

DÉBAT PUBLIC PROGRAMMATION
PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

**Synthèses
des propositions
de l'ADEME
pour la PPE :
Les filières EnR
en action**

MAI 2018



Sommaire

| | | |
|---|--|----|
| 1 | PRÉSENTATION DE L'ADEME | 3 |
| 2 | CONTEXTE ET OBJECTIFS DE CE DOCUMENT | 3 |
| 3 | SYNTHÈSE DES PROPOSITIONS DE L'ADEME : UNE AUGMENTATION DE 70% DE LA PRODUCTION D'ENR POUR 2028 | 4 |
| 4 | LA CHALEUR RENOUVELABLE | 7 |
| | A > La biomasse : éléments généraux | 7 |
| | B > Le développement du bois énergie | 8 |
| | C > La géothermie profonde : les installations de production de chaleur | 9 |
| | D > La géothermie de surface | 11 |
| | E > Les Pompes à chaleur (PAC) aérothermiques | 13 |
| | F > Le solaire thermique | 14 |
| | G > Les Usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) | 15 |
| | H > La chaleur fatale industrielle | 17 |
| | I > Les réseaux de chaleur alimentés par des EnR&R | 18 |
| | J > Les réseaux de froid alimentés par ENR&R | 20 |
| 5 | L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE | 21 |
| | A > Le Solaire photovoltaïque (PV) et le développement de l'autoconsommation | 21 |
| | B > L'éolien terrestre | 22 |
| | C > L'éolien en mer | 24 |
| | D > Les Energies marines renouvelables (hors éolien en mer) | 25 |
| | E > La production d'électricité d'origine géothermique | 26 |
| | F > Le développement des réseaux électriques intelligents et du stockage | 27 |
| 6 | LES BIOCARBURANTS ET LE BIOGAZ | 29 |
| | A > Les biocarburants | 29 |
| | B > Le biogaz | 31 |
| 7 | ANNEXE : OBJECTIFS CHIFFRÉS DÉTAILLÉS PAR FILIÈRE | 33 |

1

PRÉSENTATION DE L'ADEME

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

Elle participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre, sur ses domaines de compétence.

L'ADEME, par son expertise technico-économique transverse, cherche à dégager une vision d'ensemble des évolutions du système énergétique tout en soutenant et suivant chaque filière.

2

CONTEXTE ET OBJECTIFS DE CE DOCUMENT

La PPE vise à décliner, filière par filière et pour les horizons 2023 et 2028, les objectifs énergétiques que la France s'est fixée de façon réglementaire. Ceux-ci couvrent, aux horizons 2025, 2030 ou 2050, à la fois des objectifs de maîtrise de la demande d'énergie, de lutte contre le changement climatique, de développement des énergies renouvelables et de diversification de nos modes de production. Concernant la production d'énergie, la loi fixe des objectifs globaux, par exemple 32 % d'énergie renouvelable en 2030, que la PPE doit décliner énergie par énergie en prenant en compte les dynamiques et les impacts de chacune. La PPE inclut également la stratégie nationale de développement de la mobilité propre, qui lui est annexée.

| Objectifs sur l'énergie inscrits dans la loi | 2025 | 2030 | 2050 |
|--|------|-------|-------|
| Variation de la consommation finale d'énergie* | | -20 % | -50 % |
| Réduction des émissions de GES** | | -40 % | -75 % |
| Variation de la consommation primaire d'énergie fossile* | | -30 % | |
| Part EnR dans la consommation finale brute d'énergie | | 32 % | |
| ... dans la consommation finale de chaleur | | 38 % | |
| ... dans la production d'électricité | | 40 % | |
| ... dans la consommation finale de carburant | | 15 % | |
| ... dans la consommation de gaz | | 10 % | |
| Part du nucléaire dans la production d'électricité | 50 % | | |

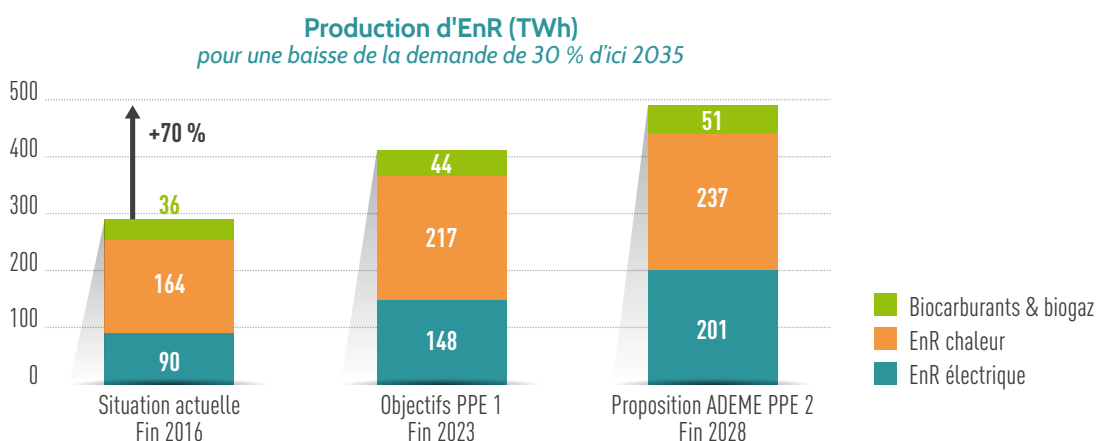
* par rapport à 2012 ** par rapport à 1990

Le cahier d'acteur de l'ADEME (disponible sur <http://www.ademe.fr/ppe>) présente la position globale de l'Agence sur les différents enjeux de la PPE, incluant les leviers de baisse de la consommation d'énergie. **Le présent document se focalise sur les propositions de l'ADEME sur les différentes filières EnR, telle qu'elle les a formulées dans les ateliers de concertation organisés par la DGEC.**

SYNTHÈSE DES PROPOSITIONS DE L'ADEME : UNE AUGMENTATION DE 70% DE LA PRODUCTION D'ENR POUR 2028

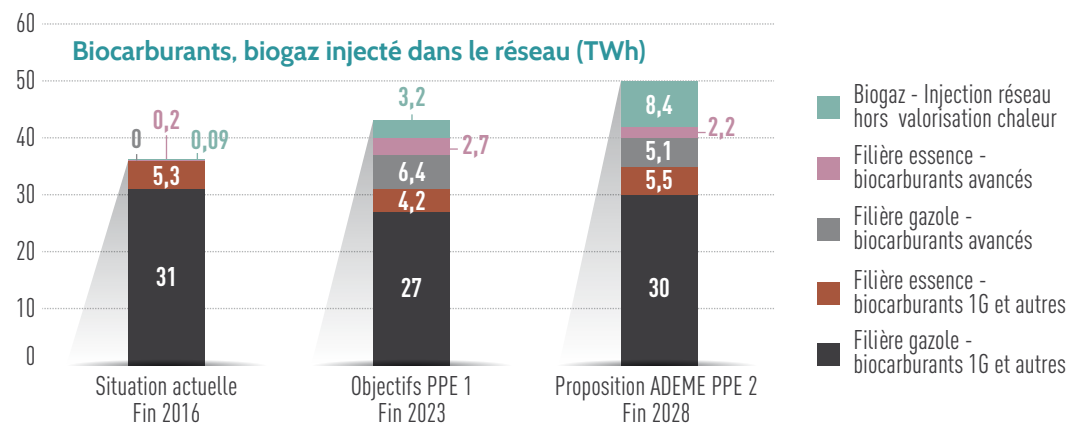
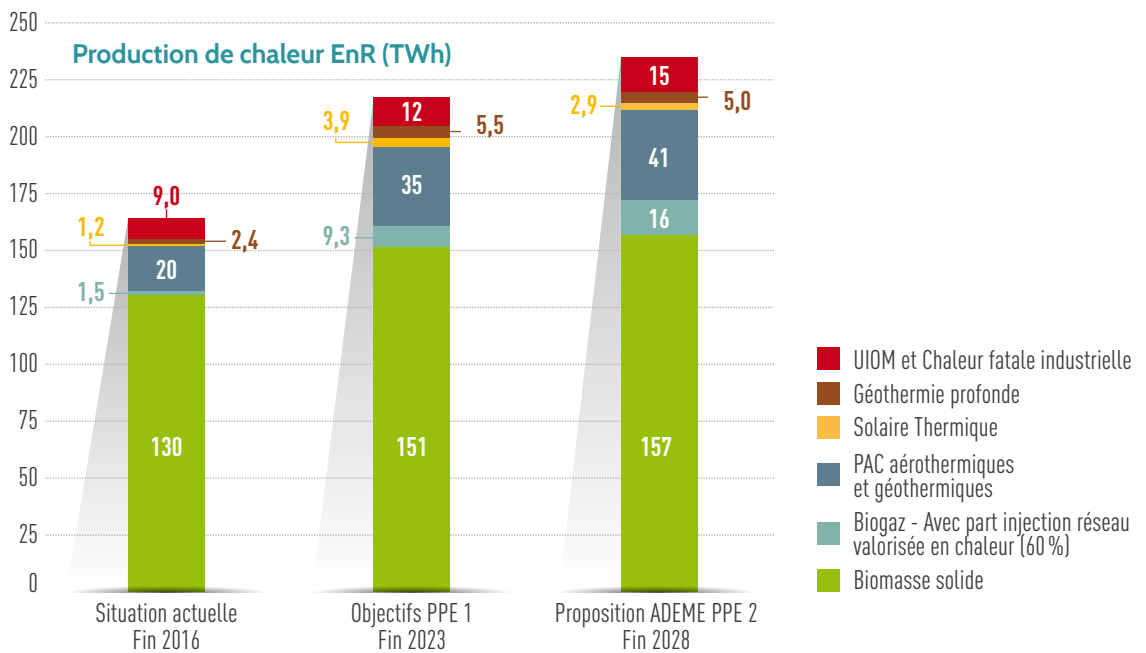
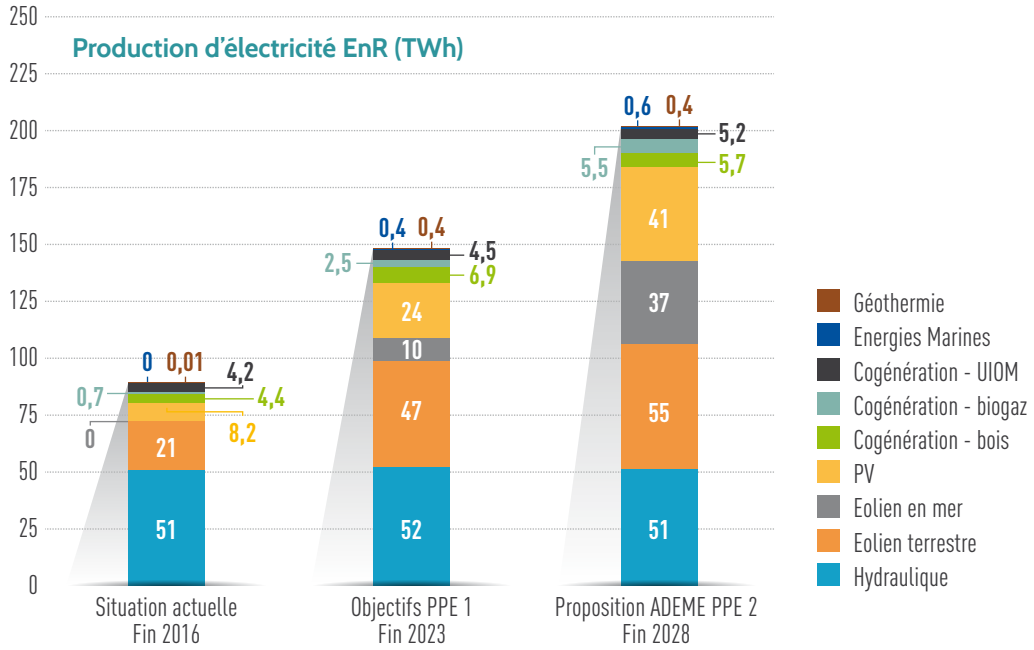
Depuis déjà plusieurs années au niveau mondial, les nouvelles capacités de production d'énergie installées sont majoritairement des EnR notamment parce que leurs coûts baissent rapidement sous l'effet des progrès technologiques et des économies d'échelle. **Les énergies renouvelables s'affirment donc comme les énergies du XXI^{ème} siècle.** La France a donc tout intérêt à se positionner comme un acteur majeur.

Actuellement, le mix énergétique français compte 15 % d'EnR, qui proviennent essentiellement du bois-énergie et de l'hydroélectricité. Atteindre 32 % d'EnR en 2030 (objectif de la loi) est possible en développant massivement un panel plus large de ressources renouvelables pour couvrir les besoins de chaleur/froid, d'électricité et de carburant. Si on prend en compte leur maturité technologique, leur gisement et leur coût, **quelques grandes filières ont une place majeure et sont incontournables** : biomasse et pompe à chaleur à haut rendement pour la chaleur ; éolien et photovoltaïque pour l'électricité ; sans oublier la méthanisation pour le biogaz. Les études de l'ADEME montrent que les gisements sont largement assez abondants.



L'ADEME inscrit ses propositions dans le cadre d'une trajectoire de déploiement 2035-2050 réaliste, régulière et compatible avec le développement industriel des filières, conduisant à près de 40 % d'EnR en 2035. Ainsi, pour 2028, l'ADEME estime qu'une augmentation de 70 % de la production EnR par rapport à 2016 est techniquement possible et économiquement souhaitable si on intègre le prix du carbone aux énergies fossiles.

La proposition de l'ADEME sur le développement des EnR s'accompagne d'une proposition de politique ambitieuse de maîtrise de la demande d'énergie aboutissant à une baisse de la consommation de 30 % en 2035. Rapportée à l'évolution de la consommation, cela se traduit par un doublement de la part d'EnR d'ici 2028 : en pratique, cela correspond à passer de 290 TWh de production EnR (fin 2016) à près de 490 TWh en 2028. Si la chaleur représente la plus grande d'EnR en valeur absolue, ce sont les EnR électriques qui auraient la dynamique de croissance la plus forte. Les graphiques et tableaux suivants présentent les propositions d'objectifs détaillés pour toutes les filières en 2028. Ces objectifs sont comparés à des évaluations de la situation actuelle fin 2016 ainsi qu'aux objectifs pour fin 2023 fixés par la première PPE.



Ces graphiques présentent trois chiffres pour chaque filière :

- Les chiffres donnés pour fin 2016 sont des évaluations de l'ADEME de la production d'énergie actuelle de chaque filière.
- Les chiffres donnés pour fin 2023 sont des évaluations de l'ADEME des objectifs de la première PPE, fixés dans le décret du 27 octobre 2016 pour le 31 décembre 2023. Ce ne sont ni des objectifs proposés par l'ADEME, ni des évaluations prospectives, sauf pour certaines filières qui n'étaient pas couvertes par le décret (Biocarburants 1G et autres, UIOM, Chaleur Fatale Industrielle). Lorsque les objectifs du décret ont été donnés en termes de puissance électrique raccordée (première figure), l'ADEME a fait sa propre évaluation des quantités d'énergie produite associées à ces objectifs de puissances électriques nominales.
- Les chiffres donnés pour fin 2028 sont les propositions de l'ADEME pour la nouvelle PPE.

Pour certaines filières, des hypothèses particulières ont dues être posées pour 2023 :

- Lorsque deux objectifs « bas » et « haut » étaient proposés pour une filière, la moyenne a été considérée.
- Pour la production de chaleur à partir de biogaz, les chiffres suivent la logique du décret. Ils incluent la production de chaleur directe par chaudières et unités de cogénération ainsi que la part de l'injection de biogaz dans le réseau que l'on estime valorisée sous forme de chaleur. Cette part n'a pas été précisée dans le décret ; une seule et même hypothèse de 60 % a été considérée pour 2016, 2023 et 2028. Cette approche a pour seul but de pouvoir comparer les chiffres entre eux ; l'ADEME n'est pas favorable à une distinction des usages du biogaz injecté dans le réseau de gaz, faute de données bien consolidées.
- Les chiffres donnés pour les biocarburants de 1ère Génération et autres sont des évaluations de l'ADEME, prospectives pour 2023 et 2028. Ces biocarburants n'étaient en effet pas couverts par la première PPE.
- Les chiffres donnés pour les UIOM et la Chaleur Fatale Industrielle en 2023 et 2028 sont des propositions d'objectifs pour la nouvelle PPE. Ces filières n'étaient pas couvertes par la première PPE.

En complément, les chiffres filières sont détaillés en annexe.

La moitié de l'énergie consommée en France est utilisée pour produire de la chaleur. Elle est aujourd'hui majoritairement produite par des énergies carbonées et importées (gaz, fioul). Produire cette chaleur à partir d'énergie renouvelable, que ce soit chez les particuliers, les industriels ou sur des réseaux de chaleur urbains, permet d'éviter des émissions de CO₂ et de **relocaliser la production d'énergie en valorisant des ressources locales (bois énergie, géothermie, calories de l'air ambiant via les pompes à chaleur)**.

Ces dernières années, la chaleur renouvelable a souffert d'une concurrence plus forte (notamment pour les installations de taille importante) en raison d'une baisse du coût des énergies fossiles concurrentes, dont le gaz (principal compétiteur). Cette tendance défavorable devra donc être surveillée car elle pourrait compromettre les dynamiques engagées, malgré la mise en place de la Contribution Climat Energie et le maintien du Fonds Chaleur.

A - La biomasse : éléments généraux

En complémentarité avec la réduction des consommations énergétiques, la biomasse joue un rôle majeur dans la transition énergétique et écologique. Elle peut se substituer, comme source d'énergie primaire, aux énergies fossiles et fissiles pour produire de la chaleur, de l'électricité, du gaz ou des biocarburants. Comme le bois pour la construction, la biomasse en général, va également répondre aux besoins en matière pour les produits biosourcés (matériaux, chimie) et se substituer à des produits très dépendants des ressources fossiles. La biomasse provient de la filière forêt-bois, de l'agriculture ou des co-produits des industries ou des déchets. La diversité des ressources, en quantité et en qualité, et l'évolution des technologies de transformation rend l'estimation des gisements en biomasse, comme des besoins, actuels et futurs, complexe. Pourtant, l'évaluation des ressources et le suivi des flux est un pré-requis à une gestion optimisée de la biomasse.

Dans le Scénario Energie-Climat 2035-2050 de l'ADEME, les besoins en biomasse pour l'énergie devraient doubler, passant de 165 TWh (14 Mtep) à 325 TWh (28 Mtep) en 2050. L'augmentation de combustible solide (plaquettes, granulés, bûches...) va continuer à croître jusqu'en 2035 pour se stabiliser à l'horizon 2050 (170 TWh, soit 14,7 Mtep). Progressivement, la biomasse sera davantage orientée vers la production d'électricité par cogénération que de chaleur seule, comme actuellement. La part de la méthanisation va fortement augmenter jusqu'en 2050 pour atteindre 95 TWh (8 Mtep). La gazéification à partir de biomasse devrait également apparaître et fortement augmenter dans le mix énergétique dans les prochaines décennies. Pour atteindre ces objectifs, l'ensemble des ressources seront mises à contribution. Une sylviculture dynamique devra fournir du bois pour la filière construction et la filière énergie. Il faudra mobiliser les ressources bois hors-forêt (bocage, déchets...), optimiser la gestion de certaines ressources agricoles sous-valorisées (effluents d'élevage, résidus de cultures, co-produits), et développer de nouvelles ressources (cultures intermédiaires, cultures ligno-cellulosiques).

Cette mobilisation supplémentaire de la biomasse est à réaliser dans une logique de durabilité en préservant l'équilibre des écosystèmes agricoles et forestiers. Elle nécessite notamment de développer une gouvernance territoriale de gestion des ressources. Il s'agira aussi de garantir le maintien de la fertilité des sols, en veillant à la fonction de stockage du carbone dans un contexte de changement climatique et d'adapter les systèmes de production en tenant compte des différents enjeux environnementaux (gestion de l'eau, qualité de l'air, préservation de la biodiversité...). Il faudra également suivre et veiller à l'articulation des usages alimentaires et non alimentaires, la répartition de la biomasse entre les différentes énergies (chaleur, électricité, gaz, carburants) et non énergétiques (matériaux, chimie). Ainsi, de nouveaux modèles technico-économiques de gestion des ressources sont à construire pour faire converger la performance économique avec la performance écologique

B - Le développement du bois énergie

Le bois énergie : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Améliorer la mobilisation de la biomasse forestière dans une optique de gestion durable des forêts. Redynamiser la filière bois dans son ensemble, notamment sur le bois d'œuvre, pour améliorer les conditions économiques de l'exploitation forestière du bois-énergie
- Continuer la modernisation du parc d'appareils domestiques de chauffage au bois pour limiter la pollution de l'air et améliorer la valorisation énergétique du bois
- Accélérer le développement des chaufferies bois sur l'industrie, le chauffage urbain, en veillant à un approvisionnement de proximité

Dans le cadre de la PPE, la biomasse solide représente la part la plus importante de l'objectif de chaleur renouvelable (80 % en 2018 et autour de 75 % en 2023). Avec un point de départ à 124 TWh (10,7 Mtep) en 2014, les objectifs de chaleur biomasse sont de 140 TWh (12 Mtep) en 2018 et de 151 TWh (13 Mtep, objectif bas) ou 163 TWh (14 Mtep, objectif haut) en 2023. Ces objectifs intègrent la chaleur biomasse du secteur domestique, ainsi que des secteurs collectifs industriels (chaleur de cogénération incluse).

La part de chaleur domestique reste majoritaire, avec un objectif chaleur constant à 86 TWh (7,4 Mtep), avec néanmoins un objectif de chauffé plus de logements au bois énergie grâce à une amélioration de la performance énergétique des équipements). Les objectifs visent en revanche un très fort développement de la production de chaleur biomasse sur les secteurs collectif et industrie. Les objectifs signifient un quasi doublement entre 2014 et 2023 avec 37 TWh (3,2 Mtep) supplémentaires, soit une augmentation annuelle moyenne de la production de 4,2 TWh (360 ktep). Actuellement, le Fonds Chaleur et les Appels d'Offre cogénération de la CRE constituent les principaux « outils » pour répondre à ces objectifs.

Le Fonds Chaleur a permis depuis 2009 de développer une forte dynamique sur les projets biomasse énergie collectifs et industriels (la moyenne des engagements de production de chaleur sur cette période est de 2,1 TWh/an, soit 177 ktep/an). Néanmoins, **depuis 2013, le contexte de développement de la biomasse énergie est beaucoup plus difficile**. Ceci est dû à la baisse des prix des énergies fossiles qui provoque un manque de compétitivité de la biomasse énergie face à ces énergies, ainsi qu'à des engagements de production en baisse (inférieur à 1,2 TWh/an, soit 100 ktep/an). L'Ademe évalue les coûts totaux de production de chaleur pour la filière biomasse comme suit¹ :

- Pour le chauffage au bois domestique, entre 47-74 €/MWh pour les inserts, foyers fermés et poêles à bûches, et 85-108 €/MWh pour les poêles à granulés classiques ;
- Pour les chaufferies collectives biomasse alimentant un réseau de chaleur: 62-84 €/MWh pour les gammes de puissance supérieure à 3MW ;
- Pour les chaufferies industrielles: 46-50 €/MWh pour les gammes de puissance supérieure à 3MW.

Les variations de coûts s'expliquent notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement et les quantités d'énergie pouvant être produites annuellement par installation.

Le rythme actuel de développement de la biomasse énergie, qu'il s'agisse des installations de chaleur seule ou des installations de cogénération, ne permettra pas d'atteindre les objectifs chaleur PPE de 2018 et de 2023 (« bas » et « haut »). Des engagements de production de chaleur 2 à 3 fois plus importants qu'actuellement seraient nécessaires à l'atteinte de ces objectifs. Si le rythme actuel se poursuit, il ne permettra d'atteindre les objectifs « bas » de 2023 que seulement en 2028.

En cohérence avec ces tendances observées, et afin de rester cohérent avec les estimations de gisement de biomasse disponible, l'ADEME propose, pour 2028, un objectif de 157 TWh (13,5 Mtep), situé entre les objectifs bas et haut actuellement prévus pour 2023. Ce scénario est basé sur une augmentation annuelle de production de chaleur de 3,7 TWh/an (315 ktep/an). Il présuppose un plafonnement de la puissance des cogénérations bois à 800 MW.

Pour atteindre ces objectifs, un certain nombre de conditions sont indispensables :

- Une meilleure compétitivité économique face aux énergies fossiles, à travers le maintien des dispositifs de soutiens financiers : accélération du Fonds Chaleur et poursuite du soutien à la cogénération haut rendement énergétique (forte valorisation de la chaleur indispensable) ; mais aussi en renforçant le coût des émissions de CO₂, au travers d'une :
 - Réforme du système d'échange de quotas d'émission européen (ETS) (Prix de la tonne de CO₂ insuffisant pour stimuler les investissements bas carbone dans le domaine de l'industrie).
 - Poursuite de l'accélération de la Contribution Climat Energie (CCE), dispositif qui devrait avoir un impact positif sur les projets EnR du secteur collectif, en revanche nombreux industriels (soumis à ETS) exempt de la CCE.
- La disponibilité d'une ressource durable, avec de nouveaux dispositifs permettant une structuration de l'offre en biomasse et un développement des filières complémentaires comme le bois d'œuvre.
- Des installations de plus en plus performantes d'un point de vue environnementale et énergétique :
 - Renouvellements des équipements domestiques anciens avec un dispositif CITE adapté
 - Soutenir la R&D sur l'amélioration de performance énergétique et environnementale, le développement de nouvelles technologies (gazéification notamment).
 - Structuration d'une filière solide de valorisations des cendres

► C - La géothermie profonde : les installations de production de chaleur

La géothermie profonde : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Maintenir et accélérer les soutiens publics à l'extension des réseaux de chaleur géothermiques existants et favoriser la conversion des autres réseaux à la géothermie, notamment en île de France ;
- Faciliter l'accès à de nouvelles ressources géothermales en adaptant les dispositifs de couverture du risque géologique (nouveaux aquifères profonds en île de France, extension géographique à l'ensemble du territoire) ;

La géothermie profonde dédiée à la production de chaleur a connu en France une période de fort développement au début des années 1980 avec la réalisation de plus de 70 opérations pour l'essentiel associées à des réseaux de chaleur urbains. Des problèmes techniques et économiques rencontrés sur les installations ont alors stoppé cette dynamique et pendant plus de 20 ans (de 1987 à 2007) plus aucune nouvelle opération n'a été réalisée ; l'objectif se limitant, pendant cette période, à soutenir le maintien en fonctionnement des installations existantes. Avec la création du Fonds chaleur renouvelable et le réaménagement du dispositif de couverture des risques géologiques à la fin des années 2000, une relance de l'activité a été amorcée à partir de 2010 ; à fin 2017 plus de vingt nouvelles opérations ont été réalisées ou sont en cours de création, et les opérations existantes pour la plupart ont fait l'objet, entre temps, de réhabilitations avec la réalisation de nouveaux forages assurant ainsi leur pérennité pendant encore 30 ou 40 ans.

Les coûts totaux de production de chaleur de la filière géothermie profonde, bien que relativement compétitifs à l'échelle de la durée de vie d'une installation, dépendent fortement des coûts initiaux d'investissement et notamment des coûts forages. Ils dépendent également des coûts liés au réseau de chaleur associé. L'Ademe évalue ces coûts totaux entre 66 €/MWh et 120 €/MWh².

Pour 2020, la contribution de la géothermie profonde chaleur est estimée, à 2,9-3,1 TWh/an (250-270 ktep/an), en considérant les quelques opérations encore à réaliser d'ici là, soit un doublement par rapport à 2010.

Afin de tenir compte des incertitudes de développement de cette filière, qui reste en effet très sensible au coût des énergies fossiles concurrentes, **l'ADEME propose deux scénarios pour 2028 (l'étape de 2023 ne pouvant pas être considérée comme une étape clé proprement dite vue la durée particulièrement longue de montage des projets) :**

- **un premier scénario bas qui s'inscrit dans la continuité de l'activité 2010-2020 :** une centaine de ktep supplémentaires sont déployées en 2028 par rapport à 2020, ce qui permet d'atteindre une contribution annuelle de l'ordre de 4,2 TWh/an (soit 365 ktep/an).
- **un scénario plus ambitieux qui consiste à atteindre une contribution de 5,8 TWh/an** (soit 500 ktep/an).

Pour obtenir ces niveaux de déploiement, l'ADEME a identifié plusieurs actions nécessaires, parmi lesquelles :

- maintenir le soutien financier public à l'extension des réseaux de chaleur géothermiques existants tout en incitant fortement les maîtres d'ouvrage à privilégier ces extensions ;
- favoriser en région Ile de France la conversion à la géothermie des réseaux de chaleur existants pour ceux qui sont compatibles en termes de niveaux de température ;
- faciliter l'accès à de nouveaux aquifères profonds, soit en créant au sein du fonds chaleur renouvelable un dispositif spécifique pour la mobilisation de la ressource géothermique profonde, à l'image de ce qui a été fait pour la ressource biomasse, soit en faisant évoluer le dispositif existant de couverture du risque géologique ;
- revoir ce dispositif de couverture du risque géologique pour permettre une prise en compte sur l'ensemble du territoire national d'un taux de couverture à court terme plus incitatif que le taux actuel limité à 65 % ;
- exploiter l'existence d'ouvrages sous-sol (forages) abandonnés, réalisés pour la recherche d'hydrocarbures, pour les convertir à la géothermie ;
- poursuivre les efforts de R&D pour la mise en œuvre de techniques innovantes permettant d'améliorer la compétitivité des opérations (comme le forage horizontal, par exemple, réalisé récemment avec succès sur l'opération de Cachan) ;

L'atteinte des objectifs (scénario bas ou scénario ambitieux) sera fonction des moyens financiers apportés pour soutenir la filière et du niveau de mobilisation des acteurs.

► D - La géothermie de surface

Géothermie de surface : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- L'extension des aides apportées par le Fonds chaleur au froid renouvelable permettra de mieux valoriser un des atouts majeurs de la géothermie de surface : chauffage et refroidissement renouvelable
- Profiter de l'expérimentation du label E+/C-, préfigurant la future réglementation thermique, pour faire de la géothermie de surface une solution phare dans le tertiaire
- Financer le déploiement d'un réseau d'animateurs géothermie régionaux pour accompagner les maîtres d'ouvrage et porteurs de projets

La géothermie de surface, encore appelée géothermie très basse énergie ou géothermie assistée par pompe à chaleur, concerne principalement les installations de pompes à chaleur (PAC) sur eau de nappe ou sur capteurs enterrés horizontaux et verticaux. Les installations de PAC sur eau de mer, sur eaux usées et sur eaux thermales ont été également intégrées aux objectifs de cette filière dans la PPE, bien qu'elles ne relèvent pas directement de la géothermie de surface.

Aujourd'hui, les PAC géothermiques installées chez les particuliers perdent du terrain face à la concurrence des autres équipements de production de chauffage, d'eau chaude sanitaire et de froid. C'est notamment le cas des PAC aérothermiques, moins chères à l'achat, malgré des coûts totaux de production de chaleur similaires sur la durée de vie d'une installation : 106 à 157 €/MWh pour les PAC aérothermiques contre 107 à 168 €/MWh pour les PAC géothermiques individuelles³. D'après l'AFPAC⁴, le marché des PAC géothermiques d'une puissance thermique inférieure à 50 kW a ainsi connu une chute des ventes très conséquente au cours des 10 dernières années. Les ventes sont passées de 20 000 unités en 2008 à seulement 2 500 unités en 2017.

En revanche, la géothermie assistée par pompe à chaleur continue de progresser dans les secteurs résidentiel, collectif et tertiaire grâce au Fonds Chaleur, dont l'impact se traduit par une croissance moyenne de 29 TWh (2,5 kTep) d'EnR par an dans ces secteurs. Ce chiffre ne donne qu'une vision partielle et est en outre certainement inférieur à la croissance réelle : en effet, les recensements d'installations de PAC géothermiques dans plusieurs régions ont révélé un facteur de 4 à 10 entre toutes les installations identifiées en fonctionnement et celles connues et accompagnées par l'ADEME. Pour ces installations collectives, en France, le coût total de production des pompes à chaleur géothermiques est estimé entre 52 €/MWh et 129 €/MWh pour la géothermie sur aquifère superficiel, et entre 70 €/MWh et 135 €/MWh pour la géothermie superficielle sur champs de sondes.

Ainsi, en 2018, la contribution de la géothermie assistée par PAC tous secteurs confondus peut être estimée entre 2,8 et 3,4 TWh (240 et 290 kTep) d'EnR par an. Sur cette base et avec l'ensemble des données dont elle dispose, l'ADEME propose des objectifs pour la géothermie assistée par les PAC à l'horizon 2028 de la PPE situés entre 4,1 TWh et 7 TWh (soit 350kTep et 600 kTep). Deux scénarios ont été établis, afin de tenir compte des incertitudes liées à la connaissance non exhaustive du nombre de PAC géothermiques réellement installées chaque année.

³ Source : <http://www.ademe.fr/coouts-energies-renouvelables-france>

⁴ AFPAC : Association Française pour la Pompe A Chaleur

Etant donné les évolutions de la filière dans les différents secteurs de demande, des objectifs séparés sont proposés pour ces secteurs :

| | | Propositions ADEME pour 2028 |
|------------------|--|---------------------------------|
| Scénario bas | PAC géothermiques - Logement individuel | 2 TWh EnR/an |
| | PAC géothermiques - Résidentiel collectif et Tertiaire | 2 TWh EnR/an |
| | Total | 2 TWh EnR/an |
| Scénario haut | PAC géothermiques - Logement individuel | 3,3 TWh EnR/an |
| | PAC géothermiques - Résidentiel collectif et Tertiaire | 3,7 TWh EnR/an |
| | Total | 7 TWh EnR/an |

Le scénario bas prévoit une augmentation de 58 TWh par an (5 ktep par an) jusqu'en 2028 dans les secteurs résidentiel, collectif et tertiaire et une progression de 5% par an dans le secteur des maisons individuelles, ce qui permet d'atteindre une contribution de l'ordre de **4 TWh/an (350 ktep/an)**. Le scénario haut, plus ambitieux, consiste à atteindre une contribution de **7 TWh/an (600 ktep/an)** à l'horizon 2028.

Pour obtenir ces niveaux de déploiement, l'ADEME a identifié plusieurs actions indispensables, en fonction des différents secteurs de demande.

Dans les secteurs collectif et tertiaire :

- Le renforcement du dispositif Fonds chaleur renouvelable pour soutenir financièrement les investissements et études d'accompagnement des projets ;
- L'élargissement du Fonds chaleur au froid renouvelable géothermique qui est un des atouts de la filière et l'intégration des boucles d'eau tempérée géothermiques au dispositif ;
- Le déploiement sur les territoires d'un réseau d'animateurs géothermie régionaux pour accompagner les maîtres d'ouvrage et porteurs de projets ;
- La poursuite de l'accélération de la Contribution Climat Energie (CCE), qui devrait améliorer le coût de revient global en €/MWh des PAC géothermiques en comparaison des solutions traditionnelles ;
- L'amélioration du positionnement de la géothermie dans l'expérimentation du label E+ /C- qui préfigure la prochaine réglementation environnementale.

Dans le secteur individuel dont la dynamique de marché a une répercussion importante sur les secteurs collectif et tertiaire :

- La mise en place d'une prime incitative (dans le cadre de l'évolution du Crédit d'Impôt Transition Energétique), calculée sur la base du rendement énergétique et de la part d'EnR des équipements. Son montant devrait logiquement valoriser les très bonnes performances des PAC géothermiques à l'instar de ce qui est déjà pratiqué chez nos voisins européens Allemands et Suisses
- La montée en compétences des relais des Espaces Info Energie

E - Les pompes à chaleur (PAC) aérothermiques

Les PAC aérothermiques : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Amélioration des performances saisonnières en production de chauffage mais aussi d'eau chaude sanitaire ;
- Recours à des fluides frigorigènes à faible GWP (<150) et amélioration des procédures de manipulation des fluides pour limiter l'impact environnemental des PAC ;

Les pompes à chaleur aérothermiques exploitent les calories renouvelables de l'air extérieur. Il existe deux technologies. Une **PAC air extérieur/ air intérieur** chauffe directement l'air du logement par le biais d'un ou plusieurs ventilo-convecteurs à détente directe. Les PAC sur air extérieur peuvent être réversibles et assurer le rafraîchissement du logement en été. La climatisation est d'ailleurs l'usage principal de ce type de système. Une **PAC air extérieur/eau** chauffe l'eau d'un circuit de chauffage. Les émetteurs de chaleur peuvent être un plancher chauffant, des radiateurs basse température et/ou des ventilo-convecteurs.

Les PAC aérothermiques représentent aujourd'hui des parts de marché importantes en France, avec un parc installé de l'ordre de l'ordre de 2,5 millions de PAC.

Sur la base des tendances de marché et de la trajectoire retenue dans le Scénario Energie-Climat 2035-2050, **l'ADEME propose pour 2028 un objectif global situé entre 34 et 37 TWh/an (soit 2,9-3,15 Mtep /an), soit un quasi doublement par rapport à la situation actuelle.** Cet objectif sera couvert majoritairement par des pompes à chaleur électriques, mais également par des pompes à chaleur hybride (électricité/ gaz) et par des pompes à chaleur fonctionnant au gaz naturel (et au gaz renouvelable à terme).

Le déploiement des PAC se fera majoritairement sur le marché de la construction neuve mais aussi sur le marché de la rénovation, en remplacement des chaudières fioul domestique. Pour ce faire et atteindre ces niveaux ambitieux, il est indispensable de faire baisser les prix de fourniture et d'installation des machines pour faire des PAC un vrai produit de masse. Les coûts totaux de production de chaleur de la filière PAC aérothermiques restent élevés et sont évalués par l'Ademe entre 106 €/MWh à 157 €/MWh⁵.

Par ailleurs, d'un point de vue technique, il conviendra d'inciter la filière française de la pompe à chaleur à innover selon les axes suivants :

- Amélioration des performances saisonnières en production de chauffage mais aussi d'eau chaude sanitaire, notamment lors des périodes de pic de froid et éviter des basculements vers des appoints effet joule. Etant donné le recours massif à la climatisation également attendu dans les logements, des efforts de R&D sont nécessaires sur les performances en froid.
- Recours à des fluides frigorigènes à faible GWP (<150) et amélioration des procédures de manipulation des fluides pour limiter l'impact environnemental des PAC.

F - Le solaire thermique

Le solaire thermique : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Redynamiser la filière grâce à la réalisation réussie de plusieurs grandes installations solaires thermiques performantes pour alimenter des sites industriels et des réseaux de chaleur ;
- Mettre en place de nouveaux modèles de tiers financement adaptés notamment aux sites industriels ;
- Adapter la future réglementation thermique pour permettre le développement du solaire thermique dans les immeubles collectifs ;

Le constat sur l'état de la filière solaire thermique en France, longtemps accompagnée par l'ADEME, est difficile, dans un contexte de décroissance du nombre d'installations réalisées au niveau européen et mondial. La situation en France est particulièrement critique et la filière est sinistrée⁶. Par conséquent, il n'existe pas, en 2017, de filière solaire thermique française compétitive et structurée.

Un ensemble de facteurs expliquent ces difficultés. Sur le plan économique, la filière doit faire face à des concurrences multiples : la baisse du prix du gaz, la concurrence des chauffe-eau thermodynamiques (CET) destinés à l'eau chaude sanitaire (ECS) dans les maisons individuelles et la concurrence des capteurs photovoltaïque en toiture. L'équilibre économique des installations est encore fragile et pour les mêmes segments de marché, les installations sont en moyenne 30% plus coûteuses en France que dans les autres pays européens. Le coût total de production de la filière solaire thermique est ainsi estimé par l'Ademe entre 155 €/MWh et 450 €/MWh pour les chauffe-eau solaires individuels (CESI) et entre 190 €/MWh et 420 €/MWh pour les systèmes solaires combinés (SSC), pour le sud et le nord de la France respectivement⁷. En outre, la technologie apparaît parfois comme complexe et dont la performance nécessite d'être mieux quantifiée et valorisée, ce qui nuit à l'image de la filière.

Sur le plan de la réglementation thermique, le niveau d'exigence moindre dans les bâtiments collectifs, reconduite en Décembre 2017, a eu un impact négatif important sur le marché. La progression du solaire thermique dans le secteur résidentiel collectif devait constituer un important levier de croissance de la filière. Cependant, ce secteur ne représente qu'un quart des nouvelles installations, au lieu des deux tiers prévus dans les scénarios de préparation de la première PPE et le Scénario Energie-Climat 2035-2050 initial de l'ADEME. De plus, le nouveau label E+ C-, préfigurant la future réglementation thermique, pourrait aboutir à une forte augmentation de l'autoconsommation électrique à l'échelle du bâtiment au détriment de la chaleur renouvelable, dès lors que le bâtiment n'est pas raccordé à un réseau de chaleur.

Dans la première PPE, les objectifs de production solaire thermique étaient de 3,1 TWh et 4,7 TWh (270 ktep et 400 ktep) à l'horizon 2023, pour les scénarios bas et haut. Seulement 1,1 TWh (97 ktep) étaient produits en 2016 : le rythme de croissance annuelle des nouvelles installations (en TWh/an) devrait donc augmenter de 45 % par rapport au rythme actuel pour atteindre 3,1 TWh en 2023. Avec la baisse très marquée de l'activité de la filière depuis 2012, cet objectif bas de la première PPE est déjà trop ambitieux.

L'ADEME propose de revoir les objectifs 2023 à la baisse, à hauteur de 1,7 TWh et 2,3 TWh (150 ktep et 200 ktep) pour les scénarios bas et haut. **Pour 2028, elle propose un objectif PPE unique de 2,9 TWh (250 ktep)** afin de pouvoir atteindre 3,3 TWh (280 ktep) en 2030.

⁶ Les ventes annuelles ont ainsi diminué de plus de 60 % depuis 2013.

⁷ Source : <http://www.ademe.fr/couts-energies-renouvelables-france>

Afin de redynamiser la filière et d'atteindre ces objectifs, plusieurs pistes sont envisageables. De nouveaux acteurs dont des tiers investisseurs ont bien identifié un marché de niche émergent et porteur dans le secteur industriel et les réseaux de chaleur. La prospection de nouvelles installations à réaliser dans les milieux industriels est à l'avantage de ces acteurs qui maîtrisent bien la fourniture d'énergie. Sur les réseaux de chaleur, les nouvelles installations qui apparaissent aujourd'hui sont de taille modeste. Les opérateurs de ces réseaux devront concevoir une nouvelle ingénierie financière pour intégrer des installations de plus grande taille très capitalistiques, qui ne correspondent pas à leur modèle financier habituel. Les coûts totaux de production du solaire thermique dans les secteurs tertiaire et industriel sont estimés entre 63 €/MWh et 164 €/MWh pour le solaire thermique sur réseau de chaleur (STR) et entre 89 €/MWh et 260 €/MWh pour le solaire thermique collectif (STC)⁸.

De son côté, le Fonds Chaleur a permis de subventionner plus de 1600 opérations solaire thermique depuis sa création en 2009. Il couvre environ 60 % du nombre de nouvelles installations dans le secteur résidentiel ancien et 10 % de l'ensemble des installations qui voient le jour en Métropole.

Près du tiers des installations aidées par le Fonds Chaleur ont été réalisées dans les DOM. Du côté de la Métropole, le nombre d'installations a suivi une tendance baissière mais la surface des installations est plus conséquente, ceci notamment grâce à l'Appel à Projets Grandes Installations Solaires Thermiques qui a permis de lancer une nouvelle dynamique pour ce type d'installations.

G - Les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM)

Les UIOM : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Convertir à la cogénération les dernières usines ne valorisant la chaleur fatale que sous forme d'électricité ;
- Dimensionner les unités au plus juste, tout en supervisant la gestion des déchets à une échelle territoriale plus large, afin de favoriser la prévention et le recyclage ;

Différentes solutions existent pour traiter les déchets ménagers et assimilés. Pour l'Ademe, le choix d'un mode de traitement doit tenir compte d'une hiérarchie des priorités : la prévention, la réutilisation et le recyclage passent avant la valorisation énergétique. La mise en décharge des déchets (stockage) ne doit constituer qu'une solution de dernier recours.

L'incinération des déchets est donc aujourd'hui une solution pertinente qui permet d'éliminer des déchets n'ayant pu être recyclés ou valorisés par retour au sol tout en valorisant leur contenu énergétique. Etant donnée la part importante de biomasse dans les ordures ménagères, la production d'énergie à partir de ces déchets est considérée comme 50 % renouvelable au niveau européen. L'énergie produite par la combustion des déchets peut être valorisée via une production d'électricité et/ou l'injection de chaleur dans des réseaux de chaleur urbains ou vers un/des industriel(s) à proximité. Les impacts environnementaux et sanitaires des UIOM sont aujourd'hui maîtrisés, suite à une diminution spectaculaire des émissions de polluants au cours des 15 dernières années, notamment grâce à l'amélioration du traitement des fumées. De plus, l'incinération emploie⁹ environ trois fois plus de personnes que la filière de stockage en décharge.

⁸ Source : <http://www.ademe.fr/couts-energies-renouvelables-france>

⁹ Environ 30 Equivalents Temps Plein pour 100 kilotonnes de déchets, sur un an

La France dispose aujourd'hui d'un parc de 126 installations d'incinérateurs d'ordures ménagères cumulant une capacité d'incinération de 15,4 millions de tonnes par an (capacités autorisées). En pratique les tonnages incinérés sont légèrement moindres avec 14,4 millions de tonnes¹⁰. Les 113 installations équipées d'un dispositif de récupération d'énergie ont produit 3,8 TWh d'énergie électrique et 9,5 TWh d'énergie thermique en 2016¹¹.

Cinquante-trois unités représentant 56 % des déchets incinérés sont considérées comme des unités de valorisation (Pe supérieur à 0,6 ou 0,65¹²) et sont en grande majorité des installations de cogénération. 64 unités représentant 42 % des déchets incinérés sont considérées comme des unités de récupération (Pe inférieur à 0,6 ou 0,65) et 9 unités représentant 2 % des déchets incinérés sont des unités d'élimination sans aucune valorisation énergétique. Le mode de valorisation par cogénération est en forte augmentation : par la conversion des unités existantes, le nombre d'installations en cogénération est passé de 42 à 64 entre 2010 et 2015, pour une croissance des tonnages traités de 55 %. Cette tendance devrait se poursuivre.

Les efforts importants des politiques de prévention vont conduire à la réduction de la production de déchets ménagers dans les prochaines années. Par ailleurs, pour orienter l'économie française vers une économie circulaire, la loi sur la transition énergétique porte des objectifs ambitieux de réduction des déchets non inertes et non dangereux mis en décharge : 30 % de moins d'ici 2020 par rapport à 2010 et 50 % de moins en 2030. Ainsi, une partie des flux destinés à la décharge pourra être réorientée soit vers le recyclage via les centres de tris, soit vers les unités d'incinération. Les quantités de déchets incinérés devraient donc rester stables dans les prochaines années. Ces déchets incinérés pourront cependant avoir des PCI¹³ légèrement supérieurs aux PCI actuels avec l'augmentation de la part de refus de tri à plus haut PCI dans leur composition.

Le parc d'incinération devrait rester stable en nombre d'installations dans les prochaines années. En revanche, l'enjeu se situe sur l'amélioration de la performance énergétique des installations existantes d'incinération (grâce notamment à la valorisation accrue de la chaleur produite). L'étude du gisement chaleur fatale menée avec le CEREN¹⁴ met ainsi en évidence un potentiel de 4,4 TWh d'énergie à récupérer sur le parc existant. Cependant, l'intégralité de ce gisement ne sera pas accessible à l'horizon 2028.

Sur cette base, l'ADEME propose les objectifs suivants pour 2023 et 2028 :

| | Proposition d'objectifs pour 2023 ¹⁵ | Proposition d'objectifs pour 2028 |
|------------------------------------|---|-----------------------------------|
| UIOM - Valorisation en chaleur | 11,4 TWh (1 Mtep) | 12,5 TWh (1,1 Mtep) |
| UIOM - Valorisation en électricité | 4,5 TWh | 5,2 TWh |

Ces objectifs sont basés sur une stabilité des tonnes de déchets incinérés et une augmentation de la performance énergétique des installations de 30% d'ici 2028 par rapport à 2016.

¹⁰ Dont 113 000 tonnes de DASRI (Déchets d'Activités de Soins à Risques Infectieux), 590 000 tonnes de DAE (Déchets d'Activités Economiques) et 13,7 millions de tonnes de déchets ménagers

¹¹ Enquête sur les installations de traitement des ordures ménagères (ITOM) 2016, ADEME

¹² Pe : il s'agit d'un indicateur de Performance Energétique calculé pour chaque installation

¹³ PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

Afin de parvenir à ces objectifs ambitieux, l'ADEME préconise plusieurs actions clés et le respect de plusieurs exigences :

- Les unités ne produisant que de l'électricité doivent être converties en unités de cogénération.
- La valorisation de l'énergie produite doit être aussi performante que possible : études de raccordements d'utilisateurs de chaleur, développement de solutions adaptées à des périodes de moindre besoin de chaleur, implantation de nouvelles unités industrielles à proximité des incinérateurs existants, etc
- Le soutien à l'innovation à l'aide du Fonds Déchet et du Fonds Chaleur doit être poursuivi, afin de poursuivre l'amélioration de la combustion des déchets (four, régulation) ou encore l'optimisation de la conception des unités.
- Les nouvelles capacités d'incinération ou la modification des unités existantes doivent se faire au plus juste des besoins de traitement des déchets pour favoriser le développement du recyclage, de la prévention et du réemploi des déchets.
- Pour ce faire, la gestion des déchets doit être supervisée à des échelles territoriales plus larges. La coopération entre collectivités et syndicats de gestion des déchets doit être encouragée, pour optimiser l'usage du parc existant d'UIOM tout en favorisant les actions de prévention et de recyclage.

H - La chaleur fatale industrielle

La Chaleur fatale industrielle : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Favoriser la réalisation d'études de faisabilité technico-économiques pour des projets de récupération de chaleur fatale sur les sites industriels d'envergure et concentrant près de trois quarts du gisement de chaleur fatale proche des réseaux ;
- Evaluer la faisabilité d'un dispositif de sécurisation des risques financiers ou contractuels inhérents à ces projets ;

La valorisation de la chaleur fatale industrielle dans des réseaux de chaleur urbains a démontré sa pertinence. Dès 1979, la raffinerie de Reichstett fournissait 70 GWh/an de chaleur à 3 700 logements.

L'ADEME a identifié un gisement technique substantiel de chaleur fatale industrielle à plus de 30°C sélevant à 109,5 TWh¹⁴ et 113,1 TWh en incluant les data centers (hors UIOM). En considérant la part valorisable en externe de ce gisement, la quantité de chaleur à plus de 60°C disponible à proximité des réseaux de chaleur urbains existants est quantifiée à 12,3 TWh (1,06 Mtep, data centers compris), ce chiffre représente plus de 50 % de l'énergie délivrée en 2013 par les réseaux de chaleur.

En 2016, 523 GWh (45 ktep) étaient fournis au réseau de chaleur urbain par des sites industriels. En dépit de gisements techniques conséquents, la valorisation externe de chaleur fatale reste donc marginale par rapport au potentiel. Outre les freins économiques propres à la récupération de chaleur fatale, la livraison sur les réseaux de chaleur doit faire face à différentes contraintes contractuelles en raison des multiples intervenants pour de tels projets.

Toutefois, l'analyse des dossiers actuellement engagés ou en cours d'instruction par le Fonds Chaleur souligne une forte dynamique puisqu'entre 2016 et 2019, la quantité de chaleur fournie aux réseaux de chaleur urbains par les sites industriels et les data center augmentera d'environ 20%.

¹⁴ La Chaleur Fatale, Edition 2017, Réf. 8821

¹⁵ La première PPE ne comportait pas d'objectifs pour les UIOM à l'horizon 2023. L'ADEME fait une proposition.

La précédente PPE pour la période 2018-2023 ne fixait pas d'objectif pour la livraison de chaleur fatale industrielle au réseau de chaleur. La dynamique actuelle concernant la chaleur fatale industrielle engage à proposer un objectif pour la période 2023-2028. L'ADEME a réalisé une modélisation de cet objectif sur la base de ses scénarios à l'horizon 2035, et en tenant compte des hypothèses suivantes :

- la mise en œuvre préalable d'économies d'énergie (y compris par la récupération de chaleur fatale en interne) des sites industriels, avant d'envisager la valorisation de chaleur fatale externe au site ;
- la part significative de ce potentiel de valorisation de chaleur fatale issue d'un nombre restreint (< 100) de sites industriels ;
- le fait que les technologies de récupération de chaleur sont globalement mûres et que les freins économiques reculeront sous l'effet de l'augmentation du prix de l'énergie ;
- l'accroissement du nombre de réseaux de chaleur attendus avec les objectifs PPE d'augmentation du nombre de logements raccordés au réseau (2,3 millions d'équivalents logements en 2014 ; objectif de 4 à 4,8 millions en 2023), et permettant des débouchés pour la chaleur fatale industrielle.

Ainsi l'ADEME préconise pour 2028 une valeur cible de 2,71 TWh (0,23 Mtep) pour la valorisation de la chaleur fatale des sites industriels et des data centers vers les réseaux de chaleur urbains. Ce scénario identifie un pic de livraison de chaleur atteint en 2035 et correspondant à 50 % de ce gisement.

Pour atteindre cet objectif, l'Ademe recommande :

- Le maintien de l'accompagnement des projets de valorisation de chaleur fatale industrielle. Le dispositif du Fonds chaleur a démontré son effet entraînant pour rendre cohérent et faire émerger des projets de valorisation de chaleur fatale.
- Le lancement d'une réflexion approfondie autour d'un mécanisme incitatif ou réglementaire pour favoriser la réalisation d'études de faisabilité technico-économiques pour des projets de récupération de chaleur fatale sur les sites industriels d'envergure et concentrant près de trois quarts du gisement de chaleur fatale proche des réseaux.
- L'étude et la proposition de nouvelles pistes pour amplifier le financement des projets de valorisation de chaleur fatale industrielle, notamment grâce à une sécurisation des risques financiers ou contractuels inhérents à ces projets.
- Le travail de sensibilisation et de formation de toutes les parties prenantes (pouvoirs publics régionaux, industriels, prescripteurs...) autour de la thématique de la chaleur fatale industrielle.

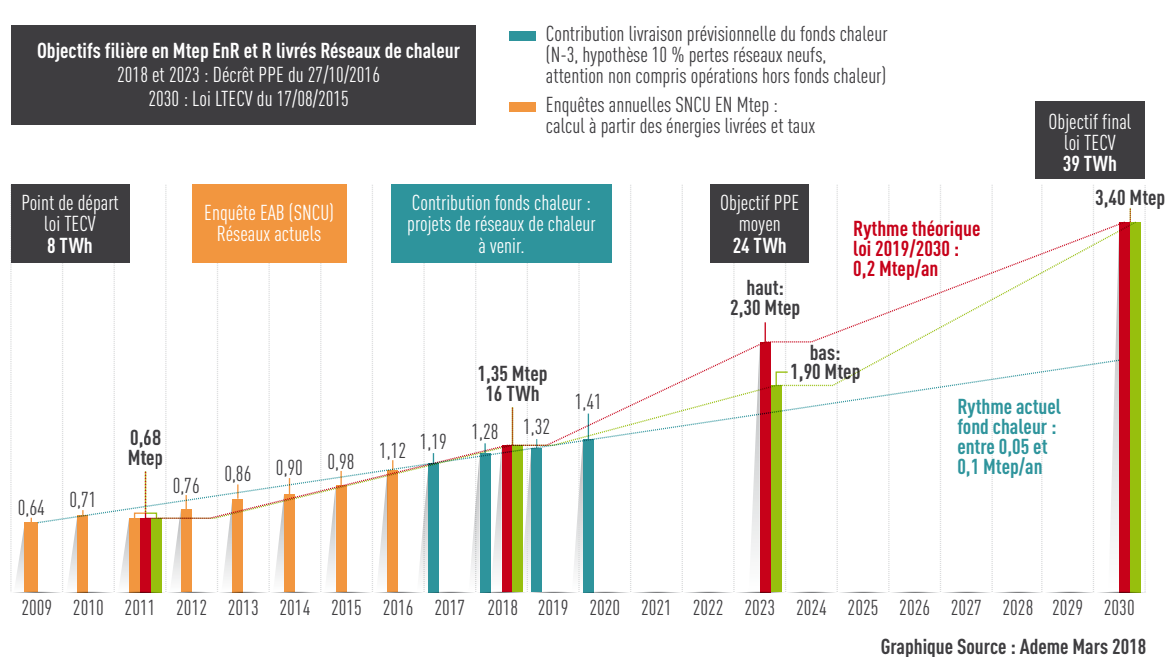
I - Les réseaux de chaleur alimentés par des EnR&R (Energies Renouvelables et de Récupération)

Les réseaux de chaleur : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Dans une approche de planification, la solution « réseaux de chaleur EnR&R » doit faire partie des solutions étudiées par les collectivités, même pour les quartiers avec des consommations faibles ;
- Les grandes opérations d'aménagement urbain, pilotées avec le regard planificateur de la collectivité, sont des opportunités pour développer les réseaux de chaleur EnR&R à moindre coût, notamment grâce à la mutualisation des travaux de voirie ;
- Maintenir la TVA à taux réduit pour la vente de chaleur à partir de réseau à plus de 50 % EnR&R tout en incitant progressivement les opérateurs à augmenter davantage la part d'EnR&R ;

Les réseaux de chaleur permettent d'alimenter en chaleur un quartier ou un ensemble de quartiers à partir d'un ou plusieurs moyens de production de chaleur centralisés. Les réseaux de chaleur permettent de mobiliser massivement des gisements d'EnR&R locales non distribuables autrement (géothermie profonde, chaufferie bois de forte puissance, récupération de chaleur fatale...). L'objectif de la LTECV est de multiplier par 5 la quantité de chaleur EnR&R injectée dans les réseaux entre 2011 et 2030 (quantité de 7,9 TWh en 2011, soit 0,68 Mtep). La filière connaît ainsi une forte croissance et les réseaux de chaleur alimentés majoritairement par des EnR&R progressent rapidement en France. Cette progression est notamment soutenue par l'augmentation du nombre de chaufferies à biomasse solide, la valorisation de chaleur sur les UIOM existantes et des doublets de géothermie profonde.

En 2016, 600 réseaux chauffaient 2,3 millions de français dans 500 villes et distribuaient 13 TWh (1,12 Mtep) de chaleur EnR et R¹⁷. Le taux global d'EnR&R sur les réseaux français dépasse maintenant les 50%. Ces chiffres sont à comparer à un potentiel national maximum de développement estimé à 123 TWh (10,6 Mtep) d'EnR et R injectées dans les réseaux. En France, en 2015, le prix de vente moyen de l'énergie livrée par les réseaux de chaleur est de 68,3 € HT/MWh : le prix de vente moyen des réseaux de chaleur vertueux est de 65,6 € HT/MWh, contre 70,9 € HT/MWh pour les réseaux alimentés par moins de 50% d'énergies renouvelables et de récupération¹⁸.



Les objectifs de la première PPE pour 2023, fixés à 22 TWh (1,9 Mtep) pour une trajectoire basse et 27 TWh (2,3 Mtep) pour une trajectoire haute d'EnR&R livrées par les réseaux, sont en phase avec l'objectif de la LTECV de 40 TWh (3,4 Mtep) en 2030. Cependant, le rythme moyen actuel de croissance des EnR&R injectées dans les réseaux reste insuffisant pour atteindre cet objectif. La contribution apportée par les projets aidés dans le cadre du Fonds Chaleur est évaluée aujourd'hui à 0,8 TWh/an (0,07 Mtep) par l'ADEME¹⁹. Un triplement du nombre de projets de tout type sera donc nécessaire pour atteindre un rythme de croissance suffisant d'au moins 2,3 TWh/an (0,2 Mtep). Pour l'horizon 2030, l'ADEME est en accord avec les objectifs de chaleur renouvelable de la LTECV.

¹⁷ Enquête nationale 2015 du chauffage urbain et de la climatisation urbaine, SNCU

¹⁸ Source : <http://www.observatoire-des-reseaux.fr/>

¹⁹ Sur la base des projets aidés par le Fonds Chaleur (données de quantités prévisionnelles de chaleur EnR injectées) et des enquêtes de branche SNCU

La proposition de l'ADEME est ainsi de 36 TWh d'EnR&R (soit 3,1 Mtep) livrées par les réseaux de chaleur en 2028, en cohérence avec les objectifs initiaux de la PPE 2016. Cet objectif permet de véhiculer la chaleur renouvelable et de récupération prévue pour chacune des filières de production EnR&R : solaire thermique sur réseaux de chaleur, cogénération biogaz, biomasse y compris en cogénération, chaleur industrielle de récupération, unités de valorisation énergétique des déchets, géothermie profonde, pompes à chaleur (hors aérothermie).

Pour atteindre cet objectif, l'ADEME recommande plusieurs actions clés :

- A une échelle locale, les enquêtes de la SNCU sur le potentiel de développement des réseaux mettent en évidence une très grande disparité entre régions. L'effort est à reporter sur les régions dont les marchés ne sont pas proches de la saturation, sur la base des gisements et des priorités des SCRAE.
- Il faut relancer la procédure de classement pour les réseaux ayant fait leur preuve à l'issue de la première phase de commercialisation.
- Il faut également inciter à maximiser les taux d'EnR&R des projets actuels et futurs pour atteindre a minima des taux moyens qui suivent une trajectoire de 60 % à 65 % d'EnR&R entre 2022 et 2035, avec un point de passage à 62 % d'EnR&R en 2028.
- Il est enfin nécessaire de maintenir le double effet TVA réduite et Fonds Chaleur à un niveau permettant d'assurer une compétitivité constante des solutions réseaux de chaleur.

J - Les réseaux de froid alimentés par ENR&R

Outre la consommation de chaleur qui représente un enjeu majeur en France²⁰, la consommation de froid est en constante augmentation dans le secteur tertiaire, et dans le secteur résidentiel où elle se développe rapidement, en particulier dans les territoires méditerranéens et ultra-marins. Une partie de ce besoin peut être couvert par des livraisons de froid par réseau, lui-même alimenté par des EnR&R.

Le développement des énergies renouvelables productrices de froid renouvelable répond à un enjeu important, sur le plan environnemental et économique. C'est pourquoi l'Union Européenne a défini une stratégie de développement de la chaleur et du froid renouvelable en 2016 et prévoit une meilleure valorisation de ces technologies dans le cadre de la révision actuelle de la Directive Enr 2009/28/UE. En outre, des réflexions se poursuivent afin d'améliorer la comptabilisation du froid renouvelable, et ainsi valoriser et quantifier leurs productions dans les statistiques énergétiques.

Selon les estimations de l'ADEME, un objectif moyen de 0,37 TWh d'EnR&R (32 ktep) livré par les réseaux de froid à l'horizon 2028 (EnR&R hors aérothermie), ou 0,41 TWh (35,3 ktep) en 2030 paraît déjà ambitieux. Il correspond à un facteur 2 à 3 par rapport à la situation actuelle (estimée par l'ADEME en l'absence de chiffres de l'enquête de branche). Cet objectif implique la densification des réseaux vertueux existants avec des nouveaux moyens de production ENR associés ainsi que la création de nouveaux projets de grande taille (7) et de petite taille (environ 50 projets en éco quartier notamment). Cette estimation intègre également le développement des boucles d'eau tempérées.

L'Avis de l'ADEME fait le point sur l'état des connaissances et propose des recommandations :

<http://www.ademe.fr/avis-lademe-reseaux-chaleur-alimentes-energies-renouvelables-recuperation>

²⁰ La chaleur comptabilise près de la moitié de l'énergie finale consommée en France (49 %), devant l'électricité (34 %) et les transports (17 %).

A - Le Solaire photovoltaïque (PV) et le développement de l'autoconsommation

Le Solaire Photovoltaïque : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- L'ambition de développement étant importante et la visibilité donnée par les appels d'offres étant bonne, il s'agit maintenant de concrétiser les raccordements et mises en service d'installations pour atteindre les objectifs de la PPE ;
- Faciliter l'intégration territoriale des projets grâce au développement du financement participatif et de l'autoconsommation ;
- Assurer la qualité du dimensionnement des installations en autoconsommation individuelle pour éviter les contre-références ;
- Continuer, dans les soutiens publics apportés, à prendre en compte la plus-value environnementale des produits ayant le plus faible contenu CO₂ ;

La filière solaire photovoltaïque a connu une forte croissance en France sur la période 2005-2010, portée par des aides publiques alors avantageuses. Depuis 2010, ce soutien public a sensiblement diminué. Les très fortes baisses des coûts de production de la filière photovoltaïque, passées et à venir, rendent aujourd'hui cette technologie compétitive et en font une filière EnR incontournable dans le mix électrique du futur.

L'Ademe estime les coûts totaux de production d'électricité PV comme suit²¹ :

| Photovoltaïque : fourchettes de coûts pour des installations situées en PACA et Pays de la Loire | Coûts totaux de production en 2016 | Coûts totaux de production en 2025 |
|--|------------------------------------|------------------------------------|
| Installations en petite toiture (moins de 9 kW) | 122-214 €/MWh | 88-152 €/MWh |
| Toitures moyennes (36 à 100 kW) | 99-126 €/MWh | 75-96 €/MWh |
| Centrales au sol et grandes toitures (plus de 250 kW) | 66-104 €/MWh | 51-78 €/MWh |

L'effet combiné de la hausse des capacités installées, des progrès technologiques et de la baisse du coût des composants devrait permettre une baisse supplémentaire des coûts de production d'électricité PV d'environ 25 % à 30 % entre 2015 et 2025, pour l'ensemble des segments de marché (centrales au sol, grandes, moyennes et petites toitures).

Pour atteindre les objectifs de 2023 fixés par la PPE pour le PV (entre 18,2 et 20,2 GW), des appels d'offres pour des centrales de grande puissance ont été programmés et lancés sur la période 2016-2019 avec un rythme moyen prévu d'installation de 1,5 GW/an. Maintenir ce rythme sur la période 2019-2023 répondrait théoriquement aux objectifs 2023. Cependant, le rythme effectif des raccordements n'est que de 0,5 à 1 GW/an pour 2,4 GW en liste d'attente. Les délais de raccordement devront donc être raccourcis pour atteindre les objectifs de la PPE. Si tel est le cas, **un objectif de capacité installée cumulée en PV de 27 GW (bas) 30 GW (haut) pour 2028 est atteignable, avec une répartition de 11-13 GW en toiture et 16-17 GW au sol.** Cette répartition toiture-sol se base sur les gisements de surfaces disponibles et contraintes technico-économiques actuelles.

Pour éviter les potentiels conflits d'usage, les installations en toiture sont à privilégier. Les grandes toitures sont particulièrement intéressantes puisqu'elles permettent de réaliser des économies d'échelle. Au sol, les nouvelles installations devront être prioritairement fléchées vers les zones délaissées pour prévenir les conflits d'usage et les potentiels impacts environnementaux. En effet, avec la croissance du parc PV, la disponibilité des zones naturelles mobilisables pourrait se heurter à des conflits d'usage. Il est donc important de pouvoir estimer précisément le gisement technico-économique des zones délaissées. C'est pourquoi l'ADEME réalise actuellement une étude du gisement pour les grandes installations au sol et en ombrières, en zones délaissées et artificialisées²². De plus, des études supplémentaires sont nécessaires pour mieux évaluer les impacts environnementaux des installations au sol afin de flécher les systèmes de soutien vers une meilleure prise en compte de ces enjeux.

Le développement des toitures PV favorise une limitation des conflits d'usage pour toute la filière et serait plus générateur d'emplois au niveau de la phase d'investissement des projets²³. Il pourrait également bénéficier du développement de l'autoconsommation comme nouveau levier de croissance. L'autoconsommation peut présenter des bénéfices importants pour les consommateurs et la collectivité. En plus de sécuriser sa facture d'électricité et de réduire sa consommation, le consommateur devient un « consommateur » de la transition énergétique. Pour la collectivité, les besoins de renforcement du réseau pourraient être réduits.

Grâce à la baisse des coûts de production de l'électricité photovoltaïque, l'autoconsommation devient progressivement attractive. La pertinence d'une opération d'autoconsommation relève de l'adéquation des profils de consommation du site avec le profil de production de l'installation PV. En métropole, cela concerne donc en priorité les secteurs tertiaires, industriels, voire agricoles, qui cumulent l'autre avantage d'avoir de grandes toitures à disposition. Pour confirmer l'intérêt d'autoconsommer, l'ADEME recommande d'effectuer systématiquement des études de faisabilité rigoureuses, prenant en compte ces profils de production et consommation, et auxquels pourront être associés des actions de flexibilité et de maîtrise de la demande en énergie (MDE).

L'autoconsommation est en effet d'autant plus pertinente que les usages les plus consommateurs sont déplacés pendant les heures d'ensoleillement. L'utilisation d'un dispositif de stockage sera également bénéfique à moyen terme quand les coûts de la technologie auront encore diminué. **Dans le cas où les coûts du matériel PV continuent de baisser, et en gardant un soutien ciblé, les installations en autoconsommation devraient présenter d'ici à 2025 des retours financiers intéressants sur une grande partie du territoire métropolitain.**

B - L'éolien terrestre

L'éolien terrestre

- Améliorer l'appropriation locale des projets via une implication des citoyens dans le développement, la gouvernance et les retombées économiques des projets, ainsi qu'une meilleure approche paysagère et environnementale, en amont des projets ;
- Accélérer le rythme de déploiement des nouveaux parcs pour atteindre les objectifs de la première PPE fin 2023 ;
- Définir un cadre pour les premières opérations de rééquipement des parcs les plus anciens, tout en favorisant le recyclage des anciennes turbines ;

²² Evaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation des centrales photovoltaïques (étude en cours, finalisation courant 2018)

²³ Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie (septembre 2015)

Rappelons tout d'abord que **la France dispose d'un gisement de vent considérable, le 1er gisement en Europe pour les installations à terre**. Cette filière arrive désormais à maturité avec des coûts complets compris, selon l'ADEME, entre 60 et 90 euros/MWh : il s'agit d'un ordre de grandeur comparable au coût de technologies concurrentes comme les centrales à cycle combiné gaz. Cette tendance vient d'être confirmée par le prix moyen pondéré de 65,4 euros/MWh pour les projets lauréats en février 2018 du premier appel d'offres éolien terrestre. L'ADEME estime de plus que des coûts de inférieurs à 50 euros/MWh à terre seront possibles en 2030, en partie grâce à plusieurs innovations technologiques concernant notamment les rotors et nacelles²⁴. Ces innovations devraient en outre sensiblement allonger la durée de vie des éoliennes terrestres.

La filière éolienne est également porteuse de nombreux emplois, avec un fort potentiel de croissance. En 2015, 18000 ETP²⁵ directs et indirects étaient répartis par volume décroissant dans la fabrication et l'assemblage, le développement, l'exploitation/maintenance et le génie civil. Environ 600 entreprises françaises interviennent sur la plupart des étapes d'un projet éolien et sont donc présentes sur les différents maillons de la chaîne de valeur. Les emplois sont répartis sur l'ensemble des régions avec des prédominances régionales de certains maillons.

La dynamique actuelle de la filière devrait s'amplifier dans les prochaines années. La moyenne des scénarios prospectifs de l'ADEME donne une forte croissance des ETP directs et indirects à destination du marché français aux horizons 2023 et 2035, par rapport à 2015. La filière pourrait ainsi représenter 33 500 ETP en 2023 et 53 000 en 2035, ce qui représente +24%/an pour la seule période 2016-2023.

Dans la première PPE, les objectifs de croissance de la production éolienne à l'horizon 2023 sont donc logiquement les plus élevés parmi les objectifs de croissance des filières ENR électriques, avec des options basse et haute de 21,8 et 26 GW. Comme pour les autres ENR électriques, l'ADEME juge ces objectifs cohérents avec les objectifs 2030 de la LTECV. Cependant, le rythme moyen de croissance du parc éolien métropolitain n'a été que de 1,3 à 1,4 GW/an sur la période 2014-2017, ce qui reste en deçà d'un rythme de 1,7 à 1,8 GW/an nécessaire pour atteindre un objectif moyen de 24 GW en 2023.

En 2028, des objectifs bas et haut de 25,5 GW et 28 GW sont réalisables pour l'éolien terrestre. Ils constituent les points de passage du Scénario Energie-Climat 2035-2050 de l'ADEME, sur les trajectoires jusqu'à 80 % et 90 % d'ENR dans la consommation électrique française en 2050. Le gisement mobilisable pour y parvenir, que l'ADEME a estimé, tient compte de la capacité d'intégration du réseau électrique, ainsi que de la croissance à venir des projets de repowering²⁶. L'importance du repowering dans l'augmentation de la production d'électricité éolienne devrait devenir significative à partir de l'horizon 2025 et limiter alors les besoins de raccordement de nouvelles installations.

Malgré d'importants avantages compétitifs, le développement des filières éoliennes est confronté à une cristallisation du débat public avec des oppositions plus vives que pour les autres ENR. L'éolien suscite de nombreuses interrogations légitimes, dans une période charnière de concrétisation des objectifs de la LTECV et de la PPE qui passe par des objectifs de croissance élevés aux horizons 2023 et 2028. Or **la France ne pourra pas respecter ses ambitions de transition énergétique pour 2030 sans accélérer le développement de l'éolien, à terre comme en mer**.

²⁴ Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières, ADEME, 2017

²⁵ ETP : Equivalents Temps Pleins

²⁶ Repowering : remplacement d'anciennes éoliennes par de nouvelles éoliennes plus performantes

Pour parvenir à l'atteinte de ces objectifs, l'ADEME identifie les principaux leviers suivants :

- Continuer à accompagner l'innovation technique concernant le développement, la maintenance, les opérations, l'écoconception, le contrôle et la conception des pales, avec à la clé une réduction des coûts et une amélioration des quantités d'énergie produites par éolienne. Il faut aussi continuer à accompagner l'innovation concernant la gestion des conflits d'usage, avec notamment des améliorations de la signature radar, de la détection et de l'observation de la faune volante. L'amélioration de la modélisation du gisement et du potentiel éolien est également nécessaire.
- Accompagner la montée en compétences des acteurs et favoriser les bonnes pratiques (développeurs comme collectivités).
- Mettre en place un réseau de conseillers aux collectivités pour les aider à se positionner par rapport au potentiel éolien de leur territoire. Ce réseau permettrait notamment aux collectivités qui le souhaitent de s'impliquer en amont des projets, notamment dans les démarches d'intégration paysagères des projets.
- Accompagner les collectivités pour favoriser et renforcer leur participation aux démarches d'intégration des éoliennes au paysage, notamment en capitalisant les retours d'expérience et les bonnes pratiques ; à ce titre, prendre davantage en compte les caractéristiques de l'ensemble du territoire pour mieux les intégrer à la planification des parcs éoliens.
- Favoriser les projets participatifs et citoyens qui facilitent l'appropriation locale des parcs éoliens et augmentent les retombées économiques de ces parcs sur leurs territoires d'implantation et pour leurs acteurs ;
- Améliorer encore les connaissances en matière d'impacts sur la biodiversité, notamment en capitalisant l'ensemble des données des études d'impact réalisées sur les parcs éoliens, ce qui devrait conduire à une meilleure consolidation des données à l'échelle nationale. Il s'agit ainsi de mieux appréhender la question des impacts cumulés de l'ensemble des parcs éoliens installés sur un territoire donné.
- Capitaliser et documenter les retours d'expériences sur la gestion des parcs anciens qui arrivent en fin de contrat pour améliorer l'efficacité des premières opérations de renouvellement des parcs.

C - L'éolien en mer

Les PAC aérothermiques : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Mettre en opération les 6 premiers parcs éoliens offshore avant 2023 ;
- Mettre en place une nouvelle procédure d'appel d'offres favorisant le dérisquage des projets en amont, avec la réalisation préalable des études d'impact par l'Etat, une concertation initiale étendue du grand public et une finalisation des modalités du permis enveloppe, pour permettre une accélération du développement des parcs et une baisse significative des coûts

L'éolien en mer présente l'intérêt de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers que l'éolien terrestre, et l'éloignement des côtes diminue les conflits d'usage. A l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 un taux de croissance moyen d'environ 27%/an sur la période 2015-2020. L'éolien en mer se développe en Europe et ses coûts sont en forte diminution, grâce aux effets d'échelles et aux progrès technologiques de la filière qui profitent à l'éolien terrestre comme en mer. L'ADEME estime que des coûts complets (LCOE) de 54 à 73 euros/MWh pour l'éolien en mer posé et 62 à 102 euros/MWh pour l'éolien flottant sont ainsi possibles à l'horizon 2030.

Pour les filières éoliennes en mer, l'ADEME estime le potentiel technique à respectivement 43 GW pour l'éolien en mer posé et 10 GW pour l'éolien en mer flottant.

L'ADEME est en accord avec l'objectif de la première PPE de 3 GW d'éolien en mer posé en 2023 et propose un objectif de 6 GW en 2028 auxquels s'ajoutent 3 GW d'éolien flottant développés à partir de 2022, sur la base d'appels d'offre répartis paritairement entre la Bretagne et la Méditerranée.

Il ne sera atteignable qu'à l'aide de plusieurs leviers déterminants : un dérisquage des projets en amont, avec la réalisation préalable des études d'impact par l'Etat et une concertation initiale étendue du grand public, une finalisation des modalités du permis enveloppe et un soutien financier continu à l'innovation avec des tests sur des sites d'essais. L'ADEME recommande également de réaliser une série d'études sur les retours d'expérience des projets éoliens en mer développés en Europe du Nord.

Rappelons enfin que l'éolien en mer représente lui aussi potentiellement une importante source de revenus pour les communes littorales à proximité des parcs. Les 14 800 euros/MW perçus par la collectivité (taxe sur les éoliennes maritimes prévue à l'article 1519 B du CGI) sont en effet affectés à un Fonds national de compensation puis redistribués aux communes littorales, à la pêche durable et aux projets durables sur la façade littorale.

D - Les Energies marines renouvelables (hors éolien en mer)

Les EMR: principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Mettre en service les premières fermes pilotes hydroliennes et en tirer les retours d'expérience pour abaisser significativement les coûts de production ;
- Organiser les premiers appels d'offres commerciaux, en plusieurs vagues de capacité croissante ;

A ce jour, la filière des Energies Marine renouvelables (EMR) n'est pas encore arrivée à maturité, avec des coûts de fabrication et d'installation élevés. D'après les appels à projets en France et à l'international, les coûts totaux de production de l'hydrolien marin sont ainsi estimés entre 120 €/MWh et 570 €/MWh. L'ADEME porte donc un effort continu pour l'innovation et le développement de la filière, en soutenant financièrement, notamment via le Programme des Investissements d'Avenir, plusieurs fermes pilotes et projets démonstrateurs de composants technologiques essentiels. Cet effort doit être poursuivi.

La majorité des capacités déployées à l'horizon 2028 devrait être constituée de fermes hydroliennes, soit 100-150 MW principalement installés dans les zones à fort potentiel du Raz Blanchard, du Passage du Fromveur et du Raz Barfleur. Le retour d'expériences des premières installations hydroliennes apportera de la visibilité sur les contraintes techniques, économiques et environnementales de ces projets, et l'organisation d'appels d'offres commerciaux permettra le déploiement de la filière.

En ce qui concerne les autres EMR (hors hydrolien), la capacité installée à l'horizon 2028 serait de quelques dizaines de MW. Il s'agit principalement de démonstrateurs houlomoteurs offshore et « nearshore » (en zone littorale, dans le cadre de réfection d'ouvrages portuaires). L'énergie thermique des mers constitue également un potentiel de plusieurs dizaines de MW à l'horizon 2028, localisé principalement dans les départements et territoires d'outre-mer.

E - La production d'électricité d'origine géothermique

L'électricité géothermique: principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Mettre en service plusieurs centrales de technologie EGS et capitaliser ces premiers retours d'expérience ;

Le développement de la production d'électricité géothermique, en France métropolitaine, a été amorcé en 1987 avec le projet de Soultz-sous-Forêts, dans le Bas-Rhin. Celui-ci a permis d'initier le concept dit « EGS »²⁷ via une installation pilote qui a longtemps été considérée, à l'échelle mondiale, comme le projet le plus avancé dans ce domaine. Cette installation d'abord dédiée à l'expérimentation scientifique a été reconfigurée en 2016 en projet industriel de production d'électricité.

D'après une étude du BRGM, la France serait le deuxième pays d'Europe continentale (après la Hongrie) en terme de potentiel EGS. Le potentiel français disponible à 5 000 m de profondeur avait ainsi été estimé par le BRGM à 4 700 GW ; en supposant un taux d'extraction de cette ressource thermique assez faible de 1 à 3% et un rendement électrique/thermique des unités de conversion de 10 %, le potentiel électrogène valorisable pourrait être de l'ordre de 10 GW.

La carte ci-après (source BRGM) localise les grabens ouest européens et la position privilégiée de la France pour ce qui concerne les zones particulièrement propices à la technologie EGS. Toutes ces zones ont la même origine géodynamique et présentent des caractéristiques géologiques communes (anomalie thermique, réseau de failles, socle cristallin en profondeur). A court terme, les deux zones les plus intéressantes à prospecter et à exploiter en France métropolitaine sont l'Alsace et les Limagnes (nord-est du massif central).



Le coût de production de l'électricité pour des installations EGS du même type que celles qui pourraient bientôt être réalisées en métropole varie ainsi de 170 €/MWh à 340 €/MWh. La plage de variation s'explique notamment par l'accessibilité de la ressource (profondeur de forage et température de la ressource) et le coût d'investissement (notamment la technologie de conversion thermoélectrique ORC plus chère que cycle vapeur).

La filière reste cependant émergente en France et compte tenu du contexte propre à cette filière (ressources restant encore à identifier même si les zones propices sont identifiées, durée longue de mise en œuvre des projets), l'objectif de 53 MW électriques en 2023 défini dans la première PPE apparaît aujourd'hui comme relativement optimiste. **L'ADEME propose de maintenir cet objectif de 53 MW électrique pour 2028-2030.**

²⁷ Enhanced Geothermal System. Il s'agit d'exploiter des réservoirs d'eau chaude souterrains qui sont naturellement fracturés, afin de valoriser leur ressource à haute température (140-170°C) pour la production d'électricité.

F - Le développement des réseaux électriques intelligents et du stockage

Réseaux électriques intelligents: principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Finaliser le déploiement du comptage communicant pour accompagner le développement de solutions de maîtrise des consommations d'énergie chez les consommateurs particuliers ;
- Favoriser l'émergence de solutions de pilotage intelligente de la demande, notamment pour faciliter l'intégration au réseau des véhicules électriques ;
- Exploiter les gisements de flexibilité, en particulier dans l'industrie et le tertiaire ;
- Faciliter le déploiement des solutions smart grids qui permettent d'abaisser les coûts de raccordement des EnR ;

Avec la croissance de la part des EnR dans le mix électrique et en particulier des parcs PV et éolien, il sera progressivement nécessaire de développer de nouvelles solutions de réseaux intelligents et de stockage pour répondre à l'évolution des besoins du système électrique. Ces technologies et les différentes offres de services adossées peuvent rendre différents services complémentaires au système : pilotage de l'offre avec une meilleure intégration de la production EnR, adaptation continue des réseaux électriques existants, pilotage dynamique de la demande et maîtrise des consommations d'énergie. L'un des enjeux clés est de couvrir l'augmentation des besoins de flexibilité journaliers et hebdomadaires de l'offre et de la demande.

Côté production et réseau, l'augmentation des puissances EnR électriques raccordées peut être favorisée par plusieurs leviers : l'amélioration de l'observabilité des réseaux, les offres de raccordement alternatives (notamment via des écrêtements de production), et les outils de prévision des productions EnR et des consommations permettent également d'améliorer la gestion locale du réseau et d'en limiter les renforcements. A ces outils s'ajoutent des briques technologiques matures déjà prêtes à être déployées (capteurs, transformateurs régleurs en charge, disjoncteurs automatisés, etc).

L'ADEME a déjà identifié un important gisement technique d'effacement dans l'industrie, qu'elle estime entre 4,5 et 6,5 GW et qui est relativement peu sensible à la durée des effacements. Le gisement dans le secteur tertiaire est plus faible, de l'ordre de 2 à 3 GW, et il est plus sensible à sa durée d'activation. **La part des gisements d'effacement qui serait la plus économiquement rentable dans l'industrie et le tertiaire, en-dessous d'un coût de 60 euros/kW/an, est enfin estimée entre 1,5 et 4 GW avec un scénario de référence à 3 GW.**

L'augmentation du parc PV au-delà de 20 GW (estimé au cours des années 2020) fera apparaître un nouveau besoin de flexibilité infra-journalière. Ce besoin sera en partie couvert par la flexibilité déjà importante du système électrique français, qui pourra être renforcée par le pilotage dynamique du parc résidentiel de ballons d'eau chaude sanitaire (ECS) et d'autres solutions de flexibilités telles que le pilotage intelligent de la charge des véhicules électriques.

A l'horizon plus lointain de 2030, pour un mix électrique entre 35 % et 40 % d'EnR, l'ADEME estime que le besoin de flexibilité devrait rester limité à 1 à 2 GW. Il pourra être alors couvert par la mobilisation de différentes solutions techniques complémentaires : stockage infra-journalier, pilotage dynamique de la demande, technologies de power-to-heat et power-to-gaz. La connaissance des gisements technico-économiques de ces technologies est aujourd'hui inégale et devrait être renforcée.

L'ADEME soutient le déploiement des nouveaux compteurs communicants tels que Linky. La maîtrise des consommations à l'aide du comptage communicant et d'une meilleure information des consommateurs permettra de réaliser des économies d'énergie substantielles²⁸. Le comptage communicant est par-ailleurs partie intégrante de la modernisation des réseaux de distribution d'électricité. Grâce à une gestion facilitée du réseau et à une meilleure connaissance des flux, les compteurs permettent une plus grande capacité d'intégration des énergies renouvelables décentralisées (diminution des coûts de raccordement d'installations de production EnR domestiques, amélioration de la connaissance de l'état du réseau, etc).

A moyen terme, il sera également nécessaire de prendre en compte les enjeux de flexibilité de la demande dans la réglementation thermique des bâtiments pour atteindre des objectifs ambitieux, aussi bien en puissance qu'en énergie. Le développement de nouvelles synergies entre réseaux de chaleur, électriques et de gaz constitue enfin un enjeu clé, tant du point de vue de la planification que du pilotage optimisé du système énergétique français.

²⁸ D'après les retours d'expérience des premiers démonstrateurs financés par les Investissements d'Avenir, les économies d'énergie jusqu'à 10% sont possibles pour les ménages les plus gros consommateurs.

La LTECV prévoit qu'à l'horizon 2030, les énergies renouvelables couvrent 15% de la consommation finale d'énergie des transports. Cet objectif va de pair avec un objectif de réduction de la consommation de carburants fossiles de 30% par rapport à celle de 2012 ainsi que d'un rééquilibrage partiel entre gazole et essence. Une part de 10% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie des transports est déjà attendue à l'horizon 2020, en application de la directive européenne EnR de 2009, reprise dans la LTECV.

A - Les biocarburants

Les biocarburants : principaux enjeux pour la prochaine PPE

- Continuer à accompagner l'innovation sur les filières de biocarburants avancés ;
- Travailler sur la mobilisation, la gestion et l'articulation des ressources biomasses ;
- Evaluer les conditions techniques et financières de mise en place et d'exploitation viable de nouvelles unités de production sur le territoire français ;

Les biocarburants sont une des composantes qui contribuent à cet objectif (7,58 % en énergie en 2016) et le resteront pour l'objectif à 2030 de la LTECV. Grâce aux différents dispositifs incitatifs (réduction TICPE, TGAP, objectifs annuels d'incorporation), l'utilisation des biocarburants dans le transport routier a connu une croissance régulière et importante entre 2005 et 2010, avec le développement du biodiesel et du bioéthanol de première génération. Les filières françaises se sont structurées de la production de biomasse à l'incorporation de biocarburants.

Depuis 2010, des dispositifs complémentaires (double comptage contenu énergétique et TGAP) ont permis l'arrivée sur le marché de nouvelles productions à base de déchets, résidus (huiles alimentaires usagées, graisses animales, résidus viniques) pour compléter les productions existantes. Les quantités sont toutefois restées limitées du fait des volumes restreints de ressources disponibles. Dans le même temps, entre 2009 et 2016, plusieurs projets de démonstration ont été mis en place pour accompagner le développement de filières de biocarburants à partir de biomasse lignocellulosique (dits de 2^{ème} génération) ou d'autres biomasses (coproduits industriels). Parmi celles-ci, une filière (éthanol 2G) est en phase de commercialisation, les autres sont encore en phase de démonstration ou de développement. Enfin, une nouvelle unité de biocarburant gazole est prévue pour entrer en production courant 2018 à partir d'un mix de différentes ressources biomasse (statuts variés).

La contribution des biocarburants de première génération étant plafonnée à 7% de la consommation de carburants, évaluée en énergie consommée (Mtep), la première PPE a fixé des objectifs dédiés aux biocarburants dits avancés aux horizons 2018 et 2023. Ces objectifs sont distincts pour les filières essence (1,6 et 3,4 %) et gazole (1 et 2,3 %). Ils sont associés à des conditions sur la prise en compte de certaines ressources pour la classification des biocarburants associés en biocarburants avancés.

En se basant sur la dernière version de son Scénario Energie-Climat 2035-2050, ainsi que sur un périmètre des biocarburants avancés similaire à celui envisagé dans les projets de directive EnR 2, l'ADEME estime que l'atteinte des objectifs de biocarburants avancés de la première PPE s'avère

impossible pour 2018 et très aléatoire pour 2023. Pour rappel, en 2016, les quantités de biocarburants avancés mis à la consommation en France étaient soit très faibles (pour la filière essence, 0,23 TWh soit 0,02 Mtep, c'est-à-dire 0,25% des consommations de carburants exprimées en quantités d'énergie), soit nulles (filière gazole).

Ceci s'explique par un développement très limité et pas encore complètement opérationnel des outils de production de biocarburants classés comme avancés au niveau européen et mondial. La situation est toutefois plus favorable à la filière essence par rapport à la filière gazole. Un faible potentiel de contribution rapide de nouvelles filières technologiques est également en cause, étant donné leur manque de maturité. En pratique, au niveau français, seule la production de bioéthanol d'origine vinique peut contribuer actuellement aux objectifs.

Au niveau européen et mondial, des capacités limitées de production de biocarburants avancés existent (environ 3,5 TWh/an pour la filière essence, soit 0,3 Mtep et environ 1,2 TWh/an pour la filière gazole, soit 0,1 Mtep). Mais leurs productions effectives restent souvent bien inférieures et il est difficile d'estimer quelle part pourrait être dérivée des besoins intérieurs aux pays producteurs. Quelques projets de construction d'unités de bioéthanol de deuxième génération se font jour en Europe.

En complément de la production de biocarburants conventionnels et autres (non considérés actuellement comme avancés, comme par exemple ceux à partir d'huiles alimentaires usagées), il est donc nécessaire de prendre en compte les difficultés et contraintes techniques et économiques actuelles de déploiement des filières de biocarburants avancés. **Ceci incite l'ADEME à proposer un décalage dans le temps des objectifs de la première PPE pour les biocarburants avancés, en décalant les objectifs initiaux pour 2018 et 2023 à 2023 et 2028²⁹.**

| Biocarburants avancés | Objectifs première PPE pour 2023 | Proposition ADEME pour 2023 | Proposition ADEME pour 2028 |
|-----------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Filière essence | 3,4 % évalués à 2,7 TWh (0,23 Mtep) | 1,6 % évalués à 1,3 TWh (0,11 Mtep) | 3,4 % évalués à 2,2 TWh (0,19 Mtep) |
| Filière essence | 2,3 % évalués à 6,4 TWh (0,55 Mtep) | 1 % évalués à 2,8 TWh (0,24 Mtep) | 2,3 % évalués à 5,1 TWh (0,44 Mtep) |

L'estimation ci-dessus a été réalisée en considérant uniquement des biocarburants avancés issus de différentes matières lignocellulosiques (filières concernées par les projets démonstrations France) conduisant à des objectifs correspondants de 2,2 et 5,1 TWh (0,19 et 0,44 Mtep) respectivement pour les filières essence et gazole pour 2028.

Pour atteindre ces objectifs :

- Il faut travailler sur la mobilisation, la gestion et l'articulation des ressources biomasses, ainsi que sur les conditions techniques et financières de mise en place et d'exploitation viable de nouvelles unités de production sur le territoire français.
- En parallèle, une poursuite du soutien à l'innovation s'avère indispensable pour accompagner la courbe d'apprentissage de nouvelles filières.
- Le soutien public permet aussi de faciliter l'adaptation des process à de nouvelles biomasses ainsi que le développement de nouveaux segments de transport.

L'ensemble de ces actions est nécessaire pour permettre dans le temps une croissance des biocarburants avancés et autres biocarburants non conventionnels, tout en s'inscrivant dans l'évolution des besoins en carburants liquides associée à la dynamique de transformation des parcs de véhicules.

B - Le Biogaz

Le biogaz : principaux enjeux pour la PPE 2028

- Réussir l'accélération du déploiement du modèle français, avec un recours très limité aux cultures énergétiques dédiées ;
- Appuyer la concertation en amont des projets de méthanisation agricole, pour faciliter leur acceptabilité par les riverains ;
- Améliorer la réglementation existante notamment pour diminuer les coûts de raccordement, ou faciliter l'utilisation des sous-produits animaux ;
- Mettre en évidence les modèles qui fonctionnent bien et les dupliquer à grande échelle (massifier) ;
- Faciliter le financement par les investisseurs, en garantissant la qualité des installations ;

La filière du biogaz est une filière prometteuse aux bénéfices multiples, tant en termes environnementaux³⁰ qu'en matière de diversification des activités agricoles, notamment pour les éleveurs. La méthanisation, déjà mature dans certains pays comme l'Allemagne, reste en développement en France, où le secteur agricole représente son principal gisement. Son déploiement est plus ancien concernant le traitement des effluents et des déchets des industries agro-alimentaires. Il existe également un potentiel de développement pour les stations d'épuration d'eaux usées urbaines et pour la valorisation des biodéchets (gros producteurs, ménages), à considérer toutefois au même titre que le compostage.

La filière s'est nettement développée au cours des 10 dernières années et est constituée aujourd'hui de plus de 400 entreprises. Elle connaît une forte croissance : 15 000 emplois sont attendus en 2020³¹ tandis que 1700 emplois seulement avaient été recensés en 2013. En 2017, plus de 500 installations étaient opérationnelles en France. Les deux tiers sont des installations à la ferme et centralisées (320). Viennent ensuite de l'ordre de 90 installations en stations d'épuration urbaines et 80 installations en industrie (agroalimentaire, papèterie, chimie). On ne compte qu'une quinzaine d'installations liées au traitement de déchets ménagers. L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel reste minoritaire à ce jour avec seulement 26 installations raccordées et 215 GWh injectés, à comparer à 1400 GWh de chaleur et 880 GWh d'électricité produits³². Elle se développe cependant rapidement, avec une croissance de +160% sur la seule année 2016.

L'ADEME a réalisé des projections de développement de la filière dans son Scénario Energie-Climat 2035-2050. Pour atteindre une production de 70 TWh d'énergie primaire pour 2035, l'ADEME propose un point de passage à 2028 de 40 TWh. A 2028, l'ADEME prévoit 5 à 6 TWh utiles de production directe d'électricité liés à 3,1 TWh de production directe de chaleur (installations de cogénération, chaudières). Le reste constitue 20 à 22 TWh utiles de biométhane injecté dans le réseau de gaz. Afin d'atteindre les objectifs à 2023 de la première PPE, le nombre d'installations devra tripler par rapport à 2017 pour atteindre un total d'environ 1 700 installations.

³⁰ Citons notamment le traitement des déchets, la production d'énergie renouvelable ou encore la diminution des émissions de gaz à effet de serre

³¹ Estimation du Club Biogaz réalisée en 2013

³² L'ensemble de ces estimations proviennent de la base de données de l'outil SINOE à destination des collectivités territoriales, financé par l'ADEME

| | Objectifs première PPE pour 2023 | Proposition ADEME pour 2028 | Visions 2035 ADEME |
|--|----------------------------------|-----------------------------|--------------------|
| Biogaz - Electricité | 2,5 ³³ TWh | 5,5TWh | 10 TWh |
| Biogaz - Chaleur, production directe (chaudières, cogénérations) | 3,3 - 5,7 ³⁴ TWh | 3,1TWh | 5,5TWh |
| Injection de biométhane dans le réseau de gaz | 8,0 TWh | 20 à 22 TWh | 38 TWh |
| Biogaz - Electricité ³⁵ | 2,0 TWh | | |

En raison d'un meilleur rendement énergétique, l'ADEME recommande l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel lorsque c'est possible. Une solution alternative est de maximiser la valorisation de la chaleur issue de cogénération. Il s'agit également de mobiliser en priorité les effluents d'élevage et les résidus de culture et, dans une moindre mesure, des cultures telles que les prairies ou les cultures intermédiaires. Pour les déchets ménagers, l'ADEME ne recommande la méthanisation que dans le cas de déchets organiques traités à la source.

Malgré la croissance de la filière, les aides publiques (dispositif de soutien aux investissements ou à l'énergie produite, garantie d'origine, etc) restent aujourd'hui essentielles pour assurer la concrétisation des projets. En effet, en considérant une valorisation économique de tous les MWh utiles (thermiques et électriques), les coûts totaux de production d'énergie de la filière méthanisation restent encore élevés. Ils sont notamment estimés par l'Ademe entre 96 €/MWh et 130 €/MWh pour les cogénérations à la ferme et entre 95 €/MWh et 167 €/MWh pour les cogénérations centralisées.

Il est également nécessaire d'encourager la standardisation pour accélérer le nombre de projets et favoriser une diversification de leur modèle et de leur taille, notamment dans le secteur agricole. En outre, la pertinence économique et la viabilité environnementale des projets doivent être confortées par une approche systémique au sein des territoires, avec une concertation entre acteurs locaux. Le modèle de méthanisation choisi (taille, distance de transport, organisation, technologie et valorisation énergétique) doit donc être adapté aux spécificités locales.

³³ Objectif de 300 MWe installés converti par l'ADEME en TWh

³⁴ Ces valeurs ont été obtenues en soustrayant aux objectifs chaleur pour le biogaz (700 et 900 ktep, soit 8,14 et 10,5 TWh) la part de l'injection de biométhane supposée valorisée sous forme de chaleur. Le décret PPE a fixé en effet des objectifs chaleurs pour le biogaz qui incluaient la chaleur directe et la part de l'injection valorisée en chaleur. Cette part serait de 60% de l'objectif de 8 TWh, soit 4,8 TWh.

³⁵ L'ADEME ne propose pas d'objectif bioGNV (biométhane à usage carburant). Celui-ci doit transiter par le réseau de gaz pour bénéficier d'un tarif d'achat et va donc être comptabilisé comme du biométhane injecté. Or il est difficile de déterminer précisément quelles parts du biométhane injecté seront utilisées sous forme de chaleur, cuisson ou de carburant.

| Filières ENR électriques | Situation actuelle <i>Fin 2016</i> | Objectifs de la 1ère PPE <i>Fin 2023</i> | Propositions de l'ADEME pour la 2ème PPE <i>Fin 2028</i> |
|--------------------------------|---------------------------------------|---|---|
| Hydraulique | 51,4 TWh | 52,0 TWh | 50,8 TWh |
| Eolien terrestre | 20,7 TWh | 46,7 TWh | 55,1 TWh |
| Eolien en mer | 0 TWh | 10,0 TWh | 37,2 TWh |
| Solaire Photovoltaïque | 8,3 TWh | 24,4 TWh | 40,8 TWh |
| Cogénération - Biomasse solide | 4,4 TWh | 6,9 TWh | 5,7 TWh |
| Cogénération - Biogaz | 0,71 TWh | 2,5 TWh | 5,5 TWh |
| Cogénération - UIOM | 4,2 TWh | 4,5 TWh ³⁶ | 5,2 TWh |
| Energies Marines | 0 TWh | 0,43 TWh | 0,64 TWh |
| Géothermie | 0,012 TWh | 0,40 TWh | 0,40 TWh |
| Total | 89,7 TWh | 147,8 TWh | 201,3 TWh |

| Filières ENR chaleur | Situation actuelle <i>Fin 2016</i> | Objectifs de la 1ère PPE <i>Fin 2023</i> | Propositions de l'ADEME pour la 2ème PPE <i>Fin 2028</i> |
|--|---------------------------------------|---|---|
| Biomasse solide | 130 TWh | 151 TWh | 157 TWh |
| Biogaz - Chaleur directe seule | 1,3 TWh | 4,5 TWh ³⁷ | 3,1 TWh |
| Biogaz - Avec part injection réseau de 60% | 1,5 TWh | 9,3 TWh | 15,7 TWh |
| PAC - Aérothermie | 19,8 TWh | 34,9 TWh | 5,5 TWh |
| PAC - Géothermie | | | 35,5 TWh |
| Géothermie profonde | 2,4 TWh | 5,5 TWh | 5,0 TWh |
| Solaire Thermique | 1,2 TWh | 3,9 TWh | 2,9 TWh |
| UIOM | 8,5 TWh | 11,4 TWh ³⁸ | 12,5 TWh |
| Chaleur Fatale Industrielle | 0,52 TWh | 1,0 TWh ³⁹ | 2,7 TWh |
| Total | 164,2 TWh | 217,2 TWh | 236,5 TWh |

³⁶ Proposition ADEME, pas d'objectif dans la 1ère PPE

³⁷ Chiffre non directement fourni dans la 1ère PPE, déduit après soustraction 60% objectif injection

³⁸ Proposition ADEME, pas d'objectif dans la 1ère PPE

³⁹ Idem UIOM pour 2023

| Biocarburants et part restante de l'injection de biogaz | Situation actuelle <i>Fin 2016</i> | Objectifs de la 1ère PPE <i>Fin 2023</i> | Propositions de l'ADEME pour la 2ème PPE <i>Fin 2028</i> |
|---|---------------------------------------|---|---|
| Filière gazole - Biocarburants 1G et autres | 30,7 TWh | 27,5 TWh ⁴⁰ | 30,2 TWh ⁴¹ |
| Filière essence - Biocarburants 1G et autres | 5,3 TWh | 4,2 TWh ⁴² | 5,5 TWh ⁴³ |
| Filière gazole - Biocarburants avancés | 0 TWh | 6,4 TWh | 5,1 TWh |
| Filière essence - Biocarburants avancés | 0,23 TWh | 2,7 TWh | 2,3 TWh |
| Biogaz - 40% restants de l'injection réseau | 0,09 TWh | 3,2 TWh | 8,4 TWh |
| Total | 36,3 TWh | 43,9 TWh | 51,5 TWh |

| Filières Réseaux ⁴⁴ | Situation actuelle <i>Fin 2016</i> | Objectifs de la 1ère PPE <i>Fin 2023</i> | Propositions de l'ADEME pour la 2ème PPE <i>Fin 2028</i> |
|--|---------------------------------------|---|---|
| Biogaz - Total injection réseau | 0,2 TWh | 8,0 TWh | 20 à 22 TWh |
| Energies renouvelables et de récupération livrées par les réseaux de chaleur et de froid | 13 TWh | 24 TWh | 36 TWh |

⁴⁰ Evaluation ADEME, pas d'objectif dans la 1ère PPE

⁴¹ N'est pas une proposition d'objectif mais une évaluation de la filière à l'horizon 2028

⁴² Idem filière gazole 1G en 2023

⁴³ Idem filière gazole 1G en 2028

⁴⁴ Les objectifs pour ces filières ne se cumulent pas aux autres objectifs rapportés ci-dessus. Les objectifs se recoupent.



<http://www.ademe.fr/ppe>