Solutions (filiale d'Engie), IDEX et Coriance.

- En 2014, Dalkia est racheté par EDF pour le marché national, tandis que VEOLIA garde le marché international. Le CA de Dalkia France s'élève à 3,3 Mds€ en 2023. Cette même année, Dalkia France exploite 330 réseaux, soit 2 900 km de canalisations, pour près de 800 000 équivalents-logements livrés. Parmi ces réseaux, 220 sont des réseaux de chaleur urbains.
- Engie Solutions, n°3 mondial des RC urbains et leader européen des services multi techniques, exploite 164 réseaux de chaleur en France, chauffant plus d'un million de foyers chaque année. Engie Solutions gère surtout des réseaux de chaleur et de froid en Île-de-France fournissant moins de 30 GWh par an, ainsi que des réseaux dans d'autres régions de moins de 120 GWh par an. En 2023, le CA de la filiale s'élève à 2,9 Mds€ pour 10 960 effectifs.
- IDEX exploite 70 réseaux urbains de chaud et de froid, du moyen réseau dans des éco-quartiers au réseau alimentant l'ensemble de la Défense, pour un total de 190 000 équivalents-logements livrés. Le chiffre d'affaires global du groupe s'élève à 2,3 Mds€ en 2023 pour 6 260 collaborateurs.
- Le groupe Coriance gère 42 réseaux de chaleur et de froid urbains de 535 km, livrant 1,9 TWh à 200 000 équivalents-logements. Le chiffre d'affaires global du groupe s'élève à 360 M€ en 2023.

⁹³ Résultats 2017 par groupe – Dalkia : CA de 4 Mds€ (toutes activités confondues), 980 M€ et 1 600 collaborateurs pour les RC&F uniquement ; Engie Solutions (ex-Engie Cofely) : 2,8 de CA pour 12 500 salariés (toutes activités confondues), 250 M€ de CA et 1 000 salariés pour les RC&F uniquement ; IDEX : 890 M€ de CA et 3 600 employés (toutes activités confondues), 150 M€ de CA et 350 salariés pour les RC&F uniquement ; Coriance : 187 M€ de CA et 350 employés (toutes activités confondues), 172 M€ de CA et 265 salariés pour les RC&F uniquement. Source : ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière (données 2017)

Gestion en régie – Dans le cas où le service public (collectivité, commune) est directement gestionnaire du réseau, la maîtrise d'ouvrage peut se faire en régie selon 3 types de contrat :

- Régie sans contrat d'exploitation ou internalisée/directe – La collectivité gère directement, sans contrat public d'exploitation, le réseau. Les moyens alloués aux RC en régie internalisée sont directement liés au budget de la collectivité.
- Régie avec marché public d'exploitation ou externalisée – La collectivité s'appuie sur une entreprise prestataire de service pour réaliser l'exploitation (régie avec marché à l'entreprise soumis au code des marchés publics) tout en continuant à gérer directement le RC. La régie externalisée bénéficie ainsi d'une relative autonomie, sans pour autant bénéficier d'une personnalité morale, lui permettant de respecter l'exigence d'équilibre financier imposée.
- Autre – Bien que la collectivité puisse gérer son réseau de chaleur, elle peut confier l'exploitation de ce dernier à des partenaires de droit privé. Cette gestion peut se faire avec contrat d'exploitation où les partenaires sont amenés à assurer un suivi et un accompagnement de l'installation, ou sans, amenant les partenaires à gérer le réseau sans intervenir sur les installations.

Situation du marché et de l'emploi



Forte augmentation du marché en 2023

Sur la base des projets retenus par le Fonds Chaleur et engagés en 2020 (avec une mise en service prévue en 2023), la longueur des réseaux de chaleur mis en service (par création ou extension) est estimée à 363 km en 2023. Ces mises en services sont en hausse de 15 % par rapport à 2022 (314 km selon les projets retenus par le FC en 2019). Les mises en service par création de nouveaux réseaux font plus que doubler entre 2022 (89 km) et 2023 (195 km). Parallèlement, les mises en service par extension diminuent de 25 % sur cette même période (de 226 km en 2022 à 169 km en 2023).

On note que l'enquête SNCU évalue les nouveaux linéaires installés à 330 km en 2021, 517 km en 2022 et 469 km en 2023.

De façon générale, les subventions du Fonds Chaleur ne cessent d'augmenter de 2020 à 2022. La situation s'inverse en 2023, année durant laquelle la dynamique de demande d'aide à la création ou à l'extension de RC est moins soutenue (~ baisse de dossiers éligibles déposés), ce qui entraîne une baisse de 10 % du montant des aides attribuées par l'ADEME. Les investissements sont cependant répartis sur l'année courante (40 %) et les deux suivantes (20 % et 40 %). De ce fait, la hausse ou la baisse des nouveaux raccordements se reflète sur les mises en service à moyen terme (3 ans).

Les livraisons de chaleur atteignent 26,4 TWh en 2023 (à un prix moyen pondéré de 108,2 €HT/MWh). Elles restent à un niveau quasi stable par rapport à l'année précédente (26,3 TWh à un prix moyen pondéré de 112,6 €HT/MWh). Le marché de l'exploitation et de la maintenance des RC (hors production et vente d'énergie) augmente de 11 % entre 2022 (335 M€) et 2023 (370 M€). L'exploitation-maintenance des RC ne représentent que 13 % du marché total de la distribution de chaleur, marché qui s'élève à 2,9 Mds€ en 2023.

En 2023, 4 650 emplois dans la filière des réseaux de chaleur

Catégorie	Nombre d'emplois
Réalisation des réseaux	2 080 ETP
Distribution de chaleur	2 570 ETP

Le nombre d'emplois associés aux activités des réseaux de chaleur suivent la tendance du marché et passe de 3 740 ETP en 2022 à 4 650 ETP en 2023. Les emplois d'investissement sont en hausse de 48 % entre 2022 (1 410 ETP pour la mise en service de 314 km) et 2023 (2 080 ETP pour la mise en service de 363 km). Quant aux emplois d'exploitation-maintenance, ils augmentent de 10 % sur la même période.

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

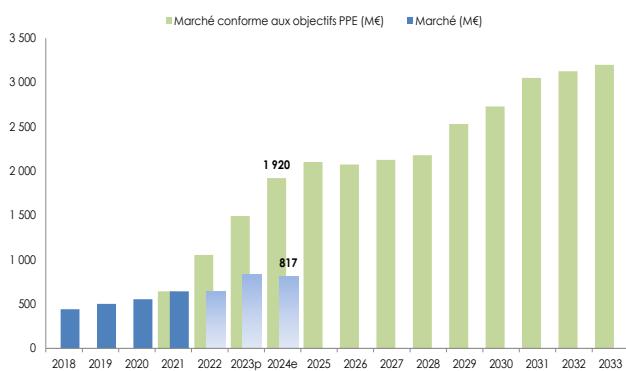
Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant le développement des réseaux de chaleur à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023). Ces objectifs sont atteints en ayant recours à 75 % d'EnR&R en 2030 et 80 % en 2035.

	Livraison de chaleur (TWh)	Objectif 2030	Objectif 2035
Quantité de chaleur totale	26,4 TWh	52,7 TWh	68 à 90 TWh
Dont quantité de chaleur EnR&R	16,9 TWh	39,5 TWh	54,5 à 72 TWh
Part EnR&R	64 %	75 %	80 %

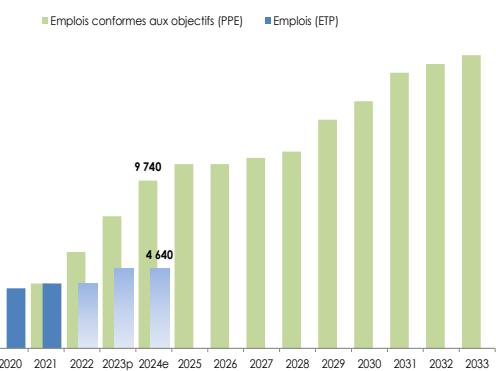
Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

L'objectif s'élève donc à 52,7 TWh en 2030 et 79 TWh en moyenne en 2035 d'énergie thermique livrée (renouvelable et non renouvelable) via les réseaux de chaleur.

Marchés liés aux réseaux de chaleur (M€)



Emplois associés aux réseaux de chaleur (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2010 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

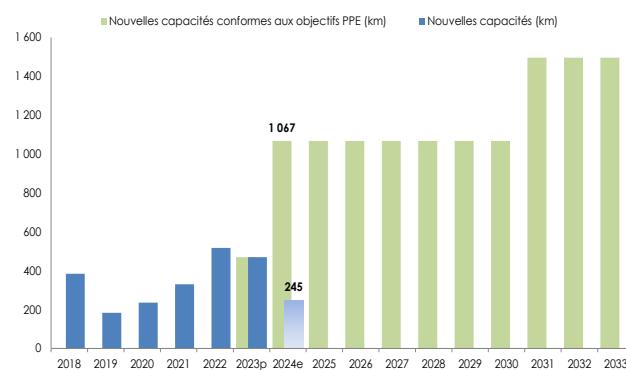
(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

On suppose que ces objectifs soient atteints en ajoutant près de 1 070 km de réseaux chaque année de 2024 à 2030, et 1 500 km de 2031 à 2035. Ainsi, le marché total lié au développement des RC est estimé à 1 920 M€ en 2024. Les investissements représentent 1 498 M€ et l'exploitation-maintenance 422 M€. Les emplois atteindraient 9 740 ETP en 2024 : 6 800 ETP liés aux investissements et 2 940 ETP liés à l'exploitation et la maintenance des réseaux.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est en-dessous de la trajectoire PPE : 817 M€ et 4 640 ETP pour la tendance en 2024, contre 1 920 M€ (x2,3) et 9 740 ETP (x2,1) pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre les nouvelles mises en service selon chaque cas de figure. Selon la tendance actuelle de la filière, la longueur des réseaux mis en service serait de 245 km en 2024 (sur la base des projets retenus par le Fonds Chaleur et engagés en 2021, avec des investissements réalisés sur trois ans de 2022 à 2024, et une mise en service et exploitation possible dès 2024). Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait mettre en service environ 1 070 km de réseaux cette même année.

Nouvelles réalisations annuelles (km)



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020⁹⁴). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la livraison de chaleur via des réseaux, les objectifs de la PPE 2 représentaient : 25,4 TWh, dont 14,1 TWh de chaleur renouvelable en 2018 (année de référence) ; 40,7 TWh, dont 24,4 TWh de chaleur renouvelable en 2023 (objectif intermédiaire) ; 51,5 TWh, dont 33,5 TWh de chaleur renouvelable en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec 26,4 TWh de chaleur réellement livrée au total, dont 17,6 TWh de chaleur renouvelable en 2023, la trajectoire actuelle des livraisons de chaleur ne permet pas d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

⁹⁴ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés aux réseaux de chaleur

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	41	34	32	19	24	31	35	45	40	60
Importations des équipements	62	52	48	29	36	47	54	68	61	91
Génie civil, terrassement, tranchées	5	4	4	2	3	4	5	6	5	8
Études, développement des projets	176	148	136	83	104	134	156	196	178	262
Distribution et pose d'équipements	25	21	20	12	15	19	22	28	26	38
Total des investissements	310	260	240	146	181	236	271	343	311	459
Exploitation-maintenance des réseaux	202	211	240	251	260	265	283	300	335	370
Marché total *	512	471	480	397	441	501	555	644	646	829
Production **	450	419	432	367	406	454	501	575	584	738

(*) Marché total = Investissements intérieurs + Exploitation-maintenance des réseaux

(**) Production = marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés aux réseaux de chaleur

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	150	130	120	60	70	100	120	130	100	160
Génie civil, terrassement, tranchées	1 060	870	800	460	550	670	820	1 050	950	1 400
Études, développement des projets	160	130	120	70	90	110	110	130	120	180
Distribution et pose d'équipements	260	210	190	110	140	180	210	270	230	340
Total des investissements	1 620	1 350	1 230	700	860	1 050	1 260	1 580	1 410	2 080
Liés à l'exploitation-maintenance	1 350	1 380	1 560	1 570	1 570	1 880	2 220	2 180	2 330	2 570
Total des emplois	2 980	2 730	2 790	2 280	2 430	2 930	3 480	3 760	3 740	4 650

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Mise en service annuelle des réseaux de chaleur

km	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Mise en service annuelle	254	388	348	199	180	196	231	369	314	363
Création de réseau	179	169	214	149	89	126	82	235	89	195
Extension de réseau	75	219	133	50	91	70	149	134	226	169

Source : ADEME, Bilans du Fonds Chaleur

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Construction des RC (M€)	Longueur (mètre) x Coûts unitaires (€/mètre)	2014 à 2023 : ADEME, Bilans Fonds Chaleur	***
Décomposition des investissements (M€)	Fabrication, génie civil, études, distribution, pose	ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière	**
Exploitation-maintenance (M€)	Chaleur livrée x Coût unitaire		
Coût unitaire (€/MWh)		ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière	***
Chaleur livrée (GWh)		SNCU, Enquêtes annuelles de branche	***
CA fixe des RC	CA total x Part fixe	SNCU, Enquêtes annuelles de branche	***
Emplois (ETP)			
Études (ETP)	Études M€ x ratio [Production/Effectifs]	2014 à 2022 : CN, Branche A88.71	**
Fabrication (ETP)	Fabrication M€ x ratio [CA/Effectifs]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 28.12Z, 22.21Z, 28.14, 28, 27.33Z, 24.20Z	**
Génie civil (ETP)	Génie civil M€ x ratio [CA/Effectifs]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 43.12A, 42.21Z	**
Distribution et pose (ETP)	Distribution-pose M€ x ratio [CA/Effectifs]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 43.2, 33.20A, 46.69B	**
Distribution de chaleur (ETP)	Exploitation-maintenance M€ x ratio [Marges/Effectifs]	2014 à 2016 et 2018 à 2022 : CN, Branche A88.33 2017 : ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Réalisation des réseaux (création et extension)

Le montant des investissements liés à la construction des réseaux de chaleur est estimé à partir de la longueur supplémentaire des RC mis en service par an et le coût au mètre construit. En considérant les données du Fonds Chaleur de l'ADEME, les engagements (longueur et coût) sont décalés de 3 ans pour définir les mises en service annuelles (i.e. engagements en 2013 => investissements réalisés sur trois ans de 2014 à 2016 => mises en service et exploitation en 2016).

- Longueur des réseaux :** On se base sur les bilans du Fonds Chaleur de l'ADEME.
- Coûts unitaires :** On utilise les données du Fonds Chaleur (montant et longueur des projets en création-extension) par année d'engagement à partir de 2011 (projets avec mise en service supposée dès 2014). On détermine un coût unitaire en création et un coût unitaire en extension.

La valeur obtenue (longueurs x coûts unitaires) ne représente pas la valeur des investissements, mais celles des mises en service. Pour estimer les investissements annuels, il est nécessaire de répartir ces montants sur les années de réalisation effective. On fait l'hypothèse que les investissements se répartissent sur trois ans, à raison de 40 % la première année, 20 % la deuxième et 40 % la troisième (année de mise en service). Les mises en service sont connues jusqu'en 2026 (~ engagements Fonds Chaleur 2023).

Au final, on se base sur les résultats de l'étude « Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière : marchés, emplois, coûts » de l'ADEME (publication 2019, résultats 2017) pour la décomposition des investissements annuels par activité (fabrication, distribution, pose, génie civil, terrassement, tranchées, études, développement de projets) et pour les taux d'importation.

Exploitation et maintenance des réseaux

L'étude ADEME (2019) permet d'obtenir différents coûts unitaires (€/MWh ; coût total d'exploitation, coût d'exploitation de la production uniquement) pour l'année 2017. On reconstitue la série 2014 à 2023 selon l'évolution du chiffre d'affaires fixe des réseaux de chaleur (SNCU, Enquêtes de branche).

Estimation des emplois

Les emplois liés aux études préalables et au développement de projets sont estimés à partir du ratio [Production/Emploi] issus de la comptabilité nationale (CN) pour la branche A88.71 Activités d'architecture et d'ingénierie. Les ratios sont disponibles de 2014 à 2022.

Pour les autres activités d'investissement, on se base sur des ratios [CA/Emploi] d'ESANE de 2014 à 2022 :

- NAF 43.12A Travaux de terrassement courants et travaux préparatoires
- NAF 42.21Z Construction de réseaux pour fluides
- NAF 43.2 Travaux d'installation électrique, plomberie et autres travaux d'installation
- NAF 33.20A Installation de structures métalliques, chaudronnées et de tuyauterie
- NAF 28.12Z Fabrication d'équipements hydrauliques et pneumatiques
- NAF 22.21Z Fabrication de plaques, feuilles, tubes et profilés en matières plastiques
- NAF 28.14 Fabrication d'autres articles de robinetterie
- NAF 28 Fabrication de machines et équipements n.c.a
- NAF 27.33Z Fabrication de matériel d'installation électrique
- NAF 24.20Z Fabrication de canalisations primaires
- NAF 46.69B Commerce de gros (commerce interentreprises) de fournitures et équipements industriels

Pour les emplois liés à la distribution de chaleur, on garde le ratio d'emploi 2017 de l'étude ADEME (159,5 k€/ETP). On reconstitue la série 2014 à 2022 selon l'évolution du ratio [Production/Emploi] issu de la CN (Branche A88.33 Réparation et installation de machines et d'équipements).

Pour l'année 2023, on garde les mêmes ratios qu'en 2022.

12. Solaire thermique (Métropole et DROM-COM)

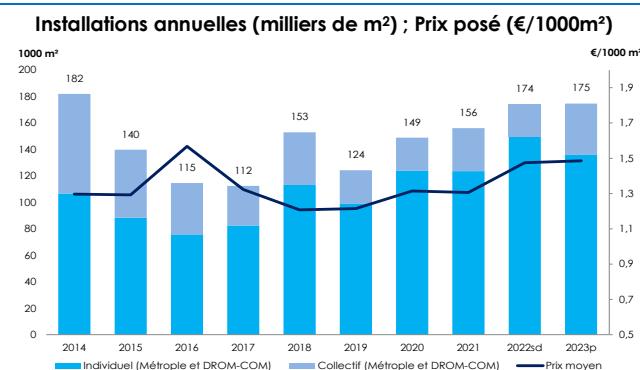
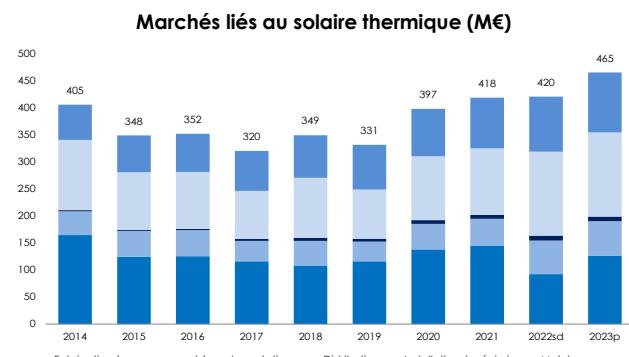
Points clés

Stabilité des installations en 2023

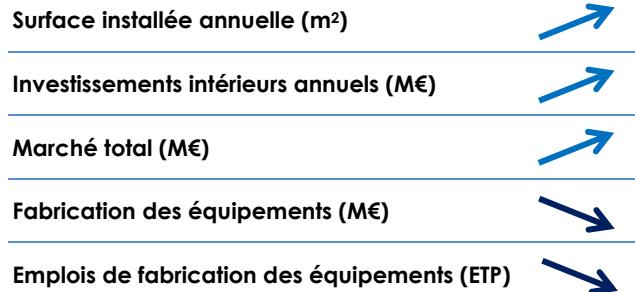
Après avoir augmenté de 12 % entre 2021 et 2022, les surfaces installées se stabilisent à plus de 174 650 m² en 2023 (Observ'ER). Le marché et les emplois associés suivent le rythme et augmentent respectivement de 11 % et 12 % entre 2021 (418 M€ et 2 730 ETP) et 2023 (465 M€ et 3 050 ETP). Sur cette même période, les surfaces posées dans l'individuel augmentent de 10 %. Après une baisse de 24 % en 2022, les surfaces posées dans le collectif augmentent fortement de 58 % en 2023. Parallèlement, les prix moyens augmentent de 14 % en deux ans.

La surface des capteurs installés en Métropole augmente de 47 % dans l'individuel (de 34 550 m² en 2021 à 50 750 m² en 2023) et de 12 % dans le collectif (de 31 120 m² à 34 820 m²), entraînant une hausse de 56 % des investissements intérieurs (de 63 M€ à 99 M€).

Dans les DROM-COM, les investissements intérieurs augmentent de 30 % entre 2021 (140 M€) et 2022 (182 M€), avant de baisser de 12 % en 2023 (161 M€), suivant le rythme des surfaces posées dans l'individuel.

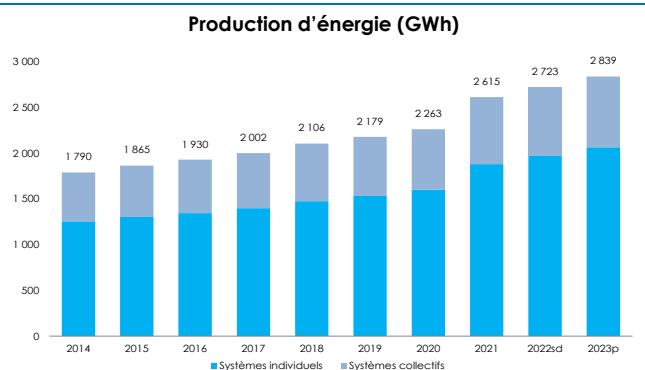
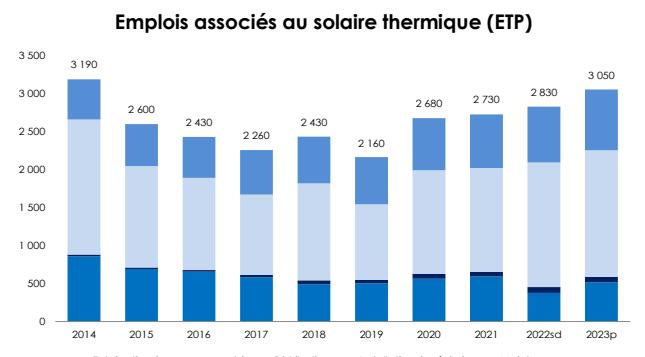


Tendances observées 2021-2023



Les systèmes collectifs posés dans les DROM-COM sont multipliés par 2,8 entre 2021 (1 410 m²) et 2023 (4 015 m²). Ces installations ne représentent que 5 % des poses réalisées dans les DROM-COM en 2023.

Fin 2023, près de 4 077 640 m² de capteurs solaires thermiques sont en service. Le marché et les emplois associés augmentent respectivement de 18 % et 13 % entre 2021 (94 M€ et 700 ETP) et 2023 (111 M€ et 800 ETP).



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés aux marchés du solaire thermique (secteur individuel et collectif). Les emplois indirects (fournisseurs des fabricants) ne sont pas inclus. En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Fabrication des équipements
Distribution des équipements
Installation
Maintenance

Fabricants de capteurs et de composants
Ventes d'équipements chez les grossistes et les détaillants
Pose dans les logements individuels et les bâtiments collectifs
Visites d'entretien et de réparation

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Coup de pouce Chauffage et CEE en 2023

Disponible depuis 2018, le dispositif « Coup de pouce Chauffage » a pour objectif d'inciter les ménages à remplacer leur installation de chauffage thermique par, entre autres, un système solaire combiné (SSC). Selon le revenu des ménages, cette prime varie entre 2 500 et 4 000 € pour le remplacement d'une chaudière au gaz ou au charbon ; entre 4 000 et 5 000 € pour le remplacement d'une chaudière au fioul.

Ces installations bénéficient également des certificats d'économies d'énergie (CEE) standard qui fournissent une prime de 150 à 300 €.

MaPrimeRénov au 1^{er} février 2023

Dès 2020⁹⁵, le CITE est progressivement transformé en « MaPrimeRénov' », une aide ciblée sur la performance énergétique et prenant en compte les niveaux de revenus. Cette prime est versée par l'agence nationale de l'habitat (Anah).

Réservée dans un premier temps aux propriétaires occupants, cette prime est accessible à tous les propriétaires et aux syndicats de copropriétaires dès mi-2021. Son montant pour les panneaux solaires thermiques dans le secteur individuel varie comme suit :

- **Chauffe-eau solaire individuel (CESI) en Métropole :** 2 000 € pour les revenus intermédiaires, 3 000 € pour les revenus modestes, et 4 000 € pour les revenus les plus modestes ;
- **Systèmes solaires combinés (SSC) :** 4 000 € pour les revenus intermédiaires, 8 000 € pour les revenus modestes, et 10 000 € pour les revenus les plus modestes.

Pour les maisons individuelles, ce dispositif prévoit également un forfait « Rénovation globale » pour les ménages mettant en œuvre un bouquet de travaux permettant d'atteindre un gain énergétique minimal de 55 %. Le montant de ce forfait peut varier de 5 000 à 10 000 €. Cette prime peut être couplée au « Bonus Bâtiment Basse Consommation » et au « Bonus sortie de passoire énergétique ». Les ménages n'étant pas éligibles à cette prime peuvent prétendre au dispositif « MaPrimeRénov' Sérénité ».

L'aide MaPrimeRénov' est cumulable avec le Coup de pouce Chauffage, les CEE, l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) et le taux de TVA réduit à 5,5 % (au lieu de 20 %).

Hausse des aides du Fonds Chaleur dans l'habitat collectif en 2023

Les installations collectives sont soutenues via le Fonds Chaleur (dispositif mis en place par l'ADEME en 2009). Entre 2009 et 2023, ce dispositif soutient l'installation de plus de 120 000 m² de capteurs dans l'habitat collectif.

Les systèmes solaires collectifs posés en Métropole diminuent en 2022 (-26 %), le déploiement de ces derniers étant freiné par un déficit de compétitivité par rapport à d'autres modes de production de chaleur. La situation s'inverse en 2023 avec une hausse importante de 52 % de ces installations. La situation est différente ces dernières années dans les départements et régions d'Outre-mer et les collectivités d'Outre-mer (DROM-COM), notamment avec le renforcement du dispositif des CEE. Pour lutter contre la précarité énergétique, l'obligation de détention de CEE provenant d'opérations de maîtrise de l'énergie chez les ménages en situation de précarité énergétique est trois fois plus importante dans les DROM-COM par rapport à la Métropole.

2014

- Remplacement du crédit d'impôt au développement durable (CIDD) par le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)

2015

- Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)
- Obligation de réalisation des travaux d'installation par une entreprise avec une qualification Reconnu Garant de l'Environnement (RGE) pour bénéficier d'aides publiques

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur la production de chaleur du solaire thermique : 2 TWh en 2018 ; entre 3 TWh (objectif bas) et 5 TWh (objectif haut) en 2023

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur la production de chaleur à partir de solaire thermique en Métropole : 1,75 TWh en 2023 ; entre 1,85 TWh (scénario A) et 2,5 TWh (scénario B) en 2028
- Transformation progressive du CITE en MaPrimeRenov
- Enveloppe de 6,7 Mds€ pour la rénovation énergétique, dont 2 Mds€ pour le dispositif MaPrimeRenov' (niveau du CITE 2017) dès 2021 dans le cadre du plan France Relance

2021

- Suppression définitive du CITE
- MaPrimeRenov étendue à tous les ménages

2022

- Application de la RE 2020 au 1^{er} janvier
- Restriction de MaPrimeRenov aux logements de plus de 15 ans uniquement (au lieu de 2 ans)

2023

- Obligation d'avoir recours à Mon Accompagnateur Rénov' pour l'obtention de certaines aides

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) la production de chaleur à partir de solaire thermique en Métropole : 6 TWh en 2030 ; 10 TWh en 2035 ~ multiplication par 4 u parc des capteurs installés dans les secteurs individuel et collectif

⁹⁵ Loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020, Article 15

Marché européen du solaire thermique

- Les surfaces de capteurs nouvellement installés en UE s'élèvent à 1,8 millions de m² en 2023, en baisse de 24 % par rapport à l'année précédente.
- La superficie du parc de l'UE s'élève à 59,9 millions de m² en 2023 (+1 % par rapport à 2022).
- La Grèce devient le 1^{er} marché européen, avec 461 000 m² de nouveaux capteurs installés en 2022 (~ 322,7 MWth), détrônant ainsi l'Allemagne (376 000 m² installés ~ 263,2 MWth). La France (DROM-COM compris) arrive en 4^{ème} position (174 650 m² installés ~ 118,7 MWth).
- Les industriels européens se tournent désormais vers de nouveaux marchés à l'export pour assurer leurs ventes (Moyen-Orient, Afrique, Amérique du Sud).

Source : EurObserv'ER (2024), Baromètres Solaire thermique et solaire thermodynamique

Les acteurs de la filière du solaire thermique

Fabrication des équipements – Une filière dominée par les Allemands

En Europe, les principaux fabricants d'équipements spécifiques aux systèmes solaires thermiques (capteurs, absorbeurs et, dans une moindre mesure, ballons biénergie) sont allemands. Une exception : l'austro-danois GREENoneTEC, premier fabricant européen de capteurs et d'absorbeurs.

- L'usine de Faulquemont (Moselle) de l'allemand Viessmann a une capacité de production de 290 000 capteurs par an, représentant une surface installée de 660 000 m².
- L'allemand Vaillant Group (2^{ème} groupe de chauffage européen et représenté par les marques Vaillant et Saunier Duval en France) possède une unité de fabrication de capteurs à Nantes, dont la capacité de production est de 125 000 capteurs (300 000 m²). En 2023, Saunier Duval affiche un CA de 287,4 M€ (dont 74 % à l'export) et emploie 780 salariés.

Face aux spécialistes allemands, les deux plus anciennes entreprises françaises spécialisées dans le solaire thermique – Clipsol et Jacques Giordano – se trouvent en difficulté. Après avoir été en liquidation judiciaire, Clipsol met les clés sous la porte en 2017 (1,5 M€ de CA pour 35 salariés cette dernière année). Quant à l'entreprise Jacques Giordano, elle est reprise en 2023 et se nomme désormais Giordano R Energy. Autre fabricant français encore actif sur le marché, Syrius Solar Industry. Créé en 2013, le groupe conçoit et fabrique ses chauffe-eau solaires sur 4 sites de production, situés en France métropolitaine (à Montpellier), à La Réunion, en Nouvelle-Calédonie et en Martinique.

Une vingtaine d'autres généralistes de l'eau chaude sanitaire et du chauffage (généralement filiales de grands groupes européens) sont présents sur le marché français du solaire thermique et fabriquent des composants : Baxi, Buderus Chauffage, Remeha (de Dietrich), Bosch (ELM Leblanc) et Ariston MTS (Chaffoteaux et Maury) entre autres.

Newheat - Leader des GIST

Fondée en 2015, la société bordelaise Newheat est actuellement le leader français des grandes installations solaires thermiques (GIST), à proximité des sites industriels et des réseaux de chaleur urbains.

En 2021, la société signe un accord avec le groupe Lactalis (leader mondial des produits laitiers) afin d'installer sur leur site industriel une centrale solaire thermique de 15 000 m². D'une puissance de 13 MW, la centrale est inaugurée fin 2023 et fournit 6 % de la chaleur nécessaire à la production du site.

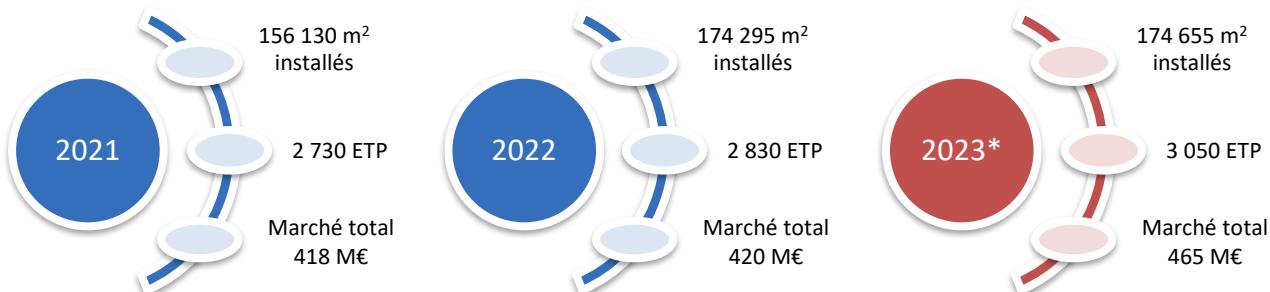
En 2023, Newheat affiche un CA de 2,1 M€ et compte plus d'une cinquantaine de salariés. Cette même année, Euriasol (filiale de Newheat) porte le projet du même nom (projet Euriasol). Ce projet consiste en l'installation d'une centrale solaire thermique de plus de 22 800 m² sur le site industriel Herbignac Cheese Ingredients (du groupe Eurial Herbignac). Avec une production de 12 GWh par an, cette centrale devrait assurer les besoins en chaleur de procédés de séchage du site. Le coût total de cette opération s'élève à 8,5 M€, dont 5,1 M€ financés par le Fonds Chaleur de l'ADEME. Avec une mise en service prévue courant 2025, cette centrale détrônera celle du site de Lactalis et deviendra la plus grande de l'Hexagone et d'Europe alimentant un site industriel en chaleur.

Qualifications « QualiSol » et « Qualibat » – Garantie des réalisations de qualité

La plupart des installateurs de systèmes solaires thermiques est qualifiée QualiSol (Qualisol CESI, Qualisol combi, Qualisol collectif). La qualification Qualisol permet de fiabiliser les installations. Au 2 janvier 2024, près de 2 790 entreprises ont cette qualification (2 165 en CESI, 605 en SSC et 16 en CESC), soit une hausse de 26 % par rapport à l'année précédente.

La filière s'est également mobilisée autour de Solaire Collectif (SOCOL), dispositif initié en 2009 par Enerplan avec le soutien de l'ADEME (depuis 2009) et de GRDF (depuis 2013). SOCOL a pour objectif de fédérer les acteurs et de diffuser les bonnes pratiques et les bons outils. Ce dispositif rassemble près de 3 000 membres, professionnels et maîtres d'ouvrage.

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Le marché peut être scindé entre systèmes individuels (CESI et SSC) et collectifs.

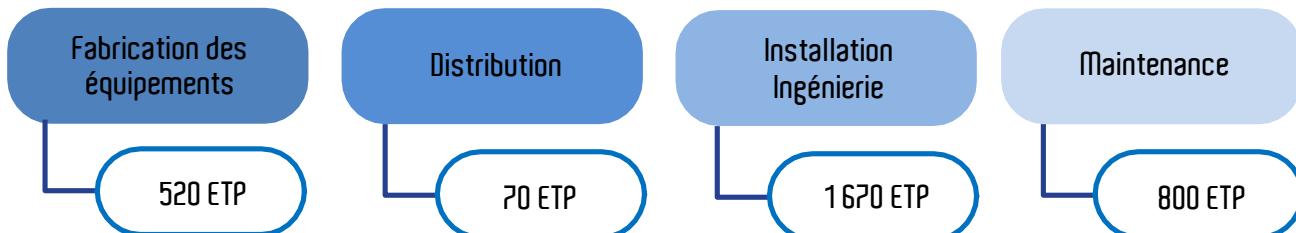
En 2023, plus de 174 650 m² de capteurs sont installés, niveau stable par rapport à l'année précédente et en hausse de 11 % par rapport à 2021 :

- 135 820 m² d'installations individuelles (-9 % par rapport à 2022)
- 38 835 m² de systèmes collectifs (+58 % par rapport à 2022)
- 85 570 m² en Métropole : 50 750 m² d'installations individuelles et 34 820 m² de systèmes collectifs
- 89 085 m² dans les DROM-COM : 85 070 m² d'installations individuelles (CESI uniquement) et 4 015 m² de systèmes collectifs

En 2023, le marché du solaire thermique s'élève à 465 M€, répartis entre la fabrication des équipements (126 M€ ; dont 95 M€ pour les exports, soit 75 %), les importations (64 M€), la distribution (8 M€), l'installation des équipements (156 M€ ; ingénierie comprise pour les systèmes collectifs), ainsi que l'entretien-maintenance du parc (111 M€).

La balance commerciale s'élève donc à 31 M€ en 2023, en baisse de 57 % par rapport à 2021 (71 M€). Sur cette période, les exportations diminuent de 22 % (de 121 M€ en 2021 à 95 M€ en 2023), alors que les importations passent de 49 M€ en 2021 à 64 M€ en 2023 (+29 %).

En 2023, 3 050 emplois dans la filière du solaire thermique



Les emplois associés augmentent de 8 % entre 2022 (2 830 ETP) et 2023 (3 050 ETP). Parmi ces emplois, 2 260 ETP sont liés aux investissements (fabrication y compris pour l'exportation, distribution et installation des équipements) et 800 ETP à l'entretien et la maintenance de l'ensemble des surfaces posées.

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la chaleur produite des installations solaires thermiques en France métropolitaine à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023). Afin d'atteindre ces objectifs, la PPE 3 prévoit la multiplication par 4 du parc de capteurs installés dans les secteurs individuel-collectif, ainsi que l'atteinte d'un million de m² de capteurs installés par an pour les grandes installations.

Production de chaleur à partir de solaire thermique en Métropole (TWh)

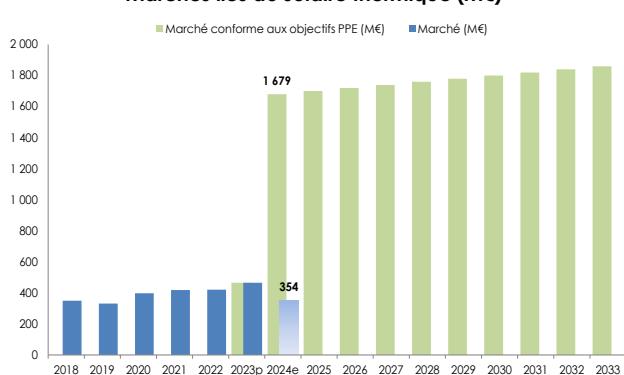
France métropolitaine	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Production de chaleur	2,8 TWh	6 TWh	10 TWh

Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

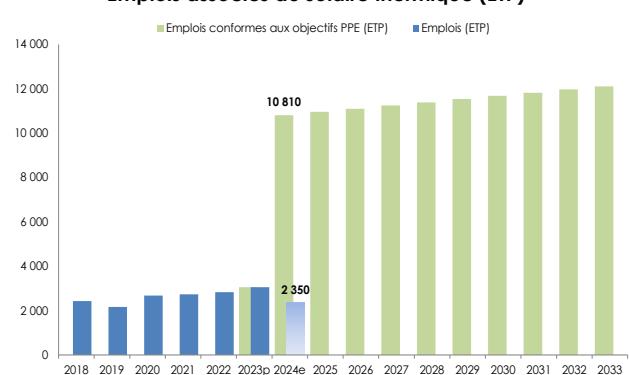
À ces objectifs, s'ajoutent ceux fixés pour les DROM-COM⁹⁶ : une production totale de 1 TWh en 2030 et 1,2 TWh en 2035 (~ production multipliée par 1,4 entre 2023 et 2030 et par 1,6 entre 2023 et 2035).

L'objectif de production de chaleur des installations solaires thermiques en France représente ainsi 7 TWh en 2030 et 11,2 TWh en 2035. On rappelle qu'en 2023, le solaire thermique ne couvre que 2 % de la consommation finale de chaleur, avec 2,8 TWh. Le solaire thermique demeure une source d'énergie insuffisamment exploitée en France. Les objectifs nationaux semblent ainsi résolument ambitieux.

Marchés liés au solaire thermique (M€)



Emplois associés au solaire thermique (ETP)



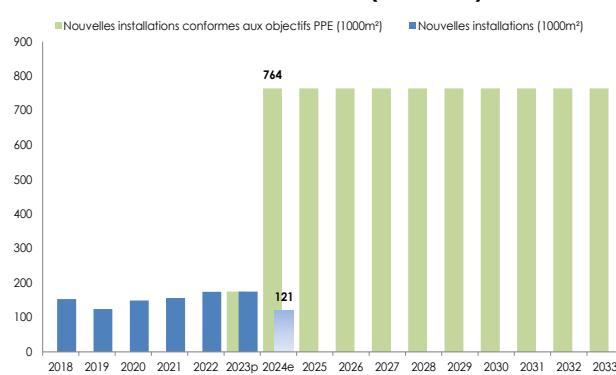
(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur ces objectifs, le marché total de la filière est estimé à 1 679 M€ en 2024. Les investissements représentent la majeure partie du marché, avec 1 549 M€, l'entretien et la maintenance du parc étant estimé à 131 M€. Cette même année, les emplois atteindraient 10 810 ETP : 9 870 ETP liés aux investissements et 940 ETP liés à l'entretien des capteurs.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est très inférieure à la trajectoire PPE : 354 M€ et 2 350 ETP pour la tendance en 2024, contre 1 679 M€ et 10 810 ETP pour la trajectoire PPE.

Installations annuelles (milliers m²)



Source : Estimations IN NUMERI

⁹⁶ Les dernières PPE en date des zones non-interconnectées (ZNI) sont celles prévues par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (2015). Les objectifs fixés sur la filière solaire thermique pour les DROM-COM représentent 307,7 GWh supplémentaires en 2023 par rapport à 2015, soit 38,5 GWh/an en moyenne. Les nouvelles PPE ne sont pas publiées à ce jour. N'ayant donc pas d'objectifs à horizon 2030 et 2035 à date, on garde le même rythme de déploiement visé par les dernières PPE, ce qui représente une production de plus de 1 TWh en 2030 et 1,2 TWh en 2035. Sources : PPE Corse de décembre 2019 ; PPE Guyane de mars 2017 ; PPE La Réunion d'avril 2017 ; PPE Guadeloupe d'avril 2017 ; PPE Mayotte d'avril 2017 ; PPE Martinique d'octobre 2018.

Cette comparaison reflète la différence entre les installations annuelles réalisées selon chaque cas de figure. Selon les observations d'Uniclima, les nouvelles installations diminueraient à près de 121 150 m² en 2024 (baisse de 40 % pour les CESI, de 9 % pour les SSC et de 17 % pour le collectif). Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait installer plus de 764 000 m² de capteurs cette même année (soit 6,3 fois plus).

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020⁹⁷). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la production de chaleur via des panneaux solaires thermiques en France métropolitaine, les objectifs de la PPE 2 représentaient : 1,4 TWh en 2018 (année de référence) ; 1,75 TWh en 2023 (objectif intermédiaire) ; 2,2 TWh en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec une production réelle à 1,5 TWh en 2023, la trajectoire actuelle de production de chaleur du solaire thermique ne permet pas d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

Perspectives de la filière

MaPrimeRénov' – Évolutions en 2024 et 2025

Au 1^{er} janvier 2024, MaPrimeRénov' évolue en deux piliers :

- **MaPrimeRénov' (Parcours par geste)** est une aide réservée aux travaux monogestes de remplacement de systèmes de chauffage énergivores ou d'isolation. En 2024 et 2025, les montants des primes pour l'installation d'un CESI (en Métropole) et d'un SSC ne changent pas. Seul changement : une prime est dédiée à l'installation d'un CESI en Outre-mer sur l'année 2024 uniquement, allant de 1 000 à 1 600 € selon les revenus. Autre changement : le montant du Coup de pouce est fixé à 5 000 € (sans conditions de revenu) pour le remplacement d'une chaudière au fioul, au gaz ou au charbon. À noter que les passoires thermiques (classe F ou G sur le DPE) n'y seront plus éligibles à partir du 1^{er} janvier 2025 et seront réorientées vers le Parcours Accompagné afin de réaliser une rénovation d'ampleur.
- **MaPrimeRénov' Parcours Accompagné** (rénovation d'ampleur) est réservé aux travaux permettant un gain énergétique d'au moins 2 classes sur le DPE. Déterminé en forfait par type de travaux en 2023, le montant de l'aide est désormais calculé selon un pourcentage du coût (hors taxes) des travaux, dans la limite d'un plafond de dépenses. Les travaux éligibles doivent comprendre au moins deux gestes d'isolation et ne doivent pas prévoir l'installation d'un système de chauffage fonctionnant majoritairement aux énergies fossiles. Il est également interdit de conserver un chauffage fonctionnant au fioul ou au charbon. De plus, le bonus Bâtiment Basse Consommation est supprimé. Par ailleurs, les ménages éligibles à MaPrimeRénov' Sérentié en 2023 sont désormais pris en charge par le dispositif MaPrimeRénov' Parcours Accompagné.

Autre changement : les ménages devront obligatoirement recourir à « Mon Accompagnateur Rénov' »⁹⁸ pour l'obtention de certaines aides (MaPrimeRénov' Parcours Accompagné). Mon Accompagnateur Rénov' est un assistant à maîtrise d'ouvrage ou un opérateur agréé par l'État et appuyé par l'Anah. Son rôle consiste à accompagner les particuliers qui souhaitent se lancer dans des travaux de rénovation énergétique tout au long de leur projet (définition du projet, appui aux démarches administratives, mobilisation des financements).

À noter que le guichet MaPrimeRénov' Parcours Accompagné (dédié à la rénovation d'ampleur individuelle) est suspendu du 23 juin au 15 septembre 2025 en raison des fraudes dont le dispositif est victime. La prime dédiée aux copropriétés et aux travaux monogestes ciblés (parcours par geste) est toujours maintenue. Le Ministère du logement précise les nouvelles règles de MaPrimeRénov' dès septembre 2025, dont une réouverture ciblée vers les propriétaires très modestes avec un quota de 13 000 dossiers ; une instruction des dossiers déposés entre septembre et décembre 2025 au 1^{er} trimestre 2026 ; une baisse des plafonds d'aide à 30 000 € et 40 000 € pour les sauts de 2 et 3 classes respectivement ; un recentrage des aides sur les passoires thermiques.

⁹⁷ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

⁹⁸ Issu de la loi Climat et Résilience (loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets)

Résultats détaillés

Marchés liés au solaire thermique

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	60	25	24	19	23	18	24	25	31	32
Importations d'équipements	44	48	48	38	46	37	47	49	62	64
Distribution des équipements	2	2	2	4	5	5	7	7	9	8
Installation des équipements, Ingénierie	130	106	105	89	111	91	118	123	155	156
Total des investissements	236	181	180	149	185	151	196	204	257	260
Maintenance	65	68	71	74	79	83	87	94	102	111
Marché intérieur *	301	249	250	222	263	234	283	298	359	370
Exportations										
Équipements	104	100	101	97	85	98	114	121	61	95
Marché total **	405	348	352	320	349	331	397	418	420	465
Production **	362	301	303	282	303	295	350	369	358	401

(*) Marché intérieur = Total des investissements + Maintenance

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés au solaire thermique

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	320	140	130	90	100	80	100	100	130	130
Distribution des équipements	20	20	20	30	50	50	60	60	80	70
Installation des équipements, Ingénierie	1 780	1 340	1 220	1 060	1 280	1 000	1 360	1 370	1 640	1 670
Total	2 120	1 490	1 360	1 180	1 430	1 120	1 530	1 530	1 840	1 870
Liés à la maintenance	530	550	540	590	610	620	680	700	730	800
Liés au marché intérieur	2 640	2 040	1 900	1 770	2 040	1 740	2 210	2 230	2 580	2 670
Liés aux exportations	540	550	530	490	390	420	470	490	250	390
Total des emplois	3 190	2 600	2 430	2 260	2 430	2 160	2 680	2 730	2 830	3 050

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Surfaces installées de panneaux solaires thermiques

1000 m ² installés par an	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Systèmes individuels	107	88	76	83	113	99	124	124	150	136
Dont en DROM-COM	37	41	43	60	93	78	101	89	105	85
Systèmes collectifs	75	51	39	30	40	25	25	33	25	39
Dont en DROM-COM	3	2	4	3	5	2	1	1	2	4
Total	182	140	115	112	153	124	149	156	174	175
Dont en DROM-COM	40	43	48	63	97	80	102	90	107	89
Parc en fin d'année	2 820	2 958	3 070	3 180	3 328	3 448	3 591	3 741	3 909	4 078

Sources : SDES ; Observ'ER, Suivis du marché des applications solaires thermiques individuelles, du solaire thermique dans le collectif et des grandes installations ; Uniclima, Bilans et perspectives du génie climatique

Production de chaleur issue des panneaux solaires thermiques

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Production GWh	1 790,0	1 865,4	1 930,2	2 002,0	2 106,4	2 178,6	2 262,6	2 614,5	2 722,7	2 838,6

Source : SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables en France

Note : Suite à plusieurs corrections (installations collectives selon Observ'ER ; parc en fonctionnement ; coût unitaire de maintenance), les résultats présentés cette année sont légèrement différents de ceux de l'édition précédente.



Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Marché intérieur au prix d'acquisition (M€)	Surface installée x Prix		
Surface installée (m ²)		Individuel : 2006 à 2013 SDES ; Dès 2014 Observ'ER Collectif : 2006 à 2014 SDES ; Dès 2015 Observ'ER	***
Prix (€/m ²)	Décomposition du prix : matériel, pose et ingénierie	Individuel : Observ'ER Collectif : Bilan Fonds Chaleur Décomposition : ADEME, Étude sur la compétitivité du solaire thermique	***
Fabrication (M€)	Valeur du marché intérieur des équipements (hors marges) + Exportations – Importations		
Distribution (M€)	Spécifique aux CESI vendus par distributeur et posés en rénovation	Observ'ER ADEME, Étude sur la compétitivité du solaire thermique	**
Exportations, importations (M€)		Eurostat, Produit 84.19.19.00	***
Maintenance (M€)	Parc (nombre d'appareil équivalent CESI) x Coût unitaire (€/CESI)	Parc : SDES ; Observ'ER Coût unitaire : SDES ; Observ'ER ; INSEE, IPC (IdBank 1764637)	**
Emplois (ETP)			
Fabrication (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Effectifs]	Comptes des entreprises	**
Distribution (ETP)	Distribution M€ x ratio [Marges/Emploi]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 46.7 / 46.74B	**
Installation (ETP)	Installation M€ x ratio [Production-Sous-traitance/Emploi]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 43.2 / 43.22B	**
Ingénierie (ETP)	Ingénierie M€ x ratio [CA/Emploi]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 71.1 / 71.12B	**
Maintenance (ETP)	Maintenance M€ x ratio [Production/Emploi]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 43.22B et 47.59B	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Marché total : investissements + maintenance

Le marché intérieur aux prix d'acquisition est estimé à partir des surfaces de capteurs installées et des prix au m². Le marché est décomposé par types d'installation : CESI, SSC et CESC. Le marché intérieur est décomposé comme suit :

- Valeur des équipements aux prix sortie d'usine (fabricant) lorsqu'ils sont produits sur le territoire national et aux prix douanes (importateur) lorsqu'ils sont importés ;
- Valeur des marges de distribution, différence entre le prix d'achat des CESI par l'installateur posés en rénovation et le prix fabricant/importateur ;
- Valeur des travaux d'installation des équipements et de l'ingénierie (spécifique aux installations collectives).

Cette décomposition fournit la valeur du marché intérieur aux prix fabricant/importateur. On estime la fabrication nationale selon un équilibre indicatif : marché intérieur des équipements + exportations = fabrication + importations. Les données sur le commerce extérieur des appareils sont issues d'Eurostat (Commerce UE, produit 84.19.19.00).

Le marché de la maintenance est estimé selon le parc en m² de capteurs (SDES, Observ'ER) ramené à un parc en nombre d'appareils par un ratio équivalent CESI de 4,5 m², et d'un coût d'entretien de 115 € par appareil et par an en 2008. On reconstitue la série des coûts en se basant sur les prix moyens des appareils en 2014 et 2015 (Observ'ER) et sur l'indice de prix à la consommation des ménages sur l'entretien des systèmes de chauffage dès 2016 (INSEE, IdBank 1764637).

Estimation des emplois

- **Fabrication** : Le ratio est calculé à partir des comptes des principaux fabricants.
- **Distribution** : Les ratios sont calculés à partir des données ESANE (NAF 46.7 / 46.74B) de 2014 à 2022.
- **Pose** : Les ratios sont basés sur les données ESANE (NAF 43.2 / 43.22B) de 2014 à 2022.
- **Ingénierie** : Les ratios sont calculés selon les données ESANE (NAF 71.1 / 71.12B) de 2014 à 2022.
- **Maintenance** : Les ratios sont basés sur les données ESANE et de la comptabilité nationale (NAF 43.2 / 43.22B ; NAF 47.59B / Branche A88.47) de 2014 à 2022.

Pour l'ensemble des emplois, on garde les ratios 2022 pour l'année 2023.

13. Géothermie

Points clés

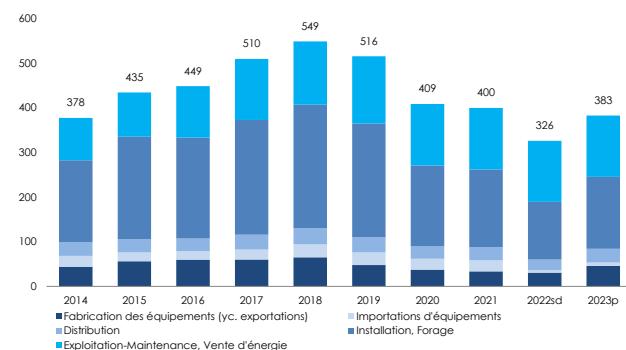
Reprise du marché de la géothermie en 2023

Le marché de la géothermie diminue depuis 2018 et passe de 400 M€ en 2021 à 326 M€ en 2022 (-18 %). La situation s'inverse en 2023 avec 383 M€ (+17 %). Cette hausse concerne l'ensemble des segments de la filière (géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans les secteurs individuel, collectif et tertiaire, géothermie profonde chaleur et électrogène).

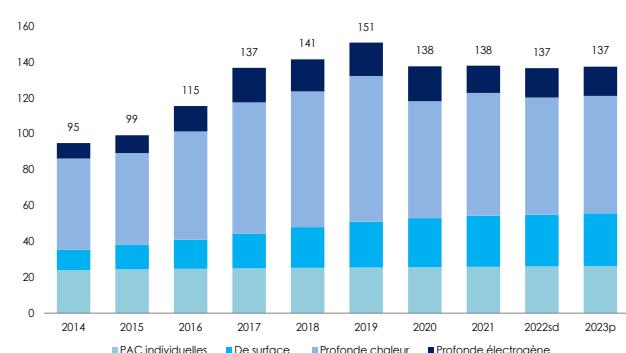
Destinées de plus en plus à la rénovation, les ventes des PAC géothermiques en maisons individuelles augmentent de 23 % entre 2021 (3 220 unités) et 2023 (3 970 unités ; Observ'ER).

Entre 2009 et 2023, près de 1 130 projets de géothermie dans les secteurs collectif-tertiaire sont aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME (hors contrats territoriaux et patrimoniaux), pour un investissement de 1,7 Mds€. Sur la seule année 2023, près de 90 projets d'un total de 172,9 M€ sont soutenus par le FC, représentant 307,5 GWh de chaleur renouvelable supplémentaire.

Marché total lié à la géothermie (M€)



Marché d'exploitation-maintenance et énergie vendue (M€)



Tendances observées 2021-2023

Investissements intérieurs (M€)



Emplois associés aux investissements (ETP)



Valeur de l'énergie vendue (M€)



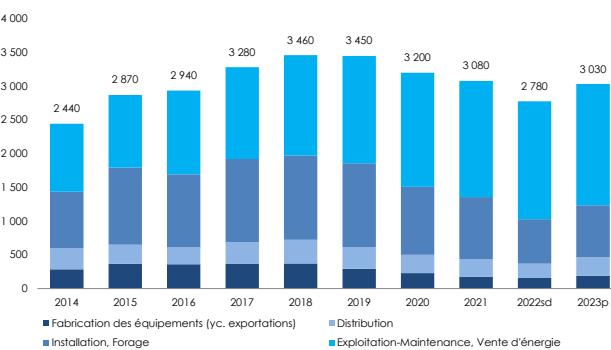
Emplois associés à la vente d'énergie (ETP)



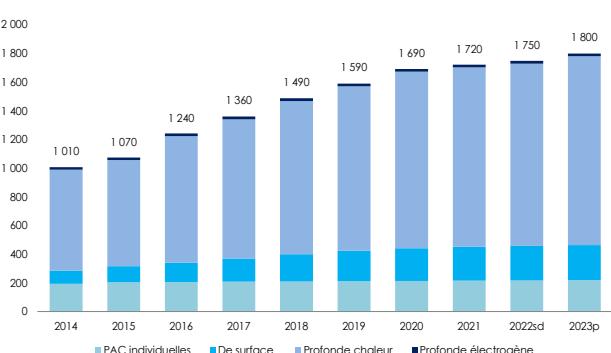
Selon l'AFPG, près de 2,1 TWh thermiques produits en géothermie profonde en 2023 alimentent principalement les réseaux des Bassins Parisien et Aquitain (91 %). Les autres usages sont l'industrie, la pisciculture, les piscines et l'agriculture entre autres.

Les emplois suivent le rythme des marchés et diminuent de 10 % entre 2021 (3 080 ETP) et 2022 (2 780 ETP), avant d'augmenter de 9 % en 2023 (3 030). Cette hausse concerne à la fois les emplois d'investissement (+19 %) et les emplois pérennes d'exploitation des unités, de vente d'énergie et de maintenance des équipements (+3 %).

Emplois associés à la géothermie (ETP)



Emplois d'exploitation-maintenance et de vente d'énergie (ETP)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont limités aux emplois directs associés à la géothermie. Les emplois indirects (fournisseurs des fabricants, fabricants d'échangeurs de chaleur) ne sont pas inclus. Les emplois de distribution de la chaleur issue de la géothermie sont présentés dans la fiche relative aux réseaux de chaleur. En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

Fabrication
Distribution
Pose, Forages, Études
Vente d'énergie

Fabricants des équipements géothermiques (PAC géothermiques comprises)
Grossistes, distributeurs
Pose des équipements, travaux de forage, réseaux d'installateurs, études préalables
Exploitation des unités de production, maintenance des équipements, vente d'énergie

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Filière en pleine structuration

Depuis la création de l'association française des professionnels de la géothermie (AFPG) en 2010 à l'initiative de l'ADEME, la structuration de la filière continue, avec la simplification de la réglementation, la montée en compétences des acteurs (via les qualifications RGE sur la géothermie de surface), ainsi que la mise en œuvre de nouveaux mécanismes assurantiels et clusters :

- GEOFED - Crée en 2014, ce cluster (composé d'une vingtaine d'entreprises) a pour vocation de promouvoir le savoir-faire français à l'exportation.
- France Géoénergie - Crée en 2022, ce collectif a pour vocation de promouvoir la géothermie de surface en facilitant l'acculturation et l'accès auprès des usagers publics-privés. Il regroupe actuellement une quarantaine d'utilisateurs, de professionnels de la filière et d'acteurs de la ville.
- Alliance Lithium - La présence de lithium dans certaines eaux géothermales nécessite l'intervention de la filière auprès des pouvoirs publics et des autres parties prenantes. Tel est le rôle de ce cluster créé également en 2022 et regroupant une douzaine de membres.

Évolutions et nouveautés réglementaires

En 2015⁹⁹, le décret sur les gîtes géothermiques de minime importance (GMI) aboutit à la création d'un régime déclaratif allégé et dématérialisé des activités de GMI. Ces dispositions ont comme objectif d'assurer un meilleur encadrement de la filière, ainsi que de sécuriser, simplifier et réduire les délais de réalisation des projets.

Depuis fin 2016, la géothermie profonde électrogène bénéficiait d'un complément de rémunération de 246 €/MWh pour l'électricité géothermique produite en Métropole. Cette disposition est supprimée en 2020 dans le cadre de la 2^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE 2) car jugée encore trop coûteuse. Néanmoins, les projets déposés avant le 31 décembre 2021 et les sites pour lesquels des permis de recherche sont en cours peuvent – une fois leur mise en service effective – encore profiter de ce tarif d'achat. Par ailleurs, l'obligation d'achat de l'électricité issue de la géothermie reste en vigueur dans les territoires ultramarins. Le tarif d'achat est négocié pour chaque projet en gré à gré entre le porteur du projet et la commission de régulation de l'énergie (CRE).

Depuis 2017¹⁰⁰, le geocooling (rafraîchissement) est pris en compte dans la réglementation thermique 2012 (RT 2012). Le geocooling consiste à utiliser directement la ressource en sous-sol pour rafraîchir les bâtiments sans avoir recours à un groupe frigorifique intermédiaire.

2014

- Règlement UE relatif aux GES fluorés (F-Gaz) et feuille de route pour la réduction des émissions d'ici 2050
- Remplacement du crédit d'impôt au développement durable (CIDD) par le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)

2015

- Création du cluster GEOFED
- Création du régime simplifié de la géothermie de minime importance (GMI)
- Directives du Parlement Européen et du Conseil sur les exigences d'Ecodesign et d'Ecolabelling - Obligation d'une efficacité énergétique saisonnière minimum pour les PAC mises sur le marché et d'un étiquetage énergétique
- Obligation de réalisation des travaux d'installation par une entreprise avec une qualification Reconnu Garant de l'Environnement (RGE) pour bénéficier d'aides publiques
- Publication du titre V Géocooling - Reconnaissance de la production de froid des PAC géothermiques par la RT 2012

2016

- Arrêté fixant les conditions de rémunération de l'électricité produite par la géothermie (complément de rémunération en guichet ouvert)
- Intégration au budget de l'État du financement du soutien aux EnR par l'intermédiaire du compte d'affectation spéciale "transition énergétique"

2017

- Arrêté prenant en compte le Géocooling dans le titre V de la RT 2012

2019

- Décret relatif à la Loi ESSOC modifiant les principes de titres miniers d'exploratoire et d'exploitation
- Entrée en vigueur du décret Tertiaire

2020

- Arrêté relatif aux obligations d'actions de réduction des consommations d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire
- Suppression du complément de rémunération à la géothermie électrogène - Tarif gré à gré uniquement dans les DROM-COM
- Transformation progressive du CITE en MaPrimeRenov
- Enveloppe de 6,7 Mds€ pour la rénovation énergétique, dont 2 Mds€ pour le dispositif MaPrimeRenov' (niveau du CITE 2017) dès 2021 dans le cadre du plan France Relance

2021

- Suppression définitive du CITE
- MaPrimeRenov étendue à tous les ménages

⁹⁹ Décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 modifiant le décret n° 78-498 du 28 mars 1987 modifié relatif aux titres de recherche et d'exploitation de géothermie

¹⁰⁰ Arrêté du 16 août 2017 relatif à l'agrément des modalités de prise en compte du geocooling dans la réglementation thermique 2012

Quant au décret de 2019 relatif à la Loi ESSOC¹⁰¹, il modifie les principes de titres miniers d'exploration-exploitation en enlevant la notion de température, et permet ainsi la coextraction de minéraux en solution.

Aides financières pour les PAC géothermiques individuelles en 2023

Disponible depuis 2018, le dispositif « Coup de pouce Chauffage » a pour objectif d'inciter les ménages à remplacer leur installation de chauffage thermique par, entre autres, une PAC de type eau/eau, même hybride. Selon le revenu des ménages, cette prime varie entre 2 500 et 4 000 € pour le remplacement d'une chaudière au gaz ou au charbon ; entre 4 000 et 5 000 € pour le remplacement d'une chaudière au fioul.

Dès 2020¹⁰², le CITE est progressivement transformé en « MaPrimeRénov' », une aide ciblée sur la performance énergétique et prenant en compte les niveaux de revenus. Cette prime est versée par l'agence nationale de l'habitat (Anah). Réservée dans un premier temps aux propriétaires occupants, cette prime est accessible à tous les propriétaires et aux syndicats de copropriétaires dès mi-2021. Au 1^{er} février 2023, le montant de cette prime pour la pose des PAC géothermiques est comme suit :

- PACgéo** : 4 000 € pour les revenus intermédiaires, 8 000 € pour les revenus modestes et 10 000 € pour les revenus les plus modestes.

Pour les maisons individuelles, ce dispositif prévoit également un forfait « Rénovation globale » pour les ménages mettant en œuvre un bouquet de travaux permettant d'atteindre un gain énergétique minimal de 55 %. Le montant de ce forfait peut varier de 5 000 à 10 000 €. Cette prime peut être couplée au « Bonus Bâtiment Basse Consommation » et au « Bonus sortie de passeur énergétique ». Les ménages n'étant pas éligibles à cette prime peuvent prétendre au dispositif « MaPrimeRénov' Sérénité ».

Ce dispositif prévoit aussi un forfait « Copropriété » réservé aux travaux effectués sur les parties communes de copropriété et sur les parties privatives déclarés d'intérêt collectif. Les travaux engagés doivent permettre un gain énergétique d'au moins 35 %. Représentant 25 % du montant des travaux et plafonnée à 25 000 € par logement, cette prime peut être demandée par le syndicat des copropriétés. Elle est également cumulable avec les aides du Fonds Chaleur.

L'aide MaPrimeRénov' est cumulable avec le Coup de pouce Chauffage, l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) et le taux de TVA réduit à 5,5 % (au lieu de 20 %).

Interdiction d'installer des nouvelles chaudières au fioul dans les logements

Depuis juillet 2022, l'installation de nouvelles chaudières à fioul est interdite dans les logements neufs et les bâtiments existants. Cette mesure concerne à la fois les bâtiments à usage d'habitation et à usage professionnel. Le remplacement des chaudières à fioul déjà installées dans les logements existants – par un équipement plus performant (chaudière à gaz à haute performance, chaudière à granulés, pompe à chaleur) – n'est pas obligatoire, ces dernières peuvent toujours être réparées. Les PAC constituent donc une des solutions de chauffage durable pour les ménages en cas de changement d'équipement.

Loi APER – Vers une simplification des mises en œuvre des projets

Publiée en 2023, la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER¹⁰³) porte notamment sur la géothermie. À ce titre, elle prévoit une série de mesures qui s'articulent autour de deux axes :

- Simplifier les procédures d'autorisation : simplification du recours à la géothermie en systématisant le recours à cette énergie (intégration dans les études de faisabilité technique et économique pour l'alimentation énergétique des bâtiments) et en clarifiant le cadre juridique pour favoriser une concurrence équitable entre foreurs (géothermie, eau).
- Planifier, avec les élus locaux, le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires : création d'un dispositif de planification territoriale (~ définition – par les communes et en concertation des habitants – de zones d'accélération favorables à l'accueil des projets), simplification de la modification des documents d'urbanisme.

¹⁰¹ Décret n° 2019-1518 du 30 décembre 2019 relatif aux titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques ; Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pur un État au Service d'une Société de Confiance (ESSOC)

¹⁰² Loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020, Article 15

¹⁰³ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

2022

- Restriction de MaPrimeRenov aux logements de plus de 15 ans uniquement (au lieu de 2 ans)
- Interdiction d'installer un équipement de chauffage dont les émissions dépassent 300 gCO2/kWh dans les bâtiments existants au 1^{er} juillet
- Application de la RE 2020 au 1^{er} janvier
- Création du cluster France Géoénergie
- Feuille de route nationale de l'ADEME sur la géothermie
- Publication du plan d'action du Haut-commissariat au Plan sur le développement de la géothermie de surface

2023

- Loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER)
- Obligation d'avoir recours à Mon Accompagnateur Rénov' pour l'obtention de certaines aides
- Plan national sur la géothermie - Multiplier par deux les nouvelles installations annuelles à 6 000 PAC géothermiques dans le secteur individuel et à 1 000 installations dans les secteurs collectif-tertiaire

2025

- Mission commando - Intégration au plan national sur la géothermie sept mesures prioritaires pour lever les freins au développement de la filière en France métropolitaine et d'outre-mer
- Projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025)

France, 1^{er} producteur de chaleur géothermique de l'UE en 2023

La France est le plus grand consommateur de chaleur issue de la géothermie de l'UE (2 217,6 GWh), devant l'Allemagne (1 890,7 GWh), les Pays-Bas (1 888,4 GWh) et la Hongrie (1 848,8 GWh).

Concernant les ventes de PAC géothermiques individuelles, l'écart entre la France et les autres pays européens reste important. En 2023, seules 3 970 PAC géo individuelles sont vendues en France, très loin derrière la Suède (35 470 unités), les Pays-Bas (26 560 unités) et l'Allemagne (24 980 unités).

En termes de production brute d'électricité géothermique, la France (DROM-COM inclus) est le 4^{ème} pays producteur de l'UE (17,2 MWe installés et 113,6 GWh produits), largement distancée par l'Italie (915,5 MWe et 5,7 TWh), l'Allemagne (57 MWe et 195 GWh) et le Portugal (34 MWe et 207,5 GWh).

Sources : EurObserv'ER (2024), État des énergies renouvelables en Europe, 23^{ème} bilan ; SDES (2024), Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables

Les acteurs de la filière de la géothermie

La réalisation des investissements dans la filière mobilise de nombreuses compétences industrielles : intégrateurs et développeurs, bureaux d'études, fabricants d'équipements, entreprises de forage et de construction, installateurs.

Intégrateurs et dévelopeurs

Les principaux intégrateurs et dévelopeurs de projets géothermiques sont Arverne Group (à travers ses filiales Lithium de France, Arverne Drilling Services, DrillHeat et 2gré), Albioma, Engie Solutions, Dalkia, IDEX, Géothermie Bouillante et ÉS.

Bureaux d'études

Dans le domaine de la géothermie, les bureaux spécialisés réalisent des études de géosciences et des études thermiques. Parmi les nombreux BE concernés, on peut citer :

- **Géothermie de surface** – Artelia Eau et Environnement, ECOME Ingénierie, EGEE Développement, Geosophy, GEOTHER, HYDRO INVEST, HydroGéologues Conseil, Hygéo Eau et Environnement, S2T, StratéGéo, Accentia, Amstein+Walthert, Celsius Energy, BatiMgie
- **Géothermie profonde** – GPC Géothermal, TLS Geothermics, ÉS-Géothermie, Geofluid/GPC-IP, Antea Group
- **Géothermie de surface et profonde** – Ginger BURGEAP, Antea Group, ERG, BYGéo, MANERGY Territoires

Concernant la géothermie de surface, des qualifications sont délivrées principalement par l'organisme de qualification de l'ingénierie OPQIBI (ingénierie d'installation de production utilisant l'énergie géothermique – OPQIBI 20.13 ; études des ressources géothermiques – OPQIBI 10.07). La mention « RGE Études » concerne les prestations d'études ou de maîtrise d'œuvre réalisées pour des bâtiments ou installations dans le résidentiel collectif et tertiaire.

Fabrication des appareils

Géothermie de surface assistée par PAC dans le secteur individuel – Parmi les fabricants de PAC géothermiques inférieures à 30 kW, on peut citer :

- BDR Thermea est le 3^{ème} fabricant d'appareils de chauffage en Europe, avec une présence dans une centaine de pays. Disposant de 3 sites industriels en France, le groupe affiche un CA de 503 M€ sur le territoire et emploie près de 1 470 salariés en 2023.
- L'allemand Vaillant Group (2^{ème} groupe de chauffage européen et représenté par les marques Vaillant et Saunier Duval en France ; CA de 287,4 M€ pour 780 salariés en 2023) dispose d'une ligne de production dans son usine de Nantes.
- Atlantic conçoit et fabrique la majorité de ses produits en France (CA de 542,4 M€ pour près de 400 salariés en 2023). Le groupe possède 13 sites industriels en France fabriquant 3 millions d'appareils par an (PAC, CET, chaudière).
- Le groupe suédois Nibe Industries reprend les activités commerciales du français Technibel. En 2023, Nibe Energy Systems France réalise un CA de 20,3 M€ et emploie une quarantaine d'effectifs.

Conscientes du potentiel des systèmes de chauffage plus économies en énergie, les entreprises généralistes¹⁰⁴ sont entrées sur le marché des PAC en tant que fabricants ou importateurs : Viessmann, Muller, Weishaupt, Carrier, Climaveneta du Groupe Mitsubishi Electric, ainsi que les français Océinde (acquéreur de SDEC Industries en 2021) et Lemasson (CA de 7,9 M€ en 2023).

¹⁰⁴ Fabricants de chaudières, de chauffage électrique et de ballons d'eau chaude sanitaire, climatiseurs

Géothermie de surface assistée par PAC dans les secteurs collectif-tertiaire – Les principaux fournisseurs de pompes à chaleur géothermiques (PAC eau/eau) d'une puissance supérieure à 50 kW en Europe sont le suédois Nibe Heating, les allemands Buderus, Bosch, Viessmann, Alpha Innotec, Waterkotte, Stiebel Eltron, Weishaupt, mais aussi le japonais Daikin.

En France, la CIAT (compagnie industrielle d'applications thermiques¹⁰⁵) est le principal fabricant de PAC de grande puissance. D'autres fabricants existent sur ce marché : Carrier, Daikin et Frioitherm.

Géothermie profonde – Plusieurs autres fournisseurs de biens et de services divers sont également présents pour la géothermie profonde : turbines pour ORC (organic rankine cycle), échangeurs de chaleur, tubes, systèmes et équipements en génie électrique et mécanique, produits chimiques entre autres.

Forages et sondages

En 2022, près de 410 entreprises sont spécialisées dans les forages et les sondages (CA de 621 M€ ; 2 250 effectifs salariés)¹⁰⁶. Parmi les principales entreprises françaises, on peut citer SMP Énergies (société de maintenance pétrolière) et Arverne Drilling Services sur le secteur de la géothermie profonde. Sur le secteur de la géothermie de surface, les entreprises de forages sont majoritairement des petites structures.

Un des objectifs du décret 2015 sur les gîtes GMI est d'apporter une simplification administrative tout en améliorant la qualité des forages. De fait, les procédures de télédéclaration ne sont possibles que si – entre autres conditions – les forages sont réalisés par un foreur Reconnu Garant de l'Environnement (RGE) QualiForage. Au 2 janvier 2024, l'association Qualit'EnR regroupe plus d'une centaine d'entreprises qualifiées (39 sur forage nappe et 64 sur forage sonde), en hausse de 14 % par rapport à l'année précédente. À noter que, depuis juin 2024, cette qualification est progressivement remplacée par la certification « CertiForage ». Depuis le 1^{er} juillet 2025, cette certification devient la seule reconnue pour les professionnels intervenant sur la mise en œuvre d'une installation de GMI.

Qualifications « Qualit'EnR PAC » et « Qualibat » pour les installateurs de PAC

Depuis plus de 10 ans, le nombre de qualifications « Reconnu Garant de l'Environnement – RGE » délivrées par l'association Qualit'EnR est en hausse. Au 2 janvier 2024, l'association regroupe plus de 12 730 entreprises qualifiées PAC (incluant à la fois les PAC aérothermiques et les PAC géothermiques).

Ces qualifications répondent aux exigences de la directive européenne sur l'obligation de formation et de certification en matière d'installation de systèmes d'EnR.

Opérateurs et gestionnaires des réseaux de chaleur basés sur la géothermie

En dehors des collectivités locales et des sociétés d'économie mixte, les principaux opérateurs de réseaux de chaleur basés sur la géothermie profonde chaleur sont Dalkia (filiale d'EDF) et Engie Solutions.

- En France, Dalkia exploite 42 installations en géothermie de surface et 45 installations en géothermie profonde chaleur (dont 25 doublets géothermiques en Île-de-France alimentant plus de 100 000 équivalents-logements).
- Engie Solutions fournit 25 % de la chaleur géothermique en France à travers une vingtaine de réseaux (dont une douzaine en Île-de-France fournissant 30 % de la chaleur géothermique de la région). Les deux filiales d'Engie – Engie Solutions et Storengy – sont notamment présentes à l'international pour des projets de production d'électricité (Indonésie, Mexique).

À côté de ces deux principaux groupes, il existe d'autres opérateurs dont les réseaux de chaleur et de froid mobilisent des ressources géothermiques : IDEX avec 70 réseaux urbains de chaud et de froid (2,3 Mds€ de CA pour 6 260 collaborateurs en 2023) ; Coriance avec 42 réseaux de chaleur et de froid urbains (535 km, 1,9 GWh livrés à 200 000 équivalents-logements) et 28 puits de géothermie (360 M€ de CA).

On peut également citer Électricité de Strasbourg (ÉS), la société Roquette-Frères et la Caisse des dépôts et consignations (CDC) dans l'électricité et la chaleur.

Situation du marché et de l'emploi

Dans cette partie, on distingue :

- La géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur individuel
- La géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur collectif-tertiaire
- La géothermie profonde chaleur (valorisation directe en chaleur)
- La géothermie profonde électrogène (électrique et en cogénération)

¹⁰⁵ Racheté par le conglomérat industriel américain United Technologies (UTC) en 2015

¹⁰⁶ INSEE, Base ESANE, NAF 43.13Z Forages et sondages

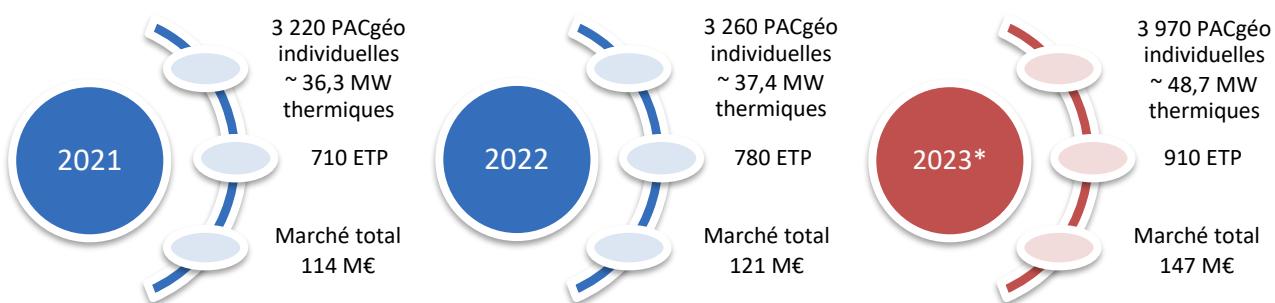
Géothermie de surface assistée par PAC dans le secteur individuel

Les ventes de PAC géothermiques chez les particuliers¹⁰⁷ – destinées de plus en plus à la rénovation – augmentent de 23 % entre 2021 (3 220 unités ; l'équivalent de 36,3 MW thermiques) et 2023 (3 970 unités ; 48,7 MWth). La hausse des ventes constatée sur cette période concerne toutes les catégories de PAC géothermiques (+26 % pour les PAC sol/sol, sol/eau et eau glycolée/eau et +16 % pour les PAC eau/eau).

Jumelés à la hausse des prix moyens de 13 % en deux ans, les investissements (exportations comprises) suivent le rythme des ventes et passent de 88 M€ en 2021 à 94 M€ en 2022 (+8 %) et 121 M€ en 2023 (+28 %).

Il en est de même pour les emplois associés : de 500 ETP en 2021 à 570 ETP en 2022 (+14 %) et 690 ETP en 2023 (+22 %). Sur l'année 2023, la fabrication des équipements destinés à l'exportation ne nécessite qu'une dizaine d'emplois. Les emplois de distribution, d'installation et de forage représentent la quasi-totalité des emplois d'investissement.

Le parc des PAC géothermiques installées dans le secteur résidentiel est estimé à plus de 174 900 unités en 2023. Le marché correspondant à l'entretien et la maintenance de ce parc s'élève à 26 M€, marché nécessitant 220 emplois.



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Géothermie de surface assistée par PAC dans les secteurs collectif et tertiaire

La géothermie de surface dans les secteurs collectif-tertiaire concerne les installations jusqu'à 200 mètres de profondeur où la température est généralement inférieure à 30 °C. Présentant de bonnes performances énergétiques et environnementales, ce système est composé de 3 dispositifs :

- Dispositif de captage permettant d'exploiter la ressource via des capteurs variés : capteur horizontal, doublet de forage sur nappe phréatique, sonde géothermique verticale, champ de sondes, échangeur compact (corbeille et mur géothermique), fondation thermoactive, système de récupération d'énergie sur les eaux usées et l'eau de mer¹⁰⁸ ;
- Dispositif permettant d'ajuster (augmenter ou diminuer selon le dispositif) la température du fluide caloporteur (PAC géothermique) ;
- Dispositif de régulation (contrôle-commande) permettant d'assurer la production souhaitée et le bon fonctionnement entre les dispositifs.

Ce système permet de couvrir des besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire (ECS), de climatisation et de rafraîchissement des bâtiments neufs ou rénovés.

Quant au geocooling, il permet de rafraîchir directement un bâtiment avec un rendement élevé (30 à 50 kWh de froid apportés pour 1 kWh électrique utilisé) sans faire fonctionner la PAC. À une profondeur de 10 à 200 mètres, la température du sous-sol est stable et inférieure à 20 °C. Le système de PAC en « Thermo-Frigo-Pompe – TFP » est capable, avec le même équipement, de produire simultanément du chauffage et de la climatisation. Le rendement du mode TFP est très élevé, 8 à 12 kWh de chaud et de froid pour 1 kWh électrique utilisé. La récupération de chaleur sur eaux usées ou eau de mer via des PAC est également en développement, y compris pour les applications de froid.

Dans cette rubrique, on se limite aux appareils posés dans les habitats collectifs, les services et autres activités productives.

Selon les études de filière de l'AFPG et des bilans du Fonds Chaleur de l'ADEME, les nouvelles mises en service dans les secteurs collectif-tertiaire diminuent entre 2021 (43,2 MW thermiques) et 2022 (15,3 MWth). La situation s'inverse en 2023 avec 18,2 MWth (soit 33 % des nouvelles puissances installées en géothermie de surface cette dernière année).

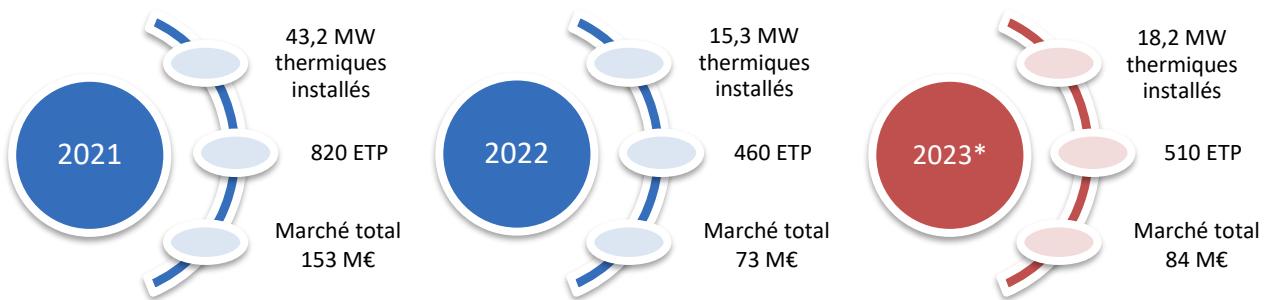
Les investissements nécessaires (y compris pour les exportations) diminuent de 65 % entre 2021 (124 M€) et 2022 (44 M€), avant d'augmenter de 25 % en 2023 (55 M€).

Les emplois associés suivent la même tendance (fabrication, distribution et installation des équipements, travaux de forages) et passent de 590 ETP en 2021 à 220 ETP en 2022 (-62 %) et 260 ETP en 2023 (+19 %).

¹⁰⁷ Observ'ER, Suivi du marché et des prix des pompes à chaleur individuelles

¹⁰⁸ Les techniques développées (hormis le captage) sont les mêmes que celles de la géothermie de surface. Ainsi, ces projets sont intégrés dans le Fonds Chaleur Renouvelable de l'ADEME dans la rubrique « Géothermie ».

La production de chaleur issue de la géothermie de surface, essentiellement autoconsommée, n'est pas valorisée dans la présente fiche. Seuls les services de maintenance et d'entretien des équipements sont pris en compte. En 2023, ce marché représente 29 M€ et 240 emplois (pour un parc de 14 680 installations).



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Géothermie profonde chaleur

Cette technologie utilise la chaleur des aquifères profonds (de 200 à plus de 2 000 mètres), directement ou via des pompes à chaleur, afin de chauffer un ensemble d'immeubles ou un quartier à travers un réseau de chaleur ou d'apporter de la chaleur pour des usages agricoles et industriels.

En France, les principales opérations de géothermie destinées au chauffage urbain sont réalisées entre 1982 et 1986 après le 2^{ème} choc pétrolier. À ses débuts, la filière a dû faire face à des difficultés techniques dues, en particulier, à l'agressivité du fluide géothermal exploité provoquant la corrosion des tubages des forages conjugués, ainsi qu'à des problèmes de rentabilité¹⁰⁹. La chute du cours du pétrole et le recul progressif de l'inflation à partir du milieu des années 80 sont les principales causes de cette baisse de rentabilité, entraînant la fermeture d'un tiers des installations existantes. De 1987 à 2007, seules trois installations de géothermie profonde sont mises en œuvre en région Aquitaine. À partir de 2009, la filière connaît un regain d'activité avec la réalisation et la mise en exploitation de près de 40 installations nouvelles ou réhabilitées entre 2010 et 2020 (European Geothermal Energy Council – EGEC ; AFPG).

Aujourd'hui, la France dispose de gisements géothermiques très favorables situés essentiellement dans le Bassin parisien, le Bassin aquitain (Nouvelle-Aquitaine et Occitanie), le Bassin du Sud-Est (Hérault) et le fossé rhénan (Grand-Est). D'autres aires géographiques présentent également un potentiel de ressources à valoriser (vallée du Rhône, Hauts-de-France, bassin de l'Arc à Aix-en-Provence, fossé bressan) qu'il serait nécessaire d'investiguer davantage. La géothermie profonde chaleur est ainsi la première énergie renouvelable développée en Île-de-France. Cette région concentre la plus grande densité au monde de telles installations exploitant le même aquifère profond.

L'outil déterminant pour le développement de la géothermie profonde chaleur est le « Fonds de garantie Géothermie » mis en place début 1980. Ce dispositif de couverture du risque géologique et hydrogéologique est réaménagé une première fois en 2006. À partir de 2019, le dispositif est une seconde fois réaménagé et redimensionné pour permettre de garantir les futurs projets de géothermie profonde avec le même taux d'indemnisation partout en France métropolitaine, y compris dans des aquifères moins connus. Géré par la SAF Environnement (filiale de la CDC et de l'ADEME), ce dispositif est composé de deux volets :

- Un volet « court terme » avec une partie « étude » permettant d'accompagner les études de dérisquage et une partie « travaux » garantissant la mise en service d'un réservoir profond avec un couple débit/température prévisionnel permettant le remboursement à hauteur de 90 % du forage géothermique en cas d'échec total (dans la limite des plafonds spécifiés par le dispositif de garantie) ;
- Un volet « long terme » permettant d'assurer la pérennité du fonctionnement des opérations en exploitation contre le risque d'appauvrissement de la ressource géothermique en termes de débit et/ou de température pendant 20 ans.

Les dossiers de demande de garantie sont soumis à un comité décisionnel présidé par l'ADEME et regroupant des acteurs publics et privés. Ce fonds s'élève aujourd'hui à 195,6 M€ (AFPG).

Par ailleurs, en complément de ce dispositif, les projets de géothermie profonde bénéficient des aides du Fonds Chaleur de l'ADEME. Ce fonds subventionne les opérations de géothermie profonde chaleur à un niveau d'environ 20 à 25 % des coûts d'investissement.

Selon les études de filière de l'AFPG, on compte 73 installations exploitant des aquifères profonds pour la production de chaleur fin 2023 : 54 en Île-de-France et 1 en Centre-Val de Loire sur le Bassin parisien ; 16 sur le Bassin aquitain ; 1 sur le bassin du Sud-Est dans l'Hérault ; 1 sur le fossé rhénan dans le Bas-Rhin.

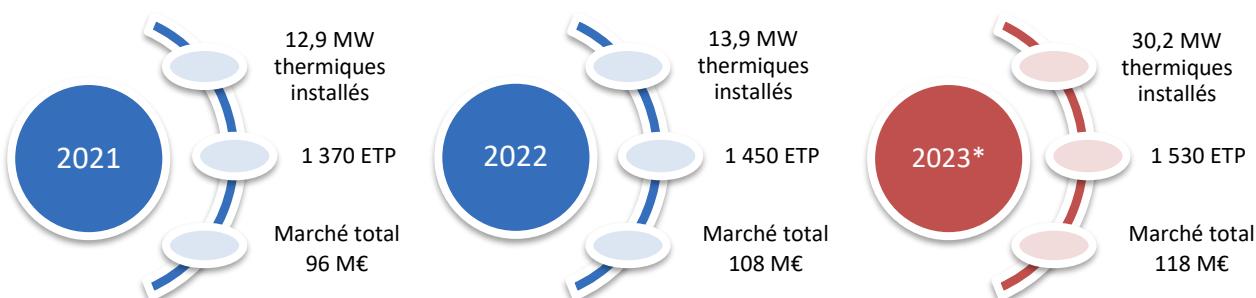
¹⁰⁹ Financées sur emprunt aux taux élevés en vigueur de l'époque, ces installations avaient leurs recettes indexées sur le cours des énergies fossiles.

Entre 2021 et 2023, cinq projets franciliens sont achevés avec succès (Bobigny-Drancy, Champs-sur-Marne, Evry, Rueil-Malmaison, Vélizy-Villacoublay). Le réseau Plaine de Garonne Énergies (PGE) à Bordeaux est également mis en service (25 km, 6 MWth, 28 000 équivalents-logements desservies). Les nouvelles mises en service augmentent ainsi de 8 % entre 2021 (12,9 MWth) et 2022 (13,9 MWth). En 2023, elles s'élèvent à 30,2 MWth (soit plus du double en un an).

Sur cette même période, les investissements nécessaires augmentent de 89 % en deux ans, passant de 28 M€ en 2021 à 52 M€ en 2023.

Les emplois associés suivent le rythme des investissements (fabrication des équipements, travaux de forages, études préalables) et passent de 120 ETP en 2021 à 210 ETP en 2023 (+81 %).

Cependant, la production de chaleur issue de la géothermie profonde diminue de plus de 2,4 TWh en 2021 à 2,2 TWh en 2022 et 2023 suite à l'arrêt temporaire de certaines installations pour travaux (SDES, Suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables ; AFPG). La valeur marchande de cette production passe de 68 M€ en 2021 à 66 M€ en 2023 (-4 %). Les emplois d'exploitation des installations et de la vente de chaleur s'élèvent à 1 320 ETP en 2023, contre 1 250 ETP en 2021.



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Géothermie profonde électrogène

La géothermie profonde électrogène permet de produire de l'électricité à partir de ressources géothermiques de température élevée (supérieure à 120°C). Ces ressources se rencontrent dans des zones de volcanisme actif ou récent, dans des aquifères situés entre 1 000 et 2 000 mètres de profondeur, et où les températures peuvent atteindre plus de 250°C. En France, ces ressources sont potentiellement présentes dans les DROM-COM (Guadeloupe, Martinique, Réunion, Mayotte, Polynésie française). Dans les zones géologiquement plus stables, comme en Métropole, les ressources géothermiques valorisables pour produire de l'électricité sont à rechercher plus profondément (entre 3 000 et 5 000 mètres) compte tenu du gradient géothermique (~ augmentation de la température avec la profondeur) moins élevé que dans les zones volcaniques. Dans ce cas précis, l'importance de la profondeur à atteindre conduit à privilégier la coproduction d'électricité et de chaleur (cogénération) pour maximiser la valorisation de l'énergie extraite du sous-sol. Par ailleurs, contrairement aux ressources présentes dans les zones volcaniques qui circulent dans des aquifères très fracturés, les ressources présentes dans les zones plus géologiquement stables circulent dans des aquifères moins perméables qu'il faut stimuler au préalable par injection d'eau sous forte pression depuis la surface (technologie EGS).

En France, la géothermie profonde électrogène concerne trois centrales en exploitation : une en géothermie volcanique (Bouillante ; Guadeloupe) et deux en technologie EGS (Soultz-sous-Forêts et Rittershoffen ; Alsace). Le projet de Vendenheim-Reichstett est entièrement arrêté en 2022.

Géothermie volcanique

La géothermie profonde électrogène classique exploitée dans les zones volcaniques permet de produire de l'électricité à partir de vapeur au moyen d'une turbine. Son intérêt est de permettre une production de base. Le taux de disponibilité des centrales géothermiques est en effet parmi les plus importants de toutes les centrales de production d'électricité et peut atteindre 90 à 95 %.

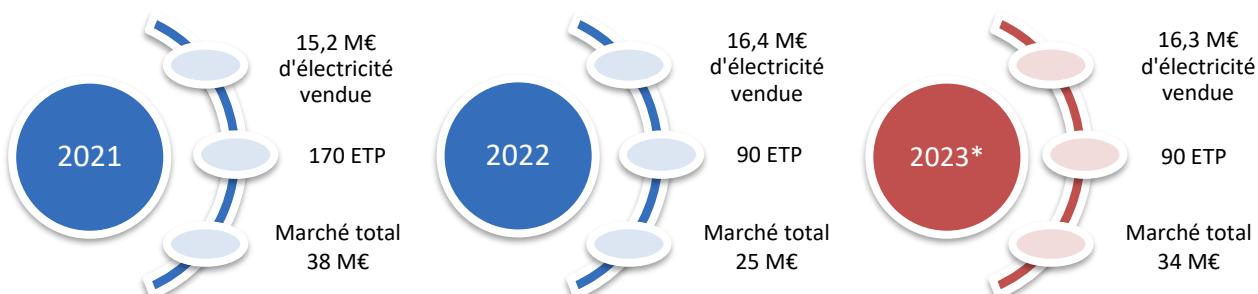
La centrale Bouillante (Guadeloupe) est constituée de deux unités : B1 avec une puissance de 4,5 MW électriques et B2 d'une puissance de 11 MWe. Cette centrale assure 6 à 7 % de la production d'électricité de l'archipel guadeloupéen. En 2013-2014, l'unité B1 est rénovée pour un coût total 4,4 M€. En 2016, le bureau de recherches géologiques et minières – BRGM (propriétaire des installations au travers de sa filiale Géothermie Bouillante) cède la centrale à l'américain Ormat Technologies (le capital étant dès-lors détenu à 60 % par Ormat Technologies, 20 % par la CDC et 20 % par le BRGM). En 2023, la centrale enregistre son plus haut niveau de production avec 112,3 GWh. Courant 2023 également, des travaux estimés à 70 M€ sont engagés sur le site pour la construction d'une nouvelle unité ORC de 10 MWe. Cette unité devrait être mise en service fin 2025, voire début 2026. Parallèlement, trois nouveaux puits profonds sont forés, dont deux pour permettre une réinjection plus importante du fluide géothermal. Des travaux sont également entrepris sur le site pour réaménager le système de séparation du fluide géothermal.

Enhanced Geothermal System

La période de 2000 à 2012 voit la finalisation du programme d'expérimentation de géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts en Alsace (initié en 1987 sur la base d'un accord franco-allemand). Un premier forage injecte de l'eau à 5 000 m de profondeur. Lors de sa circulation dans les roches naturellement fracturées, cette eau chauffée est récupérée par deux autres forages profonds de 5 000 m et cède sa chaleur, en surface, à un fluide secondaire qui actionne une turbine produisant de l'électricité. Refroidie, l'eau est ensuite réinjectée par le premier forage. Une centrale pilote de 1,5 MW est mise en service début 2008 et permet la validation industrielle de cette nouvelle technologie qui élargit les zones de production potentielle d'électricité et de chaleur haute température à partir de ressources géothermiques. La centrale est revampée en 2015 et inaugurée en 2016 (puissance thermique de 11,4 MWth et puissance électrique de 1,7 MWe). Le coût de ce renouvellement s'élève à 11 M€.

Inaugurée en 2016 pour un investissement de 55 M€, la centrale de Rittershoffen¹¹⁰ – d'une puissance de 24 MWth – fonctionne selon la même technologie EGS. Un forage profond de 2 500 m capte un fluide géothermique à 170°C dans des fractures existantes. Ce fluide remonte en surface et passe dans une série d'échangeurs de chaleur où il cède sa chaleur à l'eau d'un réseau. Ce réseau, long de 15 km, alimente en chaleur l'usine d'extraction d'amidon Roquette-Frères située à Beinheim en bordure du Rhin. L'eau du réseau repart du site à 70°C pour la centrale géothermique. Au niveau de la centrale, l'eau géothermale – refroidie après son passage dans les échangeurs – est réinjectée dans le sous-sol via un deuxième forage profond de 2 500 m.

À partir de 2017, l'industriel Fonroche engage la réalisation d'une première centrale géothermique EGS en cogénération à Vendenheim-Reichstett (banlieue nord de Strasbourg). Si les résultats du premier forage réalisés en 2017-2018 sont concluants, le second forage lancé en 2019 connaît des difficultés de réalisation. D'une puissance totale prévisionnelle de 40 MWth et 9 MWe, le projet est définitivement arrêté début 2021 (achevé à 95 % ; sans mise en service de la centrale) suite à la survenance d'un séisme de magnitude 3,9 en décembre 2020.

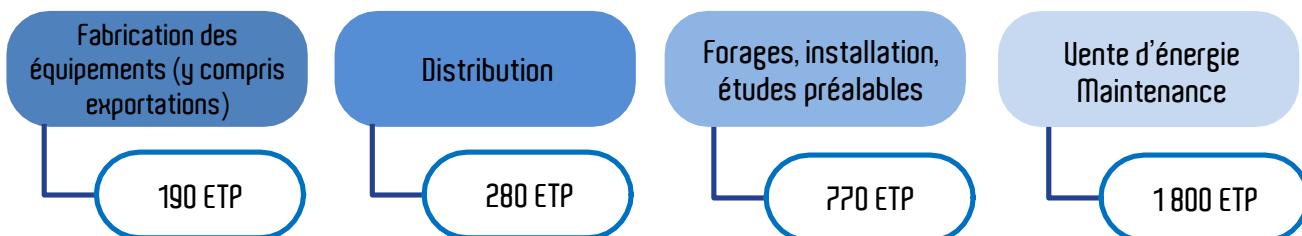


* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

Filière d'une valeur de 383 M€ et employant 3 030 emplois directs en 2023

En 2023, le marché total des quatre filières géothermiques s'élève à 383 M€, dont 242 M€ pour la réalisation des investissements intérieurs, 137 M€ pour la valeur de l'énergie vendue et des services d'exploitation-maintenance des installations, et 3 M€ pour l'exportation d'équipements.

Les emplois s'élèvent à 3 030 ETP, dont 1 220 ETP associés à la réalisation des investissements intérieurs, 1 800 ETP à la production d'énergie marchande et aux services d'exploitation-maintenance des installations, et une dizaine d'ETP à la fabrication des équipements destinés à l'export.



Note : Ces marchés et emplois n'incluent ni les effectifs des organismes de R&D (BRGM, universités, entreprises), ni les activités d'études, d'ingénierie et de travaux à l'exportation, ni ceux correspondants aux travaux d'explorations liés aux permis de recherche pour lesquels aucune donnée n'a pu être recueillie.

¹¹⁰ Centrale construite dans le cadre du projet ECOGI par la société éponyme créée en 2011 par le groupe Électricité de Strasbourg (ÉS), la société Roquette Frères et la Caisse des Dépôts. Projet soutenu par l'ADEME et la Région Grand-Est.

Objectifs de la PPE us. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) concernant la production de chaleur à partir de la géothermie à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

Production thermique à partir de la géothermie (TWh)

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Géothermie de surface *	3,4 TWh	10 TWh	15 à 18 TWh
Géothermie profonde	2,2 TWh	6 TWh	8 à 10 TWh

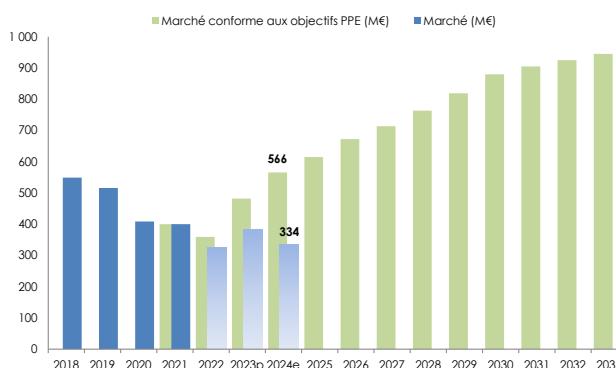
(*): Secteur résidentiel (individuel et collectif) et tertiaire

Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

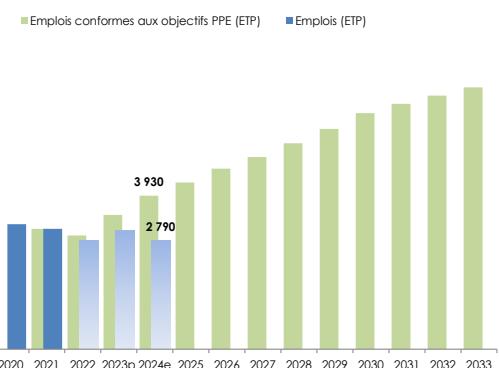
Ces objectifs représentent donc une production de : 10 TWh en 2030 et de 16,5 TWh en moyenne en 2035 pour la géothermie de surface ; 6 TWh en 2030 et de 9 TWh en moyenne en 2035 pour la géothermie profonde.

- Pour les maisons individuelles, le plan d'action national sur la géothermie vise à doubler le rythme annuel d'installations par an à 6 000 nouvelles installations. En augmentant progressivement les nouvelles ventes annuelles jusqu'à atteindre 6 000 appareils en 2030 (soit l'équivalent de 62,9 MW thermiques en moyenne par an ; Observ'ER), et en gardant ce même rythme de ventes jusqu'en 2035 (~ 73,5 MWth par an), le parc des PAC géothermiques individuelles s'élèverait à près de 189 milliers d'unités en 2030 et 200 milliers d'unités en 2035. On rappelle qu'en 2023, les ventes de PAC géothermiques individuelles s'élèvent à 3 970 appareils (~ 48,7 MWth), rapportant le parc à près de 175 milliers d'appareils en fonctionnement.
- Le plan d'action national sur la géothermie vise également à doubler le rythme annuel d'installations par an dans les secteurs collectif-tertiaire à 1 000 nouvelles installations. On augmente progressivement les nouvelles installations annuelles jusqu'à atteindre 1 000 logements collectifs et locaux tertiaires équipés en 2030 (soit l'équivalent de 49,4 MW thermiques en moyenne par an ; AFPG), et on garde ce même rythme d'installations jusqu'en 2035 (~72,9 MWth par an). Pour rappel, 250 PAC géothermiques sont posées dans les secteurs collectif-tertiaire en 2023, l'équivalent de 18,2 MWth.
- Concernant la géothermie profonde en France métropolitaine, l'intégralité des objectifs de la PPE 3 pour la géothermie profonde – 6 TWh en 2030 et de 9 TWh en moyenne en 2035 – est attribuée à des installations profondes chaleur (contre 2,2 TWh en 2023 ; SDES). Pour cela, on estime les mises en service supplémentaires à réaliser chaque année à 116,6 MW thermiques de 2024 à 2030 et à 129,4 MWth de 2031 à 2035.
- Quant à la géothermie profonde volcanique dans les DROM-COM, le seul projet pris en compte est celui déjà en cours de construction de l'unité Bouillante 1bis en Guadeloupe (10 MWe) et sa mise en service d'ici 2026.

Marchés liés à la géothermie (M€)



Emplois associés à la géothermie (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

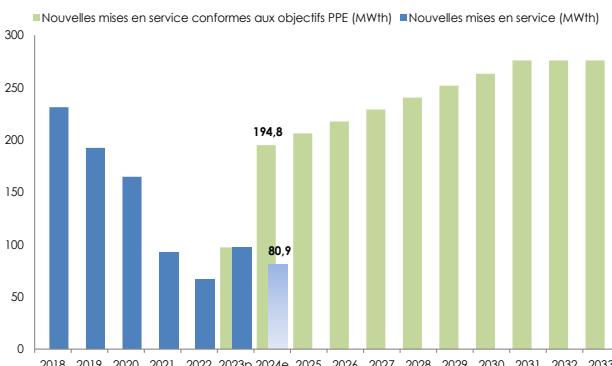
(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

En se basant sur ces objectifs, le marché total de la géothermie est estimé à 556 M€ en 2024. Les investissements s'élèvent à 401 M€ et l'exploitation-maintenance à 154 M€. Les emplois atteindraient 3 890 ETP en 2024 : 1 900 ETP pour la réalisation des investissements et 1 980 ETP pour l'exploitation des unités de production et la maintenance de l'ensemble des PAC installées.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est en-dessous de la trajectoire PPE : 324 M€ et 2 750 ETP pour la tendance en 2024, contre 556 M€ (+72 %) et 3 890 ETP (+41 %) pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre les nouvelles installations à mettre en service annuellement selon chaque cas de figure. Pour les ventes de PAC géothermiques individuelles, on se base sur le suivi du marché d'Observ'ER. Pour la géothermie de surface dans les secteurs collectif-tertiaire, ainsi que la géothermie profonde chaleur (avec l'hypothèse d'investissements réalisés sur trois ans avant mise en service), on se base sur les études de filière de l'AFPG et les bilans du Fonds Chaleur de l'ADEME. Dès-lors, les nouvelles installations s'élèvent à 80,9 MW thermiques en 2024. Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait installer l'équivalent de 194,8 MWth cette même année (soit 2,4 fois plus).

Nouvelles mises en service (MW thermique)



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020¹¹¹). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la production d'énergies à partir de la géothermie, les objectifs de la PPE 2 représentaient : 3,1 TWh en géothermie de surface et 2,3 TWh en géothermie profonde en 2018 (année de référence) ; 4,6 TWh en géothermie de surface et 2,9 TWh en géothermie profonde en 2023 (objectif intermédiaire) ; 6 TWh en géothermie de surface et 4,6 TWh en géothermie profonde en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec une production réelle à 3,4 TWh en géothermie de surface et 2,3 TWh en géothermie profonde en 2023, la trajectoire actuelle de production d'énergies via la géothermie ne permet pas d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

Perspectives de la filière

Plan d'action national pour accélérer le développement de la géothermie

En 2021-2022, l'ADEME lance un chantier avec l'ensemble des acteurs de la filière pour élaborer une feuille de route nationale sur la filière. Cette feuille de route – à caractère très opérationnel – définit les principales actions à mener pour atteindre les objectifs fixés par la 3^{ème} PPE à l'horizon de 10 à 15 ans. Elle présente comment mettre en œuvre chaque action et en assurer le suivi et la meilleure coordination possible entre les différentes parties prenantes (professionnels, organismes institutionnels, directions des ministères).

En février 2023, ces travaux sont repris pour constituer le « Plan national sur la géothermie », plan validé par la Ministre de la Transition Énergétique (MTE). Ce plan est actualisé en décembre 2023. Décliné selon 8 axes thématiques, il vise – à travers 27 actions prioritaires et 23 pistes d'actions complémentaires – à :

¹¹¹ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

- Renforcer la capacité de forage en géothermie de surface pour répondre à la demande des secteurs résidentiel et tertiaire ;
- Affiner le cadre réglementaire pour inciter au développement de projets de géothermie de surface ;
- Inciter à l'installation de PAC géothermiques dans les secteurs résidentiels et tertiaire ;
- Identifier et valoriser des aquifères profonds sous-exploités, propices à la réalisation de doublets géothermiques pour réseaux de chaleur ;
- Sensibiliser et faire monter en compétence les acteurs locaux, accompagner les porteurs de projets dans le déploiement de solutions géothermiques ;
- Susciter de nouveaux projets et encourager de nouveaux montages financiers en géothermie ;
- Développer la géothermie en outre-mer ;
- Développer le marché de la géothermie française à l'export.

Le pilotage du plan est assuré par l'ADEME en lien avec le ministère.

Mission commando – Sept mesures pour lever les freins au développement de la filière

En avril 2025, une mission commando sur la géothermie est lancée afin d'identifier les leviers concrets permettant d'accélérer le recours à cette énergie renouvelable et de lever les freins à son développement en France métropolitaine et d'outre-mer.

Lancée à l'initiative du Premier ministre en concertation avec les collectivités territoriales, les industriels-opérateurs privés, le BRGM, l'ADEME, les acteurs et les professionnels de la filière, cette mission conduit à l'adoption de 7 mesures prioritaires :

- Lancer en 2026 un appel à manifestation d'intérêt auprès des collectivités locales en vue de caractériser la ressource géothermale profonde dans des zones méconnues en France métropolitaine ;
- Réduire en 2026 les délais de confidentialité de certaines données relatives à l'exploration géothermique pour diffuser la connaissance du sous-sol et dérisquer les projets ;
- Alléger les procédures applicables à certains projets de géothermie de surface, en relevant le seuil de puissance maximale de la géothermie de minime importance sur sondes à 2 MW à l'automne 2025 et en étudiant la possibilité de simplifier les procédures applicables sur nappe ;
- Définir au premier trimestre 2026 les conditions dans lesquelles les installations de stockage calorifique pourront bénéficier du régime déclaratif de la géothermie de minime importance ;
- Préparer d'ici fin 2025 un projet de décret relatif aux modalités d'application de la durée du temps de travail sur les chantiers de forage géothermique profond ;
- Mener des actions de sensibilisation et de communication sur l'efficacité et l'exemplarité de la géothermie auprès des collectivités et des prescripteurs ;
- Finaliser le développement du réseau d'animateurs régionaux spécialistes de la géothermie pour couvrir l'ensemble du territoire métropolitain en 2026.

L'ensemble de ces mesures sera intégré au plan d'action national actualisé (lors du suivi semestriel dès l'automne 2025).

Potentiel important pour la filière

Géothermie de surface assistée par PAC dans le secteur résidentiel

Au 1^{er} janvier 2024, MaPrimeRénov' évolue en deux piliers :

- **MaPrimeRénov' (Parcours par geste)** est une aide réservée aux travaux monogestes de remplacement de systèmes de chauffage énergivores ou d'isolation. Le montant de MaPrimeRénov' pour la pose d'une PAC géothermique remonte en 2024 : 6 000 € pour les revenus intermédiaires, 9 000 € pour les revenus modestes et 11 000 € pour les revenus les plus modestes. Cette même année, le Coup de pouce Chauffage varie entre 2 500 et 4 000 € pour les PAC eau/eau et sol/eau (sans condition de revenu). Le montant de ces deux primes (MaPrimeRénov' et Coup de pouce) reste le même en 2025. À noter que les passoires thermiques (classe F ou G sur le DPE) n'y seront plus éligibles à partir du 1^{er} janvier 2025 et seront réorientées vers le Parcours Accompagné afin de réaliser une rénovation d'ampleur.
- **MaPrimeRénov' Parcours Accompagné** (rénovation d'ampleur) est réservé aux travaux permettant un gain énergétique d'au moins 2 classes sur le DPE. Déterminé en forfait par type de travaux en 2023, le montant de l'aide est désormais calculé selon un pourcentage du coût (hors taxes) des travaux, dans la limite d'un plafond de dépenses. Les travaux éligibles doivent comprendre au moins deux gestes d'isolation et ne doivent pas prévoir l'installation d'un système de chauffage fonctionnant majoritairement aux énergies fossiles. Il est également interdit de conserver un chauffage fonctionnant au fioul ou au charbon. De plus, le bonus Bâtiment Basse Consommation est supprimé. Par ailleurs, les ménages éligibles à MaPrimeRénov' Sérenité en 2023 sont désormais pris en charge par le dispositif MaPrimeRénov' Parcours Accompagné.

Autre changement : les ménages devront obligatoirement recourir à « Mon Accompagnateur Rénov' »¹¹² pour l'obtention de certaines aides (MaPrimeRénov' Parcours Accompagné). Mon Accompagnateur Rénov' est un assistant à maîtrise d'ouvrage ou un opérateur agréé par l'État et appuyé par l'Anah. Son rôle consiste à accompagner les particuliers qui souhaitent se lancer dans des travaux de rénovation énergétique tout au long de leur projet (définition du projet, appui aux démarches administratives, mobilisation des financements).

À noter que le guichet MaPrimeRénov' Parcours Accompagné (dédié à la rénovation d'ampleur individuelle) est suspendu du 23 juin au 15 septembre 2025 en raison des fraudes dont le dispositif est victime. La prime dédiée aux copropriétés et aux travaux monogestes ciblés (parcours par geste) est toujours maintenue. Le Ministère du logement précise les nouvelles règles de MaPrimeRénov' dès septembre 2025, dont une réouverture ciblée vers les propriétaires très modestes avec un quota de 13 000 dossiers ; une instruction des dossiers déposés entre septembre et décembre 2025 au 1^{er} trimestre 2026 ; une baisse des plafonds d'aide à 30 000 € et 40 000 € pour les sauts de 2 et 3 classes respectivement ; un recentrage des aides sur les passoires thermiques.

Géothermie de surface assistée par PAC dans les secteurs collectif-tertiaire

La simplification des procédures (GMI), ainsi que la hausse des projets aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME vont dans le sens d'une augmentation de l'activité. En 2024, on compte 125 projets de géothermie (hors aquifère profond) aidés par le Fonds Chaleur pour un investissement global de 83,2 M€. Ces projets se traduisent à terme par la production de 43,8 GWh de chaleur renouvelable supplémentaire sur l'année.

Le décret « Tertiaire¹¹³ » sur les obligations d'actions de réduction de la consommation énergétique finale dans les bâtiments tertiaires de plus de 1 000 m² va également dans le sens d'une croissance de la filière. L'objectif est de diminuer la consommation d'énergie finale des bâtiments concernés de 40 % en 2030, 50 % en 2040 et 60 % en 2050 via des travaux de rénovation, l'installation d'équipements performants et la modification des modalités d'exploitation du bâtiment.

Géothermie profonde chaleur

La géothermie profonde chaleur devrait également jouer un rôle important dans le verdissement des réseaux de chaleur fossiles. En 2024, sept projets de géothermie en aquifère profond sont aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME, pour un investissement global de 212,5 M€ et une production de 461,1 GWh de chaleur renouvelable supplémentaire sur l'année.

Dans cette lignée, les projets « Géoscan » – portés notamment par l'ADEME, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et le BRGM – ont pour objectif d'améliorer les connaissances du sous-sol pour identifier les endroits les plus favorables au développement de la géothermie profonde en France. Parmi les projets en cours :

- Géoscan Île-de-France (porté par l'ADEME, la Région Île-de-France et le BRGM) – La région accueille déjà la plus grande concentration d'installations de géothermie profonde en Europe. Cependant, l'objectif de ce projet est d'y exploiter les ressources du sud et de l'ouest de la région francilienne. Cette campagne combine différentes études géophysiques, géologiques, hydro-thermiques et géochimiques pour l'exploration d'un territoire de près de 1 900 km². Les résultats finaux seront disponibles au deuxième semestre 2025.
- Géoscan Arc (porté par l'ADEME, le BRGM, la Région Sud, le Conseil départemental des Bouches-du-Rhône et la Métropole Aix-Marseille-Provence) – Ce projet s'intéresse au territoire autour de l'étang de Berre (). On estime que le potentiel pourrait être prometteur, mais le sous-sol est encore trop peu connu pour le préciser. À ce jour, aucune installation de ce type n'existe sur le territoire. Les résultats seront disponibles en 2026.

Aujourd'hui, plus d'une trentaine de nouveaux projets sont déjà identifiés à horizon 2030.

On rappelle également que la coproduction de chaleur et d'extraction de lithium des eaux géothermales, notamment dans le nord Alsace, devrait permettre l'émergence de nouveaux projets (forage des premiers projets fin 2025).

Géothermie profonde électrogène

Géothermie EGS en Métropole – Selon l'étude de filière de l'AFPG (2024), 19 permis exclusifs de recherche (PER) pour phase d'exploration sont actuellement délivrés en France métropolitaine : 9 en Grand-Est, 7 en Auvergne-Rhône-Alpes, 1 en Nouvelle-Aquitaine, 1 en Île-de-France et 1 en Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Cependant, la géothermie EGS en Métropole (avec ou sans cogénération) est mise à mal avec l'échec du projet de Vendenheim-Reichstett. Pour les prochaines années, il est difficile d'imaginer une relance de cette géothermie (ADEME).

¹¹² Issu de la loi Climat et Résilience (loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets)

¹¹³ Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans les bâtiments à usage tertiaire ; Arrêté du 10 avril 2020 relatif aux obligations d'actions de réduction des consommations d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire

Géothermie volcanique en Outre-mer – Toujours selon l'étude de filière de l'AFPG (2024), huit PER sont actuellement en cours ou sont déposés dans les DROM-COM :

- Martinique : Cœur Martinique et Pointe Sud-Ouest (tous deux déposés par Storengy et TLS Geothermics) et Montagne Pelée (société Carigen)
- La Réunion : Cafres-Palmistes (Engie Energie Services) et Piton des Neiges (Albioma)
- Mayotte : Petite Terre (Albioma)
- Guadeloupe : Sud Karukéra (Géothermie de Guadeloupe et Storengy) et Sud-Soufrière (Albioma)

Pour accompagner le développement de ces projets, qui commencent également à émerger sur l'Arc Caraïbe, le démarrage d'un centre d'excellence caribéen sur la géothermie (CECG) en Guadeloupe doit être initié prochainement. Ce centre assurera un rôle de centre de ressources et d'interface entre toutes les parties prenantes intéressées par le développement de la géothermie en Caraïbe. Il sera porté par la Région Guadeloupe, avec le concours d'autres acteurs (acteurs industriels, universités, AFPG, BRGM, ADEME), et par l'organisation des États de la Caraïbe Orientale (OEKO).

PER Sud Karukéra en Guadeloupe

En 2014, les investissements d'avenir (IA) donnent leur accord pour l'engagement du projet « GEOTREF » situé au sud de l'île de Basse-Terre en Guadeloupe. Ce projet a pour objectif de relever plusieurs défis :

- Élaborer des méthodes et des outils innovants pour étudier, modéliser et intégrer toutes les données disponibles des champs géothermiques fracturés sur une plate-forme logicielle unique ;
- Développer des compétences et des synergies sur tous les aspects méthodologiques de la modélisation de réservoir, en s'appuyant sur des méthodes et des outils appliqués couramment dans le secteur pétrolier et en les adaptant à la géothermie ;
- Appliquer ces méthodes et outils sur un champ propice au développement de la géothermie en Guadeloupe (au sud de la Basse-Terre) avec la réalisation d'une centrale de production d'électricité (hors financement IA), si les études montraient l'existence d'une ressource géothermale valorisable.

Les études réalisées vont dans ce sens. Des forages d'exploration doivent maintenant être réalisés sur le site de Matouba (près de la Soufrière) pour confirmer la présence ou non d'une telle ressource.

Source : AFPG (2024), La géothermie en France, Étude de filière ; ADEME, Communication interne

Résultats détaillés

Marchés liés à la géothermie

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	30	44	44	43	44	36	30	28	28	43
Importations d'équipements	25	20	19	22	29	28	24	25	5	8
Distribution des équipements	31	30	28	33	36	34	28	30	24	31
Forages, installation, études préalables	183	229	226	257	277	254	182	174	129	161
Total des investissements	268	323	318	356	386	353	264	257	187	242
Exploitation-maintenance, Vente d'énergie	95	99	115	137	141	151	138	138	137	137
Vente d'énergie	59	61	75	92	94	100	85	84	82	82
Maintenance	35	38	41	44	48	51	53	54	55	56
Marché intérieur *	363	422	434	493	527	504	401	395	324	380
Exportations										
Équipements	14	12	15	17	22	12	7	5	2	3
Marché total **	378	435	449	510	549	516	409	400	326	383
Production **	353	415	429	488	520	488	384	375	321	375

(*) Marché intérieur : Total des investissements + Exploitation-maintenance et ventes inférieures d'énergie

(**) Marché total = Marché intérieur + Exportations ; Production = Marché total – Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Marché total par type de géothermie

M€	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Surface – Secteur individuel	130	122	102	103	104	112	102	114	121	147
Surface – Secteur collectif-tertiaire	127	144	171	224	255	223	165	153	73	84
Profonde chaleur	99	137	151	154	152	142	99	96	108	118
Profonde électrogène	22	32	25	29	38	39	42	38	25	34
Marché total	378	435	449	510	549	516	409	400	326	383

Emplois associés à la géothermie

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	190	270	250	250	240	210	180	140	140	180
Distribution des équipements	310	280	250	320	350	320	270	270	210	280
Forages, installation, études préalables	840	1 140	1 080	1 230	1 250	1 250	1 010	920	660	770
Total	1 340	1 700	1 590	1 800	1 840	1 780	1 460	1 330	1 020	1 220
Liés à la maintenance et la vente d'énergie	1 010	1 070	1 240	1 360	1 490	1 590	1 690	1 720	1 750	1 800
Vente d'énergie	720	760	900	990	1 090	1 170	1 250	1 270	1 290	1 340
Maintenance	290	320	340	370	400	420	440	450	460	460
Liés au marché intérieur	2 340	2 780	2 830	3 160	3 330	3 370	3 150	3 050	2 760	3 020
Liés aux exportations	100	90	110	120	130	80	50	30	10	10
Total des emplois	2 440	2 870	2 940	3 280	3 460	3 450	3 200	3 080	2 780	3 030

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois totaux par type de géothermie

ETP	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Surface – Secteur résidentiel	810	810	680	690	670	740	680	710	780	910
Surface – Secteur collectif-tertiaire	660	800	930	1 200	1 320	1 200	940	820	460	510
Profonde chaleur	910	1 110	1 270	1 300	1 380	1 410	1 390	1 370	1 450	1 530
Profonde électrogène	70	150	70	90	90	100	190	170	90	90
Total des emplois	2 440	2 870	2 940	3 280	3 460	3 450	3 200	3 080	2 780	3 030

Parc des installations et des unités ; Production d'énergie

Parc	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surface – Secteur résidentiel MWth	1 318,8	1 363,5	1 400,6	1 438,2	1 474,7	1 514,4	1 551,6	1 587,8	1 625,2	1 673,9
Surface – Secteur collectif-tertiaire MWth	414,5	499,9	600,1	715,2	845,2	945,7	1 016,7	1 059,9	1 075,2	1 093,4
Profonde chaleur MWth	69,8	93,3	188,2	247,9	312,6	364,8	421,4	434,3	448,2	478,4
Profonde électrogène MWth	15,5	15,5	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Profonde électrogène MWe	-	-	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4
Production électrique GWh	83,1	91,9	97,6	133,1	127,0	128,5	133,2	100,3	113,6	113,6
Production thermique GWh	1 383,7	1 418,6	1 688,2	1 978,4	2 129,7	2 267,3	2 342,3	2 432,2	2 217,6	2 217,6

(*) MWe = puissance électrique ; MWth = puissance thermique

Sources : Estimation In Numeri selon Observ'ER, Suivi du marché et des prix des pompes à chaleur individuelles ; AFPG (2011 à 2024), La géothermie en France, Étude (biannuelle) de filière ; EGEC, Rapport 2016 des journées de la géothermie ; ADEME, Bilans du Fonds Chaleur ; ADEME et BRGM, Rapports 2019 (RP-69577-FR et RP-68601-FR) ; SDES, Chiffres clés des énergies renouvelables (Tableau de bord des énergies renouvelables) et Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables

Note : Plusieurs corrections et modifications sont apportées cette année : suppression de plusieurs installations sur le segment de la géothermie profonde chaleur (opérations mal connues et/ou relatives à la géothermie de surface selon l'AFPG) ; correction du parc des PAC en fonctionnement (estimé hors appareils posés en renouvellement dans l'habitat existant ; Observ'ER) ; corrections des coûts d'investissements et d'exploitation-maintenance pour la géothermie profonde chaleur et la géothermie de surface dans les secteurs collectif et tertiaire (ADEME, Coûts des EnR&R en France et Bilans Fonds Chaleur). Par conséquent, les résultats marchés-emplois présentés cette année ne sont pas comparables à ceux des éditions précédentes.

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Investissements M€			
De surface – PAC individuelles	Ventes x Prix unitaire		
Ventes ; Prix unitaire (€/PAC)		Observ'ER, Suivi du marché	***
Marge de distribution	Selon réseaux de distribution (%) et taux de marge sur achats (%)	Observ'ER ESANE, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B	***
Coût de forage (€/PAC)		AFPG ; Observ'ER ; ADEME, Fonds Chaleur	**
De surface – PAC dans secteurs collectif-tertiaire	Puissance installée x Prix unitaire		
Puissance (MW)		AFPG, La géothermie en France, Études de marché ; EGEC, Rapport 2016 des journées de la géothermie	***
Prix unitaire (€/PACg)		ADEME, Étude Coûts des EnR&R en France et Bilans FC ; Observ'ER	**
Décomposition de l'investissement (M€)	Équipements, forages, installation	AFPG (2011), La géothermie en France, Étude de marché	*
Profonde chaleur	Puissance installée x Prix unitaire		
Puissance (MW)		EGEC, Rapport 2016 des journées de la géothermie ; AFPG, La géothermie en France, Études de marché ; ADEME-BRGM	***
Prix unitaire (M€/MW)		H. Prévot (2006), Les réseaux de chaleur C. Boissavy (2014), Les géothermies en France, Rapport AFPG INSEE, Indice TP04, IdBank 1688280-1710990	**
Décomposition de l'investissement (M€)	Équipements, forages, études	Hypothèse In Numeri	*
Profonde électrogène			
Investissements et décomposition (M€)	Équipements, forages, études	Communications de l'Eurométropole de Strasbourg ; Sites officiels ; Communiqués de presse	***
Fabrication (M€)	Équipements : Marché intérieur + Exportations – Importations		
De surface – PAC individuelles			
Marché intérieur (M€)	CA des fabricants/importateurs	Observ'ER	***
Fabrication (M€)		INSEE, EAP ; Comptes des entreprises	**
Importation, Exportation (M€)		Eurostat, Produits 84.15.81.00, 84.15.82.00 et 84.18.61.00	**
De surface – PAC dans secteurs collectif-tertiaire			
Marché intérieur (M€)	Investissement dans équipements de surface hors marges commerciales	Taux de marges sur achats de gros : ESANE, NAF 46.7 / 46.74B	**
Commerce extérieur (M€)	Selon taux [Imp/MI] et [Exp/MI] de l'ensemble des PAC géothermiques		**
Valeur de l'énergie (M€)			
Valeur de la chaleur (M€)	Production thermique x Prix unitaire		
Production (TWh)		SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR	***
Prix de la chaleur (€/MWh)		ADEME, Études Coûts des EnR&R en France INSEE, Indice TP04, IdBank 1688280-1710990	**
Valeur de l'électricité (M€)		CRE, Délibérations sur les CSPE, Annexes 1	***
Maintenance (M€)			
De surface – PAC individuelles	150 €/an d'entretien par PAC	Hypothèse In Numeri	*
De surface – PAC dans secteurs collectif-tertiaire	2 000 €/an d'entretien par PAC	Hypothèse In Numeri	*

Emplois (ETP)			
Fabrication des PAC géo	Fabrication M€ x ratio [Production/Effectifs]	Comptes des entreprises	**
Fabrication d'équipements géothermie profonde	Fabrication M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Emploi]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 28 2016 à 2022 : CN, Branche A38.CK	**
Distribution	Marges M€ x ratio [Marges/Emploi]	ESANE, NAF 46.7 / 46.74B et 47.5 / 47.52B	**
Études préalables	Études M€ x ratio [Production/Emploi]	CN, branche A88.71	**
Forages et capteurs	Forage M€ x ratio [Production/Emploi]	2014 à 2016 : ESANE, NAF 43.13Z 2017 à 2022 : CN, Branche 43	**
Installation – De surface	Installation M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Effectif salarié et non salarié]	ESANE, NAF 43.22B	**
Installation – Profonde électrogène	Installation M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Emploi]	2014 et 2015 : ESANE, NAF 33 2016 à 2022 : CN, Branche A88.33	**
Maintenance	Maintenance M€ x ratio [Production-Sous-traitance+Marges/Emploi]	ESANE, NAF 43.22B	**
Vente de chaleur – Profonde chaleur	Mises en service x ratio [ETP/MW]	Communiqués de presse	**
Vente d'électricité – Profonde électrogène	Selon effectifs de la centrale Bouillante	Communiqués de presse	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Périmètre de la fiche

- La géothermie profonde électrogène destinée à la production d'électricité (centrale Bouillante) et à la cogénération (centrales Soultz-sous-Forêts, Rittershoffen et Vendenheim-Reichstett).
- La géothermie profonde chaleur (géothermie à usage direct) qui correspond à la production de chaleur destinée aux grands réseaux de chaleur urbains et à quelques applications de chauffage de serres et de piscines.
- La géothermie de surface assistée par PAC sur champs de sondes, nappes superficielles, eaux usées ou eaux de mer. Le champ couvert est celui des applications intermédiaires (habitat collectif, secteur tertiaire).
- La géothermie de surface assistée par PAC chez les particuliers (appareil individuel).

Investissements

Dans un premier temps, on identifie et valorise les réalisations annuelles pour chacune des quatre filières indiquées. Les données sont issues de différentes sources : Observ'ER ; Études de filière de l'AFPG ; Rapport 2016 de l'EGEC ; Bilans du Fonds Chaleur de l'ADEME ; Rapports de l'ADEME et du BRGM, Sites officiels et communiqués de presse ; Communications internes de l'Eurométropole de Strasbourg ; Études sur les coûts des EnR&R en France de l'ADEME ; INSEE ; Étude sur les réseaux de chaleur (H. Prévot, 2006) ; Étude sur les géothermies en France (C. Boissavy, 2014).

Par la suite, on procède à une décomposition des investissements en grandes composantes : fabrication et distribution des équipements, travaux d'installations (études préalables comprises), travaux de forages.

Services d'exploitation-maintenance et de vente d'énergie

On détermine également l'énergie produite et vendue (électrique et thermique) que l'on valorise avec des prix unitaires. Les données sur la production d'énergie sont issues du suivi de la directive européenne du SDES. Les données sur les prix de vente de la chaleur proviennent des études sur les coûts des EnR&R en France de l'ADEME. Le montant de l'électricité vendue est issu des rapports de la CRE (Délibérations sur les CSPE, Annexes 1). L'énergie autoconsommée n'est pas valorisée.

On estime également la valeur des services de maintenance des PAC dans les secteurs individuel, collectif et tertiaire (géothermie en très basse énergie) selon un coût unitaire d'entretien par PAC et par an.

Estimation des emplois

Pour chacune des composantes de l'investissement et de la maintenance, on estime les emplois associés sur la base de ratios d'emplois associés aux différentes activités. Ces ratios sont calculés à partir des données issues de la comptabilité nationale (CN), d'ESANE et des comptes d'entreprises.

Pour les emplois liés à la vente d'énergie, les ratios ou les effectifs sont issus des sites officiels des installations ou des communiqués de presse.

14. Valorisation énergétique des DMA par incinération



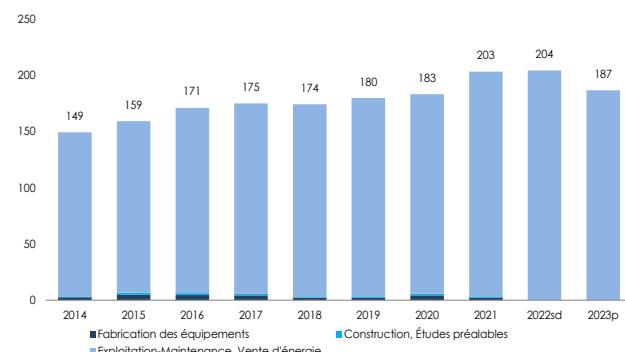
Points clés

Baisse du marché en 2023

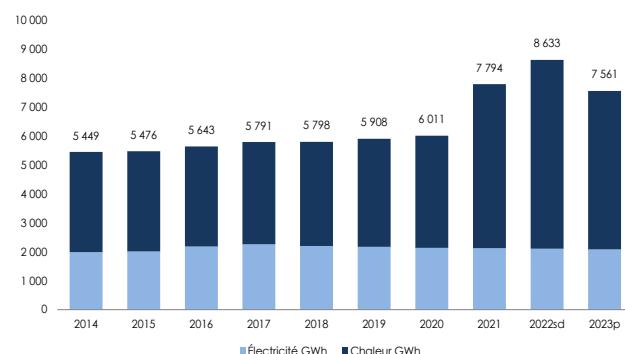
Les politiques européenne et française sur les déchets mettent la priorité sur la prévention et le recyclage et souhaitent limiter la valorisation énergétique aux déchets ménagers et assimilés (DMA) non recyclables. La dernière usine d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) mise en service en France date de 2021 (site Valaubia ; Chapelle-Saint-Luc dans l'Aube).

Le marché total de la filière passe de 203 M€ en 2021 à 204 M€ en 2022, avant de diminuer à 187 M€ en 2023. Les emplois associés se stabilisent à 580 ETP en 2022 et 2023, en légère baisse de 2 % par rapport à 2021 (590 ETP).

Marchés liés à l'incinération des DMA (M€)



Production d'énergies renouvelables (GWh)



Tendances observées 2021-2023

Investissements annuels (M€)



Emplois liés à l'investissement (ETP)



Production d'énergie (GWh)



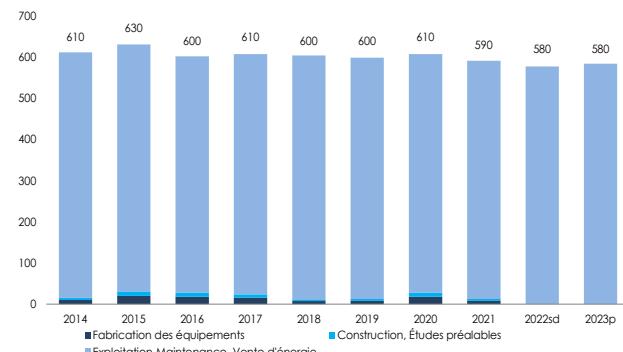
Valeur de l'énergie vendue (M€)



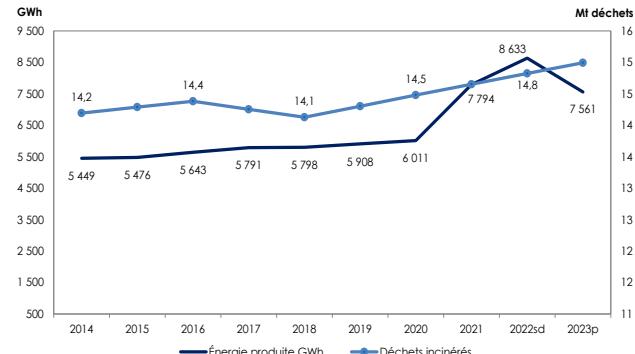
Emplois de vente intérieure d'énergie (ETP)



Emplois associés à l'incinération des DMA (ETP)



Déchets incinérés (Mt) et énergies renouvelables produites (GWh)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Le marché et les emplois se concentrent seulement sur la mise en service des nouvelles unités d'incinération des déchets ménagers et assimilés, ainsi que la vente d'énergies issues de la valorisation de ces déchets dans les unités existantes (hors autoconsommation). Faute d'information précise sur la période étudiée, les investissements de rénovation-modernisation-optimisation des installations et les emplois associés ne sont pas inclus. Les emplois sont limités aux emplois directs. Ne sont donc pas inclus les emplois indirects (fournisseurs des constructeurs). En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

**Fabrication
Installation, Études
Vente d'énergie**

Équipements de valorisation énergétique des déchets ménagers
Construction de nouveaux sites, installation des équipements, études préalables
Vente des énergies renouvelables (électricité et chaleur) issues des UIOM

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Évolution des soutiens financiers : tarifs d'achat, complément de rémunération, primes, Fonds Chaleur

Dans le cadre de la réforme européenne des mécanismes de soutien aux EnR&R, le dispositif pour les UIOM évolue. Le système d'obligation d'achat est remplacé par un système de vente sur le marché, complété par un complément de rémunération.

En 2016, la CRE donne un avis favorable à ce projet pour l'électricité produite par les UIOM. Applicable sur 15 ans, le tarif de référence est fixé à 58 €/MWh. Aussi, au-delà de 70 heures à ce tarif, une installation n'ayant pas injecté d'électricité sur le réseau pendant ces heures reçoit une prime.

Créé en 2009, le Fonds Chaleur de l'ADEME soutient les investissements réalisés dans la récupération et la valorisation de la chaleur fatale issue de l'incinération : récupération de chaleur fatale des fumées ou des aérocondenseurs pour valorisation externe, transport et distribution de la chaleur dans un réseau de chaleur.

TVA réduite sur la vente de chaleur par les réseaux

La part vendue de la chaleur et du froid issus des UIOM est en grande partie utilisée dans les réseaux de chaleur et de froid urbains et industriels. Quelle que soit l'énergie utilisée pour produire la chaleur, un taux de TVA réduit (5,5 %) est appliqué sur la part « abonnement » de la facture dans les réseaux de chaleur. Il concerne aussi la part « consommation » lorsque le réseau est alimenté à au moins 50 % par une énergie renouvelable ou de récupération, la chaleur générée par les UIOM étant considérée comme une énergie de récupération (dont 50 % renouvelable).

Taxe générale sur les activités polluantes

La taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) applicable aux tonnages incinérés augmente régulièrement afin de favoriser le recyclage.

En 2023, le taux de base de la TGAP par tonne de déchets incinérés est de 20 €/t, en hausse par rapport à l'année précédente (18 €/t).

Néanmoins, de nombreuses réductions sont applicables permettant de tenir compte de différents critères environnementaux : certification des installations, performance énergétique, émissions d'oxydes d'azote.

Plan France Relance - Modernisation des centres de valorisation des déchets

Dans le cadre du plan de relance 2021 pour lutter contre la crise économique et sanitaire liée à la Covid-19¹¹⁴, un abondement du Fonds « Économie circulaire » de l'ADEME de 274 M€ supplémentaires est destiné à la modernisation des centres de tri, recyclage et valorisation des déchets. Parmi les mesures retenues, un soutien de 100 M€ aux collectivités locales pour, entre autres, développer la collecte, faciliter le tri à la source et valoriser les biodéchets ménagers et assimilés.

Ces actions se sont déroulées de façon progressive jusqu'en 2022, en fonction des projets déjà en portefeuille à l'ADEME.

2014

- Programme national de prévention des déchets de 2014 à 2020 - Baisse de 7 % de la production de DMA par habitant en 2020 par rapport à 2010

2015

- LTECV - Objectifs de baisse de 30 % des déchets non dangereux stockés en 2020 et de 50 % en 2025

2016

- Délibération de la CRE - Remplacement des tarifs d'achat par un mécanisme " marché+prime "
- Intégration au budget de l'État du financement du soutien aux EnR par l'intermédiaire du Compte d'Affectation Spéciale " Transition Énergétique "

2019

- Adoption par la Commission européenne des conclusions MTD (meilleures techniques disponibles) du BREF (best available technique reference) sur l'incinération des déchets

2020

- Enveloppe de 274 M€ pour la modernisation des centres de tri, recyclage et valorisation des déchets dans le cadre du plan France Relance

2025

- Projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025)

¹¹⁴ Projet de Loi Finances pour 2021

Contexte européen en 2023

- On compte près de 500 unités de valorisation énergétique de déchets urbains en Europe. Environ 100 millions de tonnes de déchets y sont traités et incinérés, dont 79 Mt dans les pays de l'UE.
- En 2023, la majeure partie des pays européens – y compris la France – produisent moins d'énergie primaire à partir de déchets renouvelables.
- Ces unités produisent 18,6 TWh d'électricité à partir de déchets ménagers (-4 % par rapport à 2022), dont 62 % issu d'unités fonctionnant en cogénération. Leur production de chaleur (y compris issue des unités en cogénération) s'élève à 33,9 GWh (-3 % par rapport à 2022).
- En 2023, la production d'énergies renouvelables à partir de déchets ménagers en France est de près de 2,1 TWh électrique (66 % en cogénération) et 5,5 TWh thermique (88 % en cogénération).

Sources : EurObserv'ER (2024), État des énergies renouvelables en Europe, 23^{ème} bilan ; SDES (2025), Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables en France

Les acteurs de la filière de la valorisation des déchets ménagers et assimilés

Plus d'une centaine d'UIOM avec valorisation d'énergie

Il existe 117 UIOM avec récupération et valorisation d'énergie en France en 2022¹¹⁵ (ADEME 2024, Le traitement des déchets ménagers et assimilés en 2022, Enquête ITOM).

Les UIOM françaises sont majoritairement exploitées dans le cadre de délégations de service public. Les principaux opérateurs spécialisés sont Suez (via ses filiales Sita et Novergie), Véolia, Engie, Idex, Paprec Énergies, Séché, et Urbaser. Les collectivités locales exploitent aussi des installations soit en régie, soit – même si leur segment est beaucoup plus limité – dans le cadre de sociétés publiques locales (Sémardel, Agglomération de Chartres).

Peu de constructions en France, mais des groupes français spécialisés dans le domaine

En 2021, le leader français du recyclage Paprec (propriétaire de Coved Environnement) officialise l'acquisition des 15 usines de valorisation énergétique de traitement industriel des résidus urbains – TIRU (anciennement Dalkia Wastenergy ; spécialiste de l'ingénierie, la construction et la gestion des unités d'incinération).

Cette même année, Paprec annonce également le rachat de la branche « Opération et Maintenance » de Constructions navales et industrielles de la méditerranée – CNIM (laquelle exploite six incinérateurs et centres de tri) et l'arrivée des équipes concernées dans ses effectifs. La branche « Construction » reste dans le groupe CNIM.

Quant aux trois usines d'Inova Opérations (détenteur de la licence des fours d'incinération HZI en France, Maghreb, Liban et Turquie) et leurs équipes, ils rejoignent le pôle Énergies du groupe Paprec fin 2021.

Ainsi, Paprec crée la nouvelle entité Paprec Énergies fin 2021 et s'impose sur le marché de la valorisation énergétique¹¹⁶ et du traitement des déchets. Aujourd'hui, cette entité est composée d'une trentaine d'unités de valorisation énergétique en France d'une capacité totale de 4 millions de tonnes. En 2023, elle produit 2 TWh de chaleur et 960 GWh d'électricité.

Situation du marché et de l'emploi



* VE : valorisation énergétique. Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

¹¹⁵ Les unités récupérant de l'énergie ne sont pas nécessairement des unités de valorisation énergétique. Pour être considérées comme telles, elles doivent respecter les seuils de rendement permettant de rentrer dans la catégorie R1 des modes de traitement des déchets définis au niveau européen.

¹¹⁶ La filiale Vinci Environnement (du groupe Vinci) est radiée en mai 2023. L'essentiel de son activité « déchets » se concentrerait sur la construction d'usines de traitement mécano-biologique (TMB). En 2015, l'entreprise lançait la construction de l'incinérateur d'Echilais (Charente-Maritime) sur le site de l'ancienne UIOM démantelée (investissement de 87 M€ ; mise en service en 2018 avec une capacité totale de 69 000 tonnes).

Transfert des investissements vers les centres multi-filières

Aujourd'hui, les politiques publiques privilégient la prévention, le recyclage et la valorisation matière des déchets, conformément à la hiérarchie des modes de traitement. L'incinération conserve son rôle essentiel dans le traitement des déchets non dangereux non recyclables, permettant leur détournement de l'enfouissement tout en optimisant la valorisation énergétique. Les volumes traités étant programmés à baisser à l'avenir, les collectivités choisissent de ne plus construire de nouvelles unités d'incinération sur leur territoire. Certaines collectivités adoptent même des stratégies de réduction de leurs capacités en deçà de leurs besoins, s'appuyant sur les infrastructures des territoires voisins.

Lancés plusieurs années auparavant, des projets en cours d'unités de valorisation énergétique des déchets nécessitent encore d'importantes phases de concertation avec les parties prenantes et d'enquête publique locale. La dernière unité construite en France est l'unité Valaibia à La Chapelle-Saint-Luc (Aube). Après trois ans de travaux, cette unité est mise en service en 2021, gérée par Veolia pour le syndicat départemental d'élimination des déchets de l'Aube (SDEDA). Elle a une capacité de 70 500 tonnes de déchets par an, avec une production maximale de 41 GWh électriques (l'équivalent de la consommation annuelle de 19 200 habitants) et de 60 GWh thermiques (l'équivalent de la consommation de 26 800 habitants).

Faute de nouvelles constructions, une forte dynamique de rénovation, de modernisation, d'optimisation et d'adaptation des installations existantes s'installe, qu'il s'agisse d'extension des capacités ou de développement de nouvelles fonctionnalités, notamment pour répondre à l'évolution du gisement des déchets (augmentation du PCI, nouvelles exigences en matière de dépollution, recherche de nouveaux débouchés pour la chaleur). Faute de données disponibles sur la période étudiée, ces investissements ne sont pas inclus dans cette fiche.

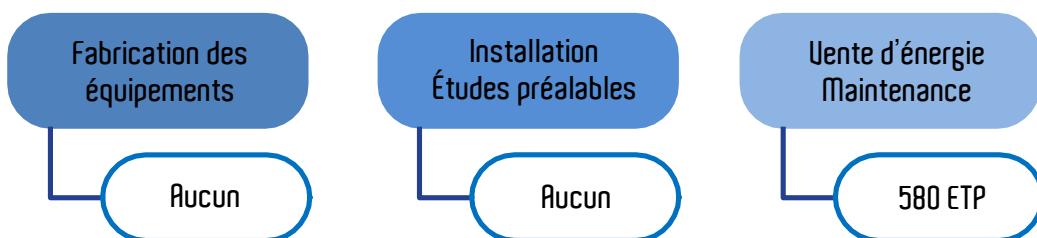
Aucun investissement réalisé dans la construction de nouvelles unités en 2023

La dernière unité mise en service est l'unité Valaibia en 2021. Étalés sur trois ans, les investissements réalisés pour cette mise en service – investissements en lien avec l'énergie renouvelable uniquement – s'élèvent à 3 M€ en 2019, 6 M€ en 2020 et 3 M€ en 2021 (~ 22 % de l'investissement total).

Selon les enquêtes biennales de l'ADEME sur le traitement des déchets ménagers et assimilés (~ enquêtes ITOM), les quantités de déchets incinérés avec valorisation énergétique augmentent légèrement de 2 % entre 2021 (près de 14,7 Mt) et 2023 (15 Mt).

Avec la hausse des quantités de déchets incinérés avec valorisation énergétique, la production brute d'énergies issues des déchets renouvelables augmente de 7,8 TWh en 2021 à 8,6 TWh en 2022 (+11 %), avant de diminuer à 7,6 TWh en 2023 (-12 %). Cette dernière année, la consommation finale de chaleur renouvelable issue de l'incinération (y compris en autoconsommation) s'élève à 5,5 TWh et la production d'électricité à 2,1 TWh (part renouvelable). On estime que 66,4 % de la chaleur et 68 % de l'électricité sont vendus. Sur la base de prix unitaire de l'électricité (données CRE) et de la chaleur (études AMORCE-ADEME), la valeur de l'énergie vendue issue des UIOM augmente de 2 % entre 2021 (200 M€) et 2022 (204 M€), avant de diminuer de 9 % en 2023 (187 M€).

Stabilité des emplois d'exploitation-maintenance en 2023



Les emplois liés à la vente d'énergies renouvelables ne sont qu'une faible partie des emplois des UIOM, dont la fonction première reste l'élimination des déchets. À titre comparatif, les emplois dans l'exploitation des UIOM (y compris sans valorisation énergétique) sont estimés à près de 4 130 salariés (ITOM 2022).

En l'absence d'investissements réalisés dans la mise en service de nouvelles unités, l'ensemble des emplois en 2023 concerne la vente d'énergies renouvelables (580 ETP).

Objectifs de la PPE vs. Estimation préliminaire 2024

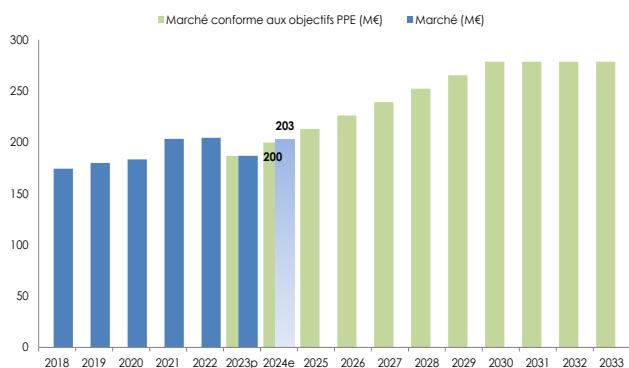
Dans le projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025¹¹⁷), il n'existe pas d'objectifs quantitatifs sectoriels concernant la production d'énergies renouvelables (chaleur et électricité) à partir de déchets ménagers à horizon 2030 et 2035. Seuls des objectifs de production de chaleur via la valorisation de combustibles solides de récupération (CSR) sont formalisés (10 TWh en 2030 et 11 TWh en 2035).

- Des projections sont tout de même évoquées par le syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains et assimilés (SVDU) et le syndicat national des bureaux d'études en environnement et énergies (SN2E) sur le potentiel de production de chaleur issue des unités de valorisation énergétique des déchets (UVE) et valorisé dans les réseaux de chaleur et de froid, à savoir un gisement de chaleur supplémentaire évalué entre 8,4 et 9,6 TWh/an à l'horizon 2030, à parc d'installations équivalent. Selon l'ADEME, ces objectifs sont cohérents avec les informations communiquées par la fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement – FNADE (~ un potentiel de 8 à 16 TWh).
- Faute d'information à date sur la production d'électricité issue des UIOM, on décide de garder l'objectif fixé par la précédente PPE 2019-2028 (PPE 2¹¹⁸) pour 2030, à savoir une production d'électricité de 2,3 TWh issue des UIOM.

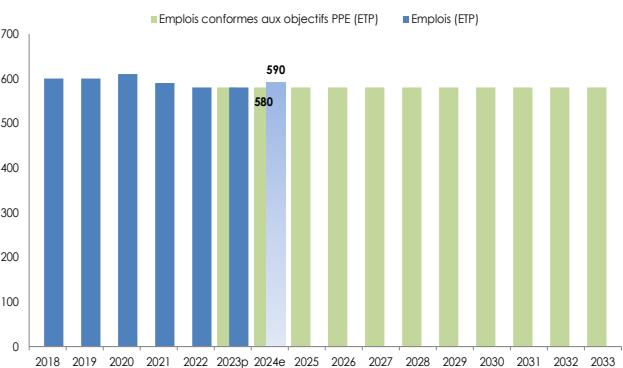
Au final, on garde comme objectif une production de chaleur supplémentaire des UVE – par rapport à 2023 – de 9 TWh en moyenne d'ici 2030. On considère que 50 % de cette production est renouvelable. Ce qui amène à 4,5 TWh en moyenne la production de chaleur renouvelable supplémentaire d'ici 2030, soit un total de près de 10 TWh de chaleur renouvelable produite en 2030. Objectif auquel on ajoute également une production d'électricité issue des UIOM de 2,3 TWh en 2030. Ainsi, la production totale d'énergies renouvelables issues des UIOM s'élèverait à 12,3 TWh en 2030.

Ces objectifs visent donc une hausse de la production d'énergies renouvelables issue des UIOM à parc d'installations équivalent, sans nouvelle unité mise en service. Cela supposerait ainsi l'augmentation du rendement des unités existantes (environ 80 % actuellement) et/ou une meilleure valorisation de la chaleur fatale issue de ces unités. Par conséquent, on fait le choix de garder les mêmes quantités d'énergies produites qu'en 2030 – soit 2,3 TWh d'électricité et 10 TWh de chaleur renouvelable – de 2031 à 2035.

Marchés liés à l'incinération des UIOM (M€)



Emplois associés à l'incinération des UIOM (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2018 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

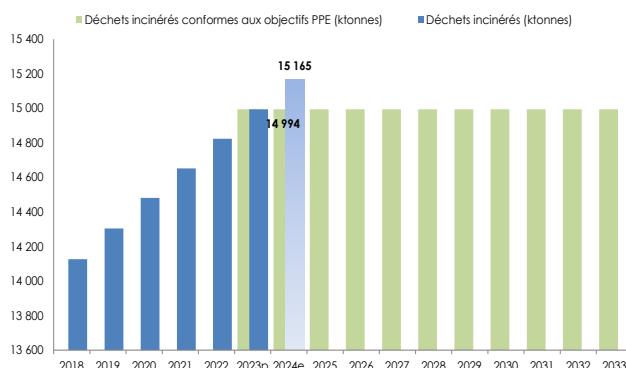
En se basant sur ces objectifs, le marché total des UIOM est estimé à 200 M€ en 2024. Ce marché concerne intégralement l'exploitation-maintenance des unités existantes. Cette même année, les emplois associés resteraient stables à 580 ETP.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est quasiment alignée à la trajectoire PPE, avec 203 M€ côté marché et 590 ETP côté emploi.

Cette comparaison reflète la légère différence entre la quantité de déchets incinérés selon chaque cas de figure. Selon la tendance observée ces dernières années, les quantités incinérées dans les UIOM seraient estimées à près de 15,2 millions de tonnes en 2024. Alors que, pour atteindre les objectifs fixés, ces dernières resteraient stables à 15 Mt. On rappelle que l'atteinte des objectifs supposerait une hausse de la productivité des unités existantes, accompagnée d'une meilleure valorisation de la chaleur fatale issue de ces unités.

¹¹⁷ Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

¹¹⁸ Ministère de la Transition Écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Déchets incinérés (ktonnes)

Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^e PPE 2019-2028 (édition 2020¹¹⁹). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour les UIOM, les objectifs de la PPE 2 représentaient : 2,2 TWh d'électricité et 3,6 TWh de chaleur produits en 2018 (année de référence) ; 2,3 TWh d'électricité et 5,8 TWh de chaleur produits en 2023 (objectif intermédiaire estimé) ; 2,3 TWh d'électricité et 8,3 TWh de chaleur produits en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec une production réelle à 2,1 TWh d'électricité et 5,5 TWh de chaleur en 2023, la trajectoire actuelle de production d'énergies via les UIOM ne permet pas d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

¹¹⁹ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés à l'incinération des déchets ménagers

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France *	3	5	5	4	2	2	4	2	0	0
Construction, Études préalables	1	2	2	1	1	1	1	1	0	0
Total des investissements	3	7	6	6	3	3	6	3	0	0
Exploitation-Maintenance, Vente d'énergie	146	153	165	170	172	177	178	200	204	187
Marché total **	149	159	171	175	174	180	183	203	204	187

(*) En l'absence d'informations spécifiques, l'hypothèse est que tous les équipements sont fabriqués en France. Une autre hypothèse est que les exportations sont nulles.

(**) Marché total = Total des investissements + Exploitation-maintenance et vente intérieure d'énergie

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois liés à l'incinération des déchets ménagers

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux Investissements intérieurs										
Fabrication des équipements	10	20	20	20	10	10	20	10	0	0
Construction, Études préalables	10	10	10	10	0	0	10	0	0	0
Total	20	30	30	20	10	10	30	10	0	0
Liés à la maintenance et la vente d'énergie	600	600	570	580	590	590	580	580	580	580
Total des emplois	610	630	600	610	600	600	610	590	580	580

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Quantité de déchets incinérés et production d'énergie liée à l'incinération des déchets ménagers

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Déchets incinérés avec VE kt *	14 195	14 289	14 383	14 255	14 127	14 304	14 481	14 652	14 823	14 994
Production d'électricité GWh	1 988	2 014	2 180	2 262	2 202	2 173	2 137	2 125	2 108	2 083
Production de chaleur GWh	3 461	3 462	3 463	3 529	3 596	3 735	3 874	5 669	6 525	5 478
Production totale GWh	5 449	5 476	5 643	5 791	5 798	5 908	6 011	7 794	8 633	7 561

(*) VE : valorisation énergétique. Les données sur les années impaires ne sont pas publiées dans les enquêtes ITOM de l'ADEME (publications biennuelles), mais estimées par In Numeri.

Sources : SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux énergies renouvelables en France (pour la production d'électricité de 2006-2023 et la production de chaleur de 2006-2012 et 2021-2023) ; ADEME, Enquêtes ITOM (pour la production de chaleur de 2013 à 2020)

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Déchets incinérés (tonne)		ADEME, Enquêtes ITOM (années paires)	**
Investissements (M€)			
Capacités en service (t.h)	Hypothèse de 8 000 h par an	SINOE	***
Coût de l'investissement (M€/t.h)		ADEME, Étude sur les marchés et les emplois des activités liées aux déchets	**
Réalisations annuelles (M€/t.h)	Répartitions sur 3 ans : ¼ en année n-2, ½ en année n-1 et ¼ en année n (année de la mise en service)	Hypothèse In Numeri	**
% des investissements liés à l'énergie renouvelable	22 %	ADEME ; CRE	**
Décomposition d'investissement (M€)	Fabrication d'équipements (75 %), Construction (16 %), Ingénierie (9 %)	Hypothèse In Numeri	**
Production d'énergie issue des déchets ménagers renouvelables			**
Production d'électricité (GWh)		SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR en France	***
Production de chaleur (ktep)		SDES, Tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR en France ; ADEME, Enquêtes ITOM (années paires)	**
Part de l'énergie vendue (%)		ADEME, Enquêtes ITOM (années paires)	**
Prix de l'énergie (€/MWh)			
Électricité (€/MWh)		CRE, Délibérations sur les CSPE, Annexes 1	***
Chaleur (€/MWh)		Études AMORCE-ADEME ¹²⁰	***
Emplois (ETP)			
Fabrication (ETP)	Fabrication M€ x ratio [Production/Emploi]	CN, Branche A38.CK	**
Construction (ETP)	Construction M€ x ratio [Production/Emploi]	CN, Branche A38.FZ	**
Études, ingénierie (ETP)	Ingénierie M€ x ratio [Production/Emploi]	CN, Branche A88.71	**
Vente d'énergie (ETP)	Sur la part renouvelable	ADEME, Étude sur les marchés et les emplois des activités liées aux déchets et Enquêtes ITOM	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

¹²⁰ AMORCE-ADEME (2016), Performances, recettes et coûts des unités de traitement thermique des déchets (référence DT83) ; AMORCE-ADEME (2019), Équilibre économique des unités de valorisation énergétique (référence DT112) ; AMORCE-ADEME (2024), Performances, recettes et coûts des unités de traitement thermique des déchets (référence DT139) ; AMORCE-ADEME (2025), Recettes de vente d'électricité et de chaleur des UVE des déchets (référence DT156)

Méthode générale d'évaluation

Périmètre

Dans cette fiche, on suit les marchés et les emplois directs liés au développement des capacités de production d'énergie renouvelable issues de l'incinération des déchets ménagers et assimilés (DMA). Les activités prises en compte sont la fabrication et l'installation des équipements de production d'électricité, de chaleur et d'élimination des déchets, la construction des usines (études préalables comprises), ainsi que l'exploitation-maintenance et la vente d'énergie issue des UIOM.

Investissements intérieurs

Les réalisations annuelles sont estimées à partir d'une extraction de SINOE qui permet d'identifier les mises en service annuelles avec les capacités (tonne/an).

Les capacités sont transformées en tonne/heure sur la base d'une utilisation moyenne de 8 000 heures par an. Par la suite, on utilise un prix moyen de 5,9 M€/tonne.heure (ADEME 2010, Étude sur les marchés et les emplois des activités liées aux déchets). On obtient ainsi la valeur des unités mises en service pour les différentes années.

Pour passer des mises en service aux réalisations annuelles, on répartit les mises en service sur trois ans : $\frac{1}{4}$ en année n-2, $\frac{1}{2}$ en année n-1 et $\frac{1}{4}$ en année n (n = année de la mise en service).

On retient un pourcentage de 22 % des investissements qui concernent la partie énergétique renouvelable. Ce taux est établi sur la base des données de la délibération de la CRE (2016) concernant le projet d'arrêté sur le complément de rémunération des incinérateurs.

Par la suite, les investissements sont décomposés de façon assez arbitraire entre la fabrication des équipements (75 %), la construction des unités (16 %), et l'ingénierie et les études préalables (9 %).

Vente d'énergies renouvelables

Les données concernant la production brute d'électricité issue des déchets renouvelables sont issues du tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR en France (SDES).

Pour la chaleur, les données sur la consommation finale d'énergie issue des déchets renouvelables sont également issues du tableau de suivi de la directive européenne relative aux EnR en France (SDES) de 2006 à 2012 et de 2021 à 2023. Pour compléter la série de 2013 à 2020, on fait évoluer les données du SDES selon le taux d'évolution de la production totale de la chaleur (autoconsommée et vendue) issue des enquêtes ADEME sur le traitement des déchets ménagers et assimilés (~ enquêtes ITOM) que l'on divise par deux pour ne tenir compte que de la partie renouvelable.

La part d'électricité et de chaleur vendue est estimée à partir des résultats des enquêtes de l'ADEME (ITOM).

Pour l'électricité, les prix unitaires (€/MWh) sont issus des rapports de la CRE (Délibérations sur les CSPE, Annexes 1).

Pour la chaleur, on retient les prix issus des études AMORCE-ADEME sur les performances, les coûts et les recettes de vente d'électricité et de chaleur des UVE.

Estimation des emplois

Pour calculer les emplois d'investissement, on utilise les ratios [Production/Emploi] des activités concernées issues des comptes nationaux (INSEE). Pour les équipements, on reprend le ratio des activités de fabrication (branche A38.CK). Pour la construction, on reprend le ratio de la construction (branche A38.FZ) et pour les études celui des activités d'architecture et d'ingénierie (branche A88.71).

Les emplois dans la production d'énergie sont calculés à partir des quantités incinérées (ADEME, Enquêtes ITOM). Selon la note ADEME sur les activités liées aux déchets (2010), l'emploi dans les UIOM est de 0,3 ETP/ktonne de déchets incinérés. On garde ce ratio de 2006 à 2015. À partir de 2016, sur les années paires, on se base sur les données issues des enquêtes ITOM. Les années manquantes sont estimées selon la moyenne des résultats sur deux enquêtes consécutives. Pour l'année 2023, on garde le même ratio qu'en 2022. De même que pour les investissements, on ne retient que les emplois liés à l'énergie renouvelable. On retient le taux de 14 % (ADEME).

15. Réseaux de froid

Points clés

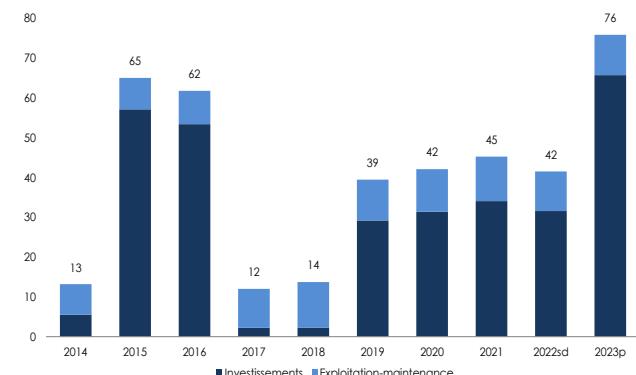
Des raccordements en décalage avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Comparés aux réseaux de chaleur (RC), les réseaux de froid (RF) sont aujourd'hui peu nombreux en France. En 2023, on compte 43 réseaux de froid d'une longueur totale de 270 km (contre 1 000 réseaux de chaleur de 7 515 km).

Après avoir diminué de 8 % entre 2021 (45 M€) et 2022 (42 M€), les marchés liés à la construction, la gestion, l'exploitation et la maintenance des RF augmentent fortement de 83 % en 2023 (76 M€).

Les emplois associés suivent le même rythme et passent de 240 ETP en 2021 à 210 ETP en 2022 (-13 % en un an) et 370 ETP en 2023 (+76 %).

Marchés liés aux réseaux de froid (M€)



Évolution du marché
2021-2023



des filières EnR&R étudiées



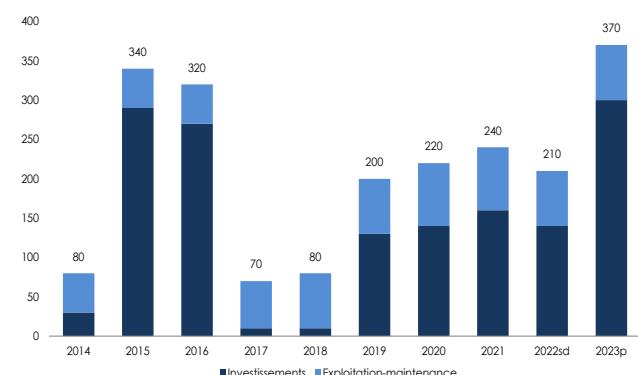
Tendances observées 2021-2023

- Longueur des réseaux mis en service par an (km) ↑
- Investissements annuels (M€) ↑
- Emplois liés aux investissements (ETP) ↑
- Distribution de froid (M€) ↓
- Emplois liés à la distribution de froid (ETP) ↓

En 2023, les emplois sont répartis entre la réalisation des RF (300 ETP) et leur exploitation (70 ETP).

Depuis 2018, les installations de réseaux de froid sont éligibles au Fonds Chaleur sous certaines conditions.

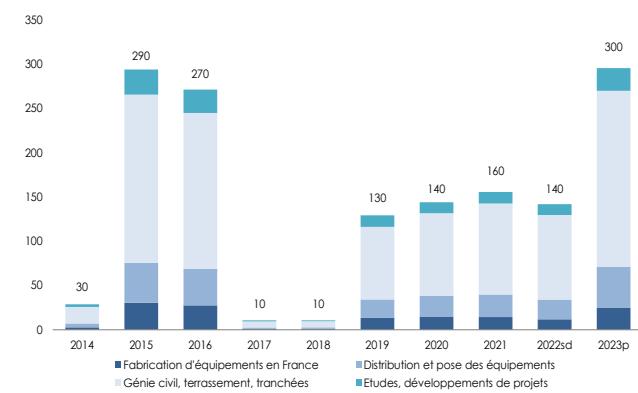
Emplois associés aux réseaux de froid (ETP)



Mise en service annuelle des réseaux de froid (km)



Emplois d'investissement dans de nouveaux métiers (ETP)



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois sont les emplois directs associés aux activités uniquement liées au réseau de distribution primaire. La phase d'investissement correspond aux créations, extensions ou densifications de réseaux (y.c. la phase de fabrication des équipements). La phase d'exploitation-maintenance désigne la durée de vie du réseau une fois que celui-ci est construit. La production de froid renouvelable n'est pas traitée dans la présente étude.

En 2022, il s'agit d'estimations semi-définitives et, en 2023, d'estimations provisoires.

**Construction, Études
Distribution**

Réalisation et développement des réseaux, fabrication et distribution des équipements
Exploitation et maintenance des réseaux

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Réseaux confortés par la LTECU

Le rafraîchissement des bâtiments et la lutte contre les phénomènes d'îlots de chaleur sont des enjeux territoriaux majeurs. Les réseaux de froid (RF) permettent d'utiliser des sources renouvelables et de récupération (eaux de rivière ou de mer, boucles d'eau tempérées, nappes géothermales, valorisation des eaux usées). Les réseaux de froid apportent donc une réponse efficace au rafraîchissement des bâtiments raccordés à l'échelle d'un site, d'un quartier ou d'une ville.

Les réseaux de chaleur et de froid (RC&F) sont définis comme des systèmes de chauffage et de refroidissement urbains qui correspondent à la distribution d'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou de fluides caloporteurs, via une installation centrale de production et à travers un réseau vers plusieurs bâtiments ou sites, pour le chauffage et le refroidissement de locaux ou de sites industriels.

En 2023, les RF desservent principalement le secteur tertiaire (bureaux, hôpitaux, universités, aéroports et autres structures similaires). Le reste est destiné à l'industrie (5,6 %) et au résidentiel (seulement 0,4 %).

En 2015, la LTECV¹²¹ entérine pour la première fois dans la loi française l'objectif de multiplier par 5 entre 2012 et 2030 la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux, soit 39,5 TWh. Le projet de loi sur la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) retient un objectif de 41,5 TWh – dont 2 TWh de froid et 39,5 TWh de chaleur – en 2030, objectif progressivement à la hausse jusqu'en 2035 (compris entre 57 et 75 TWh, dont 2,5 à 3 TWh de froid).

Groupes froids à compression électrique largement en tête dans le bouquet énergétique

Selon le syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU), il existe 43 réseaux de froid d'une longueur totale de 270 km sur le territoire en 2023.

Le froid distribué par les réseaux urbains (GWh) est produit à 82 % à partir de groupes froids à compression électrique¹²². L'usage de groupe froid à absorption reste marginal pour le moment (moins de 1 %). Enfin, certains réseaux utilisent des pompes à chaleur ou des thermo frigopompes permettant de générer aussi bien de la chaleur que du froid (12 %).

Évolution du Fonds Chaleur de l'ADEME en faveur des réseaux de froid

Dès 2018, les installations de réseaux de froid sont éligibles au Fonds Chaleur (FC) sous certaines conditions. En 2018, deux projets d'un coût total d'1 M€ sont soutenus par le FC à hauteur de 295 k€. Depuis, la dynamique de demande d'aide à la création ou à l'extension de RF est moins soutenue (~ baisse de dossiers éligibles déposés). Ainsi, un seul projet est soutenu à hauteur de 107 k€ en 2020 (sur un coût total 470 k€). Seul le réseau Massileo (Marseille) a bénéficié d'une aide à l'extension en 2021. Depuis, aucun projet n'est retenu par le dispositif.

Des actions concrètes pour développer la filière

Lancé en 2019 par le Ministère de la transition écologique, le groupe de travail « Réseaux de chaleur et de froid renouvelable » réunit les acteurs concernés afin d'identifier et lever les freins au développement de la filière. Cette filière est, en outre, prometteuse pour contribuer à relever les défis du stockage, de l'intelligence des réseaux et de la production renouvelable de froid. Au final, 25 mesures sont retenues par ce groupe de travail, couvrant cinq champs principaux : mobilisation et attractivité des réseaux ; information et protection des consommateurs ; compétitivité économique des réseaux ; verdissement de l'énergie livrée par les réseaux ; innovation, recherche et développement.

¹²¹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

¹²² Utilisation de l'électricité pour comprimer les fluides frigorigènes

2014

- Loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM) - Attribution aux métropoles les compétences de création, d'aménagement, d'entretien et de gestion des RC&F

2015

- Objectif LTECV - Multiplier par 5 par rapport à 2012 la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux, soit 39,5 TWh d'ici 2030

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par réseaux : 15,7 TWh en 2018 ; entre 22,1 TWh (objectif bas) et 26,7 TWh (objectif haut) en 2023

2018

- Éligibilité - sous certaines conditions - des installations de réseaux de froid au Fonds Chaleur

2019

- Lancement du groupe de travail " Réseaux de chaleur et de froid renouvelable "

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2023) sur la quantité de froid livrée par les réseaux : 1,1 TWh en 2023 ; entre 1,4 TWh (scénario A) et 2,7 TWh (scénario B) en 2028

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur la quantité de froid livrée par réseaux : 2 TWh en 2030 ; entre 2,5 et 3 TWh en 2035

Les acteurs de la filière des réseaux de froid

Construction des réseaux – Beaucoup de petits acteurs

Les investissements proviennent des entreprises spécialisées en travaux de construction de réseaux pour fluides et en installation de machines et d'équipements industriels. Ce sont souvent des entreprises locales qui effectuent les travaux de voirie et de gros œuvre.

Les principaux fournisseurs d'équipements utilisés dans la réalisation des réseaux sont les fabricants de tubes et de tuyaux (Wannitube ; CA de 32,7 M€ en 2022) et les fabricants d'échangeurs à plaques (Alfa Laval Vicarb ; CA de 59,7 M€ en 2023).

Gestionnaires de réseaux – Grands groupes spécialisés et régies

Selon l'édition 2024 de l'enquête sur les réseaux de chaleur et de froid réalisée par le SNCU (données 2023), 56 % des réseaux de froid sont publics et concédés, représentant 76 % du froid livré. Toutefois, de nouveaux réseaux se sont développés au cours des dernières années sous l'impulsion d'acteurs privés (44 % des réseaux pour 24 % du froid livré).

Grands groupes spécialisés¹²³ – Les principaux opérateurs sont Dalkia France (filiale d'EDF), Engie Solutions (filiale d'Engie), IDEX et Coriance.

- En 2014, Dalkia est racheté par EDF pour le marché national, tandis que VEOLIA garde le marché international. Le CA de Dalkia France s'élève à 3,3 Mds€ en 2023. Cette même année, Dalkia France exploite 330 réseaux, soit 2 900 km de canalisations, pour près de 800 000 équivalents-logements livrés. Parmi ces réseaux, 220 sont des réseaux de chaleur urbains.
- Engie Solutions, n°3 mondial des RC urbains et leader européen des services multi techniques, exploite 164 réseaux de chaleur en France, chauffant plus d'un million de foyers chaque année. Engie Solutions gère surtout des réseaux de chaleur et de froid en Île-de-France fourni moins de 30 GWh par an, ainsi que des réseaux dans d'autres régions de moins de 120 GWh par an. En 2023, le CA de la filiale s'élève à 2,9 Mds€ pour 10 960 effectifs.
- IDEX exploite 70 réseaux urbains de chaud et de froid, du moyen réseau dans des éco-quartiers au réseau alimentant l'ensemble de la Défense, pour un total de 190 000 équivalents-logements livrés. Le chiffre d'affaires global du groupe s'élève à 2,3 Mds€ en 2023 pour 6 260 collaborateurs.
- Le groupe Coriance gère 42 réseaux de chaleur et de froid urbains de 535 km, livrant 1,9 TWh à 200 000 équivalents-logements. Le chiffre d'affaires global du groupe s'élève à 360 M€ en 2023.

Situation du marché et de l'emploi



* Estimations IN NUMERI. ETP : équivalents temps plein.

¹²³ Résultats 2017 par groupe – Dalkia : CA de 4 Mds€ (toutes activités confondues), 980 M€ et 1 600 collaborateurs pour les RC&F uniquement ; Engie Solutions (ex-Engie Cofely) : 2,8 de CA pour 12 500 salariés (toutes activités confondues), 250 M€ de CA et 1 000 salariés pour les RC&F uniquement ; IDEX : 890 M€ de CA et 3 600 employés (toutes activités confondues), 150 M€ de CA et 350 salariés pour les RC&F uniquement ; Coriance : 187 M€ de CA et 350 employés (toutes activités confondues), 172 M€ de CA et 265 salariés pour les RC&F uniquement. Source : ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière (données 2017)

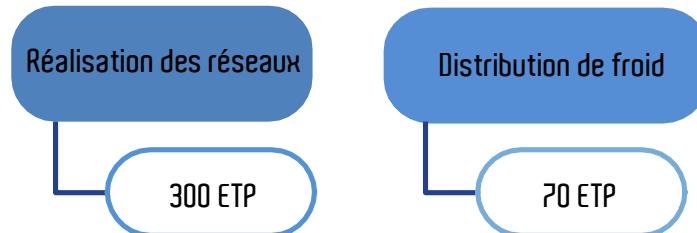
Augmentation des investissements, stabilité de l'exploitation-maintenance

Selon l'enquête du SNCU (2024), les linéaires nouvellement installés sont estimés à 20 km en 2022, niveau en forte hausse par rapport à l'année précédente (+67 %), et largement au-dessus des niveaux de 2017 et 2018 (avec seulement 1 km).

Les livraisons de froid augmentent entre 2021 (800 GWh ; prix moyen pondéré de 176 €HT/MWh) et 2022 (990 GWh ; prix moyen pondéré de 163 €HT/MWh), année avec un été particulièrement chaud. La situation s'inverse en 2023 avec 920 GWh de froid livré (à un prix moyen pondéré de 196,9 €HT/MWh).

Le marché de l'exploitation et de la maintenance des réseaux de froid (hors production et vente d'énergie) diminue de 11 % entre 2021 (11 M€) et 2022 (10 M€). Ce marché se stabilise à 10 M€ en 2023, sous l'influence de la hausse des prix moyens pondérés de 21 %, et malgré la baisse de la part fixe moyenne dans la facturation (de 49,6 % en 2022 à 45 % en 2023). L'exploitation-maintenance des RF ne représentent que 6 % du marché total de la distribution du froid, marché qui s'élève à 181 M€ en 2023.

En 2023, 370 emplois dans la filière des réseaux de froid



Le nombre d'emplois associés aux activités des réseaux de froid suivent la tendance du marché et passe de 210 ETP en 2022 à 370 ETP en 2023. Les emplois d'investissement doublent entre 2022 (140 ETP pour la mise en service de 12 km) et 2023 (300 ETP pour la mise en service de 20 km). Quant aux emplois d'exploitation-maintenance, ils restent au même niveau à 70 ETP sur cette même période.

Objectifs de la PPE vs. Estimation préliminaire 2024

Le tableau suivant présente les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2023) concernant le développement des réseaux de froid à horizon 2030 et 2035 (année de référence 2023).

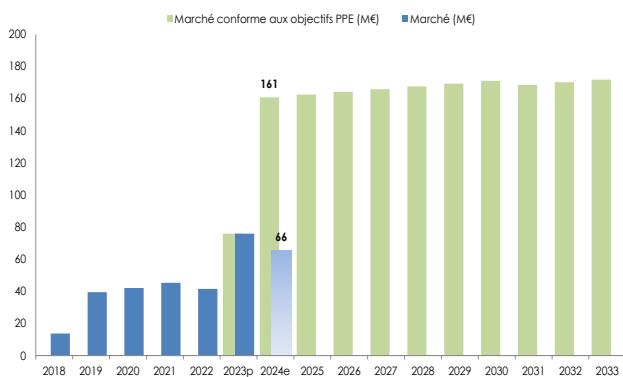
Livraison de froid (TWh)

	2023	Objectif 2030	Objectif 2035
Quantité de froid livré	0,9 TWh	2 TWh	2,5 à 3 TWh

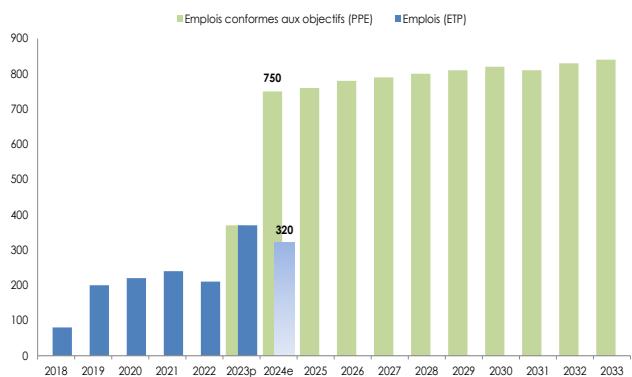
Source : Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

L'objectif s'élève donc à 2 TWh en 2030 et 2,8 TWh en moyenne en 2035 de froid livré via les réseaux.

Marchés liés aux réseaux de froid (M€)



Emplois associés aux réseaux de froid (ETP)



(*) Hypothèses : Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année en cours de 2010 à 2023 ; Prix, coûts et ratios d'emploi de l'année 2023 à partir de 2024.

(p) : provisoire ; (e) : estimé. Source : Estimations IN NUMERI

On suppose que ces objectifs soient atteints en ajoutant 45 km de réseaux chaque année de 2024 et 2030, et 44 km de 2031 à 2035. Ainsi, le marché total lié au développement des réseaux de froid est estimé à 161 M€ en 2024. Les investissements représentent 149 M€ et l'exploitation-maintenance 12 M€. Les emplois atteindraient 750 ETP en 2024 : 670 ETP liés aux investissements et 80 ETP liés à l'exploitation et la maintenance des réseaux.

Les marchés et les emplois compatibles avec les objectifs de la PPE sont comparés à la tendance actuelle de la filière, représentée par l'estimation préliminaire 2024. Cette tendance est en-dessous de la trajectoire PPE : 66 M€ et 320 ETP pour la tendance en 2024, contre 161 M€ (x2,5) et 750 ETP (x2,3) pour la trajectoire PPE.

Cette comparaison reflète la différence entre les nouvelles mises en service selon chaque cas de figure. Selon la tendance actuelle de la filière, la longueur des réseaux mis en service serait de 15 km en 2024 (estimation basée sur les données des enquêtes du SNCU). Alors que, pour atteindre les objectifs de la PPE, il faudrait mettre en service 45 km de réseaux cette même année.



Source : Estimations IN NUMERI

On rappelle que la PPE 3 n'est pas publiée à ce jour. Néanmoins, l'ADEME prend le parti de se baser sur ces objectifs (soumis à consultation en mars 2025), les seuls disponibles lors de l'actualisation de la présente étude M&E. D'autant plus que les objectifs de la consultation PPE 3 à horizon 2030 et 2035 sont construits selon la situation effective des filières en 2023 (année de référence). L'ADEME juge ainsi pertinent de se baser sur ces objectifs – soumis à consultation – plus récents, car plus réalistes et construits en fonction des dernières connaissances pour chaque filière de la transition énergétique (en termes de gisement, de rythme de déploiement, de maturité, et d'évolutions réglementaires entre autres).

Lors des précédentes éditions, cet exercice se basait sur les objectifs de la 2^{ème} PPE 2019-2028 (édition 2020¹²⁴). Or ces objectifs étaient construits selon la situation effective des filières en 2018 (année de référence). D'autant plus que les objectifs de la PPE 2 – à horizon 2028 – sont désormais trop proches de la date de publication de la présente étude en 2025. Pour la livraison de froid via des réseaux, les objectifs de la PPE 2 représentaient : 1,05 TWh en 2018 (année de référence) ; 1,1 TWh en 2023 (objectif intermédiaire) ; 2,1 TWh en 2028 (objectif final). On constate donc, qu'avec 0,92 TWh de froid réellement livré en 2023, la trajectoire actuelle des livraisons de froid ne permet pas d'atteindre l'ancien objectif PPE 2.

Perspectives de la filière

Hausse des besoins en froid

Dans un contexte d'urbanisation croissante, de réchauffement climatique et de vieillissement de la population, les besoins en froid de confort deviennent un enjeu sanitaire majeur pour les territoires.

Le scénario actuel de la 2^{ème} stratégie nationale bas carbone (SNBC 2) du Ministère de la transition écologique, qui vise la neutralité carbone à l'horizon 2050, estime à 34 TWh l'augmentation des besoins en froid pour 2050 (contre en 19 TWh actuellement). Pour répondre à cette hausse des besoins de refroidissement, les réseaux urbains agissent comme des outils extrêmement efficaces non seulement pour produire du froid, mais aussi pour lutter contre les îlots de chaleur tout en mobilisant des énergies renouvelables et de récupération.

Au même titre que la 3^{ème} PPE, la 3^{ème} SNBC n'est pas publiée à ce jour.

¹²⁴ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Résultats détaillés

Marchés liés aux réseaux de froid

Niveau d'activité générée sur le territoire (M€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	1	8	7	0	0	4	4	5	4	9
Importations des équipements	1	12	11	0	0	6	6	7	6	13
Génie civil, terrassement, tranchées	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1
Études, développement des projets	3	32	30	1	1	16	18	19	18	37
Distribution et pose d'équipements	0	5	4	0	0	2	3	3	3	5
Total des investissements	6	57	53	2	2	29	31	34	32	66
Exploitation-maintenance des réseaux	8	8	8	10	11	10	11	11	10	10
Marché total *	13	65	62	12	14	39	42	45	42	76
Production **	12	53	51	12	13	33	36	38	35	62

(*) Marché total = Investissements intérieurs + Exploitation-maintenance des réseaux

(**) Production = marché total - Importations

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Emplois associés aux réseaux de froid

Emplois (ETP)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022sd	2023p
Liés aux investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	0	30	30	0	0	10	10	10	10	20
Génie civil, terrassement, tranchées	20	190	180	10	10	80	90	100	100	200
Études, développement des projets	0	30	30	0	0	10	10	10	10	30
Distribution et pose d'équipements	0	50	40	0	0	20	20	30	20	50
Total des investissements	30	290	270	10	10	130	140	160	140	300
Liés à l'exploitation-maintenance	50	50	50	60	70	70	80	80	70	70
Total des emplois	80	350	330	70	80	200	230	240	210	370

Estimations IN NUMERI, sd : estimations semi-définitives, p : estimations provisoires

Mise en service annuelle des réseaux de froid

km	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Mise en service annuelle	2	24	16	1	1	13	10	13	12	20

Source : SNCU, Enquêtes annuelles de branche

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Construction des RC (M€)	Longueur (mètre) x Coûts unitaires (€/mètre)	Longueur : SNCU, Enquêtes annuelles Coûts : ADEME, Bilans Fonds Chaleur	***
Décomposition des investissements (M€)	Fabrication, génie civil, études, distribution, pose	ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière	**
Exploitation-maintenance (M€)	Froid livré x Coût unitaire		
Coût unitaire (€/MWh)		ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière	***
Froid livré (GWh)		SNCU, Enquêtes annuelles de branche	***
CA fixe des RF	CA total x Part fixe	SNCU, Enquêtes annuelles de branche	***
Emplois (ETP)			
Études (ETP)	Études M€ x ratio [Production/Effectifs]	2014 à 2022 : CN, Branche A88.71	**
Fabrication (ETP)	Fabrication M€ x ratio [CA/Effectifs]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 28.12Z, 22.21Z, 28.14, 28, 27.33Z, 24.20Z	**
Génie civil (ETP)	Génie civil M€ x ratio [CA/Effectifs]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 43.12A, 42.21Z	**
Distribution et pose (ETP)	Distribution-pose M€ x ratio [CA/Effectifs]	2014 à 2022 : ESANE, NAF 43.2, 33.20A, 46.69B	**
Distribution de chaleur (ETP)	Exploitation-maintenance M€ x ratio [Marges/Effectifs]	2014 à 2016 et 2018 à 2022 : CN, Branche A88.33 2017 : ADEME (2019), Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Réalisation des réseaux

Le montant des investissements liés à la construction des réseaux de froid est estimé à partir de la longueur supplémentaire des RF mis en service par an et le coût au mètre construit.

- Longueur des réseaux :** On se base sur les enquêtes du SNCU.
- Coûts unitaires :** Selon l'ADEME, les coûts d'investissement pour les réseaux de froid sont bien supérieurs à ceux des réseaux de chaleur. Malgré le peu de projets de froid soutenus par l'ADEME, il ressort quand-même une certaine constante, à savoir des coûts de l'ordre de 3 000€/ml (hors production), soit 2 à 3 fois plus chers que les réseaux de chaleur (les RF sont considérés ici au sens large, c'est-à-dire comme boucle d'eau tempérée). On garde donc des coûts unitaires moyens trois fois plus élevés pour les RC. Pour rappel, afin de calculer les coûts d'investissement des RC, on utilise les données du Fonds Chaleur (montant et longueur des projets) par année d'engagement à partir de 2011 (projets avec mise en service supposée dès 2014).

Au final, on se base sur les résultats de l'étude « Réseaux de chaleur et de froid : État des lieux de la filière : marchés, emplois, coûts » de l'ADEME (publication 2019, résultats 2017) pour la décomposition des investissements annuels par activité (fabrication, distribution, pose, génie civil, terrassement, tranchées, études, développement de projets) et pour les taux d'importation.

Exploitation et maintenance des réseaux

L'étude ADEME (2019) permet d'obtenir différents coûts unitaires (€/MWh ; coût total d'exploitation, coût d'exploitation de la production uniquement) pour l'année 2017. On reconstitue la série 2006 à 2022 selon l'évolution du chiffre d'affaires fixe des réseaux de froid (SNCU, Enquêtes de branche).

Estimation des emplois

Les emplois liés aux études préalables et au développement de projets sont estimés à partir du ratio [Production/Emploi] issus de la comptabilité nationale (CN) pour la branche A88.71 Activités d'architecture et d'ingénierie. Les ratios sont disponibles de 2014 à 2022.

Pour les autres activités d'investissement, on se base sur des ratios [CA/Emploi] d'ESANE de 2014 à 2022 :

- NAF 43.12A Travaux de terrassement courants et travaux préparatoires
- NAF 42.21Z Construction de réseaux pour fluides
- NAF 43.2 Travaux d'installation électrique, plomberie et autres travaux d'installation
- NAF 33.20A Installation de structures métalliques, chaudières et de tuyauterie
- NAF 28.12Z Fabrication d'équipements hydrauliques et pneumatiques
- NAF 22.21Z Fabrication de plaques, feuilles, tubes et profilés en matières plastiques
- NAF 28.14 Fabrication d'autres articles de robinetterie
- NAF 28 Fabrication de machines et équipements n.c.a
- NAF 27.33Z Fabrication de matériel d'installation électrique
- NAF 24.20Z Fabrication de canalisations primaires
- NAF 46.69B Commerce de gros (commerce interentreprises) de fournitures et équipements industriels

Pour les emplois liés à la distribution de chaleur, on garde le ratio d'emploi 2017 de l'étude ADEME (159,5 k€/ETP). On reconstitue la série 2014 à 2022 selon l'évolution du ratio [Production/Emploi] issu de la CN (Branche A88.33 Réparation et installation de machines et d'équipements).

Pour l'année 2023, on garde les mêmes ratios qu'en 2022.

Points de vocabulaire

Groupe froid à compression : Principales machines utilisées dans les réseaux de froid, elles font subir à un fluide frigorigène un cycle thermodynamique, dit frigorifique, qui le conduit successivement dans un évaporateur, un compresseur, un condenseur et un détendeur. Le froid est généré par l'évaporation de ce fluide alors à basse température, qui吸吸收 la chaleur du milieu à refroidir. La compression est produite mécaniquement à partir d'électricité.

Groupe froid à absorption : Le froid est produit à partir du même type de cycle frigorifique que pour les groupes froids à compression. La différence réside dans le fait que la compression ne se fait pas mécaniquement à partir d'électricité, mais en utilisant un second fluide frigorigène appelé « absorbeur ». Celui-ci a besoin d'une source chaude pour fonctionner, qui peut être une énergie renouvelable ou de récupération.

Free cooling : Les réseaux peuvent utiliser directement une source disponible pour produire du froid, comme la fraîcheur de l'eau ou l'air ambiant.

Thermofrigopompes : Il s'agit de machines hybrides fonctionnant aussi à partir d'un cycle frigorifique. Cependant, en fonction du besoin et des températures des sources énergétiques à disposition, ce cycle peut tourner pour produire soit du froid, soit du chaud, soit les deux simultanément. Elles peuvent donc être utilisées pour alimenter un réseau de chaleur et un réseau de froid.

16. Réseaux électriques intelligents

Points clés

Quantification complexe du marché des REI

La profonde mutation du système énergétique passe par l'intégration au système électrique d'un ensemble de services de flexibilité et d'information (avec fonctions avancées) faisant appel à des ressources (matériels et systèmes d'information) reposant sur des technologies de l'information et de la communication. On parle alors de réseaux électriques intelligents (REI ~ smart grids).

L'action 5 du plan REI de RTE (2014) porte sur la maximisation des retombées en termes de création d'emploi et de valeur pour la collectivité du déploiement des REI en France et à l'export, tout en minimisant l'empreinte environnementale. Pour cela, cette action identifie les fonctions avancées et suffisamment matures pour envisager le déploiement des REI à grande échelle à un horizon proche, ainsi que leurs périmètres.

Le rapport « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents – Méthodologie et premiers résultats » (RTE 2015) identifie des ressources et propose des ratios d'emplois. Le rapport de 2017 fait une estimation des bénéfices à horizon 2030 de l'ensemble des REI développées par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution français. Selon ces estimations, les fonctions de REI peuvent apporter à terme 400 M€ de bénéfices nets par an pour la collectivité. À ces bénéfices s'ajoutent les bénéfices pour le réseau public de transport (plusieurs dizaines de M€/an) et ceux réalisés par les gestionnaires de réseau public de distribution.

Cependant, les rapports de RTE ne proposent pas de quantification ou de calendrier pour le déploiement effectif de ces fonctions.

À supposer que son périmètre soit précisément défini, le suivi de la filière des REI se heurte, en outre, au fait que les produits et les activités correspondantes ne sont pas encore spécifiquement identifiés dans les nomenclatures statistiques.

Par ailleurs, s'il est possible d'identifier des acteurs importants dans le développement des REI (RTE, Enedis, Schneider Electric, Institut Carnot, Grid Solutions, ADEef entre autres), leur activité spécifique dans les réseaux intelligents n'est pas isolable. Il n'est donc pas encore possible de proposer, sans une enquête spécifique, un suivi des marchés de la filière des REI sur le modèle de ce qui est fait dans le reste de l'étude « Marchés et Emplois ».

Dans la présente fiche, après un état des lieux de la filière REI en général, seul est considéré le marché associé au déploiement des compteurs Linky.

Nombre de projets Smart Grids développés ou en cours de développement (page 182) >120

Nombre de compteurs Linky posés fin 2024 (millions) 37,6

Conscience mondiale de la nécessité de passer aux réseaux intelligents

Europe : Présentation fin 2022 du plan d'action de l'UE sur la numérisation du système énergétique. Budget de 584 Mds€ dédié au réseau électrique européen d'ici 2030, dont 400 Mds€ spécifiques aux réseaux de distribution et 170 Mds€ à la numérisation.

Chine : Plan d'investissement de 442 Mds\$ de 2021 à 2025 pour moderniser et développer le réseau électrique du pays via de nombreuses solutions intelligentes. Objectifs : utilisation rationnelle des EnR et lutte contre le gaspillage d'électricité.

Japon : Plan d'investissement de 155 Mds\$ annoncé en 2022 pour promouvoir les smart grids. Généralisation des compteurs communicants, avec 80 millions de compteurs posés en 2024.

Inde : Budget de 38 Mds\$ prévu dès 2022 pour soutenir les compagnies de distribution d'électricité et améliorer les infrastructures de distribution.

États-Unis : Lancement en 2022 du *Grid resilience innovative partnership (GRIP) Program* avec un budget de 10,5 Mds\$ pour la modernisation et le développement du réseau électrique américain, dont 3 Mds\$ spécifiques aux smart grids.

Canada : 100 M\$ alloué au développement des technologies et des systèmes intelligents via son *Smart Grid Program*.

Selon l'agence internationale de l'énergie (AIE), le marché mondial des smart grids atteindrait 332 Mds\$ en 2022, dont 65 Mds\$ en Europe (+5 % par rapport à l'année précédente). Afin d'atteindre la neutralité carbone, les investissements à réaliser dans les réseaux électriques au niveau mondial devraient augmenter à 600 Mds\$ d'ici 2030 et à 800 Mds\$ d'ici 2050.

Source : <https://www.iea.org/energy-system/electricity/smart-grids> ; <https://www.thinksmartgrids.fr/>

Cadre réglementaire et dispositifs incitatifs

Objectifs ambitieux pour un enjeu stratégique

La maîtrise de la consommation d'énergie par la réduction de la consommation d'énergies fossiles, l'intégration des énergies renouvelables et de récupération, ainsi que le déploiement de nouvelles utilisations de l'électricité et de nouvelles modalités de stockage imposent une profonde mutation du système énergétique.

Le système électrique notamment doit évoluer afin d'intégrer les actions de l'ensemble des acteurs (producteurs et consommateurs) et garantir une même qualité de service tout en maîtrisant les coûts.

Le déploiement des Smart Grids¹²⁵ s'inscrit ainsi à la croisée de trois évolutions : transition énergétique, transformation numérique et recomposition territoriale.

La feuille de route du plan REI de RTE (2014) a pour vocation la consolidation des filières électriques et informatiques françaises à forte croissance et créatrices d'emplois. La France compte sur les leaders mondiaux dans les technologies concernées : data centers, opérateurs de réseaux électriques et de télécoms, fabricants de composants.

Dans le cadre de la LTECV¹²⁶, le cadre expérimental du service de flexibilité local mis en place vise à optimiser localement la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité.

Par ailleurs, l'ordonnance de 2016¹²⁷ et le décret de 2017¹²⁸ relatifs à l'autoconsommation électrique ouvrent le champ de l'autoconsommation collective, soit la réunion d'un ou plusieurs producteurs-consommateurs finaux au sein d'une personne morale organisant le partage de l'électricité entre eux, en aval d'un poste de distribution publique d'électricité.

Financement des projets

En France, plusieurs outils peuvent être utilisés pour financer des projets de smart grids :

- Commission européenne (sous forme de subventions) : LIFE ; Horizon 2022 ; Fonds européen de développement régional (FEDER) ; Innovation fund (Directorate-General for Climate Action – DG CLIMA)
- Banque européenne d'investissement (sous forme de prêts, garanties ou avances remboursables) : European fund for strategic investments (EFSI) ; InnovFin
- Banque des territoires (sous forme de subventions ou de prise de participation) : Territoires d'innovation
- Agence nationale de la recherche – ANR (sous forme de subventions) : Appel à projets (AAP) Génériques ; AAP Spécifiques
- Bpifrance (sous forme de prise de participation) : Fonds France Investissement Énergie Environnement (FIEE) ; Fonds Villes de Demain ; Fonds Écotechnologies
- ADEME Investissement (sous forme de prise de participation) : Démonstrateurs et territoires d'innovation de grande ambition (DTIGA)
- ADEME * (sous forme d'accompagnement de valorisation, de subventions, de prêts, garanties ou avances remboursables) : Appel à candidatures Thèses ; Appel à projets de recherche (APR) Transition écologiques, économiques et sociales (TEES) ; Concours d'innovation

(*) Les AAP Investissements d'avenir de l'ADEME s'appellent désormais France 2030.

¹²⁵ Le concept de Smart Grids s'applique également aux vecteurs énergétiques (gaz, chaleur), ainsi qu'à la distribution de l'eau. Dans ces cas, on parle de réseaux énergétiques intelligents. Ces applications ne sont pas abordées dans cette fiche.

¹²⁶ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

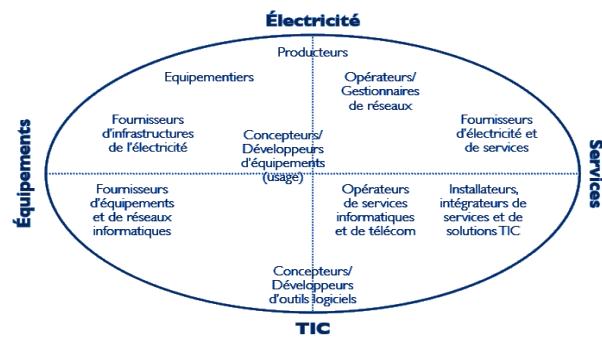
¹²⁷ Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

¹²⁸ Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie

Think SmartGrids

Créée en 2015, l'association Think SmartGrids fédère une centaine d'acteurs sur toute la chaîne de valeur des REI : électrotechnique, automatismes, équipements de régulation et de télécommunication, systèmes d'information, modèles de marché.

L'objectif de cette association est d'accompagner le développement de la filière en France et de la promouvoir en Europe et à l'international.



Source : ADEME (2013), Feuille de route stratégique des systèmes électriques intelligents

R&D, démonstrateurs et projets

Fin 2016¹²⁹, la commission de régulation de l'énergie (CRE) identifie une centaine de projets liés aux réseaux intelligents : 26 projets sur les véhicules électriques, 48 sur l'intégration des EnR, 27 sur le stockage et 61 sur la gestion de la demande.

Lancée en 2018, la Smart Energy Alliance regroupe 11 clusters français impliqués dans les secteurs de l'énergie, du numérique et de la mobilité. Elle représente aujourd'hui 2 200 acteurs (dont 1 500 PME) et plus de 2 500 projets labellisés d'un budget global de plus de 8 Mds€ d'investissement (dont 3 Mds€ de financement public).

Selon le rapport « Smart Grids Projects Outlook 2017 » du Joint Research Center (JRC) de la Commission européenne, 950 projets de smart grids sont identifiés dans une cinquantaine de pays depuis 2002. Ces projets représentent un investissement global de près de 5 Mds€, soit 5,75 M€ en moyenne par projet.

- 540 projets R&D pour un budget total de 1,61 Mds€ ;
- 410 projets démonstrateurs pour un budget total de 3,36 Mds€.

Dont :

- 642 projets finis pour un budget de 2,82 Mds€, soit 5 M€ par projet en moyenne ;
- 308 projets en cours pour un budget de 2,15 Mds€, soit 7 M€ par projet en moyenne.

En tête de ces projets, l'Allemagne, le Royaume-Uni et la France. L'effort français est appelé à prendre une ampleur nouvelle avec le lancement de l'appel à projets pour le déploiement à grande échelle des technologies de réseaux intelligents lancé en 2015 dans le cadre de l'action 6 du Plan REI : SMILE à 300 M€ (Bretagne, Pays de la Loire ; projet terminé en 2022), FLEXGRID à 200 M€ (PACA), You&Grid à 165 M€ (Métropole Européenne Lilloise). FLEXGRID et SMILE bénéficient également d'une enveloppe totale d'investissements de 80 M€ des gestionnaires de réseaux RTE et Enedis pour le déploiement de technologies REI.

En France, on recense actuellement des données concernant la période de réalisation et le montant d'investissement de plus de 120 projets représentant un budget global de près de 1,2 Mds€ (tableau suivant).

Emploi et formation – Lancement des écoles des réseaux pour la transition énergétique

En 2023, les acteurs de la filière des réseaux électriques (Enedis, RTE, FNTP, SERCE, SNER, GIMELEC, SYCABEL¹³⁰) signe une convention de partenariat portant sur la création du programme de formation « Les Écoles des réseaux pour la transition énergétique ». L'objectif est d'anticiper et d'accompagner les besoins massifs de recrutement de la filière dans un contexte de forte croissance des activités de réseaux électriques portée par la décarbonation et l'électrification des usages.

Selon ce partenariat¹³¹, la filière des réseaux électriques représente 95 000 emplois en France en 2023, comprenant non seulement les effectifs des gestionnaires de transport et des distributeurs, mais aussi les effectifs des entreprises intervenant sur les réseaux électriques auprès des GRT et GRD.

Parmi ces emplois, près de 50 000 emplois – dit métiers coeurs¹³² – s'avèrent particulièrement critiques pour la filière, en termes de tensions sur l'emploi, de la formation et des compétences clefs (telles des compétences en électrotechnique, génie électrique, infrastructures, maintenance des systèmes, ainsi que des connaissances fonctionnelles en calcul, gestion, utilisation de logiciels, connaissance des consignes de sécurité et des règlements techniques entre autres).

¹²⁹ Délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel

¹³⁰ FNTP : Fédération nationale des travaux publics ; SERCE : Syndicat des entreprises de la transition énergétique et numérique ; SNER : Union nationale des syndicats professionnels de construction et d'entretien des réseaux secs ; GIMELEC : Groupement des entreprises de la filière électronumérique française ; SYCABEL : Organisation professionnelle de l'industrie des fils et câbles électriques de communication

¹³¹ École des réseaux pour la transition énergétique (2025), Besoin en emplois et compétences de la filière des réseaux électriques

¹³² Quinze métiers concernés : chef de chantier, chargé de projet électricité, technicien d'affaires, chargé d'affaires, conducteur de travaux, moniteur de réseaux, technicien d'exploitation, technicien de maintenance, technicien en métrologie, opérateur régulateur, technicien bureau d'étude, technicien études de prix, ingénieur en génie électrique, chef de projet, ingénieur technico-commercial.

Projets	Période	Montant M€	Projets	Période	Montant M€
Toute la France			Île-de-France		
AIR-RESPONSE (Air-Adapt)	2017-2018	0,5	BienVEnu	2015-2018	8,9
Communit-e	2022-2025	1,0	CORDEES	2017-2019	5,4
CORRI-DOOR	2014-2015	9,7	DREAMS (Eqinov)	2016-2017	0,4
CRYO PIP LH2	2023-2025	3,0	Eco2CHARGE	2013-2015	13,0
eFluidGrid	2021-2024	10,1	EFFIGNI (Fludia)	2018-2020	0,4
ELEC ZE	2021-2022	19,9	Energy Positive IT	2011-2014	10,5
FlexEnergy	2023-2026	1,7	Flex-Adapt (Eco-Adapt)	2016-2017	0,5
Fleximax	2022-2024	6,5	FUSINI (Fludia)	2018-2020	0,8
GRDF Adict	2018-2021	2,0	HELICE	2016-2017	0,5
H2D2	2021-2023	6,8	IDOLES	2019-2022	36,1
Infini Drive	2012-2013	9,1	IssyGrid	2011-2015	2,0
I-REVE	2022-2025	2,7	LORATIC (Ixel)	2016-2017	0,5
IVOCI (DCBrain)	2017-2018	0,2	MODELEC	2011-2015	2,2
NEXT	2017-2020	7,8	MOV'EO TREVE	2013-2017	9,8
PicoWatty	2017-2020	4,5	PREDICT-ADAPT	2016-2017	0,4
PlaneTerr	2023-2027	11,5	PRISM (eLum)	2017-2018	0,4
POST	2013-2017	4,5	SAVE	2011-2012	23,0
REgions	2020-2022	4,0	Smart Grid Monitoring (Win MS)	2016-2019	0,7
REstable	2016-2019	2,5	SMART SUN (WEBDYN)	2017-2018	0,4
SEAS	2014-2017	11,6	syNergies (Solunergie)	2016-2017	0,8
SMAC-FC	2022-2025	2,0	Normandie		
VAF-IA (METRON)	2017-2018	0,6	Syndicat Dep NRJ Calvados	2014-2016	2,9
TBH Alliance	2014-2017	3,8	Nouvelle-Aquitaine		
UNCAGED	2020-2023	4,7	CapPyro H2	2022-2027	20,2
Auvergne-Rhône-Alpes			EVER	2012-2014	3,7
BeeBryte	2016-2017	0,5	SF-THT	2020-2024	2,6
Déméter	2012-2014	0,8	ZIRI	2014-2016	0,4
EconHome	2011-2014	12,0	Occitanie		
EnR Pool	2012-2015	2,3	DIGISOL	2017-2020	2,2
E-Axle	2021-2022	6,7	I-Grid (Edison Ways)	2015-2016	0,3
FHyCIB (Energy Pool)	2017-2018	0,4	INTERMITTENCE PLUS	2016-2019	5,1
GreenLys	2012-2016	43,0	Monitoring THPE	2006-2008	1,1
KEEP IT UP	2016-2017	0,5	PRIMERGI	2010-2012	0,7
Lyon Smart Community	2012-2016	50,0	RIDER	2011-2013	5,2
m2M	2017-2020	1,3	SAFRA H2	2021-2024	17,3
PL-H2	2021-2022	6,0	Smart-EMS (Sirea Group)	2016-2017	0,4
POWER (Kapteos)	2016-2017	0,5	SMART OCCITANIA	2017-2020	7,7
RACCOFLEX-BT	2021-2023	0,8	Smart ZAE	2012-2016	4,3
SIMPADÉ (NovEner)	2016-2017	0,5	SOGRID	2012-2015	26,0
SMAP	2015-2018	0,8	Pays de la Loire		
Smart Electric Lyon	2012-2017	48,0	ECOZA	2012-2014	97,6
Smarter Together	2016-2020	29,0	IPERD (Séché Environnement)	2012-2015	1,4
Transform	2013-2015	7,8	QT4 (QTS ENERGY)	2016-2017	0,7
Utilit-e (Odit-e)	2018-2020	0,6	Smart Grid Vendée	2013-2018	27,7
Bourgogne-Franche-Comté			PACA		
HISTORHY	2020-2023	52,2	ABILE (Homepulse)	2016-2017	0,4
Bretagne			CityOpt	2014-2016	3,9
Address	2008-2013	16,0	EVA (Qualisteo)	2016-2017	0,4
Elhyra	2010-2012	0,0	GDB SSG (Gridbee)	2016-2017	0,4
PRIDE	2017-2020	5,1	Jupiter 1000	2016-2020	38,5
Rennes Grid	2019-2021	5,8	Nice Grid	2012-2016	30,0
SEE Project (S4E)	2017-2018	0,3	Nice Smart Valley	2017-2019	5,1
SOLENN	2014-2018	14,2	PREMIO	2008-2012	8,1
Centre-Val de Loire			RéFLexE	2011-2015	7,7
Afficheco	2009-2012	1,4	SENSOMI	2012-2013	0,2
Ecolink	2014-2019	20,0	SMART-CONTROLLER (OSMOSE)	2017-2018	0,3
Grand Est			StockH2Safe	2022-2024	5,0
a3M	2011-2014	0,6	TELEWATT	2012-2013	3,5
CROME	2011-2013	6,4	Corse		
Ene.Field	2012-2016	61,0	EPIT	2012-2014	10,0
EPILOG	2015-2016	0,4	Myrte	2012-2017	21,0
MSE	2019-2023	5,8	SDEC	2013-2015	2,9
MOSAHyC	2022-2031	30,6	Smart Electricity	2006-2010	20,5
VENTEEA	2013-2015	20,5	Total des projets		1 163,0
Hauts-de-France					
EnergyTIC	2010-2014	1,9			
GRHYD	2014-2019	15,3			
Postes Intelligents (RTE)	2013-2017	31,9			
So Mel So Connected	2017-2021	20,0			
VERTPOM	2017-2020	9,5			

Sources : CRE ; ADEME

Perspective de la filière

Marché français des REI multiplié par 5 au cours de la décennie (2020–2030)

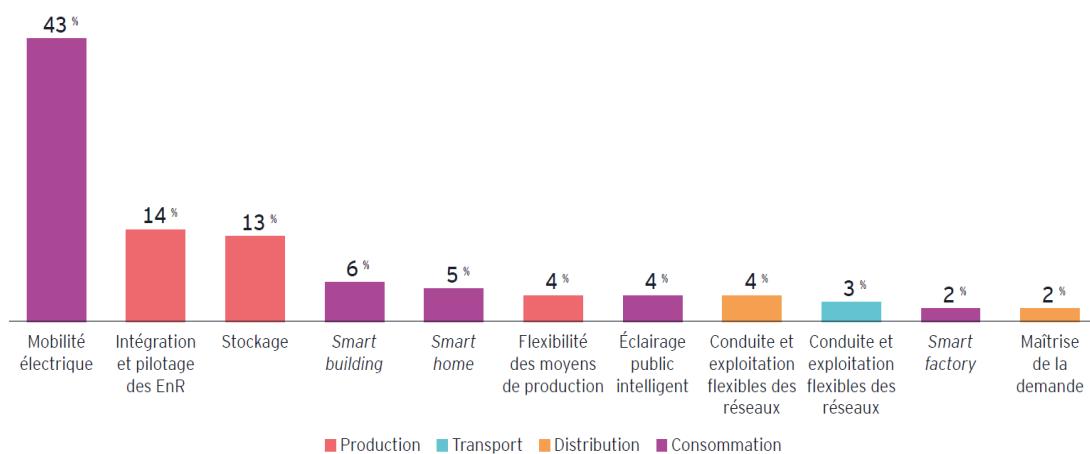
L'arrivée massive des énergies renouvelables décentralisées et variables d'une part, et l'électrification croissante des usages (véhicules légers et poids lourds électriques, pompes à chaleur, électrification des process industriels) d'autre part, nécessiteront des investissements très importants sur le réseau public de transport et de distribution d'électricité.

En complément de ces investissements, il sera primordial de déployer rapidement et à plus grande échelle des solutions smart grids et de développer des leviers de flexibilité, aussi bien au niveau de la production locale que de la consommation d'énergie. D'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les investissements dans les REI à l'échelle mondiale doivent plus que doubler d'ici à 2030 pour atteindre l'objectif « zéro émission nette » d'ici 2050.

L'étude de Think SmartGrids (2022) confirme cette tendance. Selon cette étude, le marché des smart grids en France devrait être multiplié par 5 au cours de la décennie pour atteindre environ 6 Mds€ en 2030 (soit +20 % par an en moyenne sur cette période), tiré notamment par les segments de la production et de la consommation d'électricité. Les segments du transport et de la distribution représenteraient 500 M€ d'investissement par an sur la décennie. Ainsi, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution seront également au cœur de cette croissance, la flexibilité offerte par les réseaux et l'échange de données étant des conditions indispensables au développement des nouveaux usages et modes de production.

Le secteur représenterait également 60 000 emplois en France d'ici 2030, soit 4 fois plus qu'en 2020.

Poids des cas d'usage sur le marché des smart grids à horizon 2030 (% de la valeur du marché)



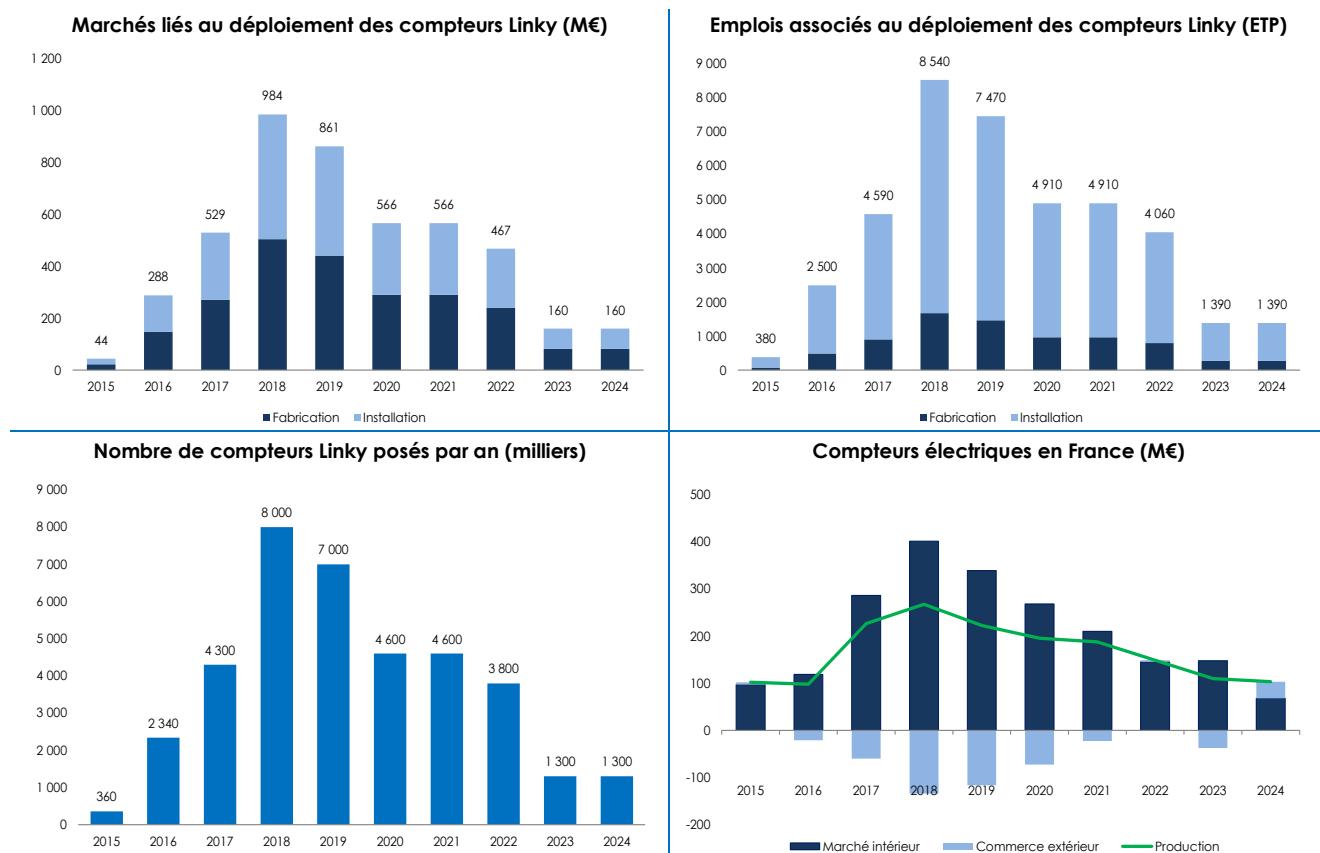
Source : Think SmartGrids, EY-Parthenon (2022), Le marché français des smart grids en 2030

Déploiement des compteurs Linky de 2015 à 2021

1^{re} brique des REI en France

La LTECV confère au gestionnaire de réseau et de distribution d'électricité un nouveau cahier des charges. Les activités de comptages font partie de ces fonctions. En cela, le déploiement des compteurs électriques Linky, entre autres, est essentiel à ces activités de comptage. De fait, le déploiement de ces compteurs joue un rôle prépondérant dans le développement progressif des réseaux électriques intelligents, dont il constitue une des premières briques, notamment pour la maîtrise de l'énergie (MDE) et l'insertion des EnR distribuées.

En juillet 2013, un appel d'offre est lancé par Enedis pour le déploiement de près de 3 millions de compteurs communicants Linky en 2016. L'installation des premiers compteurs constitue la première phase du déploiement des 35 millions de compteurs en France d'ici 2022. Fin 2024, près de 95 % des foyers sont équipés, l'équivalent de 37,6 millions de compteurs Linky installés. Cette même année, 1 300 000 compteurs Linky sont posés dans l'hexagone, représentant un marché de 160 M€ et 1 390 ETP directs. Selon la Cour des comptes, le coût total du déploiement de ces compteurs s'élève à 4,6 Mds€.



De quels marchés et emplois parle-t-on ?

Les emplois suivis sont limités aux emplois directs associés au déploiement des compteurs Linky. Ne sont pas inclus les emplois indirects (fabrication des composants et autres consommations intermédiaires).

Fabrication
Installation

Fabricants des compteurs Linky et des équipements associés
Installateurs des compteurs Linky

Les acteurs du déploiement des compteurs Linky

Comme mentionné précédemment, Enedis publie en juillet 2013 l'avis de marché pour la fourniture de 3 millions de compteurs évolués (2,5 millions de compteurs monophasés et un demi-million de compteurs triphasés) et de 80 000 concentrateurs pour la première phase du déploiement des 35 millions de compteurs communicants Linky. Cette première phase, précédée d'une expérimentation menée entre 2011 et 2013, se déroule fin 2015 / début 2016.

Le déploiement des compteurs Linky s'inscrit dans les orientations fixées par la directive européenne de 2009¹³³ concernant l'établissement de règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Cette directive encourage la mise en place de compteurs communicants afin de contribuer à la réduction de la facture énergétique européenne et des émissions de gaz à effet de serre.

Fabricants de compteurs

Sagemcom : Entreprise française spécialisée dans les terminaux communicants, elle obtient une commande de 800 000 compteurs pour un montant de 1,2 M€. En 2023, l'entreprise affiche un CA de 2,6 Mds€ en France. La filiale Sagemcom Multi-Energy Industry est affectée à la fabrication des compteurs Linky et Gazpar (CA de 45,6 M€ et une centaine d'effectifs en 2023).

ITRON France : Fin 2016, la filiale du groupe ITRON USA (un des leaders mondiaux des compteurs et systèmes associés) fabrique et livre 1,2 million de compteurs Linky, soit près de la moitié des 3 millions de compteurs prévus en 1^{er} phase. Cette commande représente 4 000 à 6 000 compteurs par jour. En 2023, l'entreprise réalise un CA de 259 M€.

Landis+Gyr : Filiale de Toshiba, l'entreprise suisse annonce un contrat d'environ 60 M€ pour un million de compteurs Linky et 28 000 concentrateurs. Les boîtiers sont fabriqués dans l'usine de Montluçon. En 2023, l'entreprise réalise un CA de 34,2 M€ (dont 7,1 M€ à l'export).

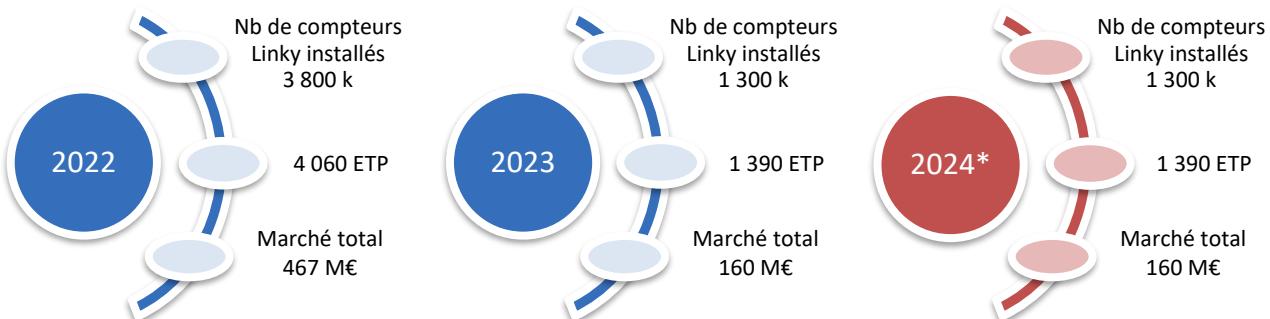
Ziv France : Cette filiale espagnole appartient au groupe Crompton Greaves, de l'indien Avantha Group Company. Dans le cadre de l'obligation en Espagne de remplacer 70 % des compteurs analogiques en 2016 et 100 % en 2018, près de 10 millions de compteurs communicants sont livrés sur 5 sites de fabrication de Crompton Greaves. En 2014, le groupe annonce l'ouverture de son usine de Fontaine (Grenoble) pour fabriquer, tester et étalonner plus de 2 millions de compteurs Linky par an.

Elster France : Filiale du groupe allemand Elster, l'entreprise construit une usine dédiée à l'assemblage de compteurs Linky, à Estrées-Deniécourt (entre Paris et Lille). En 2020, l'usine ferme définitivement ses portes.

Installateurs de compteurs

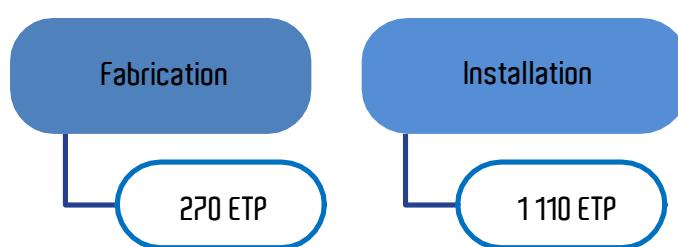
Suite à l'appel d'offre d'Enedis, 16 entreprises sont sélectionnées pour l'installation et la maintenance de 10 millions de compteurs : Agiscom, ERS, LS Services, Sera Airria, Atlan'tech, GMV, OTI, Setelen, Chavinier, Parera, Phinelec, SFATD, DSTPE, Link Elec Solutions et Satelec. Le groupe Solutions 30, un des acteurs européens les plus importants du secteur de l'assistance sur les nouvelles technologies, prend en charge l'installation de près d'un tiers des compteurs Linky.

Situation du marché et de l'emploi



Fin 2024, 37,6 millions de compteurs sont posés en France. Selon la Cour des comptes, l'enveloppe globale du projet est estimée à 4,6 Mds€ sur 10 ans (2015-2024). Ceci représente un coût de 120 € par compteur, dont près de 65 € pour la fabrication des équipements et 60 € pour leur pose. En 2024, les investissements s'élèvent à 82 M€ pour la fabrication et 78 M€ pour la pose des compteurs.

En 2024, 1 390 emplois directs dans le déploiement des compteurs Linky



¹³³ Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE

Résultats détaillés

Marchés liés au déploiement des compteurs électriques Linky

Niveau d'activité généré sur le territoire (M€)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	23	147	271	504	441	290	290	239	82	82
Installation des équipements	22	140	258	480	420	276	276	228	78	78
Marché total	44	288	529	984	861	566	566	467	160	160

Estimations IN NUMERI

Emplois associés au déploiement des compteurs électriques Linky

Emplois (ETP)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Liés aux investissements intérieurs										
Équipements fabriqués en France	80	490	900	1 680	1 470	970	970	800	270	270
Installation des équipements	310	2 010	3 690	6 860	6 000	3 940	3 940	3 260	1 110	1 110
Total des emplois	380	2 500	4 590	8 540	7 470	4 910	4 910	4 060	1 390	1 390

Estimations IN NUMERI

Nombre de compteurs Linky installés par an

Milliers d'unités	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nombre de compteurs	360	2 340	4 300	8 000	7 000	4 600	4 600	3 800	1 300	1 300

Sources : Estimation IN NUMERI selon Enedis ; Communiqués de presse

Données sources

Données	Calculé à partir de	Sources	Niveau de confiance
Marché total (M€)	Nb de compteurs x Prix unitaire		
Nombre de compteurs posés par an		Enedis ; Communiqués de presse	***
Prix unitaire (€/compteur)	123 €	Enedis ; CRE	***
Fabrication (M€)	63 € par compteur	Enedis ; CRE	***
Installation (M€)	60 € par compteur	Enedis ; CRE	***
Emplois (ETP)			
Fabrication (ETP)	Selon ratio [Production/Emploi]	Comptes des entreprises	**
Installation (ETP)	Selon ratio [Production/Emploi]	CRE ; ESANE (NAF 43.12A)	**

(*) Série estimée sur la base d'une donnée non mise à jour faute d'information récente ; (**) Série reconstituée par calage entre plusieurs sources, par extrapolation ou selon les tendances observées ; (***) Série non estimée, basée sur des sources publiées et fiables.

Méthode générale d'évaluation

Marché total

Le marché total lié à la fabrication et à l'installation des compteurs Linky est estimé à partir des données publiées par Enedis sur le nombre de compteurs posés par an, ainsi que le coût unitaire par compteur. L'enveloppe totale du projet (fabrication et pose de 37,6 millions de compteurs entre 2015 et 2024) est estimée à 4,6 Mds€. Ceci représente un coût unitaire d'environ 123 € par compteur. On suppose que ce coût n'évolue pas sur la période du projet. Par la suite, on retient un coût de 63 €/compteur pour la fabrication et de 60 €/compteur pour la pose.

Estimation des emplois

Pour la fabrication, on dispose des données sur la production et l'effectif moyen de trois des entreprises bénéficiaires de l'appel d'offres (Comptes des entreprises). Le ratio retenu est de 304 k€/effectif, soit 300 k€/ETP après correction (passage en ETP et déduction de la sous-traitance).

Pour la pose, on se base sur les données de la CRE. Partant de 8 compteurs posés par jour, la production d'un installateur est équivalente à 560 € par jour. Pour un nombre de jours effectifs travaillés de 220 jours par an, ceci représente une valeur de 123 k€ pour la facturation de la pose (hors valeur des équipements). Le rapport entre le nombre d'ouvriers et l'effectif total de la NAF 43.21A « Travaux d'installation électrique dans tous locaux » d'ESANE est de 54 %. Par conséquent, ramenée à l'effectif total, la valeur de la pose par ETP est de 66 k€. Selon la base ESANE, le ratio [Production hors sous-traitance/ETP salariés et non-salariés] de la NAF 43.21A est de 138 k€/ETP. Pour la pose des compteurs, les équipements représentent 50 %, ce qui ramène la valeur de l'installation proprement dite (hors équipements) à 70 k€. Ce résultat est compatible avec l'estimation basée sur les données de la CRE. Au final, on retient un ratio de 70 k€/ETP pour l'installation.

Dans l'estimation des emplois, on suppose que les ratios n'évoluent pas sur la période du projet.

Dans la présente fiche, les emplois estimés sont ceux associés aux activités de fabrication et d'installation des compteurs. Les emplois suivants ne sont pas comptabilisés : emplois de gestion, conception et R&D chez Enedis, emplois de sous-traitants (fournisseurs), emplois liés aux services aux particuliers ou aux collectivités associés au traitement des données recueillies (sociétés informatiques, services énergétiques), emplois induits, emplois liés au recyclage des compteurs remplacés.

17. Énergies marines renouvelables

Points clés

Technologies océaniques en ébullition – Déploiement de nouveaux prototypes

Hormis l'éolien en mer posé (faisant séparément l'objet d'une fiche), les énergies marines renouvelables (EMR) regroupent plusieurs filières de production : les énergies productrices d'électricité (éolienne flottante, énergie hydrolienne, houlomotrice, osmotique, énergie thermique des mers – ETM, solaire photovoltaïque flottant) et les énergies productrices de froid (sea water air conditioning – SWAC).

La France dispose de nombreux atouts pour le développement des EMR : un territoire maritime vaste (près de 11 millions de km²; DROM-COM compris) et ouvert sur tous les océans, des industries performantes, de nombreux organismes de recherche. Pour autant, toutes les énergies marines ne sont pas au même stade de développement. Depuis le lancement des appels à projets en 2015, la filière de l'éolien en mer flottant atteint un nouveau stade de maturité et s'approche du développement commercial. L'énergie marémotrice est en production au barrage de la Rance. Quant aux autres filières, elles n'ont pas encore atteint la phase industrielle.

Le stade précoce de développement des EMR – hors éolien en mer posé – ne permet pas d'estimer les marchés et les emplois sur le modèle de la présente étude.

Cependant, depuis 2017, l'Observatoire des énergies de la mer (OEM) réalise chaque année une enquête auprès des entreprises présentes sur le marché des EMR qui permet d'estimer les marchés et emplois. Selon le rapport 2024, ces filières – hors éolien en mer posé – emploient 2 350 ETP directs et indirects en 2023 pour un CA total de 228,9 M€.

Cette même année, les investissements s'élèvent à 609,2 M€. Les investissements consentis concernent entre autres :

- Éolien flottant – Construction de trois fermes pilotes (Provence Grand Large – PGL ; Éoliennes flottantes du golfe du Lion – EFGL ; Eolmed), ainsi que d'un démonstrateur (Eolink) ;
- Hydrolien – Remise à l'eau du démonstrateur de Sabella ;
- Houlomoteur – Mise en place du prototype Dikwe ;
- Solaire flottant – Mise à l'eau du prototype Sun'Sète.

Actuellement, les projets d'EMR en cours (hors éolien en mer posé) représentent un investissement allant de 4,1 à 7,2 Mds€ (voir tableaux pages 195 et 196).

Points de vocabulaire

Selon l'Observatoire des énergies de la mer (OEM), les énergies marines renouvelables (EMR) rassemblent plusieurs technologies de production d'énergie non seulement électrique, mais aussi thermique.

Pour les énergies électriques :

- L'énergie éolienne en mer (posée ou flottante) permet d'exploiter l'énergie cinétique du vent disponible ;
- L'énergie hydrolienne permet d'exploiter l'énergie cinétique contenue dans les courants associés au déplacement des masses d'eau qui accompagne le phénomène de marée (marémoteurs, maréniennes, lagons artificiels) ;
- L'énergie houlomotrice exploite l'énergie des vagues ;
- L'énergie osmotique permet d'exploiter la différence de salinité entre l'eau douce et l'eau de mer ;
- L'énergie thermique des mers (ETM) permet d'exploiter la différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans ;
- Le solaire photovoltaïque flottant.

Pour les énergies thermiques :

- La technologie SWAC (sea water air conditioning) produit du froid grâce à de l'eau puisée en grande profondeur * ;
- La thalassothermie est un processus qui permet de transformer l'énergie de la mer (~ thalasso) en chaleur (~ thermie).

(*) La climatisation est aussi une application directe de l'énergie thermique des mers avec le système SWAC.

Contexte réglementaire et dispositifs incitatifs

Simplification des procédures pour les énergies marines renouvelables

Face aux retards majeurs dans le développement des premiers parcs d'éoliennes en mer, le cadre législatif et réglementaire fait l'objet d'une large transformation dès 2017 :

- Loi Hydrocarbures¹³⁴ et loi ESSOC¹³⁵ – Transfert au gestionnaire de réseau (RTE) de la responsabilité de l'ensemble des raccordements des installations (hors plateforme en mer) dont le candidat retenu est désigné avant le 1^{er} janvier 2015 (AO1 et AO2) et des parcs d'énergie renouvelable en mer (plateforme en mer comprise) à partir de l'AO3 ;
- Réalisation d'études de dérisquage technique et environnemental par l'État et RTE en amont du lancement des appels d'offres ;
- Mise en place du permis enveloppe permettant davantage de flexibilité après la délivrance des autorisations. Les ouvrages en mer peuvent comprendre des caractéristiques techniques variables, qui ne sont pas figées au moment de la demande d'autorisation ;
- Simplification de l'instruction administrative avec la suppression de l'approbation du projet d'ouvrage (APO) pour les postes électriques et les liaisons souterraines et sous-marines ;
- Simplification sur le traitement des recours instruits en première et dernière instance par le Conseil d'État¹³⁶ ;
- Loi ASAP¹³⁷ – Modification de la procédure de traitement des recours contentieux.

Publiée en 2023¹³⁸, la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER) porte notamment sur l'éolien en mer. À ce titre, elle prévoit une série de mesures qui s'articulent autour de deux axes :

- Simplifier les procédures d'autorisation : simplification des procédures de raccordement, accélération des procédures d'autorisation (jusqu'à 2 ans de délai réduit) ;
- Planifier, avec les élus locaux, le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires : mutualisation des débats publics avec la révision des documents stratégiques de façade (DSF), formalisation d'un processus de planification (~ définition – par les communes et en concertation des habitants – de zones d'accélération favorables à l'accueil des projets), simplification du cadre réglementaire.

2014

- AMI "Fermes pilotes hydroliennes"

2015

- AAP "Fermes pilotes éoliennes flottantes" et "Énergies renouvelables en mer et fermes pilotes hydroliennes fluviales"

2016

- Objectifs PPE 1 (2016-2023) sur le développement des énergies marines (hors éolien en mer posé) : 100 MW en 2023

2017

- Loi Hydrocarbures - Fin de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures (conventionnels et non conventionnels) sur le territoire français

2018

- Modification du code de l'énergie par la loi pour un État au service d'une société de confiance (ESSOC)

2019

- AAP "Systèmes énergétiques - Villes et Territoires Durables"

2020

- Objectifs PPE 2 (2019-2028) sur le développement de l'éolien en mer posé et flottant : 2,4 GW en 2023 ; entre 5,2 GW (scénario A) et 6,2 GW (scénario B) en 2028 (via les AO7 à AO9)
- AAP "Systèmes énergétiques - Villes et Territoires Durables"
- Loi d'accélération et de simplification de l'action publique (ASAP)
- Pacte Éolien en mer - Minimum de 2 GW de puissance éolienne en mer supplémentaire par an dans le but d'atteindre une capacité totale raccordée de 18 GW en 2035 et de 40 GW d'ici 2050

2021

- Plan d'investissement France 2030

2023

- Loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER)

2025

- Objectifs du projet PPE 3 (2025-2035) soumis à consultation (en mars 2025) sur le développement des EMR : 18 GW en 2035 pour l'éolien en mer posé et flottant (via l'AO10) + premier AO hydraulique de 250 MW d'ici 2030

¹³⁴ Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement (1)

¹³⁵ Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance

¹³⁶ Décret n° 2021-282 du 12 mars 2021 portant application de l'article L. 311-13 du code de justice administrative

¹³⁷ Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique

¹³⁸ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

Dispositifs d'accompagnement variés

Le soutien au développement des EMR passe par de nombreux canaux : les investissements d'avenir (IA) via les appels à manifestation d'intérêts (AMI) et les appels à projets (AAP) ; les initiatives petites ou moyennes entreprises (IPME) ; les concours d'innovation (i-Nov) via l'ADEME et la BPI. D'autres systèmes plus en amont existent également (soutien de thèses et de projets de R&D), soutenus par l'ADEME, mais aussi par l'Institut pour la transition énergétique – France énergies marines (ITE FEM) qui porte notamment des projets de recherche.

L'Europe a fait preuve d'un soutien continu à la filière depuis une dizaine d'années, se manifestant à travers des mécanismes dédiés (programmes NER 300, Horizon 2020 et Horizon Europe, Interreg, fonds FEDER géré au niveau régional).

Les technologies au stade commercial – telles l'éolien en mer – sont soutenues via la mise en place d'un complément de rémunération (ou contrat pour différence bidirectionnel) à l'issue d'une phase de mise en concurrence.

Investissements d'avenir

Lancés en 2009, les IA constituent le principal outil de financement des projets d'EMR à l'échelon national. Financés par les IA, les premiers appels à manifestation d'intérêt remontent donc à 2009 et les premiers AAP à 2015. L'objectif de ces AAP successifs est d'accompagner les différentes filières dans leur maturation technologique selon trois étapes : le développement de démonstrateurs unitaires innovants ; le développement de briques technologiques critiques pouvant être communes à plusieurs EMR ; la réalisation de fermes pilotes sur le territoire national.

Depuis 2009, plus d'une centaine de projets sont déposés sur la thématique des EMR, rassemblant 255 partenaires. Parmi ces projets, 34 sont retenus, représentant 527,5 M€ d'aides sur un budget total de 1,3 Mds€ pour près de 70 bénéficiaires. Près de 90 % du total des aides octroyées concernent les grandes entreprises, alors qu'elles ne représentent que 42 % des bénéficiaires. Les PME constituent 35 % des bénéficiaires et les organismes de recherche 23 %.

Parmi les projets ayant obtenu un financement IA, on retrouve le projet OceanQuest pour un prototype d'hydrolienne marine d'une puissance de 1 MW à Paimpol-Bréhat (Bretagne), la conception-réalisation du démonstrateur hydrolien préindustriel Sabella D10 de 1 MW sur le passage du Fromveur au large d'Ouessant (Bretagne), ou encore les trois fermes pilotes d'éoliennes flottantes pour une puissance totale de 85,2 MW (Provence Grand Large – PGL ; Éoliennes flottantes du golfe du Lion – EFGL ; Eolmed).

Programmes d'aides européens

Le développement des EMR s'appuie également sur les programmes de financement proposés au niveau européen :

- Le programme **NER 300** est géré par la Commission européenne et la Banque européenne d'investissement. Il a pour objectif de financer des projets innovants en matière d'énergies décarbonées. Deux appels à projets sont lancés en 2012 et 2014 pour des projets d'éoliennes flottantes et d'ETM. Le seul bénéficiaire en France est la ferme pilote éolienne flottante PGL. Le 2^{ème} lauréat, la centrale ETM NEMO, est abandonné. Les fonds non dépensés de ce programme sont réinvestis dans le programme InnovFin EDP (Energy Demonstration Projects).
- Lancé initialement sur la période 2007-2013, le programme **H2020** a permis de financer de nombreux projets français (éolien flottant, hydrolien, ETM). Prolongé pour la période de programmation européenne 2014-2020, et doté d'un budget total de 79 Mds€, ce programme contient un volet consacré aux énergies décarbonées. Un budget de 5,9 M€ est dédié à la recherche sur les énergies non nucléaires. Le programme **Horizon Europe** pour la recherche et l'innovation fait suite au programme H2020 sur la période 2021-2027. Plusieurs éléments de ce programme concernent les énergies marines : éolien flottant (33 M€) ; fermes houlomotrices (38 M€) ; fermes hydroliennes (48 M€) ; impact des parcs éoliens offshore (10 M€). Ce programme est mis en place dans le cadre de la stratégie offshore européenne (voir encadré page 202).
- Le programme **Interreg** promeut la coopération entre les régions européennes et le développement de solutions communes dans les domaines du développement urbain, rural et côtier, du développement économique et de la gestion de l'environnement. L'Interreg est financé par le fonds européen de développement régional (FEDER) à hauteur de 7,75 Mds€. L'Interreg V couvrait la période 2014-2020 avec un budget de 359 M€. Sur cette période, près de 260 projets ont bénéficié de financements, dont le projet ITEG (installation de turbines associées à un système de stockage hydrogène sur le site de l'EMEC ; coût de 11 M€) et le projet TIGER (développement de turbines submergées au large des côtes de la Manche pour exploiter l'énergie des courants des marées ; coût de 46,8 M€, dont 69 % financés par le FEDER). L'Interreg 2021-2027 représente, pour la France, 22 programmes et 3,2 Mds€ de fonds FEDER à disposition des opérateurs et des territoires éligibles pour coopérer.

Procédures d'appels d'offres

Les procédures d'appels d'offres (AO) concernent les filières les plus matures, dont l'éolien en mer flottant.

Dans le cadre du calendrier annuel d'AO prévu dans la 2^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE 2¹³⁹), de nouveaux projets pour l'éolien en mer flottant sont lancés (tous attribués en 2024) :

- AO5 ~ Bretagne Sud I pour 250 MW
- AO6 ~ Golfe de Fos I pour 250 MW
- AO6 ~ Narbonnaise Sud-Hérault I pour 250 MW

Pour ces trois projets, des extensions sont prévues dans le cadre de l'AO9 (voir dans la rubrique Perspectives de la filière).

Plan d'investissement « France 2030 »

Présenté en 2021, ce plan d'investissement poursuit la stratégie du Gouvernement en faveur de l'investissement, de l'innovation et de la réindustrialisation. Ce plan est doté de 54 Mds€ sur la période 2022-2027.

Annoncée début 2022, la stratégie nationale « Technologies avancées pour les systèmes énergétiques » s'inscrit dans le dispositif France 2030. Elle est dotée de près de 2 Mds€ dédiés à l'innovation, au soutien à l'industrialisation des moyens de production d'énergies renouvelables, et à la gestion du système électrique, dont :

- Soutien de près de 1 Mds€ pour faire émerger des solutions innovantes – notamment dans le domaine de l'éolien flottant – et accélérer l'industrialisation des énergies renouvelables ;
- Soutien à la recherche et à l'innovation dans le domaine des énergies renouvelables de plus de 500 M€ visant, entre autres, à développer l'éolien flottant sur les façades atlantiques et méditerranéennes ;
- Soutien au déploiement industriel d'environ 400 M€ sur l'ensemble des EnR afin d'appuyer tous les projets ayant un potentiel industriel, en particulier sur les technologies présentant un haut degré d'innovation, mais aussi pour certaines technologies existantes.

Dans le cadre de cette stratégie, l'ADEME opère trois AÀP (tous ouverts jusqu'au 15 septembre 2024) :

- Développement de briques technologiques par des PME pour les systèmes énergétiques ;
- Développement de briques technologiques et démonstrateurs pour les systèmes énergétiques ;
- Aide à l'investissement de l'offre industrielle des énergies renouvelables.

En 2022, l'ADEME lance également deux appels à manifestation d'intérêt concernant l'éolien flottant, visant à repérer des projets pouvant être soutenus dans le cadre des appels à projets France 2030 :

- **Développement de la filière industrielle** – AMI à destination d'industriels à même de faire émerger des projets de production d'équipements pour l'éolien flottant, notamment de construction de composants pour les flotteurs, d'assemblage de flotteurs et d'équipements pour les différentes étapes d'installation à quai et en mer.
- **Développement des infrastructures portuaires métropolitaines** – AMI à destination des plateformes portuaires souhaitant adapter leurs infrastructures pour accueillir les activités industrielles liées à l'éolien flottant (notamment production d'équipements, assemblage, intégration, stockage). Suite à cet AMI, l'ADEME lance en 2024 l'AÀP « Infrastructures portuaires métropolitains pour l'industrie de l'éolien flottant » visant à soutenir les projets à l'échelle des façades maritimes Méditerranée et Atlantique-Manche (clôture fin janvier 2025).

En parallèle, le Conseil d'orientation de la recherche et de l'innovation de la filière des industriels de la mer (CORIMER) lance son AMI 2022/2023 destiné à soutenir des projets de recherche et de développement portés par des industriels de la mer. En mars 2024, 12 lauréats à hauteur de 62,9 M€ sont sélectionnés, dont aucun relatif à l'éolien en mer. On rappelle que dans le cadre de l'AMI 2021/2022, 8 projets ont été financés pour un montant d'aides de 46 M€, dont 4 projets relatifs à l'éolien flottant (VIMFLO, HT20MW, OHME et RECIF).

Marché international de l'éolien en mer en 2023

Fin 2023, les capacités installées d'éolien en mer (posé et flottant) représentent près de 75,2 GW, dont 34 GW en Europe et 37,8 GW en Chine. Cette année-là, les capacités mondiales augmentent de 17 %, celles de la Chine de 20 %, alors que les capacités européennes (incluant le Royaume-Uni) n'augmentent que de 12 %.

En 2023, les nouveaux raccordements s'élèvent à 10,8 GW (+24 %). L'Europe met en service près de 3,8 GW supplémentaires par rapport à l'année précédente (+53 %). La Chine augmente ses nouvelles installations de 25 % avec 6,3 GW supplémentaires.

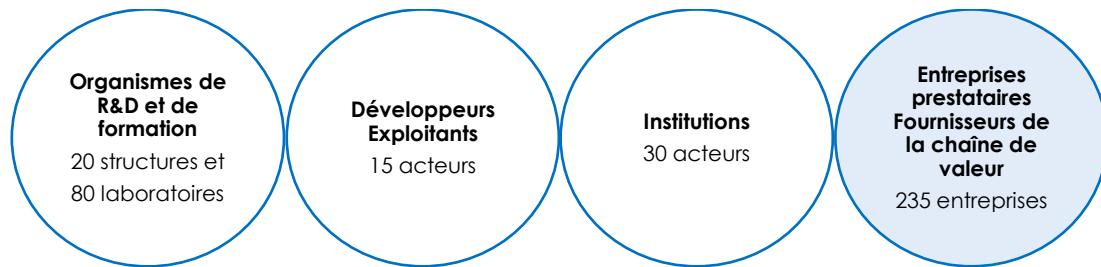
Source : GWEC, Global Wind Report 2024

¹³⁹ Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Les acteurs de la filière des énergies marines renouvelables

Près de 380 entreprises et structures intervenant sur les EMR en 2023

Selon l'Observatoire des énergies de la mer¹⁴⁰, près de 380 entreprises, centres de recherche-formation, laboratoires et institutions interviennent dans les filières des énergies renouvelables en 2023.



Recherche et développement technologique – Segment très actif

Les pôles de compétitivité et les clusters jouent un rôle de premier plan dans le soutien de la R&D. Les principaux pôles de compétitivité intervenant sur les EMR sont le pôle Mer Méditerranée, le pôle Mer Bretagne Atlantique et, dans une moindre mesure, les pôles Capenergies, Tenerrdis et EMC2. France Énergies Marines (FEM), qui regroupe la majorité des acteurs industriels académiques et publics impliqués, est mis en place afin de promouvoir et d'accompagner le développement des technologies des EMR en France, en qualité d'institut de transition énergétique (ITE).

L'institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer), Centrale Nantes, l'IFP EN et l'IFSTTAR¹⁴¹ sont organismes de recherche précurseurs et conduisent en permanence des travaux de recherche sur les EMR.

En 2023, dix organismes de recherche et sociétés publiques et privées¹⁴² fondent la fondation Open-C, le plus grand centre d'essais en mer européen. Cette fondation dispose de cinq sites en France, 4 sur la façade atlantique et un sur la méditerranée, dédiés aux tests des prototypes les plus innovants, avec une dimension multi-technologique. Ces sites peuvent actuellement accueillir 12 prototypes d'une puissance totale de 35 MW sur des profondeurs de 5 à 75 m.

Bureaux d'études et de mesures de développement – Lien entre R&D et implantation de projets

Ce segment d'activité fait le lien entre la R&D et l'implantation de projets. Les activités des bureaux d'études incluent les études d'impact environnemental, les études sur la ressource, les études géotechniques et géophysiques, l'ingénierie, la certification et le contrôle. Certains bureaux d'études conçoivent leurs produits. Dans ce segment, on peut citer Hydroquest, BW Ideol, Eolink, GEPS Techno et Seaturns.

Implication des Régions et collectivités

Cheffes de file du développement économique, les Régions littorales s'impliquent généralement dans le développement des filières EMR, que ce soit en mobilisant le tissu économique et industriel à travers les pôles de compétitivité, en participant à l'ITE FEM et en créant des clusters régionaux, ou en soutenant directement les projets. Les Régions mobilisent également leurs appareils de formation en faveur des EMR et participent, voire copilotent, les travaux de planification par le biais de leurs assemblées maritimes régionales et/ou des conseils maritimes de façades (CMF). À noter également d'importants investissements consentis dans les infrastructures logistiques et portuaires.

Dès 2022, la taxe sur les éoliennes maritimes est étendue aux zones économiques exclusives (ZEE)¹⁴³. En 2025, cette taxe augmente à 20 248 €/MW installé et par an (contre 19 405 €/MW en 2023). Sur le domaine public maritime (jusqu'à 12 milles des côtes ~ environ 22 km), le produit de cette taxe est affecté à 50 % aux communes littorales d'où les installations sont visibles, à 35 % aux comités des pêches maritimes et des élevages marins, à 10 % à l'Office français de la biodiversité, et à 5 % aux organismes de secours et de sauvetage en mer. Sur les ZEE, ces recettes fiscales sont intégralement reversées au budget général de l'État afin de financer des actions de développement durable de l'espace maritime.

Composants spécifiques – Plusieurs implantations industrielles dédiées

La fabrication de turbines est concentrée principalement entre les mains de turbiniers européens. Ces derniers conçoivent plus de 95 % des turbines installées en Europe (Siemens Gamesa Renewable Energy, Vestas, General Electric Renewable Energy). Néanmoins, l'industrie éolienne s'est considérablement renforcée sur notre territoire depuis 2012 par l'implantation de plusieurs sites industriels dédiés à la fabrication d'éoliennes maritimes :

¹⁴⁰ Bien que les questionnaires confectionnés par l'Observatoire soient relayés par les structures nationales partenaires et bon nombre d'acteurs locaux (Régions et agences régionales, Pôles et clusters, CCI), l'exhaustivité n'est pas atteinte lors de la campagne 2023 du fait du caractère volontaire des réponses des acteurs publics et privés. Sur les 800 entreprises préalablement identifiées et étant potentiellement intéressées aux énergies de la mer, 325 entreprises ont répondu aux questionnaires (40 %). Source : Observatoire des énergies de la mer (2024), La construction des premiers parc éoliens en mer bat son plein, Rapport n°8

¹⁴¹ Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux

¹⁴² Centrale Nantes, Ifremer, France Énergies Marines, Énergie de la Lune, Valeco, EDF, Valorem, Total Énergies, Technip Énergies (T.EN), RTE

¹⁴³ Loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022

- Fabrication de pales d'éoliennes maritimes : LM Wind Power (filiale de GE Renewable Energy) à Cherbourg ;
- Conception, fabrication et assemblage de nacelles et de générateurs : GE Renewable Energy dans son site de production à Montoir-de-Bretagne (Saint-Nazaire) et Siemens Gamesa dans son usine au Havre (hors générateurs ; depuis 2022). Cette seconde usine est non seulement la plus grande structure industrielle de l'histoire des énergies renouvelables en France par sa taille et ses innovations, mais aussi la plus grande usine dédiée à l'éolien en mer en Europe.

Composants annexes – De la fabrication à l'assemblage

Comme les turbines, la grande majorité des équipements annexes aux éoliennes en mer en Europe est réalisée, assemblée et installée par des entreprises européennes :

- Fondations : Eiffage (via sa filiale Smulders), DEME, Sif, Bouygues TP, Saipem, CS Wind, Haizea Wind, Steelwind, Navantia – Windar
- Sous-stations : Chantiers de l'Atlantique, GE Grid Solutions, Iemants (du groupe Smulders), Navantia Seasenergies, Allseas
- Câbles inter-éoliennes : Prysmian, Nexans

Il existe également d'autres fabricants de matériels annexes : Rollx-Defontaine (couronnes d'orientation et roulements spéciaux pour éoliennes) ; Converteam – filiale de GE Renewable Energy (convertisseurs) ; Schneider Electric (matériel électrique) ; Mersen (balais en graphite) ; Hutchinson (courroies de transmission de puissance striées) ; Leroy-Somer (génératerices) ; Ferry-Capitain (pièces de fonderie) ; Stromag France (freins) ; Avent Lidar Technology (mesure du vent par lidars) ; Cornis (inspection des pales).

Enfin, les métallurgistes fournissent des pièces fabriquées à façon pour la construction ou la maintenance des parcs. Ferry Capitain (filiale du groupe CIF) fournit des pièces pour l'industrie éolienne et cible également la fourniture de pièces hydroliennes. Le groupe Aubertin SA est spécialisé dans la fourniture de freins et, depuis plusieurs années, ceux des éoliennes (~ 15 % de l'activité de l'entreprise). Bernard et Bonnefond est un fournisseur d'alternateurs basse puissance pour les filières hydrolienne et éolienne. NTN-SNR Europe est un fournisseur important de roulements pour la filière éolienne notamment. SKF est un autre fournisseur de roulements à destination des filières éolienne, mais également houlomotrice et marémotrice. Enfin, Roxtec France fournit des câbles modulaires à la filière éolienne terrestre et marine.

En 2024, deux entreprises de recyclage d'aimants permanents s'implantent en France, complétant ainsi la chaîne de la valeur européenne : l'entreprise lyonnaise Carester et son usine Caremag (sur le bassin industriel de Lacq en Nouvelle-Aquitaine) et la start-up MagREEsources (Grenoble).

Entreprises de construction et de chantiers navals

L'installation, l'exploitation et la maintenance des parcs en mer nécessitent des compétences d'intervention spécifiques en milieu marin.

Le tissu industriel regroupe donc un certain nombre d'entreprises du secteur de la construction navale. Les grands groupes du bâtiment – Eiffage Métal, Bouygues TP, MP Archimed et Vinci Énergies – se sont associés aux projets de fermes pilotes d'éoliennes flottantes. Les constructions mécaniques de Normandie (CMN), actionnaire principal d'Hydroquest, fabriquent et assemblent des hydroliennes fluviales et océaniques.

Le groupe Bourbon Subsea Services réalise l'installation de lignes d'ancre, le remorquage de flotteurs sur site, la connexion de flotteurs aux lignes d'ancre et l'installation de câbles. Historiquement dans le secteur pétrolier et gazier, le spécialiste des travaux maritimes Jifmar se développe dans le secteur de l'éolien offshore notamment en réalisant des opérations d'assistance à la pose, de branchement et de maintenance de câbles électriques sous-marins. La compagnie marseillaise mène en 2018 l'installation de l'éolienne flottante Floatgen sur le site Sem-Rev au large du Croisic.

L'entreprise française VALEMO est spécialiste de l'exploitation et de la maintenance des énergies renouvelables, notamment marines avec la supervision de l'ensemble des installations du parc éolien en mer de Yeu-Noirmoutier. Quant au navire Wind Keeper (conçu par le groupe Constructions industrielles de la Méditerranée – CNIM), il est destiné à la maintenance des éoliennes en mer.

Développeurs et énergéticiens – Présents sur les différentes filières des EMR

Les grands énergéticiens français sont présents sur les différentes filières des EMR.

EDF Renouvelables développe des projets pour tout type d'éoliennes en mer (projet Provence Grand Large avec éoliennes flottantes de 25,2 MW à Faraman-Port-Saint-Louis-du-Rhône ; deux projets de centrale solaire flottante de 20 MWc sur le lac de Lazer et de 44 MWc sur le bassin de Cheylas). Ocean Winds (filiale pour l'éolien en mer du groupe Engie et d'EDP Renewables) développe et construit actuellement la ferme pilote éolienne flottante EFGL (3 éoliennes ; 30 MW au total) au large de Leucate-Le Barcarès. Comme mentionné précédemment, les deux énergéticiens sont également lauréats du sixième appel d'offre sur l'éolien en mer flottant : Golfe de Fos I (250 MW) pour EDF Renouvelables (avec Maple Power) ; Narbonnaise Sud-Hérault I (250 MW) pour Ocean Winds (avec Éolien en mer Participation).

En 2020, Total devient actionnaire à 20 % du projet Eolmed – ferme pilote composée de 3 éoliennes flottantes de 10 MW chacune à Port-La Nouvelle (au large de Gruissan) – via une augmentation de capital de la société Qair.

Situation du marché

2 350 ETP en 2023 selon l'Observatoire des énergies de la mer (édition 2024)

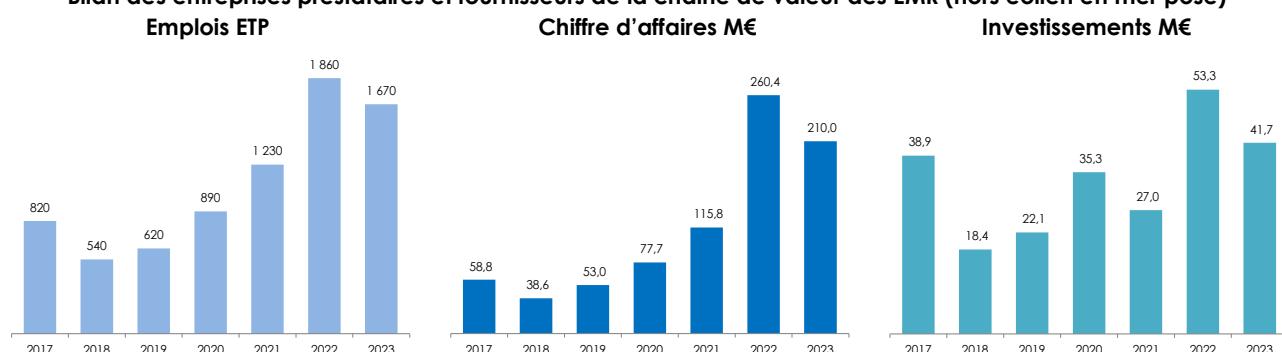
Le stade précoce de développement des EMR – hors éolien en mer posé avec les premiers parcs mis en service – ne permet pas d'estimer les marchés et les emplois sur le modèle de la présente étude, les investissements réalisés n'étant pas finalisés. C'est pour cela que, désormais, l'éolien en mer posé fait séparément l'objet d'une fiche.

Depuis 2017, l'Observatoire des énergies de la mer (OEM) réalise chaque année une enquête¹⁴⁴ auprès des entreprises et des acteurs de la filière. Selon la dernière enquête (édition 2024), la filière des énergies marines (hors éolien en mer posé) affiche un CA total de 228,9 M€ en 2023 et emploie 2 350 ETP directs et indirects.

Cette même année, les seules entreprises prestataires et fournisseurs de la chaîne de valeur emploient 1 670 ETP pour un chiffre d'affaires de 210 M€. Leurs investissements de près de 42 M€ concernent entre autres :

- Éolien flottant – La construction de trois fermes pilotes (Provence Grand Large – PGL ; Éoliennes flottantes du golfe du Lion – EFGL ; Eolmed), ainsi que d'un démonstrateur (Eolink) ;
- Hydraulien – La remise à l'eau du démonstrateur de Sabella ;
- Houlomoteur – La mise en place du prototype Dikwe ;
- Solaire flottant – La mise à l'eau du prototype Sun'Sète.

Bilan des entreprises prestataires et fournisseurs de la chaîne de valeur des EMR (hors éolien en mer posé)



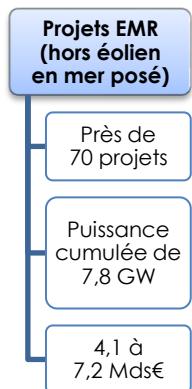
Source : Observatoire des énergies de la mer (2024), La construction des premiers parc éoliens en mer bat son plein, Rapport n°8

Inventaire des projets des filières EMR (hors éolien en mer posé)

On trouve ci-après un large inventaire des projets développés ou en cours de développement pour chaque filière de production, ainsi que les acteurs associés. Cet inventaire se base sur les informations issues des projets soutenus par le programme IA de l'ADEME (2020), des rapports annuels de l'Observatoire des énergies de la mer, des publications de la CRE, des retours ADEME et France Renouvelables, ainsi que des informations issues du site « L'éolien en mer en France » de la DGEC et le CEREMA.

Les projets d'EMR (hors éolien en mer posé) actuellement en cours représentent un investissement allant de 4,1 à 7,2 Mds€. Outre ces projets, il convient de rappeler qu'une vingtaine d'expérimentations a été menée auparavant.

(*) Hors Rance et projets inconnus



¹⁴⁴ Les données issues de l'Observatoire des énergies de la mer sont récoltées grâce à des questionnaires confectionnés en relation étroite avec les structures représentant les professionnels de la filière française des énergies de la mer (CMF, SER, France Renouvelables, GICAN), ainsi que des acteurs régionaux. Les quatre questionnaires, correspondant aux quatre catégories d'acteurs identifiées (entreprises prestataires et/ou fournisseurs de la chaîne de valeur ; organismes de recherche et/ou formation ; développeurs-exploitants ; acteurs institutionnels et gestionnaires de ports), sont ensuite relayés par ces mêmes partenaires et l'Observatoire lui-même vers les entités cibles.

Projets pour les différentes filières EMR (hors éolien en mer posé)

Éolien en mer flottant	Nom du projet	Localisation	Type de projet	Consortium/Acteurs	Puissance MW	Début	Travaux	Mise en service	Montant M€
En service	Floatgen	Le Croisic	Démonstrateur	BW Ideal, Bouygues TP, Open-C	2,0	2015	2017	2018	21,5
En service	PGL ⁽¹⁾	Faraman-Port-Saint-Louis-du-Rhône	Ferme pilote	PGL (consortium EDF RE, Enbridge, CPP Investments)	25,2	2016	2022	2025	224,0
En construction	EFGL ⁽²⁾	Leucate-Le Barcarès	Ferme pilote	EFGL (consortium Ocean Winds, Caisse des Dépôts – Éolien en Mer Participations)	30,0	2016	2023	2026	300,0
En construction	Eolmed	Gruissan (Port-La Nouvelle)	Ferme pilote	Qair	30,0	2016	2023	2026	212,0
En construction	Eolink	Le Croisic	Démonstrateur	Eolink, Valorem, Open-C	5,0	2021	2023	2026	-
Mise en concurrence (AO5 + AO9 pour l'extension)	Bretagne Sud I et Bretagne Sud 2 (extension)	Belle-Île-en-Mer et île de Groix	Commercial	Pennavel (consortium Elico et BayWa r.e.)	250,0	2024	2029	2032	1 000 à 4 000
Mise en concurrence (AO6 + AO9 pour extension)	Golfe de Fos I et Golfe de Fos II (extension)	Fos-sur-Mer		Désignation du(des) lauréat(s) en novembre 2025	500,0	2025	-	2032-2034	
Mise en concurrence (AO6 + AO9 pour extension)	Narbonnaise Sud-Hérault I et Narbonnaise Sud-Hérault II (extension)	Côtes de l'Aude et de l'Hérault	Commercial	Société Éoliennes Méditerranée	250,0	2024	2028	2031	-
Mise en concurrence (AO10)	Golfe du Lion Centre			Grand Large (consortium EDF Renouvelables, Maple Power)	250,0	2025	-	2032-2034	
Mise en concurrence (AO10)	Bretagne Nord Ouest		Commercial	Ocean Winds, Éolien en Mer Participations	250,0	2024	2028-2029	2032	-
Mise en concurrence (AO10)				Désignation du(des) lauréat(s) en novembre 2025	500,0	2025	-	2032-2034	
Clôturé	Winflo	Le Croisic	Conception	Nass & Wind Industrie, DCNS, Ifremer, ENSTA Bretagne, Eni, Saipem, In Vivo	60-90 éoliennes de 5 MW chacune	2009	-	-	37,4
Clôturé	VertiWind	Fos-sur-Mer	Démonstrateur	Nénuphar, EDF Energies Nouvelles, IFP, ISITV, Bureau Veritas, Océanide, Arts et Métiers ParisTech	2,0	2011	-	-	16,8
Clôturé	Eolfloat	Guyancourt	Conception	DIETSWELL, Matière, Océanide	6,0	2017	-	-	4,0
Clôturé	Efficace	Le Croisic	Conception	Eolink SAS	12,0	2019	-	2020	1,0
Arrêté	Nénuphar	Lille et Fos-sur-Mer	Prototype	Fonds Ecotechnologies, AREVA, Idinvest Partners, Water Lily Holding	4,6	2009	-	2018	15,0
Arrêté	Spinfloat		Prototype	Eolfi, SSP, GustoMSC	5,0	2014	-	-	4,0
Arrêtés	SEA REED	Port de Lorient	Conception	DCNS, Alstom	6,0	2013	-	-	18,9
	EFGBI ⁽³⁾		Ferme pilote	Shell (Eolfi), CGN, Caisse des dépôts (Éolien en mer Participations)	28,5	2016	2021	2022	236,0
Arrêté	Deltafloat	Port-Saint-Louis	Démonstrateur	Saipem, Valeco, Centrale Nantes	3,0	2021	2024	2025	-
Total					6,8 GW				2,1 à 5,1 Mds€

Énergie hydraulienne	Nom du projet	Localisation	Type de projet	Consortium/Acteurs	Puissance MW	Début	Travaux	Mise en service	Montant M€
En fonctionnement	TIGER ⁽⁴⁾	Paimpol-Bréhat	Prototype	EDF, Hydroquest, EMEC, Open-C	1,0	2008	-	2019	-
En cours	Flowatt	Le Raz Blanchard	Ferme pilote	Hydroquest, Qair, CMN	16,8	2019	2024	2027	175,0
En cours	NH1 (Normandie Hydrauliques)	Le Raz Blanchard	Ferme pilote	EFINOR, Proteus MR, Normandie Participations	12,0	2025	2025-2026	2028	
En cours	Sabella D10	Passage du Fromveur (Ouessant)	Essais	Sabella	0,25	2009	- 2015	2015	13,6
Clôturé	Arcouest (OpenHydro 1)	Paimpol-Bréhat	Prototype	EDF, Naval Energy	0,5				
Clôturé	Opal'EEL	Boulogne-sur-Mer Rade de Brest	Prototype	EEL Energy, Ifremer, Hutchinson	1,0	2012	-	2016	9,0
			Démonstrateur		5,0	2018	-	-	-
Clôturé	OceanQuest	Paimpol-Bréhat	Prototype	CMN, Hydroquest, Open-C	1,0	2019	-	2021	20,0
Clôturé	-	Caluire-et-Cuire et Villeurbanne	Ferme pilote	EEL Energy, Hydroquest-Hydrowatt	-	2023	-	2023	-
Arrêté	Nephyd	Raz Blanchard	Ferme pilote	Engie	5,6	2016	-	2018	101,0
Arrêté	Normandie Hydrauliques	Raz Blanchard	Ferme pilote	DCNS, EDF Power Solutions	14,0	2014	-	2019	112,0
Arrêté	Genissiat	Génissiat	Ferme pilote	Hydroquest, CMN, CNR	2,0	2016	-	2019	13,0
Arrêté	Scelphy	Quimper	Brique technologique	Sabella	-	2021	-	-	4,0
Arrêté	TIGER ⁽⁴⁾	Courant de la Jument (Golfe du Morbihan)	Prototype	Morbihan Hydro Energies	0,5	2019	-	2025	-
Total					61,2 MW				517,6 M€

Énergie houlomotrice	Nom du projet	Localisation	Type de projet	Consortium/Acteurs	Puissance MW	Début	Travaux	Mise en service	Montant M€
En fonctionnement	HACE	La Rochelle	Prototype	Hydro Air Concept Energie	0,2	2017	-	2018	0,9
En cours	IAS-WEC	Sainte-Anne du Portzic	Démonstrateur	Seaturns, Région Nouvelle-Aquitaine, Open-C	0,2	2023	-	2025	-
En cours	DIKWE 2	Sainte-Anne du Portzic	Prototype	Geps Techno, Legendre, Open-C	-	-	-	-	5,6
	DIKWE 3	Boulogne-sur-Mer	Démonstrateur		-	2021	-	2026	
Clôturé	Wavepi	Nouvelle-Aquitaine	Ferme pilote	Agglomération Pays basque, Région Nouvelle-Aquitaine	-	2017	-	2023	1,3
Clôturé	WEC S3	Carros	Prototype	SBM Offshore, IFP Énergies Nouvelles, Centrale Nantes	-	2010	-	-	-
Inconnu	Wattmor	Plozovet- Audierne	Ferme pilote	DCNS, Fortum, AW Energy	1,5	2012	-	-	15 à 40
Inconnu	Seawatt	La Réunion	Ferme pilote	Seawatt, Ocean Power Delivery	3,8	2010	-	-	25,0
Total					5,7 MW				47,7 à 72,7 M€

Énergie osmotique	Nom du projet	Localisation	Type de projet	Consortium/Acteurs	Puissance MW	Début	Travaux	Mise en service	Montant M€
En cours	Sarbacanne	Rennes	Site d'essai	Sweetch Energy, CNRS	-	2020	-	-	4,4
En cours	OsmoRhône 1	Port-Saint-Louis-du-Rhône	Station Pilote	Sweetch Energy, CNR	-	2023	-	-	3,0
Total									7,4

Photovoltaïque flottant	Nom du projet	Localisation	Type de projet	Consortium/Acteurs	Puissance MW	Début	Travaux	Mise en service	Montant M€
En mer									
En service	Sun'Sète		Démonstrateur	SolarinBlue, AD'OCC, Technip Energies, Université de Montpellier, Observatoire océanologique de Banyuls-sur-Mer (Sorbonne Université)	0,3	2021	-	2023	-
En cours	Mega Sète	Port de Sète-Frontignan	Démonstrateur pré-commercial		1,0	2026	-	-	-
En eau douce									
En service	-	Peyrolles-en-Provence	Commercial	Boralex	14,7	2010	2021	2022	15 à 20
En service	O'Mega 1	Piolenc	Commercial	Akuo, Ciel & Terre, Bouygues Energies et Services	22,0	2011	-	2019 et 2022	17,3
En service	-	Lac de Lazer	Commercial	EDF Renouvelable	20,0	2017	2022	2023	0,2
En service	Cintegabelle	Lac du Cap Vert	Commercial	Akuo	8,7	2018	-	2023	-
En service	-	Étang de Villevie (Saint-Savin)	Commercial	Energ'I'sère, Ciel & Terre, GenSun	11,1	2016	-	2024	9,5
En service	Heliosfloat	Porte-de-Savoie	Commercial	Enercoop AURA, Araymond	0,3	2021	-	2024	0,3
En service	-	Gouts	Commercial	Akuo	10,8	2023	-	2024	-
En service	-	Port de Brest	Prototype	HelioRec	0,025	2023	-	2024	-
En service	-	Leutenheim	Commercial	Générale du Soleil, Ciel & Terre, IPP Français	20,0	2019	2025	2025	16,8
En service	Les Ilots Blandin	Perthes	Commercial	Q Energy, Ciel & Terre, PerPetum Energy, Solutions 30	72,3	2019	2023	2025	-
En construction	Clavé	Durance (Lot-et-Garonne)	Commercial	Valeco	19,8	2021	2022	2025	-
En cours	-	Bassin de Cheylas	Commercial	EDF Renouvelable	44,0	2025	2026	2027	
En cours (demande de permis de construction)	Ried	Gravière de Bischwiller (Kurtzenhouse)	Commercial	Iberdrola	25,0	2025-2026	2027	2028	25,0
En cours (demande de permis de construction)	-	Dordives	Commercial	BayWa r.e.	13,7	2022	-	2026	11 à 12
En cours (demande de permis de construction)	-	Sablière de Dompierre-sur-Besbre	Commercial	BayWa r.e.	8,5	2022	-	2026	-
Arrêté	HyVence	Fos-sur-Mer	Commercial	Géosel	500,0	2024	-	-	466,7
Total					792,1 MW				561,8 à 567,8 M€

Énergies thermiques des mers	Nom du projet	Localisation	Type de projet	Consortium/Acteurs	Puissance MW	Début	Travaux	Mise en service	Montant M€
ETM									
Arrêté	NEMO	Martinique	-	Akuo, DCNS, SEM	10,7	2008	-	2020	450,0
SWAC									
En construction	CHU Sud Saint-Pierre			EDF SEI, BD5, GTOI	8,0	2012	2023	2025	84,1
Arrêté	Saint-Denis	La Réunion	Commercial	ClimAbyss, SIDEQ	40,0	2008	-	-	151,0
Total					58,7 MW				685,1 M€

Mixte (houle, solaire, courant)	Nom du projet	Localisation	Type de projet	Consortium/Acteurs	Puissance MW	Début	Travaux	Mise en service	Montant M€
En production	Guinard Energies	Ria d'Etel	Démonstrateur – Hydrolien, PV et stockage	P154	0,3	-	-	2019	2,6
Clôturé	Wavegem	Le Croisic	Prototype – Hydrolien et PV	GEPS Techno, Chantiers de l'Atlantique, SNEF, Ifremer, Centrale Nantes, ICAM Nantes, Blue Solutions	0,2	2019	-	2021	5,0
Clôturé	MLiner	Penhoët	Plateforme	GEPS Techno	60,0	-	-	2020	150 à 200
	PH4S		Prototype		1,0	2011	-	2014	1,0
			Démonstrateur			2015	-	2018	
Clôturé	Megawatt Blue	Arzon	Expérimentation	-	0,0	-	-	2018	-
Arrêté	Phares	Passage du Fromveur (Ouessant)	Démonstrateur – Hydrolien, éolien, PV et stockage	Akuo, Sabella, EDF SEI	2,4	2019	-	2023	25,0
Total					63,8 MW				183,6 à 233,6 M€

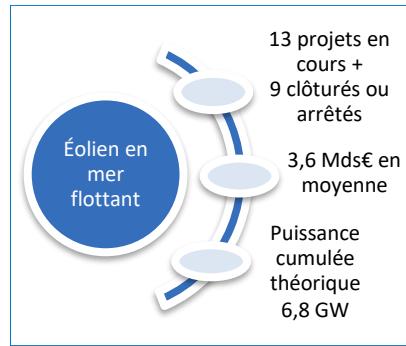
(1) PGL : Provence Grand Large ; (2) EFGL : Éoliennes flottantes du golfe du Lion ; (3) EFGBI : Éoliennes flottantes de Groix et Belle-Île ; (4) TIGER : Tidal Stream Energy Industry Energiser

Éolien en mer flottant – Au stade pré-commercial

Depuis le lancement des appels à projets « Fermes pilotes éoliennes flottantes » en 2015, la filière atteint un nouveau stade de maturité et s'approche du développement commercial. Aujourd'hui, le soutien apporté à la filière permet de développer de nombreux projets de R&D de type prototype-démonstrateur, concentrés parfois sur une brique technologique.

Démonstrateurs

Floatgen (au large du Croisic) est la 1^{ère} éolienne flottante raccordée au réseau en France et entrée en service en 2018. Démonstrateur de 2 MW, elle se trouve sur le site du Sem-Rev (de la fondation Open-C) et peut alimenter en électricité près de 5 000 habitants. Début 2024, sa production dépasse les 30 GWh.



Le site Sem-Rev se prépare également à accueillir une deuxième éolienne flottante de 5 MW d'ici 2026. Cette éolienne est conçue par Eolink (société basée à Brest). Les ancrages ont été installés en 2023.

Fermes pilotes – Première exploitation en 2025

La réalisation de fermes pilotes est une étape déterminante pour faire la preuve de l'exploitation en conditions réelles et préparer le changement d'échelle que représente la phase commerciale. Cette phase d'apprentissage permet aux différents intervenants de valider les hypothèses techniques, ainsi que les processus industriels de fabrication, d'assemblage et de déploiement à reproduire, voire améliorer (par exemple pour la chaîne industrielle de fabrication, de montage, d'intégration de structures mécanosoudées). Elle est également essentielle pour profiter d'un retour d'expérience permettant d'adapter les infrastructures portuaires et la gestion des flux, élément critique pour l'installation d'un parc. Ces réalisations permettent également de mieux maîtriser un certain nombre d'opérations et leur délai d'exécution, pour cibler, répartir et lever les risques du volet industriel des projets commerciaux. Enfin, elles donnent un retour d'expérience sur les coûts et les pistes de réduction de ces derniers.

Dans le cadre de l'appel à projets « Fermes pilotes éoliennes flottantes » de l'ADEME lancé en 2015, quatre lauréats avaient été sélectionnés :

- Provence Grand Large (PGL) – Ferme pilote de 3 éoliennes Siemens Gamesa de 8,4 MW chacune à Faraman-Port-Saint-Louis-du-Rhône ; production d'électricité équivalente à la consommation annuelle de 40 000 personnes ; consortium PGL (EDR RE, Enbridge, CPP Investments) ; lancement des travaux en 2022 avec une mise en service en 2024 et une exploitation dès 2025.
- Éoliennes flottantes du golfe du Lion (EFGL) – Ferme pilote de 3 éoliennes MHI Vestas de 10 MW chacune à Leucate-Le Barcarès ; production d'électricité équivalente à la consommation annuelle de 500 000 personnes ; consortium EFGL (Ocean Winds, Caisse des Dépôts – Éolien en mer Participations) ; lancement des travaux en 2023 pour une mise en service en 2026.
- Eolmed – Ferme pilote de 3 éoliennes MHI Vestas de 10 MW chacune à Gruissan ; production d'électricité équivalente à la consommation annuelle de 500 000 personnes ; projet mené par Qair ; lancement des travaux en 2023 pour une mise en service en 2026.
- Éoliennes flottantes de Groix et Belle-Île (EFGBI) – Abandon du projet en 2022 par les porteurs du projet (Shell, CGN, Caisse des Dépôts - Éolien en Mer Participations).

Les trois fermes pilotes PGL, EFGL et Eolmed représentent une puissance totale de 85,2 MW et un budget total de 736 M€.

Étapes pré-commerciales

Comme mentionné précédemment, de nouveaux projets sont lancés dans le cadre du calendrier annuel d'AO prévu dans la PPE 2 (tous attribués en 2024) :

- AO5 ~ Bretagne Sud I (250 MW) : 13 éoliennes situées à 20 km de la côte ; production d'électricité équivalente à la consommation annuelle de 450 000 personnes ; tarif d'achat de l'électricité de 86,45 €/MWh ; consortium Pennavel (Elicio et BayWa r.e.) ; date prévisionnelle du lancement des travaux en 2029 pour une mise en service en 2032.
- AO6 ~ Golfe de Fos I (250 MW) : 19 éoliennes situées à 25 km de la côte ; production d'électricité équivalente à la consommation annuelle de 450 000 personnes ; tarif d'achat de l'électricité de 85,5 €/MWh ; consortium Société Éoliennes Méditerranée Grand Large (EDF Renouvelables et Maple Power) ; date prévisionnelle du lancement des travaux en 2028 pour une mise en service en 2031.
- AO6 ~ Narbonnaise Sud-Hérault I (250 MW) : 19 éoliennes situées à 25 km de la côte ; production d'électricité équivalente à la consommation annuelle de 450 000 personnes ; tarif d'achat de l'électricité de 92,7 €/MWh ; groupement composé d'Ocean Winds et Éolien en mer Participation ; date prévisionnelle du lancement des travaux entre 2028-2029 pour une mise en service en 2032.

Énergie hydrolienne – Les premières fermes pilotes en construction

Les projets développés concernent des hydroliennes marines et fluviales. Cette filière atteint un stade de maturité qui permet à des porteurs de projets de développer des fermes pilotes, notamment au Canada, au Royaume-Uni et en France.

Selon une étude menée par CVA en 2018¹⁴⁵, les projections des LCOE¹⁴⁶ pour une ferme de 14 MW seraient de 290 €/MWh, et les baisses attendues de prix d'ici 2030 ne pourraient se situer en-dessous de 164 €/MWh. Toutefois, les récents développements de la filière permettent d'envisager des prix plus faibles, dans le contexte de projets de grande envergure menant à des économies d'échelle. Des études menées de 2018 à 2020 par ORE Catapult (institut d'innovation britannique) et Ocean Energy Europe (association européenne pour les énergies océaniques) avancent l'hypothèse de LCOE sous le seuil de 100 €/MWh pour une capacité installée cumulée d'1 GW. Une note de l'OEM confirme cette tendance¹⁴⁷. Rappelons que l'éolien en mer posé est actuellement à 60 €/MW en moyenne en Europe.

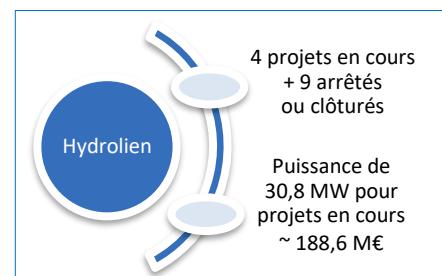
La Stratégie offshore européenne, visant l'installation de 100 MW d'ici 2025 et de 1 GW à horizon 2030, pourrait favoriser cette décroissance rapide des coûts, d'une part en améliorant la confiance du marché financier dans les technologies d'énergies océaniques les plus matures, et d'autre part via les outils de financement disponibles de l'UE développés en parallèle de cette stratégie. Ces outils constituent un levier important de développement pour les porteurs de projets. L'appel d'offres hydrolien de 250 MW à attribuer d'ici 2030 en France dans le cadre du projet de PPE 3 (2025-2030 et 2031-2035 ; soumis à consultation en mars 2025) va également dans le sens de la baisse des coûts.

Fermes pilotes

Les acteurs de la filière hydrolienne demandent la fixation d'objectifs pré-commerciaux et commerciaux, associée à un complément de rémunération, dans la PPE 3 (2025-2030 et 2031-2035 ; soumis à consultation en mars 2025) afin d'apporter une visibilité suffisante pour les industriels et les investisseurs.

Ce point est déterminant, notamment pour HydroQuest, Qair et CMN, les porteurs du projet FloWatt, la ferme pilote de six hydroliennes à axe vertical de 2,8 MW chacune au Raz Blanchard (mise en service prévue en 2027).

Il en est de même pour ÉFINOR, Proteus Marine Renewables (MR) et Normandie Participations, les porteurs du projet NH1 (Normandie Hydroliennes), une ferme pilote constituée de 4 hydroliennes d'une puissance totale de 12 MW au Raz Blanchard également. Le lancement de la construction onshore et de la fabrication des turbines (à Cherbourg) est prévu en 2025-2026 pour une exploitation d'ici 2028.



Sites d'essais et démonstrateurs

Deux sites en France accueillent actuellement des démonstrateurs :

- Site de Paimpol-Bréhat en Bretagne – Sur ce site, EDF propose aux constructeurs de tester leurs produits. Le site a accueilli un prototype de 0,5 MW (de 2008 à 2011) et deux démonstrateurs de 1 MW chacun (de 2015 à 2017) conçus par la société OpenHydro (en partenariat avec Naval Energy et EDF). En 2019, les Constructions mécaniques de Normandie (CMN ; en partenariat avec HydroQuest) y ont testé le prototype d'1 MW OceanQuest. Cette dernière est relevée fin 2021 après 2 ans d'immersion sans avarie.
- Passage du Fromveur à Ouessant – Sabella (repris par Entech en décembre 2023) a développé plusieurs projets d'hydroliennes sur ce site (Sabella D03 près de Quimper ; Sabella D10 et Phares à Ouessant) bénéficiant la plupart du temps d'un soutien financier dans le cadre des investissements d'avenir et de fonds européens. Mise à l'eau une première fois en 2015, l'hydrolienne Sabella D10 est remise à l'eau et raccordée au réseau en 2022 pour sa 3^{ème} campagne d'essais et de production. Fin 2024, Sabella D10 est reprise par la société Inyanga Marine Energy Group afin d'assurer son exploitation jusqu'à mi-2028. Basée au Royaume-Uni et en Bretagne, Inyanga Marine Energy effectue toutes les opérations en mer liées à l'hydrolienne D10 depuis 2016.

La fondation Open-C contribue à la gestion opérationnelle et au développement de sites d'essais. Elle gère actuellement 5 sites d'essais au total, dont Paimpol-Bréhat (en Bretagne) et SEENEOH (sur la Garonne), deux sites accueillant des technologies d'hydroliennes. D'ici fin 2025, le site de Paimpol-Bréhat devrait accueillir le turbinier suédois Minesto.

Depuis 2012, EEL Energy (en partenariat avec Ifremer et Hutchinson) développe Opal'EEL, une hydrolienne en rupture avec les modèles classiques à turbines. À l'instar des animaux aquatiques, son système utilise l'ondulation d'une membrane pour produire de l'énergie. Des tests sont menés dans les bassins de l'Ifremer (Boulogne-sur-Mer ; de 2012 à 2016), puis dans la rade de Brest (dès 2018). Par ailleurs, EEL Energy installe en 2023 la première des quatre unités de sa ferme expérimentale sur le Rhône, entre Caluire-et-Cuire et Villeurbanne.

Plusieurs développeurs de technologies fluviales mettent également à l'eau des démonstrateurs unitaires. C'est le cas notamment d'Hydrotube Energies, Berlin Technologies, EcoCinetic et Guinard Energies.

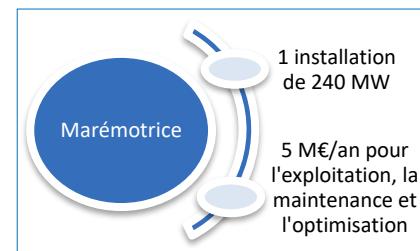
¹⁴⁵ Corporate Value Associates (CVA) pour ADEME (2018), Étude stratégique de la filière hydrolien marin

¹⁴⁶ Levelized cost of energy ~ coût actualisé de l'énergie

¹⁴⁷ Observatoire des énergies de la mer (2022), Énergie hydrolienne à l'aube des fermes pilotes

Énergie marémotrice – Barrage de la Rance

La technologie marémotrice est mature. Cependant, la mise en place de nouveaux projets se heurte au faible nombre de sites pouvant accueillir cette technologie, ainsi qu'à des difficultés liées au fort impact environnemental (biodiversité, dynamiques hydro-sédimentaires). Aujourd'hui, il existe sept usines marémotrices en fonctionnement dans le monde : Rance en France (240 MW), Kislaya Guba en Russie (1,7 MW), Jiangxia en Chine (3,2 MW), Annapolis Royal au Canada (20 MW), Strangford Lough SeaGen au Royaume-Uni (1,2 MW), ainsi que Uldolmok (1,5 MW) et Sihwa (254 MW) en Corée du Sud.



En fonctionnement depuis 1966, la production annuelle de l'usine de la Rance est estimée à 500 GWh/an en moyenne (l'équivalent de la consommation annuelle de 225 000 habitants). D'après les programmes publics d'EDF, les travaux d'exploitation-maintenance et de modernisation de l'usine s'élèvent à 30 M€ sur la période 2021-2026.

Énergie houlomotrice

Deux types de stratégies de positionnement peuvent être choisis par les développeurs de technologies houlomotrices :

- Les applications de 100 kW et plus dédiées à la production d'électricité pour exploitation sur le réseau. Les machines développées aujourd'hui ont une capacité inférieure à 1 MW et leur survivabilité dans des conditions extrêmes doit encore être démontrée.
 - En partenariat avec l'IFP Énergies Nouvelles (IFP EN) et Centrale Nantes, SBM Offshore obtient en 2016 un financement du programme d'investissement d'avenir pour poursuivre le développement du houlomoteur WEC S3, structure souple constituée de polymères électro-actifs pour la production d'électricité. Des essais se poursuivent actuellement en laboratoire.
- Les petites installations inférieures à 50 kW. Elles sont plutôt à destination d'applications particulières (oil&gas, aquaculture, mesures ou suivis météorologiques et environnementaux). Ce deuxième axe permet déjà à certains acteurs de bénéficier de débouchés commerciaux.
 - Fin 2019, la PME ligérienne GEPS Techno remporte un contrat de services de 4 ans avec Météo France afin d'effectuer les mesures de vent et océanographiques pour les futurs parcs éoliens offshore français, ainsi que plusieurs contrats de mesure à l'international.

Après des essais dans le bassin de houle et de génie océanique du LHEEA¹⁴⁸ de Centrale Nantes, la start-up bordelaise Seaturns franchit une nouvelle étape avec des essais en mer d'un démonstrateur à l'échelle 1/4 sur le site d'Open-C à Sainte-Anne du Portzic (Brest) d'octobre 2023 jusqu'en 2025. Dans la continuité de ces essais, Seaturns teste également dès avril 2024 une ferme dans le bassin du LHEEA afin de valider la configuration multi-flotteurs à échelle 1/5. L'ensemble de ces essais font partie du projet IAS-WEC, lauréat du concours i-Nov 2023. Seaturns poursuit ses activités à travers le développement d'un système houlomoteur à l'échelle 1.

Énergie osmotique

L'énergie issue de l'exploitation du gradient de salinité entre l'eau douce et l'eau de mer présente jusqu'à présent des rendements trop faibles pour être rentable sur le plan économique.

Sur cette filière, de nouvelles pistes doivent être développées. Soutenue par l'ADEME depuis 2019, Sweetch Energy s'est positionnée en cheffe de file. L'entreprise française, en partenariat avec la CNR, déploie en 2023 un premier générateur osmotique – OsmoRhône 1 – en conditions réelles à l'embouchure du Rhône sur l'écluse de Barcarin (Port-Saint-Louis-du-Rhône). Les applications visées sont non seulement l'injection d'électricité sur le réseau (environ 4 TWh/an, l'équivalent de la consommation d'électricité de 2 millions de personnes), mais également l'industrie (dessalement d'eau de mer notamment).

Solaire photovoltaïque flottant

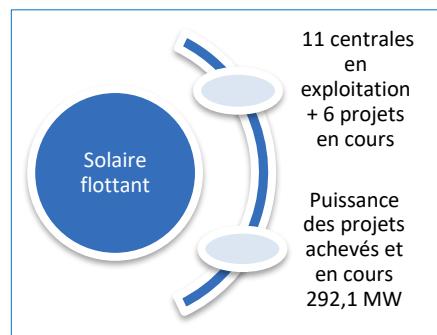
Le solaire photovoltaïque flottant ne fait pas stricto sensu partie des énergies marines. Les panneaux sont posés sur des lacs, des étangs, à proximité des zones portuaires, ou des côtes des mers ou des océans. En 2023, 7,7 GW sont installés dans le monde, dont 50 % de ces capacités en Chine, suivie par la Thaïlande, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud.

En France, onze installations sont actuellement en exploitation.

¹⁴⁸ Laboratoire de recherche en hydrodynamique, énergétique et environnement atmosphérique

En mer : Inauguré en 2023, le démonstrateur Sun'Sète est la première ferme photovoltaïque offshore de France et de Méditerranée. D'une puissance de 300 kWc, elle est mise à l'eau dans le port de Sète-Frontignan. Sa production est de 400 MWh/an, l'équivalent de la consommation annuelle de 200 personnes.

Courant 2026, ce démonstrateur sera remplacé par Mega Sète, un démonstrateur pré-commercial de 1 MWc. Financé par l'ADEME dans le cadre du programme France 2030 et accompagné par AD'OCC, sa production est estimée à 1,3 GWh/an. Ce projet rassemble également Technip Energies, l'université de Montpellier, et l'observatoire océanologique de Banyuls-Sur-Mer de Sorbonne Université.



En eaux douces : La centrale solaire flottante O'Mega 1 se situe à Piolenc (Vaucluse) sur le lac d'une ancienne carrière. D'une capacité initiale de 17 MW, elle est mise en service en 2019 pour un coût total de 17,3 M€. Elle est agrandie à 22 MW en 2022 avec l'ajout d'un nouvel îlot. Désormais, la centrale produit plus de 25,5 TWh par an, l'équivalent de la consommation de 5 700 foyers. Développé par Akuo, la centrale est constituée de flotteurs Hydrelia conçus par l'entreprise française Ciel & Terre.

Située sur le lac d'une ancienne gravière d'une surface de 12,6 ha, la centrale de Boralex d'une puissance de 14,7 MWc est mise en service à Peyrolles-en-Provence en 2022.

En 2023, EDF Renouvelables inaugure sa première centrale solaire flottante sur le lac de Lazer. D'une capacité installée de 20 MWc, elle fournirait l'équivalent de la consommation électrique annuelle de 12 500 personnes. Cette même année, la centrale Cintegabelle d'Akuo – d'une capacité de 8,7 MWc – est mise en service sur le lac du Cap Vert (Haute-Garonne). L'année suivante, la deuxième centrale du groupe d'une puissance de 10,8 MWc est mise en service dans la commune de Gouts (Landes).

D'autres centrales solaires flottantes sont mises en service en 2024 : centrale de 11,1 MWc sur l'étang de Villieu (Saint-Savin) avec une production annuelle équivalente à la consommation électrique de 6 000 foyers (porteurs de projet : Ener'Isère, Ciel & Terre, GenSun) ; centrale Heliosfloat de 260 kWc sur le lac artificiel d'Alpespace (Porte-de-Savoie) avec une production de 310 MWh/an (porteurs de projet : Enercoop AURA, Araymond, HeliosLite).

Les inaugurations continuent en 2025, notamment avec Les îlots Blandin, la plus grande centrale solaire flottante d'Europe. Implantée sur la commune de Perthes (Haute-Marne), elle est divisée en six îlots d'un total de plus de 134 000 panneaux pour une puissance totale de 74,3 MWc, dont 72,3 MWc flottants et 2 MWc au sol. Le projet est porté par Q Energy (développeur), Ciel & Terre (concepteur des panneaux flottants), Perpetum (concepteur des panneaux au sol), et Solution 30 (travaux de câblage-raccordement-mise en service). Autre mise en service en 2025 avec la centrale de Leutenheim (Alsace) d'une puissance de 20 MWc. Réalisée par Générale du Solaire, avec l'appui de Ciel & Terre et IPP Français, cette centrale devrait produire plus de 21,7 GWh/an. Le groupe Valeco devraitachever la construction de sa centrale Clavé de 19,8 MWc d'ici fin 2025. Située sur une ancienne gravière de la commune de Durance (Lot-et-Garonne), elle devrait produire l'équivalent de la consommation annuelle de 12 700 habitants.

Énergie thermique des mers

Le déploiement de la technologie ETM étant restreint aux zones intertropicales, celle-ci présente une complémentarité avec les autres énergies renouvelables en mer en s'adaptant à des territoires spécifiques. Les différents projets à la Réunion et en Martinique sont aujourd'hui arrêtés. Les premières études ont fait apparaître des coûts d'investissements et d'exploitation trop élevés.

- En 2018, le projet de la centrale NEMO (en Martinique) est mis en standby dans l'attente d'un nouveau calendrier. Développé par Akuo, cette centrale offshore flottante de 10,7 M€ devait initialement être mise en service en 2020.
- Labellisé « Territoires d'industrie », le projet d'Eco-technoport fait suite à l'étude stratégique sur le développement portuaire du pôle énergétique et industriel de la zone de Bois-Rouge (Réunion ; étude réalisée par Naval Energies et Artelia). Une centrale de valorisation de l'eau des profondeurs, qui a fait l'objet d'une étude de dimensionnement fin 2018, est au cœur du projet. Cette centrale produirait de l'électricité grâce au système d'ETM, contribuerait au refroidissement d'un data center et d'une usine, et permettrait le développement d'activités en lien avec l'aquaculture et la cosmétique. En 2021, Naval Energies est rachetée par SOFRESID-Engineering (filiale de SAIPEM) et cesse, par la même occasion, ses activités dans les EMR. Depuis, le projet est mis en sommeil en attente de repreneur.

La climatisation fait partie des applications directes de l'ETM avec le système SWAC (sea water air conditioning).

- Depuis 2012, la France dispose d'un prototype à terre de 15 kW au CHU Sud à La Réunion (projet EDF Renouvelables). Celui-ci a permis de conduire des essais sur les échangeurs et condenseurs, de valider les performances du système et de qualifier les équipements critiques. Depuis 2015, le consortium EDF SEI, Grands travaux de l'océan Indien (GTOI) et BD5 développe une phase commerciale du projet. Après onze années d'attente, les travaux de ce projet d'air conditionné par eau de mer – d'une puissance de 8 MW – débutent fin 2023 pour deux ans avec un début d'exploitation fin 2025. Le coût du projet s'élève à 84,1 M€.
- Un autre projet de climatisation par eau de mer était porté par ClimAbyss (filiale d'Engie) et SIDEO dans le nord de La Réunion (quartier de Saint-Denis). Ce projet est aujourd'hui arrêté en raison des difficultés de contractualisation avec les clients potentiels.

Depuis une dizaine d'année, le groupe Airaro exploite un SWAC à Bora-Bora et à l'hôpital de Tahiti. Le groupe développe aussi un projet pour l'hôpital de Papeete et un autre pour les hôteliers de l'île Maurice.

Basée sur l'île de la Réunion, l'entreprise DEEPRUN est dédiée à l'innovation en matière d'énergie propre, notamment la technologie OTEC (ocean thermal energy conversion ~ énergie maréthermique). Fournisseurs de conduites d'eau froide low-tech, l'entreprise est un partenaire local dans des projets SWAC. Elle travaille actuellement sur un projet de brique technologique en lien avec plusieurs acteurs du secteur, dont Airaro.

La thalassothermie est une variante du SWAC avec un échangeur thermique. Cette technologie permet de récupérer la chaleur contenue dans l'eau de mer afin d'alimenter une pompe à chaleur, qui va exploiter cette énergie pour produire du chaud ou du froid. L'échangeur thermique est au cœur de la thalassothermie. Deux types de canalisations font la jonction entre la mer et le site de consommation : le circuit d'eau de mer et le circuit d'eau douce. En fonction de la température de l'eau de mer et de la saison, celle-ci refroidit (en hiver) ou réchauffe (en été) l'eau douce. Cette eau douce transformée va par la suite être envoyée dans les pompes à chaleur eau/eau (des logements, bureaux et autres bâtiments reliés) et servir de fluide d'échange.

La thalassothermie offre les meilleures performances dans les zones littorales à forte densité. La Méditerranée est un vivier de centrales de thalassothermie en France et un véritable laboratoire à ciel ouvert :

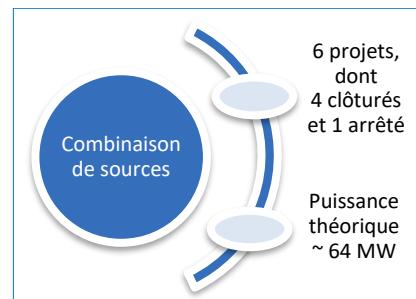
- Mise en service en 2016 sur le grand port maritime de Marseille, la centrale Thassalia est la première installation de géothermie marine en France et en Europe. Elle alimente en chaud et en froid les bâtiments qui lui sont raccordés grâce à un réseau de 3,6 km, soit à terme 500 000 m² situés dans l'écoquartier Euro-méditerranéen. Résultat : 70 % d'émissions de gaz à effet de serre en moins. Le coût de cet investissement, porté par Engie Cofely, s'élève à 35 M€. Une extension du réseau est prévue d'ici 2027.
- Massileo est un réseau énergétique qui alimente 58 000 m² de l'éco-quartier Smartseille (à Marseille) en chaleur et en froid à partir uniquement de la thalassothermie et cela depuis 2017. Ce réseau est composé d'une boucle d'eau tempérée qui relie la centrale de récupération de calories sur eau de mer – situé sur le port de Marseille – aux pompes à chaleur installées au sous-sol des bâtiments. Porté par EDF (via sa filiale Dalkia) avec l'aide de Bouygues Immobilier, cet investissement s'élève à 8 M€. L'objectif à terme est d'alimenter 2 000 logements.

D'autres villes adoptent la thalassothermie (Leucate, Sète, Grande-Motte, Marseille, Cannes, La Seyne-sur-Mer, Monaco, Ajaccio). La thalassothermie ne concerne pas que la Méditerranée. Une expérimentation concluante est réalisée en 2013 à Saint-Gilles-Croix-de-Vie (Vendée). Résultat : la thalassothermie se développe aussi sur la côte atlantique et alimente aujourd'hui plusieurs sites : le casino municipale et l'espace Bellevue de Biarritz, l'aquarium de La Rochelle, l'office du tourisme et un centre de voile à Dieppe, le centre aquatique Aquabaule en Loire-Atlantique.

Production d'électricité via plusieurs sources – Courant, houle, solaire et vent

Après avoir achevé le prototype PH4S en 2014 et sa phase de démonstration dans le bassin de Penhoët (Saint-Nazaire) en 2018, GEPS Techno travaille jusqu'en 2020 sur Mliner, une plateforme flottante de 60 MW combinant les énergies de la houle, du vent, du soleil et du courant (énergie dominante à 60 %), soit quatre sources d'énergie sur une seule et même plateforme.

En 2019, GEPS Techno met également à l'eau Wavegem (21m de long, 14m de large et 7m de haut). Outre son système houlomoteur, ce prototype est équipé de 68 m² de panneaux photovoltaïques. L'installation dispose d'une puissance totale de 150 kW (80 % houlomoteur et 20 % solaire).



Les systèmes mixtes intéressent tout particulièrement les îles. À Ouessant, Akuo a développé le programme d'hybridation avancée pour renouveler l'énergie dans les systèmes insulaires, dit PHARES. Ce démonstrateur allie 2 hydroliennes Sabella, une éolienne et du photovoltaïque pour une puissance totale de 2,4 MW, associés à du stockage. Ce projet a été arrêté avant son terme, faute d'obtention des autorisations administratives permettant le déploiement de l'éolienne.

Perspectives du marché à horizon 2050

Potentiel exploitable pour les EMR

L'ADEME estime à 90 GW le potentiel technique exploitable de l'éolien posé et à 155 GW celui de l'éolien flottant¹⁴⁹. Concernant l'éolien flottant, 33 GW seraient accessibles du fait de la nécessaire conciliation avec les autres usages de la mer. Ces estimations correspondent également aux évaluations de France Renouvelables.

Pour sa part, le syndicat des énergies renouvelables (SER) évalue le potentiel exploitable¹⁵⁰ de l'éolien en mer entre 50 GW et 80 GW en 2050.

¹⁴⁹ Estimation retenue dans le cadre de la 2^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE 2). Source : Ministère de la transition écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

¹⁵⁰ Les chiffres de potentiel sont moins élevés que ceux du gisement brut du fait des contraintes d'usages. Le potentiel exploitable peut néanmoins évoluer soit si ces contraintes évoluent, soit si de nouvelles options techniques permettent d'exploiter une ressource qui ne l'était pas auparavant.

La France dispose du deuxième potentiel hydrolien européen avec au minimum 3,6 GW. L'estimation du groupement des industries de la construction et des activités navales (GICAN) – 3 GW d'ici 2030 pour l'hydrolien – corrobore ce chiffre. Le GICAN évalue également le potentiel de l'énergie houlomotrice à plus de 1 GW d'ici 2030.

Projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie

En termes de développement de l'éolien en mer (posé et flottant), les objectifs du projet de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3 ; soumis à consultation en mars 2025) s'aligne à ceux du Pacte éolien en mer (2020), à savoir atteindre un parc de 18 GW en 2035 via des appels d'offres multi-GW.

L'appel d'offre n°10 est la continuité des précédents AO repris dans la PPE n°1 2016-2023 (AO1 et AO2) et dans la PPE n°2 2019-2028 (AO3 à AO9).

Appels d'offre pour le développement de l'éolien en mer (posé et flottant)

	Appel d'offres	Date prévisionnelle d'attribution	Localisation	Puissance annuelle	Puissance cumulée
PPE 2	AO7	Début 2025	Sud-Atlantique	1,2 GW	6,6 GW
	AO8	Début 2025	Centre-Manche	1,5 GW	8,1 GW
	AO9	Fin 2025	Bretagne-Sud (0,5 GW) Méditerranée (2x0,5 GW) Sud-Atlantique (1,2 GW)	2,7 GW	10,8 GW
PPE 3	AO10	Fin 2026	Multi-façades	Au moins 8 GW	18 GW en service en 2035

Sources : Ministère de la Transition Écologique, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ; Ministère de la transition écologique, de la biodiversité, de la forêt, de la mer et de la pêche (mars 2025), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030 et 2031-2035, Projet de PPE n°3 soumis à consultation

Pour l'éolien flottant seulement, les projets attribués à partir de 2025 sont : Bretagne Sud II (0,5 GW) ; Méditerranée ~ Golfe de Fos II (0,5 GW) et Narbonnaise Sud-Hérault II (0,5 GW) ; Golfe du Lion Centre (2 GW) ; Bretagne Nord Ouest (2 GW).

- AO9 ~ Bretagne Sud II (500 MW) : extension du parc Bretagne Sud I ; parc à 20 km de la côte ; lancement de la procédure de mise en concurrence en juillet 2024 ; date prévisionnelle de la désignation du(des) lauréat(s) en novembre 2025 ; date prévue de mise en service entre 2032 et 2034.
- AO9 ~ Méditerranée – Golfe de Fos II (500 MW) : extension du parc Golfe de Fos I ; parc à 25 km de la côte ; lancement de la procédure de mise en concurrence en juillet 2024 ; date prévisionnelle de la désignation du(des) lauréat(s) en octobre 2025 ; date prévue de mise en service entre 2032 et 2034.
- AO9 ~ Méditerranée – Narbonnaise Sud-Hérault II (500 MW) : extension du parc Narbonnaise Sud-Hérault I ; parc à 30 km de la côte ; lancement de la procédure de mise en concurrence en juillet 2024 ; date prévisionnelle de la désignation du(des) lauréat(s) en novembre 2025 ; date prévue de mise en service entre 2032 et 2034.
- AO10 ~ Golfe du Lion Centre (2 GW) : parc à 36 km de la côte ; date prévisionnelle du lancement de la procédure de mise en concurrence en novembre 2025 pour une désignation du(des) lauréat(s) en octobre 2026.
- AO10 ~ Bretagne Nord Ouest (2 GW) : parc à 16 km de Batz et à 18 km de Roscoff ; date prévisionnelle du lancement de la procédure de mise en concurrence début 2026 pour une désignation du(des) lauréat(s) fin 2026 ; date prévue de mise en service en 2035.

Sur les autres énergies marines renouvelables, un premier appel d'offres hydrolien de 250 MW devrait être lancé au Raz Blanchard avec un objectif d'attribution d'ici à 2030. Selon les résultats de ce premier appel d'offre et l'évolution des coûts de la technologie, un ou plusieurs appels d'offres complémentaires pourront être lancés. La temporalité sera précisée en fonction des études réseaux lancées par RTE pour le raccordement de ces projets. La conduite de ces projets aura lieu en prenant en compte les enjeux environnementaux, notamment vis-à-vis de l'avifaune et de la pêche. Quant aux autres EMR (notamment l'énergie osmotique et l'énergie houlomotrice), le potentiel, le coût et la faisabilité des projets devra également être suivi.

À noter qu'actuellement, la 3^{ème} PPE (portant sur des objectifs 2025-2035) n'est pas encore publiée.

Stratégie Offshore Européenne

En 2020, la Commission Européenne a présenté la stratégie de l'Union Européenne (UE) sur les EMR. Celle-ci propose de porter la capacité de production éolienne en mer (posé et flottant) de l'Europe (hors Royaume-Uni) à au moins 60 GW d'ici 2030 et à 300 GW d'ici 2050. Selon le comité interministériel de la mer (CIMer), la France – avec un potentiel de 49 à 57 GW – doit se préparer pour atteindre cet objectif.

Sur la même période, la Commission entend compléter cette augmentation de capacité par 40 GW provenant de l'énergie océanique et d'autres technologies émergentes (énergie solaire flottante).

La Commission estime que des investissements de près de 800 Mds€ seront nécessaires d'ici à 2050 pour atteindre les objectifs proposés.

LISTE DES ACRONYMES

1G	Première génération
2G	Deuxième génération
AAP	Appel à projets
AAPST	Appel à projets pour les grandes installations solaires thermiques
ACR	Automatismes du génie climatique et de la régulation
ADEME	Agence de la transition écologique (anciennement Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)
AEBIOM	Association européenne de la biomasse
AFNOR	Association française de normalisation
AFPAC	Association française pour les pompes à chaleur
AFPG	Association française des professionnels de la géothermie
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIE	Agence d'information sur l'énergie
AIIM	African infrastructure investment managers
AMI	Appel à manifestation d'intérêt
ANAH	Agence nationale de l'habitat
ANR	Agence nationale de la recherche
AO	Appel d'offres
APER	Accélération de la production des énergies renouvelables
APO	Approbation du projet d'ouvrage
AQPV	Alliance qualité photovoltaïque
ASAP	Accélération et simplification de l'action publique
BBC	Bâtiment basse consommation
BCIAT	Biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire
BCIB	Biomasse chaleur pour l'industrie du bois
BEPOS	Bâtiment à énergie positive
BIPS	Bilans, perspectives, stratégies
BREF	Best available technique reference
BRGM	Bureau de recherches géologiques et minières
BT	Basse température
CA	Chiffre d'affaires
CAPEX	Capital expenditure
CAS-TE	Compte d'affectation spéciale transition énergétique
CDC	Caisse des dépôts et consignations
CE	Commission européenne
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CEBI	Climatique énergie – Bâtiment et industrie
CEE	Certificat d'économies d'énergie
CESC	Chauffe-eau solaire collectif
CESI	Chauffe-eau solaire individuel
CEREN	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
CET	Chauffe-eau thermodynamique
CFD	Contrat de différence
CFG	Compagnie française de géothermie
CHU	Centre hospitalier universitaire
CIAT	Compagnie industrielle d'applications thermiques
CIBE	Comité interprofessionnel du bois énergie
CIDD	Crédit d'impôt développement durable
CIH	Centre d'ingénierie hydraulique
CIMer	Comité interministériel de la mer
CITE	Crédit d'impôt pour la transition énergétique
CMN	Constructions mécaniques de Normandie
CN	Comptabilité nationale
CNIM	Construction industrielle de la méditerranée
CNR	Compagnie nationale du Rhône
CNRS	Centre national de recherche scientifique
CO	Monoxyde de carbone
CO₂	Dioxyde de carbone
COM	Collectivité d'outre-mer
COP	Coefficient de performance
CPDP	Comité professionnel du pétrole
CPE	Conseiller principal d'éducation
CPPIB	Canada pension plan investment board

CRE	Commission de la régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CVA	Corporate value associates
DEPR	Direction exécutive prospective et recherche
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DGEMP	Direction générale de l'énergie et des matières premières
DII	Diester industrie international
DIRECCTE	Direction régionale des entreprises, de la concurrence, de la consommation, du travail et de l'emploi
DMA	Déchets ménagers et assimilés
DOM	Département outre-mer
DPIH	Division production ingénierie hydraulique
DROM	Département et région outre-mer
DRV	Débit de réfrigérant variable
DTIGA	Démonstrateurs et territoires d'innovation de grande ambition
EACEI	Enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie
EAP	Enquête annuelle de production
ECOGI	Exploitation de la chaleur d'origine géothermale pour l'industrie
ECS	Eau chaude sanitaire
EDF	Électricité de France
EFGBI	Éoliennes flottantes de Groix et Belle-Île
EFGL	Éoliennes flottantes du Golfe du Lion
EGEC	European geothermal energy council
EGS	Enhanced geothermal system
EMAA	Énergie méthanisation autonome azote
EMAG	Ester méthylique d'acides gras
EMHA	Ester méthylique d'huile animale
EMHU	Ester méthylique d'huile usagée
EMR	Énergie(s) marine(s) renouvelable(s)
EN	Énergies nouvelles
EnR	Énergie(s) renouvelable(s)
EnR&R	Énergie(s) renouvelable(s) et de récupération
ENSAM	École nationale supérieure d'arts et métiers
ES	Électricité de Strasbourg
ESANE	Élaboration des statistiques annuelles d'entreprises
ESSOC	État au service d'une société de confiance
ETBE	Éther éthyle tertiobutyle (ethyl tert-butyl ether en anglais)
ETM	Énergie thermique des mers
ETP	Équivalent temps plein
FAO	Food and agriculture organisation (organisation pour l'alimentation et l'agriculture en français)
FC	Fonds chaleur
FD	Fonds déchets
FEDER	Fonds européen de développement régional
FEE	France énergie éolienne
FEM	France énergies marines
FHE	France hydro électrique
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
FOB	Free on board
FSFB	Fonds stratégique de la forêt et du bois
FUI	Fonds unique interministériel
GDF	Gaz de France
GES	Gaz à effet de serre
GICAN	Groupement des industries de construction et activités navales
GIS	Groupement d'intérêt scientifique
GIST	Grandes installations solaires thermiques
GMI	Géothermie de minime importance
GNV	Gaz naturel pour véhicules
GRDF	Gaz réseau distribution France
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GSB	Grandes surfaces de bricolage
GTOI	Grands travaux de l'océan indien
HACE	Hydro air concept énergie
HFC	Hydrofluoro carbures
HPP	Hydro power plant
HT	Haute température
HT	Hors taxes

HVO	Hydrotreated vegetable oil
IA	Investissement d'avenir
IAA	Industries agro-alimentaires
ICPE	Installations classées pour la protection de l'environnement
IEA	International energy agency
IFP	Institut français des pétroles
IFREMER	Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer
IFSTtar	Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux
IGN	Institut national de l'information géographique et forestière
INSEE	Institut national de la statistique et des études économiques
IPC	Indice de prix à la consommation
IPME	Initiatives petites ou moyennes entreprises
IPP	Indice de prix de production
ISDND	Installation de stockage de déchets non dangereux
ITE	Institut pour la transition énergétique
ITOM	Installations de traitement des ordures ménagères
ITRPV	international technology roadmap for photovoltaic
JRC	Joint research center
JV	Joint-venture
LCOE	Levelized cost of energy (coût actualisé de l'énergie en français)
LEMA	Loi sur l'eau et les milieux aquatiques
LHEEA	Laboratoire de recherche en hydrodynamique, énergétique et environnement atmosphérique
LOHC	Liquid organic hydrogen carriers
LPEC	Loi de programmation quinquennale sur l'énergie et le climat
LTECV	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
M&E	Marchés et emplois
MAAP	Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de la pêche
MAPTAM	Modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles
MASA	Ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire
MDE	Maîtrise de l'énergie
MEDDE	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
MEEDDM	Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer
MJ	Méga joule
MTD	Meilleures techniques disponibles
MTE	Ministère de la transition énergétique
MVOW	MHI Vestas offshore wind
NAF	Nomenclature d'activités françaises
OA	Obligation d'achat
Observ'ER	Observatoire des énergies renouvelables
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OM	Ordure ménagère
OPEX	OPerational expenditure
ORC	Organic Rankine cycle
PàC	Pile à combustible
PAC	Pompe à chaleur
PACA	Provence-Alpes-Côte d'azur
PANEnR	Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables
PCAET	Plan climat air énergie territorial
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PEM	Proton exchange membrane
PER	Permis exclusif de recherche
PGL	Provence Grand Large
PHARES	Programme d'hybridation avancée pour renouveler l'énergie dans les systèmes insulaires
PIA	Plan d'investissement d'avenir
PIIEC	Projet important d'intérêt européen commun
PME	Petites et moyennes entreprises
PPA	Plan de protection de l'atmosphère
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
PTZ	Prêt à taux zéro
PV	Photovoltaïque
PwC	PricewaterhouseCoopers
R&D	Recherche et développement
RAC	Réseau action climat
RC	Réseau de chaleur

RE	Réglementation énergétique
RED	Renewable energy directive
REI	Réseau électrique intelligent
RF	Réseau de froid
RFA	Renewable fuels association
RGE	Reconnu garant de l'environnement
RT	Réglementation thermique
RTE	Réseau de transport d'électricité
SAF	Société auxiliaire de financement
SAGES	Smart autonomous green energy system
SAIPOL	Société agro industrielle de patrimoine oléagineux
SDES	Service de la donnée et des statistiques
SENEOH	Site expérimental estuaire national pour l'essai et l'optimisation d'hydroliennes
SEI	Système électrique intelligent
SEM REV	Site d'expérimentation en mer pour la récupération de l'énergie des vagues
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SHEM	Société hydro-électrique du Midi
SILA	Syndicat mixte de lac d'Annecy
SINOE	Système d'information et d'observation de l'environnement
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
SNCF	Société nationale des chemins de fer de france
SNCU	Syndicat national de chauffage urbain et de la climatisation urbaine
SNPAA	Syndicat national des producteurs d'alcool agricole
SNPGB	Syndicat national des producteurs de granulés de bois
SoCol	Solaire collectif
SP	Sans plomb
SRE	Schéma régional éoliens
SSC	Système solaire combiné
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
STEP	Station d'épuration
STEP	Société du taxi électrique parisien
SuPerHydro	Sûreté et performance de l'hydraulique
SVDU	Syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains et assimilés
SWAC	Sea-water air conditioning
TE	Transition énergétique
TEP	Tonne équivalent pétrole
TERRE	Transition énergétique, renouvelables, réseaux d'énergie
TETE	Transition écologique territoires emplois
TFP	Thermo-frigo-pompe
TGAP	Taxe générale sur les activités polluantes
TIC	Technologie de l'informatique et de la communication
TIRIB	Taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants
TIRU	Traitement industriel des résidus urbains
TIRUERT	Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports
TMB	Traitement mécano-biologique
TOM	Territoire outre-mer
TP	Travaux publics
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UE	Union européenne
UFE	Union française de l'électricité
UFIP	Union française des industries pétrolières
UIOM	Unité d'incinération d'ordures ménagères
UMGCCP	Union des métiers du génie climatique, de la couverture et de la plomberie
UVE	Unité de valorisation énergétique
VE	Valorisation énergétique
ZDE	Zones de développement éolien
ZNI	Zone non interconnectée

L'ADEME EN BREF

À l'ADÉME – l'Agence de la transition écologique – nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines – énergie, air, économie circulaire, alimentation, déchets, sols, etc. – nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADÉME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADÉME



FAITS ET CHIFFRES

L'ADÉME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADÉME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



ILS L'ONT FAIT

L'ADÉME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADÉME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard



HORIZONS

L'ADÉME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



MARCHÉ ET EMPLOIS CONCOURANT À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION

Depuis 2008, l'étude de l'ADEME « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique » observe plus d'une trentaine de filières réparties en trois principaux secteurs : Énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ; Transports terrestres sobres en énergie et peu émetteurs ; Bâtiment résidentiel.

Le secteur des EnR&R est découpé en 5 familles de filières :

- ❖ EnR électriques : hydroélectricité, éolien terrestre, éolien en mer posé, photovoltaïque ;
- ❖ Chaleur renouvelable chez les particuliers : pompes à chaleur (PAC) aérothermiques individuelles et chauffe-eaux thermodynamiques (CET), géothermie de surface assistée par pompes à chaleur dans le secteur résidentiel (PAC géothermiques individuelles), appareils individuels de chauffage au bois, solaire thermique ;
- ❖ Chaleur renouvelable collective : réseaux de chaleur, réseaux de froid, bois-énergie dans les secteurs collectif-tertiaire-industriel, unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), géothermie (hors de surface assistée par PAC dans le secteur résidentiel) ;
- ❖ Biogaz par méthanisation et issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) ;
- ❖ Biocarburants de 1^{ère} génération (conventionnels) de la filière essence et de la filière gazole.

Pour chaque filière, l'étude suit les marchés (en M€) et les emplois directs (en ETP) qui y sont associés en France.

Selon les cas, chaque filière est décomposée en grands segments : fabrication des équipements (y compris pour l'exportation), vente des équipements, montage des projets et études préalables, construction des unités de production et installation des équipements, vente intérieure d'énergie et exploitation-maintenance des installations et des équipements.

Par ailleurs, une trajectoire d'évolution alignée aux objectifs des politiques publiques est estimée pour les marchés et les emplois à horizon 2035. Pour cela, on s'appuie sur les objectifs de la 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2035 (PPE 3 ; projet soumis à consultation en mars 2025). Les marchés et les emplois correspondant à ces objectifs sont comparés aux tendances actuelles des différentes filières concernées à partir de l'estimation préliminaire 2024.

