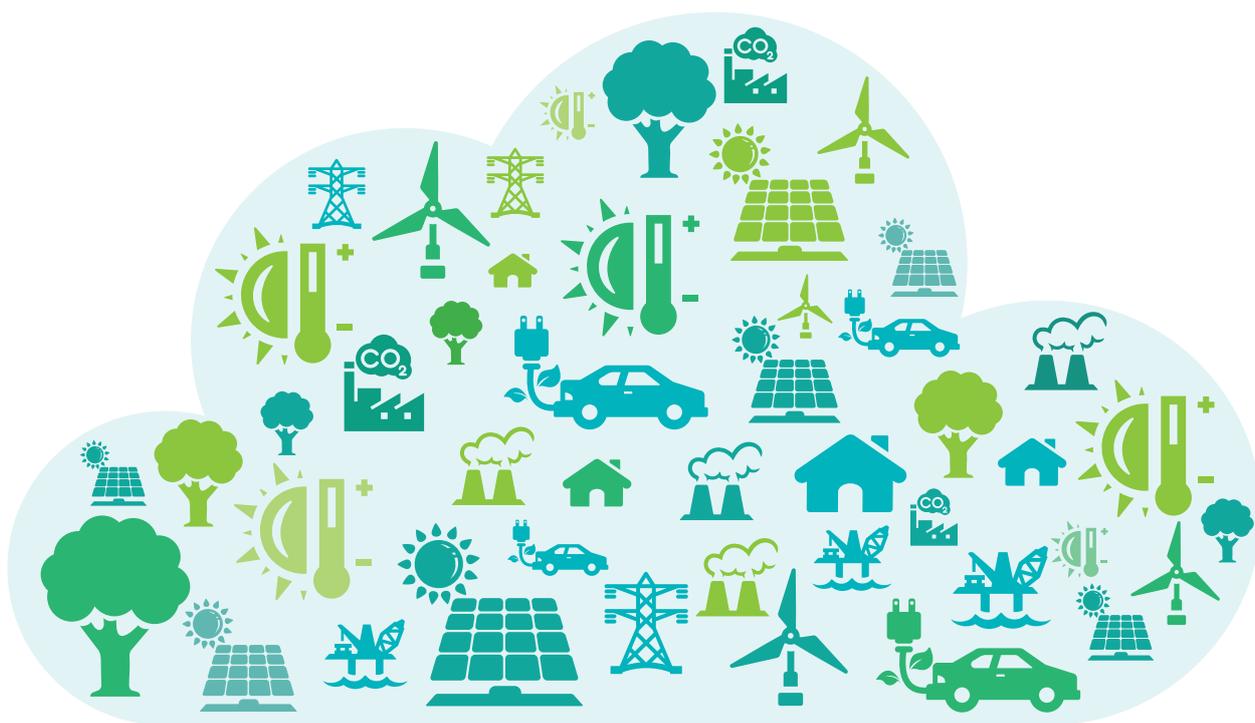


DOSSIER DU MAÎTRE D'OUVRAGE

pour le débat public sur la

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE 2018)



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE

ÉDITO

La transition écologique et solidaire est un mouvement dans lequel notre pays est désormais résolument engagé aux côtés de ses partenaires européens. Portée par la prise de conscience du réchauffement climatique et de la nécessité d'agir, elle s'inscrit dans une dynamique internationale consacrée récemment par l'Accord de Paris sur le climat, et correspond à une exigence historique puisqu'il s'agit d'abandonner le modèle qui a accompagné notre développement pendant 150 ans.

Ce changement sans précédent implique de suivre une trajectoire ambitieuse, fixée par la loi de transition énergétique pour la croissance verte adoptée en 2015 : elle consiste à réduire nos émissions de gaz à effet de serre, à réduire nos consommations d'énergie et à développer les énergies renouvelables. Il s'agit aujourd'hui de déterminer les moyens et la méthode qui nous permettront d'atteindre ces objectifs : c'est tout l'objet de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui doit être adoptée avant la fin de l'année.

Compte tenu de l'ambition de cette transformation, il est essentiel qu'elle soit pleinement partagée et que les citoyens soient impliqués dans toute leur diversité, depuis sa préparation jusqu'à sa mise en œuvre. Le débat public que ce dossier accompagne constitue le grand rendez-vous démocratique qui doit permettre, au niveau national et dans nos territoires, de partager les connaissances et d'ouvrir les échanges.

À travers ce dossier, vous pourrez consulter un exposé que nous avons voulu aussi clair que possible sur les enjeux énergétiques couverts par la programmation pluriannuelle de l'énergie, les choix qui avaient été faits en 2016, et un point d'étape à ce jour.

Au-delà des sujets techniques, la transition énergétique aura un impact sur la vie quotidienne de chacun d'entre nous, et d'ores et déjà, vous en ressentez sans doute les conséquences à travers de multiples aspects. C'est aussi ce qui fait la légitimité de ce débat public et ce qui nous permettra d'en sortir, je l'espère, avec une politique à la fois plus riche et plus forte.

Nicolas HULOT

Ministre d'État,
Ministre de la Transition écologique et solidaire

DOSSIER DU MAÎTRE D'OUVRAGE *pour le débat public sur la* PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE 2018)

Sommaire

- 7 La politique de l'énergie**
- 8 1. D'où vient l'énergie ? À quoi est-elle utilisée ?**
- 14 2. La production d'énergie**
 - 14 2.1 Le parc français de production d'électricité
 - 16 2.2 La production d'électricité
- 16 3. Lutter contre le changement climatique**
 - 17 3.1 L'effet de serre
 - 17 3.2 Les effets du changement climatique : des impacts visibles
 - 18 3.3 Atténuation et adaptation : deux approches complémentaires
 - 19 3.4 Climat et énergie
 - 20 3.5 Les émissions de gaz à effet de serre
- 21 4. Maîtriser les prix et assurer la sécurité d'approvisionnement**
- 22 5. Le cadre et les échéances**
 - 22 5.1 Le cadre international
 - 22 5.2 Le cadre européen
 - 23 5.3 Le cadre national
- 23 6. Le pilotage de l'action publique**
 - 24 6.1 La Programmation pluriannuelle de l'énergie
 - 24 6.2 La Stratégie nationale bas-carbone
 - 25 6.3 Les Schémas régionaux d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET*)
- 25 7. Procédures et calendrier de la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie**
 - 25 7.1 Le comité de suivi
 - 26 7.2 Association des parties prenantes
 - 26 7.3 Les consultations obligatoires
 - 28 7.4 Le débat public

29 Améliorer l'efficacité énergétique et baisser la consommation d'énergies fossiles

30 1. État des lieux des consommations d'énergie

33 2. La mobilité propre

33 2.1 Le transport de marchandises

35 2.2 Le transport de voyageurs

37 2.3 L'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports

37 2.4 Les mesures en place

42 2.5 La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

44 Les Assises de la mobilité

46 3. Les consommations d'énergie dans le bâtiment

47 3.1 Les mesures en place

51 3.2 La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

53 3.3 Le Plan de rénovation énergétique des bâtiments

54 4. Les thèmes du débat public

55 Accélérer le développement des énergies renouvelables

57 1. La production de chaleur renouvelable

57 1.1 Les filières de production de chaleur renouvelable

59 1.2 Les mécanismes de soutien à la production de chaleur renouvelable

59 1.3 Actualité internationale : progression de la chaleur renouvelable dans le monde

60 1.4 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016
en matière de production de chaleur renouvelable

63 1.5 État des lieux du développement de la production de chaleur renouvelable

64 1.6 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie

66 2. La production d'électricité renouvelable

66 2.1 Les filières de production d'électricité renouvelable

68 2.2 Les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable

69 2.3 Actualité internationale : dynamique mondiale de la production d'électricité renouvelable

70 2.4 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016
en matière de production d'électricité renouvelable

76 2.5 État des lieux du développement de la production d'électricité renouvelable

78 2.6 L'autoconsommation

79 2.7 les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie

82 3. La production de gaz renouvelable

82 3.1 Les filières de production de gaz renouvelable : le biométhane ou biogaz

82 3.2 Les mécanismes de soutien à la production de gaz renouvelable

83 3.3 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016
en matière de production de gaz renouvelable et l'état des lieux du développement

84 3.4 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie

85 4. La production de carburants renouvelables

85 4.1 La filière de production de carburant renouvelable : les biocarburants



- 85 4.2 Le mécanisme de soutien à la production de biocarburant
- 86 4.3 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de production de biocarburants et l'état des lieux
- 86 4.4 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie
- 87 **5. Les thèmes du débat public**
- 88 **Maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement**
- 89 **1. La sécurité d'approvisionnement**
- 90 **2. Absence d'enjeu de sécurité d'approvisionnement pour le charbon**
- 90 **3. La sécurité d'approvisionnement pour le pétrole**
- 91 3.1 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement en pétrole : les stocks stratégiques
- 92 3.2 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de sécurité d'approvisionnement en pétrole
- 93 3.3 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie
- 94 **4. La sécurité d'approvisionnement pour le gaz naturel**
- 96 4.1 Les mesures en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz
- 96 4.2 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz
- 97 4.3 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie
- 98 **5. La sécurité d'approvisionnement pour l'électricité**
- 99 5.1 La pointe de consommation
- 100 5.2 L'organisation de la sécurité d'approvisionnement en électricité
- 101 5.3 La gestion de l'intermittence
- 102 5.4 La diversification du mix électrique
- 102 5.5 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité
- 105 5.6 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie
- 108 **6. Les thèmes du débat public**
- 109 **Préparer le système énergétique de demain plus flexible et décarboné en développant nos infrastructures**
- 110 **1. Le développement des réseaux**
- 110 1.1 Les réseaux intelligents
- 110 1.2 Les compteurs communicants
- 112 1.3 Le pilotage de la demande électrique : l'effacement
- 112 1.4 Le stockage d'électricité
- 113 1.5 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016
- 118 1.6 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie
- 119 **2. Les thèmes du débat public**

120 Favoriser la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des ménages

121 1. Les prix

123 2. Dispositifs spécifiques pour les entreprises fortement consommatrices d'énergie et exposées à la concurrence internationale

123 Les industries consommant beaucoup d'électricité

124 Les industries consommant beaucoup de gaz

124 3. L'accompagnement des ménages en situation de précarité énergétique

125 Les aides à la rénovation énergétique des logements

125 L'aide au paiement des factures d'énergie : le chèque énergie

126 4. Les thèmes du débat public

127 Prendre en compte les enjeux économiques et sociaux de la transition énergétique et agir avec les territoires

128 1. Les enjeux économiques de la transition sur la croissance et l'emploi

132 2. Profiter de la baisse des coûts de la production d'électricité renouvelable

137 3. Mobilisation des territoires

139 4. Les questions pour l'élaboration de cette Programmation pluriannuelle de l'énergie

139 5. Les thèmes du débat public

140 Annexes

141 1. Données statistiques

142 2. Indicateurs de suivi de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

146 3. Questions soulevées lors des discussions préparatoires sur l'évolution du mix électrique

146 Débat sur les hypothèses de dévolution de la consommation d'électricité

147 Scénario Ampère

149 Scénario Volt

150 Évaluation des impacts des scénarios Volt et Ampère

154 4. Questions soulevées lors des discussions préparatoires sur la place du biogaz

154 Le biogaz

155 Objectifs actuels

155 Gisements mobilisables - Nouveaux objectifs

157 Enjeux pour mobiliser les gisements

159 5. Organismes consultatifs devant donner un avis sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie

161 6. Cadrage macro-économique des scénarios 2018

165 Glossaire



L'énergie est au cœur de notre économie : on a besoin de carburants pour se déplacer, de gaz et d'électricité pour se chauffer, d'électricité pour alimenter nos appareils électroniques... L'industrie utilise du charbon, du gaz et de l'électricité dans ses processus de fabrication.

En plus de la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement et la maîtrise des prix, la prise de conscience de la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique a fortement orienté depuis plus d'une décennie la politique de l'énergie vers la baisse des consommations et le développement des énergies renouvelables, conduisant à des évolutions profondes, en cours ou à venir, du système énergétique. Les nouvelles technologies (stockage, hydrogène, etc...) ouvrent de nouvelles possibilités. En parallèle, de nouveaux usages, comme le véhicule électrique, se développent. L'arrivée du numérique dans l'énergie ouvre également de nouvelles possibilités dans la gestion des systèmes. Elle permet aussi de rendre les consommateurs acteurs du système : les particuliers, les entreprises ou les collectivités deviennent producteurs en installant des panneaux solaires sur les toitures ou tout simplement en réduisant leur consommation à un moment où il y a trop de demande. On parle d'autoconsommation, de territoire à énergie positive...

Dans cette perspective, les objectifs politiques de l'État visent notamment à favoriser :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique, au travers d'équipements qui nécessitent moins d'énergie pour leur usage, de comportements plus attentifs à la baisse des consommations d'énergie ;

- le développement des sources d'énergies renouvelables pour le gaz, l'électricité ou les carburants : cela implique que la production de l'énergie n'est plus concentrée en quelques grosses installations, mais davantage répartie sur tout le territoire.

Pour orienter et accompagner ces évolutions, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, adoptée en 2015, a fixé des objectifs ambitieux de baisse des consommations d'énergie et de développement des énergies renouvelables. Elle définit un cadre qui permettra à la France de remplir ses engagements européens et internationaux.

Dans ce cadre, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prend la forme d'un décret qui définit les priorités du gouvernement pour l'évolution du système énergétique pendant les 10 prochaines années en métropole continentale. Les départements d'outre-mer et la Corse ont leur propre programmation.

La programmation pluriannuelle de l'énergie porte à la fois sur toutes les formes d'énergie, sur l'offre d'énergie et la maîtrise de la demande, et sur l'évolution des réseaux qui les mettent en relation. La Programmation pluriannuelle de l'énergie, adoptée en octobre 2016 pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023 fixe par exemple les objectifs annuels de baisse de consommation du gaz, du charbon et du pétrole, d'augmentation de capacités de production de chaque filière d'électricité renouvelable et de production de chaleur renouvelable.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie doit être révisée d'ici fin 2018 pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Le débat public permettra d'interroger les citoyens sur la façon d'atteindre les objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en recueillant leur avis sur ce qui a fonctionné ou non dans la politique de l'énergie, et ce qui pourrait être amélioré.

Le dossier s'articule autour de six grandes parties :

- 1.** La première partie expose les grandeurs de base de l'énergie : d'où elle vient, à quoi elle sert, les grands enjeux, notamment le changement climatique, le cadre d'action posé par les accords internationaux, textes européens ou lois françaises.
- 2.** La deuxième partie présente les enjeux relatifs à l'amélioration de l'efficacité énergétique, notamment dans les secteurs du transport et du bâtiment.
- 3.** La troisième partie expose les politiques publiques de promotion des énergies renouvelables et les enjeux des filières.
- 4.** La quatrième partie explique la manière d'assurer la sécurité d'approvisionnement en pétrole, gaz et électricité et présente les questions qui se posent aujourd'hui.
- 5.** La cinquième partie expose les évolutions des réseaux, notamment du réseau électrique qui devient plus flexible et utilise le potentiel des nouvelles technologies de l'information.

6. La sixième partie porte sur la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des ménages.

7. La septième partie expose les enjeux économiques et sociaux de la transition énergétique.

Les parties sont structurées de la même manière :

- un début descriptif expose l'objet ;
- la politique publique qui est en place est ensuite expliquée ; un point international est alors présenté quand il y a lieu ;
- les mesures prises dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en 2016 sont ensuite exposées avec leur état de réalisation ;
- l'état des lieux quantitatif à 2016 est proposé ;
- les enjeux à date et les questions que se pose le gouvernement dans le cadre de l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie sont précisés ;
- enfin le thème du débat public est formulé.

*Les acronymes suivis de « * » sont expliqués dans le glossaire à la fin du document.*



La Politique de l'énergie

1. D'où vient l'énergie ? À quoi est-elle utilisée ?

L'énergie est un ensemble de ressources utilisées par les activités humaines. On distingue les énergies prélevées sur un stock (charbon, pétrole, gaz) et celles basées sur l'utilisation de ressources renouvelables : force du vent, de l'eau, de la houle, de la marée, des courants, énergie du soleil, chaleur de la terre, fermentation ou transformation de matières organiques, combustion du bois. L'électricité est une énergie transformée. Elle est produite à partir d'uranium pour le nucléaire, d'énergies épuisables et également d'énergies renouvelables.

En 2016, 232,4 Mtep* d'énergie ont été nécessaires aux activités humaines en France. 12 % du total a été

produit par des sources d'énergies renouvelables ou de récupération. La consommation d'énergie primaire se répartit entre :

- nucléaire : 101,5 Mtep
- pétrole : 57,7 Mtep ;
- gaz naturel : 37,2 Mtep ;
- énergies renouvelables thermiques et déchets : 20,1 Mtep ;
- charbon : 8,2 Mtep ;
- énergies renouvelables électriques : 7,7 Mtep.

Pour faire un bilan énergétique, on ramène l'usage de toutes les ressources énergétiques à la même unité : la tonne équivalent pétrole ou tep. Elle correspond à la quantité d'énergie moyenne libérée grâce à la combustion d'une tonne de pétrole.

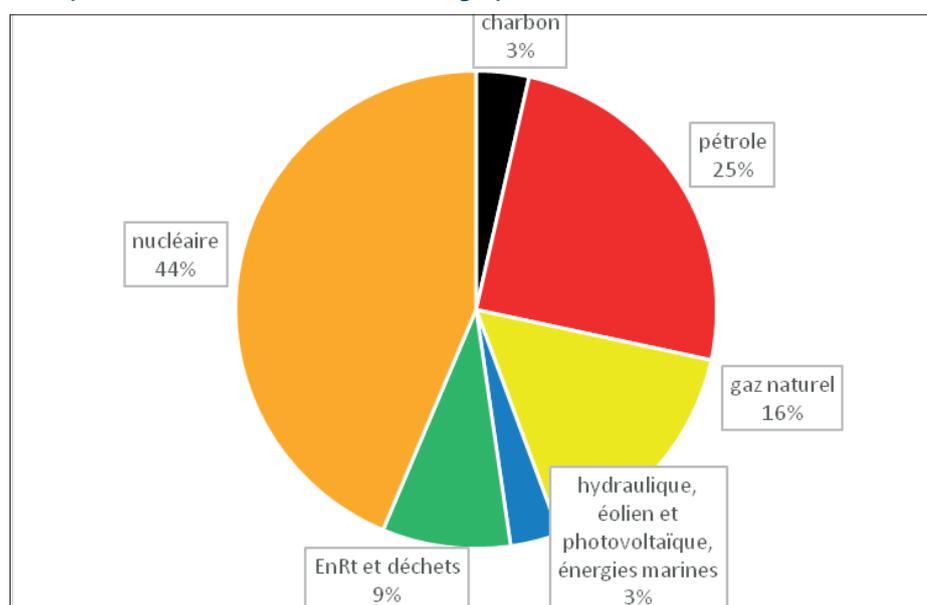
Par conv Pour faire un bilan énergétique, on ramène l'usage de toutes les ressources énergétiques à la même unité : la tonne équivalent pétrole ou tep. Elle correspond à la quantité d'énergie moyenne libérée grâce à la combustion d'une tonne de pétrole.

Par convention, une tonne de pétrole correspond à 1 tep. La combustion d'une tonne de charbon par exemple, génère moins d'énergie que la combustion d'une tonne de pétrole. C'est pourquoi 1 t de charbon représente, en termes d'énergie, 0,619 tep.

Pour l'électricité, les quantités d'énergie sont généralement exprimées en MWh : il s'agit de l'électricité produite par une capacité d'un MW utilisée pendant une heure.

1 tep correspond à 11,63MWh.

Répartition de la consommation d'énergie primaire en 2016 (%) – Source : SDES*



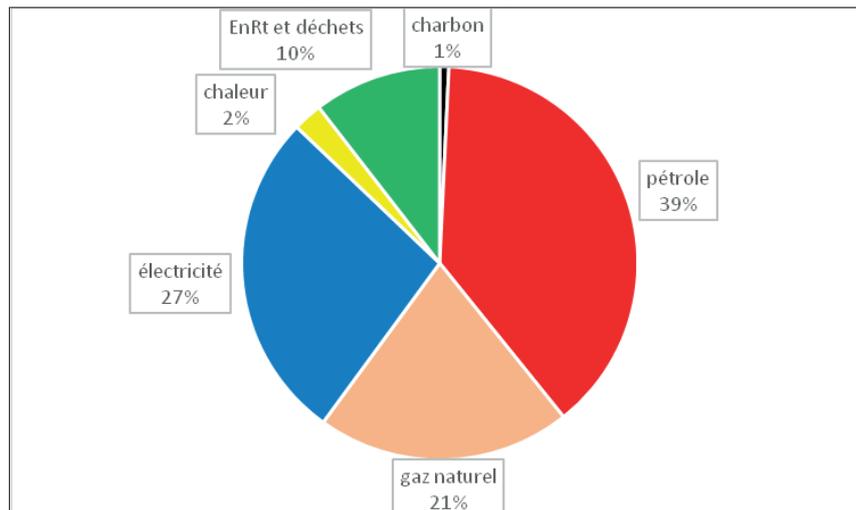


- 43% de l'énergie est utilisée pour les usages liés à l'occupation d'un bâtiment que ce soit par des particuliers (résidentiel 27%) ou par des entreprises (tertiaire 16%) : le chauffage, la préparation des repas, la réfrigération, l'éclairage, le fonctionnement des appareils.
- 29 % de l'énergie est utilisée pour se déplacer ou déplacer des marchandises
- 17% de l'énergie est utilisée par l'industrie : les fours, les process...
- 3% de l'énergie est utilisée par des agriculteurs : machines agricoles, chauffage des serres...
- 9% des ressources énergétiques sont utilisées comme matière première et non comme énergie : par exemple, le pétrole peut être utilisé pour produire du plastique ou comme carburant.

En 2016, la consommation finale d'énergie a été de 140 Mtep.

L'énergie primaire est l'énergie qui entre dans le système énergétique. Elle est ensuite transformée notamment par des raffineries ou des centrales électriques et transportée jusqu'aux consommateurs. La transformation a un certain rendement et utilise de l'énergie. Le transport génère des pertes. L'énergie effectivement livrée aux consommateurs est donc inférieure à l'énergie produite : l'énergie consommée pour les usages des consommateurs est ce qu'on appelle l'énergie finale.

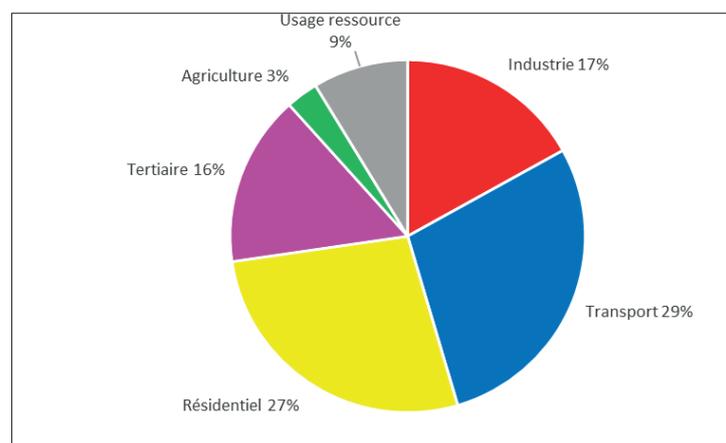
Consommation d'énergie finale par énergie en 2016 – Source : SDES*



Le pétrole est l'énergie la plus consommée : il représente 39% du total. Il sert en grande partie pour les transports. La deuxième source d'énergie est l'électricité pour 27% puis

le gaz pour 21%. Les énergies renouvelables couvrent 10% de la consommation finale d'énergie. Le charbon et la chaleur restent très faibles.

Répartition de la consommation d'énergie finale par secteur en 2016 – Source : SDES*



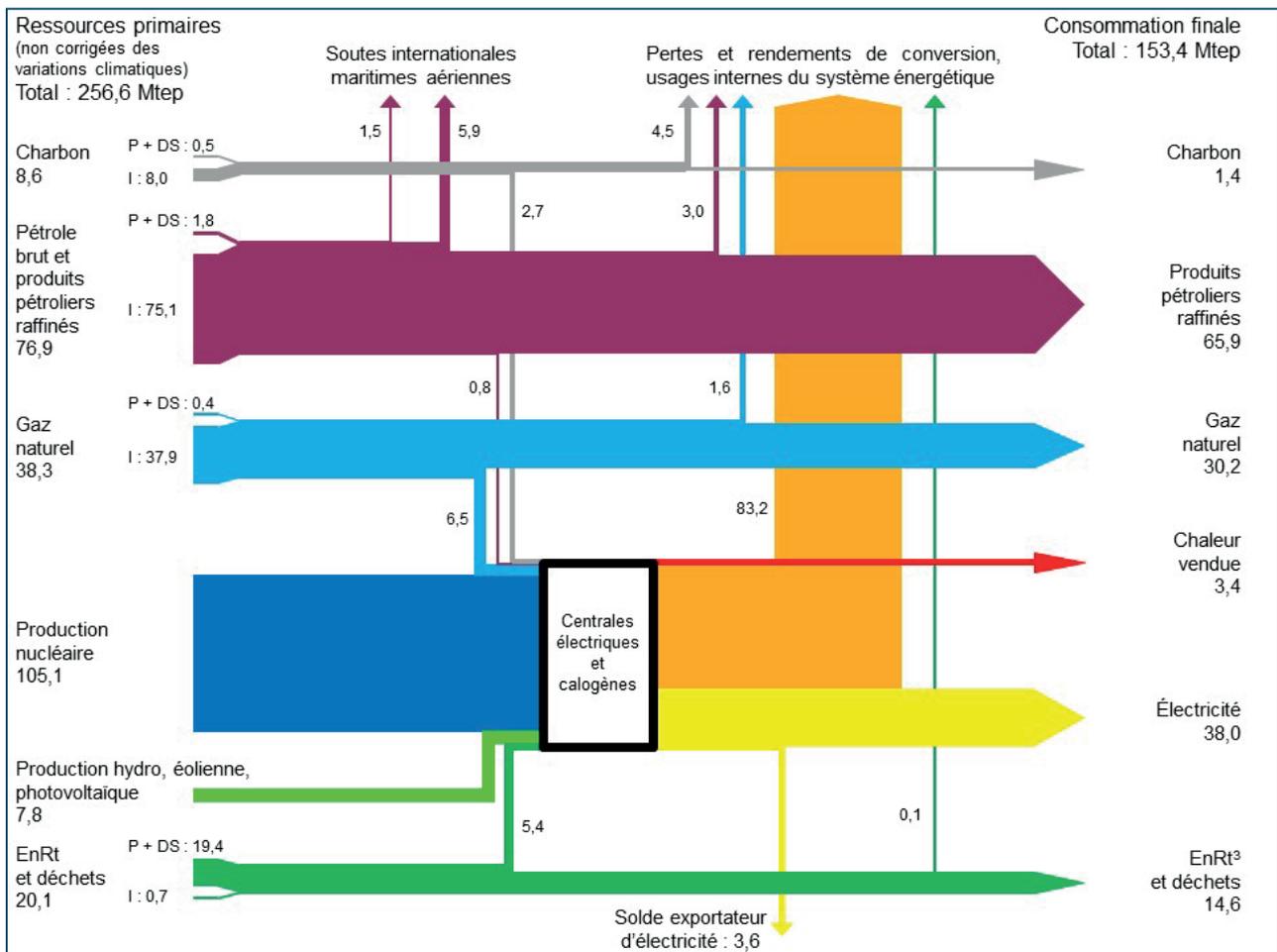
Le diagramme de Sankey, représenté ci-dessous et communément utilisé pour représenter des bilans énergétiques, retrace l'ensemble des flux (approvisionnement, transformation, consommation, y compris pertes) sous forme de flèches de largeur proportionnelle à la quantité d'énergie. Il représente le passage de l'énergie primaire à l'énergie finale.

sifiées : électricité, gaz, pétrole, charbon et énergies renouvelables.

Dans les bâtiments les sources d'énergie sont beaucoup plus diversifiées que dans le transport. L'électricité a la plus grande part, suivie du gaz, puis du pétrole et du bois pour le chauffage.

Le pétrole est l'énergie principale des transports, tandis que le bâtiment utilise des sources d'énergie diver-

Bilan énergétique de la France métropolitaine en 2016 (Mtep) – Source : SDES*



P : production nationale d'énergie primaire.

DS : déstockage.

I : solde importateur.

* y compris hydraulique, éolien et photovoltaïque.

** énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur...).

Calogène : se dit d'un réacteur nucléaire utilisé comme source de chaleur

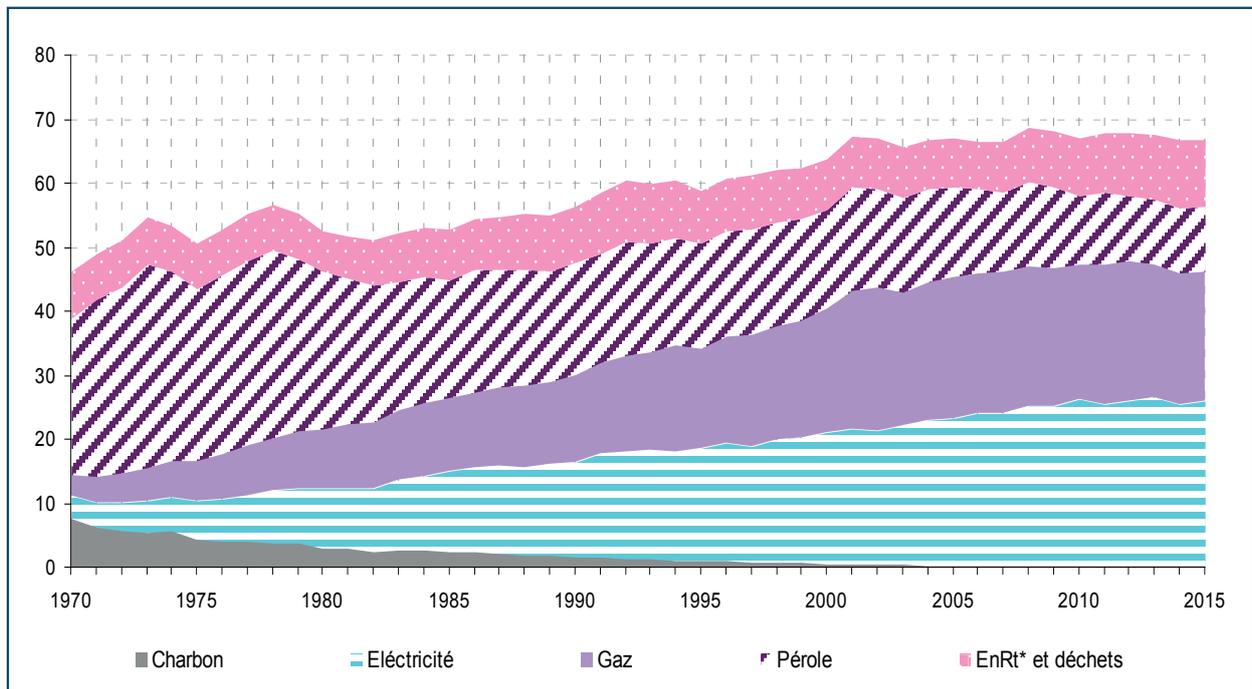
1 L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient à la convention internationale qui veut que l'électricité d'origine nucléaire soit comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

2 Pour obtenir le total de l'énergie disponible en France métropolitaine (cf. Annexe – Bilan de l'énergie), il faut déduire des « ressources primaires » le « solde exportateur d'électricité » et les « soutes maritimes internationales ».

3 Consommation finale égale à la consommation finale énergétique et non énergétique.

4 Y compris des quantités très faibles de gaz industriels utilisés dans la sidérurgie.

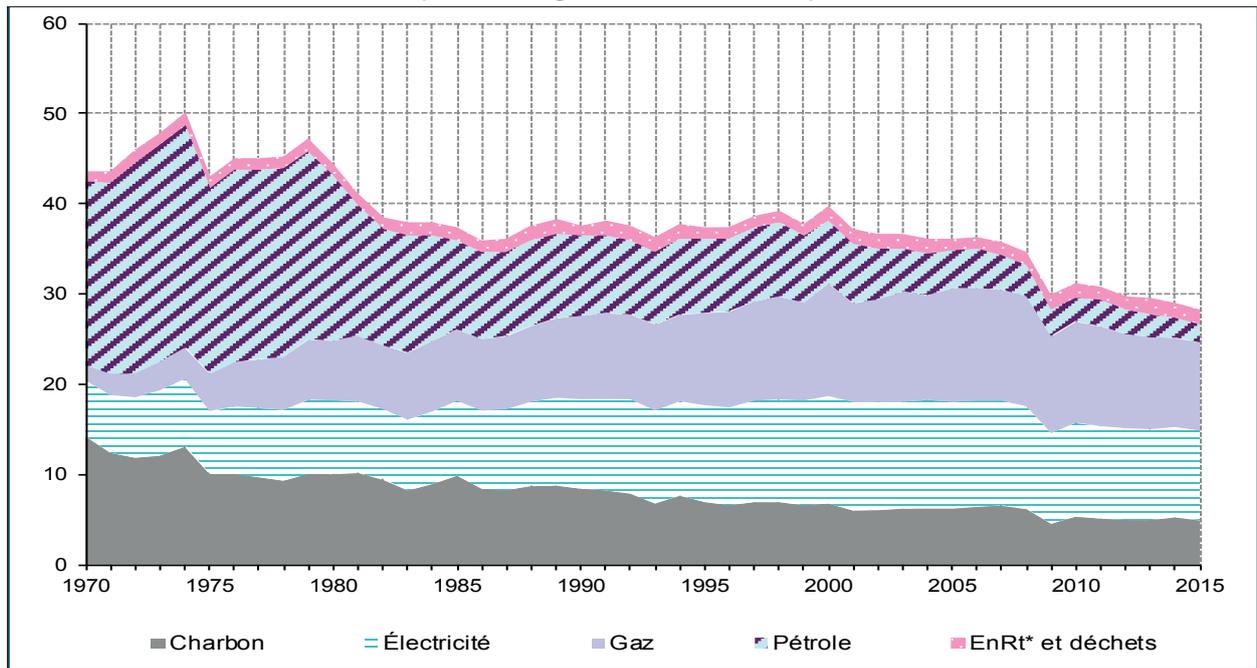
*Consommation finale d'énergie dans le résidentiel tertiaire (Mtep) – Source : SDES**



Les sources d'énergie évoluent dans le temps : le pétrole était l'énergie dominante dans l'industrie au début des années 1970. Suite aux chocs pétroliers des

années 70, certains usages industriels et le chauffage des bâtiments ont progressivement remplacé le pétrole par du gaz et de l'électricité.

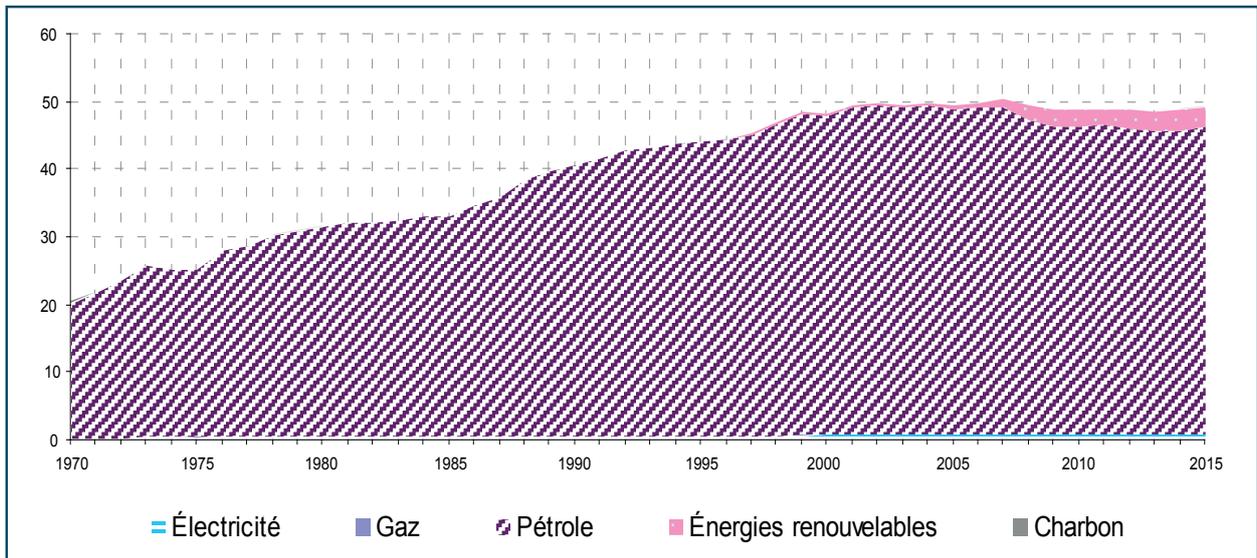
Consommation finale d'énergie dans l'industrie (Mtep) – Source : SDES*



L'industrie consomme encore un peu de charbon. Les sources d'énergie principales sont l'électricité et le gaz.

Le pétrole a aujourd'hui une faible part et les énergies renouvelables aussi.

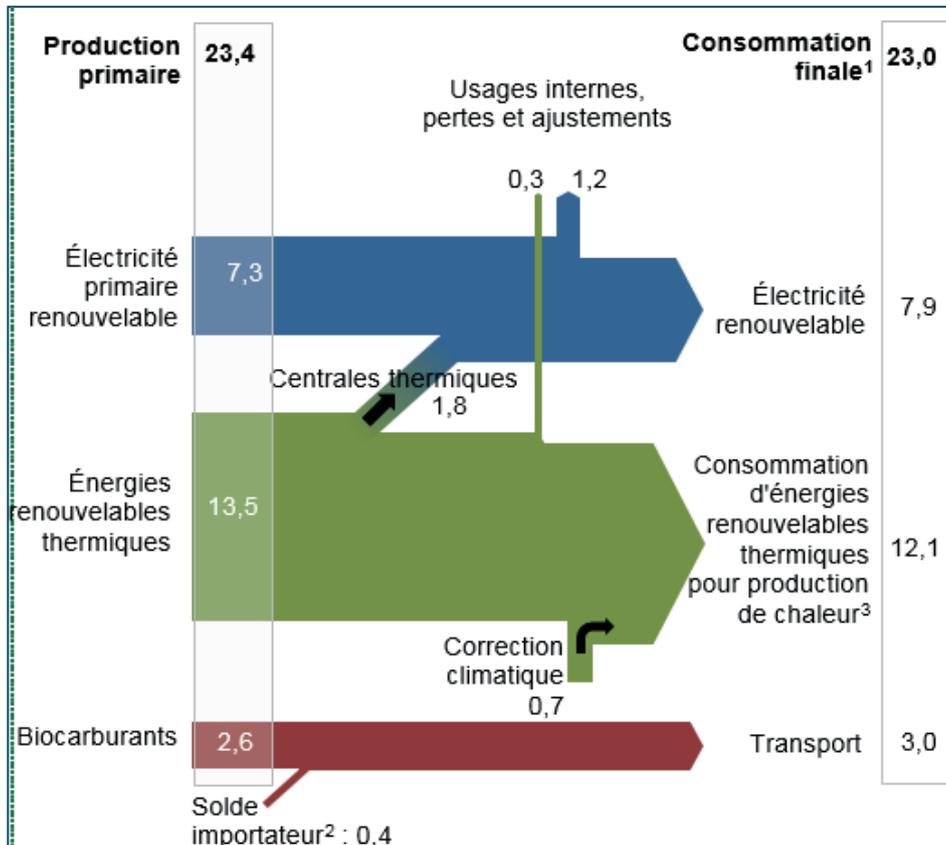
Consommation finale d'énergie dans les transports (Mtep) – Source : SDES*



Le transport reste presque exclusivement approvisionné par du pétrole. Les biocarburants comptent pour une petite part et l'électricité reste extrêmement marginale.

Le schéma ci-dessous montre que les énergies renouvelables sont d'abord utilisées pour se chauffer (53 %), puis pour produire de l'électricité (34 %) et enfin pour le transport (13 %).

*Bilan énergétique des énergies renouvelables en France en 2015 (Mtep) – Source : SDES**



Usages internes, pertes et ajustements : il s'agit à la fois de pertes sur les réseaux, de consommations internes des installations non comptabilisées et de marge d'erreur statistique.

Lorsque les données sont dites « corrigées des variations climatiques ». Il s'agit d'une méthode statistique qui permet d'évaluer si la consommation d'énergie a baissé d'une année sur l'autre du fait des comportements ou de l'efficacité des équipements. Elle permet de lisser dans le temps l'effet d'une baisse exceptionnelle de température en hiver : « Quand il fait plus froid, les Français se chauffent plus ».

2. La production d'énergie

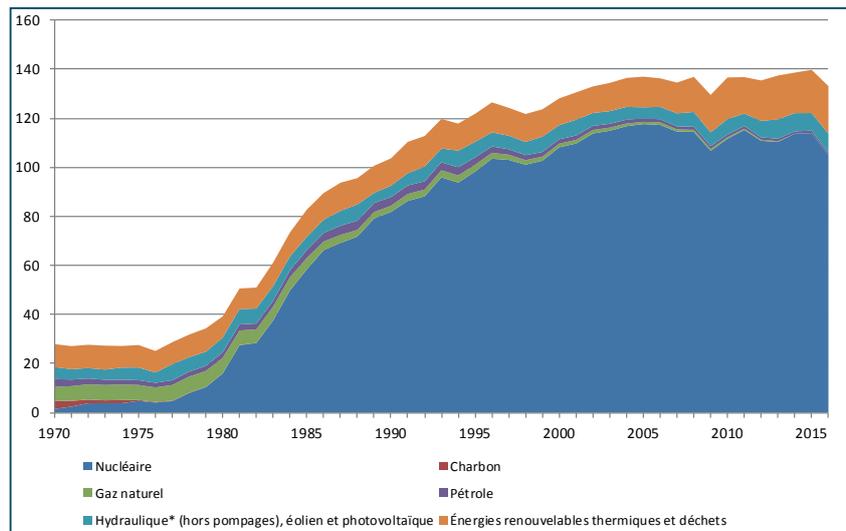
Parmi les sources d'énergie utilisées, la France importe la quasi totalité du gaz, du pétrole et du charbon.

La production de charbon nationale est totalement arrêtée depuis 2004. Les productions nationales de gaz et de pétrole représentent environ 1 % de la

consommation et vont décroître avec l'arrêt progressif de la recherche et de l'exploitation d'hydrocarbures voté en 2017.

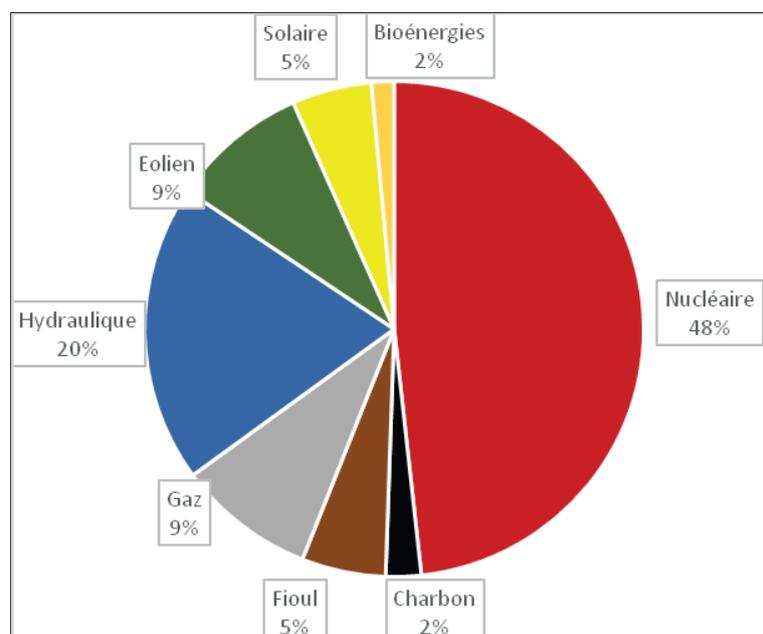
La seule production nationale significative est l'électricité. Le graphe ci-dessous montre la place prépondérante du nucléaire dans cette production.

Production primaire d'énergie en 2015 par origine (Mtep) – Source : SDES*



2.1 Le parc français de production d'électricité

Production primaire d'énergie en 2015 par origine (Mtep) – Source : SDES*





La puissance totale installée des installations de production d'électricité en France métropolitaine s'élève à près de 131 GW au 31 décembre 2016. La production d'électricité est assurée par les centrales

nucléaires en grande majorité, ainsi que par les énergies fossiles (charbon, gaz naturel, fioul) et, de plus en plus, par les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, bioénergies).



Centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine (Arnaud Bouissou/Terra)

Le parc de production nucléaire français est constitué de 58 réacteurs répartis dans 19 centrales, pour une puissance totale de 63 130 MW. Les réacteurs utilisent tous la technologie à eau pressurisée (REP).

Il existe en France plusieurs « paliers » de réacteurs nucléaires :

- CPO : 6 réacteurs de 900 MW : ce sont les réacteurs les plus anciens encore en activité ;
- CPY : 28 réacteurs de 900 MW ;
- P4 : 8 réacteurs de 1 300 MW ;
- P'4 : 12 réacteurs de 1 300 MW ;
- N4 : 4 réacteurs de 1 450 MW ;
- EPR : 1 réacteur de 1600 MW qui sera mis en service en 2019.

Les principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable sont les suivantes (capacités au 31 décembre 2016) :

- 25,5 GW d'hydraulique : la capacité hydraulique est stable depuis la fin des années 1980 ;
- 11,7 GW d'éolien : la croissance de la puissance installée des éoliennes terrestres s'est accélérée

ces dernières années (+ 1,3 GW durant l'année 2016) ;

- 6,8 GW de solaire : la puissance solaire est elle aussi en augmentation constante (+ 576 MW en 2016), en particulier grâce aux baisses de coûts importantes ;
- 1,9 GW de bioénergies : la puissance installée de la filière des bioénergies (déchets de papèterie, déchets ménagers, biogaz, bois-énergie et autres biocombustibles solides) progresse de 215 MW en 2016, principalement grâce au dynamisme des centrales utilisant le bois-énergie, les combustibles solides, et le biogaz.

Le parc thermique à combustible fossile est constitué de :

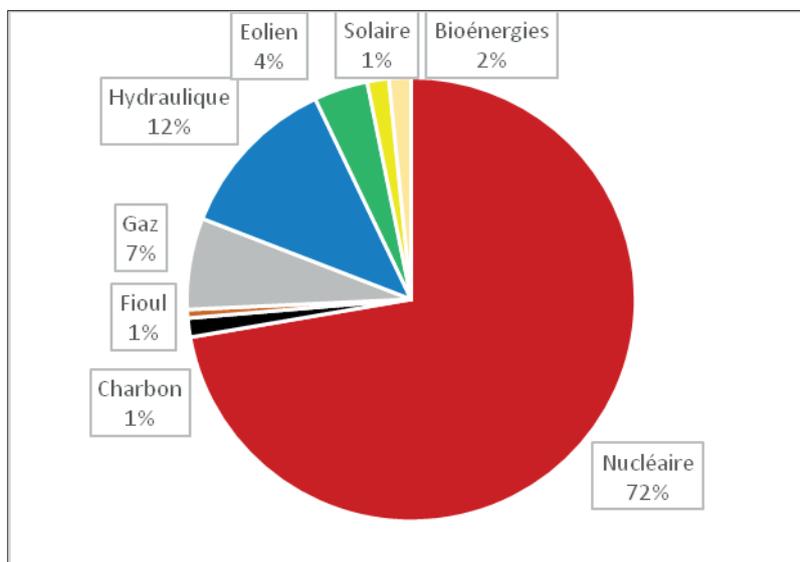
- 11,7 GW de moyens de production au gaz ;
- 3 GW de moyens de production au charbon en forte baisse depuis 2012 ;
- 7,1 GW de moyens de production au fioul en cours de fermeture.

Le pilotage de la politique de l'électricité se fait en suivant deux dimensions : les capacités de production et les quantités d'énergie. La capacité est le maximum qu'une installation de production peut produire en une heure. La capacité est exprimée en mégawatts (MW). La quantité d'énergie est l'électricité qui est effectivement produite. Elle est exprimée en MWh.

Le total des capacités exprimé en MW correspond au maximum qui peut être produit si toutes les installations produisent au maximum de leur potentiel en même temps. Or, les installations, notamment électriques, ne fonctionnent pas tout le temps. L'énergie exprimée en MWh correspond à ce qui est effectivement produit.

2.2 La production d'électricité

Répartition de la production d'électricité par filière en 2016 – Source : RTE



La production totale d'électricité en France atteint 531,3 TWh en 2016, soit une diminution de près de 3 % par rapport à 2015. Elle a exporté 71,7 TWh et importé 32,6 TWh, soit un solde exportateur de 39,1 TWh, en baisse de 34,8 % par rapport à 2015.

La répartition de la production n'est pas la même que la répartition des capacités installées. C'est parce que la capacité d'un moyen de production n'est pas utilisée au maximum tout le temps :

- toutes les installations de production font l'objet d'arrêts, programmés pour maintenance, ou non programmés (pannes) ;
- l'éolien ne peut produire que quand il y a du vent, le solaire quand il y a du soleil et l'hydraulique en fonction de la pluviométrie. La production des énergies renouvelables correspond à une partie de la capacité totale de production : en 2016,

20 % pour l'éolien, 14 % pour le solaire et 29 % pour l'hydraulique ;

- une centrale nucléaire peut être utilisée nuit et jour, quelle que soit la météo. Les centrales nucléaires ont été utilisées à 69 % de leur capacité en 2016 ;
- les centrales thermiques sont utilisées en dernier ressort quand les autres moyens de production ne peuvent plus l'être. En 2016 elles ont été appelées à 24 % de leur capacité.

La production d'origine nucléaire a représenté 72,3 % de la production d'électricité totale en 2016, le plus bas niveau depuis 1992.

3. Lutter contre le changement climatique

Les gaz à effet de serre (GES) ont un rôle essentiel dans la régulation du climat. Sans eux, la température moyenne sur Terre serait de - 18 °C au lieu de + 14 °C et la vie n'existerait peut-être pas. Toutefois, depuis le XIX^e siècle, l'homme a considérablement accru la quantité de gaz à effet de serre présents dans l'atmosphère.

En conséquence, l'équilibre climatique naturel est modifié et le climat se réajuste par un réchauffement

de la surface terrestre. Nous pouvons déjà constater les effets du changement climatique. C'est pourquoi il convient de se mobiliser et d'agir. Tout le monde est concerné : élus, acteurs économiques, citoyens, pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre, mais aussi pour s'adapter aux changements déjà engagés.

Les principaux gaz à effet de serre sont :

- Le **CO₂** qui provient essentiellement de la combustion de l'énergie ;
- Le **CH₄** qui provient de la digestion des vaches, des émissions diffuses des déchets organiques (décharges, lisiers...) qui fermentent en l'absence d'air et d'émissions diffuses de réseaux de gaz ;
- Le **N₂O** qui provient de l'azote apporté par les engrais qui n'est pas utilisé par la plante ;
- Les **HFC** qui proviennent des aérosols ;
- Les **PFC** qui proviennent de certains process industriels ;
- Le **SF₆** qui provient de certaines applications techniques.

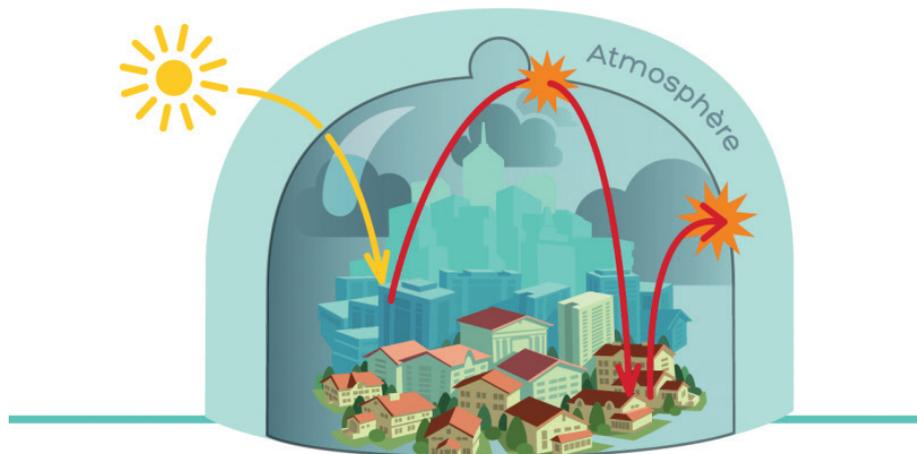
3.1 L'effet de serre

La Terre reçoit en permanence de l'énergie du soleil. La partie de cette énergie qui n'est pas réfléchiée par l'atmosphère, notamment les nuages, ou la surface terrestre et de la surface des océans est absorbée par la surface terrestre qui se réchauffe en l'absorbant.

En contre-partie, les surfaces et l'atmosphère émettent du rayonnement infra-rouge, d'autant plus intense que les surfaces sont chaudes. Une partie de ce rayonnement est absorbée par certains gaz et par les nuages, c'est le phénomène de l'effet de serre.

L'autre partie est émise vers l'univers et la température de la Terre s'ajuste pour trouver un équilibre entre l'énergie du soleil absorbée en permanence et celle réémise sous forme de rayonnement infra-rouge.

Une augmentation des gaz à effet de serre suite aux activités de l'homme piège une partie de ce rayonnement, ce qui provoque une hausse de la température des surfaces jusqu'à trouver un nouvel équilibre. C'est la cause principale du réchauffement climatique observé ces dernières décennies.



3.2 Les effets du changement climatique : des impacts visibles

Depuis 1988, le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) évalue l'état des connaissances sur l'évolution du climat mondial, ses impacts et les moyens de les atténuer et de s'y adapter.

Le GIEC a publié son 5^e rapport (AR5) en 2014. Il montre que le changement climatique est déjà engagé :

- En 2015, la température moyenne planétaire a progressé de 0,74 °C par rapport à la moyenne du XX^e siècle. En été, elle pourrait augmenter de 1,3 à 5,3 °C à la fin du XXI^e siècle.
- Le taux d'élévation du niveau marin s'est accéléré

durant les dernières décennies pour atteindre près de 3,2 mm par an sur la période 1993-2010.

- En France, le nombre de journées estivales (avec une température dépassant 25 °C) a augmenté de manière significative sur la période 1950-2010.
- De 1975 à 2004, l'acidité des eaux superficielles des océans a fortement augmenté, leur pH (potentiel hydrogène) a diminué de 8,25 à 8,14.
- La perturbation des grands équilibres écologiques s'observe déjà : un milieu physique qui se modifie et des êtres vivants qui s'efforcent de s'adapter ou disparaissent sous les effets conjugués du

changement climatique et de la pression de l'homme sur leur environnement.

Le GIEC évalue également comment le changement climatique se traduira à moyen et long terme.

Il prévoit :

- Des phénomènes climatiques aggravés : l'évolution du climat modifie la fréquence, l'intensité, la répartition géographique et la durée des événements météorologiques (tempêtes, inondations, sécheresses).
- Un bouleversement de nombreux écosystèmes : avec l'extinction de 20 à 30 % des espèces animales et végétales, et des conséquences importantes pour les implantations humaines.
- Des crises liées aux ressources alimentaires : dans de nombreuses parties du globe (Asie, Afrique, zones tropicales et subtropicales), les productions agricoles pourraient chuter, provoquant de graves crises alimentaires, sources de conflits et de migrations.
- Des dangers sanitaires : le changement climatique aura vraisemblablement des impacts directs sur le fonctionnement des écosystèmes et sur la

transmission des maladies animales, susceptibles de présenter des éléments pathogènes potentiellement dangereux pour l'Homme.

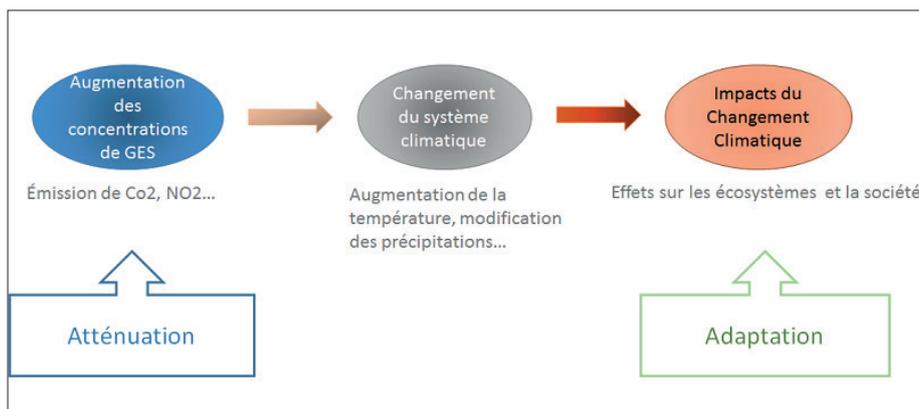
- L'acidification des eaux : l'augmentation de la concentration en CO₂ (dioxyde de carbone) dans l'atmosphère entraîne une plus forte concentration du CO₂ dans l'océan. En conséquence, l'eau de mer s'acidifie car au contact de l'eau, le CO₂ se transforme en acide carbonique. De 1751 à 2004, le pH (potentiel hydrogène) des eaux superficielles des océans a diminué de 8,25 à 8,14. Cette acidification représente un risque majeur pour les récifs coralliens et certains types de plancton menaçant l'équilibre de nombreux écosystèmes.
- Des déplacements de population : l'augmentation du niveau de la mer (26 à 98 cm d'ici 2100, selon les scénarios) devrait provoquer l'inondation de certaines zones côtières (notamment les deltas en Afrique et en Asie), voire la disparition de pays insulaires entiers (Maldives, Tuvalu), provoquant d'importantes migrations.

Les impacts du changement climatique peuvent être très différents d'une région à une autre, mais ils concerneront toute la planète.

3.3 Atténuation et adaptation : deux approches complémentaires

Pour limiter les effets du changement climatique, 195 pays ont ratifié la Convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC) de 1992. En 2015, l'Accord de Paris a adopté l'objectif de « contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et en poursuivant l'action menée pour limiter l'élévation de la température à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels, étant entendu que cela réduirait sensiblement les risques et les effets des changements climatiques ». Pour ce faire, il est crucial de s'attaquer aux causes du changement climatique en maîtrisant les émissions nettes de gaz à effet de serre (GES), c'est ce qu'on appelle l'atténuation.

Cependant, compte tenu de l'inertie climatique et de la grande durée de vie des gaz à effet de serre accumulés dans l'atmosphère, l'augmentation des températures d'ici à la fin du siècle est inévitable et toutes les régions du monde sont concernées. L'adaptation au changement climatique est donc nécessaire pour en limiter les conséquences sur les activités socio-économiques et sur la nature. L'adaptation a pour objectifs d'anticiper les impacts du changement climatique, de limiter leurs dégâts éventuels en intervenant sur les facteurs qui contrôlent leur ampleur (par exemple, l'urbanisation des zones à risques) et de profiter des opportunités potentielles.

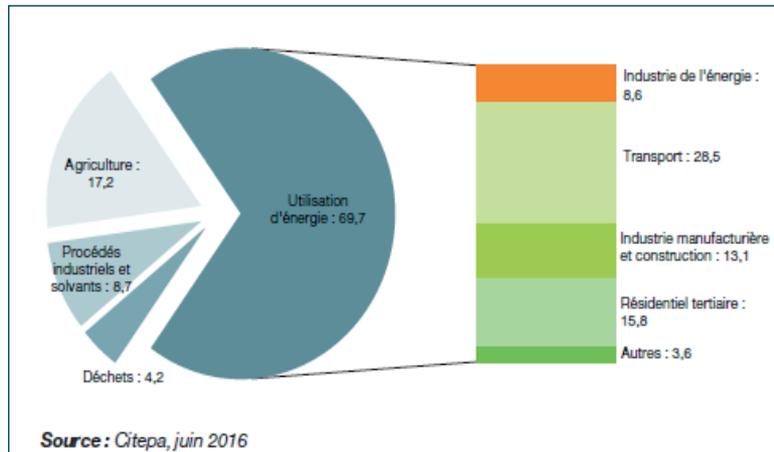




3.4 Climat et énergie

En France l'utilisation de l'énergie est à l'origine de 70 % des émissions de gaz à effet de serre (cf. graphique ci-dessous).

Répartition par source des émissions de GES en France en 2014 (en %)
Source : CITEPA*



L'essentiel des émissions de gaz à effet de serre qui ne provient pas de la consommation d'énergie vient d'autres gaz à effet de serre que le CO₂. Pour l'agriculture, il s'agit du CH₄ des élevages et du N₂O des cultures. Les émissions de gaz à effet liées à la consommation d'énergie de l'agriculture se trouve dans les 3,6% « Autres ».

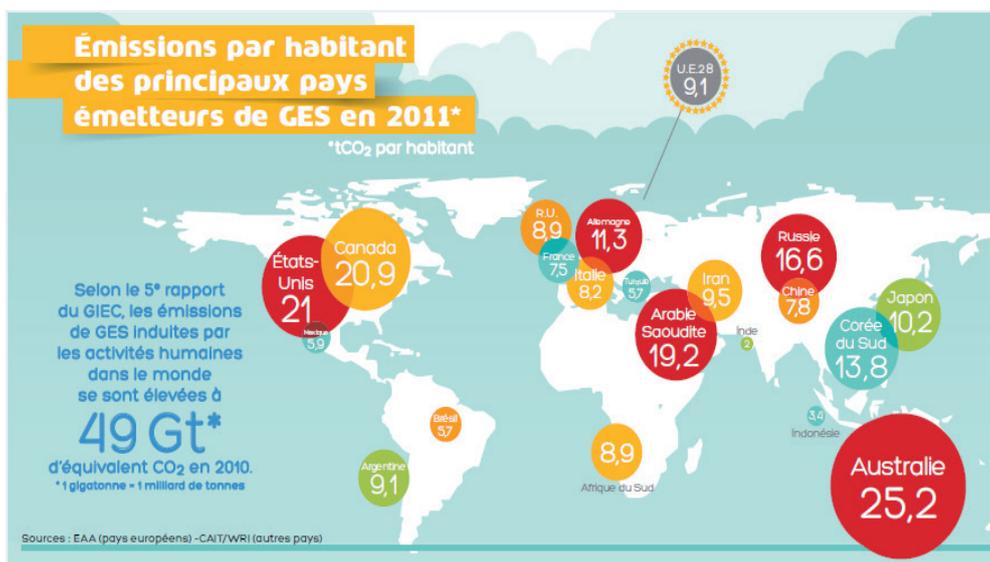
La place prépondérante des consommations d'énergie dans les émissions de gaz à effet de serre souligne l'importance de l'enjeu de décarbonation de l'énergie pour lutte contre le réchauffement climatique : il s'agit d'utiliser des sources d'énergie qui n'émettent pas de CO₂. Les énergies renouvelables n'émettent pas de CO₂. L'énergie nucléaire non plus.

Les émissions de gaz à effet de serre d'un pays sont liées au nombre d'habitants et à leur mode de vie pour

tout ce qui est chauffage, alimentation, transport de personnes. Elles sont également liées au niveau de production pour les émissions liées aux process industriels, au transport de marchandises. Pour évaluer l'efficacité d'un pays, deux indicateurs sont utilisés :

- les émissions totales de gaz à effet de serre divisées par le nombre d'habitants ;
- les émissions totales de gaz à effet de serre divisées par le produit intérieur brut (PIB).

Le schéma ci-dessous situe la France par rapport aux autres pays du monde. On voit que la France émet peu d'émissions de gaz à effet de serre par habitant relativement aux autres pays. C'est vrai aussi quand on regarde un indicateur d'émissions rapporté au produit intérieur brut. C'est lié au fait que l'essentiel de la production d'électricité provient de centrales nucléaires, et des énergies renouvelables (notamment hydraulique).



3.5 Les émissions de gaz à effet de serre

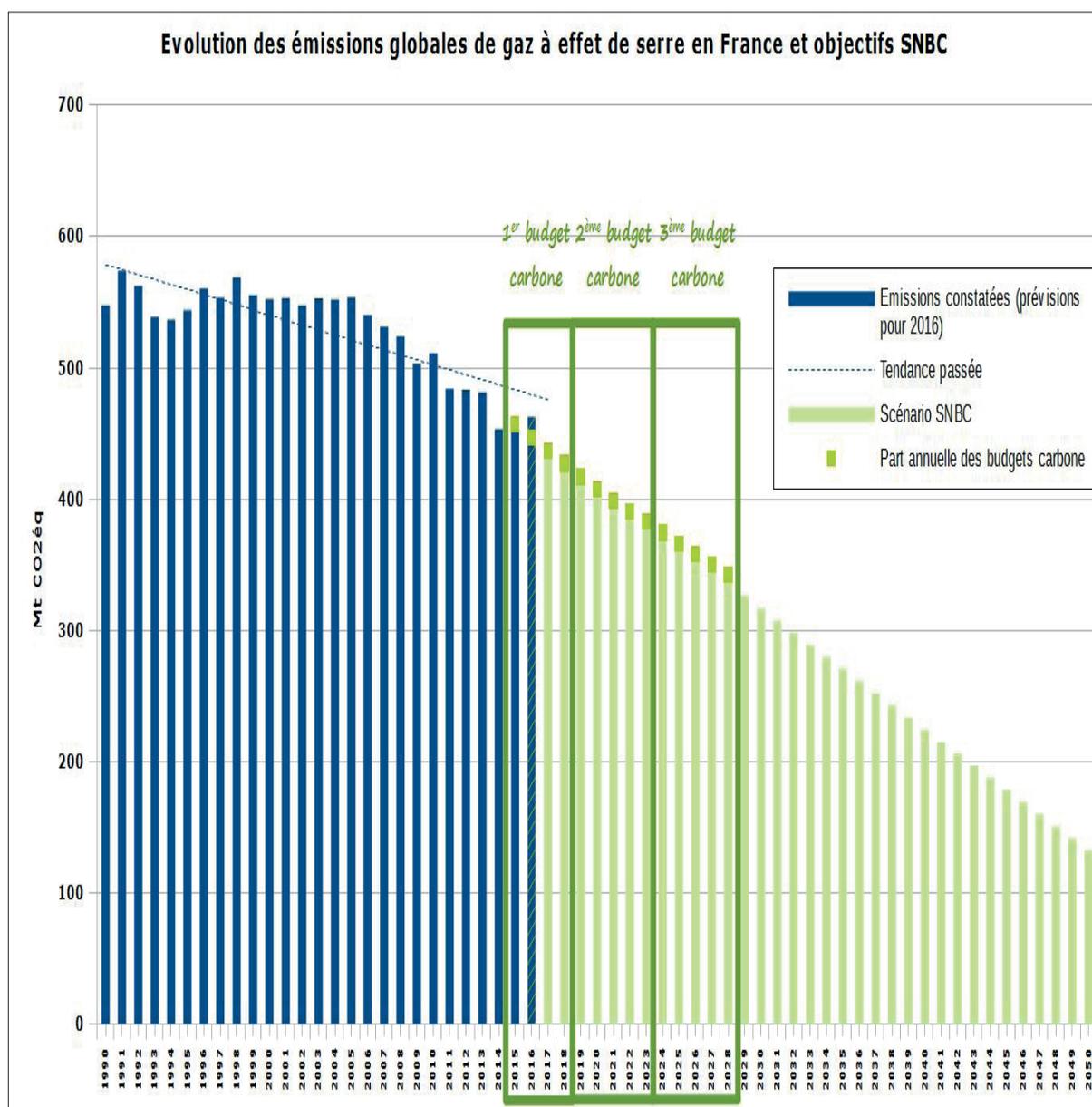
La Stratégie nationale bas carbone (voir infra pour plus de développements) organise l'action de l'État pour atteindre les objectifs de la France au titre de l'effet de serre. Les objectifs sont exprimés comme des réductions d'émissions par rapport à l'année de référence 1990 sont :

- En 2020 : - 20 %
- En 2030 : - 40 %

- En 2050 : -75 % et neutralité carbone, c'est-à-dire que toutes les émissions devront être compensées par des captations (stockage dans les sols,...).

La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) a défini des « budgets carbone » pour des périodes de cinq ans qui sont des limites d'émission. Des plafonds indicatifs ont été calculés pour chaque année des périodes de 5 ans. Ils correspondent à une baisse linéaire.

Source DGEC avec données CITEPA



2015 : l'objectif est atteint, sans marge

Les émissions de 2015 correspondaient très exactement au plafond indicatif annuel de 457 Mt CO₂eq décliné du premier budget-carbone 2015-2018 défini dans la Stratégie nationale bas carbone.



Les gaz à effet de serre n'ont pas tous le même effet en termes de réchauffement : une tonne de CH₄ va réchauffer 25 fois plus l'atmosphère qu'une tonne de CO₂.

Par convention, le pouvoir de réchauffement du CO₂ est retenu comme étalon : la tonne équivalente CO₂ correspond au pouvoir de réchauffement d'une tonne de CO₂. Une tonne de CH₄ correspond ainsi à 25tCO₂eq.

2016 (chiffres provisoires) : premier écart à la trajectoire

Selon les premières estimations, les émissions de 2016 atteindraient 463 Mt CO₂eq, soit -15,3 % par rapport aux émissions de 1990. Elles ont toutefois augmenté par rapport à 2015 et dépasseraient le plafond annuel indicatif de +3,6 %. Cet écart s'explique pour partie par des éléments conjoncturels, comme :

- le faible prix des produits pétroliers, qui incite à la consommation et donc à la hausse des émissions ;
- l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires, qui a provoqué un recours accru aux centrales thermiques à énergie fossile pour la production d'électricité.

Cependant, au-delà de ces facteurs conjoncturels, certains indicateurs sectoriels s'écartent dès 2015 de la trajectoire de référence de la Stratégie nationale bas carbone et appellent une réaction. Ainsi, des préoccupations apparaissent, principalement sur les secteurs du bâtiment et des transports, représentant à eux seuls quasiment la moitié des émissions. Inversement, les résultats sont satisfaisants pour les secteurs de l'industrie et des déchets.

Une accélération nécessaire

Pour compenser la sur-émission de 2016 et respecter le budget-carbone 2015-2018, il faudra faire mieux que les valeurs indicatives retenues pour 2017 et 2018. Il est surtout essentiel que la tendance de réduction des émissions soit mise en cohérence avec les objectifs de long terme et rejoigne la trajectoire cible (- 3,5 % en moyenne par an sur la période 2015-2050). Globalement, un renforcement des actions apparaît donc nécessaire pour rester en phase avec nos objectifs. C'est l'objet du plan climat publié en juillet 2017.

Être attentif à ne pas déplacer les émissions de gaz à effet de serre

Les engagements de la France et ses obligations internationales portent sur les émissions de gaz à effet de serre qui ont lieu sur son territoire. Du point de vue de l'effet de serre, il est toutefois nécessaire de faire attention à ce que les émissions ne soient pas déplacées vers d'autres pays parce que la production des biens consommés en France ne serait plus réalisée en France mais dans d'autres pays et les biens seraient ensuite importés. Du point de vue de l'effet de serre, cela n'aurait aucun impact positif.

Les biens et services sont à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble de leur cycle de vie : de l'extraction des matières premières, en passant par la fabrication, les diverses étapes de transformation et de transport de produits intermédiaires, de distribution, de consommation (la consommation d'électricité d'un équipement électroménager par exemple) et de gestion de la fin de vie du produit.

Il est nécessaire d'être attentif aux émissions de gaz à effet de serre générées sur l'ensemble du cycle de vie des produits même lorsqu'elles ont lieu hors de la France. On dit qu'il faut suivre l'empreinte carbone de la consommation française. Les méthodologies pour suivre les émissions de gaz à effet de serre hors du territoire français sont moins bien maîtrisées que celles qui suivent les émissions de gaz à effet de serre sur le territoire. L'enjeu est toutefois significatif, c'est pourquoi la prochaine Stratégie nationale bas carbone abordera ce volet de l'empreinte carbone totale de la France et son évolution.

4. Maîtriser les prix et assurer la sécurité d'approvisionnement

À côté des enjeux climatiques et environnementaux, la politique énergétique poursuit deux autres objectifs majeurs : la sécurité d'approvisionnement et la maîtrise des prix au service de la compétitivité des entreprises et du pouvoir d'achat des ménages.

Ces objectifs sont intégrés dans toutes les politiques développées dans la suite de ce document :

- Réduire les consommations d'énergie réduit le besoin d'importer de l'énergie et donc améliore la sécurité d'approvisionnement ;

- Le fait de privilégier les énergies renouvelables les moins chères contribue à la maîtrise des prix de vente de l'énergie.

Ils font aussi l'objet de politiques spécifiques qui sont décrites dans deux chapitres dédiés.

5. Le cadre et les échéances

La programmation pluriannuelle de l'énergie s'insère dans un cadre qui se décline à plusieurs échelles : internationale, européenne et nationale.

5.1 Le cadre international

Tous les pays du monde sont concernés par le réchauffement de la planète. La France s'est impliquée sur la scène internationale dès le début de l'élaboration de la politique internationale de lutte contre le changement climatique sous l'égide des Nations unies. En ratifiant l'Accord de Paris, les États se sont engagés en 2015 à agir pour que le réchauffement climatique reste nettement en dessous de 2°C d'ici à 2100, en renforçant les efforts pour tâcher de ne

pas dépasser 1,5°C.

L'accord international devait d'abord traiter, de façon équilibrée, de l'atténuation – c'est-à-dire des efforts de baisse des émissions de gaz à effet de serre – et de l'adaptation des sociétés aux dérèglements climatiques déjà existants.

L'objectif était de bâtir une « alliance de Paris pour le climat » qui se décline en 4 volets :

 <p>Accord</p>	1. La négociation d'un accord universel qui établisse des règles et des mécanismes capables de relever progressivement l'ambition pour respecter la limite des 2 °C.
 <p>Contributions nationales</p>	2. La présentation par tous les pays de leurs contributions nationales afin de créer un effet d'entraînement et de démontrer que tous les États avancent, en fonction de leurs réalités nationales, dans la même direction.
 <p>Financement</p>	3. Le volet financier permettra de soutenir les pays en développement et de financer la transition vers des économies bas-carbone et résilientes, avant et après 2020.
 <p>Plan actions Lima-Paris</p>	4. Le renforcement des engagements des acteurs de la société civile et non-étatiques afin d'associer tous les acteurs et d'entamer des actions concrètes sans attendre l'entrée en vigueur du futur accord en 2020.

5.2 Le cadre européen

La politique européenne dans le domaine de l'énergie s'est fortement développée depuis les années 1990. En particulier, plusieurs textes européens ont fixé des objectifs pour :

- limiter les émissions de gaz à effet de serre ;
- limiter la consommation d'énergie ;
- augmenter l'efficacité énergétique ;
- augmenter l'énergie produite avec des énergies renouvelables.

En 2014, les États se sont accordés sur des objectifs d'ici 2030 de 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre, au moins 27% d'énergies renouve-

lables dans la consommation énergétique de l'Union européenne, et 27 % d'amélioration de l'efficacité énergétique (porté à 30 % depuis).

Le « paquet européen pour une énergie propre », dit 4^e paquet, ensemble de directives et règlements en cours de négociation, prévoit les dispositions permettant d'atteindre ces objectifs. En particulier, il prévoit que les États membres devront publier des plans nationaux énergie climat à dix ans comparables à la Programmation pluriannuelle de l'énergie et la Stratégie nationale bas-carbone réunies.



5.3 Le cadre national

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) d'août 2015 a repris les objectifs européens et est allée plus loin en matière d'ambition. Elle a également fixé une limite pour la place de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité. Les objectifs sont définis à quatre échéances: 2020, 2025, 2030 et 2050.

La loi met également en place le cadre pour que de nouveaux modèles énergétiques émergent. L'ambition est que les systèmes énergétiques deviennent **plus décentralisés** avec des installations de production à base d'énergies renouvelables, plus petites et réparties sur le territoire ; et **plus participatifs** avec

la possibilité, pour les consommateurs, de devenir producteurs, d'avoir une incidence sur le système en modifiant leur consommation, etc...

Le Plan climat, adopté en juillet 2017¹, fixe les objectifs du gouvernement pour le climat. Les objectifs sont plus ambitieux que ceux de la loi en annonçant une neutralité carbone pour 2050. Cela ne signifie pas qu'il n'y aura plus d'émissions de gaz à effet de serre, mais que les émissions qui ne pourront être évitées devront être compensées par la capture d'autant de CO₂ en le stockant notamment dans les forêts, les sols...

¹ <http://www.gouvernement.fr/action/plan-climat>

Objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015

En 2020 :

- - 20 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport aux émissions de 1990) ;
- 23 % de la consommation d'énergie d'origine renouvelable.

À l'horizon 2025 : 50 % de production d'électricité par du nucléaire.

En 2030 :

- - 40 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990) ;
- - 20 % de consommation d'énergie finale (par rapport à 2012) ;
- - 30 % de consommation d'énergie fossile primaire (par rapport à 2012) ;
- + 27 % d'efficacité énergétique ;
- 32 % de la consommation d'énergie d'origine renouvelable ;
- 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable ;
- 38 % de la consommation finale de chaleur d'origine renouvelable ;
- 15 % de la consommation finale de carburant d'origine renouvelable ;
- 10 % de la consommation finale de gaz d'origine renouvelable ;
- multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid d'origine renouvelable dans les réseaux de chaleur.

En 2050 : - 75 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990).

6. Le pilotage de l'action publique

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) d'août 2015 a fixé les objectifs et a demandé au gouvernement d'organiser l'action pour les atteindre et leur suivi en élaborant deux documents stratégiques : la **Programmation pluriannuelle de l'énergie** et la **Stratégie nationale bas-carbone**. Au niveau régional,

la loi portant nouvelle organisation territoriale de la République (loi NOTRe) a doté les régions de responsabilités concernant les énergies renouvelables dans le cadre des Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'aménagement des territoires.

6.1 La Programmation pluriannuelle de l'énergie

En application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 et notamment des objectifs qu'elle a fixés, la Programmation pluriannuelle de l'énergie définit les priorités du Gouvernement pour le système énergétique. Une Programmation pluriannuelle de l'énergie est établie pour la métropole continentale, et une autre pour chaque zone non interconnectée, notamment les territoires d'outre-mer. Elle porte sur toutes les énergies, et à la fois sur l'offre d'énergie, la maîtrise de la demande, et l'évolution des réseaux qui les mettent en relation. La Programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée pour la première fois en octobre 2016² définit les priorités des périodes 2016-2018 et 2019-2023.

Les actions prévues par la Programmation pluriannuelle de l'énergie doivent notamment permettre de respecter les « budgets carbone » fixés par la Stratégie nationale bas-carbone. Elle doit également contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique définis par le Plan national

de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA*).

Certains documents de planification doivent être compatibles avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie :

- la stratégie pour le développement de la mobilité propre qui y est annexée ;
- la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, qui entre autres sécurise l'approvisionnement des appareils de chauffage au bois individuels et collectifs et des installations de production de biocarburants ;
- le plan de programmation de l'emploi et des compétences, qui définira les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétence sur les territoires et dans les secteurs professionnels, au regard de la transition écologique et énergétique ;
- le volet « Énergie » de la stratégie nationale de la recherche énergétique.

²<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-energie-ppa>

6.2 La Stratégie nationale bas-carbone

La Stratégie nationale bas-carbone donne les orientations stratégiques pour mettre en œuvre en France la transition nécessaire au respect des objectifs relatifs à la lutte contre le changement climatique. Elle définit une trajectoire de long terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre en France pour atteindre l'objectif à 2050 et fixe des « budgets carbone ». Il s'agit de plafonds d'émissions de gaz à effet de serre à ne pas dépasser au niveau national sur des périodes de 5 ans.

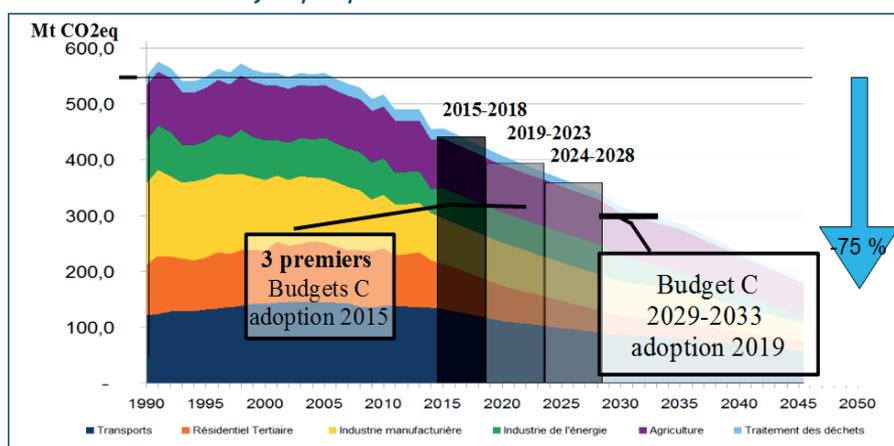
Les budgets-carbone sont cohérents avec la trajectoire. Ainsi, pour chaque période un budget carbone est fixé plus bas que celui de la précédente.

La Stratégie nationale bas-carbone formule des recommandations qui doivent être prises en compte par les décideurs publics.

Ces recommandations sont formulées :

- par secteurs d'activité : transport, bâtiment, industrie, agriculture, sylviculture, production d'énergie, déchets ;
- sur des sujets de politique transversale : investissements, recherche, éducation et formation, etc.

Trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre, budgets carbone et objectif de facteur 4 en 2050 – Source : DGEC





La Stratégie nationale bas-carbone adoptée en 2015 comportait 67 recommandations. Elle a défini trois budgets carbone jusqu'en 2028 : pour les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028. Ils sont déclinés à titre indicatif par grands domaines d'activité.

La Stratégie nationale bas-carbone doit être revue d'ici fin 2018. Conformément au Plan climat, publié en juillet 2017, la révision de la SNBC intègrera l'objectif plus ambitieux (par rapport au facteur 4) de neutralité carbone à l'horizon 2050. Elle définira un 4^e budget-carbone pour la période 2029-2033.

La Stratégie nationale bas carbone et les budgets-carbone sont adoptés par décret. La loi précise que les décisions publiques (État, collectivités, établissements publics) dans les domaines concernés doivent la prendre en compte. La Programmation pluriannuelle de l'énergie doit être compatible avec la Stratégie nationale bas carbone.

6.3 Les Schémas régionaux d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)*

Au niveau régional, les enjeux climat, air, énergie sont traités dans un même schéma d'aménagement dont l'élaboration est pilotée par chaque région. La loi portant nouvelle organisation territoriale de la République (NOTRe*) a intégré les différents exercices de planification participant à l'aménagement du territoire. Ils traitent notamment des enjeux énergie et climat. Sans être liés juridiquement, la Programmation pluriannuelle de l'énergie et les Schémas régionaux d'aménagement

de développement durable et d'égalité des territoires ont vocation à s'alimenter mutuellement dans leurs différentes versions successives.

Les Schémas régionaux d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET*) sont en cours d'élaboration. Ils doivent être adoptés mi-2019.

7. Procédures et calendrier de la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

La loi a prévu que la première Programmation pluriannuelle de l'énergie qui couvrait les périodes 2016-2018 et 2018-2023 soit révisée d'ici fin 2018. La révision peut faire évoluer les objectifs de la période 2019-2023, et surtout une nouvelle période 2024-2028 va être ajoutée.

Le processus de révision a commencé en juin 2017 et devra être finalisé fin 2018. Les travaux sont conduits en même temps et de manière coordonnée pour la Stratégie nationale bas-carbone et la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

7.1 Le comité de suivi

Au cours du processus, l'administration présente régulièrement ses travaux à un comité de suivi qui regroupe environ 80 représentants d'organismes représentatifs

de la société française : les membres du Conseil national de la transition écologique (CNTE*) et du Conseil supérieur de l'énergie (CSE*).

7.2 Association des parties prenantes

Pour débattre de chaque thème, des réunions techniques sont organisées en invitant les membres des comités de suivi et des acteurs spécialisés dans le domaine abordé. Par exemple pour l'atelier sur le photovoltaïque : des entreprises investissant dans le photovoltaïque, des représentants des réseaux, des représentants des consommateurs.... Les membres du comité de suivi (CNTE* et CSE*) sont invités à tous les ateliers.

Pour ce qui concerne l'anticipation de la demande en énergie et des origines des émissions de gaz à effet de serre, les ateliers sont sectoriels :

- Industrie
- Bâtiment
- Transport
- Économie
- Agriculture et forêt

Pour ce qui concerne l'anticipation de l'offre en énergie, les ateliers sont structurés par filière :

- Biocarburants
- Biogaz
- Bois solide
- Éolien mer / Énergies marines renouvelables
- Éolien terrestre

- Géothermie
- Hydroélectricité
- Nucléaire
- Photovoltaïque
- Valorisation énergétique des déchets

Pour ce qui concerne les systèmes énergétiques, les ateliers sont structurés par thème :

- L'offre et la demande en produits pétroliers
- L'offre et la demande gazière
- Réseaux de transport de gaz, stockage et infrastructures d'importation de gaz naturel
- Réseaux de distribution et nouveaux usages du gaz naturel
- Chaleur secteur résidentiel / tertiaire
- Chaleur secteur industrie / agriculture
- Réseaux de chaleur et de froid
- Mix électrique
- Réseaux électriques
- Pilotage de la demande (effacements...)
- Autoconsommation
- Stockage
- Sécurité d'approvisionnement électricité et gaz
- Infrastructures de recharge pour les carburants alternatifs

7.3 Les consultations obligatoires

Les ateliers de travail avec les parties prenantes sont les endroits de discussion de points précis qui seront traduits de manière quantitative dans un modèle pour établir les scénarios d'évolution de la société à la fois dans les besoins en énergie et dans la manière de les couvrir. Les scénarios établiront une vision prévisible et souhaitable du système énergétique à l'horizon 2028, compatible avec les objectifs de la loi et contrainte par les réalités technico-économiques d'aujourd'hui. Ils identifieront ensuite les outils de politique publique qui permettront d'atteindre cette vision. Les scénarios sont en cours d'élaboration. Ils seront disponibles dans la première version de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie, à l'été.

L'élaboration des visions et des outils s'appuiera sur les retours des ateliers techniques et ceux du Débat public. Un projet de programmation pluriannuelle de l'énergie sera alors présenté à un certain nombre d'organismes consultatifs pour avis.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie est susceptible d'avoir une incidence sur l'environnement et à ce titre, elle est soumise à évaluation environnementale. L'évaluation environnementale stratégique du projet de rapport sera soumise à l'Autorité environnementale qui rendra un avis sur ce document.

Les organismes consultés³ sont :

- le Conseil national de la transition écologique (CNTE*)
- le Conseil supérieur de l'énergie (CSE*)
- le Comité d'experts pour la transition énergétique (CETE)
- le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGSPE)
- le Comité du système de distribution publique d'électricité.

³La mission et la composition de ces organismes est portée en Annexe.



Le calendrier des travaux passés et celui, prévisionnel, des étapes à venir est repris dans le tableau ci-dessous :

Juin 2017	Lancement des travaux	
2 ^e semestre 2017	<p>Ateliers sur ce qu'on peut anticiper en termes d'évolution de la demande en énergie et d'autres actes à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre</p> <p>Ateliers sur ce qu'on peut anticiper en termes d'évolution des filières d'offre d'énergie</p> <p>Ateliers sur les évolutions des systèmes énergétiques (réseaux...)</p> <p>Assises de la mobilité</p>	Évaluation environnementale stratégique
1 ^{er} trimestre 2018	<p>Élaboration d'une 1^{ère} vision d'ensemble sur la base des éléments des ateliers techniques</p> <p>Débat public</p>	
2 ^e trimestre 2018	<p>Finalisation de la vision d'ensemble sur l'évolution de la demande en énergie, l'offre pour y répondre et les émissions de gaz à effet de serre – Finalisation des scénarios</p> <p>Modélisation macro-économique du scénario sous-tendant la PPE* et la SNBC*</p>	
Été 2018	<p>1^{ère} version SNBC*</p> <p>1^{ère} version PPE*</p>	
2 ^e semestre 2018	<p>Pour la SNBC et la PPE :</p> <ul style="list-style-type: none"> • avis de l'Autorité environnementale ; • consultation du CNTE* ; • consultation du Comité d'experts pour la transition écologique (CETE) ; • consultation du public. <p>Pour la PPE seule :</p> <ul style="list-style-type: none"> • consultation du CSE* ; • consultation du Comité de gestion de la CSPE* ; • consultation du Comité du système de distribution publique d'électricité 	
Décembre 2018	Adoption de la SNBC* et de la PPE*	

7.3 Le débat public

Depuis août 2016, les modalités de participation du public à l'élaboration des plans et programmes ont évolué. La Programmation pluriannuelle de l'énergie est concernée.

La Commission nationale du débat public (CNDP)* décide de la participation du public. La Commission nationale du débat public est une autorité administrative indépendante de l'État. La participation du public peut prendre la forme d'un débat public. La Commission nationale du débat public ne se prononce pas sur le fond des projets qui leur sont soumis mais sur la manière dont le public est associé.

La Commission nationale du débat public a constitué une équipe de 7 personnes qui va accompagner le débat public autour de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. C'est la première fois qu'une consultation du public a lieu sur une programmation nationale.

Le gouvernement a fait deux constats :

- la précédente PPE a été adoptée il y a un an, fin 2016. Elle donne une idée assez claire des sujets qui seront abordés ;
- pour cette première révision le calendrier donné par la loi ne laisse pas beaucoup de temps.

Suite à ces constats, le Gouvernement n'a pas souhaité attendre d'avoir un projet de révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie pour lancer la consultation du public. Le calendrier n'aurait pas permis de prendre correctement en compte ses retours. C'est pourquoi la consultation va être ouverte sur des thématiques particulières sur lesquelles la Programmation pluriannuelle de l'énergie doit se prononcer et non pas sur un projet de document.



*Améliorer
l'efficacité énergétique
et baisser
la consommation
d'énergies fossiles*

1. État des lieux des consommations d'énergie

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des consommations d'énergie finale et d'énergie fossile depuis 2000 ainsi que les objectifs à 2030 fixés par la loi⁴. La courbe bleue montre une relative stabilité des consommations d'énergie des français. Elle souligne la nécessité d'accélérer les politiques de maîtrise de la demande d'énergie et la mobilisation de tous les français. La courbe orange (énergie fossile) baisse plus vite que la courbe bleue (énergie finale) : c'est parce que des énergies renouvelables, non émettrices de CO₂, remplacent progressivement les énergies fossiles qui en émettent.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV*) de 2015 fixe un objectif en 2030 de réduction de la consommation d'énergie finale à 20% et de réduction de consommation d'énergie fossile à 30%. L'atteinte globale de ces ambitions

suppose des politiques publiques fortes et l'adhésion de l'ensemble des citoyens, entreprises, collectivités concernées à cet objectif.

L'objectif de décroissance plus forte de l'énergie fossile est liée à la lutte contre le changement climatique. Elle va se traduire par une substitution de certaines consommations fossiles par des consommations électriques, augmentant ainsi la part relative de l'électricité dans le mix énergétique.

La vision de l'évolution du niveau de consommation d'électricité dépend des rythmes combinés d'une part d'augmentation de l'efficacité énergétique des usages électriques liés notamment au progrès technique et d'autre part du rythme d'apparition de nouveaux usages (tablettes, ordinateurs, véhicules électriques...).

Évolution des consommations d'énergie de 2000 à 2016 et objectifs à 2020 et 2030 (Mtep)
Source : SDES*



Les objectifs et mesures de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

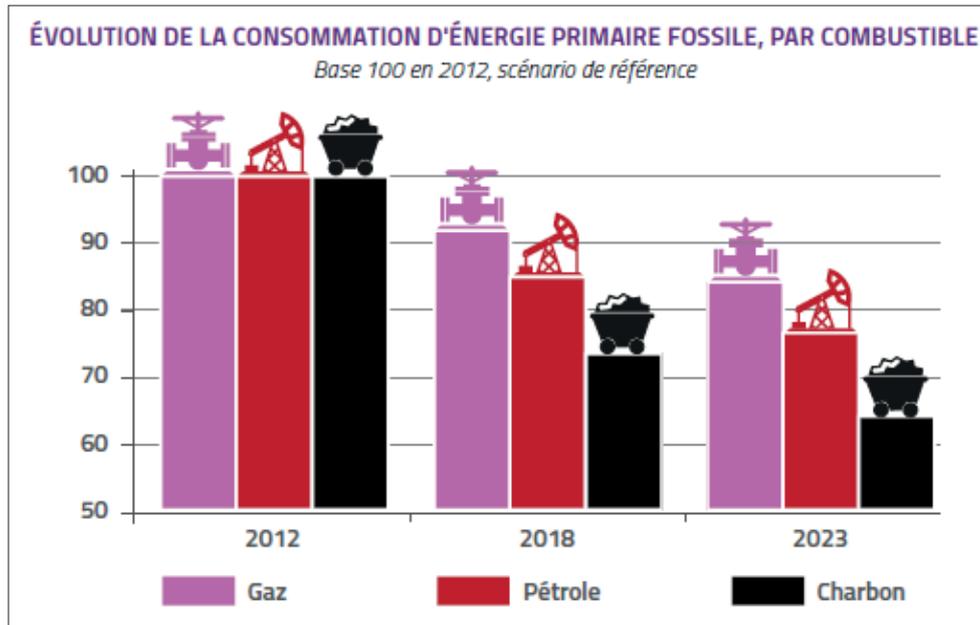
Le volet relatif à la maîtrise de l'énergie et la baisse des consommations d'origine fossile de la Programmation pluriannuelle de l'énergie est très étroitement lié à la Stratégie nationale bas-carbone. La Programmation pluriannuelle de l'énergie établit des objectifs de réduction pour la consommation de chaque combustible fossile.

La consommation énergétique primaire d'énergies

fossiles a été de 101,1 Mtep en 2016, soit une baisse de 1,4 % par rapport à 2015 (102,5 Mtep). Cette évolution est contrastée car elle découle d'une baisse de la consommation de charbon de 3,6 %, d'une baisse de la consommation de produits pétroliers de 4,6 % et d'une augmentation de la consommation de gaz naturel de 4,5 %.

La consommation finale d'énergie est de 150,3 Mtep en 2016, soit relativement stable par rapport à l'année 2015 (150,8 Mtep).

⁴Le tableau avec les chiffres est porté en Annexe.



Pour réduire la consommation d'énergie, notamment fossile, plusieurs leviers sont prévus par la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016.

Les actions de la programmation annuelle de l'énergie adoptée en 2016 sont portées dans un encadré bleuté et associées à une évaluation simplifiée sous forme graphique qui signifie :

	Action réalisée
	Action en cours Action qui a évolué et été remplacée par une alternative satisfaisante Action réalisée mais dont les effets sont moindres que ce qui était attendu
	Action non engagée



Sensibiliser les consommateurs aux économies d'énergie

Une campagne de sensibilisation aux gestes qui permettent de réduire les consommations d'énergie « Ensemble, économisons l'électricité » a été menée avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME*), le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE*) et le gestionnaire principal du réseau de distribution d'électricité, Enedis*, durant l'hiver 2016-2017 : spots TV, spots radio, insertions dans la presse, site internet, etc.

Par ailleurs, diverses mesures permettant de sensibiliser les ménages et les entreprises aux économies d'énergie ont été mises en œuvre ces dernières années : audits énergétiques, mesure individualisée de consommation de chauffage collectif, diagnostic de performance énergétique, affichage des consommations, etc. Elles sont détaillées dans le plan national d'action en matière d'efficacité énergétique publié en avril 2017⁵.

⁵<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/action-france-lefficacite-energetique>



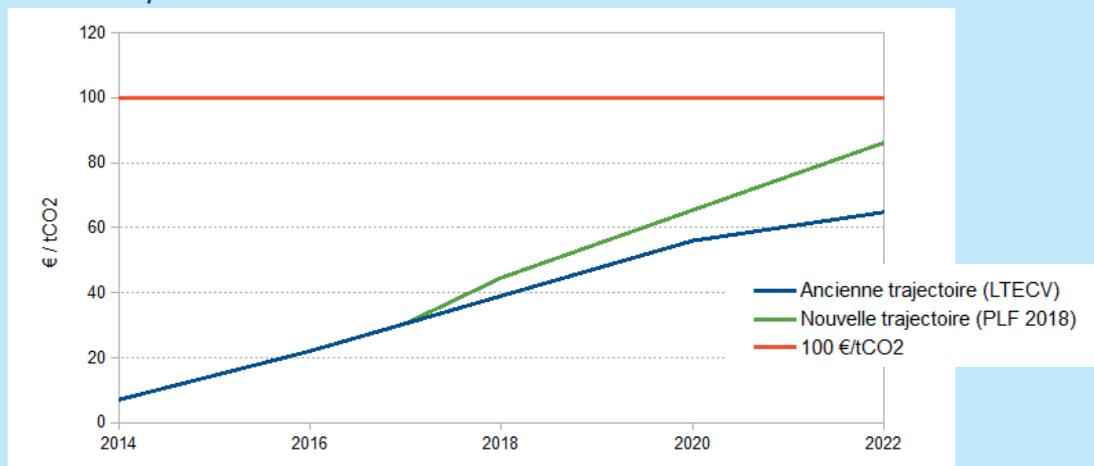
Mettre en application la trajectoire de la composante carbone pour atteindre 56 € en 2020 avec 22 € la tonne de CO₂ au 1^{er} janvier 2016 et 30,5 € au 1^{er} janvier 2017

Une taxe carbone est un outil fiscal qui renchérit le prix des énergies émettant le plus de gaz à effet de serre. Elle intègre ainsi le prix le coût que la consommation de ces énergies fait porter à la société : on dit qu'elle permet d'internaliser les externalités négatives des énergies polluantes.

L'effet de cette taxe est de rendre plus compétitives les énergies moins polluantes : les consommateurs devraient réduire leur consommation d'énergies plus chères et se retourner vers des énergies moins polluantes.

La composante carbone a été introduite au sein des taxes intérieures sur les consommations énergétiques en 2014 : 7 €/tCO₂ en 2014, 14,5 €/tCO₂ en 2015, 22 €/tCO₂ en 2016, 30,5 €/tCO₂ en 2017. La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte en a fixé la trajectoire en 2015 avec l'objectif d'atteindre 100€ par tonne de CO₂ en 2030. Le plan climat (axe 10- renforcer la fiscalité écologique et donner au carbone son véritable prix) prévoit une augmentation accélérée du prix du carbone.

Évolution du prix du carbone – Plan climat



Les études montrent en effet qu'un prix de 100€ par tonne de CO₂ d'ici 2030 est insuffisant pour placer le monde sur la trajectoire des 2°C et qu'il faut accélérer dès maintenant sa trajectoire. Le Plan climat adopté par le Gouvernement puis la loi de finances de 2018 a décidé d'accélérer la trajectoire de croissance du prix du carbone. La trajectoire est fixée pour les cinq prochaines années pour conduire à un prix du carbone de 86,2 €/tCO₂ en 2022 : 44,6 €/tCO₂ en 2018 ; 55 €/tCO₂ en 2019 ; 65,4 €/tCO₂ en 2020 ; 75,8 €/tCO₂ en 2021 et 86,2€/tCO₂ en 2022).

La composante carbone s'applique principalement au chauffage et au secteur des transports.

Il existe des exemptions pour :

- le transport routier de marchandises, le transport routier de voyageurs, les taxis ;
- l'agriculture
- les entreprises grandes consommatrices d'énergie dans l'industrie.

L'introduction de la composante carbone se traduit par une hausse des taxes pesant sur les carburants :

- pour 1l d'essence : de 3,22 c€/l entre 2017 et 2018 et de 12,73 c€/l entre 2017 et 2022 ;
- pour 1l de gazole : de 3,73 c€/l entre 2017 et 2018 et de 14,76 c€/l entre 2017 et 2022.

L'introduction de la composante carbone se traduit en moyenne par une augmentation du budget des ménages de 60€ entre 2017 et 2018.

La facture de chauffage augmente ainsi en moyenne de 3% en 2018. La facture transports augmente en moyenne de 2,5% en 2018.



Proposer au niveau européen la mise en place d'un corridor de prix du CO₂

La mise en place d'un prix minimal du CO₂ a fait l'objet de débats au cours de l'année 2016, dans le cadre de la révision du marché carbone européen. La France n'a pas réussi à convaincre. Les négociations ont toutefois permis à la France de rallier de nombreux États membres et le Parlement européen autour de la hausse du prix du carbone. Au Conseil environnement de février 2017, deux mesures phares pour le prix du carbone ont été adoptées : l'adoption d'un mécanisme de soutien du prix de marché dès 2019 (réserve de stabilité), et d'une mesure de long terme permettant d'annuler des quotas d'émissions s'il y en avait trop.



Former une coalition internationale pour un prix du carbone

Sur proposition de la France, les chefs d'États participant à la coalition pour le prix du carbone ont adopté en avril 2016 l'objectif de donner un prix du carbone à au moins 25 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre en 2020 puis 50 % en 2030.

2. La mobilité propre

Le secteur des transports est le premier secteur consommateur de produits pétroliers, avec près des trois quarts de la consommation finale énergétique de produits pétroliers, ce qui impacte fortement les émissions de gaz à effet de serre. Après avoir atteint un plateau, à plus de 48 Mtep, entre 2001 et 2007, la consommation de produits pétroliers dans le domaine des transports s'est légèrement repliée depuis la crise de 2008 pour stagner aux alentours de 45 Mtep. Elle s'élève ainsi à 45,4 Mtep en 2015, en progression de 1 % par rapport à 2014. Le fort taux de diésélisation du parc automobile et les meilleures performances énergétiques des moteurs favorisent la tendance à la baisse de consommation jusqu'en 2012. En 2015, les ventes de gazole ont augmenté modestement (+ 0,8 %), celles de Super sans plomb 95-E10, ont continué d'augmenter sensiblement (+ 5,9 %). La consommation est repartie à la hausse dans le transport aérien (+4,8%).

Les modes alternatifs au transport routier ne représentent qu'une faible part du transport. La part des modes alternatifs au transport routier a fortement diminué pour le transport de marchandises depuis 1990 (23,2 %) et même depuis 2000 (19 %). En 2015, les transports alternatifs au transport routier ne représentent que 12,9 % du transport terrestre de marchandises (hors oléoducs). En lien avec la reprise du transport ferroviaire de marchandises, cette part s'est améliorée en 2015.

Par rapport à son niveau de 2011 à 2013 (19,7 %), la part du transport collectif de voyageurs, à 19,1 % en 2015, est en baisse. La reprise de la circulation routière des voitures particulières, en lien avec le prix bas des carburants, explique cette baisse, malgré la progression continue du transport collectif de voyageurs.

Depuis 2007, le nombre de km de transports collectifs en site propre en province (TCSP) est passé de 1 104 km à 1 854 km en 2014. Il se rapproche de la cible des 2 200 km fixée pour 2020.

2.1 Le transport de marchandises

Comme le montrent les deux figures ci-dessous, depuis 1990, le transport intérieur de marchandises a fortement augmenté jusqu'à la crise économique de 2008, tiré par le trafic routier. En 2015, avec 334,6 milliards de tonnes-kilomètres, le transport intérieur terrestre de marchandises baisse par rapport à 2014 (- 1,6 %). Le repli de l'activité du transport routier sous pavillon français effectué par les poids lourds concerne tous les grands types de marchandises. En 2015, avec 281,4 milliards de tonnes-kilomètres, le transport intérieur routier de marchandises diminue de 2,5 %, du fait du recul de 5,7 % du transport sous pavillon français, alors que le transport sous pavillon étranger progresse de 3,0 %. Ce transport est effectué principalement par les poids lourds de plus de 3,5 tonnes.

*Transport intérieur de marchandises par mode en 1990, 2000 et 2015 – Source : SDES**

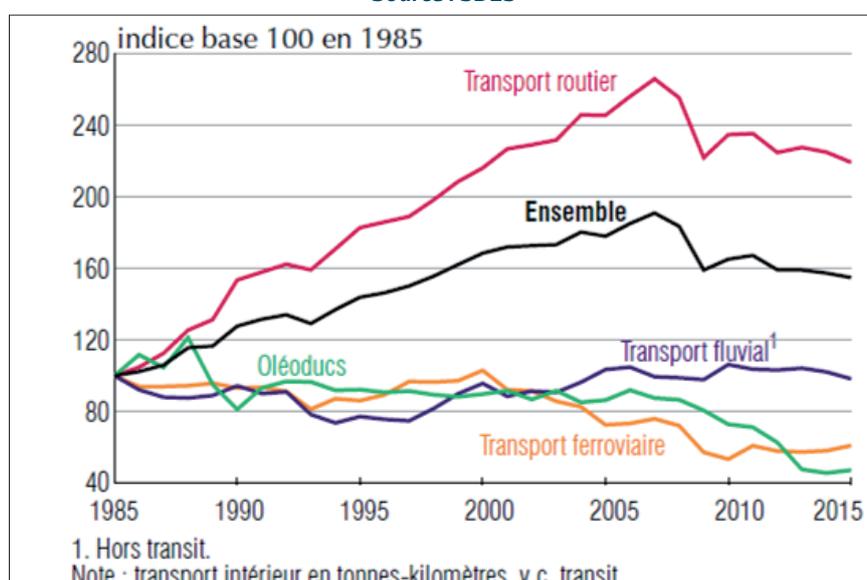
en milliards de tonnes-kilomètres				
	1990	2000	2015 (p)	15/14 en %
Transport routier	197,0	277,4	281,4	- 2,5
Pavillon français	159,0	203,6	172,2	- 5,7
National	137,7	181,8	164,7	- 5,4
International	20,0	21,2	7,5	- 11,3
Transit	1,3	0,5	0,1	0,0
Pavillon étranger	38,0	73,8	109,2	3,0
Cabotage	0,0	2,2	7,9	2,6
International	17,2	33,1	56,7	3,0
Transit	20,8	38,4	44,6	3,0
Transport ferroviaire	52,2	57,7	34,3	5,1
National	31,5	29,9	21,4	6,1
International	15,0	18,5	9,5	3,2
Transit	5,7	9,3	3,3	4,0
Transport fluvial¹	7,2	7,3	7,5	- 3,7
National	4,3	4,1	4,6	- 4,3
International	2,9	3,1	2,9	- 2,9
Oléoducs	19,6	21,7	11,4	3,5
Total	276,0	364,0	334,6	- 1,6
National	193,1	239,8	210,0	- 3,6
International	55,1	76,0	76,5	1,2
Transit	27,8	48,3	48,1	3,1

1. Hors trafic rhénan et mosellan.

Le transport ferroviaire s'est continuellement érodé sur la période 1990-2015. Cette érosion s'est poursuivie jusqu'en 2010. Depuis cette date, la situation du fret ferroviaire se stabilise. En 2015, la part du transport routier dans le transport (y compris transit et hors oléo-

ducs), qui s'établit à 87,1 %, diminue au profit du transport ferroviaire dont la part atteint 10,6 %. L'activité de fret ferroviaire s'élève à 34,3 milliards de tonnes-kilomètres en 2015, portée par la reprise du transport national (+ 6,1 %).

Transport intérieur terrestre de marchandises par mode de 1985 à 2015
Source : SDES*





Le transport fluvial, en érosion entre 1990 et 1997, a ensuite opéré une remontée progressive jusqu'en 2005. Le transport fluvial de marchandises s'élève à 7,5 milliards de tonnes-kilomètres en 2015. Il recule pour la deuxième année consécutive (- 3,7 % après - 2,0 % en 2014). L'activité diminue en raison notam-

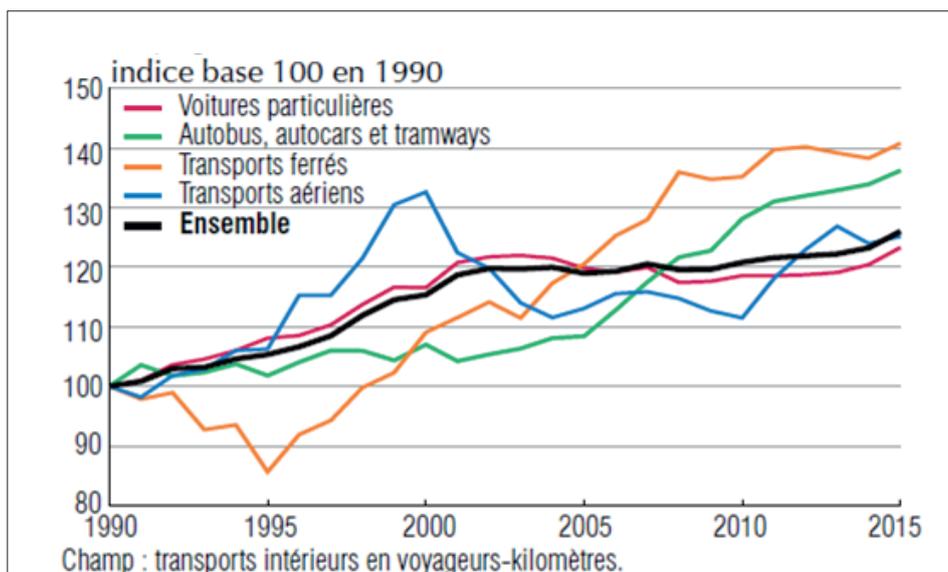
ment d'une baisse de la demande de combustibles minéraux et de matériaux de construction. Le transport par oléoducs est en baisse continue depuis 1990. Le cabotage, les échanges internationaux et le transit augmentent entre 2000 et 2015.

2.2 Le transport de voyageurs

Depuis 1990, le volume total des transports intérieurs de voyageurs a augmenté de manière régulière jusqu'en 2005 pour l'ensemble des modes, à l'exception des transports ferrés et aériens qui ont chuté entre 1990 et 1995, puis augmenté. Celui des voitures particulières s'est accru de manière régulière, tandis que celui des autobus, des autocars et des tramways était stagnant. Le volume des transports aériens a fortement augmenté entre 1990 et 2000, pour se contracter fortement jusqu'en 2005. La figure ci-dessous illustre ces évolutions.

Entre 2005 et 2013, le volume total de transports intérieurs de voyageurs a stagné. Le volume des transports ferroviaires a continué à croître fortement. Les volumes des autobus, des autocars et des tramways étaient en forte progression. Dans le même temps, le volume des voitures particulières a stagné. Le volume des transports aériens a augmenté de façon significative entre 2010 et 2015.

Évolution des modes de transports collectifs depuis 1990 – Source : SDES*

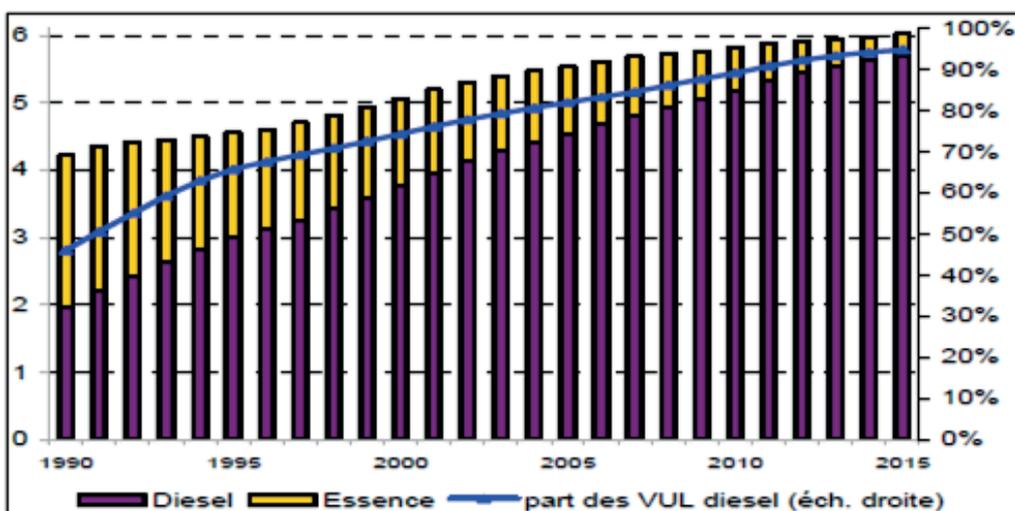
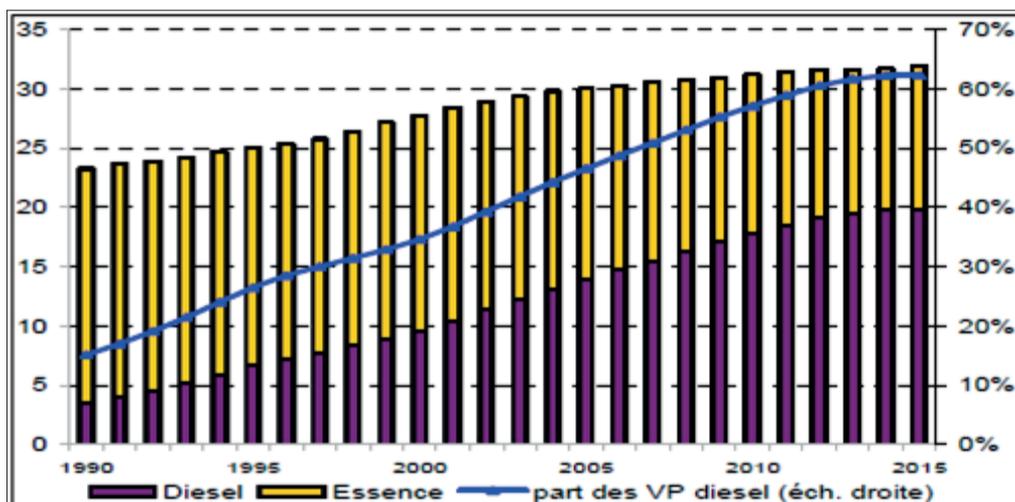


En 2015, l'activité du transport intérieur de voyageurs a crû sensiblement (+ 2,1 %, après + 0,8 % en 2014), à un rythme bien supérieur à sa moyenne annuelle depuis 2010.

Les deux figures page 36 illustrent l'évolution des types de motorisations utilisées, d'une part pour les

voitures particulières à gauche, et d'autre part à droite pour les véhicules utilitaires légers. La progression du diesel se confirme depuis la sixième communication nationale. Cette tendance a commencé à s'inverser très récemment avec un rééquilibrage constaté à partir de 2015.

Parc français de véhicules de 1990 à 2015, en millions d'unités : en haut pour les voitures particulières ; en bas pour les véhicules utilitaires légers – Source : CCF



La forte hausse du transport intérieur de voyageurs est due essentiellement à l'augmentation de la circulation des véhicules particuliers qui croît plus vite qu'en 2014.

Le nombre de voyageurs-kilomètres réalisé en voitures particulières et en deux-roues motorisés a augmenté de 2,4 % entre 2014 et 2015, soit un rythme beaucoup plus élevé que sa tendance depuis 2010.

Les transports collectifs, quant à eux, renouent avec la croissance. Parmi ces derniers, tous les modes progressent plus ou moins fortement : les transports ferrés, le transport aérien et les transports routiers.

Les parts des modes de transports intérieurs de voyageurs évoluent peu depuis 2011. La part de la route est stable, à 87 % en 2015.

Depuis la sixième communication nationale, le transport collectif croît en moyenne. En milliards de voyageurs-kilomètres, il croît par exemple en 2015 de + 2,1 % par rapport à 2014.

De 2000 à 2014, le trafic maritime de passagers en ferries se tasse, avec une diminution de 10 % du nombre de passagers dans les ports étudiés.

Cela s'explique surtout par le report d'une partie du trafic maritime trans-Manche vers l'Eurotunnel. En parallèle, le nombre de croisiéristes augmente sensiblement. Avec ces deux trajectoires opposées, le trafic maritime de passagers est quasi stable depuis 2000.



2.3 L'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports

La directive 2009 / 28 / CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (EnR) a introduit deux objectifs nationaux contraignants dont un concerne les transports : pour la France, la part

des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie du secteur des transports doit atteindre 10 % d'ici 2020. Cette part est de 7,7 % en 2014.

Part en % des consommations d'énergies renouvelables dans les consommations totales d'énergie du transport – Source : SDES



2.4 Les mesures en place

Le secteur des transports a contribué en 2015 à hauteur de 29,7 % aux émissions de gaz à effet de serre françaises. Les enjeux sont particulièrement importants pour le mode routier qui représente à lui seul 93,0 % des émissions du secteur des transports. Le CO₂ est le principal gaz à effet de serre émis par les transports (96,7 %), suivi des gaz fluorés (2,0 %).

Mesures visant à réduire les émissions de CO₂ des transports

Les mesures mises en œuvre pour réduire les émissions de CO₂ des transports visent principalement à améliorer l'efficacité énergétique des véhicules neufs du transport routier, à encourager le développement des véhicules à faibles émissions, à favoriser le développement des biocarburants et autres carburants alternatifs, et à soutenir le report modal.

L'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules neufs du transport routier

L'efficacité énergétique des voitures particulières s'est fortement améliorée ces dernières années grâce à plusieurs grandes mesures :

- l'étiquette énergie/CO₂ affichant la consommation de carburant et les émissions de

CO₂ des véhicules neufs est obligatoire dans les lieux de vente depuis 2006. Cette étiquette a pour objet de sensibiliser les acheteurs de véhicules à leur consommation énergétique et à leurs émissions ;

- le dispositif de **bonus-malus**, mis en place depuis 2008, vise à récompenser, via un bonus, les acquéreurs de voitures neuves émettant le moins de CO₂, et à pénaliser, via un malus fiscal, ceux qui optent pour les modèles les plus polluants, le bonus des uns étant financé par le malus des autres. Les montants et les seuils sont revus périodiquement afin de conserver l'effet incitatif du dispositif. Depuis le 1^{er} janvier 2017, le malus s'applique aux véhicules émettant plus de 126 g CO₂/km et correspond à une majoration du prix d'achat allant de 50 à 10 000 €. Plus le modèle est émetteur de CO₂, plus le malus augmente;

- au plan européen, le **règlement n° 443/2009** a imposé aux constructeurs automobiles de ramener les émissions moyennes de CO₂ des véhicules particuliers neufs à 130 g CO₂/km de manière progressive, en considérant 65 % de la flotte de véhicules neufs vendus en 2012, 74 % en 2013,

80 % en 2014 et 100 % en 2015. Ce règlement met également en place un mécanisme de sanctions en cas de dépassement des limites d'émissions. Afin d'envoyer un signal à l'industrie pour les cycles de production ultérieurs, il définit par ailleurs un objectif de 95 g CO₂/km en 2020. Le **règlement n° 333/2014** a confirmé cet objectif et fixe ses modalités d'atteinte par les constructeurs.

Ces différentes mesures sont complémentaires. D'une part, les règlements européens n° 443/2009 et n° 333/2014 agissent sur l'offre de véhicules en fixant aux constructeurs des objectifs graduels de performance des nouveaux véhicules. D'autre part, l'étiquette énergie/CO₂ et le bonus-malus influencent la demande de véhicules en dirigeant le choix des consommateurs vers les modèles les moins polluants. Les émissions unitaires moyennes des véhicules particuliers neufs en France sont passées de 149 g CO₂/km en 2007 à 110 g CO₂/km en 2016 (cf. figure ci-dessous).

Pour les véhicules utilitaires légers, le **règlement européen n° 510/2011** impose aux constructeurs de ramener progressivement les émissions moyennes des véhicules neufs à 175 g CO₂/km entre 2014 et 2017. Un niveau d'émissions moyen de 147 g CO₂/km a été fixé pour 2020.

Le développement des véhicules à faibles émissions

Plusieurs mesures ont été mises en place pour favoriser le développement des véhicules particuliers électriques et hybrides rechargeables. Ces mesures visent d'une part à encourager l'acquisition de ces véhicules, d'autre part à promouvoir le déploiement des infrastructures de recharge.

Les mesures suivantes ont été mises en place pour favoriser l'acquisition de véhicules électriques et hybrides rechargeables :

- au sein du dispositif du bonus-malus en place depuis 2008, le **barème du bonus** a été révisé au 1^{er} janvier 2015. Les subventions sont désormais réservées aux véhicules neufs émettant moins de 60 g CO₂/km, ce qui correspond en l'état actuel de l'offre à un véhicule hybride rechargeable ou à un véhicule électrique, seuls capables d'atteindre des niveaux aussi faibles. Au 1^{er} janvier 2017, le montant du bonus pour les véhicules électriques s'élève à 6 000 € (dans la limite de 27 % du coût d'acquisition), et à 1 000 € pour les véhicules hybrides rechargeables. Si l'achat s'accompagne de la mise au rebut d'un vieux véhicule diesel mis en circulation avant le 1^{er} janvier 2006, une prime à la conversion peut être cumulée avec le bonus. L'aide peut ainsi atteindre 10 000 € pour les véhicules électriques (prime à la conversion de 4 000 €) et 2 500 € pour les véhicules hybrides rechargeables (prime à la conversion de 2 500 €).

Par ailleurs, depuis 2017, un nouveau bonus est proposé pour les véhicules à 2 ou 3 roues et les quadricycles électriques d'une puissance moteur supérieure ou égale à 3 kW. Pour être éligibles, ces véhicules ne doivent pas utiliser de batterie au plomb et le montant de l'aide peut atteindre 1 000 € selon les caractéristiques du véhicule.

- **des objectifs d'équipements en véhicules à faibles émissions sont fixés pour les parcs automobiles gérés par l'État, ses établissements publics et les collectivités, ainsi que pour les loueurs de véhicules et les exploitants de taxis et de voitures de transport avec chauffeur (VTC).** Pour l'État et ses établissements publics, le renouvellement du parc de véhicules doit comprendre au moins 50% de véhicules à faibles émissions (c'est-à-dire en pratique des véhicules électriques et hybrides rechargeables). Pour les collectivités territoriales et leurs groupements, le taux doit être d'au moins 20%. Par ailleurs, les loueurs ainsi que les exploitants de taxis et de VTC ont l'obligation d'acquérir 10 % de véhicules à faibles émissions lors du renouvellement de leur flotte, avant 2020.

Un ensemble de mesures vise à promouvoir le déploiement des infrastructures de recharge sur le territoire :

- toute **construction** de certains types de bâtiments équipés d'un parc de stationnement (habitation, tertiaire, industriel, accueillant un service public, constituant un ensemble commercial, cinéma), doit doter une partie de ces places de stationnement de pré-équipements afin de faciliter la mise en place ultérieure d'infrastructures de recharge pour les véhicules électriques ou hybrides rechargeables ;
- l'installation de bornes de recharges bénéficie de différentes **aides financières** suivant le type d'infrastructure et le porteur de projet. Pour les particuliers, l'installation de bornes de recharge pour les voitures est éligible au crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) à hauteur de 30% des dépenses engagées. Le Programme d'investissements d'avenir (PIA) a participé au financement des projets d'installation de plus de 20 000 points de recharge pour un montant de 61 M€ par des collectivités locales. Une nouvelle édition du PIA a été mise en place en octobre 2016 afin de favoriser le déploiement d'infrastructures de recharge dans les zones d'activités et les zones résidentielles. Depuis février 2016, le programme ADVENIR encourage l'installation de bornes de recharge privées sur des parkings de magasins, d'entreprises et dans des habitats collectifs au travers d'une aide financière ;



- le **décret IRVE** relatif aux infrastructures de recharge (12 janvier 2017) vise par ailleurs à uniformiser dans un texte unique l'ensemble des dispositions relatives aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et intègre diverses mesures réglementaires issues de la directive 2014/94/UE. Il fixe plusieurs points : exigences minimales requises pour la configuration des points de recharge normale et rapide ; dispositions relatives à la gestion de l'énergie ; dispositions relatives à l'exploitation des infrastructures de recharge ; communication des données relatives aux caractéristiques et à la disponibilité des infrastructures de recharge ; dispositions relatives à l'accès aux infrastructures

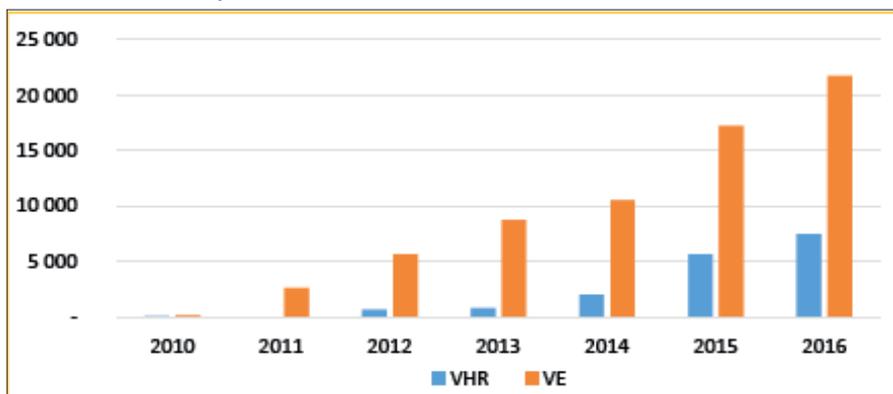
et au paiement de la recharge ; dispositions relatives à la qualification des installateurs et à la maintenance des infrastructures de recharge.

Ces différentes mesures ont d'ores et déjà permis une augmentation progressive des ventes de véhicules particuliers électriques et hybrides rechargeables en France. Sur l'ensemble de l'année 2016, près de 22 000 voitures particulières électriques et 7 500 voitures particulières hybrides rechargeables ont été immatriculées, soit une augmentation respective de 26 % et 32 % par rapport à 2015, même si la part de marché de ces types de véhicules reste faible (1,5 % des immatriculations en 2016).



Scooter électrique en recharge (Bernard Suard/Terra)

Immatriculations des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables depuis 2010 en France – Sources : SDES, RSVERO



Concernant les poids lourds, il existe depuis 2016 un dispositif de soutien à l'investissement dans les véhicules fonctionnant au gaz naturel véhicule (GNV et bioGNV). Les entreprises peuvent déduire de leur résultat imposable une somme égale à 40 % de la valeur d'origine des biens affectés à leur activité et qu'elles acquièrent à compter du 1^{er} janvier 2016 et jusqu'au 31 décembre 2017, lorsqu'ils relèvent de la catégorie des véhicules de plus de 3,5 tonnes qui utilisent exclusivement comme énergie le gaz naturel et le biométhane carburant.

La mobilité au gaz naturel a également été encouragée par le lancement en 2016 d'un appel à projets dans le cadre du programme d'investissements d'avenir visant à soutenir l'émergence de solutions combinant achats de poids lourds au GNV et création de points d'avitaillement.

Enfin, pour les véhicules dédiés au transport public urbain gérés par l'État et les collectivités (autobus et autocar), il existe une obligation d'acquérir, lors du renouvellement du parc, au moins 50 % de véhicules à faibles émissions parmi les véhicules renouvelés à partir du 1^{er} janvier 2020, puis la totalité des véhicules renouvelés à partir du 1^{er} janvier 2025. Les critères définissant les types de véhicule à faibles émissions (électrique, hybride, biogaz, ou biocarburant très majoritairement renouvelable) sont fixés selon les usages, les territoires dans lesquels ils circulent et les capacités locales d'approvisionnement en source d'énergie.

Le développement des biocarburants et autres carburants alternatifs

Le développement des biocarburants est stimulé par des objectifs d'incorporation (objectifs de 7,7 % pour la filière gazole et de 7 % pour la filière essence en 2014, reconduits pour 2015 et 2016) et des mesures fiscales incitatives avec un taux de prélèvement supplémentaire de la Taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure à l'objectif d'incorporation. Les biocarburants doivent également respecter des critères de durabilité. Ces mesures permettront de respecter l'objectif européen de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports à l'horizon 2020 (directive 2009/28/CE). La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 a fixé un objectif de 15 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de carburants du secteur des transports pour 2030.

Le gaz naturel pour véhicules (GNV) utilisé comme carburant est très faiblement taxé comparé aux autres carburants. En parallèle, les filières biocarburants gazeux se développent. Pour 2018, il a été fixé un objectif de 0,7 TWh de bioGNV et de 2TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023.

Le soutien au report modal

Le soutien au report modal vers les modes de transport les moins émetteurs de CO₂ consiste notamment en l'amélioration de l'offre de services de transport et d'infrastructures alternatifs à la route, qu'il s'agisse du transport urbain et interurbain de voyageurs ou du transport de fret.

Depuis 2008, l'État accompagne les projets de transport collectif en site propre (TCSP) des autorités organisatrices de la mobilité en les cofinçant dans le cadre d'appels à projets. Un TCSP est un système de transport public de voyageurs, utilisant une voie ou un espace affectés à sa seule exploitation, bénéficiant généralement de priorités aux feux et fonctionnant avec des matériels allant des autobus aux métros, en passant par les tramways. Trois appels à projets lancés en 2008, 2011 et 2013 ont ainsi permis de cofinancer le développement de 1 900 km de TCSP supplémentaires dans les agglomérations de province, dont 43 km de métro, 455 km de tramways et 1 400 km de bus à haut niveau de service.

En Île-de-France, le projet du Grand Paris des transports lancé en 2013 doit permettre d'améliorer le service de transport public offert aux voyageurs en termes d'information et d'exploitation du réseau, de moderniser et développer les réseaux existants, construire un nouveau réseau de métro automatique et développer une liaison directe vers l'aéroport Paris-Roissy. À terme, il est prévu que 90 % de la population francilienne ait accès à une gare à moins de 2 km. Ce nouveau réseau améliorera considérablement les déplacements de périphérie à périphérie et déchargera le réseau existant. L'objectif est que toutes les lignes soient mises progressivement en service entre 2019 et 2030.

Les réseaux des transports nationaux ferroviaires à grande vitesse sont bien développés et les investissements en la matière ont été particulièrement importants ces dernières années avec notamment le lancement de quatre nouvelles lignes à grandes vitesses (LGV) : Tours-Bordeaux, Bretagne Pays-de-la-Loire, la LGV Est européenne, et le contournement Nîmes-Montpellier (ligne mixte voyageurs et fret permettant de décongestionner l'axe Nîmes-Montpellier), soit 757 km de lignes nouvelles à grande vitesse supplémentaires mises en service entre 2015 et 2020.

Par ailleurs, des mesures incitatives en faveur de la pratique du vélo ont été mises en place :

- l'indemnité kilométrique vélo est un mécanisme d'incitation destiné à encourager les salariés à utiliser le vélo pour les trajets entre leur domicile et leur lieu de travail. L'employeur peut prendre en charge tout ou partie des frais engagés par



ses salariés pour leurs déplacements à vélo ou à vélo à assistance électrique entre leur domicile et leur lieu de travail, sous la forme d'une indemnité kilométrique vélo. Le montant de l'indemnité est fixé à 25 centimes d'euros par km et plafonné à 200€ par an. L'instauration de l'indemnité kilométrique vélo au sein des entreprises est facultative et la décision appartient à chaque employeur ;

- les entreprises mettant à disposition de leurs salariés une flotte de vélos pour leurs déplacements domicile-travail peuvent bénéficier d'une réduction d'impôt ;
- en 2015, une nouvelle réglementation nationale a été mise en place visant à partager la voirie et à améliorer la sécurité des cyclistes en ville ;
- des mesures ont été prises pour faciliter le stationnement des vélos, avec l'obligation de mettre en place des stationnements sécurisés pour les vélos lors de la construction des immeubles d'habitation et de bureau, ou lors de la réalisation de travaux sur les parkings, ainsi que l'obligation de mettre à l'ordre du jour des assemblées générales ordinaires de copropriétaires la question des travaux permettant le stationnement sécurisé des vélos ;
- en février 2017, une aide a été mise en place pour l'achat d'un vélo à assistance électrique neuf qui n'utilise pas de batterie au plomb. Le montant de l'aide est fixé à 20 % du coût d'acquisition, sans être supérieur à 200 €.

Pour le fret, le Gouvernement encourage le recours au transport ferroviaire, fluvial ou maritime sur le maillon principal de la chaîne logistique en réservant le transport routier aux parcours d'approche (transport combiné) dans le cadre d'un dispositif d'accompagnement financier. Le dispositif actuel d'aide a été mis en place pour la période 2013-2017. Les bénéficiaires sont les opérateurs de services de transport combiné ou les commissionnaires de transport. Il s'agit de verser une aide forfaitaire par unité de transport intermodal UTI (conteneurs, caisses mobiles, semi-remorques, remorques) transbordée dans un terminal terrestre ou portuaire situé sur le territoire français métropolitain et intégré dans une chaîne de transport incluant un pré et post acheminement routier aux extrémités du maillon principal. L'objectif est de permettre aux opérateurs de transport combiné d'établir une offre de prix compétitive afin de favoriser le développement de ce système de transport.

Un autre axe d'action de la politique de soutien au report modal consiste à améliorer l'information à des-

tinuation des utilisateurs des services de transport avec le dispositif de l'information GES des prestations de transport. Les prestataires de transport de voyageurs et de marchandises ou de déménagement doivent obligatoirement fournir une information sur les quantités de gaz à effet de serre induites par leurs services.

Mesures agissant sur plusieurs leviers

Les professionnels du transport routier de marchandises et de voyageurs sont impliqués dans des engagements volontaires au travers du programme « Objectif CO₂ ». Ce programme consiste en deux démarches complémentaires : une Charte de progrès et un Label de valorisation des résultats. Des outils opérationnels et un accompagnement sont également proposés pour évaluer, piloter, et réduire les émissions de GES et de polluants atmosphériques. La Charte d'engagement consiste pour les entreprises signataires à mettre en œuvre une démarche de progrès et l'amélioration continue, en se fixant un objectif de réduction et un plan d'actions concrètes et personnalisées sur une durée de trois ans. Les entreprises doivent notamment mettre en œuvre au moins une action dans chacun des quatre axes définis dans la démarche, à savoir : le véhicule (par exemple, brider les moteurs à 80-85 km/h, accélérer la modernisation de la flotte), le carburant (par exemple, utiliser des carburants alternatifs, améliorer le suivi des consommations et données d'activités), le conducteur (par exemple, formation à l'éco-conduite, primes incitatives), l'organisation des flux (par exemple, recourir au transport combiné, optimiser les flux et le remplissage). Le Label est attribué aux entreprises ayant atteint un niveau de performance élevé sur l'ensemble de leur flotte.

Depuis 2008, près de 1 500 entreprises se sont engagées dans le programme, représentant plus de 160 000 véhicules (VUL, camions, bus et autocars), soit environ 20 % de la flotte française, pour un gain annuel estimé à environ 400 000 tonnes de GES.

Politiques et mesures agissant sur les émissions de CO₂ des transports internationaux

Le transport aérien

L'Union européenne a adopté la directive 2008/101/CE du 19 novembre 2008 qui modifie la directive 2003/87/CE afin d'intégrer les activités aériennes dans le système européen d'échange de quotas d'émission de GES : le dispositif s'applique depuis 2012 pour tous les vols au départ ou à l'arrivée de l'Union européenne (une suspension temporaire a été accordée à partir du 24 avril 2013 pour les vols internationaux). Le plafond d'émissions accordé au secteur aérien est fixé par rapport à la moyenne des émissions annuelles de 2004-2005-2006 : 97 % de ces émissions en 2012 puis 95 % les années suivantes.

Le transport maritime

En 2015, l'Union européenne a adopté le règlement 2015/757 qui met en place un système de surveillance, de déclaration et de vérification (système MRV) des émissions de CO₂ des navires. À compter du 1^{er} janvier 2018, les compagnies maritimes devront surveiller et déclarer tous les ans les émissions de leurs navires pour tous les voyages à l'intérieur de l'Union, tous les voyages à destination de l'Union (entre le dernier port situé en dehors de l'Union et le premier port d'escale situé dans l'Union), tous les voyages

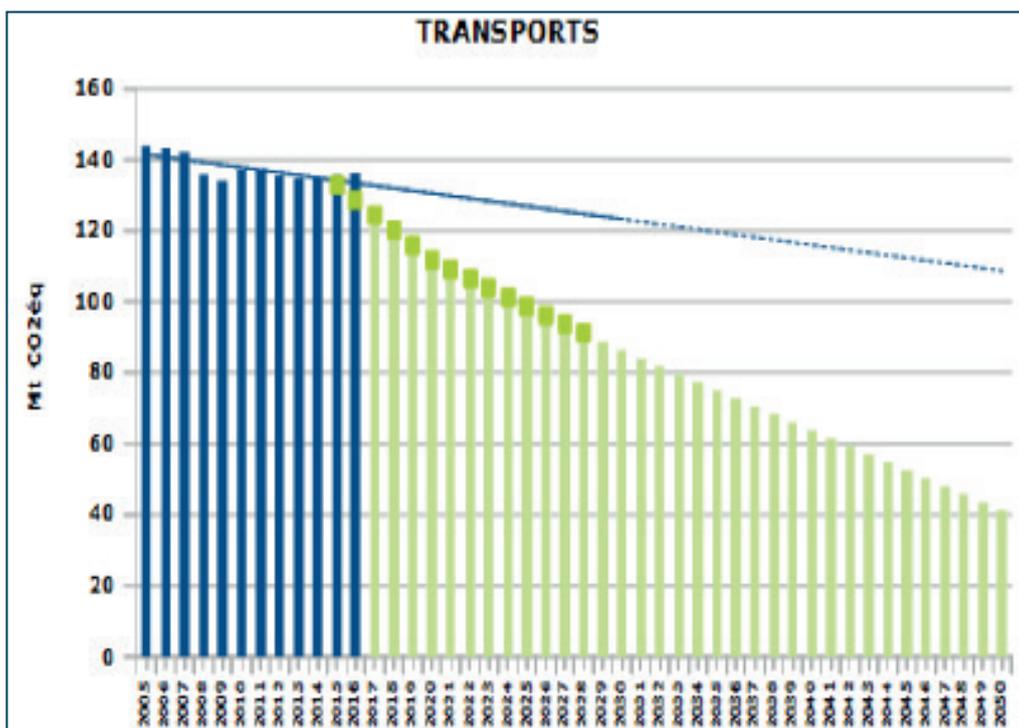
entre un port situé dans l'Union et le premier port d'escale en dehors de l'Union, ainsi que les émissions de CO₂ produites dans les ports de l'Union.

Ces règles s'appliquent sans discrimination à tous les navires, quel que soit leur pavillon. L'accès public aux données relatives aux émissions contribuera à lever les obstacles commerciaux qui empêchent l'adoption de nombreuses mesures à coût négatif qui réduiraient les émissions de gaz à effet de serre du transport maritime.

2.5 La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

La programmation pluriannuelle de l'énergie comprend un volet qui lui est annexé : la Stratégie de développement de la mobilité propre.

Source : DGEC* d'après données CITEPA*



Encourager de nouveaux comportements en favorisant la baisse de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre des transports notamment en visant une cible de 10 % des jours télé travaillés en 2030

Le graphe ci-dessus montre que les émissions de gaz à effet de serre des transports ne baissent pas au rythme qui avait été fixé par la Stratégie nationale bas-carbone. Si on prolonge la tendance, les émissions devraient suivre la courbe bleue alors que la Stratégie nationale bas carbone attendait des émissions suivant le rythme des barres vertes.

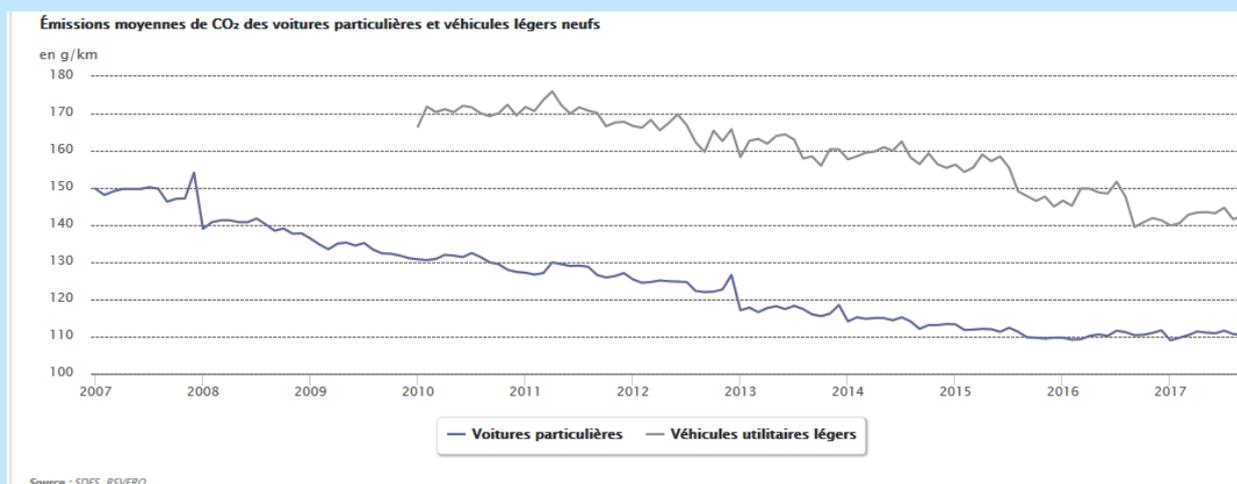


Mettre en application la trajectoire de la composante carbone pour atteindre 56 € en 2020 avec 22 € la tonne de CO₂ au 1^{er} janvier 2016 et 30,5 € au 1^{er} janvier 2017

Le véhicule électrique n'est une solution renouvelable qu'à proportion de l'électricité d'origine renouvelable du système électrique. Mais il présente également d'autres intérêts environnementaux qui justifient sa promotion : il ne génère pas de pollution atmosphérique locale et moins de gaz à effet de serre qu'un véhicule thermique, du fait notamment des faibles émissions de gaz à effet de serre de la production électrique française.

En 2017, le total des véhicules électriques immatriculés en métropole s'est élevé à 106 449. Cela comprend les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables des particuliers ainsi que les véhicules utilitaires légers électriques ou hybrides rechargeables. Il s'agit d'une augmentation de 33 % par rapport au total des véhicules électriques immatriculés en France en 2016.

Un système de bonus-malus favorise le développement des véhicules émettant moins de CO₂ : l'acheteur d'une voiture neuve émettant peu de CO₂ bénéficie d'une prime alors qu'une personne qui achète une voiture neuve émettant beaucoup de CO₂ doit payer un malus. Ce système fonctionne bien et les émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs baissent. Les émissions unitaires moyennes des véhicules utilitaires légers neufs sont passées de 170,5 g CO₂/km en 2010 à 146,0 g CO₂/km en 2016.



La prime est de 6000 € pour l'achat d'un véhicule électrique. Si le véhicule électrique remplace un véhicule diesel, l'acheteur a une prime complémentaire dite prime à la conversion, de 2 500 €. La courbe ci-dessous rend compte de l'évolution des immatriculations annuelles de voitures hybrides et électriques. Elles sont en progression constante.

Les Assises de la Mobilité

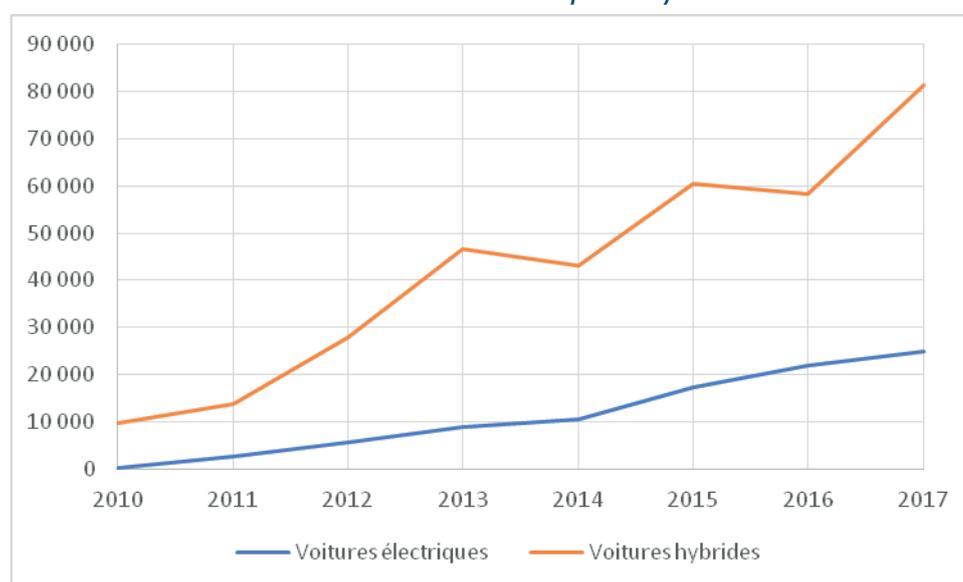
Lors de son discours du 1^{er} juillet 2017 à Rennes, le Président de la République a souligné la nécessité de renouveler la politique publique des mobilités, afin de mieux répondre aux besoins des populations, de tirer le meilleur parti de toutes les offres émergentes, de résoudre les problèmes de financement et d'accélérer la transition écologique dans le secteur.

Pour construire cette nouvelle politique, une grande concertation a été lancée en septembre 2017 : les Assises de la mobilité. Leur objet était de préparer

les grands choix en matière de politique des mobilités qui seront traduits dans une loi d'orientation des Mobilités présentée au Parlement début 2018.

Les Assises ont adopté une démarche ouverte et contributive. Elles ont largement associé les territoires et recueilli un maximum de contributions. À travers des questions ciblées, elles vont permettre de construire les nouvelles politiques publiques qui dessineront les mobilités en France en 2030.

Nombre d'immatriculations de voitures électriques et hybrides – Source : SDES*



Les mobilités de 2030 devront mieux satisfaire les besoins des territoires et de la population. L'objectif des Assises est de préciser ces besoins et d'identifier les leviers, afin que les mobilités du futur soient :

- **plus solidaires** : réduire les fractures territoriales et « l'assignation à résidence », pour faire de la mobilité physique un moteur de la mobilité sociale ;
- **plus connectées** : accélérer la révolution numérique dans les transports pour anticiper les mutations de la mobilité ;
- **plus intermodales** : mieux articuler toutes les offres pour les rendre plus attractives et offrir une vraie alternative à la possession d'un véhicule individuel ;
- **plus soutenables** : équilibrer les modèles économiques, dégager des ressources financières à la hauteur des besoins et rendre la gouvernance plus efficace ;
- **plus propres** : réduire l'empreinte environnementale de nos déplacements ;
- **plus sûres** : réduire les accidents et risques liés aux mobilités.



1es Assises de la mobilité ont rendu leurs conclusions le 13 décembre 2017. Un atelier traitait spécifiquement de la mobilité propre et a proposé 4 orientations stratégiques et 20 mesures⁶ :

- 1.** Rendre l'ensemble des agglomérations « marchables et cyclables », grâce à un déploiement ambitieux de magistrales piétonnes, d'itinéraires cyclables et de stationnements sécurisés pour les vélos
- 2.** Déployer progressivement, dans l'ensemble des agglomérations françaises, des zones à zéro ou très faibles émissions, en s'appuyant dans un premier temps sur le dispositif des zones à circulation restreinte
- 3.** Accompagner le déploiement des zones « marchables et cyclables », des zones à basses émissions, et des zones à zéro ou très faibles émissions
- 4.** Simplifier le cadre législatif du péage urbain
- 5.** Améliorer le confort et la sécurité des cheminements pour piétons et des circulations à vélo
- 6.** Développer l'usage du vélo, du vélo à assistance électrique et des nouveaux engins de mobilité, en développant de façon pertinente des infrastructures qui leur soient propres et en mettant en œuvre des mesures permettant de populariser leurs usages
- 7.** Développer et moderniser les transports en commun
- 8.** Libérer les possibilités de partage en complémentarité avec les offres de services de transport existantes
- 9.** Mettre en place une remontée d'information vers les pouvoirs publics pour améliorer le pilotage des différentes solutions de mobilité
- 10.** Rendre complète et sincère la mesure des polluants issus de toutes les énergies et redonner confiance dans l'industrie automobile
- 11.** Engager une rénovation des dispositifs existants d'aides à l'achat des véhicules pour accélérer le renouvellement du parc existant
- 12.** Aligner progressivement la fiscalité des véhicules et des carburants sur les objectifs environnementaux
- 13.** Rendre plus propre le transport maritime et fluvial, et tirer parti des synergies intermodales pour faciliter le déploiement des énergies alternatives
- 14.** Fixer des objectifs ambitieux de développement de la mobilité à très faibles émissions
- 15.** Accélérer le développement de l'électromobilité
- 16.** Doter la France d'une stratégie « véhicules motorisés »
- 17.** Développer les énergies alternatives et accompagner la transition énergétique du parc
- 18.** Maîtriser la demande de mobilité des voyageurs et des marchandises et favoriser les changements de comportements de mobilité et de pratiques logistiques
- 19.** Faciliter l'expérimentation de nouvelles solutions de mobilité
- 20.** Refonder la fiscalité de la mobilité

⁶<https://www.assisesdelamobilite.gouv.fr/syntheses>

3. Les consommations d'énergie dans le bâtiment

La consommation corrigée des variations climatiques est de l'ensemble résidentiel et tertiaire augmente jusqu'au début des années 2000, puis baisse légèrement depuis. La part dans la consommation totale est passée de 41,5 % en 1973 à 40,5 % en 1990, puis à 44,9 % en 2015.

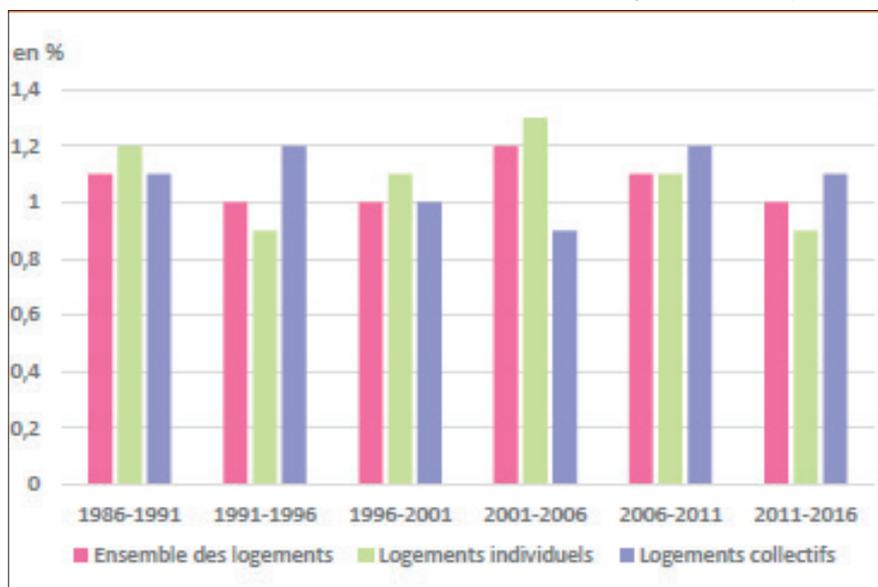
En particulier, la consommation de fioul domestique pour le chauffage s'érode depuis plus de trente ans. Depuis 1990, le gaz naturel s'est substitué au charbon et au fioul pour le chauffage des bâtiments, l'eau chaude et la cuisson. Les hausses de prix et dispositifs d'aide ont favorisé le remplacement des chaudières au fioul domestique par des installations plus performantes ou consommatrices d'autres formes d'énergie, telles que l'électricité, le gaz ou les énergies renouvelables. Le fioul est de moins en moins utilisé dans les réseaux de chaleur pour le chauffage urbain, au profit notamment des énergies renouvelables. Enfin, l'usage du butane et du propane diminue fortement depuis plusieurs années.

En 2015, la combustion du gaz naturel est désormais à l'origine de près de 61 % des émissions de CO₂ liées à ces usages.

Depuis trente ans, le parc de logements progresse tendanciellement sur un rythme d'environ 1 % par an. Au 1^{er} janvier 2016, le nombre de logements s'élève à 35,4 millions en France hors Mayotte.

Le nombre de logements collectifs augmente plus vite que celui de logements individuels du fait des évolutions récentes de la construction neuve. Avant 2008, les logements achevés dans l'année étaient plus nombreux dans l'individuel que dans le collectif. Depuis 2013 c'est l'inverse : l'habitat individuel représente 56 % des logements en 2016. Il est majoritaire parmi les résidences principales comme parmi les résidences secondaires et logements occasionnels.

Évolution du nombre de logements par type d'habitat depuis 1986
Source : INSEE SDES Estimations annuelles du parc de logements au 1^{er} janvier



En 2016, en France métropolitaine, 16 % des résidences principales se situent dans l'agglomération parisienne et 22 % en zone rurale. Les résidences secondaires ou logements occasionnels se situent bien plus souvent en zone rurale ou dans une petite unité urbaine (moins de 100 000 habitants) : dans quatre cas sur cinq contre seulement la moitié des résidences principales.



Le tableau ci-dessous détaille la répartition des logements entre individuel et collectif en fonction du type d'agglomérations.

Répartition des logements entre individuel et collectif en fonction du type d'agglomérations
Source : SDES*

	En milliers			
	Ensemble des logements	Résidences principales	Résidences secondaires et logements occasionnels	Logements vacants
Ensemble des logements	34 537	28 430	3 281	2 825
Dont individuel	19 325	16 088	1 883	1 354
Dont collectif	15 212	12 343	1 399	1 471
Communes rurales	8 341	6 227	1 405	709
Dont individuel	7 473	5 768	1 093	613
Dont collectif	867	460	312	96
Agglomérations de moins de 100 000 habitants	11 114	8 834	1 264	1 016
Dont individuel	6 956	5 798	664	493
Dont collectif	4 158	3 035	600	523
Agglomérations de 100 000 habitants ou plus	10 038	8 793	443	801
Dont individuel	3 827	3 512	112	202
Dont collectif	6 211	5 281	331	599
Agglomération parisienne	5 045	4 576	169	299
Dont individuel	1 069	1 009	13	46
Dont collectif	3 976	3 567	156	253

3.1 Les Mesures en place

Les mesures mises en œuvre pour réduire les émissions de CO₂ du résidentiel/tertiaire visent principalement à améliorer la performance thermique de l'enveloppe des bâtiments, à favoriser le recours à des équipements de chauffage performants et utilisant les énergies les moins carbonées, et à améliorer l'efficacité énergétique des autres types d'équipement (éclairage, cuisson, eau chaude sanitaire, électricité spécifique). Ces leviers sont déclinés pour les constructions neuves et pour les bâtiments existants.

Pour les constructions neuves

La performance énergétique des bâtiments neufs est intégrée dans les règles de construction depuis le premier choc pétrolier de 1973. La réglementation thermique s'appliquant aux bâtiments neufs a été progressivement renforcée. Tous les bâtiments dont le permis de construire a été déposé après le 1^{er} janvier 2013 sont soumis à la réglementation thermique 2012 (RT 2012). Ces bâtiments doivent avoir une consommation d'énergie primaire inférieure à 50 kWhep/m²/an en moyenne. Cette obligation a été appliquée par anticipation depuis le 28 octobre 2011 pour les bâtiments de bureaux, d'enseignement primaire et secondaire et pour les établissements d'accueil de la petite enfance. L'exigence de 50 kWhep/m²/an en moyenne porte sur les consommations de chauffage, de refroidissement, d'éclairage, de production d'eau chaude sanitaire et d'auxiliaires (pompes et

ventilateurs). Ce seuil est par ailleurs modulé selon la localisation géographique, l'altitude, le type d'usage du bâtiment, la surface moyenne des logements et les émissions de gaz à effet de serre des énergies utilisées. Sur ce dernier point, seuls les bâtiments utilisant le bois-énergie et les réseaux de chaleur les moins émetteurs de CO₂ bénéficient d'une modulation du seuil de consommation en énergie primaire, limitée à 30 % au maximum.

L'expérimentation du label « Bâtiments à Énergie Positive & Réduction Carbone (E+C-) » pour la construction de bâtiments exemplaires a été lancée fin 2016. Cette expérimentation prépare la future réglementation environnementale dans la construction neuve qui généralisera les bâtiments à énergie positive et le déploiement de bâtiments à faible empreinte carbone tout au long de leur cycle de vie, depuis la conception jusqu'à la démolition. Ce label met en place un standard environnemental innovant pour les bâtiments neufs, qui réunit des exigences à la fois en matière d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre dans le bâtiment. Grâce à ce double critère « énergie » et « carbone », il permet aux maîtres d'ouvrage de choisir la combinaison adéquate en fonction des spécificités du territoire, de la typologie de bâtiments et des coûts induits. Cette expérimentation vise à tester sur le terrain l'adéquation entre niveau d'ambition environnementale, maîtrise des coûts de construction, capacité

des entreprises et des équipementiers à satisfaire ces ambitions. La France engage ainsi la filière du bâtiment vers la construction de bâtiments à énergie positive et bas-carbone. La nouvelle réglementation thermique qui devrait s'appliquer après 2020 devra être établie en cohérence avec les objectifs de baisse de consommations d'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la PPE et de la SNBC.

Pour inciter les maîtres d'ouvrage à construire des bâtiments exemplaires du point de vue énergétique et environnemental, la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte du 17 août 2015 offre la possibilité d'obtenir un bonus de constructibilité pour ce type de bâtiment. L'autorité compétente en matière d'urbanisme peut autoriser un dépassement des règles de constructibilité au maximum de 30 % pour les constructions neuves (bâtiment neuf ou extension) faisant preuve d'exemplarité énergétique ou environnementale ou étant à énergie positive. Ce dispositif permet d'améliorer l'équilibre économique de ces opérations et d'absorber en partie le surcoût lié à l'effort d'exemplarité.

En outre, depuis 2008, pour toutes les constructions neuves d'une surface supérieure à 1 000 m², une étude de faisabilité technique et économique des diverses solutions d'approvisionnement en énergie de la construction doit être réalisée. Cette mesure est destinée à favoriser les recours aux énergies renouvelables et aux systèmes les plus performants. Le champ d'application de cette mesure a été élargi en 2014 à tous les bâtiments neufs de plus de 50 m² (à l'exception des maisons individuelles ou accolées et des extensions de bâtiments existants).

Enfin, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 prévoit que les nouvelles constructions de bâtiments publics (constructions sous maîtrise d'ouvrage de l'État, de ses établissements publics ou des collectivités territoriales) doivent faire preuve d'exemplarité énergétique et environnementale et doivent être, chaque fois que possible, à énergie positive et à haute performance environnementale. Cette obligation entre en vigueur en 2017.

Les rénovations dans les constructions existantes

L'amélioration de la performance des bâtiments existants est incontournable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Une vaste palette d'outils est mobilisée pour y parvenir, visant à réglementer la performance des rénovations, labelliser les rénovations performantes, financer leur réalisation, former les professionnels, améliorer l'information, lever les freins à la décision de rénovation, etc.

Pour les bâtiments existants, la réglementation thermique (RT) a pour objectif d'assurer une amé-

lioration significative de la performance énergétique d'un bâtiment existant lors de sa rénovation. Les mesures applicables, la « RT globale » et la « RT par élément », diffèrent selon l'importance des travaux entrepris. Pour les rénovations lourdes de bâtiments de plus de 1 000 m², la RT globale définit un objectif de performance énergétique globale pour les bâtiments rénovés, à l'exception de ceux construits avant 1948. Pour les bâtiments de moins de 1 000 m² ou pour les bâtiments de plus de 1 000 m² objets d'une rénovation légère, la RT par élément définit une performance minimale pour les éléments remplacés ou installés : elle porte notamment sur les équipements d'isolation (parois opaques et vitrées), de chauffage, de production d'eau chaude, de refroidissement, de ventilation. Les exigences de la RT par élément ont été renforcées en 2017 (pour une entrée en vigueur des nouvelles dispositions au 1^{er} janvier 2018).

Le label « haute performance énergétique rénovation » permet par ailleurs de valoriser la démarche volontaire de maîtres d'ouvrage désireux de réaliser une opération de rénovation performante, voire très performante, du point de vue énergétique. Il atteste que le bâtiment respecte un niveau de performance énergétique élevé ainsi qu'un niveau minimal de confort en été.

Enfin, depuis le 1^{er} janvier 2008, tout bâtiment de plus de 1 000 m² soumis à une rénovation lourde doit faire l'objet, au même titre qu'un bâtiment neuf, d'une étude de faisabilité d'approvisionnement en énergie, de façon à inciter le maître d'ouvrage à recourir à une source d'énergie renouvelable ou à un système très performant.

Pour favoriser la rénovation énergétique, des aides financières sont disponibles pour les particuliers mais aussi pour les bailleurs sociaux. Les particuliers peuvent bénéficier de l'éco-prêt à taux zéro et du crédit d'impôt transition énergétique. Les bailleurs sociaux peuvent, eux, prétendre obtenir l'éco-prêt logement social.

Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) permet de déduire de l'impôt sur le revenu 30% des dépenses réalisées pour certains travaux d'amélioration de la performance énergétique. L'objectif de ce dispositif est d'inciter les particuliers à effectuer des travaux d'amélioration énergétique de leurs logements tout en soutenant les technologies émergentes les plus efficaces en termes de réduction des consommations énergétiques, faisant ainsi évoluer les différents marchés vers des standards de performance plus élevés. Ce dispositif, qui existe depuis 2005, a été simplifié et renforcé par la loi de finances 2015. Pour que cette mesure reste efficace et continue à promouvoir les équipements et matériaux les



plus performants auprès des particuliers, les critères d'éligibilité sont régulièrement révisés.

L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) permet de bénéficier d'un prêt à taux zéro de 30 000 euros maximum pour financer un bouquet de travaux de rénovation énergétique. Il s'adresse aux propriétaires occupants ou bailleurs. Les critères de performance des travaux éligibles au CITE et à l'éco-PTZ sont identiques, permettant ainsi une meilleure lisibilité et complémentarité des dispositifs.

Depuis 2015, les principales mesures d'aides (éco-PTZ et CITE) sont soumises à un critère d'éco-conditionnalité : pour en bénéficier, les particuliers doivent recourir à des entreprises RGE « Reconnue Garanties de l'Environnement ». La compétence de l'entreprise qui intervient dans les différentes missions liées aux travaux dans le bâtiment est en effet un aspect essentiel de la qualité de la construction. La formation des professionnels du bâtiment est par ailleurs soutenue au travers du dispositif « FEEBat » (Formation aux Économies d'Énergie des entreprises et artisans du Bâtiment) qui bénéficie du financement des certificats d'économies d'énergie. Ce dispositif permet aux professionnels de bénéficier de formations aux économies d'énergie dispensées par des organismes habilités à des conditions financières avantageuses sur l'ensemble du territoire. Le dispositif FEEBat est renforcé dans le cadre de la prochaine période des certificats d'économies d'énergie et en cohérence avec la mise en place de l'éco-conditionnalité des dispositifs incitatifs : les objectifs de formation revus à la hausse visent 25 000 stagiaires par an et de nouveaux organismes de formation rejoignant le dispositif pour accroître sa capacité.

En compléments du CITE et de l'éco-PTZ, les propriétaires occupants ou bailleurs sous plafond de ressources peuvent bénéficier des aides de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) pour la réalisation de travaux d'amélioration de l'habitat. Le programme « Habiter mieux », géré par l'ANAH, alloue une aide complémentaire aux propriétaires occupants modestes réalisant des travaux permettant un gain énergétique d'au moins 25 %. Il prévoit également un accompagnement spécifique pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage des propriétaires.

L'éco-prêt logement social (éco-PLS) est un prêt à taux bonifié dont le taux varie en fonction de la durée et dont le montant varie en fonction de l'économie d'énergie réalisée grâce aux travaux qu'il finance. Il est accessible notamment aux organismes d'habitations à loyer modéré, aux sociétés d'économie mixte, aux communes possédant, ou gérant, des logements sociaux, dans le cadre de la rénovation thermique de logements énergivores. L'éco-PLS finance les travaux

d'économie d'énergie permettant à un logement de passer d'une consommation d'énergie primaire supérieure à 230 kWh/m²/an à une consommation inférieure à 150 kWh/m²/an.

Outre les aides financières, des dispositifs ont été mis en place pour faciliter le financement des travaux de rénovation énergétique :

- un cadre juridique complet a été mis en place sur le tiers financement. Le tiers financement est une offre de rénovation énergétique incluant le financement de l'opération et un suivi post-travaux, de telle sorte que le propriétaire n'a rien à financer car les économies d'énergies futures remboursent progressivement tout ou partie de l'investissement ;
- un fonds de garantie pour la rénovation énergétique a été créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 pour faciliter le financement des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements existants. Il permet aux organismes bancaires de bénéficier d'une garantie lors de l'octroi de prêts aux propriétaires de logements existants aux ressources modestes qui financent des travaux de rénovation énergétique.

Par ailleurs, un taux réduit de 5,5 % de la TVA (taxe sur la valeur ajoutée) s'applique aux travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements, ce qui permet d'en limiter les coûts.

Des mesures ont été mises en place pour favoriser l'information des usagers sur la performance énergétique des bâtiments qu'ils occupent, ainsi que sur les aides existantes pour la rénovation :

- le diagnostic de performance énergétique (DPE) renseigne sur la performance énergétique d'un logement ou d'un bâtiment, en évaluant sa consommation d'énergie et son impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Le diagnostic comprend également des recommandations qui permettent à l'acquéreur, au propriétaire, au bailleur ou au locataire, de connaître les mesures les plus efficaces pour économiser de l'énergie. Depuis 2006, un DPE doit être établi à l'occasion de la vente de tout énergétique avant le 1^{er} janvier 2017. Cet audit comprend, pour chaque bâtiment de la copropriété, l'estimation de la consommation annuelle d'énergie du bâtiment liée au chauffage, au refroidissement, à la production d'eau chaude sanitaire, à l'éclairage et à la ventilation. L'audit doit comporter des propositions de travaux destinés à améliorer la performance énergétique du bâtiment ;



Chantier de rénovation thermique (Arnaud Bouissou/Terra)

- le réseau « rénovation info services », composé de plus de 450 points rénovation info service (PRIS) présents sur l'ensemble du territoire, offre un conseil gratuit et indépendant aux particuliers pour la rénovation énergétique de leur logement. Les conseillers des PRIS informent sur la nature des travaux à effectuer, aident à savoir comment bénéficier des aides, et orientent vers des professionnels qualifiés RGE (Reconnus garants de l'environnement) pour la réalisation de travaux ;
- depuis 2012, pour les locaux professionnels à usage de bureaux ou de commerces d'une surface supérieure à 2000m², une annexe environnementale (dite annexe verte) doit accompagner le contrat pour les baux nouvellement conclus ou renouvelés. Depuis juillet 2013, elle est obligatoire pour tous les baux en cours. L'annexe environnementale doit comporter un descriptif des caractéristiques énergétiques des équipements et des systèmes, leur consommation réelle d'eau et d'énergie et la quantité de déchets générée par le bâtiment.

Différents dispositifs visent à lever certains des freins à la décision de rénovation des logements ou au recours à des usages vertueux :

- bâtiment ou partie de bâtiment, quel que soit son usage (résidentiel et tertiaire). Depuis 2007, un DPE doit être établi en cas de location d'un logement ou d'un immeuble à usage principal d'habitation ;
- les copropriétés construites avant 2000 comprenant 50 lots ou plus et équipées d'une installation collective de chauffage ou de refroidissement avaient l'obligation de réaliser un audit ;
- l'asymétrie entre les propriétaires-bailleurs, qui supportent la charge des travaux, et les locataires, qui bénéficient des économies d'énergie induites

est réduite avec la possibilité d'un partage des économies de charges entre propriétaires et locataires. Le propriétaire peut demander à son locataire une participation financière mensuelle après la réalisation de travaux d'économies d'énergie, à hauteur de la moitié de l'économie de charges réalisée. Cette participation prend la forme d'une nouvelle ligne inscrite sur la quittance de loyer qui perdurera pour une durée de 15 ans. Cette participation n'est néanmoins possible que si le bailleur réalise un bouquet de travaux performants comportant a minima deux actions ou permettant d'atteindre un niveau de performance minimal, et qu'il a engagé une démarche de concertation avec son locataire ;

- dans un immeuble chauffé collectivement, le partage de la facture avait l'habitude de se faire selon les tantièmes ou au prorata de la surface de l'appartement, même si la consommation de chauffage diffère d'un logement à l'autre. L'individualisation des frais de chauffage consiste à faire payer à l'occupant sa consommation réelle de chauffage. Cela permet une meilleure information de l'occupant et l'incite à maîtriser sa consommation. La loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 prévoit la généralisation de ce dispositif, qui était jusqu'à présent obligatoire uniquement pour les bâtiments d'habitation énergivores. L'obligation de l'individualisation des frais de chauffage est ainsi élargie à tous les bâtiments d'habitation, ainsi qu'au secteur tertiaire, sauf en cas d'impossibilité technique ou de nécessité de modifier l'ensemble de l'installation de chauffage.

Enfin, une autre mesure récente introduite par la loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 concerne l'obligation de mettre en œuvre une isolation thermique lorsque de gros travaux de rénovation de bâtiments sont réalisés :



ravalement de façade, réfection de toiture, et transformation de garages, combles, ou pièces non aménagées en pièces habitables. Cette mesure permet de saisir les opportunités de travaux importants de réhabilitation choisis par un maître d'ouvrage pour y associer à moindre coût des travaux de rénovation énergétique et ainsi diminuer les besoins en énergie du bâtiment. Cette obligation s'applique pour les devis d'engagement de prestation de maîtrise d'œuvre signés depuis le 1^{er} janvier 2017 pour les bâtiments à usage d'habitation, de bureaux, de commerce, d'enseignement et les hôtels. L'isolation installée doit conduire à une performance thermique conforme à la réglementation thermique par élément. Les travaux d'isolation peuvent bénéficier par ailleurs d'aides financières (crédit d'impôt transition énergétique, éco-prêt à taux zéro, certificats d'économies d'énergie).

Pour le tertiaire public, un effort particulier est réalisé pour réduire la consommation d'énergie du parc immobilier de l'État. Plusieurs types d'actions sont mises en oeuvre : travaux sur l'enveloppe et les équipements des bâtiments, actions liées à la gestion des équipements et aux occupants et réduction des surfaces occupées par les services de l'État. L'objectif est d'atteindre une réduction de 40 % entre 2012 et 2020 des consommations énergétiques des bâtiments de l'État et de ses établissements publics.

Améliorer l'efficacité énergétique des autres types d'équipement

La directive-cadre européenne 2009/125/CE établit un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'éco-conception applicables aux produits liés à l'énergie.

Vingt-cinq règlements d'exécution de la directive-cadre ont été adoptés à ce jour couvrant de nombreux produits, et en particulier les règlements suivants qui impactent la consommation d'énergie du résidentiel/tertiaire (consommation d'électricité spécifique, cuisson, éclairage et chauffage) :

- des règlements horizontaux s'appliquant de manière systématique à tous types d'équipements comme les modes « veille et arrêt » ;
- des règlements sur les produits dits « blancs » : appareils de froid, lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge ; appareils de cuisine comme les fours, les hottes, et les tables de cuisson ; les aspirateurs ;
- des règlements sur les produits « électroniques » : téléviseurs, ordinateurs et serveurs, décodeurs et alimentations externes ;
- des règlements sur les appareils de chauffage et de climatisation : chaudières (tous combustibles), chauffe-eau, chauffage mixte, pompes à chaleur et cogénération, appareils indépendants ; climatiseurs et ventilateurs ;
- des règlements sur l'éclairage : éclairage domestique.

L'étiquetage énergétique (encadré par la directive 2010/30/UE) vient compléter le dispositif en aidant le consommateur à s'orienter vers les produits les plus sobres. La gamme des produits soumis à cette obligation est progressivement élargie.

3.2 La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

La réglementation limite les besoins en chauffage : depuis 2013, les constructions neuves ne doivent pas consommer plus de 50 kWh/m²/an en moyenne. De plus, 5 kWh/m²/an doivent provenir d'une source d'énergie renouvelable.

Comme indiqué plus haut, la réglementation thermique du bâtiment va être modifiée pour intégrer toutes les consommations y compris celles liées à la construction du bâtiment et tenir compte des émissions de gaz à effet de serre. Cette révision devra être en conformité avec la programmation pluriannuelle de l'énergie.



Renforcer le dispositif des certificats d'économie d'énergie

La troisième période d'obligations d'économies d'énergie a commencé le 1^{er} janvier 2015, pour une durée de trois ans, avec un objectif d'économies d'énergie de 700 TWh, soit une multiplication par 2 de l'ambition de la 2^e période. Cela représente un effort substantiel : sur la période 2015-2017, près de 2 milliards d'euros ont ainsi été consacrés aux économies d'énergie.



Soutenir une politique européenne ambitieuse et efficace en matière d'écoconception et d'étiquetage des produits liés à l'énergie

La France soutient très fortement la politique européenne en matière d'écoconception et d'étiquetage énergétique des produits liés à l'énergie : elle veille à la réalisation du programme 2016-2019 qui comprend des travaux sur les produits comme les réfrigérateurs et congélateurs qui disposent encore d'un potentiel d'économie d'énergie important.

D'autres travaux importants sont engagés pour limiter les consommations d'énergie des équipements professionnels ou commerciaux très consommateurs, notamment les « data centers ».



L'État impose une obligation à chaque fournisseur d'énergie de faire faire des économies d'énergie à ceux qui en consomment.



Après avoir aidé les consommateurs à réduire leur consommation d'énergie et en avoir apporté la preuve, les fournisseurs d'énergie obtiennent des CEE.



Les CEE comptabilisent les économies : plus l'économie d'énergie est importante ou plus elle dure dans le temps, plus le volume de CEE est grand.



Les fournisseurs d'énergie ont un volume de CEE à obtenir et restituer à l'administration d'ici 2017, puis d'ici 2020.



Si l'objectif n'est pas atteint, le fournisseur d'énergie doit verser de fortes pénalités.



Massifier la rénovation énergétique des bâtiments résidentiels et tertiaires pour parvenir à la baisse de la consommation énergétique de 28 % à l'horizon 2030 par rapport à 2010 avec comme objectifs intermédiaires 8 % et 15 % respectivement en 2018 et 2023

L'État a mis en place des mécanismes de soutien à la rénovation énergétique des bâtiments résidentiels, mais les résultats ne sont pas encore à la hauteur des objectifs fixés. L'enquête OPEN (Observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement) de l'ADEME fait état de 288 000 rénovations performantes ou très performantes en 2014 sur un objectif de 380 000. Il y a un gisement important pour augmenter ce nombre car 1 776 000 rénovations sont réalisées avec un niveau moyen d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les chiffres du crédit d'impôt pour la transition écologique (CITE) sont encourageants car plus d'un million de ménages ont mobilisé ce dispositif en 2015.

Les rénovations les plus performantes sont réalisées grâce à l'éco-Prêt (22 482 prêts en 2016), l'éco-PLS (41397 logements en 2016 avec un montant moyen du prêt par logements de 12 385 €) et le programme Habiter Mieux (environ 40 000 dossiers en 2016).

C'est pourquoi le Gouvernement a choisi d'intensifier l'action dans ce domaine, au travers du plan de rénovation énergétique des bâtiments.



Favoriser la rénovation des bâtiments tertiaires existants grâce à des exigences réglementaires renforcées / Améliorer l'écosystème du financement de l'efficacité énergétique (fonds de garantie, tiers financement, etc.) / Mobiliser 3 milliards d'euros au niveau de la Caisse des dépôts et consignations afin de financer le plan de rénovation des logements sociaux

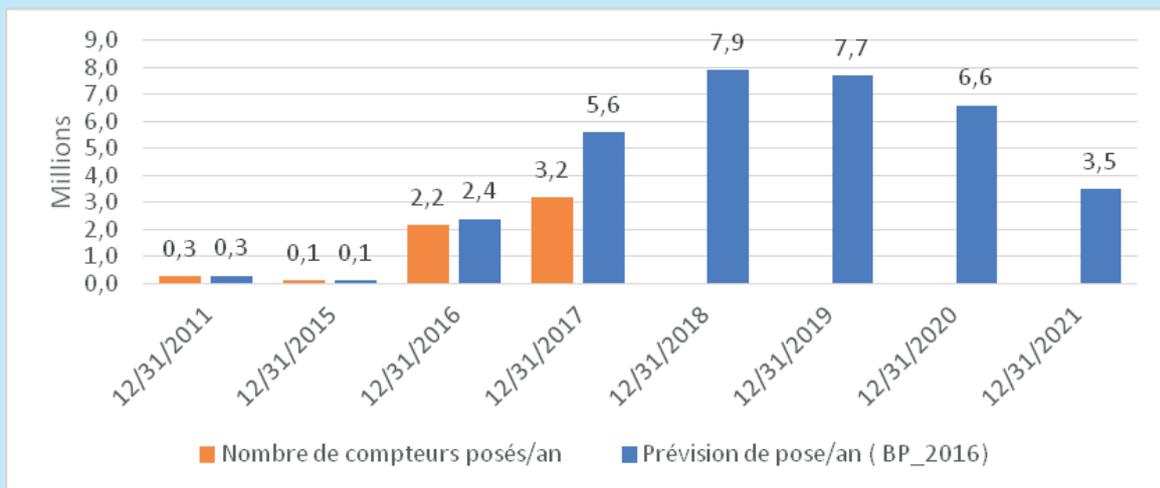
Les travaux ont été engagés par le gouvernement dans le cadre du Plan de rénovation énergétique des bâtiments. Ce plan comprend 13 actions et 4 axes (cf. infra).



Développer le rôle du numérique et des données pour réduire la consommation et les factures (affichage déporté)

Le déploiement des compteurs communicants Linky pour l'électricité et Gazpar pour le gaz est en cours et suivent la trajectoire qui était annoncée. Pour plus de développements sur les compteurs communicants, voir p.112.

Trajectoire de pose des compteurs Linky durant la période de déploiement en masse - Source : Enedis



Fin 2016, 2,5 millions de compteurs Linky étaient installés et 100 000 compteurs Gazpar. Le rythme s'accélère : fin novembre 2017, 7,2 millions de compteurs Linky et 615 000 compteurs Gazpar étaient installés.

3.3 Le plan de rénovation énergétique des bâtiments

Le 21 décembre 2017, le gouvernement a proposé un Plan de rénovation énergétique des bâtiments qui se décline en 4 axes et 13 actions.

Les 4 axes sont :

- **Axe 1** : Faire de la rénovation énergétique des bâtiments une priorité nationale mieux identifiée et pilotée en associant l'ensemble des parties prenantes ;
- **Axe 2** : Lutter contre la précarité énergétique et massifier la rénovation des logements en industrialisant les actions les plus efficaces ;
- **Axe 3** : Accélérer la rénovation des bâtiments tertiaires, en particulier dans le parc public au travers de la mobilisation de nouveaux financements et en ciblant les bâtiments du quotidien des Français ;
- **Axe 4** : Accompagner la montée en compétences des professionnels du bâtiment et le développement de l'innovation pour l'essor de solutions industrielles, fiables et compétitives.

Une phase de concertation a été ouverte jusqu'à fin janvier 2018 avec un triple objectif⁷ :

- recueillir les avis des acteurs-clés pour enrichir le plan ;
- lui donner de la visibilité et ainsi amener les acteurs à se l'approprier ;
- mobiliser les acteurs et les territoires pour faciliter son relais et sa mise en œuvre.

Cette concertation, qui permet d'entrer dans le détail des 4 axes et 13 actions, est réalisée de plusieurs manières : dans le cadre d'instances nationales (le conseil supérieur de la construction et de l'efficacité

énergétique (CSCEE*), la Commission Développement durable de Régions de France, le Conseil national de la transition écologique (CNTE*), par des échanges bilatéraux, des réunions en régions sous l'égide du préfet et avec l'ensemble des parties prenantes, par des actions de communication avec des interventions dans des manifestations diverses (ex. : World Efficiency). Le recueil d'avis et d'idées est aussi réalisé par une consultation publique.

⁷<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/projet-plan-renovation-energetique-lancement-concertation-et-mobilisation>

4. Les thèmes du débat public

Pour réduire la consommation d'énergie, un enjeu majeur est de trouver la manière de faire passer à l'action les citoyens, les collectivités et les entreprises.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie doit trouver les moyens pour conduire à des choix d'investissements et des comportements moins consommateurs d'énergie. Elle peut utiliser différents outils pour cela :

- de la réglementation (par exemple la réglementation thermique) ;
- des incitations financières positives ou négatives (par exemple le bonus-malus automobile) ;
- des aides à l'investissement (par exemple le Fonds chaleur) ;
- des campagnes de communication...

Les citoyens ont été interrogés du 13 novembre au 17 décembre 2017 sur les actions qui devraient être menées pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Près de 14 000 personnes ont participé. Les éléments qui vont en ressortir permettront d'enrichir la révision de la Stratégie nationale bas-carbone. La synthèse de ces travaux sera fournie au débat public de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Une consultation du public a été organisée dans le cadre des Assises de la mobilité, au cours du dernier trimestre 2017. Les retours seront utilisés pour élaborer un projet de loi sur la mobilité. Une des dimensions abordées dans ce cadre était « La mobilité propre ». La synthèse des consultations concernant la mobilité propre sera versée au débat.

De fin novembre 2017 à fin janvier 2018, une consultation du public a été ouverte sur le Plan de rénovation énergétique des bâtiments. Dès qu'elle sera disponible, la synthèse des retours de consultation sera versée au débat.

Une consultation du public a été ouverte pendant les États généraux de l'alimentation. Certains éléments, relatifs notamment aux biocarburants, concernent la politique de l'énergie. La synthèse du retour de consultation concernant l'énergie sera versée au débat.

Sur la base des consultations qui ont déjà eu lieu, dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, le gouvernement souhaite que les citoyens s'expriment sur les mesures qu'ils considèrent efficaces en termes de réduction des consommations de l'énergie : quels seraient les meilleurs leviers pour les convaincre de passer à l'action ?

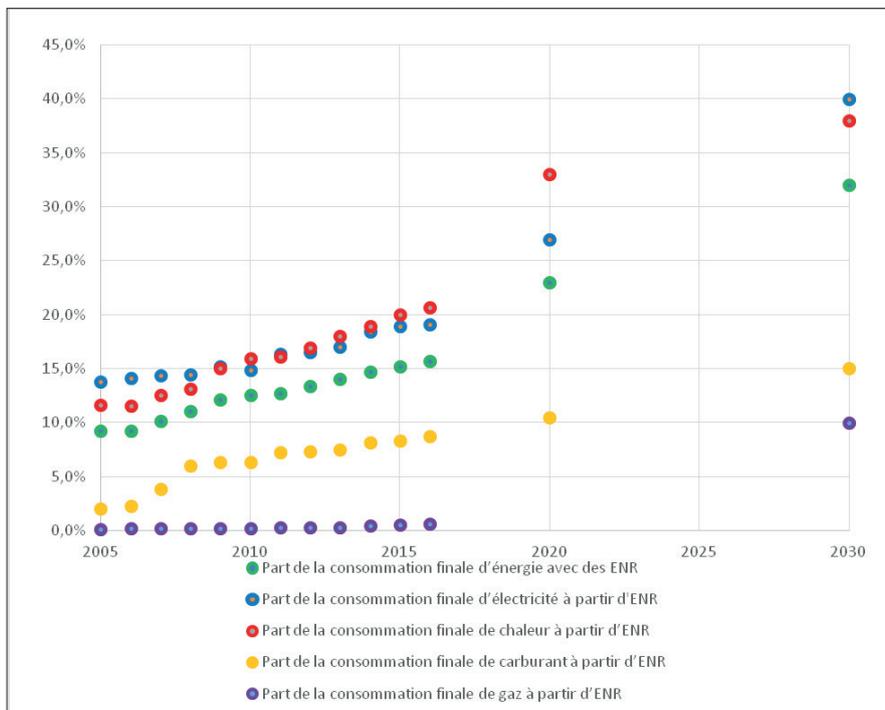
The background is a solid teal color. In the center, there is a large white circle. On the left and right sides, there are dark teal, stylized shapes that resemble the trunks of trees or abstract organic forms. The text is centered within the white circle.

*Accélérer
le développement
des énergies
renouvelables*

Les courbes ci-dessous montrent que depuis 2005 l'utilisation des énergies renouvelables progresse pour tous les types de besoins en énergie : électricité, chaleur, carburant, gaz. Les points indiqués pour les années 2020 et 2030 sont les objectifs fixés

par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte adoptée en 2015. La progression est notable mais les efforts doivent être maintenus et même accentués⁸. Les constats sont légèrement différents selon les filières.

*Évolution des EnR de 2005 à 2016 et objectifs à 2020 et 2030 – Source : SDES**

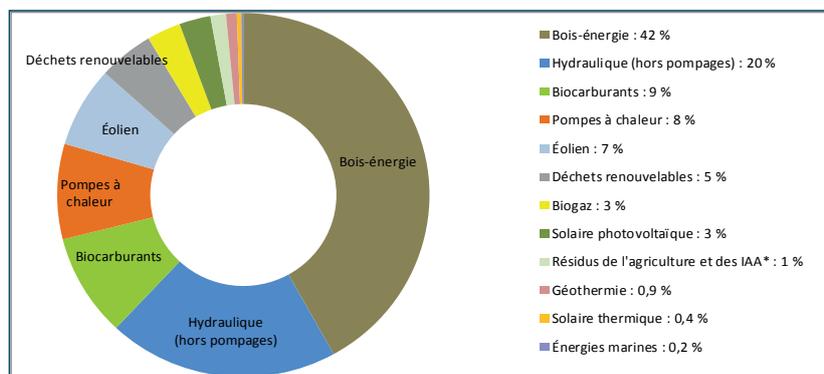


Pour atteindre les objectifs :

- le rythme de production de chaleur renouvelable doit être fortement accéléré ;
- le soutien à la production d'électricité renouvelable doit également être renforcé ;
- pour les biocarburants, la France est légèrement en avance sur ses objectifs.

Le graphe ci-dessous montre que l'énergie renouvelable la plus utilisée est le bois pour la production de chaleur (42%). La production d'électricité à partir d'énergie hydraulique prend la deuxième position (20%). Viennent ensuite les biocarburants (9%), les pompes à chaleur (8%) et la production d'électricité avec de l'éolien (7%).

*Part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2016 – Source : SDES**



* Industries agroalimentaires.

⁸Le tableau avec les chiffres est porté en annexe.



1. La production de chaleur renouvelable

1.1 Les filières de production de chaleur renouvelable

Les filières de production de chaleur renouvelable sont les suivantes.

Le bois issu d'une forêt gérée durablement est une source d'énergie renouvelable. Une forêt est gérée durablement quand des arbres sont plantés au même rythme que ceux qui sont coupés et lorsque l'exploitation respecte la biodiversité. Quand le bois est brûlé dans des équipements performants (chaudières industrielles ou individuelles), il est une source de chaleur performante.

Une pompe à chaleur (PAC) est un dispositif permettant de transférer de la chaleur d'un milieu à basse température (source froide) vers un milieu à haute température (source chaude) : la pompe à chaleur permet donc d'inverser le « sens naturel » du transfert de la chaleur. Elle utilise de l'électricité

pour cela. Selon le sens du dispositif de pompage, la pompe à chaleur peut être soit un système de chauffage, soit un système de réfrigération.

Des équipements solaires thermiques permettent d'utiliser la chaleur émanant du soleil.

Le gaz est une énergie largement utilisée dans des chaudières gaz pour délivrer de la chaleur. Quand **le gaz** est **renouvelable** (cf. infra), il s'agit d'une chaleur renouvelable.

La géothermie permet d'utiliser les poches de chaleur qui existent dans la terre. Elles peuvent être utilisées soit collectivement via des réseaux de chaleur, soit individuellement grâce à des pompes à chaleur.

Bois-Biomasse

Le bois est une source d'énergie, on parle parfois de bois énergie quand on s'y réfère. Il peut produire de la chaleur ou de l'électricité (cf. infra).

La biomasse est tout ce qui est de la matière organique. Elle comprend le bois, mais également les productions agricoles, les déchets organiques (lisiers, épluchures...).

Le bois est la biomasse solide. Les deux termes sont parfaitement équivalents.

La réaction chimique de combustion de la biomasse émet du CO₂. Ce CO₂ provient du carbone que la plante ou l'arbre a capté pendant sa croissance. Quand il capte du carbone, il retire du CO₂ de l'atmosphère. Quand il brûle, il relâche à l'atmosphère le CO₂ qu'il a capté. Le cycle est suffisamment court pour qu'on considère que le bilan est neutre. C'est pourquoi on considère que la biomasse n'émet pas de gaz à effet de serre.



Forage géothermique à Gentilly (Arnaud Bouissou/Terra)

Le tableau ci-dessous synthétise les caractéristiques et les intérêts respectifs des différentes filières.

Comparaison des filières de production de chaleur renouvelable selon des critères environnementaux, économiques et techniques

	Enjeu			Gisement restant à développer
	Financier	Environnemental	Acceptabilité sociale	
Bois	Énergie peu coûteuse	Contraintes moyennes (en priorisant les usages du bois)	Contrainte intermédiaire	Non limitant à moyen terme
Pompes à chaleur	Énergie peu coûteuse	Peu de contraintes	Forte contrainte	Non limitant
Géothermie profonde	Coûts de forage élevés mais coûts sur le long terme compétitifs	Contraintes moyennes (risques environnementaux maîtrisés)	Contrainte intermédiaire	Non limitant à moyen terme
Biogaz	Coûts variables selon les filières	Contraintes moyennes (en priorisant les usages)	Forte contrainte	Non limitant à moyen terme
Solaire thermique	Coûts de production élevés, baisses de coûts attendues	Contraintes moyennes	Contrainte intermédiaire	Non limitant à moyen terme
Énergies de récupération	Énergie peu coûteuse	Peu de contraintes	Contrainte intermédiaire	Non limitant à moyen terme

Indication de lecture :

	Très faibles contraintes / contraintes inexistantes
	Contraintes moyennes
	Contraintes importantes, voire très importantes



1.2 Les mécanismes de soutien à la production de chaleur renouvelable

Un fonds chaleur a été mis en place afin de soutenir la production de chaleur à partir de sources renouvelables. Son champ d'action intègre aujourd'hui également le soutien des projets en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et du renforcement de l'indépendance énergétique de la France. Le Fonds chaleur soutient le développement de toutes les filières de chaleur renouvelable promues dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Sa gestion a été déléguée à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

Le Fonds chaleur vise à garantir un prix de la chaleur renouvelable produite inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles. Le Fonds chaleur :

- aide des installations bois de grande taille sélectionnées dans le cadre d'un appel à projets national annuel ;
- finance des projets de petite taille par convention individuelle.

Le tableau suivant fait le bilan des principales filières aidées par le Fonds chaleur sur la période 2009-2015.

Chiffres clés 2009-2015	Nombre de projets	Montant des investissements réalisés (M€)	Aide Ademe (M€)
Bois	909	2 162	661
Géothermie	394	499	106
Biogaz	51	200	31
Solaire	1 590	154	73
Réseaux de chaleur	668	1 565	506
Installation de récupération de chaleur fatale	32	46	14
Total des aides du fonds chaleur (dont opérations hors filières mentionnées ci-dessus)	3 644	4 626	1 501

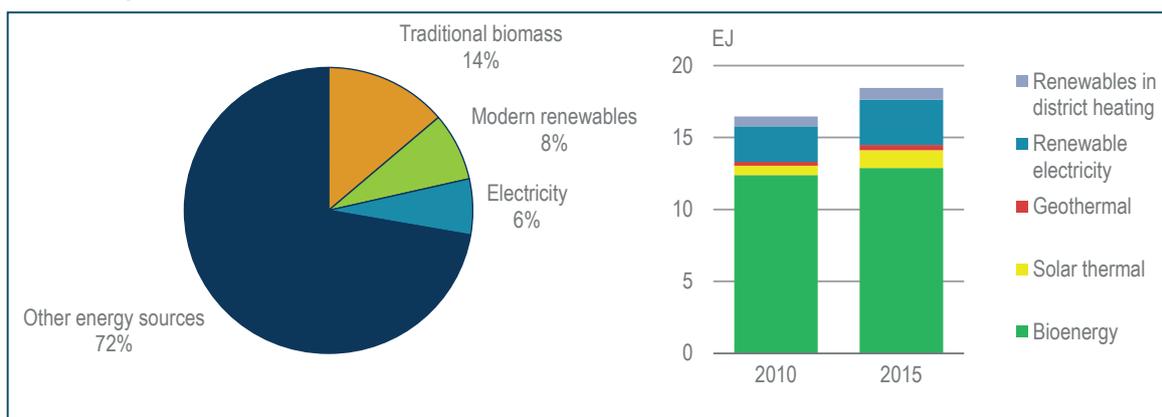
Source : Ademe

1.3 Actualité internationale : progression de la chaleur renouvelable dans le monde

La moitié de l'énergie finale consommée dans le monde est utilisée pour produire de la chaleur. Cette chaleur est essentiellement assurée par des ressources fossiles. En 2015 (dernières données), la cha-

leur renouvelable a seulement augmenté de 1,3 % par rapport à 2014 pour atteindre 9 % de la consommation totale de chaleur. 60 % de la hausse de l'utilisation de la chaleur renouvelable vient du secteur du bâtiment.

*Consommation d'énergie pour la chaleur (gauche)
et répartition des sources de chaleur renouvelable (droite) en 2015 dans le monde – Source : AIE*



Dans le monde, la consommation de chaleur renouvelable a cru de 12 % entre 2010 et 2015. Le solaire thermique compte pour la plus grosse part de cette augmentation (94 %) même s'il partait de très bas. La source majoritaire reste le bois qui contribue pour plus

de 70 % à la chaleur renouvelable, mais elle progresse peu (+ 4 %). La croissance a aussi été dynamique pour la géothermie (+ 28 %) et l'électricité renouvelable pour produire de la chaleur (+ 24 %).

1.4 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de production de chaleur renouvelable

Le bois représente la part la plus importante de l'objectif de chaleur renouvelable (objectif de 80 % en 2018 et autour de 75 % en 2023).

Les pompes à chaleur représentent près de 15 % de l'objectif 2018 et environ 16 % de l'objectif 2023.

Les objectifs pour le biogaz comptent à la fois la chaleur produite à partir de biogaz et injectée dans les réseaux de chaleur et le biogaz injecté dans des réseaux de gaz naturel en considérant qu'il est alors

valorisé en chaleur.

La géothermie profonde est une filière mature qui devrait connaître un développement progressif notamment par valorisation dans les réseaux de chaleur.

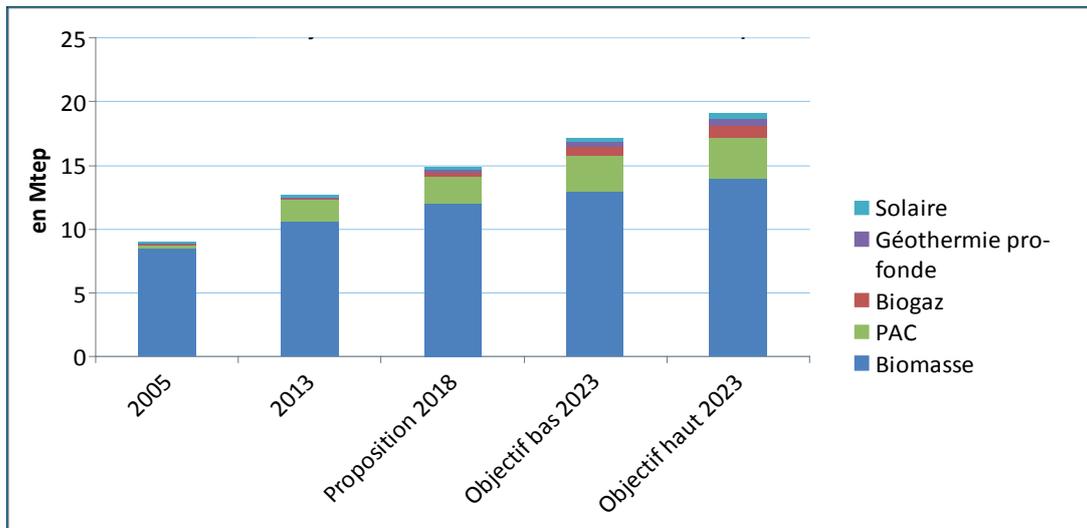
Les objectifs de la filière solaire thermique sont moins ambitieux car elle a rencontré des difficultés et doit poursuivre sa structuration et sa montée en compétence.

Objectifs de développement des filières chaleur renouvelable et de récupération de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

Objectif de consommation finale de chaleur (Mtep)	2018	2013 fourchette basse	2023 fourchette haute
Bois	12	13	14
Pompes à chaleur aérothermiques et géothermiques	2,2	2,8	3,2
Biogaz	0,3	0,7	0,9
Géothermie profonde (sans pompes à chaleur)	0,2	0,4	0,55
Solaire	0,18	0,27	0,4
TOTAL	14,88	17,17	19,05



**Objectifs Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016
sur la consommation finale de chaleur par filière**



Accroître la trajectoire du Fonds chaleur dès 2016 pour atteindre les objectifs 2018 et 2023, et l'élargir à de nouveaux gisements

Le montant du Fonds chaleur s'est élevé à 213 M€ en 2016, il est donc resté constant par rapport à l'année 2015.

Le Fonds chaleur peut désormais aider des opérations de :

- récupération de chaleur fatale, c'est-à-dire une production de chaleur dérivée d'un site de production qui n'en constitue pas l'objet premier et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée ;
- méthanisation avec injection de biogaz dans les réseaux ;
- production de froid ;
- densification des réseaux de chaleur.

Depuis 2016, les contrats de développement EnR Patrimoniaux et Territoriaux visent à démultiplier l'effet du Fonds chaleur grâce à l'engagement des signataires sur des objectifs.

Pour tenir compte des prix actuels du gaz et relancer l'attractivité des projets, les aides du Fonds chaleur ont été revalorisées en 2016 de + 10 % en moyenne pour les petits et moyens projets et de + 20 % en moyenne pour les gros projets.



Augmenter de 50 % le rythme de développement de la production de chaleur renouvelable en s'appuyant notamment sur le déploiement des chaufferies biomasse, le recours aux pompes à chaleur et à la méthanisation. Cela nécessitera un renforcement des actions de mobilisation de la biomasse

Selon les derniers résultats disponibles, la consommation finale de chaleur renouvelable de 2016 a augmenté de + 8 % par rapport à l'année 2015 (contre + 4 % entre l'année 2015 et l'année 2014). Les filières qui ont enregistré la plus forte croissance de consommation finale de chaleur entre 2015 et 2016 sont le biogaz avec + 45 %, les pompes à chaleur avec + 9,7 % et le bois avec + 8 %.



Mobiliser davantage les ressources en biomasse dans le respect d'une gestion durable des zones forestières et agricoles, et dans le respect de critères de durabilité en cas d'importation, en articulation avec la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et le Programme national de la forêt et du bois

Dans le cadre du Fonds stratégique forêt bois, le ministère en charge de l'Agriculture a lancé un appel à projets « Innovation et investissements pour l'amont forestier » avec une enveloppe de 15 M€.

L'Ademe pilote une étude sur les « leviers économiques et financiers pour accompagner le changement d'échelle de la mobilisation de la biomasse forestière » dont les résultats devraient être disponibles au premier trimestre 2018.



Remplacer à un rythme rapide les foyers ouverts dans les logements individuels par des équipements plus performants au plan énergétique et meilleurs pour la qualité de l'air

Le Fonds air bois encourage le renouvellement des équipements individuels de chauffage au bois. Le crédit d'impôt pour la transition énergétique a été maintenu au taux de 30 % en 2017 pour la mise en place d'équipements performants de chauffage.

On estime qu'en 2015, plus de 150 000 foyers se sont équipés d'une installation performante de chauffage au bois.



Poursuivre le développement des chaufferies biomasse dans le collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie

À travers le Fonds chaleur, le développement des projets de chaufferies au bois s'est poursuivi. Ainsi en 2016, 119 nouvelles chaufferies ont été financées avec une production de 78 ktep/an. Au total, depuis la création du fonds chaleur en 2009, ce sont plus de 1 000 chaufferies au bois qui ont été accompagnées et mises en œuvre pour une production cumulée de 1,4 Mtep/an.

Élargir l'offre française sur les poêles à granulés et les chaudières acceptant des intrants diversifiés

L'État ne dispose pas d'instrument de suivi de cet objectif.



Mettre en œuvre les projets issus de l'appel à manifestation d'intérêt relatif au fonds air-bois lancé par l'ADEME en 2015

Le Fonds air bois encourage le renouvellement des équipements individuels de chauffage au bois. L'expérimentation en vallée alpine de l'Arve en Haute-Savoie est une réussite puisqu'elle a permis le remplacement de 1 600 appareils entre juin 2013 et janvier 2016 (avec un objectif de remplacement de 25 % du parc soit 3 200 appareils en 4 ans).

La région Île-de-France a décidé par délibération du 17 juin 2016 de mettre en place un fonds air-bois dans le cadre du plan régional pour la qualité de l'air 2016-2021. La gestion des opérations est confiée aux départements. La métropole de Lyon est aussi lauréate de l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME. Le Fonds y est en phase de préfiguration devrait être mis en place à l'automne 2017. D'autres projets sont à l'étude en Nouvelle-Aquitaine et en PACA*. Sur le même principe un Fonds air-industrie a été mis en place en 2017 sur le territoire Faucigny-Glières en Haute-Savoie et est à l'étude dans la vallée de l'Arve.



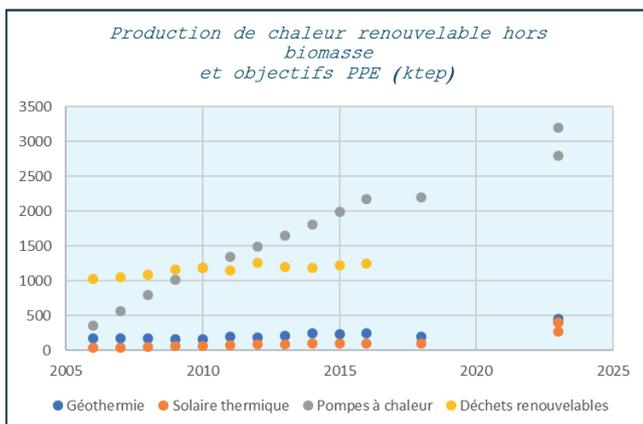
Favoriser l'intégration des pompes à chaleur dans le résidentiel collectif et le tertiaire

Le rythme de croissance des pompes à chaleur est important puisqu'on enregistre une augmentation de 45 % de la chaleur consommée à partir de pompes à chaleur entre 2015 et 2016. La réglementation thermique incite à la mise en place des pompes à chaleur. Depuis avril 2017, la génération de froid est également prise en compte dans la réglementation thermique.

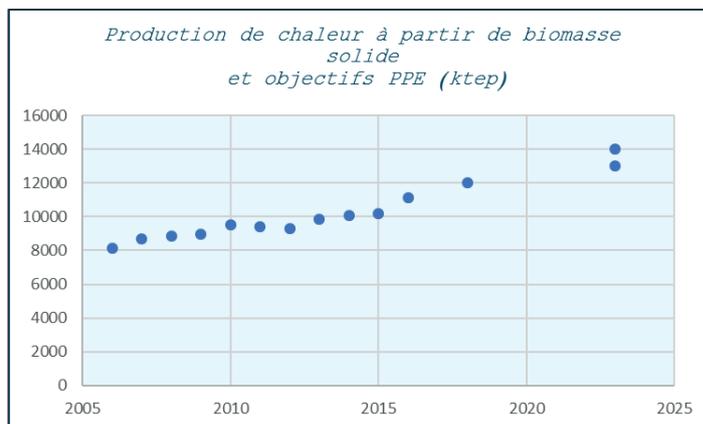
1.5 État des lieux du développement de la production de chaleur renouvelable

La Programmation pluriannuelle de l'énergie 2016 a fixé des perspectives de croissance pour la production de chaleur renouvelable. Les graphes ci-dessous rendent compte de l'historique d'évolution et des objectifs retenus. La chaleur produite à partir de bois a été présentée dans un schéma à part car cette filière étant beaucoup plus développée que les autres, les autres ne seraient pas apparues de manière lisible sur

un même graphique. Ces graphiques permettent de voir que les évolutions sont cohérentes avec les objectifs posés. Les points posés en 2018 et 2023 sont les objectifs retenus par la programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en 2016. En 2023, c'est souvent une fourchette qui a été retenue, d'où la présence de deux points.



Source : SDES*



1.6 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie

Pour structurer les discussions avec les parties prenantes lors des ateliers qui se sont tenus fin 2017 et début 2018, un certain nombre de questions avaient

été identifiées. Elles sont rappelées au fil du texte dans les encadrés bleus.

La biomasse

Quelles sont les conditions d'acceptabilité des scénarii ambitieux de mobilisation de la biomasse ?
Comment éviter les conflits d'usages ?

Quelle place accorder à la biomasse solide et quelles sont les meilleures voies de valorisation énergétiques (industrie, agriculture, secteur tertiaire et résidentiel) ? Quelle est la perspective de production d'électricité à partir de biomasse solide ? Quelles sont les tailles de projets à privilégier à l'horizon de la PPE (rayon d'approvisionnement, optimisation économique et flexibilité nécessaire) ?

Pour la filière biomasse solide, quel pourrait être le rythme de développement annuel en France métropolitaine jusqu'en 2023 et 2028 ?

Quels sont les enjeux économiques et industriels (développement d'une filière française, emplois créés) ?

Quelle gouvernance régionale et territoriale ? En particulier, quelle articulation de la PPE avec les schémas régionaux biomasse (SRB), les Programmes Régionaux Forêt-Bois, les Plans Régionaux de Prévention et Valorisation des Déchets et les plans climat air énergie territoriaux (PCAET) ?

Au regard du rythme de développement envisagé quels sont les goulots d'étranglements qui freinent la création et la mise en œuvre des projets ? Quels leviers d'action promouvoir pour accélérer le développement des filières. Par exemple faut-il susciter de l'ingénierie au niveau des filières économiques ou au niveau territorial ?

Comment mobiliser spécifiquement la biomasse agricole aux horizons 2023 et 2028 ?

Quels sont les éventuels points de vigilance qui remettraient en question l'atteinte des objectifs 2023 et 2028 envisagés ? Appels d'offres technologiquement neutres ? Capacité à atteindre les objectifs sans appel d'offres ?

La géothermie

Quel bilan faire du développement de la géothermie utilisée pour les réseaux de chaleur urbains en France.

Dans le bassin parisien ? La région Aquitaine ?

À quelles autres régions de France pouvons-nous exporter cette réussite ?

Quel rythme de développement de la géothermie sur réseaux pour 2023 et 2028 ?

Quels coûts prévisionnels ?

Quels leviers et quels freins restent sur cette filière ?



Les réseaux de chaleur et de froid

Quel est l'état des lieux de la livraison de chaleur et de froid renouvelable et de récupération dans les réseaux? Situation par rapport aux objectifs 2018 et 2023 ?

Quelles perspectives de développement des réseaux pour 2023 et 2028 ? Quel mix énergétique ?

Quels enjeux pour le développement des réseaux et points de vigilance ? (réglementation, information des consommateurs, transparence, performance, nouveaux raccordements, schémas directeurs et gouvernance, valorisation de la chaleur fatale, développement du froid renouvelable...)

La valorisation énergétique des déchets

Quelles évolutions sont attendues dans la collecte et le traitement des déchets ?

Quel cadre réglementaire « déchets » d'ici 2028 et quelles conséquences en termes de valorisation énergétique ?

Quels sont les flux de déchets devant être orientés préférentiellement vers de la valorisation énergétique (déchets orientés sinon en stockage et en incinération) ?

Quels volumes de déchets utilisables à l'horizon 2023-2028 ? Quels objectifs énergétiques peut-on en attendre ?

Quelles sont les technologies les plus efficaces en matière de valorisation énergétique ?

Quels sont leurs coûts ?

Quels sont les champs qui ne seraient pas d'ores et déjà couverts par des mesures de soutien existantes ?

Quelles mesures de soutien seraient pertinentes ? Quels soutiens seraient possibles ?

Comment intègre-t-on la dimension « renouvelable » ? Comment privilégier les mesures qui s'intègrent à la logique de promotion des énergies renouvelables et de récupération reconnues et comptabilisées par l'UE ?

Quels enjeux industriels attendre du soutien à la valorisation énergétique des déchets ?

Approche transversale chaleur

Quelle vision prospective sur le développement de la chaleur renouvelable dans ces secteurs en France métropolitaine d'ici 2023 ? D'ici 2028 ? Quel mix énergétique ?

Quels enjeux et quelles barrières pour le développement des filières renouvelables dans ces secteurs ?

Au regard du rythme de développement envisagé, quels enjeux industriels, quels emplois ?

Quel impact sur les coûts ?

Au regard du rythme de développement envisagé, quels impacts positifs ou négatifs des filières chaleur renouvelable sur l'environnement ? Quels leviers pour réduire les impacts négatifs éventuels ?

Quels objectifs chiffrés par filière renouvelable pour les horizons 2023 et 2028 à la fois en tep et en nombre d'appareils vendus ?

2. La production d'électricité renouvelable

2.1 Les filières de production d'électricité renouvelable

Ces filières sont à des stades de développement différents. Elles présentent aussi des intérêts différents.

L'hydroélectricité consiste à créer une retenue d'eau sur une rivière et à libérer l'eau pour faire tourner une turbine qui génère alors de l'électricité. C'est une énergie très développée en France et qui a une place essentielle dans le mix électrique français : en 2016 elle a produit 12% de l'électricité française. Elle a peu de possibilités de croissance car les sites propices sont déjà utilisés.

L'éolien utilise la force du vent pour faire tourner une turbine. L'éolien en mer consiste à installer des éoliennes en mer soit en prenant appui sur les fonds quand la profondeur est inférieure à 50 m, soit sur une base flottante quand la profondeur est supérieure. L'éolien terrestre est une filière bien développée. L'énergie éolienne est une production d'électricité dite intermittente car sa production est liée aux conditions météorologiques : elle produit quand il y a du vent. Son potentiel de développement est encore très important mais la filière se heurte à des difficultés d'acceptation locale.

Le solaire photovoltaïque consiste à capter l'énergie du soleil et à la convertir en électricité. C'est aussi une filière bien maîtrisée, en développement. Le tissu industriel se densifie et les coûts de production baissent. C'est une énergie intermittente car sa production est liée à la présence de soleil. Les panneaux

solaires peuvent être installés sur des terrains dédiés à la production d'énergie, ce qui utilise plus de foncier que les autres filières, soit sur des bâtiments, ce qui n'utilise pas de foncier du tout.

La filière bois électrique consiste à brûler du bois pour chauffer de l'eau qui va générer de la vapeur d'eau : la vapeur d'eau fait tourner une turbine qui produit l'électricité. Elle est peu développée. Techniquement, il s'agit de centrales thermiques classiques, filière maîtrisée. Cependant la ressource bois est limitée, et elle a plutôt été orientée pour produire de la chaleur, solution plus efficace d'un point de vue énergétique, plutôt que de l'électricité.

Les énergies marines électriques sont des filières en émergence dont les coûts sont encore élevés. Ce sont également des filières intermittentes. L'énergie marémotrice consiste à utiliser la force de la marée pour faire tourner une turbine. L'énergie houlomotrice consiste à utiliser la force des vagues pour produire de l'électricité.

La géothermie électrique consiste à capter la chaleur du sous-sol et à l'utiliser pour chauffer de l'eau qui va générer de la vapeur d'eau : la vapeur d'eau fait tourner une turbine qui produit l'électricité. La filière est très peu développée en France.

Le tableau ci-contre synthétise les caractéristiques et les intérêts respectifs des différentes filières.



Éolienne flottante à Saint-Nazaire (Léna Bilot/Terra)



Comparaison des filières de production d'électricité renouvelable selon des critères environnementaux, économiques et techniques

	Enjeu			
	Financier	Environnemental	Acceptabilité sociale	Intégration au système électrique
Hydroélectricité	Énergie peu coûteuse (énergie la moins coûteuse actuellement)	Fortes contraintes environnementales	Fortes contraintes de faisabilité	Énergie pilotable
Éolien terrestre	Énergie peu coûteuse	Contraintes environnementales moyennes	Fortes contraintes de faisabilité	Production énergétique variable
Photovoltaïque	Énergie peu coûteuse et tendance à la diminution des coûts	Contraintes liées à la pression foncière	Faibles contraintes sur toitures, plus important pour les centrales au sol	Production énergétique variable
Bois	Coûts variables selon les filières (déchets, bois-énergie, biogaz)	Contraintes liées à la gestion de la ressource et nécessitant de prioriser les usages du bois	Contraintes de faisabilité moyennes	Énergie pilotable
Géothermie électrique	Coûts de production élevés, baisses de coûts attendues	Contraintes moyennes (risques environnementaux maîtrisés)	Faibles contraintes de faisabilité	Énergie pilotable
Éolien en mer	Énergies non compétitives pour le moment	Enjeux à déterminer plus précisément	Contraintes de faisabilité moyennes	Production énergétique variable
Hydrolien Marémotrice Houlomotrice	Énergies non compétitives pour le moment	Enjeux à déterminer plus précisément	Contraintes de faisabilité moyennes	Production énergétique variable

Indication de lecture :

	Très faibles contraintes / contraintes inexistantes
	Contraintes moyennes
	Contraintes importantes, voire très importantes

2.2 Les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable

Le coût des énergies renouvelables électriques est encore supérieur aux prix de marché de l'électricité, c'est pourquoi elles bénéficient d'un soutien public. L'État soutient la recherche, l'industrialisation et le déploiement commercial des filières renouvelables.

Plusieurs outils permettent de réaliser ces soutiens :

- la garantie, pour les producteurs, d'un prix de vente via des tarifs d'achats ou des compléments de rémunération ;
- une fiscalité plus faible qui les rend plus compétitives que leurs concurrentes ;
- des aides à l'investissement ;
- des aides à la recherche et au développement de technologies.

L'objectif des mécanismes de soutien est d'assurer aux filières renouvelables la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement. Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée et d'emploi de la filière concernée. Les mécanismes incitatifs sont spécifiques à chaque filière et régulièrement revus pour tenir compte des évolutions techniques et économiques de chaque filière.

Lorsque les filières sont à un stade précoce de développement, les difficultés sont d'ordre technologique. Leur levée nécessite des actions de recherche et développement soutenues par les pouvoirs publics dans le cadre de programmes spécifiques. Il peut s'agir d'aides ciblées (fonds démonstrateurs) ou d'aides transverses (crédit d'impôt recherche par exemple). Lorsque les technologies sont au stade du déploiement commercial, les difficultés sont d'ordre technico-économique : optimisation industrielle, coût.

Les dispositifs doivent s'inscrire dans le cadre de l'Union européenne concernant les aides d'État relatives à la protection de l'environnement et à l'énergie.

L'achat à prix garanti

Le dispositif de l'obligation d'achat permet au producteur de vendre sa production à un prix garanti. Il peut ainsi investir pour développer une technologie avec la garantie de pouvoir la financer à long terme grâce aux revenus prévisibles que lui apportera la vente d'électricité.

Le complément de rémunération est un équivalent : l'État s'engage à compenser la différence entre le prix de marché et un niveau de rémunération garanti. Ces systèmes sont adaptés aux filières dont les coûts de production sont relativement connus et stables et pour lesquelles les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usage limités. Par leur simplicité, ces dispositifs sont également adaptés aux installations de petite taille. L'obligation d'achat ou le complément de rémunération sont contractés pour une durée de 12 à 20 ans selon les filières.

EDF et les entreprises locales de distribution assurent sur le terrain l'obligation d'achat sur leur zone de desserte. L'État compense les surcoûts d'achat de l'électricité (différence entre le coût d'achat et le prix de marché de l'électricité) et les coûts liés au complément de rémunération.

Les procédures de mise en concurrence : l'appel d'offres

Un appel d'offres est un mécanisme par lequel l'État annonce qu'il souhaite lancer la construction d'une certaine quantité de capacités de production d'électricité, 100 MW par exemple. Les entreprises qui le souhaitent font des propositions couplant une capacité à installer (en MW) et le coût du MWh produit. Les meilleurs projets au regard des critères qui ont été établis, le coût étant l'un d'entre eux, sont retenus jusqu'à ce que la capacité ouverte par l'appel d'offres soit remplie. Les lauréats bénéficient soit d'un tarif d'achat, soit d'un complément de rémunération.

Cette procédure d'appel d'offres permet de choisir les lauréats. Elle est donc particulièrement adaptée aux filières présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- projets pour lesquels il pourrait y avoir une concurrence sur l'approvisionnement : par exemple deux installations utilisant du bois. Elles peuvent toutes deux avoir prévu d'utiliser le bois issu d'une même forêt et les deux projets ne seraient pas compatibles ;
- projets qui peuvent être développés dans des zones rares (contraintes environnementales fortes) comme l'éolien en mer ;
- projets reposant sur des technologies innovantes où l'évolution des coûts est peu prévisible ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.



La mise en concurrence des projets lors de ces procédures permet d'améliorer la compétitivité de la filière dans son ensemble. Cela permet également d'atteindre des objectifs quantitatifs en termes de capacités de production d'électricité renouvelable.

Le soutien à la recherche et à l'innovation

Pour les technologies émergentes, l'État soutient des actions de recherche et développement principalement via le programme des « Investissements d'avenir » de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME*) (fonds démonstra-

teurs) ou par l'Agence nationale de la recherche (ANR*) (Instituts pour la transition énergétique). Des appels à projets dédiés peuvent également aider la montée en puissance de la filière grâce à un accompagnement spécifique des porteurs de projets.

Par ailleurs, les établissements publics comme le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA*), le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM*), l'IFP énergies nouvelles (IFPEN*) mènent des actions de recherche et développement en matière de transition énergétique.

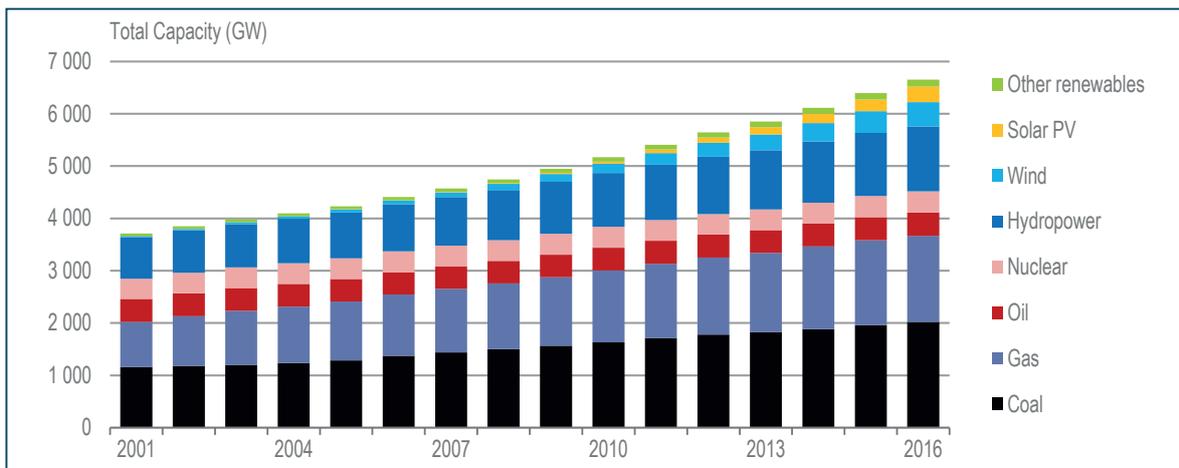
2.3 Actualité internationale : dynamique mondiale de la production d'électricité renouvelable

En 2016, le taux de croissance mondial des capacités électriques est de 7 %, dont les 2/3 sont apportés par des sources renouvelables. Les renouvelables totalisent aujourd'hui les plus grosses capacités installées

dans le monde (2 135 GW), suivies par les centrales charbon (2 020 GW), les centrales au gaz (1 650 GW), les centrales au pétrole (443 GW) et les centrales nucléaires (403 GW).

Augmentation de capacités cumulées de production d'électricité dans le monde entre 2001-2016

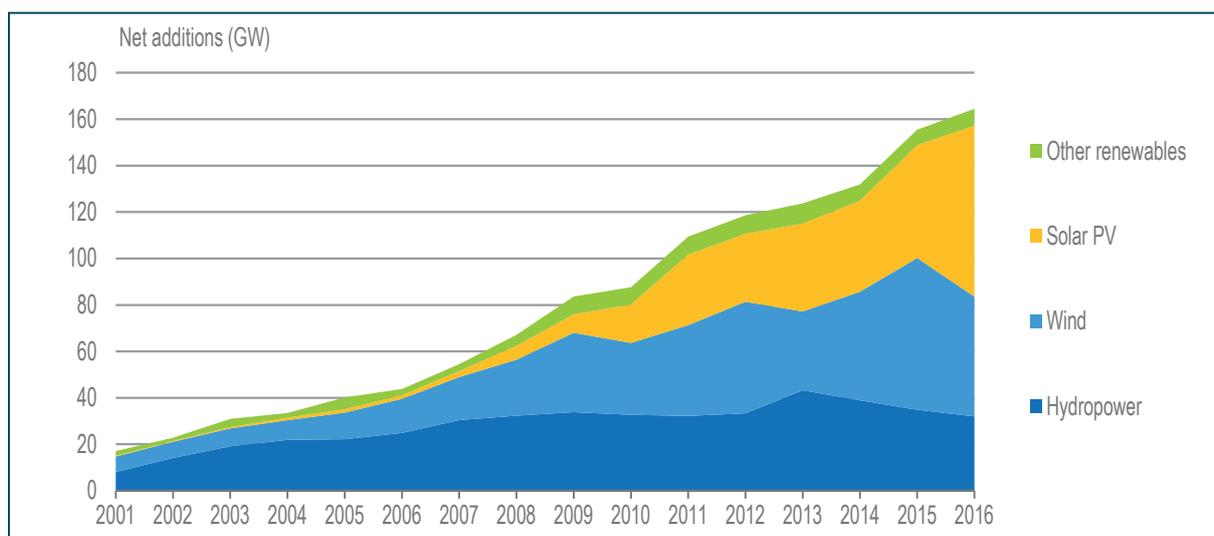
Source : AIE



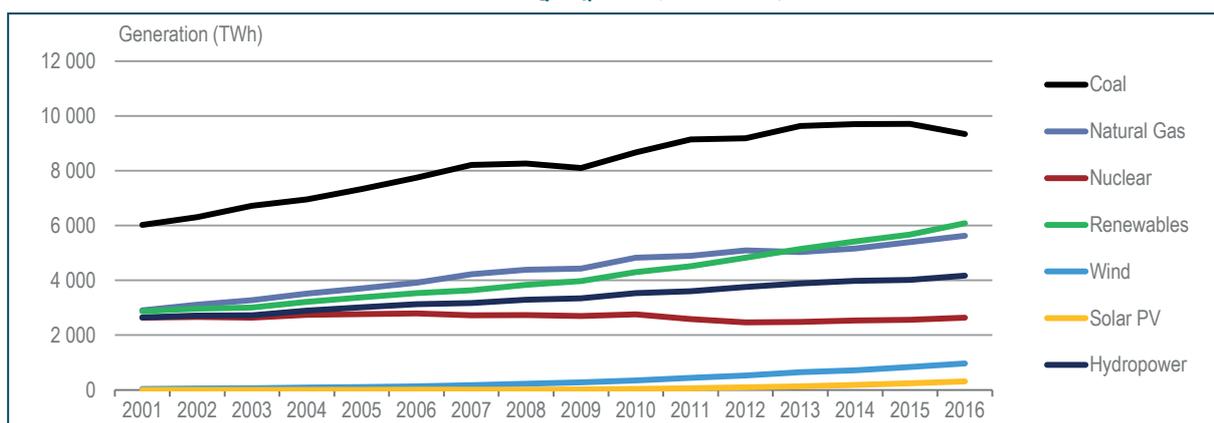
En 2016, l'installation de capacités photovoltaïques a cru de plus de 50 % par rapport à celles de 2015 : près de 74 GW ont été installés dans l'année, plus que n'importe quel autre moyen de production. L'installation de capacités d'éolien terrestre a moins augmenté en 2016 qu'en 2015, atteignant toutefois 49 GW de capacités supplémentaires.

En 2016, 6 100 TWh d'électricité d'origine renouvelable ont été produits, soit 7 % de plus qu'en 2015. Les sources d'électricité renouvelable représentent 24 % de l'électricité produite dans le monde et sont en croissance alors que les autres se stabilisent voire déclinent.

Augmentation des capacités cumulées de production d'électricité renouvelable dans le monde (2001-2016)
Source : AIE



Production d'électricité par filière (2001-2016) – Source : AIE



2.4 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de production d'électricité renouvelable

En matière d'électricité, la loi a fixé des objectifs ambitieux aux filières renouvelables et un objectif de baisse de la part de production d'origine nucléaire. Le Plan climat a annoncé la fermeture des centrales électriques au charbon d'ici la fin du quinquennat actuel. Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre ne permettent pas d'envisager d'augmenter les autres productions d'origine fossile. Le gouvernement doit donc organiser la substitution progressive des centrales nucléaires par les filières renouvelables sans remettre en question la continuité de l'approvisionnement en électricité des consommateurs français.

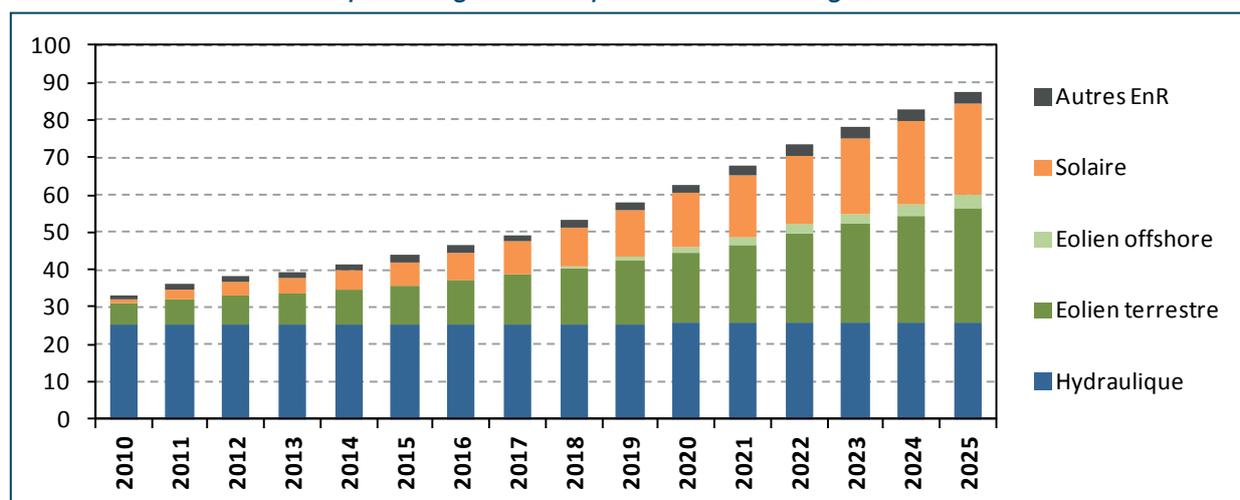
Aucune filière renouvelable ne permet à elle seule d'atteindre les objectifs et une combinaison des différentes filières est nécessaire pour tenir compte des caractéristiques et intérêts de chacune. Dans ce contexte, l'enjeu de la PPE est de trouver l'équilibre qui permette un développement harmonieux des énergies renouvelables sur l'ensemble du territoire, équilibre qui doit être régulièrement réexaminé, compte tenu de l'évolution rapide des technologies et de leur coût.



Objectifs de développement des filières renouvelables électriques de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

	2016	Objectif 2018	Objectif 2023 (MW)	
	(MW)	(MW)	de	à
Éolien terrestre	11 700	15 000	21 800	26 000
Photovoltaïque	7 000	10 200	18 200	20 200
Hydroélectricité	25 480	25 300	25 800	26 050
Éolien posé en mer		500	3 000	3 000
Énergies marines			100	100
Géothermie	1	8	53	53
Bois énergie	591	540	790	1 040
Méthanisation	110	137	237	300
Déchets	1 200	1 400	1 500	1 500
TOTAL	46 082	53 085	71 480	78 243

Évolution de la production d'électricité renouvelable et perspectives de développement fixées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (GW)





Poursuivre les mesures de simplification administrative engagées afin de raccourcir les délais de développement et de réduire les coûts

La procédure d'appels d'offres pour le développement des énergies renouvelables a été simplifiée pour accélérer le rythme des appels d'offres afin de remplir les objectifs ambitieux de la PPE.

Les installations de production des énergies renouvelables d'une capacité de production inférieure à 50 MW sont autorisées de fait et n'ont plus besoin d'une autorisation administrative d'exploiter.

Les démarches administratives pour bénéficier de l'obligation d'achat ont été simplifiées par la suppression d'une procédure de certification.

Du fait de la longueur de certaines procédures, le délai de validité des autorisations d'urbanisme peut être étendu jusqu'à 10 ans pour les installations de production d'énergie renouvelable.

Depuis le 1^{er} mars 2017, l'autorisation environnementale unique regroupe l'instruction des différentes procédures et décisions publiques requises pour être autorisé à exercer.

Ces simplifications ont vocation à se poursuivre, notamment dans le cadre du projet de loi pour un État au service d'une société de confiance.



Soutenir le développement de l'investissement participatif dans les projets par les citoyens et les collectivités locales

Au-delà des projets individuels que chacun peut installer sur sa maison ou sur son toit, le financement participatif permet aux citoyens de s'engager. C'est important quand on sait que 87 % des Français voudraient avoir un droit de regard sur les choix énergétiques de leur pays.

Un bonus a été introduit dans tous les appels d'offres en cours pour la production d'électricité renouvelable afin de favoriser les projets recourant à l'investissement participatif : ces projets bénéficient d'une prime de 3 à 5 €/MWh.

70 % des projets lauréats des deux premières périodes de l'appel d'offres pour les grandes installations solaires au sol se sont engagés à l'investissement participatif et verront leur prime majorée de 3 €/MWh.

Objectifs de développement des filières chaleur renouvelable et de récupération de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 – Source : DGE

Filière	Nombre de lauréats	Dont engagés au financement participatif	Part du financement participatif dans le capital	Montant du bonus
Bois pour électricité	14	7 %	40 %	5 €/MWh
Autoconsommation / Appel d'offres pilote	134	39 %	40 %	5 €/MWh
Petite hydroélectricité	19	16 %	40 %	3 €/MWh
Centrale solaire au sol	156	69 %	40 %	3 €/MWh
Solaire sur bâtiment	671	44 %	40 %	3 €/MWh



Réduire les délais des appels d'offres et mettre en place un cadencement régulier

La Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 a fixé un calendrier d'appels d'offres sur 4 ans avec les capacités de production pour les différentes filières. Elle a ainsi offert une visibilité aux filières extrêmement utile : les professionnels sont incités à améliorer leur technologie de manière à rester dans la course des appels d'offres à venir.

Calendrier prévisionnel	2016				2017				2018				2019	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Solaire (sol)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (500 MW)		Échéance 2 (500 MW)		Échéance 3 (500 MW)		Échéance 4 (500 MW)		Échéance 5 (500 MW)		Échéance 6 (500 MW)
Solaire (bâtiments)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (150 MW)	Échéance 2 (150 MW)	Échéance 3 (150 MW)		Échéance 4 (150 MW)	Échéance 5 (150 MW)	Échéance 6 (150 MW)		Échéance 7 (150 MW)	Échéance 8 (150 MW)	Échéance 9 (150 MW)
Biomasse	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (50 à 100 MW)				Échéance 2 (50 à 100 MW)				Échéance 3 (50 à 100 MW)			
Méthanisation	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (10 MW)				Échéance 2 (10 MW)				Échéance 3 (10 MW)			
Eolien en mer		Lancement d'un appel d'offre et des études techniques mutualisées												
Petite Hydro-électricité		Lancement AO1		Échéance AO1	Attribution AO1		Lancement AO2 éventuel		Échéance AO2		Attribution AO2			

Les bilans des appels d'offres sont portés plus bas à côté des mesures prises pour le même secteur. Le tableau ci-dessous reprend le bilan des appels d'offres qui ne sont pas mentionnés plus bas de manière sectorielle. Il indique la date de lancement de l'appel d'offres et pour les périodes de candidature échues, les capacités de production des installations retenues ainsi que le prix moyen auquel l'électricité produite va être aidée.

	2016				2017			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Solaire bâtiment			Lancement d'appel d'offres			150 MW 107 €/MWh	152 MW 93 €/MWh	
Bois	Lancement d'appel d'offres				64,5 MW 118 €/MWh			
Méthanisation	Lancement d'appel d'offres				4 MW 181 €/MWh			

Source : DGEC



Préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité / Développer par des appels d'offres réguliers la micro et petite hydroélectricité

Un appel d'offres pluriannuel pour le développement de la petite hydroélectricité a été lancé le 7 mai 2017. Il porte sur un volume de 35 MW par an avec des échéances de candidature au 31 janvier 2018, 2019 et 2020.

Le tableau indique la date de lancement de l'appel d'offres et pour la première période de candidature, les capacités de production des installations retenues ainsi que le prix moyen auquel l'électricité produite va être aidée.

	2016				2017			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Petite hydroélectricité		Lancement d'appel d'offres				152 MW 93 €/MWh		

Source : DGEC



Consolider d'ici fin 2016 le dispositif de soutien financier à l'éolien terrestre

Le nouveau dispositif de soutien à l'éolien terrestre est entré en vigueur début 2017 :

- les installations comptant moins de 6 éoliennes de capacité de production de moins de 3 MW peuvent bénéficier d'un contrat de complément de rémunération sur 20 ans ;
- les installations comptant plus de 6 éoliennes sont soutenues dans le cadre des appels d'offres avec deux périodes de candidature par an permettant d'augmenter les capacités de production de 1 000 MW dans l'année.



Orienter l'accélération du développement de la filière solaire vers les solutions compétitives, tout en préservant les espaces naturels et agricoles

Les installations photovoltaïques au sol sont soutenues dans le cadre des appels d'offres avec deux périodes de candidature par an permettant d'augmenter les capacités de production de 1 500 MW dans l'année. Afin de préserver les espaces boisés et agricoles et de minimiser l'impact environnemental, des conditions de localisation ont été définies pour les projets. Les installations implantées sur un site dégradé bénéficient d'un bonus au titre de la notation des offres.

Le tableau indique la date de lancement de l'appel d'offres qui court sur une période de 3 ans, et pour chaque période de candidature, les capacités de production des installations retenues ainsi que le prix moyen auquel l'électricité produite va être aidée.

	2016				2017			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Solaire au sol			Lancement d'appel d'offres		535 MW 71 €/MWh		508 MW 64 €/MWh	

Source : DGEC



Encadrer le recours aux cultures alimentaires et énergétiques principales pour la filière méthanisation

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe des objectifs ambitieux en matière de développement de la méthanisation. Un risque avait été identifié : l'émergence de cultures dédiées aux ressources énergétiques qui occuperaient des sols dédiés auparavant à des cultures alimentaires.

C'est pourquoi un décret a plafonné le recours à ces ressources agricoles à 15 % des matières entrant dans le méthaniseur.



Viser l'équipement d'un maximum d'incinérateurs, de stations d'épuration et de décharges par des moyens de valorisation électrique (lorsqu'une injection du biogaz dans le réseau ou une valorisation totale de la chaleur n'est pas possible)

L'arrêté mettant en place le nouveau dispositif de soutien à la production d'électricité à partir du biogaz produit par les stations d'épuration a été publié le 9 mai 2017.

Les dispositifs de soutien à la production d'électricité à partir d'incinération et de biogaz de décharges font encore l'objet de discussions avec la Commission européenne au titre des aides d'État. L'accord de la Commission est un préalable à leur adoption.



Améliorer la procédure d'appels d'offres pour l'éolien en mer posé, afin de favoriser la baisse des coûts et d'accélérer la réalisation des projets avant de lancer de nouveaux appels d'offres

La procédure d'appel d'offres pour les énergies renouvelables en mer permet désormais à l'État d'échanger avec les candidats sur les conditions de réalisation des projets afin d'en faire diminuer les coûts.

L'État a engagé une autre procédure de simplification : il prendrait en charge les débats publics et les premières études préalablement au lancement des appels d'offres. Cela permettrait d'accélérer le développement des projets et de diminuer substantiellement leur coût.



Renforcer les concertations et la prise en compte des enjeux environnementaux et d'acceptabilité locale des projets éoliens en mer posés

L'État a mené des concertations à l'échelle des façades maritimes, pour identifier des zones favorables au développement de nouveaux projets éoliens en mer.

La protection écologique des milieux marins et les usages dans les espaces maritimes sont rapidement mis en cohérence à travers une planification spatiale à l'échelle des façades métropolitaines.

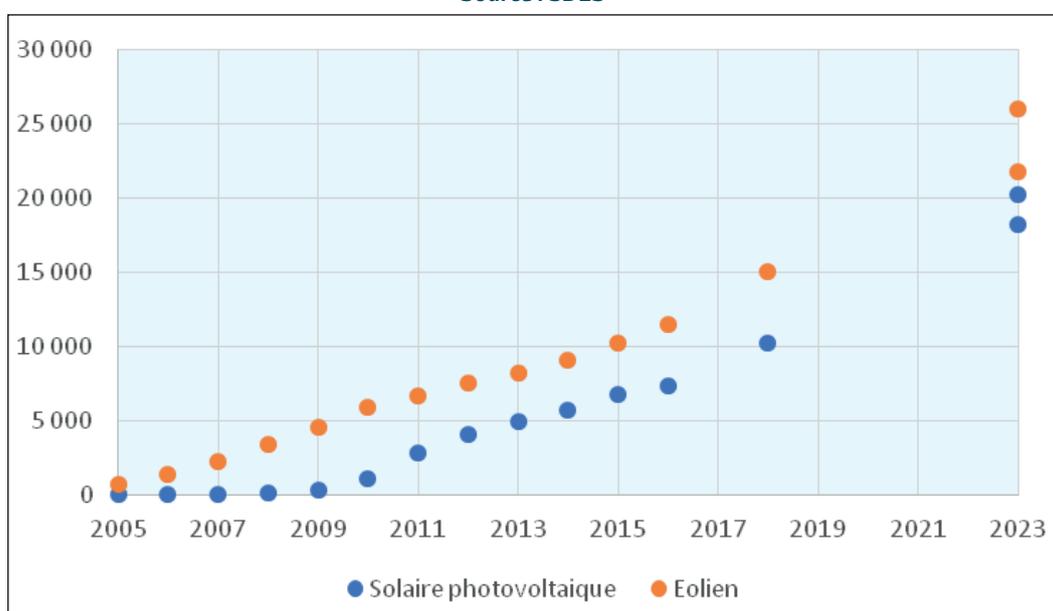
2.5 État des lieux du développement de la production d'électricité renouvelable

La Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 a fixé des perspectives de croissance du parc installé pour les énergies renouvelables électriques. Les graphes ci-dessous rendent compte de l'historique d'évolution et des objectifs retenus dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie. L'éolien et le photovoltaïque ont été présentés dans un schéma à part car comme ces filières sont beaucoup plus développées que les autres, les autres ne seraient pas apparues de manière lisible sur un même graphique. Afin de

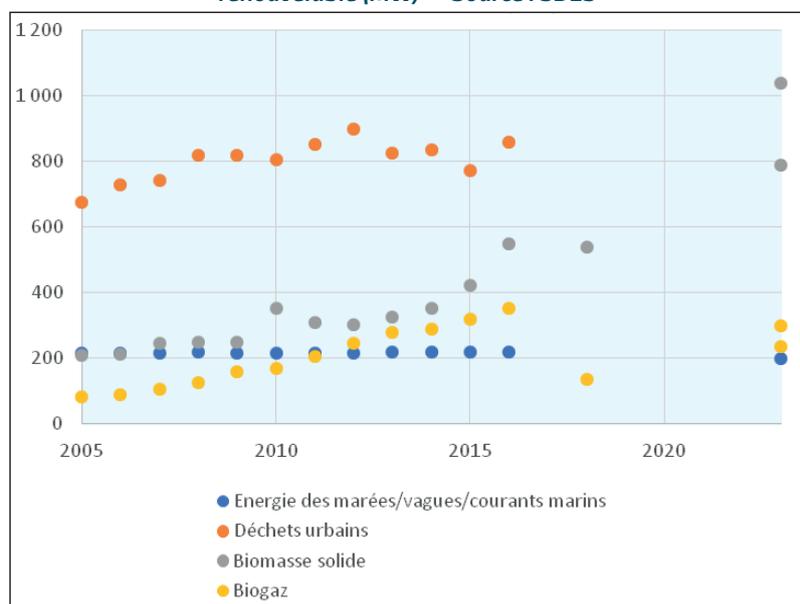
garantir l'atteinte des objectifs, un renforcement des appels d'offres photovoltaïques a été annoncé en décembre 2017.

Les points posés en 2018 et 2023 sont les objectifs retenus par la programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en 2016. En 2023, c'est souvent une fourchette qui a été retenue, d'où la présence de deux points.

*Historique et objectifs PPE des capacités de production éolienne et photovoltaïque (MW)
Source : SDES**

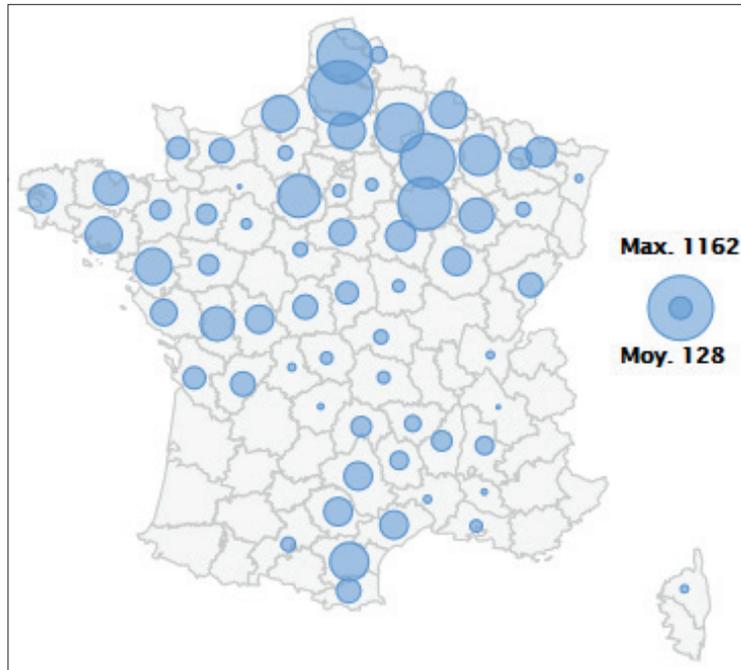


*Historique et objectifs PPE des capacités de production d'électricité renouvelable (MW) – Source : SDES**

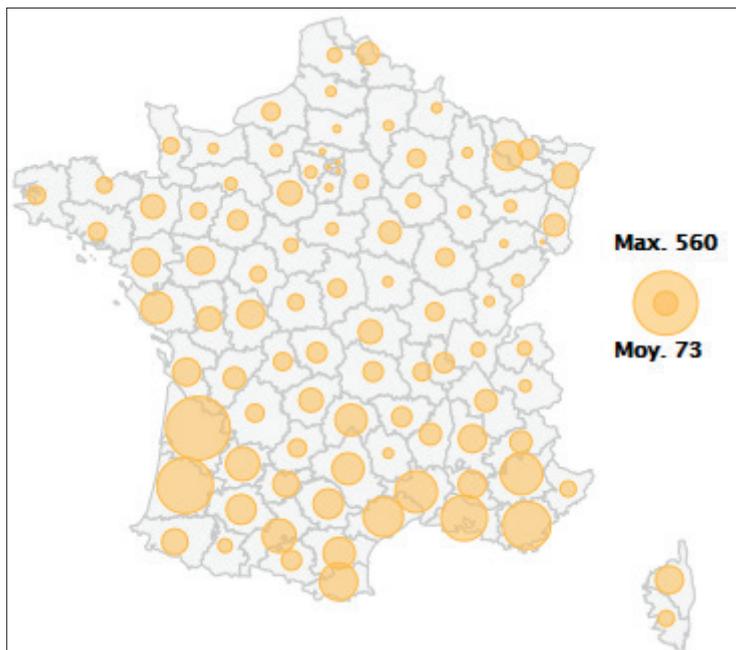


Les cartes ci-dessous rendent compte de la localisation des parcs éolien et des installations photovoltaïques en métropole au 30 septembre 2017.

Répartition de la puissance éolienne installée raccordée au réseau au 30/09/2017 (MW) – Sources : MEEM, SDES, Tableau de bord éolien



Répartition de la puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 30/09/2017 (MW) – Sources : MEEM, SDES, Tableau de bord photovoltaïque



2.6 L'autoconsommation

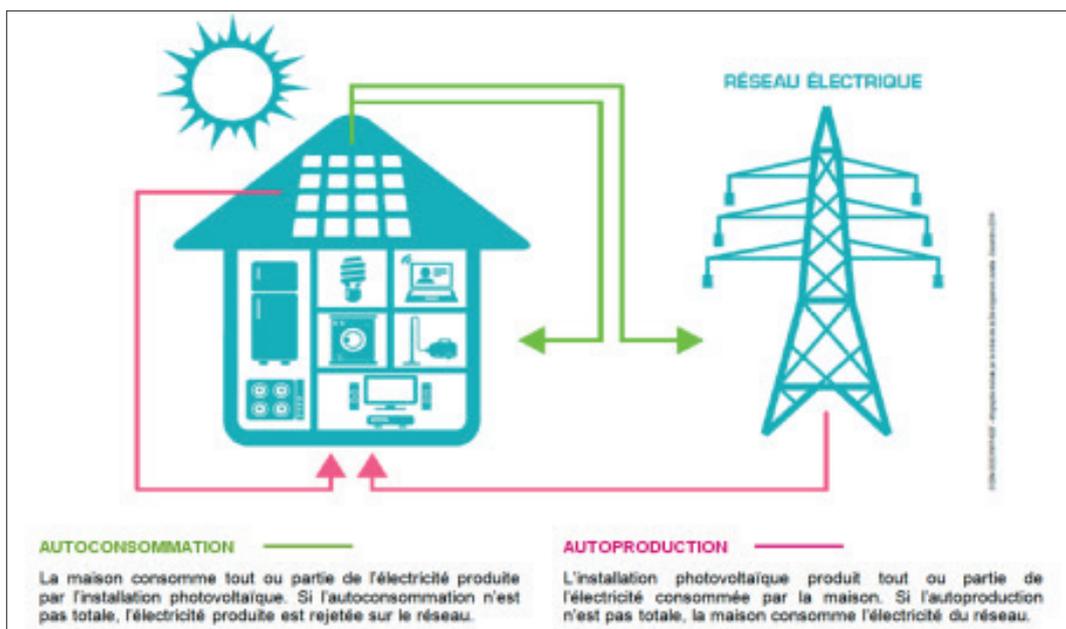
L'autoconsommation est le fait de consommer sa propre production d'électricité. Elle est associée à la notion d'autoproduction, qui est le fait de produire sa propre consommation. Avec la baisse des coûts de production des installations d'électricité à partir de sources renouvelables et la hausse du prix de détail de l'électricité, c'est une pratique qui est amenée à se développer : 36 % des projets photovoltaïques en 2016 étaient des projets en autoconsommation et 64 % en 2017.

L'autoconsommation ne signifie pas qu'il n'y a plus besoin du réseau électrique car :

- La production correspond rarement aux besoins de la consommation. Quand un particulier installe des panneaux photovoltaïques sur son toit :

- soit ses besoins en électricité sont plus importants que la production de ses panneaux : il auto-consomme à 100 % et utilise l'électricité du réseau en complément pour assurer une partie de sa consommation ;
- soit la production d'électricité de ses panneaux est plus importante que ses besoins : il auto-produit à 100 % et utilise le réseau pour injecter l'électricité qu'il n'utilise pas.

- Au-delà des quantités globales, le moment où l'électricité est produite est important : le réseau accueille l'électricité produite dans les moments où la consommation n'est pas aussi importante que la production et en fournit dans les moments où la production n'est pas aussi importante que la consommation.



L'autoconsommation est collective lorsque les producteurs ou les consommateurs finaux sont multiples. L'autoconsommation collective pourra concerner par exemple des projets d'approvisionnement de logements collectifs ou de centres commerciaux par une installation solaire implantée sur site.

En termes d'impact sur le réseau électrique, le modèle autoconsommation / autoproduction peut avoir des effets bénéfiques s'il conduit à réduire la puissance

maximale injectée sur le réseau ou la puissance maximale soutirée du réseau. En incitant à un dimensionnement adapté au niveau local des installations de production, il peut réduire les besoins de renforcement du réseau électrique.



Lancer un appel d'offres « autoconsommation »

Les installations en autoconsommation peuvent candidater 3 fois par an dans le cadre d'un appel d'offres lancé le 24 mars 2017. Toutes les technologies renouvelables sont admises.

Le tableau indique, pour chaque période de candidature, les capacités de production des installations retenues ainsi que le prix moyen auquel l'électricité produite va être aidée.

	2016				2017			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Auto-consommation				21 MW 41 €/MWh	20 MW 19 €/MWh			50 MW 8 €/MWh

Source : DGEC

2.7 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie

Hydroélectricité

Quel est le potentiel de production hydroélectrique supplémentaire actualisé, au regard des enjeux environnementaux, d'acceptabilité, des conflits d'usages, et des études réalisées localement le cas échéant, en distinguant les sites en autorisation de ceux concessibles ?

Quel est le potentiel des suréquipements permettant d'augmenter la puissance d'installations existantes et d'augmenter ainsi leur flexibilité ?

Quelles sont les perspectives de développement de l'hydroélectricité aux horizons 2023 et 2028 ?

Peut-on estimer les coûts de développement du potentiel au regard du rythme de développement envisagé ?

Quelle contribution l'hydroélectricité peut-elle apporter au besoin accru de flexibilité du système électrique ?

Quels sont les leviers permettant de concilier les enjeux de maîtrise des impacts environnementaux (notamment continuité écologique) avec le développement de nouvelles installations ainsi que le maintien des performances énergétiques des installations existantes ?

Quel impact aura la procédure de l'autorisation environnementale (unique) pour le développement de la petite hydro ?

Quels sont les enjeux et points de vigilance en termes de développement industriel, d'emploi et de formation ?

Éolien terrestre

Quel gisement disponible en France métropolitaine pour la production d'électricité éolienne, au regard de la ressource disponible, des enjeux environnementaux et des conflits d'usages actuels et à venir ?

Au regard de ce gisement quel rythme de développement annuel en France métropolitaine jusqu'en 2023 ? Jusqu'en 2028 ?

Au regard du rythme de développement envisagé et des éléments de contextes identifiés, quelles propositions pour faciliter l'acceptabilité des projets et assurer leur réalisation (planification, financement participatif, etc.)

Quels nouveaux enjeux et risques liés au progrès technologique de la filière et à des éoliennes de plus en plus grandes (impact sur les populations, l'environnement, les radars, etc.)

Quelles propositions pour limiter les impacts ?

Quelles possibilités de prolonger l'exploitation des parcs existants au-delà de la durée des contrats d'obligation d'achat ? À quel coût ? Quelle dynamique pour aux horizons 2023 et 2028 ?

Quelles propositions pour tirer parti de ce gisement potentiel ?

Au regard des évolutions récentes de la filière, et du récent lancement des appels d'offres, quels coûts de production prévisionnels ? Quels leviers de réduction des coûts (résolution des difficultés techniques d'exploitation, effet d'apprentissage, effet volume...)

Au regard du rythme de développement envisagé, quels enjeux industriels (développement ou consolidation d'une filière française, emplois créés, potentiel à l'export, etc.) ?

Quelle gestion des questions de localisation géographique : planification nationale ? régionale ? Objectifs régionaux ?

Photovoltaïque

Quelle évolution des coûts de production sur la période 2018 – 2028 ? Quels coûts prévisionnels sur les différents segments (solaire au sol, sur grandes toitures ou en résidentiel) ?

Quels leviers de réduction des coûts (coûts des matériels, effet d'apprentissage, effet volume, relâchement des contraintes d'intégration au bâti ...) ?

Quels gisements disponibles en France métropolitaine pour la production d'électricité solaire sur les différents segments, au regard de la ressource et des enjeux environnementaux et de conflits d'usages ?

Quelle évolution du rythme de développement sur la période 2018 – 2028 ? Au regard des gisements disponibles, du potentiel industriel national et des évolutions attendues des coûts, quel rythme de développement annuel en France métropolitaine jusqu'en 2023 (éventuelle révision de l'objectif envisagé) et 2028 ?

Au regard du rythme de développement envisagé, quelles contributions sont nécessaires à l'atteinte de ces objectifs (procédures de mise en concurrence, guichets ouverts, etc) ? Quels enjeux industriels (emplois, consolidation des filières stratégiques, balance commerciale et opportunités pour l'export) au regard du coût des incitations publiques associées ?

Au regard du rythme de développement envisagé, quels impacts positifs ou négatifs de la filière sur l'environnement ? Quels leviers pour réduire les impacts négatifs ?

Points de vigilance qui remettraient en question l'atteinte des objectifs de 2023 ? de 2028 ?



Éolien en mer, énergies marines

Quel gisement disponible en France métropolitaine pour le développement des énergies renouvelables en mer, au regard de la ressource, des enjeux environnementaux, d'acceptabilité et des conflits d'usages ?

Au regard de ce gisement, quel rythme de développement annuel en France métropolitaine jusqu'en 2028 ?

Au regard du rythme de développement envisagé, quels coûts de production prévisionnels ?

Quels leviers de réduction des coûts (résolution des difficultés techniques d'exploitation, effet d'apprentissage, effet volume...) ?

Quels impacts sur la contribution au service public d'électricité (CSPE) ?

Au regard du rythme de développement envisagé, quels enjeux industriels (développement ou consolidation d'une filière française, emplois créés, potentiel à l'export...) ?

Au regard du rythme de développement envisagé et du potentiel à l'export, quels impacts positifs ou négatifs de la filière sur l'environnement ?

Quels leviers pour réduire les impacts négatifs éventuels ?

Éventuels points de vigilance qui remettraient en question l'atteinte des objectifs envisagés ?

L'autoconsommation

La fixation d'objectifs dédiés à l'autoconsommation dans le cadre de la nouvelle PPE est-elle pertinente ?

Faut-il imposer un comptage de l'énergie produite et autoconsommée pour l'atteinte des objectifs ENR ?

Quels sont les impacts positifs ou négatifs que peut avoir le développement de l'autoconsommation sur le système électrique, notamment sur les réseaux ?

Quels leviers pour réduire les impacts négatifs ?

Et quels sont les freins identifiés au développement de l'autoconsommation ?

Comment retranscrire dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE*) les bénéfices apportés par les auto-consommateurs mais également le rôle assurantiel que peuvent jouer les réseaux publics d'électricité pour les installations qui y restent raccordées sans toutefois remettre en cause le principe de péréquation tarifaire ?

Quelle fiscalité doit s'appliquer à l'autoconsommation ? Une exonération de contribution au service public de l'électricité (CSPE*) et des taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TLCFE*) est-elle notamment souhaitable pour l'autoconsommation collective ?

Le cadre de soutien explicite mis en place (appels d'offres, prime à l'investissement pour les petites puissances) paraît-il adapté ?

3. La production de gaz renouvelable

3.1 Les filières de production de gaz renouvelable : le biométhane ou biogaz

Le gaz renouvelable, appelé aussi biométhane ou biogaz, est le gaz produit par la fermentation de matières organiques. Il peut être produit à partir de déchets organiques (déchets de table, épluchures, tontes...), de déjections animales (lisiers) et de matières agricoles.

En France, l'essentiel de la production de biogaz est réalisé à partir de résidus. Les matières agricoles ne doivent pas dépasser 15 % des matières utilisées pour produire l'énergie.



3.2 Les mécanismes de soutien à la production de gaz renouvelable

Un producteur de biométhane a la garantie qu'il pourra injecter sa production dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel à un tarif qui lui permettra de couvrir les coûts d'investissement

et d'exploitation de l'installation de production de biométhane tout en assurant une rentabilité normale du projet. L'obligation d'achat pour les gestionnaires de ces réseaux est contractée pour une durée de 15 ans.

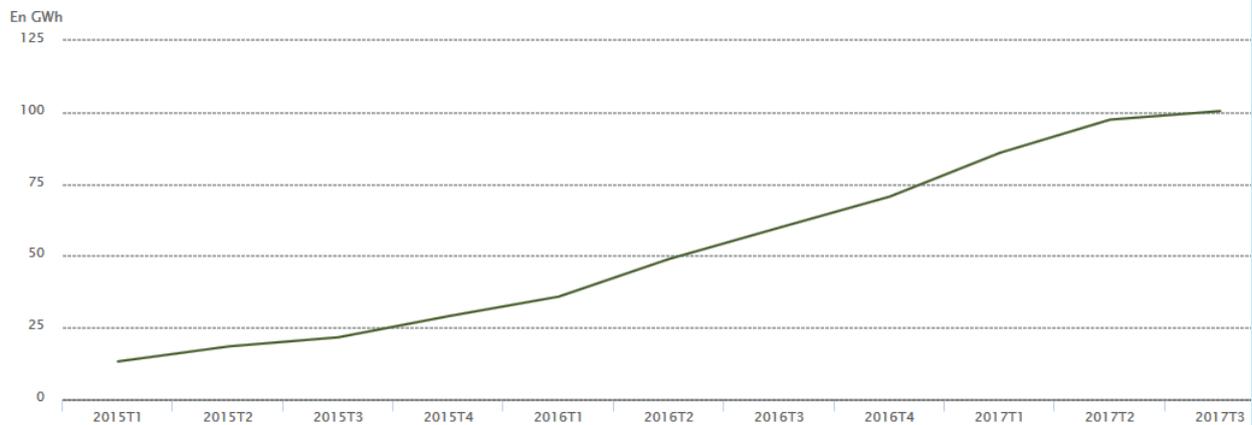
3.3 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de gaz renouvelable et l'état des lieux du développement



Atteindre une capacité de production de biométhane de 8 TWh en 2023 et lancer si nécessaire les premiers appels d'offres / Favoriser l'injection dans les réseaux

En 2016, 0,22 TWh de biogaz a été injecté dans les réseaux alors que l'objectif 2018 est de 1,7 TWh. Mais la courbe de croissance de la production de biométhane montre une dynamique assez forte.

Évolution de la production nationale de biométhane



Sources : MEEM, SDES, tableau de bord du biométhane injecté dans les réseaux

Le nombre de projets de production de biométhane pour injection dans le réseau est en très forte augmentation.

	Nombre d'installations	Capacité maximale de production (GWh/an)
Parc raccordé au 30/09/2016	26	411
Parc raccordé au 31/12/2017	38	574
Évolution (%)	46 %	40 %
Projets en file d'attente au 30/09/2017	318	7 028

Sources : MEEM, SDES, tableau de bord du biométhane injecté dans les réseaux

La Commission de régulation de l'énergie estime à 20,9 M€ pour l'année 2016 les coûts associés à l'obligation d'achat de biométhane.



Soutenir le développement du BioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023 sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables

Il n'y a pas à ce jour de système de suivi qui permette de comptabiliser tout le biogaz utilisé comme carburant dans les véhicules.

Le biogaz a les mêmes caractéristiques que le gaz naturel. Une fois qu'il est injecté sur le réseau, il n'est pas différenciable. Le système des garanties d'origine permet à un consommateur de faire valoir qu'il a acheté du biogaz en se les procurant auprès des producteurs de biogaz.

Depuis la création des garanties d'origine, 80 % des garanties d'origine ont été fléchées vers le BioGNV. En prenant cette hypothèse comme part du biogaz consommé comme carburant, on peut estimer la consommation de bioGNV à 172 GWh en 2016.

3.4 Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie⁹

Quel est l'état du gisement en France métropolitaine ? Quel est la valorisation la plus adaptée pour chacun des gisements ?

Au regard du gisement disponible en France métropolitaine pour la production de biogaz, quel pourrait être le rythme de développement annuel en France métropolitaine par secteur et quel serait le mode de valorisation jusqu'en 2023 et 2028 ?

Au regard du rythme de développement envisagé et des actions entreprises à la suite de la loi de transition énergétique, quels sont les leviers de :

- *Conduite de projet : ingénierie technique (conception, dimensionnement, normes), ingénierie financière (modèle économique et acteurs) et ingénierie administrative (adéquation des procédures) ;*
- *Réduction des coûts (résolution des difficultés techniques d'exploitation, d'approvisionnement, effet d'apprentissage, effet volume...) ;*
- *Soutien pour chacun des modes de valorisation.*

Au regard du rythme de développement observé depuis plusieurs années et envisagé pour les années qui viennent, quels sont les enjeux industriels (développement d'une filière française, emplois créés) ?

Au regard du rythme de développement envisagé, quels sont les impacts positifs ou négatifs de la filière sur l'environnement ? Quels sont les leviers pour réduire les impacts négatifs éventuels ?

Comme pourrait-on améliorer l'acceptabilité des projets de biogaz ?

Quels sont les éventuels points de vigilance qui remettraient en question l'atteinte des objectifs 2023 et 2028 envisagés ?

⁹La synthèse des débats qui se sont tenus sur ce sujet avec les parties prenantes est reportée en Annexe 4, p.154.



4. La production de carburants renouvelables

4.1 La filière de production de carburant renouvelable : les biocarburants

Un biocarburant est un carburant produit à partir de matières organiques. La différence entre les biocarburants dits de 1^{ère} ou de 2^e génération est que la première génération est issue de cultures destinées traditionnellement à l'alimentation : plantes oléifères

ou plantes à sucre (ex. : colza, betterave). Les carburants dits de 2^e génération sont issus de matières non alimentaires : déchets ou résidus agricoles et ne font donc pas concurrence à un usage alimentaire des cultures.

4.2 Le mécanisme de soutien à la production de biocarburant

Les distributeurs de carburant ont l'obligation d'incorporer des biocarburants dans les carburants qu'ils vendent. Les objectifs quantitatifs, différents pour l'essence et pour le gazole, sont révisés chaque année. Si un distributeur n'incorpore pas assez de biocarburants, il doit payer une taxe (Taxe générale sur les activités polluantes – TGAP*) du même ordre de grandeur que le prix de l'essence ou du diesel qui a été vendu à la place des biocarburants. L'incitation étant très forte, les objectifs sont ainsi respectés.

La politique d'aide aux biocarburants n'entraîne pas de coût budgétaire pour l'État, donc pour le contribuable. Le biocarburant coûte plus cher à produire que les cours actuels du pétrole, ce coût est directement payé par le consommateur quand il s'approvisionne en carburant.



Pressage du colza pour en faire du carburant dans un lycée agricole (Laurent Mignaux/Terra)

4.3 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de production de biocarburants et l'état des lieux



Donner la priorité au développement des biocarburants avancés tout en préservant les investissements réalisés / Publier un arrêté fixant les listes des biocarburants conventionnels et avancés ainsi que les modalités du double comptage / Viser un objectif d'incorporation pour les biocarburants avancés de 1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 pour l'essence, et de 1 % en 2018 et 2,3 % en 2023 pour le gazole, sous réserve qu'un ensemble de conditions soient réunies

Il n'est pas encore possible de rendre compte de la situation au regard des objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. En effet, les objectifs ont été fixés sur les biocarburants dits de 2^e génération. Or le périmètre de cette catégorie est encore en cours de discussion.



Autoriser le carburant ED95 qui contient 95 % d'éthanol et destiné à des véhicules lourds de flottes captives

L'arrêté relatif aux caractéristiques du carburant ED95 a été adopté le 29 mars 2016.

4.4 Les questions pour l'élaboration de cette Programmation pluriannuelle de l'énergie

Les biocarburants

En fonction de l'évolution de la demande et des objectifs fixés dans la directive RED II, quelle trajectoire d'incorporation pour les biocarburants, et en particuliers les biocarburants avancés, à horizon 2030 ?

Quels enjeux et quelles perspectives pour le développement de biocarburants avancés, en France et en Europe ?

Quelles barrières aujourd'hui à l'incorporation de biocarburants avancés ?

Quel objectif d'incorporation biocarburants avancés à horizon 2023 et à horizon 2028 ?

Quelle articulation entre les biocarburants de première génération et de deuxième génération ?

Les carburants alternatifs

En fonction de l'évolution de la demande et des objectifs fixés dans la directive RED II, quelle trajectoire d'incorporation pour les biocarburants, et en particuliers les biocarburants avancés, à horizon 2030 ?

Quels enjeux et quelles perspectives pour le développement de biocarburants avancés, en France et en Europe ?

Quelles barrières aujourd'hui à l'incorporation de biocarburants avancés ?

5. Les thèmes du débat public

Un enjeu de la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie va être de fixer de nouveaux objectifs de développement à chacune des filières d'énergie renouvelable à l'horizon 2028.

Ces choix vont notamment tenir compte de plusieurs enjeux :

- les coûts : dans la mesure où les énergies renouvelables sont à ce jour très majoritairement soutenues par la puissance publique (et à travers elle par le contribuable), il est important d'orienter le développement vers les filières les plus compétitives, ou qui disposent d'un potentiel de réduction des coûts qui les rendra compétitives dans un futur proche ;
- l'insertion dans le réseau :
- pour les énergies stockables, il y a un enjeu de développement des infrastructures de stockage et de distribution, notamment pour les carburants alternatifs ;
- pour l'électricité, les sources pilotables n'apportent pas le même service au réseau que les sources non pilotables.
- l'environnement : les impacts des installations de production d'électricité doivent être maîtrisés, qu'il s'agisse des impacts liés à leur implantation (pression foncière, respect des zones sensibles), ou ceux liés à leur exploitation (par exemple la pression sur la ressource en bois) ;
- l'emploi : il est important de connaître les dynamiques des différentes filières en France et les emplois que l'on peut en attendre.

Ce que le gouvernement attend du débat public, c'est de comprendre ce que les citoyens pensent du développement des différentes filières de manière à en tenir compte dans les objectifs respectifs qui leur seront assignés. L'objectif est d'obtenir une notion d'acceptabilité sociale par filière.



*Maintenir
un haut niveau
de sécurité
d'approvisionnement*



La **sécurité d'approvisionnement** est la garantie, pour un consommateur français, qu'il soit un particulier ou une entreprise, de disposer de l'énergie dont il

a besoin au moment où il en a besoin : électricité, approvisionnement des stations-service en carburants, livraisons de gaz...

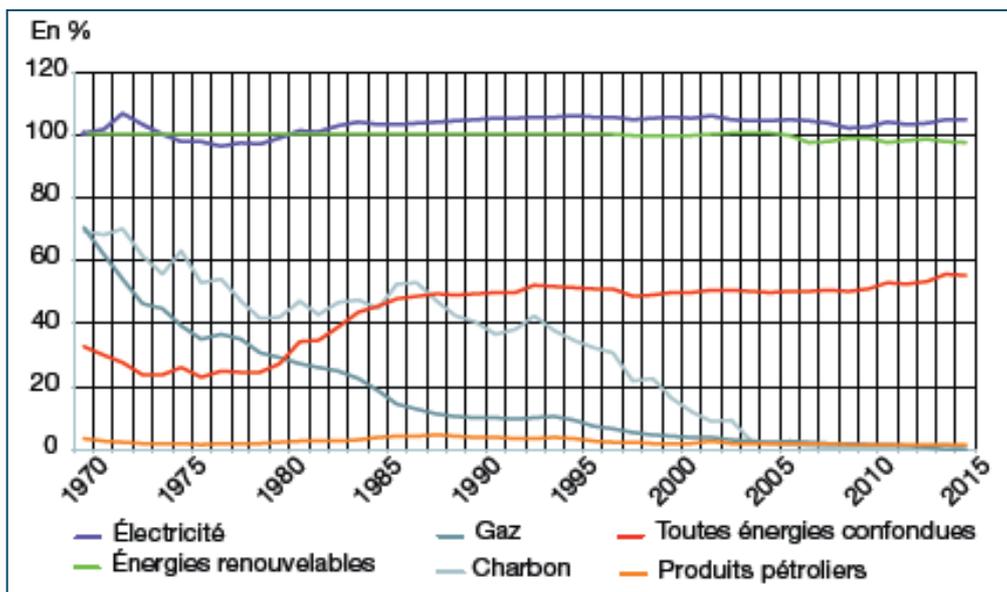
1. La sécurité d'approvisionnement

Assurer la continuité des importations

La quasi-totalité de l'énergie fossile consommée en France est importée : les courbes ci-dessous montrent depuis 2005 des taux d'indépendance énergétique proches de 0 % en gaz, charbon et pétrole. Il s'agit du rapport entre la production d'énergie primaire et la consommation d'énergie primaire, cela signifie que la France importe la quasi-totalité des combustibles fossiles qu'elle utilise.

La sécurité d'approvisionnement a donc une dimension géopolitique de continuité d'approvisionnement auprès des pays exportateurs : nous dépendons des pays qui disposent des ressources et si une crise politique conduit un pays à arrêter brutalement son exportation, cela peut mettre l'approvisionnement de la France en difficulté.

Indépendance énergétique – Source SDES*



L'importation des ressources n'est pas forcément contradictoire avec la sécurité d'approvisionnement de la France : un approvisionnement extérieur peut être sûr, s'il s'appuie sur des fournisseurs fiables et diversifiés, c'est-à-dire venant de plusieurs pays. Un approvisionnement exclusivement national peut aussi avoir des fragilités en cas de problème technique ou industriel.

La baisse de la consommation et la hausse de la production d'énergies renouvelables contribuent à réduire la dépendance vis-à-vis d'autres pays.

Assurer une continuité dans l'organisation du service au niveau national

La sécurité d'approvisionnement a aussi une dimension d'organisation interne à notre pays :

- pour le pétrole et le gaz, il s'agit d'assurer une logistique fluide qui achemine les bonnes ressources au bon endroit et au bon moment ;
- pour l'électricité, il s'agit de gérer l'équilibre entre production et consommation en temps réel car l'électricité ne se stocke presque pas.

Assurer la sécurité d'approvisionnement à un coût raisonnable est également un enjeu important.

La France n'a pas connu depuis plusieurs années de coupures électriques liées à des déséquilibres offre-demande. Si des situations tendues sont survenues liées à des indisponibilités inhabituelles du

parc de production, notamment dans le courant du mois de janvier 2017, aucune coupure ni recours à des moyens exceptionnels n'ont été opérés.

En ce qui concerne le gaz, malgré quelques situations tendues, aucun consommateur n'a subi de coupures de son approvisionnement en gaz sur les dernières années.

Des tensions ont pu apparaître sur l'approvisionnement en carburants pétroliers mais principalement liées à des difficultés de logistique d'approvisionnements nationaux dans des contextes de mouvements sociaux.

Les paragraphes suivants exposent les enjeux de sécurité d'approvisionnement des différentes sources d'énergie.

2. Absence d'enjeu de sécurité d'approvisionnement pour le charbon

La combustion du charbon est fortement émettrice de gaz à effet de serre. Le charbon ne compte plus que pour 3,4 % des ressources utilisées pour produire de l'énergie en France. L'utilisation de charbon devrait encore réduire avec la fermeture annoncée d'ici 2022 des centrales électriques utilisant du charbon. L'approvisionnement en charbon ne représente donc pas un enjeu stratégique pour la politique énergétique.

L'Australie était le principal fournisseur de charbon de la France en 2016 (31 % du total des importations). La Russie conforte son deuxième rang (27 %, part en hausse de 8 points sur un an), suivie par la Colombie (14 %) et l'Afrique du Sud (11 %). Les États-Unis, premier fournisseur de la France en 2013, ne figurent plus qu'en cinquième position, avec 8 % des importations françaises de charbon.

3. La sécurité d'approvisionnement pour le pétrole

Pour le pétrole, la sécurité d'approvisionnement recouvre des enjeux différents selon la perspective de temps :

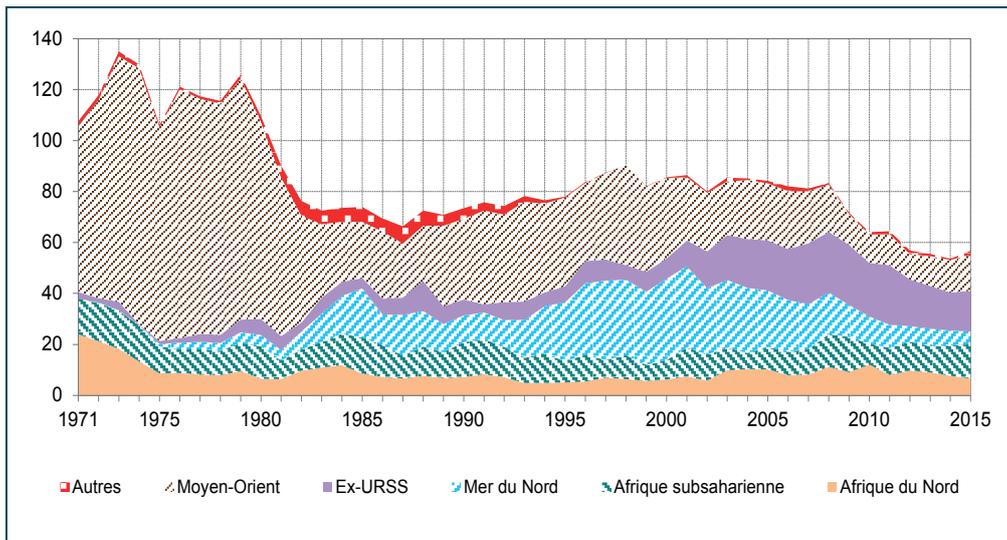
- à court terme, il s'agit d'éviter toute interruption dans la livraison des raffineries et des stations-service ;
- à moyen terme, il s'agit de réaliser des investissements nécessaires sur le réseau de transport et de distribution pour permettre de satisfaire la demande en produits pétroliers.

La France importe la quasi-totalité du pétrole brut destiné à l'alimentation de ses raffineries. Depuis 1998, les importations de pétrole brut baissent.

La France est ainsi approvisionnée par différents pays (cf. graphe ci-dessous) : l'Arabie Saoudite est le seul pays qui disposait en 2014 d'une part de marché supérieure à 20 %. Les pays membres de l'OPEP (Arabie Saoudite, Nigeria, Algérie, Angola) représentent un peu plus de la moitié des approvisionnements ; les pays de l'ancien bloc soviétique (Kazakhstan, Russie, Azerbaïdjan), comptent pour environ 30 %.



Importations de pétrole brut par origine (56,7 Mt en 2015) – Source : SDES



Il est essentiel de diversifier les sources d'importation pour ne pas risquer un manque d'énergie en cas de crise avec un pays dont la part des importations serait trop importante. Le marché mondial du pétrole brut permet de changer de fournisseur lorsque c'est nécessaire. Grâce à cela, la France a notamment pu surmonter la perte des approvisionnements irakiens en 1990 ou la forte réduction des approvisionnements libyens en 2011.

Les produits pétroliers sont les produits transformés par une raffinerie et utilisables directement à la consommation. Le gazole/fioul domestique est importé pour 45 % des volumes et le carburéacteur pour 48 %. La France exporte en revanche de l'essence, car le parc automobile français consomme plus de diesel que d'essence. Près de la moitié des importations de produits pétroliers provient de l'Union européenne, environ un tiers des pays de l'ancien bloc soviétique et d'Amérique du Nord.

3.1 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement en pétrole : les stocks stratégiques

Pour éviter des ruptures d'approvisionnement, des produits pétroliers sont stockés sur le territoire français. Les volumes stockés correspondent à ce qui serait nécessaire pour surmonter un dysfonctionnement momentané : il s'agit des stocks stratégiques. Les opérateurs proposant des produits pétroliers à la consommation ont l'obligation de constituer et de conserver des stocks stratégiques pétroliers correspondant à 29,5 % des volumes de produits finis, de pétrole brut ou de produits intermédiaires mis à la consommation au cours d'une année. Cette obligation peut être remplie directement ou en recourant à un comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP*) qui recourt principalement aux services de la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité (SAGESS*).

L'efficacité des stocks stratégiques dépend de la qualité des infrastructures de stockage ou de transport qui permettent de les conserver et de les faire circuler. Les stocks sont installés dans les raffineries, les dépôts d'importation et d'autres points de dépôts dont la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité s'assure qu'ils sont répartis au plus près des zones de consommation. Chaque zone de défense et de sécurité doit disposer de stocks équivalents à au moins 10 jours de consommation en essence et 15 jours de consommation en gazole.

3.2 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de sécurité d'approvisionnement en pétrole



Préserver les capacités de raffinage notamment par un rééquilibrage des consommations de carburants (du gazole vers l'essence)

La France dispose d'un outil de raffinage excédentaire en essence. Le rééquilibrage de la fiscalité essence gazole va entraîner une hausse de la consommation d'essence au détriment de celle du diesel. C'est un atout pour les raffineries dont la production pourra ainsi se rapprocher de la consommation française et favoriser un bilan importation/exportation des produits raffinés plus équilibré.



Veiller à ce que les stocks stratégiques pétroliers soient efficacement répartis sur le territoire national pour minimiser les risques de rupture d'approvisionnement en cas de crise

C'est l'objet du Plan de localisation des stocks stratégiques qui a été adressé au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP).



Identifier les points de fragilité du système pétrolier au regard du retour d'expérience de la crise de mai 2016

Les fragilités du système pétrolier, notamment en région Auvergne Rhône-Alpes, ont été identifiées. Elles ont fait l'objet de 11 recommandations dans un rapport de l'administration. Les sociétés, notamment de transport de produits pétroliers par canalisation, ont déjà intégré dans leur calendrier de travaux les conclusions de cette étude.



Préserver le maillage territorial des dépôts pétroliers et observer l'évolution du maillage territorial en stations-service

La localisation des dépôts fait l'objet d'une attention particulière, notamment dans les territoires sensibles. Pour avoir une bonne vision du maillage en stations-service, une étude spécifique devra être relancée.



Rapprocher les tarifs entre le gazole et l'essence dans le cadre des lois de finances

Outre l'évolution liée à la trajectoire de prix du carbone, la loi prévoit une augmentation progressive de la fiscalité du gazole par rapport à l'essence, à un rythme de + 2,6 c€/l par an entre 2018 et 2021, ce qui rendra égales les fiscalités du gazole et de l'essence en volume en 2021.



Dans le contexte de la transition énergétique et de la réduction de la consommation primaire d'énergies fossiles, l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures sur le territoire métropolitain continental ne constituent pas une priorité de la PPE

La loi mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures est une des briques du Plan climat et décline concrètement l'axe 9 : « Laisser les hydrocarbures dans le sous-sol ». La France est le premier pays au monde à avoir voté un projet de loi visant à interdire la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sur son territoire.

Elle :

- interdit toute nouvelle exploration d'hydrocarbures en France, c'est-à-dire met un terme à la recherche de nouveaux gisements ;
- engage l'arrêt de l'exploitation d'hydrocarbures en France : les concessions existantes ne pourront pas être renouvelées au-delà de 2040. Les nouveaux permis de recherche pourront être refusés, tandis que les situations légalement acquises seront respectées tout en se conformant au nouvel objectif de fin d'autorisation de renouvellement à l'horizon 2040 ;
- à partir du moment où est interdite la recherche d'hydrocarbures, et où aucun permis d'exploration de gaz de schiste n'a été délivré à ce jour, aucune exploitation de gaz de schiste ne sera plus possible en France. Pour l'instant, l'interdiction en vigueur ne concernait que la fracturation hydraulique.

3.3 Les questions pour l'élaboration de cette Programmation pluriannuelle de l'énergie

L'offre et la demande en produits pétroliers

Quels seront les impacts de la baisse de - 30% d'énergie fossile, l'augmentation de la part des ENR dans les carburants, du renforcement de la fiscalité écologique, du plan climat avec la fin de la commercialisation de véhicules à moteur thermique en 2040, ... sur la logistique pétrolière ?

Quels seront les effets de ces évolutions sur :

- l'outil de raffinage ;
- les métiers de la distribution de produits pétroliers,
- les infrastructures de stockage et de distribution ;
- les moyens de transport massif de produits pétroliers (pipelines, voies fluviale et ferrées).

Quels impacts sur la sécurité d'approvisionnement ?

Quels impacts sur l'aménagement du territoire (maillage dépôts et stations-service) ?

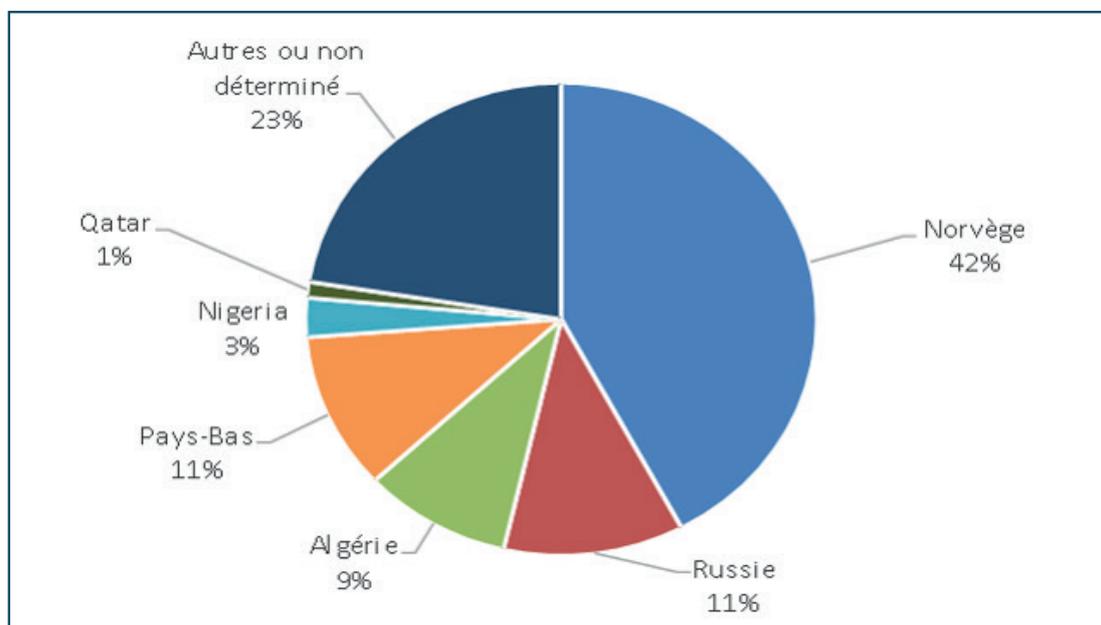
Quelles recommandations pourraient être formulées pour limiter ou éviter les effets négatifs de ces évolutions ?

Comment préparer la profession à ces changements ?

4. La sécurité d'approvisionnement pour le gaz naturel

La France produit très peu de gaz naturel et importe l'essentiel du gaz consommé.

Origine des importations gazières en 2015 – Source : SDES



En 2015, quatre pays ont alimenté le marché français en gaz :

- la Norvège (42 % des importations françaises),
- la Russie (11 %),
- les Pays-Bas (11 %)
- l'Algérie (9 %).

Les pertes de sources d'approvisionnement peuvent résulter soit de problèmes techniques sur les infrastructures, soit de tensions géopolitiques comme les crises russo-ukrainiennes, par exemple. Les stockages souterrains aménagés en France sont indispensables pour compléter les capacités d'importation lors des périodes de plus forte consommation en hiver.

Le réseau de transport comporte :

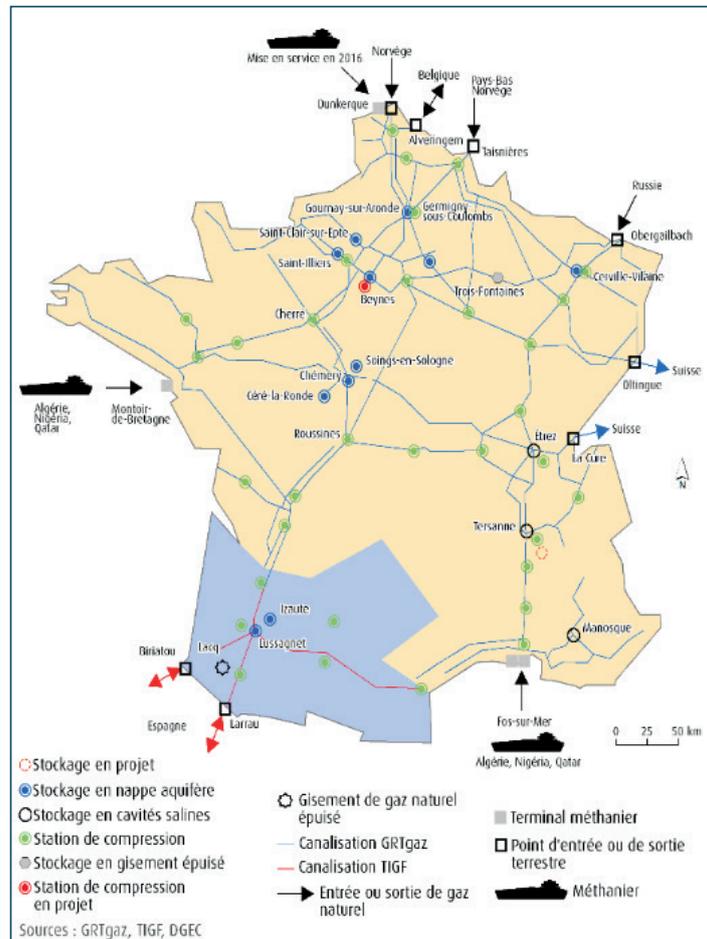
- 7 liaisons avec les réseaux des pays voisins grâce auxquelles la France peut importer 2 285 GWh par jour (196,5 ktep par jour) ;
- 4 points d'entrée de livraisons par bateaux grâce auxquelles la France peut importer environ 1 330 GWh par jour (114 ktep par jour).

12 sites stockent du gaz et ont la capacité d'en rendre au réseau jusqu'à 2 400 GWh par jour (206 ktep par jour). Ils contribuent à gérer les aléas du système.



Points d'interconnexion et terminaux méthaniers

Sources : GRTgaz, TIGF, DGEC



Le réseau de transport de gaz n'a pas la capacité physique d'importer tout le gaz correspondant à la consommation d'une journée d'hiver en un seul jour.

La continuité de fourniture en gaz aux clients est assurée grâce à des stocks de gaz constitués pendant l'été quand la consommation est plus faible et utilisés pendant l'hiver quand la consommation est plus forte. Les capacités de stockage permettent ainsi de couvrir près de 40 % des volumes de gaz consommés en France au cours de l'hiver.

Le critère de sécurité d'approvisionnement français actuel consiste à garantir pendant 3 jours la couverture des besoins en gaz de tous les consommateurs si la température chutait jusqu'à la température la plus froide pendant 3 jours consécutifs de ces 50 dernières années. Cela a conduit le système gazier français à être dimensionné pour fournir 4 100 GWh par jour pendant 3 jours notamment au moyen de stocks de gaz.

Les textes européens demandent aux pays de garantir pendant 7 jours la couverture des besoins en gaz des consommateurs particuliers si la température chutait jusqu'à la température la plus froide pendant 7 jours consécutifs de ces 20 dernières années. S'il s'agissait du critère retenu en France, les stocks nécessaires seraient moindres. Le niveau de sécurité français est donc plus protecteur, en termes de sécurité d'approvisionnement, que le niveau exigé dans le reste de l'Union européenne.

Les risques sur la sécurité d'approvisionnement en gaz dépendent de l'évolution moyenne de la consommation et aussi des pointes de demande.

4.1 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz

L'organisation de la sécurité d'approvisionnement en gaz est fondée sur trois piliers :

- une prévision de l'évolution de la consommation sur plusieurs années pour réaliser les investissements nécessaires pour y répondre ;
- une obligation de continuité d'approvisionnement pour les fournisseurs de gaz ;
- des mesures de sauvegarde en cas de crise gazière.

Une vision prospective pour dimensionner le système gazier

Les gestionnaires des réseaux de transport de gaz, GRTgaz et TIGF, planifient chaque année les besoins en investissements sur leur réseau pour répondre à la demande. Ces plans évaluent pour une période de dix ans l'évolution de la consommation et les infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées pour y répondre.

Une obligation de continuité d'approvisionnement

Les fournisseurs de gaz doivent assurer la continuité d'approvisionnement de leurs clients tout au long de l'année. Les fournisseurs ont une obligation de diversification des points d'entrée de leur approvisionnement sur le territoire national et de constituer des stocks.

Le plan d'urgence prévoit des mesures de sauvegarde en cas de crise gazière

En cas de crise, des dispositifs spécifiques sont prévus dans un « Plan d'urgence gaz ».

Il prévoit la mise en œuvre de mesures parmi lesquelles :

- la recommandation par les pouvoirs publics de modérer la demande d'énergie ;
- l'interruption de l'approvisionnement de clients industriels ayant accepté à l'avance ce service, par contrat rémunéré ;
- en dernier ressort, l'interruption de l'approvisionnement de consommateurs, en priorité industriels, par le gestionnaire de réseau auquel ils sont raccordés, sans indemnisation.

4.2 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz



Maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz actuel, plus exigeant que celui de nos voisins, jusqu'en 2018 et engager les études permettant de définir le niveau post 2018

Des personnalités de l'administration ont été missionnées pour proposer des évolutions des critères utilisés pour évaluer la sécurité d'approvisionnement en électricité. Leur rapport est attendu début 2018. Il pourra être utilisé pour alimenter la réflexion sur la redéfinition du critère dans le cadre de la révision de la PPE.



Assurer le remplissage des stockages de gaz souterrains nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

Le dispositif d'obligation de stockage de gaz naturel a été complété en juillet 2017 pour l'hiver 2017/2018 et une réforme plus profonde est prévue par la loi sur l'interdiction de l'exploration et la production des hydrocarbures.



Développer l'interruptibilité rémunérée en gaz à hauteur de 200 GWh/j en 2023

Des projets d'arrêtés ont été préparés. Ils ont reçu un avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie le 18 avril 2017 et un avis favorable de la Commission de régulation de l'énergie le 5 juillet 2017. Les interactions éventuelles de cette mesure avec le fonctionnement du système électrique font actuellement l'objet d'une vérification.



Approfondir la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport de gaz et d'électricité sur les risques pour le système électrique en période de tension sur le système gazier

4.3 Les questions pour l'élaboration de cette Programmation pluriannuelle de l'énergie

L'offre et la demande en gaz

Quelle va être l'évolution de la demande de gaz en France ?

Comment va évoluer l'approvisionnement en gaz naturel, notamment en termes de sources d'approvisionnement (Algérie, Norvège, Pays-Bas, Russie, gaz naturel liquéfié, gaz d'une source inconnue acheté sur une place de marché) ?

L'offre et la demande en gaz

Quelles conséquences, techniques et financières, pour les réseaux de distribution de gaz naturel des perspectives de baisse de la consommation et d'augmentation de l'injection de biométhane ?

Quelles perspectives de maîtrise de la demande en énergie offertes par le déploiement des compteurs communicants de gaz naturel ?

Quel développement du gaz naturel liquéfié (GNL) porté en substitution d'autres combustibles ou en concurrence avec le gaz naturel livré par les réseaux à l'horizon 2023 et 2028 ?

Quels objectifs pour l'utilisation du gaz naturel (comprimé et liquéfié) pour le transport routier et maritime à l'horizon 2023 et 2028 ?

Quelle vision du besoin d'infrastructures associé ainsi que des freins au changement de motorisation ?

Réseaux de transport de gaz, stockage et infrastructures d'importation de gaz naturel

Quelle évolution de l'utilisation des réseaux de transport, stockages souterrains, gazoducs d'importation et d'exportation et terminaux méthaniers peut-on attendre ?

Quelles conséquences, notamment techniques et financières, des perspectives de baisse de la consommation pour les infrastructures de gaz naturel ?

Quels besoins de développement de nouvelles infrastructures gazières et la justification de ces nouveaux investissements (fonctionnement du système gazier, sécurité d'approvisionnement, développement du marché intérieur européen...);

Quelles infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme?

5. La sécurité d'approvisionnement pour l'électricité

Du fait de l'évolution des usages et des modes de vie qui a vu exploser le chauffage électrique à partir des années 1980, et plus récemment l'utilisation d'appareils électriques et électroniques, la société française est aujourd'hui de plus en plus sensible, sur les plans économique et social, à la sécurité d'alimentation en électricité. Garantir la sécurité du système électrique est donc essentiel pour éviter les risques de toutes natures liés à une coupure de courant localisée ou généralisée.

L'électricité ayant pour particularité de ne pas pouvoir être stockée en grande quantité de façon économique, la quantité d'électricité produite et injectée dans le réseau doit être égale à tout moment à la quantité d'électricité consommée. Si l'équilibre était rompu, il ne serait plus possible d'alimenter certains clients. Une telle coupure est perturbante et coûteuse pour l'économie du pays.

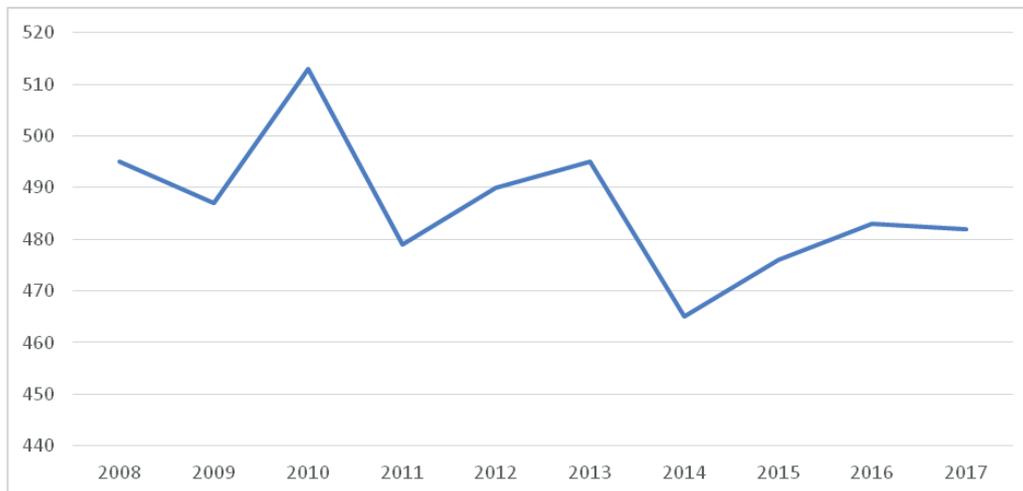


5.1 La pointe de consommation

L'évolution de la consommation d'électricité est portée sur le graphe ci-dessous¹⁰.

Elle a été stable entre 2016 (483TWh) et 2017 (482TWh).

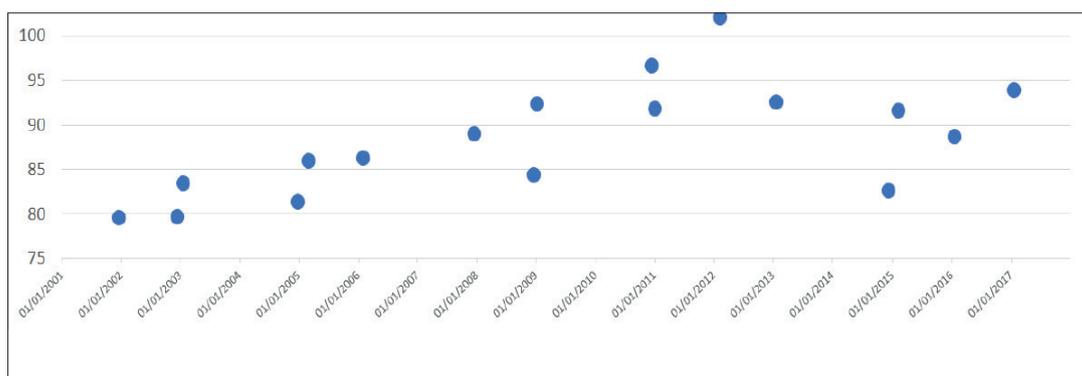
Évolution de la consommation d'électricité (TWh) – Source : RTE



En France, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est constitué par la pointe de consommation hivernale. Le chauffage est largement assuré par du chauffage électrique, c'est pourquoi des pics de demande se produisent lors des vagues de froid qui dépassent largement la consommation électrique moyenne. Pour une consommation annuelle de 531,3 TWh, si la production était répartie

également sur toute l'année, on aurait besoin de 61 GW installés pour les produire. Or, la demande peut dépasser 100 GW (pointe historique de 102,1 GW atteinte le 8 février 2012). Lorsque la température baisse d'un degré Celsius, on a besoin d'utiliser environ 2,4 GW de capacités de production d'électricité supplémentaires.

Évolution dans le temps des pics annuels de capacité depuis 2001 – Source RTE



Pour assurer ces pointes de consommation, on utilise :

- des capacités de production inutilisées habituellement ;
- des interconnexions : il s'agit de liaisons avec les systèmes électriques des pays voisins pour importer leur électricité ;

- des baisses de la consommation d'électricité : les tarifs heures pleines/heures creuses incitent par exemple les ménages à consommer l'électricité en-dehors des périodes de pointe.

¹⁰Les chiffres sont portés en Annexe.

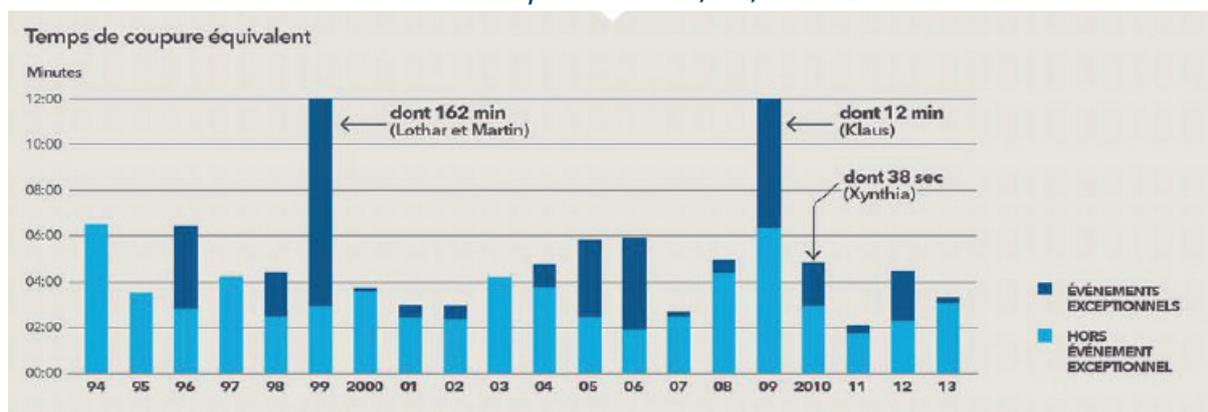
Le critère de sécurité d’approvisionnement en électricité est que le système n’ait pas de défaillance supérieure à 3h par an en moyenne sur 10 ans. Le gestionnaire de réseau de transport d’électricité (RTE) en est responsable. Ce critère vise la gestion du système, c’est-à-dire l’équilibre entre l’offre et la demande, et pas les pannes techniques. Il est donc très dépendant de la capacité à anticiper la demande, sa structure et l’évolution des pointes de consommation.

Le critère actuel compte de la même manière les défaillances quel que soit le nombre de clients qu’elles impactent. Cela constitue une piste de réflexion pour l’évolution du critère.

Ces dernières années, la pointe augmente moins vite que la consommation contrairement à la situation antérieure. La pénétration des véhicules électriques, lorsqu’on atteindra plusieurs millions de véhicules, pourra avoir un impact important sur la pointe en fonction de la manière dont se font les recharges. Il y a un enjeu important à pouvoir les piloter pour éviter que tous les véhicules ne se chargent au moment de la pointe du soir lorsque le conducteur rentrera chez lui.

Le schéma ci-dessous montre que les coupures d’électricité liées à un déséquilibre offre/demande sont de l’ordre de 3 à 4 minutes par an. Les coupures plus longues qui peuvent aller jusqu’à 12 minutes dans l’année sont liées à des événements exceptionnels.

Évolution du temps de coupure d’électricité – Source : Schéma décennal du développement de réseau de transport d’électricité, RTE, édition 2014



5.2 L’organisation de la sécurité d’approvisionnement en électricité

La continuité de la fourniture d’électricité repose sur deux outils complémentaires : le bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande réalisé par le gestionnaire de réseau de transport, RTE, et un marché : le mécanisme de capacité.

Le bilan prévisionnel de l’équilibre entre l’offre et la demande d’électricité, réalisé tous les ans par RTE¹¹, constitue l’outil de référence pour évaluer les risques pesant sur la sécurité d’approvisionnement électrique en France, et au besoin alerter sur d’éventuels déficits de capacité de production à moyen terme. Le bilan comprend une étude approfondie sur l’équilibre offre-demande sur les cinq années suivant sa publication. Il peut parfois étudier une période plus longue. Les prévisions sont réalisées grâce à un modèle qui simule de nombreux scénarios en s’assurant que la continuité de la fourniture d’électricité est assurée pour chacun. Les scénarios simulés combinent des

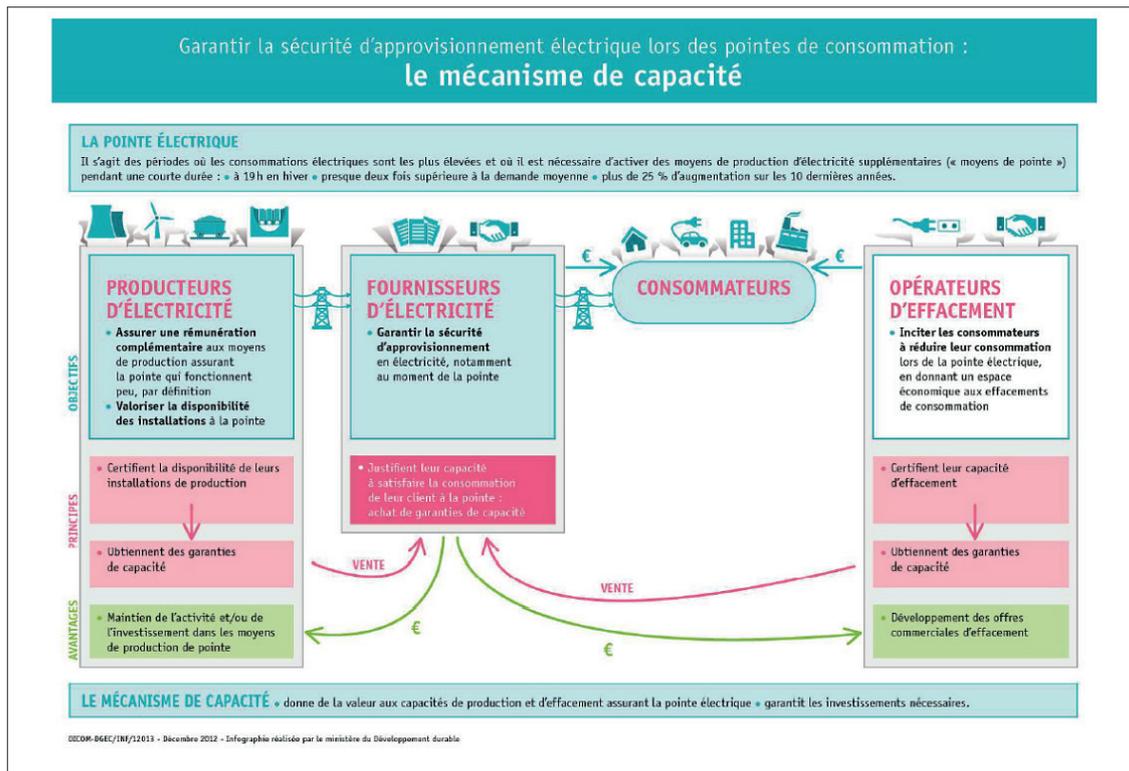
variantes portant sur : la demande, le climat, la disponibilité technique des moyens de production français, la disponibilité technique des moyens de production des pays avec lesquels notre système électrique est relié.

RTE a rendu public, début 2017, une nouvelle édition de son bilan prévisionnel sur l’évolution de l’offre et de la demande électriques qui propose 5 scénarios à l’horizon 2035¹².

Le mécanisme de capacité est un dispositif mis en place par l’État pour obliger les fournisseurs d’électricité à assurer la livraison de leurs clients pendant les pointes de consommation. Ils doivent prouver qu’ils ont les capacités de production nécessaires pour le faire en disposant de capacités de production ou en achetant des garanties équivalentes.

¹¹<http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

¹²<http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>



Une garantie de capacité peut être obtenue :

- en disposant de capacités de production (centrales thermiques, énergies renouvelables...);
- en achetant la garantie de mise à disposition de capacités de production pour faire augmenter la production auprès d'un exploitant ;
- en achetant des garanties de baisse de la consommation, par exemple auprès d'un industriel. C'est ce qu'on appelle l'effacement : l'industriel est prêt à réduire sa consommation d'électricité pendant une période – celle de la

pointe de consommation - pour permettre au fournisseur d'avoir suffisamment d'électricité pour couvrir les besoins de ses clients. Il déplace sa consommation à un moment où il n'y a plus de problème de pointe.

Le fonctionnement de ce mécanisme doit permettre de dimensionner correctement les capacités de production nécessaires à la consommation française au meilleur coût.

Pour l'année de livraison 2017, 89 GW de garanties de capacité ont été échangées.

5.3 La diversification du mix électrique

La diversification du mix électrique a également vocation à renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité. Ainsi que l'a rappelé à plusieurs reprises l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Il est en effet important de disposer de marges suffisantes dans le système électrique pour faire face à l'éventualité de suspendre simultanément le fonctionnement de plusieurs réacteurs qui présenteraient un défaut générique grave. Un exemple de tel défaut générique est l'anomalie de concentration en carbone de l'acier qui a affecté les générateurs de vapeur de douze réacteurs à l'hiver 2016.

Le développement des énergies renouvelables contribue ainsi au renforcement des marges d'approvisionnement susceptibles de pouvoir palier à de tels événements, dont l'impact sur l'équilibre du système électrique est susceptible de diminuer à la mesure de la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique.

5.4 La gestion de l'intermittence

L'éolien et le photovoltaïque, qui représenteront l'essentiel des développements d'électricité renouvelable dans les prochaines années, sont des sources d'énergie non pilotables : elles produisent en fonction du vent ou du soleil et pas de la consommation.

Un travail prospectif de RTE¹³ a comparé deux scénarios qui chacun s'interrogeait sur les conséquences sur le système de niveaux d'électricité non pilotable de 18 % et de 25 % en métropole. La conclusion est qu'il n'y aurait pas d'enjeu significatif sur la gestion du réseau. Cela s'explique par le fait que :

- les premiers GW de photovoltaïque installés permettent de couvrir la consommation courante car le photovoltaïque produit aux heures de journée ;
- l'éolien varie en moyenne assez peu d'une heure à l'autre et donc affecte relativement peu les prévisions qui doivent être faites pour les moyens de production qui seront utilisés pour compléter la production.

Le retour d'expérience international réalisé par l'Agence internationale de l'énergie (AIE*) sur la base de l'expérience des pays utilisant des sources d'énergies renouvelables non pilotables montre que l'intégration des énergies renouvelables non pilotables dans le système est déjà possible au moins jusqu'à 40 % d'intégration¹⁴. Au fur et à mesure de la hausse de leur place dans la production totale, la gestion du réseau évolue pour en tenir compte. À de

hauts niveaux d'intégration, le pilotage de la demande doit être actionné avec notamment des « compteurs intelligents », et d'autres formes de flexibilité comme le stockage.

Les enjeux des différentes solutions de production d'électricité en matière de sécurité d'approvisionnement sont multiples :

- La production nationale, qu'elle soit issue de sources renouvelables ou nucléaire, limite la dépendance aux importations ;
- D'un autre côté, la baisse de la part du nucléaire dans le mix électrique permet de réduire le risque lié à l'utilisation dominante d'une seule technologie et les conséquences qu'auraient des dysfonctionnements éventuels de cette technologie ;
- Par ailleurs, l'intermittence des énergies renouvelables peut être un élément de fragilisation de la sécurité d'approvisionnement ; la question de l'équilibre entre offre et demande ne se posant plus seulement lors des grands froids mais aussi lorsque le vent ou le soleil faiblissent.

C'est pourquoi le mix électrique doit être abordé comme une combinaison de moyens de production en utilisant au mieux les atouts de chaque technologie.

5.5 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité



Maîtriser la croissance de la pointe de consommation électrique

Les travaux sur la maîtrise de l'efficacité énergétique dans le bâtiment et les appareils consommateurs d'électricité contribuent à cet objectif.

Les appels d'offres relatifs à l'effacement également.

¹³RTE, 2015, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.

¹⁴<https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/getting-wind-and-solar-onto-the-grid.html>



Maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique (durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures) jusqu'en 2018 et lancer les études permettant de renforcer le niveau post 2018

Des experts de l'administration ont été missionnés pour examiner la nécessité de proposer des évolutions des critères utilisés pour évaluer la sécurité d'approvisionnement en électricité. Leur rapport pourra être utilisé pour alimenter la réflexion sur la redéfinition du critère dans le cadre de la révision de la PPE.



Donner la priorité aux effacements électriques par rapport à la construction de nouveaux moyens de production de pointe, en atteignant une capacité de 5 GW d'ici 2018 et 6 GW d'ici 2023 pour l'ensemble des formes d'effacement

En 2016, un appel d'offres a permis de retenir une capacité d'effacement de 3,1 GW.



Ne pas autoriser de nouvelle centrale thermique de production d'électricité au charbon non équipée de système de captage, stockage ou valorisation du CO₂/ S'orienter vers un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023), notamment grâce à l'introduction d'un prix-plancher du CO₂ qui devrait conduire à la fermeture des centrales

Aucune centrale n'a été autorisée. L'arrêt des centrales au charbon existantes en métropole est programmée d'ici 2022 dans le cadre du Plan climat.



En application du plafonnement à 63,2 GW de la capacité nucléaire, abroger par décret en 2016 l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim

Le décret d'abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim a été adopté le 8 avril 2017.



Maintenir la politique de traitement et de recyclage du combustible nucléaire

La politique de traitement et de recyclage du combustible est maintenue et le gouvernement a récemment réaffirmé que la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie définira les modalités du maintien du recyclage du combustible nucléaire qui revêt un caractère stratégique pour la France.



Poursuivre les travaux de développement des interconnexions essentielles identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE et continuer à étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions avec les pays voisins lorsqu'elles sont économiquement justifiées en terme de bénéfices pour les consommateurs français et européens

Des travaux sont en cours avec la Suisse, l'Espagne, le Royaume-Uni, l'Irlande. Les projets sont étudiés dans le cadre de l'élaboration de la liste des Projets d'Intérêt Communs au sein de la Commission européenne.



Introduire un signal prix à pointe mobile dans les tarifs réseaux pour renforcer l'incitation à la maîtrise de la consommation à la pointe et favoriser le développement des effacements



Démarrer en janvier 2017 le mécanisme de capacité afin de responsabiliser les fournisseurs d'énergie à garantir la sécurité d'approvisionnement d'électricité, et de s'assurer de la disponibilité des moyens de production et d'effacement de consommation nécessaires pour sécuriser l'alimentation électrique à moyen terme

Le mécanisme de capacité est en fonctionnement depuis début 2017.



Soutenir l'ensemble des actions du Pacte électrique breton en termes de maîtrise de la demande en électricité, de développement des énergies renouvelables et de sécurisation de l'alimentation électrique

L'inauguration du filet de Sécurité pour la Bretagne a eu lieu le 15 janvier 2018¹⁵.

¹⁵<http://www.rte-france.com/fr/actualite/inauguration-filet-securite-bretagne>



5.6 Les questions pour l'élaboration de cette Programmation pluriannuelle de l'énergie

La répartition de la production d'électricité entre filières (le mix électrique) en France a vocation à se transformer profondément dans les années à venir :

- objectif de 40 % d'électricité renouvelable en 2030 fixé par la loi de transition énergétique ;
- fermeture des centrales de production d'électricité à partir de charbon d'ici 2022, confirmée par le Plan climat ;
- réduction de la part de la production d'électricité d'origine nucléaire à 50%, à un horizon fixé à 2025 dans la loi de transition énergétique.

Les orientations du gouvernement pour le mix électrique ont, par ailleurs, été précisées lors du Conseil des Ministres du 7 novembre 2017 de façon à assurer sa cohérence avec les ambitions et les engagements de la France en matière de lutte contre le changement climatique.

Le compte-rendu du Conseil des Ministres précise que : « l'évolution du système électrique ne devra nécessiter aucun nouveau projet de centrale thermique à combustibles fossiles ni conduire à une augmentation des émissions de gaz à effet de serre de notre production électrique ». Le gouvernement s'est d'ailleurs à ce titre engagé sur un objectif de fermeture des centrales charbon d'ici 2022.

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie a vocation à préciser le chemin vers ces objectifs d'ici 2028. Elle s'appuiera sur des scénarios de référence d'évolution de la consommation d'énergie élaborés par le ministère de la Transition écologique et solidaire. Elle précisera en particulier le cadre de l'évolution du parc nucléaire.

Les enjeux du choix du mix électrique sont notamment les suivants :

- la sûreté nucléaire qui doit rester une priorité absolue, y compris dans la perspective de la prolongation de la durée de vie des réacteurs ;
- la sécurité d'approvisionnement : pour satisfaire la demande d'électricité de façon pérenne, le rythme de fermeture des réacteurs nucléaires doit être cohérent avec l'évolution de la demande et de la dynamique de progression des EnR et du parc thermique de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement ;
- les impacts économiques : impact sur les prix de l'électricité qui ont un fort enjeu pour la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des ménages, effet sur la balance commerciale ;
- l'évolution de l'emploi, dans l'ensemble des filières : énergies renouvelables, mobilité propre et la rénovation énergétique, production fossile et nucléaire ;
- les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique, dans le contexte global de recherche de la neutralité carbone à l'horizon 2050 ;
- l'impact sur l'activité de traitement-recyclage des combustibles usés dont le gouvernement souhaite le maintien (cet objectif étant au contraire contesté par certains participants à l'atelier) ;
- l'impact sur les territoires où sont localisées les activités de production d'électricité actuelles ou futures ;
- le risque d'erreur sur les prévisions et d'inadéquation entre les réalisations de production des différentes filières, de consommation et d'exportations, susceptible de dégrader à un titre ou un autre les différents impacts précédents, ainsi que l'incertitude sur la disponibilité des technologies n'ayant pas encore fait leurs preuves.

Les scénarios de RTE

Conformément à la réglementation, RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, publie chaque année un « bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande électrique ». L'édition 2017¹⁶ porte sur les années 2019 à 2035. Ce bilan prévisionnel a pour objectif de vérifier si le parc de production d'électricité a la capacité de fournir l'électricité pour répondre à la consommation des Français à tout instant.

Pour cela, RTE simule des scénarios qui font varier des hypothèses concernant :

- les niveaux de consommation d'électricité ;
- l'évolution du parc de production d'électricité : rythme de construction d'installations de production d'énergie renouvelable (EnR), construction ou fermeture de centrales thermiques (charbon, gaz) ou de réacteurs nucléaires ;
- les scénarios climatiques annuels possibles qui jouent à la fois sur la demande (plus il fait froid, plus elle est élevée) et sur la disponibilité de certaines installations de production renouvelable et classiques ;
- la disponibilité des centrales (arrêts techniques), en tenant compte notamment de l'impact des travaux nécessaires à la prolongation des réacteurs ;
- la disponibilité de l'électricité produite dans les pays voisins dont le système est relié au système électrique français ;
- le prix des combustibles (charbon, gaz, pétrole) et du CO₂ (taxe).

La combinaison de toutes ces variables donne un nombre de scénarios possibles très important. RTE a choisi de présenter cinq scénarios cohérents économiquement et techniquement valables qui illustrent des visions contrastées.

Les différents scénarios ont fait l'objet de nombreuses variantes afin de vérifier leur robustesse. Les principes de construction des cinq scénarios de RTE sont les suivants :

- **scénario « Ohm »** : atteinte des 50 % de nucléaire dans la production électrique en 2025, avec ajustement par des moyens de production thermiques. Ce scénario entraîne la construction de 12 GW de nouvelles centrales à gaz, et conduit le secteur électrique à émettre 42 Mt de CO₂ par an en 2035 ;
- **scénario « Ampère »** : réduction de la production nucléaire au rythme de développement des énergies renouvelables. Ce scénario est explicité plus en détail ci-après ;
- **scénario « Hertz »** : recours à des moyens thermiques pour diminuer la part du nucléaire dans un contexte de moindre développement des renouvelables. Ce scénario conduit à la mise en service de 10 GW de nouvelles centrales au gaz, et conduit le secteur électrique à émettre 19 Mt de CO₂ par an en 2035 ;
- **scénario « Volt »** : développement soutenu des énergies renouvelables et choix d'évolution du parc nucléaire uniquement en fonction de sa rentabilité économique à l'échelle de l'Europe. Ce scénario est explicité plus en détail ci-après ;
- **scénario « Watt »** : arrêt de tous les réacteurs existants sans prolongation à l'échéance de leur 4^e réexamen décennal. Ce scénario conduit à la mise en service de 21 GW de nouvelles centrales à gaz, et conduit le secteur électrique à émettre 32 Mt de CO₂ par an en 2035¹⁷.

¹⁶<http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

¹⁷En 2016, le parc de production thermique d'électricité comportait 12 GW de production à gaz, et émettait au total 22 Mt de CO₂.



Scénarios mis en discussion par le gouvernement

Sur les cinq scénarios de RTE, trois ne sont dans leurs principales variantes pas compatibles avec la volonté du gouvernement de ne pas augmenter les émissions du secteur électrique, ni construire de nouvelles centrales à gaz en cohérence avec les objectifs climatiques de la France : Ohm, Hertz et Watt.

Le gouvernement a donc souhaité utiliser pour la discussion en atelier uniquement les scénarios Ampère et Volt qui sont détaillés ci-après. Ils constituent des scénarios « enveloppe » dont l'analyse pourra servir de base pour la construction des scénarios qui seront finalement retenus dans la nouvelle PPE.

Ce choix a été contesté par certains participants de l'atelier, qui auraient souhaité que tous les scénarios soient discutés pour donner une vision plus complète des choix et des impacts. Ils considèrent qu'en l'état, aucun des cinq scénarios principaux de RTE n'est acceptable, puisqu'ils conduisent soit à une hausse des émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique, soit à une capacité nucléaire supérieure à ce qui serait nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction du nucléaire à 50 % à l'horizon 2025.

Certains participants ont par ailleurs souligné que l'objectif de neutralité carbone ne doit pas être cherché au niveau du secteur électrique seul mais de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre françaises : c'est selon eux à l'aulne de cet indicateur que la trajectoire électrique doit être analysée et que le maintien de capacités de production au gaz doit être évalué, d'autant plus que le gaz est susceptible de devenir renouvelable.

Le gouvernement souligne que l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 est particulièrement ambitieux et va nécessiter des efforts maximums dans tous les secteurs en production comme en consommation. Après trois années de stabilité, les émissions de gaz à effet de serre de la France ont d'ailleurs recommencé à augmenter en 2017. La trajectoire électrique doit s'inscrire dans cette perspective : le système électrique, qui apporte aujourd'hui une contribution essentielle à cet objectif, doit améliorer encore sa performance alors même qu'il doit faire l'objet, sur cette période, d'importants réinvestissements.

À partir de la présentation des scénarios du bilan prévisionnel de RTE compatibles avec les orientations définies dans la communication du Gouvernement du 7 novembre dernier :

- Quelles hypothèses associées à différentes trajectoires possibles de mix électrique doit-on retenir?
- Quels impacts peut-on attendre de ces trajectoires, en termes d'émissions de gaz à effet de serre, d'emploi, de coût de l'électricité, de solde exportateur, de sécurité d'approvisionnement, etc ?

Ces sujets ont donné lieu à des débats qui sont retranscrits en Annexe 3.

La sécurité d'approvisionnement globale

Quels sont les critères de sécurité d'approvisionnement pertinents en électricité et en gaz ?

Quels risques couvrent-ils ? Quels sont les outils de diagnostic ?

Comment évoluent les marges au regard de ces critères et quelles sont les prévisions pour l'avenir ?

Quels sont les enjeux de sécurité d'approvisionnement dans le contexte européen ?

Quel est notre niveau d'échanges avec les pays voisins (interconnexions électriques et gazières, approvisionnement en combustible) ?

Quelles sont les mesures existantes et à venir nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz (bilan prévisionnel, diversification des sources d'approvisionnement, mesures relatives au stockage, interruptibilité, délestages...)?

Quelles sont les mesures existantes et à venir nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité (bilan prévisionnel pluriannuel, mécanisme de capacité) ?

Quelle articulation entre les bilans prévisionnels gaz et électricité ?

6. Les thèmes du débat public

Les critères de sécurité d’approvisionnement qui ont été confirmés par la Programmation pluriannuelle de l’énergie de 2016 sont très protecteurs pour le consommateur français :

- en matière de gaz, le système doit permettre d’alimenter en gaz pendant 3 jours une pointe de froid tel qu’il n’en survient qu’un tous les 50 ans ;
- en matière d’électricité, le gestionnaire de réseau doit assurer que le système ne sera pas coupé plus de 3 h dans l’année pour raison de déséquilibre entre l’offre et la demande.

Ces garanties font du consommateur français l’un des plus protégés en Europe. Elles ont un coût : des coûts de stockage pour le gaz et des coûts de construction d’installations à l’arrêt la plupart du temps et utilisées sur de très courtes périodes. Les consommateurs paient ces coûts à travers leurs factures : le coût du stockage représente environ 5 % du montant de la facture pour un ménage.

Les nouvelles flexibilités vont permettre de réduire ces coûts. Le gouvernement souhaite interroger le public sur le niveau des garanties : qu’est-ce que le public pense de la manière dont les critères sont formulés ? Est-ce que d’autres définitions ou d’autres niveaux seraient plus pertinents ? Est-ce que les consommateurs seraient prêts à courir un risque de coupure plus important pour que le coût de son énergie soit plus faible ?

Le gouvernement tiendra compte des retours pour décider de modifier ou non les critères de sécurité d’approvisionnement.

L’évolution de la consommation d’électricité, le rythme de développement des énergies renouvelables et la baisse de leurs coûts, la place de l’énergie nucléaire, l’adaptabilité de notre système électrique aux évolutions technologiques et sa résilience face aux aléas sont autant de questions structurantes pour nos choix relatifs à la production électrique.

À long terme, l’évolution du mix électrique dépendra notamment du rythme de développement du stockage et des solutions de flexibilité, comme le pilotage de la consommation, indispensables pour accompagner un développement massif des énergies renouvelables, assurer la sécurité d’approvisionnement et notre souveraineté énergétique.

Le Gouvernement a pris acte des études menées par RTE qui montrent que la réduction de la part du nucléaire à 50 % à l’échéance de 2025 soulève d’importantes difficultés de mise en œuvre au regard de nos engagements en matière climatique. Malgré le développement volontariste des énergies renouvelables entrepris par le Gouvernement, et du fait de la faible maturité à court terme des solutions de stockage, la France serait contrainte de construire jusqu’à une vingtaine de nouvelles centrales à gaz dans les sept prochaines années pour assurer la sécurité d’approvisionnement lors des pointes de consommation, conduisant à une augmentation forte et durable de nos émissions de gaz à effet de serre.

L’objectif du gouvernement reste d’assurer dès que possible l’atteinte de l’objectif de réduire à 50% la part d’électricité d’origine nucléaire.

Au-delà de la centrale nucléaire de Fessenheim, dont le Gouvernement confirme la fermeture lors de la mise en service de l’EPR de Flamanville, la programmation pluriannuelle de l’énergie fixera les orientations en matière de réduction du parc nucléaire existant, en intégrant l’incertitude sur les avis futurs de l’Autorité de sûreté nucléaire, autorité indépendante, concernant la prolongation de la durée d’exploitation des réacteurs au-delà de leur quatrième visite décennale. La Programmation pluriannuelle de l’énergie définira également les modalités du maintien du recyclage du combustible nucléaire.

Le gouvernement sera à l’écoute des retours du public sur les variantes des scénarios « Volt » et « Ampère » permettant d’assurer qu’aucune nouvelle centrale thermique à combustibles fossiles ne soit construite et que les émissions de gaz à effet de serre de la production électrique française n’augmentent pas.

*Préparer
le système énergétique
de demain plus
flexible et décarboné
en développant nos
infrastructures*

1. Le développement des réseaux

L'essor de la production électrique décentralisée se traduit par l'apparition de nouvelles zones de production, induisant dans certains cas un besoin de renforcement du réseau de transport et du réseau de distribution. Par ailleurs, le caractère intermittent de certaines énergies renouvelables, en développement dans toute l'Europe, renforce le besoin d'interconnexions entre la France et ses voisins et le développement de nouveaux moyens de flexibilité.

Dans la décennie à venir, les besoins en investissements sont estimés à :

- 1,5 milliard d'euros par an pour le réseau de transport, dont 1 milliard pour le développement du réseau et 400 millions d'euros pour le renouvellement des équipements ;
- 4 milliards d'euros par an pour le réseau de distribution. Les besoins d'investissement vont continuer de croître : les réseaux de distribution ont

été conçus pour approvisionner des consommateurs et non pour accueillir des productions. Or, le réseau basse et moyenne tension accueille aujourd'hui l'essentiel des nouvelles capacités d'énergies renouvelables décentralisées, c'est pourquoi il doit évoluer pour acheminer aussi bien l'électricité qui vient des producteurs que celle qui est livrée aux consommateurs.

Le développement de la production décentralisée, notamment dans des zones de consommation peu denses, nécessite généralement la création ou le renforcement des réseaux. À cet égard, la localisation et la taille des installations de production sont déterminantes en termes de coûts de raccordement.

1.1 Les réseaux intelligents

L'évolution vers plus d'intelligence des réseaux combine le déploiement de nouvelles familles d'équipements (capteurs, équipements télé-opérables, équipements de communication...), la numérisation des équipements existants et le développement de

logiciels et systèmes informatiques capables de traiter les volumes d'informations collectées sur les réseaux. Les réseaux dits intelligents permettent de piloter la consommation de manière active et d'améliorer l'efficacité énergétique.

1.2 Les compteurs communicants

La mise en œuvre des nouveaux compteurs Linky pour l'électricité et Gazpar pour le gaz doit permettre de mieux connaître les consommations des usagers et d'améliorer la qualité du service qui leur est rendu. Les deux compteurs permettront une mesure plus fine de la consommation et des informations relatives à la qualité de l'énergie. Linky permettra un pilotage à distance par le gestionnaire de réseau de distribution qui, en cas de problème, pourra cibler la coupure d'une maison par exemple plutôt que d'un quartier.

Linky et Gazpar permettront notamment d'effectuer des opérations de maintenance préventive sur le réseau en ayant des informations plus tôt et plus précises. Cela devrait dégager des économies sur la gestion du réseau et améliorer son efficacité.

Pour Linky, l'investissement est de l'ordre de 5 milliards d'euros. Il est environ 1 milliard d'euros pour Gazpar. L'amélioration d'efficacité économique attendue de ces compteurs compensera les coûts d'investissement selon les calculs de la Commission de régulation de l'énergie (CRE*).

Le compteur améliorera la gestion du réseau basse tension, en proposant notamment un suivi plus fin du niveau de la tension et une détection plus rapide des pannes ainsi que des anomalies de consommation. Le compteur communicant permettra ainsi d'optimiser la gestion et le développement du réseau de distribution et facilitera l'intégration massive d'énergies renouvelables et de véhicules électriques.



Mise en service d'un compteur Linky (Arnaud Bouissou/Terra)

Du point de vue du consommateur, les relevés seront effectués à distance et permettront des facturations sur la base de données réelles et non plus estimées.

Le compteur permettra de simplifier certaines opérations (changements de contrat, de fournisseur). Il favorisera également l'émergence de services de maîtrise des consommations : grâce à Linky, un fournisseur pourrait par exemple proposer à ses clients un service rémunéré d'effacement pendant la pointe électrique en baissant la consommation des seuls congélateurs pendant une demi-heure.

Pour le gaz, les compteurs Gazpar permettront de prioriser des bâtiments ou des quartiers plus consommateurs lors d'opérations de rénovation. Pour l'électricité, Linky devrait permettre l'apparition de nouvelles offres tarifaires afin d'inciter à la maîtrise de la consommation à la pointe et en permettant le contrôle à distance.

Pour la confidentialité des données, la protection de la vie privée et la sécurité du système de comptage, la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL*) a été étroitement associée à l'ensemble des travaux et a renforcé le cadre de protection du consommateur¹⁸.

Le dispositif prévoit :

- une gestion sécurisée des données conservées dans les systèmes d'information. Le consommateur reste propriétaire de ses données ;
- des actions de pédagogie auprès du consommateur afin de l'informer sur les nouvelles possibilités qui s'offrent à lui et sur ses droits.

Dans les deux cas des travaux ont été réalisés avec l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI*) afin que toutes les mesures de protection nécessaires soient prises.

Les questions sanitaires ont également fait l'objet d'études de la part de l'Agence nationale des fréquences (ANFR*)¹⁹ et de l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (ANSES*) afin de garantir la protection des utilisateurs.

¹⁸<https://www.cnil.fr/en/node/23936>

¹⁹<https://www.anfr.fr/fr/toutes-les-actualites/actualites/compteurs-linky/#menu2>

1.3 Le pilotage de la demande électrique : l'effacement

Un effacement de consommation consiste à réduire temporairement sa consommation d'électricité par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire. Les fournisseurs et certains opérateurs spécialisés proposent à leurs clients (des particuliers ou des sites industriels) des solutions techniques pour « mettre en pause » pendant quelques minutes ou quelques heures certains de leurs équipements dont la consommation est flexible (i.e. pour les particuliers : radiateurs, ballons d'eau chaude, climatiseurs, pour les industries : fours industriels...). Cette pause permet de passer une pointe de consommation sans recourir à un moyen de production supplémentaire. La consommation n'est pas annulée, elle est reportée dans le temps.

L'effacement existe depuis longtemps : les « heures creuses » pendant lesquelles les prix de l'électricité étaient moins chers incitaient les consommateurs à déclencher leurs appareils quand la consommation était plus faible. Ce que changent les réseaux intelligents, c'est que le pilotage de la demande électrique pourra être fait de manière fine et automatisée. Des opérateurs vont proposer des services pour piloter des baisses de consommation pendant les pics de consommation sans que le confort des consommateurs soit altéré. Cela permettra de faciliter l'effacement.

1.4 Le stockage d'électricité

Certaines technologies de stockage d'électricité gagnent rapidement en maturité. Le stockage d'électricité à grande échelle est en train de devenir une réalité technologique. Il permet d'équilibrer la production et la consommation en stockant de l'électricité lorsque la consommation est faible et à l'inverse, lors d'une consommation plus forte, il rend de l'électricité au réseau. Le développement du stockage d'électricité devrait aider à gérer un réseau comportant davantage d'énergies renouvelables dont la production dépend des conditions de climat (vent, ensoleillement...).

Le stockage peut être réalisé de 3 manières différentes :

- un stockage mécanique : deux retenues d'eau sont nécessaires, l'une plus en altitude que l'autre. Lorsque la consommation est importante, l'eau du bassin en hauteur est libérée pour produire de l'électricité par la force mécanique de la gravité. Lorsque la consommation est plus faible, de l'électricité est utilisée pour faire remonter de l'eau dans le bassin en hauteur ;

Les consommateurs peuvent offrir de quelques kilowatts (particuliers) à quelques mégawatts (industriels) de puissance flexible ce qui, étendu à un grand nombre de consommateurs, permet de réduire significativement la demande en cas de tension sur l'équilibre entre la production et la consommation.

Les effacements de consommation contribuent donc à la sécurité d'approvisionnement sur le réseau et, à moyen terme, réduisent les besoins de développement de nouvelles capacités de production et donc réduisent les coûts.

En 2016, les capacités d'effacement se sont élevées à 3,1GW. La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 a fixé l'objectif de 5 GW de capacités totales d'effacement d'ici 2018 et 6 GW en 2023.

Les effacements réalisés chez des industriels sont très majoritaires, la filière des effacements diffus (i.e. chez les particuliers), est encore peu mature. On peut estimer au maximum le gisement diffus à 500-600 MW.

- un stockage chimique par piles ou batteries. À noter qu'une voiture électrique comporte une batterie qui stocke de l'électricité pour l'utiliser pendant la période où la voiture roule. Le développement des voitures électriques couplé avec l'intelligence des réseaux pourrait à terme offrir une flexibilité intéressante pour l'équilibre du réseau ;
- un stockage thermique par chaleur (i.e. ballons d'eau chaude).

De l'électricité peut être utilisée pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. C'est un vecteur de transformation de l'énergie, car cela transforme de l'électricité en gaz, énergie stockable. On peut l'utiliser entre réseaux d'électricité et de gaz (*power to gas* en anglais), de carburants (*power to liquid* en anglais) ou pour la mobilité (piles à combustible pour véhicules). Cette solution est encore chère. La perspective de développement des énergies renouvelables non pilotables pourrait changer cet équilibre économique : il permettrait d'utiliser de l'électricité inutile sur le réseau électrique quand elle est produite (quand il y a



du vent ou du soleil qui produisent plus que le niveau de consommation), pour produire une autre forme d'énergie qui est stockable.

Le développement du stockage d'électricité pourrait contribuer à :

- mieux utiliser les capacités de production en diminuant la pointe de consommation ;
- développer l'autoconsommation voire de l'autonomie énergétique de sites isolés ;
- baisser les besoins de renforcement des réseaux

de distribution et de transport d'électricité et donc à faire des économies de réseau.

Les moyens de stockage décentralisés présentent encore un coût d'investissement élevé qui ne permet pas leur rentabilité en métropole continentale. Le coût des batteries baisse toutefois rapidement en même temps que le développement des énergies non pilotables.

1.5 Les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016

ÉLECTRICITÉ



Préciser d'ici la prochaine PPE les besoins de flexibilité du système électrique à l'horizon 2023 et 2030 et identifier les leviers de flexibilité les plus pertinents au plan technique et économique

Travail en cours dans le cadre de la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.



Contribuer au développement des énergies renouvelables en révisant les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENR) lorsqu'ils arrivent à saturation

Le S3RENR de Hauts-de-France est arrivé à saturation. Les travaux de révision ont été engagés.



Mettre en place le « Comité du système de distribution publique d'électricité »

Les membres du Comité du système de distribution publique d'électricité ont été nommés par Arrêté du 13 avril 2017. La première réunion s'est tenue le 23 novembre 2017. Les informations sur la composition et le rôle de ce Comité sont en Annexe.



Développer les réseaux intelligents en accompagnant le passage de la phase des démonstrateurs au déploiement industriel à partir de retours d'expérience des démonstrateurs en cours et s'assurer de la mise en œuvre des expérimentations prévues dans la loi à échéance de 2018

Trois projets régionaux localisés respectivement en Pays de la Loire et Bretagne, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Hauts-de-France, ont été retenus pour le déploiement à grande échelle. De premiers investissements des gestionnaires de réseau ont été faits.

Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, Enedis, est en cours d'identification d'expérimentations de flexibilité locale. Les premiers contrats devraient être passés en 2018.



Mettre en œuvre les actions labellisées « Réseaux électriques intelligents » pour amplifier la dynamique engagée par les nombreux démonstrateurs

Le Plan Réseaux Électriques Intelligents est en cours de déploiement :

- 80 professionnels représentant les solutions françaises de réseaux intelligents se sont associés au sein de l'association « Think Smart Grids » (Pensez réseaux intelligents) ;
- l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME*), les gestionnaires de réseau de distribution de l'électricité (ENEDIS* et l'ADEE*), et le gestionnaire de réseau de transport d'électricité (RTE*) ont réalisé une étude sur la valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents, disponible sur internet²⁰;
- les projets régionaux labellisés « Réseaux électriques intelligents » par l'ADEME* se déploient.



Accompagner le développement des systèmes de stockage par une réflexion sur la réglementation et la tarification réseau applicables à ces systèmes

L'accompagnement du développement des systèmes de stockage, en particulier du stockage électrochimique par batterie, s'est concrétisé à travers le lancement d'appels d'offres dans les zones non interconnectées (les îles) pour des systèmes couplant production photovoltaïque et stockage (67 lauréats représentant 63 MW installés annoncés à l'été 2017) ainsi que de la publication en avril 2017 par la Commission de régulation de l'énergie (CRE*) d'une méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.



Engager d'ici 2023 des projets de stockage sous forme de stations de transfert d'énergie par pompage en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités supplémentaires à l'horizon 2030

L'État a commencé la recherche de sites qui pourrait accueillir une station de transfert d'énergie par pompage ou l'accroissement des installations existantes.

²⁰<http://www.ademe.fr/valorisation-socio-economique-reseaux-electriques-intelligents>



Labelliser en 2016 des projets de démonstration d'envergure dans le cadre de l'appel à projets « Territoires Hydrogène »

39 projets ont été labellisés Territoires Hydrogène. Ces projets couvrent toute la chaîne de valeur de l'hydrogène, depuis le stockage de production d'électricité renouvelable jusqu'à l'usage d'hydrogène pour les applications aéronautiques en passant par le développement de la mobilité électrique à hydrogène.



En fonction de l'évolution de la consommation d'électricité et des exportations, du développement des énergies renouvelables, des décisions de l'ASN et de l'impératif de sécurité d'approvisionnement, décider des fermetures et des prolongations de l'exploitation au-delà de leur 4^e visite décennale de certains réacteurs au cours de la deuxième période de la PPE

L'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) n'a pas encore rendu d'avis sur des travaux qui seraient nécessaires ou non pour que les réacteurs approchant les 40 ans puissent continuer à produire.



Mettre en œuvre le nouveau plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs

Le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs portant sur la période 2016-18 a été transmis au Parlement et rendu public en février 2017. Le projet de plan a fait l'objet d'une évaluation environnementale et d'une consultation du public, permettant ainsi de donner une vision intégrée des enjeux associés à la gestion des matières et des déchets radioactifs. Le plan renforce l'approche par filière de gestion et la nécessité de prévoir la production de déchets radioactifs, notamment ceux de très faible activité.

GAZ



Réaliser les projets Val de Saône et Gascogne midi avant 2018 afin d'achever la construction du marché gazier français



Soudeurs sur le chantier de raccordement GR I gaz Val de Saône (Arnaud Bouissou/Terra)



Étudier l'opportunité avant 2018 de développer de nouvelles interconnexions gazières, notamment avec l'Espagne, au regard d'une analyse coût bénéfice, d'une répartition transfrontalière des coûts équitables au regard des bénéficiaires et de l'acceptabilité des projets

Les travaux d'analyse sont en cours.



Veiller au respect de l'interdiction de la fracturation hydraulique et par voie de conséquence de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste

Aucun permis d'exploiter des gaz de schiste n'a été délivré en France. Le projet de loi mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures va plus loin en interdisant toute nouvelle exploration d'hydrocarbures.



Rechercher une transparence par les acteurs gaziers de l'origine du gaz naturel et en particulier de la part du gaz de schiste importé afin de permettre à leurs clients d'évaluer correctement leur empreinte environnementale dans le cadre de leur reporting

CHALEUR



Favoriser la densification massive des réseaux et la création de nouveaux réseaux de chaleur et de froid afin de multiplier par 5 la quantité d'énergie renouvelable et de récupération délivrée par les réseaux d'ici 2030 (et par 2 d'ici 2023)

La Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 prévoit deux axes de progression des réseaux de chaleur et de froid : d'une part la densification / extension / création des réseaux existants, et d'autre part l'augmentation de la chaleur renouvelable au sein de ces réseaux.

Les réseaux de chaleur jouent un rôle en termes de lutte contre la précarité énergétique car les clients finaux sont, en grande majorité, des logements sociaux et des établissements du tertiaire public (hôpitaux, maisons de retraite, écoles, etc.). C'est pourquoi il est important que les prix soient maîtrisés.

Le rythme de progression actuel des réseaux de chaleur ne permettra pas d'atteindre l'objectif fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie. Là où en 2018 la programmation pluriannuelle de l'énergie avait prévu 1,35 Mtep délivrés par les réseaux de chaleur, on devrait être autour de 1,25 Mtep.



Adapter le Fonds chaleur à la problématique des réseaux avec des avances remboursables et un élargissement à la valorisation de la chaleur fatale industrielle

Le Fonds chaleur peut désormais aider la valorisation de la chaleur fatale industrielle.

ACTIONS TRANSVERSES



Mettre en place une gouvernance des réseaux afin d'y développer une approche intégrée des territoires (SRCAE et SRADDET, schéma multi-énergies, schémas directeurs)

L'action n'a pas été engagée.



Mettre à jour régulièrement les études technico-économiques portant sur les synergies entre vecteurs énergétiques et leurs usages à des horizons de temps à moyen et long terme

L'action n'a pas été engagée.



Préparer les compétences et les transitions professionnelles dans le cadre du plan de programmation de l'emploi et des compétences créé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La transition énergétique va entraîner la décroissance de certains secteurs (i.e. production d'électricité avec du charbon, ou nucléaire), et la croissance de nouveaux métiers (producteurs d'équipements pour les énergies renouvelables, installateurs, rénovation thermique dans le bâtiment, prestataires de services pour la maîtrise de la demande...).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV*) a prévu que la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE*) comporte un volet d'accompagnement de cette transition pour les salariés. L'objectif est d'anticiper ces transitions avec un Plan de programmation des emplois et compétences (PPEC*), élaboré avec les organisations syndicales représentatives des salariés, celles représentatives des employeurs et les collectivités territoriales.

Le plan de programmation des emplois et compétences doit indiquer les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétences sur les territoires et dans les secteurs professionnels au regard de la transition écologique et énergétique en tenant compte notamment des orientations fixées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie et les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET*). Il doit permettre d'anticiper les mutations économiques en identifiant les besoins en termes de formation des personnes pour permettre de répondre aux enjeux de compétences.

Le Conseil national de l'emploi, de la formation, et de l'orientation professionnelle (CNEFOP*) a été sollicité par les précédentes ministres de l'environnement et du travail et de l'emploi en 2016 pour animer l'initiative mais ne s'est pas saisi du sujet.

Le gouvernement réfléchit aux modalités adéquates pour lancer le travail.



Publier la stratégie nationale de recherche énergétique

La stratégie nationale de recherche énergétique a été publiée en décembre 2016.

1.6 Les questions pour l'élaboration de cette Programmation pluriannuelle de l'énergie

Les réseaux électriques

Au regard des évolutions profondes du système électrique, quels besoins pour le réseau (stockage, services systèmes...) et comment les nouveaux modes de production peuvent y répondre ?

Quelle place pour les smart grids (ou réseaux électriques « intelligents » intégrant davantage de technologies numériques et de capacités de pilotage) et pour plus de flexibilité dans le fonctionnement des réseaux électriques ?

Au regard des deux questions précédentes, quel développement du réseau de transport serait nécessaire dans les 10 ans à venir ? Quelle évolution des flux en Europe et sur grande distance ?

Quel développement du réseau de distribution d'électricité aux horizons de la PPE ?

Quelles perspectives de développement des réseaux de transport et de distribution liées aux S3REN ?

Quelle articulation entre la PPE et les schémas existants de développement des réseaux et de raccordement des EnR ?

Le stockage d'électricité

Quels sont les avantages et les inconvénients du stockage pour chaque technologie ?

Quelles perspectives d'évolution de chacune d'entre elles ou de manière combinée (quelles technologies s'imposeront, dans quelle mesure) ? Quels freins à lever pour leur mise en œuvre ?

Quels volumes à installer aux différents horizons de la PPE ?

Quelles perspectives de développement en considérant :

- Les besoins actuels ou futurs du système électrique en stockage
- Les opportunités que peut représenter un développement plus ou moins important de nouveaux moyens de stockage, en particulier l'émergence de nouveaux modèles économiques

Alors que les objectifs de développement des ENR intermittentes sont conséquents, on pressent que le stockage pourra jouer un rôle important dans l'équilibre du système électrique. Pourtant, les signaux de marché actuel ne semblent pas permettre l'installation conséquente de nouveaux actifs de stockage (spread base/pointe faible, présence importante des actifs historiques ou de l'effacement dans les parts de marchés des SSY, etc.). Est-ce lié à un problème de fonctionnement du marché ou bien le système n'a-t-il pas aujourd'hui besoin de stockage supplémentaire ? Qu'en sera-t-il à l'avenir ?

La concurrence des actifs de production et des moyens de flexibilité (ex : effacement) va également peser sur le développement du stockage. Quels avantages du stockage dans cette concurrence ?

Quel est l'état des lieux des différentes filières (coût, volume) ? Avec quelles perspectives ?

Quelle part de marché des actifs de stockage dans les mécanismes de rémunération des services système.

Quel modèle économique pour un actif de stockage dans le système actuel : part énergie / services système ?

Quels objectifs envisager pour les capacités de stockage à différents horizons temporels ?

Quels outils mettre en place pour atteindre les objectifs quantitatifs (mécanismes incitatifs, réglementation, évolution des règles de marché...) ?

Quelles externalités positives présentent ces technologies de stockage électrique pour d'autres filières (dans l'énergie, le transport...) ?



Le pilotage de la demande

Quelle place pour l'effacement dans le système électrique, au côté des autres leviers de flexibilité, au regard des besoins actuels et futurs du système électrique ?

Quels sont les segments du marché de l'électricité où l'effacement devrait, à terme, être compétitif et se développer ?

Quel serait le gisement économiquement pertinent d'effacement à développer à l'horizon de cette PPE (2023 et 2028) ?

Quels sont les types de consommateurs dont le gisement d'effacement est encore insuffisamment développé au regard de leur potentiel ?

Le déploiement des compteurs communicants va-t-il permettre à davantage de capacités d'effacement de se développer ? Quelles sont les offres de services (effacements tarifaires, effacements explicites directement auprès des consommateurs) qui seront proposées ? Existe-t-il des prérequis ?

Quels sont aujourd'hui selon vous les principaux freins (technologique, réglementaire, économique) au développement de l'effacement de consommation ?

2. Les thèmes du débat public

Les réseaux de gaz et d'électricité évoluent vers plus de flexibilité, plus de décentralisation. Ils étaient structurés pour amener des énergies produites dans peu d'installations vers une multitude de consommateurs dans une logique d'adaptation de l'offre à la demande. Ils évoluent pour accueillir de plus en plus de sources d'énergie à délivrer vers des consommateurs dont on peut piloter la demande.

Les énergies renouvelables électriques permettent une décentralisation de la production qui, à l'extrême, peut arriver à la consommation de sa propre électricité. Cela ne signifie qu'il n'y a plus besoin de réseau, car c'est lui qui permet d'assurer l'équilibre dans le temps entre le moment de la production et le moment de la consommation, mais cela signifie qu'il doit évoluer.

Les nouvelles technologies de l'information permettent d'avoir beaucoup plus d'informations en temps réel sur l'état du réseau et la demande. Cela rend possible de piloter la demande pour qu'elle aussi participe au service d'équilibrage de l'offre et de la demande. Ce service appelé effacement permet de réduire les capacités électriques inutilisées ou les stocks de gaz en aidant à baisser les pics de consommation, et ainsi de faire baisser les coûts.

Le public est invité à s'exprimer sur ce qu'il pense de cette évolution, ce qui lui semble porteur, ce qui l'inquiète, ce qu'il souhaiterait comme accompagnement. L'objectif poursuivi par le gouvernement sur ce volet est un objectif pédagogique : faire connaître les évolutions des systèmes énergétiques.

The image features a teal background with a large white circle in the center. Two dark teal hand silhouettes are positioned on the left and right sides, appearing to hold the white circle. Inside the white circle, the text is written in a teal, cursive font.

*Favoriser
la compétitivité
des entreprises
et le pouvoir
d'achat
des ménages*



1. Les prix

La maîtrise des prix de l'énergie a toujours été un enjeu important pour les pouvoirs publics du fait de leur importance sociale et économique.

Les niveaux de prix pour les carburants sont en baisse depuis 2000, celui de l'électricité et du gaz est relativement stationnaire.

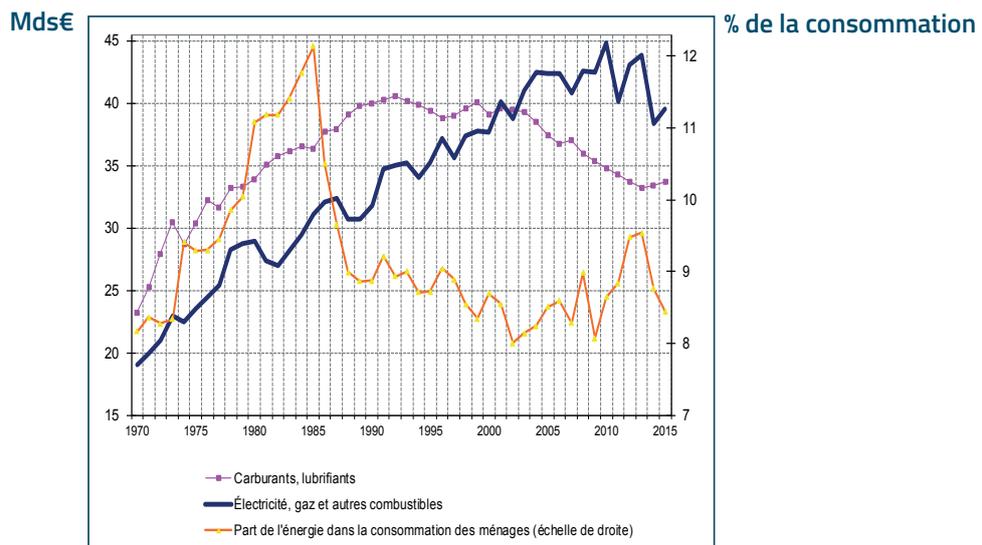
À cet égard les graphiques ci-dessous montrent que :

L'ensemble des mesures mises en place a donc contribué au maintien des prix de l'énergie à des prix compétitifs, tant pour les industries que pour les ménages.

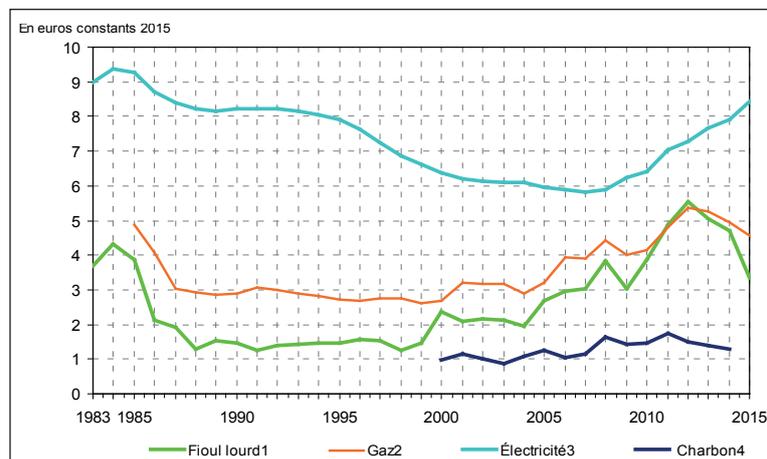
- **le coût de l'énergie est un poste important du budget des ménages** : il représente environ 9 % du budget des ménages avec une moitié liée à la mobilité et l'autre aux consommations d'énergie dans l'habitat. La part des dépenses relatives à l'énergie dans la consommation des ménages était ainsi de 8,5 % en 2015, en repli pour la deuxième année consécutive.

- **pour les industries, les prix de l'énergie peuvent être déterminants dans la concurrence** notamment internationale et donc le maintien ou le développement des sites industriels en France : le prix de l'électricité est le poste le plus significatif dans les coûts de l'énergie.

*Dépenses d'énergie des ménages et part de l'énergie dans la consommation – Source SDES**

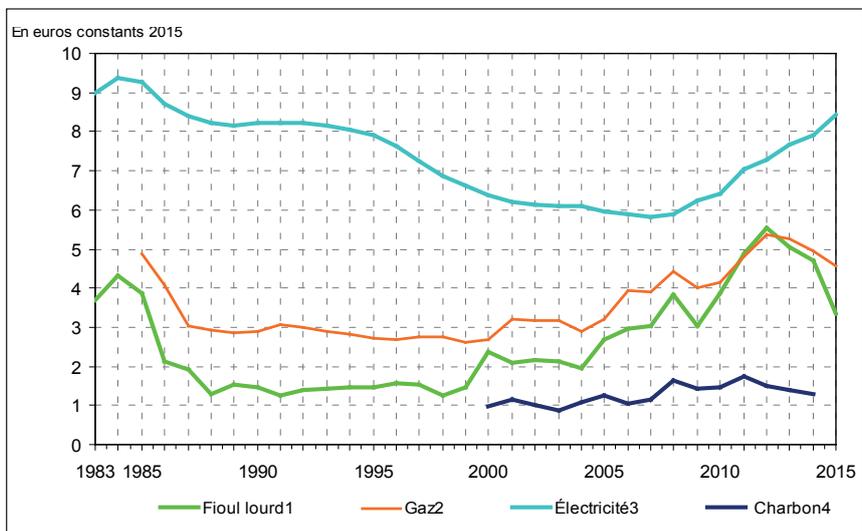


Prix hors TVA des énergies dans l'industrie pour 100 kWh PCI
*Source : SDES**

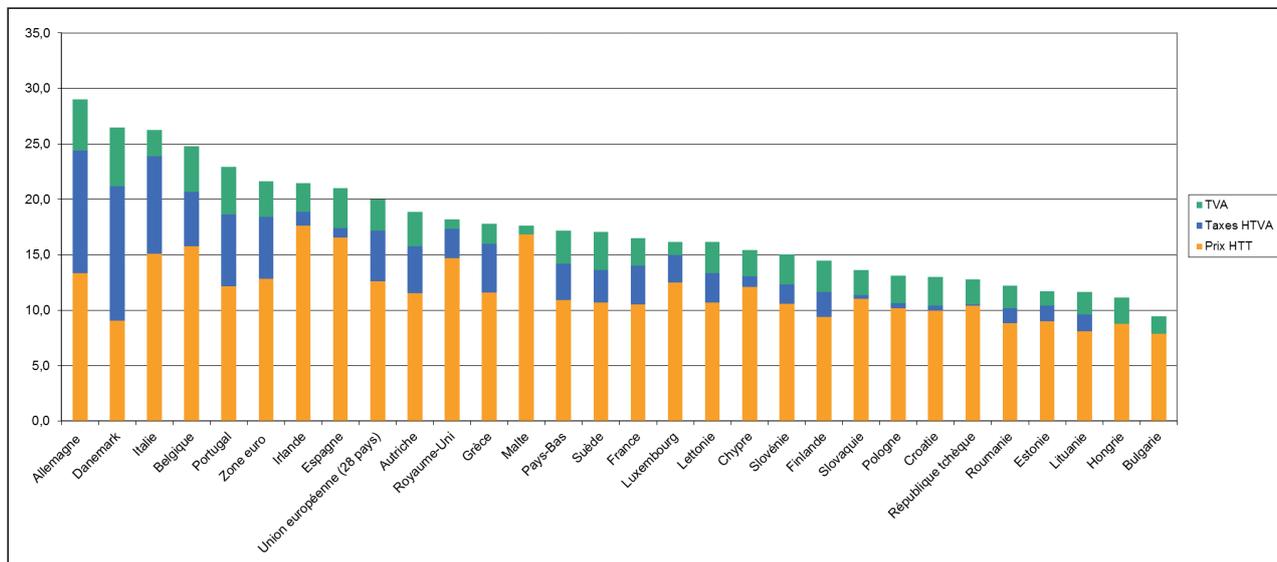


Les prix de l'électricité en France sont parmi des plus bas en Europe (cf. graphe ci-dessous).

*Prix hors TVA des énergies dans l'industrie pour 100 kWh PCI – Source : SDES**



*Comparaison des prix de l'électricité à la consommation dans les pays européens – Source SDES**

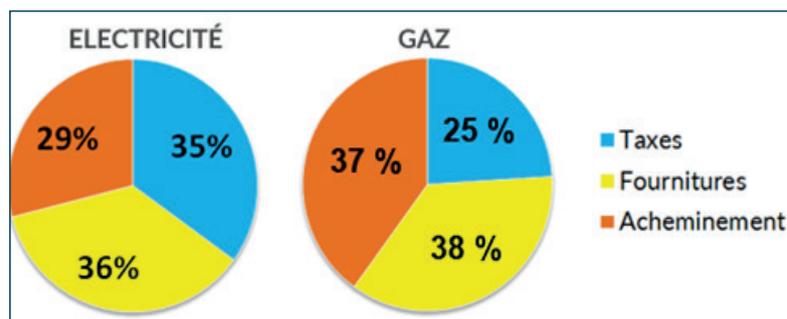




Globalement les coûts de production pour l'électricité ou de la molécule pour le gaz (fourniture) représentent un tiers des prix payés par le consommateur, les coûts de l'acheminement un tiers, et les coûts des taxes, le troisième tiers.

La politique publique est attentive à ce que la transition ne se fasse pas au détriment du consommateur qu'il soit individuel ou industriel.

Décomposition des prix de l'électricité et du gaz, 1^{er} trimestre 2017
Source : CRE*



2. Dispositifs spécifiques pour les entreprises fortement consommatrices d'énergie ou exposées à la concurrence internationale

Les entreprises industrielles pour lesquelles l'énergie représente une grosse partie des coûts et qui sont exposées à la concurrence internationale bénéficient de mesures particulières.

Ces mesures diffèrent selon qu'elles consomment beaucoup de gaz ou beaucoup d'électricité.

Les industries consommant beaucoup d'électricité

Les industries consommant beaucoup d'électricité (on parle d'industriels électro-intensifs) ont souvent la possibilité d'arrêter momentanément leur utilisation d'électricité et de la reporter à plus tard, ce qui peut être particulièrement utile pour l'équilibrage du réseau électrique. Les entreprises sont rémunérées pour les services qu'elles rendent au réseau dans deux cadres.

Elles peuvent :

- proposer de s'effacer, c'est-à-dire de reporter leur consommation dans le temps, en répondant notamment à des sollicitations de RTE, pour participer à l'équilibrage du réseau ;
- bénéficier du dispositif dit d'interruptibilité par lequel elles sont rémunérées par le gestionnaire de transport d'électricité pour pouvoir être coupées avec un préavis très court (entre 5 et 30 secondes), lorsque l'équilibre du réseau est menacé de manière grave et immédiate. Elles jouent alors un

rôle d'assurance : elles seront coupées pour que les consommateurs individuels ne le soient pas.

Les entreprises consommant beaucoup d'électricité bénéficient de trois types de réduction sur les coûts de l'électricité en fonction des bénéfices qu'elles apportent :

- un niveau réduit de Contribution au service public de l'électricité (CSPE) sur leur consommation d'électricité : elles paient entre 0,5 et 7,5 €/MWh au lieu de 22,5 €/MWh. Le tarif est fixé selon l'importance de leur consommation d'électricité et leur exposition à la concurrence internationale ;
- une réduction des tarifs de transport qui peut atteindre 90 % du tarif d'utilisation du réseau pour les sites les plus consommateurs d'électricité. Pour en bénéficier, l'entreprise doit mettre en œuvre une politique de performance énergétique, contrôlée par l'État ;

- un dispositif de « compensation carbone » qui compense le coût du CO₂ répercuté dans les prix de l'électricité. En 2017, ces entreprises seront compensées à hauteur de 80 % du surcoût estimé.

Les baisses de taxes sont des revenus en moins pour le budget de l'État. Lorsque le soutien prend la forme de réduction des coûts d'accès au réseau, ce sont les autres consommateurs branchés au même réseau, dans leur ensemble, qui assument ces coûts.

Les industries consommant beaucoup de gaz

Des dispositifs de soutien ont également été mis en place pour les industries consommant beaucoup de gaz. Le gaz provenant du nord est aujourd'hui moins cher que le gaz provenant du sud. Un accès prioritaire à la liaison nord-sud a été donné à ces entreprises exposées. Des renforcements du réseau de transport sont en cours, afin de faciliter la circulation du gaz naturel entre le nord et le sud de la France, ce qui devrait unifier les prix fin 2018.

Les entreprises consommant beaucoup de gaz bénéficient d'une réduction de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel. Le principe de rémunération ou de rabais pour ces entreprises en fonction des bénéfices qu'elles apportent au système gazier est également prévu par la loi : réduction des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ou un dispositif d'interruptibilité de la consommation de gaz naturel.



Favoriser la compétitivité de l'industrie, en valorisant au mieux la flexibilité des sites industriels, et en modulant les tarifs d'utilisation du réseau public de transport pour les sites électro-intensifs

Un décret de février 2016 a introduit des réductions du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité au bénéfice des consommateurs électro-intensifs dont le profil de consommation est utile au système électrique. En contrepartie de cette réduction de tarif, les industriels électro-intensifs devront adopter les meilleures pratiques en terme de performance énergétique

3. L'accompagnement des ménages en situation de précarité énergétique

Les pouvoirs publics ont prévu des mesures spécifiques pour les personnes en situation de précarité. La loi définit la personne en situation de précarité énergétique comme « une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat ». 5,6 millions de ménages sont en situation de précarité énergétique en France au regard d'au moins un des indicateurs suivants :

- 2,8 millions de ménages qui font partie des 30 % de Français les plus pauvres et consacrent plus de 10 % de leur revenu à l'énergie ;
- 4,3 millions de ménages dont les revenus sont inférieurs au seuil de pauvreté ont des dépenses énergétiques supérieures à la médiane nationale ;
- 1,6 million de ménages affirment avoir une

sensation de froid dans leur logement. Cet indicateur rend compte des comportements de privation.

Un ménage peut-être précaire au titre de plusieurs catégories.

En France, un million de ménages sont précaires au regard des trois indicateurs. La réduction de la précarité énergétique comprend deux types de leviers :

- traiter les causes en agissant sur la consommation d'énergie, notamment en améliorant la performance énergétique des logements ;
- proposer une aide au paiement de la facture énergétique pour les ménages en situation de précarité.



Les aides à la rénovation énergétique des logements

Pour lutter contre la précarité énergétique, une première mesure consiste à aider les ménages modestes à réduire leur consommation grâce à la réalisation d'opérations d'économies d'énergie dans leur logement : 500 000 logements par an doivent être rénovés dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes, visant ainsi une baisse de 15 % de la précarité énergétique d'ici 2020.

Le programme « Habiter Mieux » de l'Agence nationale de l'habitat (Anah)²¹ comporte un volet sur la rénovation d'habitats de personnes en situation de précarité énergétique. Il a permis de traiter 50 000 logements par an en 2014 et 2015, et vise la rénova-

tion de 190 000 logements sur la période 2015-2017. Dans le cadre de ce programme, l'Anah accorde des aides financières, soumises à condition de ressources, à des propriétaires occupants, bailleurs et copropriétés en difficulté. Un éco-prêt « Habiter Mieux » a été créé par la loi de finances de 2016 pour permettre aux ménages bénéficiaires de ces aides de financer à taux nul le reste à leur charge. En complément de ces dispositifs, il est possible de bénéficier des aides financières à la rénovation énergétique : crédit d'impôt transition énergétique (CITE), éco-prêts à taux zéro (éco-PTZ), et aussi d'autres subventions éventuellement accordées par les collectivités locales.

L'aide au paiement des factures d'énergie : le chèque énergie

Des tarifs sociaux de l'énergie atténuent le coût de l'énergie sur les ménages modestes :

- depuis 2005 le tarif de première nécessité (TPN) pour l'électricité ;
- depuis 2008, le tarif spécial de solidarité (TSS) pour le gaz.

Ces aides prenaient la forme d'une déduction forfaitaire sur la facture ou versée sous la forme d'un chèque individuel pour les logements équipés d'un chauffage collectif au gaz naturel. Le tarif de première

nécessité correspondait à une réduction sur la facture comprise entre 71 € et 140 € par an, et le tarif spécial de solidarité de 23 € à 185 € par an.

Le mécanisme souffrait de défauts qui ont conduit à le modifier au profit d'un chèque énergie universel. Le chèque énergie est un titre de paiement, comme un ticket restaurant, qui doit être accepté par les fournisseurs d'énergie comme paiement.



Le chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 227 €, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Il permet aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Les fournisseurs d'énergie ont des objectifs d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cela représente un financement de l'ordre de 600 millions d'euros par an sur trois ans (sur un total de deux milliards d'euros par an pour la 4^e période de fonctionnement du dispositif des Certificats d'économies d'énergie). Plusieurs programmes ont déjà été validés dans le cadre des CEE « précarité énergétique ».

²¹<http://www.anah.fr/>



Mettre en œuvre le nouveau dispositif de certificats d'économie d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, avec un objectif de 150 TWh cumac d'ici fin 2017, soit environ 1 milliard d'euros qui sera consacré par les vendeurs d'énergie pour soutenir les économies d'énergie chez les ménages aux revenus les plus faibles

Le nouveau dispositif « précarité énergétique » a été mis en place.



Mettre en place le chèque énergie en lançant une expérimentation dans 4 départements en 2016

Le chèque énergie a été mis en place progressivement, en commençant par une phase expérimentale de deux ans. En 2017, 170 000 chèques énergie ont ainsi été distribués aux premiers bénéficiaires dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes-d'Armor et du Pas-de-Calais, ce qui correspond à une augmentation sensible du nombre de bénéficiaires par rapport aux tarifs sociaux de l'énergie (+ 40 % sur ces 4 départements).

Le chèque énergie est généralisé à tous les départements dès 2018 auprès de 800 000 ménages.

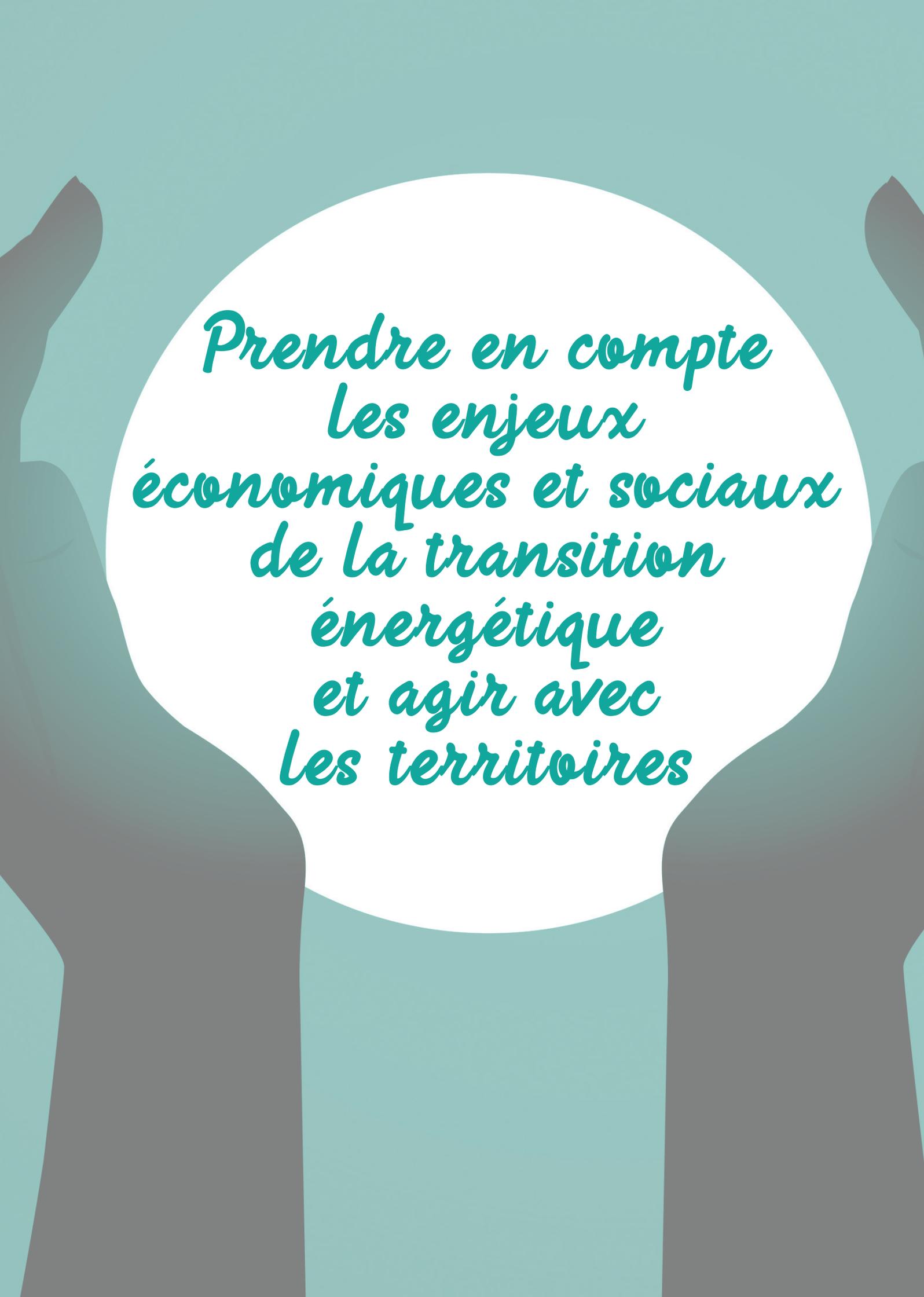
4. Les thèmes du débat public

Certaines options choisies en matière de politique énergétique pèsent sur les prix des énergies pour les consommateurs industriels et domestiques, alors que d'autres pèsent plutôt sur les contribuables. À l'inverse, les mesures permettant de réduire la consommation d'énergie vont permettre de limiter la hausse des factures.

L'impact à la hausse des prix des énergies est transitoire. À terme, la transition énergétique permettra de se prémunir des variations des prix internationaux des combustibles fossiles et aura un effet stabilisateur favorable aux consommateurs notamment industriels. Par ailleurs, la transition aura un effet bénéfique autre que l'effet prix : sur l'environnement et sur l'emploi, aspects développés dans les autres chapitres.

Le public est invité à s'exprimer sur trois aspects :

- L'équilibre entre les coûts et les bénéfices des mesures en place ;
- La répartition entre les catégories de consommateurs, notamment les mesures destinées à assurer la compétitivité en France des entreprises ;
- La répartition des charges entre le consommateur et le contribuable.

The image features a teal background with a large white circle in the center. On either side of the circle, there are dark teal, stylized shapes that resemble the silhouettes of people's heads and shoulders, looking towards the center. The text is written in a teal, cursive font within the white circle.

*Prendre en compte
les enjeux
économiques et sociaux
de la transition
énergétique
et agir avec
les territoires*

1. Les enjeux économiques de la transition sur la croissance et l'emploi

En 2015, le secteur de l'énergie qui recouvre les producteurs, transformateurs, transporteurs et distributeurs d'énergie, représente 2 % de la valeur ajoutée en France et 138 900 emplois, soit 0,5 % de l'emploi intérieur total. La chute du prix du pétrole brut, quasiment divisé par deux, permet à la France d'abaisser sa facture énergétique annuelle à moins de 40 milliards d'euros. La production nationale primaire représente plus de 55 % de l'approvisionnement en énergie du territoire. Ce taux est en légère hausse depuis 2010 après s'être maintenu aux alentours de 50 % durant les deux précédentes décennies. En 2016, la facture énergétique de la France s'élevait à 31 Mds€ et représentait à elle-seule près des 2/3 du déficit total de la

balance commerciale (48 Mds€), et 1,4 % du Produit intérieur brut.

La mise en place du programme électronucléaire français suite aux chocs pétroliers des années 1970 a contribué à la hausse de la part de la branche énergie dans le PIB jusqu'au milieu des années 1980. La décélération de l'investissement dans le parc nucléaire a ensuite entraîné un tassement de cette part jusqu'à la fin de la décennie 2000. Depuis 2010, elle repart à la hausse, sous l'effet notamment du développement des énergies renouvelables.

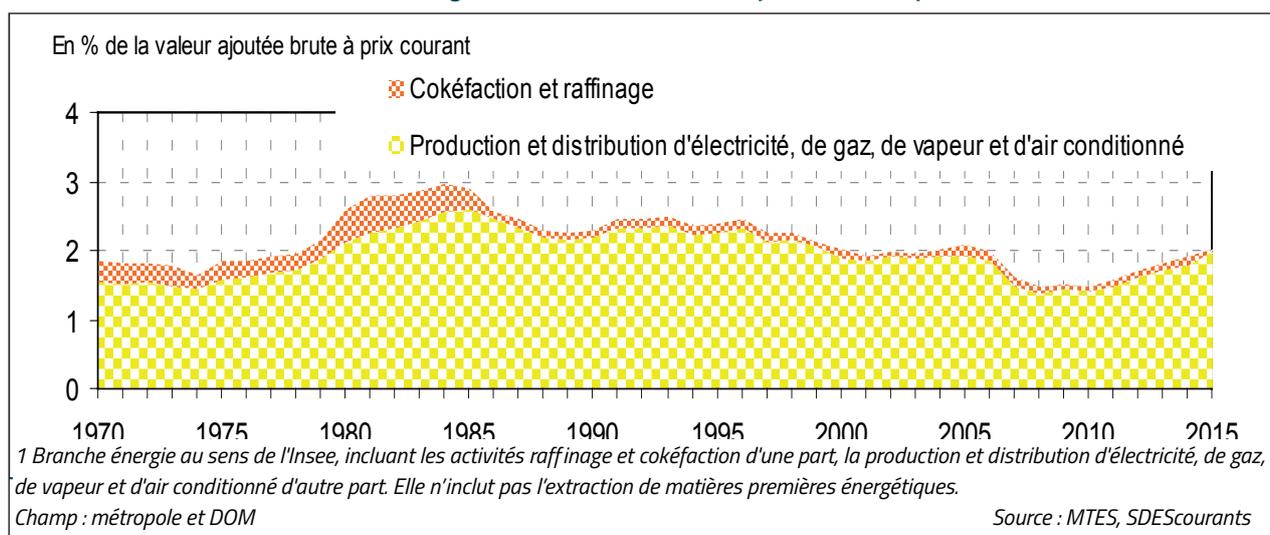
La filière nucléaire

Elle emploie environ 220 000 salariés, soit 6,7 % de l'emploi industriel français. Elle regroupe 2 600 entreprises pour un chiffre d'affaires de 52 Mds€ par an, dont 1,3 Md€ consacrés à la recherche et développement²².

Les entreprises impliquées interviennent à toutes les étapes du cycle de production, de recherche et de construction électronucléaire : ingénierie et exploitation de réacteurs (EDF, Areva-devenu Orano), génie

civil (Bouygues, Vinci, Eiffage), générateurs de vapeur (Areva), turbo-alternateurs (GE-Alstom), composants circuits (Vallourec, Velan), maintenance (Endel, Onet, Clemessy), cycle amont et aval du combustible (Areva devenu Orano), démantèlement et gestion des déchets radioactifs (Andra), recherche et développement (CEA), etc.

Contribution des industries de l'énergie au PIB en % de la valeur ajoutée brute à prix courants – Source : SDES



²²Les chiffres sont issus du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN), 2016. Ils ne sont pas directement comparables aux chiffres concernant le secteur de l'énergie ci-dessus car ils incluent également tout le périmètre de la recherche.



Sur les 2 600 entreprises composant la filière, les PME représentent 65 % des entreprises contre 3,5 % pour les grands groupes et les exploitants (EDF). Ces dernières représentent néanmoins la majorité des emplois de la filière, qui se démarque également par ses emplois qualifiés, la proportion de cadres et d'ETAM (Employés, Techniciens et Agents de Maîtrise) dépassant les deux tiers des effectifs. Il convient également de remarquer le haut niveau de spécialisation des salariés et le fait que les grandes entreprises actives dans la filière sont assez peu dédiées à la filière nucléaire.

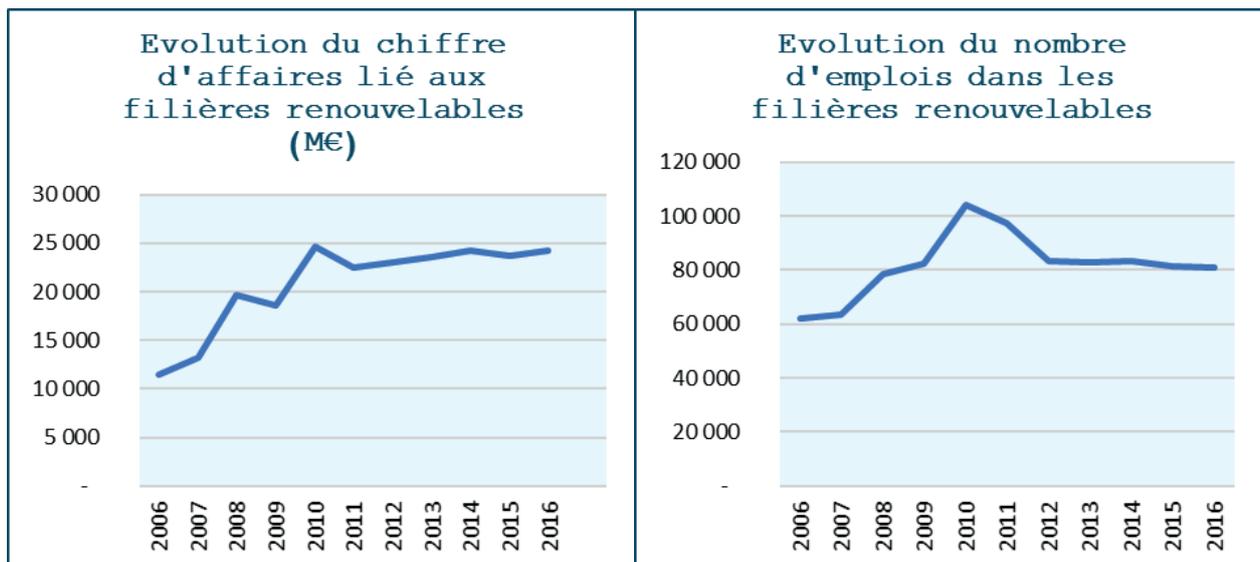
EDF et les grandes entreprises réalisent 75 % du chiffre d'affaires :

- près de 72 % du chiffre d'affaires est réalisé par les activités de maintenance et d'exploitation du parc électronucléaire et 14 % sur les activités du cycle du combustible ;
- les activités de construction et de fabrication de composants rassemblent 8 % de l'activité de la filière. Il s'agit en particulier des grands projets, notamment l'EPR de Flamanville, ITER (démonstrateur dans le domaine de la fusion) et le réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH) à Cadarache ;
- les activités liées à la gestion des déchets radioactifs et l'assainissement occupent une place de l'ordre de 2,5 %.

Les filières relatives aux énergies renouvelables

Elles se sont structurées et ont monté en puissance en termes de chiffres d'affaires et d'emplois concernés dans les années 2000. Aujourd'hui, ces

filières sont plus stables : elles ont généré 24,2 Mds€ de chiffre d'affaires en 2016 et employé 81 000 salariés²³.



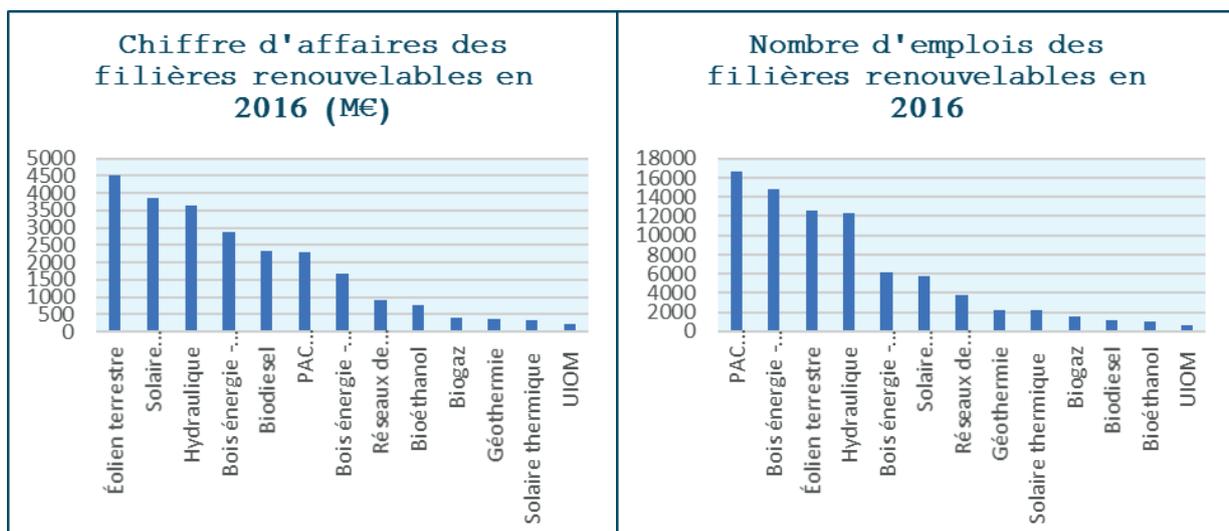
²³ Tous les chiffres sont issus de l'étude Ademe, juillet 2017 « Marchés et emplois dans le domaine des énergies renouvelables ». Les chiffres 2016 sont considérés comme provisoires. Les chiffres correspondent à des chiffres d'affaires et des emplois directs. Ils n'incluent pas les activités indirectes liées à la production des composants des équipements ou aux consommations d'intrants (qu'il s'agisse des matières premières agricoles utilisées pour la production des biocarburants ou du bois utilisé pour la production d'électricité marchande).



En 2015, les filières photovoltaïque, éolien terrestre et hydraulique ont généré 11,5 Mds€ de chiffre d'affaires. Pour la première fois, les parts du photovoltaïque (17,5 % du total) et de l'éolien (16,4 %) sont supérieures à celles de l'énergie hydraulique (14,6 %). 3,7Mds€ sont générés par les énergies renouvelables utilisées dans le cadre de la rénovation des bâtiments.

Pour la deuxième année consécutive, le marché du bois énergie pour les particuliers se place derrière celui de l'hydraulique et représente 2,9 Mds€ de chiffre d'affaires. Les marchés du biodiésel et des pompes à chaleur (PAC) se situent chacun à 2,2 Mds€. Quant au bois énergie dans le collectif, il poursuit sa progression et atteint une part de marché de 7,4 %, pour un montant total de 1,8 Mds€.

En 2015, les filières qui comptent le plus de salariés sont celles des pompes à chaleur (PAC) avec 15 920 personnes et les appareils domestiques de chauffage au bois avec 15 560 personnes. Les effectifs des filières hydraulique, éolien terrestre et bois collectif poursuivent leur croissance régulière et emploient respectivement 12 300 personnes, 10 500 personnes et 6 640 personnes. Les effectifs de la filière photovoltaïque sont en baisse : 6 830 en 2015 contre 8 170 en 2014.



Source : ADEME



En 2015, les emplois des filières des énergies renouvelables se répartissent entre :

- 21 810 salariés pour la construction des infrastructures et l'installation des équipements ;
- 35 450 salariés pour la vente d'énergie, l'exploitation et la maintenance des équipements ;
- 1 110 personnes pour le montage de projets.
- 23 130 salariés pour la fabrication, la vente et la distribution des équipements ;



Mettre en place un dispositif d'observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques de la transition énergétique incluant notamment le suivi de la balance commerciale et l'emploi

L'état de la balance commerciale liée à l'achat et à la vente d'énergie est suivi et publié chaque année par le service des données et de l'évaluation statistique du ministère de la Transition écologique et solidaire. Il ne rend pas compte de l'état de la balance commerciale des équipements nécessaires pour produire de l'énergie (panneaux solaires par exemple) ou pour faire de la maîtrise de l'énergie (véhicules électriques par exemple).

Les emplois liés aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie sont suivis par l'ADEME sur une base annuelle.



Procéder à une analyse comparée de l'impact macro-économique de la PPE à partir de plusieurs modèles macro-économiques

Les impacts macro-économiques de la Programmation pluriannuelle de l'énergie ont été modélisés à l'aide du modèle Three-ME²⁴ conjointement par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), l'observatoire français des conjonctures économiques (OFCE) et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Les effets de la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur l'économie française dépendent :

- de l'effet de la baisse de la demande d'énergie sur la balance commerciale ;
- de la réduction de la production d'énergie ;
- de l'influence des prix de l'énergie sur les investissements d'efficacité énergétique et leur rentabilité ;
- de la modification des imports/exports des diverses filières ;
- des effets de la hausse du coût unitaire de production des entreprises sur les prix et la demande interne et externe ;
- des modalités de la redistribution des recettes fiscales environnementales ;
- de la variation de l'emploi.

L'impact de la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur l'économie française est comparé à un scénario tendanciel de ce qui se serait passé sans la Programmation pluriannuelle de l'énergie. En 2030, la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 devrait avoir pour effet :

- d'augmenter le PIB de 1,1% ;
- de créer 280 000 emplois supplémentaires ;
- d'augmenter le revenu disponible brut des ménages de 23 milliards d'euros (de 32 milliards d'euros en 2023) ;
- d'augmenter la valeur ajoutée dans l'industrie de 0,7%.

²⁴Toutes les informations concernant le modèle se trouvent sur le site : <http://threeme.org/>

La modélisation des impacts macro-économiques de la Programmation pluriannuelle de l'énergie fait état de résultats globalement positifs. La programmation pluriannuelle de l'énergie devrait apporter des bénéfices pour les territoires : les éoliennes et le photovoltaïque amènent des taxes locales, de manière plus répartie que des installations très centralisées, et dans des régions différentes (Grand Est / Hauts-de-France pour l'éolien, notamment) ; la méthanisation permet d'apporter des revenus complémentaires aux agriculteurs et de diminuer l'impact sur l'environnement en traitant les effluents d'élevage. Le développement des énergies renouvelables permet d'apporter de l'activité dans la France rurale, dans un contexte de débat sur une fracture entre les métropoles et des espaces plus délaissés.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) engage la France vers la diversification de son mix électrique en fixant notamment un objectif de 50 % de nucléaire à l'horizon 2025 et de 40 % d'énergies renouvelables en 2030. Compte tenu de la composition du mix électrique actuel il y a un enjeu majeur d'accompagnement des installations qui vont fermer. La transition énergétique devrait créer globalement 280 000 emplois en 2030.

Cependant, elle impliquera également un basculement des emplois de certains secteurs vers d'autres : en première approche, des secteurs de la production d'électricité à partir de charbon ou de nucléaire vers ceux de la production à partir d'énergies renouvelables ou des services énergétiques.

Il faut donc anticiper ces transitions avec un Plan de Programmation des emplois et compétences, élaboré avec les organisations syndicales représentatives des salariés, celles représentatives des employeurs et les collectivités territoriales, et en impliquant les entreprises dans l'évolution de leurs salariés avec des contrats de transition énergétique.

Les scénarios de la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2018 ne seront finalisés qu'à l'été 2018. Les éléments de cadrage macro-économiques sont portés en annexe. Globalement ils s'appuient sur :

- des prévisions de l'INSEE pour la population avec des calculs du CGDD pour la prise en compte de la décohabitation ;
- des préconisations de la Commission européenne pour les prix de l'énergie et le PIB.

2. Profiter de la baisse des coûts de la production d'électricité renouvelable

La transition énergétique a un coût d'aide à l'émergence des filières Énergies nouvelles et renouvelables. Ce coût est payé en partie par le consommateur d'électricité et en partie par le contribuable. En effet car le budget de l'État assume les garanties d'achat des filières EnR.

Le consommateur d'électricité paie des taxes, notamment la contribution au service public de l'électricité (CSPE). A l'origine, cette taxe couvrait la totalité des coûts occasionnés par le financement des énergies renouvelables électriques. En 2015, il a été décidé que ce n'était pas aux seuls consommateurs de l'énergie la moins carbonée, l'électricité, de payer la transition énergétique. La CSPE sur les factures d'électricité a été plafonnée et le complément couvert par le budget de l'État qui reçoit en particulier les taxes sur les consommations d'énergie fossile et leur composante carbone.

C'est un coût de transition pour aider les installations renouvelables à remplacer des installations classiques. Lorsque la transition sera réalisée, les coûts de production de l'électricité qui sera produite plus lar-

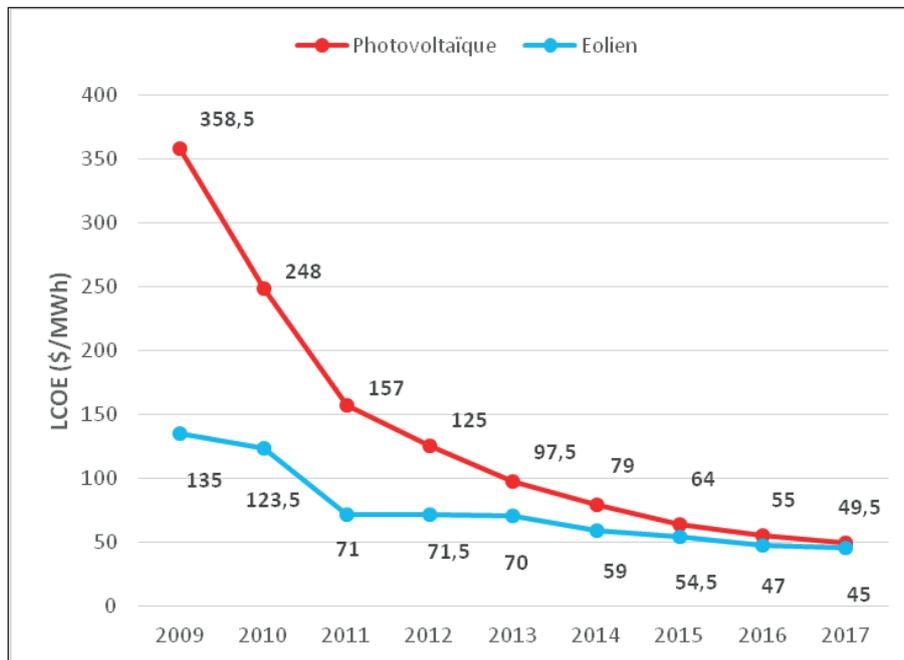
gement par des renouvelables ne devraient pas être plus élevés car les coûts technologiques des énergies renouvelables sont en très forte baisse notamment pour le solaire photovoltaïque, en raison de la taille plus importante du marché mondial et des installations en projet ainsi que des effets d'apprentissage et de progrès technologiques.

L'Agence internationale de l'énergie a mis en évidence les baisses importantes de coûts des énergies renouvelables par le passé et anticipe un prolongement de cette dynamique en particulier pour le solaire (- 28 % en 2020 par rapport à 2012, - 41 % en 2030), mais aussi pour l'éolien en mer (- 23 % en 2020, - 36 % en 2030).

Le schéma ci-contre rend compte de l'évolution des coûts dans toutes des filières photovoltaïque et éolienne depuis 2019. Les courbes montrent une baisse des coûts dans les deux filières. La baisse est beaucoup plus marquée pour le photovoltaïque qui partait de plus haut.



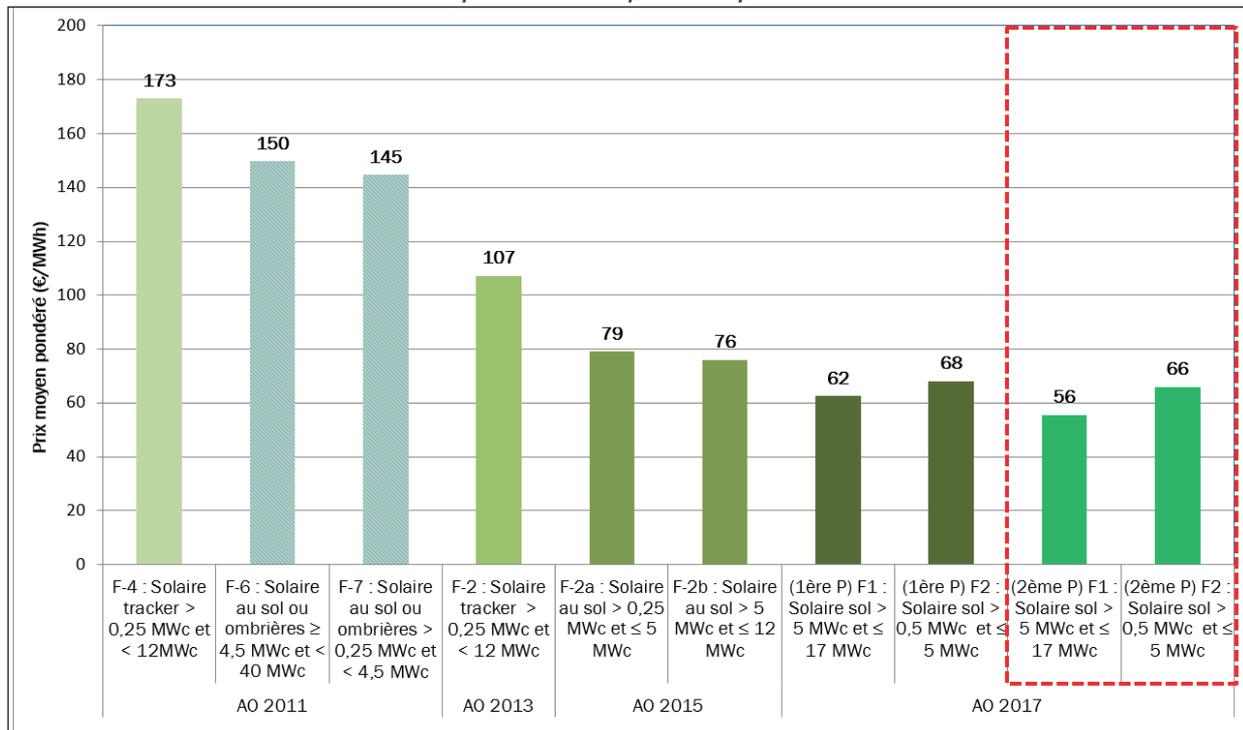
Coût moyen mondial des installations photovoltaïques et éoliennes
 Source : LAZARD's Levelized Cost of Energy Analysis, november 2017



Le graphe ci-dessous montre les résultats des appels d'offre français sur le photovoltaïque. Il montre clairement la baisse des prix entre 2011 et 2017.

Aujourd'hui, le coût d'une installation solaire au sol est de l'ordre de 60 €/MWh, niveau de prix inférieur au tarif d'achat de l'éolien terrestre.

Niveau et évolution des coûts de production des filières de production d'électricité – Source CRE*



Solaire tracker

C'est une technologie particulière de photovoltaïque avec laquelle les panneaux tournent pour rester toujours exposés le plus possible au soleil. En 2011 et 2012 des appels d'offre spécifiques avaient été faits sur cette technologie pour l'aider à émerger. Ce n'est plus le cas le aujourd'hui.

Les différentes évaluations des coûts de production de l'électricité montrent que, grâce notamment aux efforts menés dans la recherche et le développement et aux effets d'industrialisation, les technologies renouvelables qui se développent à grande échelle deviennent de plus en plus compétitives et que des objectifs ambitieux pour leur développement peuvent être atteints à un coût maîtrisé. La baisse des coûts de production sur le marché mondial est entraînée par la croissance importantes des nouvelles installations à base de renouvelables. C'est particulièrement le cas pour le photovoltaïque et l'éolien.

D'autres filières connaissent des facteurs d'évolution spécifiques qui peuvent conduire à des hausses de coûts. Cela peut être le cas pour la grande hydroélectricité en France dont les volumes de croissance sont limités et qui connaissent des exigences environnementales renforcées. Le bois énergie, pour sa part, est disponible en volume nécessairement limité et l'augmentation de sa consommation peut créer une tension sur les prix si les filières d'approvisionnement ne sont pas développées en même temps.

Niveau et évolution des coûts de production des filières de production d'électricité – Évaluation DGEC*

Filière	Ordre de grandeur des coûts de production actuel (€/MWh)	Évolution prévisible du coût pour de nouvelles installations
Éolien terrestre	70	
Photovoltaïque au sol	60	
Photovoltaïque sur bâtiment	100	
Grande hydroélectricité	20-40	
Éolien en mer posé	150-200	
Énergies marines	250-300	
Cogénération bois	130-180	
Méthanisation	180-220	



Selon les méthodes de calcul et les périmètres retenus, le coût de production des centrales nucléaires existantes, en tenant compte des provisions pour le démantèlement, est évalué entre 32€/MWh et 60€/MWh.

En ce qui concerne les nouvelles centrales nucléaires, le coût de production est difficile à apprécier en l'absence de référence récente de série technologique comparable en France. Le prix de rachat de l'électricité garanti par les pouvoirs publics britanniques pour le projet de centrale nucléaire d'Hinkley Point C piloté par EDF : 92,5 livres par MWh sur 35 ans (soit environ 110 €/MWh au cours actuel). Le coût de production dans le cadre d'une série industrielle devrait être inférieur.*

Pour les nouvelles installations de production d'électricité renouvelable, les coûts devraient évoluer à la baisse, tirés par le progrès technologique. En 2030, on anticipe un coût de production de l'éolien terrestre compris entre 45 et 60€/MWh, et de l'éolien en mer compris entre 50 et 100€/MWh ; un coût de production du photovoltaïque au sol compris entre 40 et 50€/MWh et un coût du photovoltaïque sur bâtiment compris entre 60 et 70€/MWh.

La comparaison du coût des différentes technologies doit prendre en compte le fait qu'elles n'apportent pas les mêmes services au système électrique. Certaines sont pilotables et pas d'autres ; certaines contribuent à la stabilité en tension et en fréquence du réseau.

Les technologies sont complémentaires. Les énergies renouvelables et le nucléaire ont en commun d'avoir un coût d'investissement significatif et un coût marginal faible c'est-à-dire qu'une fois que l'investissement est fait, le coût de production de l'électricité est très faible. Quand elles sont en fonctionnement, ce sont donc les installations à utiliser en priorité. Les centrales thermiques, comme une centrale au gaz par exemple, ont des coûts initiaux d'investissement proportionnellement moins importants mais ensuite elles doivent payer le coût du combustible, le gaz dans l'exemple. Elles sont à l'arrêt le plus souvent mais permettent d'adapter l'offre en cas de pointe de consommation.

Compte tenu du caractère décentralisé et de l'intermittence de certaines filières, les énergies renouvelables développées à grande échelle nécessitent une adaptation des réseaux et une évolution des modes de gestion du système en nécessitant plus de flexibilité. C'est pourquoi une comparaison des coûts des filières doit intégrer ce coût supplémentaire des réseaux. L'Agence internationale de l'énergie considère que les besoins d'évolution du réseau, à partir de 45 % d'énergies non pilotables, augmentent les coûts de réseau d'un ordre de grandeur compris entre 12 % et 40 % des coûts de production.



Affiner l'analyse de l'enveloppe des ressources maximales des ressources publiques au regard des modes de financement émergents

Le budget alloué au soutien de l'émergence des filières de production d'électricité renouvelable est financé par des taxes pesant sur la consommation d'énergie (électricité, gaz, charbon et pétrole).

Chaque année, la Commission de régulation de l'énergie (CRE*) évalue le montant de charges du service public de l'électricité qui recouvrent notamment les coûts dus aux dispositions sociales et les surcoûts dus aux dispositifs de soutien aux ENR.

Bien qu'il n'y ait pas d'affectation budgétaire directe, globalement ces charges sont payées par tous les consommateurs d'électricité quand ils paient la Contribution au service public de l'électricité (CSPE*).

Concernant les ENR, les charges correspondent à ce que l'État compense : la différence entre le prix de marché de l'électricité et les prix garantis. Le montant dépend donc d'une part des quantités d'électricité renouvelables produites, et donc du rythme des appels d'offres, et d'autre part du prix de marché de l'électricité. Or les prix de marché sont actuellement bas. Les charges de service public dues aux énergies renouvelables électriques sont donc importantes mais leur accroissement ralentit avec la baisse des coûts des différentes technologies.

À noter que la baisse des coûts des installations de production d'électricité renouvelable se fait sentir dans l'impact budgétaire de manière décalée : en effet les installations ayant commencé à produire il y a plusieurs années ont eu leur tarif de rachat garanti aux coûts de la filière à l'époque, c'est-à-dire à des niveaux bien supérieurs à ceux qui sont demandés aujourd'hui, et cette garantie portait sur 12 à 20 ans.

	Charges constatées au titre de 2016 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2017 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2018 (M€)
Total contrats d'achat énergies renouvelables	4 380,6	4 766,2	5 390,9
Éolien MC	1 004,0	1 284,5	1 513,2
Éolien ZNI	4,7	5,8	9,4
Photovoltaïque MC	2 444,9	2 432,1	2 592,3
Photovoltaïque ZNI	249,1	264,9	289,3
Autres	676,8	778,8	986,6
Complément de rémunération EnR	0	0,1	36,4

Source : CRE



3. Mobilisation des territoires

Les territoires ont un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique, caractérisée par une multiplicité de décisions locales de maîtrise de l'énergie et le développement de projets d'énergie renouvelable

locaux. Cette évolution correspond également à l'aspiration d'un nombre croissant de citoyens de mieux s'approprier les questions énergétiques.



Labelliser 500 territoires en France « territoires à énergie positive pour la croissance verte » et les faire bénéficier d'un soutien de 250 millions d'euros du Fonds de financement de la transition énergétique

547 territoires ont été labellisés territoires à énergie positive pour la croissance verte :

- plus de 600 M€ ont été distribués aux lauréats ;
- 810 000 t CO₂ évitées par an ;
- 1,4 M de nouveaux foyers alimentés en Énergies nouvelles et renouvelables ;
- 1 500 bâtiments publics rénovés BBC* ;
- 65 000 logements rénovés BBC* ;
- 3 500 véhicules électriques ou hybrides sur le parc public ;
- 5 500 bornes de recharge ;
- 800 projets éoliens ;
- 4M m² de surface photovoltaïque déployée ;
- 200 territoires zéro pesticides ;
- 1 M ampoules led distribuées aux ménages.



Quartier Malbosc à Montpellier
(Bernard Suard/Terra)



Mettre en œuvre les plans climat air énergie territoriaux et les schémas régionaux du climat de l'air et de l'énergie

Une évaluation des schémas régionaux du climat de l'air et de l'énergie est en cours. Des premiers éléments ont été collectés et vont bientôt être analysés. En première approche les réalisations effectives sont assez loin des ambitions dont s'étaient dotés les schémas.



Ouvrir les données des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité au bénéfice des personnes publiques et en particulier aider les collectivités dans leur planification en matière d'énergie

Le décret qui le permet a été publié le 18 juillet 2016.



Mettre en place un dispositif d'observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques de la transition énergétique incluant notamment le suivi de la balance commerciale et l'emploi

L'état de la balance commerciale liée à l'achat et à la vente d'énergie est suivi et publié chaque année par le service des données et de l'évaluation statistique du ministère de la Transition écologique et solidaire. Il ne rend pas compte de l'état de la balance commerciale des équipements nécessaires pour produire de l'énergie (panneaux solaires par exemple) ou pour faire de la maîtrise de l'énergie (véhicules électriques par exemple).

Les emplois liés aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie sont suivis par l'ADEME sur une base annuelle.



4. Les questions pour l'élaboration de cette programmation pluriannuelle de l'énergie

La filière nucléaire

> Sur le parc électronucléaire :

- Quels sont les enjeux pour la filière nucléaire de l'évolution du parc français (arrêt, prolongation et éventuelles nouvelles constructions) ?
- Quelles sont les pistes pour maintenir dans la durée les emplois et les compétences critiques de la filière nucléaire ? Quelle contribution est-il possible d'attendre des projets à l'export ?

> Sur le cycle du combustible avec la filière MOx :

- Quelles sont les évolutions possibles des activités relatives au cycle du combustible, en particulier concernant l'utilisation du MOx, dans différents scénarios ?

> Sur les déchets radioactifs :

- Quels sont les enjeux, en termes de production de déchets radioactifs, de l'évolution du parc français (arrêt, prolongation et éventuelles nouvelles constructions) ? Comment sont-ils pris en compte ?

5. Les thèmes du débat public

La politique de transition énergétique a des incidences sur les grands agrégats de l'économie française. C'est pourquoi ils doivent être suivis : l'évolution du PIB, des emplois, de la balance commerciale, du coût budgétaire pour l'État, du prix prévisible de l'énergie. La révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie fera l'objet d'une évaluation macro-économique comme la version précédente, pour s'assurer de son impact positif²⁵.

Les solutions choisies pour faire la transition énergétique ont des impacts différents.

Par ailleurs, le propre de la transition énergétique est que les filières vont se transformer : certaines vont croître et d'autres vont décroître, les entreprises ne seront pas nécessairement les mêmes, les territoires vont être impactés. Des modalités d'accompagnement doivent être mises en place pour les entreprises, les salariés, et les territoires impactés. Ces modalités devront accompagner à la fois la reconversion des salariés des secteurs en décroissance et la montée en compétence des salariés des secteurs en croissance, voire l'adaptation des formations initiales à ces nouveaux métiers.

Le public est invité à s'exprimer sur les modalités qui lui paraissent efficaces pour accompagner au mieux les personnes, les entreprises et les territoires affectés par la transition.

²⁵Le modèle utilisé est le modèle macro-économique Three-Me de l'ADEME et de l'OFCE : <http://threeme.org/>

The background features a teal gradient with dark grey, abstract shapes on the left and right sides. A large white circle is centered in the upper half of the page.

Annexes



1. Données statistiques

Source SDES (usage énergétique uniquement)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consommation d'énergie finale (Mtep)	146	150	150	149	150	149	148	147	147	142	141
Consommation d'énergie primaire des énergies fossiles (Mtep)	120	124	126	125	125	126	123	122	141	116	113

Source SDES (usage énergétique uniquement)	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consommation d'énergie finale (Mtep)	143	142	142	141	141	140
Consommation d'énergie primaire des énergies fossiles (Mtep)	114	111	108	104	105	103

%	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Part de la consommation finale d'énergie avec des EnR	9,2	9,3	10,1	11,1	12,1	12,5	12,8	13,4	14,0	14,7	15,2	15,7
Part de la consommation finale d'électricité à partir d'EnR	13,8	14,1	14,4	14,5	15	14,9	16,4	16,6	17,0	18,5	18,9	19,1
Part de la consommation finale de chaleur à partir d'EnR	11,6	11,6	12,6	13,1	15,0	15,9	16,1	17,0	18,0	18,9	20,0	20,7
Part de la consommation finale de carburant à partir d'EnR	2,0	2,3	3,9	6,0	6,4	6,3	7,2	7,3	7,5	8,2	8,3	8,7
Part de la consommation finale de gaz à partir d'EnR	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,6

Source RTE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consommation brute d'électricité (TWh)	495	487	513	179	490	495	465	476	483	482

2. Indicateurs de suivi de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

Les valeurs 2015 et 2016 portées en noir sont des valeurs constatées alors que les valeurs 2018, 2023 et 2030, portées en rouge sont des valeurs objectifs. Dans beaucoup de domaines, le temps de mise à

disposition des données statistiques ne permet pas encore de disposer fin 2017 des éléments permettant d'apprécier l'impact d'une Programmation pluriannuelle de l'énergie publiée à l'automne 2016.

Indicateur	Périmètre	Unité	2015	2016	2018	2023	2030
Consommation finale d'énergie hors soutes internationales	France métropolitaine	Mtep	147,50	150,40	135,22	127,08	116,32
Consommation primaire d'énergie hors soutes internationales	France métropolitaine	Mtep	247,50	242,50			
Consommation énergétique primaire d'énergies fossiles	France métropolitaine	Mtep	100,90	101,70			82,11
Consommation énergétique primaire de gaz naturel	Métropole continentale	Mtep	34,30	37,50	33,96	31,21	
Consommation énergétique primaire de produits pétroliers	Métropole continentale	Mtep	57,70	55,60	58,46	53,05	
Consommation énergétique primaire de charbon	Métropole continentale	Mtep	8,30	8,00	7,96	6,93	
Part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie	France	%	15,2	15,7			32,0
Production de chaleur et froid renouvelable	France	Mtep	11,8	12,5			38,0
Part d'électricité renouvelable dans la consommation	France	%	18,9	19,1			
Part du gaz d'origine renouvelable dans la consommation de gaz	France	%	1,6	1,6			10,0
Part d'énergie consommée d'origine renouvelable dans les transports	France	%	8,3	8,7			15,0



Indicateur	Périmètre	Unité	2015	2016	2018	2023	2030
Part d'électricité renouvelable dans la production	France	%	15,9	17,5			40,00
Part du nucléaire dans la production d'électricité	France	%	75,9	71,7			
Développement des capacités d'effacement électrique en 2018 et en 2023	Métropole continentale	GW	3,70	3,1 (données pour l'hiver 2017) (500 MW sur les RR/RC + 1 400 MW sur l'appel d'offres + 400 MW directement sur le MA ou NEBEF + 800 MW directement mobilisés par les fournisseurs d'électricité)	5,00	6,00	

Indicateur	Périmètre	Unité	2015	2016	2018	2023	2030
Part de biocarburants avancés incorporés dans les carburants	Métropole continentale	%	0,46	0,47	1,6	3,4	
Pour chaque filière (essence et gazole), le % de biocarburants est égal au ratio entre la quantité énergétique de biocarburants physiquement incorporée de la filière et la consommation énergétique totale physique de la filière. Aucun double comptage n'est effectué.	Métropole continentale	%	0,00	0,00	1,0	2,3	
Quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid	France	Mtep	1,2 (chiffre provisoire SoES)		1,35	1,90	X

Indicateur	Périmètre	Unité	2015	2016	2018	2023	2030
Précarité énergétique	France	Nombre	- TPN : 3,2M - Logements aidés par l'ANAH : 49706 - CEE précarité : pas pertinent - Chèque énergie : pas pertinent	- TPN : 3,076M (provisoire) - Logements aidés par l'ANAH : 40726 - CEE précarité : 61,5 TWh cumac - Chèque énergie : 3,08M			

Indicateur	Périmètre	Unité	2015	2016	2018	2023	2030
Solde du commerce extérieur en valeur des produits énergétiques correspondant à la facture énergétique	France	Md€	41	32,40			
Sécurité d'alimentation en électricité	Métropole continentale	h	0h30	0h45 à 2h30			
Sécurité d'alimentation en gaz	Métropole continentale	%	100	100			
Émissions de GES de la production d'énergie	France métropolitaine	MtCO ₂ eq/an	46,5	45,00	55,00	55,00	
Taux d'interconnexion électrique	France	%	13,50	13,3			
Emplois dans les énergies renouvelables et d'efficacité énergétique	France	Nombre	- EnR : 81 490 - bâtiment : 1531800 - transports : 88840	- EnR : 80 940 - bâtiment : 155090 - transports : 98260			
Charges annuelles de service public de l'électricité (hors péréquation)	France	M€	Non pertinent	4 974,1			
Éolien terrestre	Métropole continentale	GW	10,26	11,73	15,00	Entre 21,8 et 26	
Solaire	Métropole continentale	GW	6,09	6,66	10,20	Entre 18,2 et 20,2	
Hydroélectricité	Métropole continentale	GW	25,05	25,48		De 25,8 à 26,05	+1 à 2 GW de STEP entre 2025 et 2030
Éolien en mer posé	Métropole continentale	MW	0	0	500	3 000	
		MW	0	0		De 500 à 6 000	
Énergies marines (éolien flottant, hydroliennes, etc.) (hors usines marémotrices)	Métropole continentale	MW	0	0		100	
		MW	0	100 (éolien flottant)		De 200 à 2 000	
Géothermie électrique	Métropole continentale	MW	0	2	8	53	



Indicateur	Périmètre	Unité	2015	2016	2018	2023	2030
Bois-énergie	Métropole continentale	MW	423	591	540	De 790 à 1 040	
Méthanisation	Métropole continentale	MW	94	110	137	De 237 à 300	
Bois	Métropole	ktep	9 086	9 525	12 000	De 13000 à 14000	
Biogaz	Métropole	ktep	190	199	300	De 700 à 900	
Pompes à chaleur	Métropole	ktep	1 848	2 181	2 200	De 2800 à 3200	
Géothermie basse et moyenne énergie	Métropole	ktep	213	220	200	De 400 à 550	
Solaire thermique	Métropole	ktep	99	102	100	De 270 à 400	
Consommation de BioGNV	Métropole continentale	TWH	0,03	0,06	0,70	2	
Biogaz injecté dans les réseaux	Métropole continentale	TWH	0,082	0,22	1,70	8	
Électromobilité	Métropole continentale	Millions	0,078	0,11		2,40	

3. Questions soulevées lors des discussions préparatoires sur l'évolution du mix électrique

Cette annexe a pour objectif d'alimenter les réflexions sur l'évolution du mix électrique à partir des contributions et échanges qui ont eu lieu sur le sujet du mix électrique lors d'un atelier de travail qui s'est déroulé le 16 janvier 2018, et qui réunissait des représentants des entreprises du secteur de l'énergie,

des consommateurs, des collectivités, des syndicats de salariés, des associations de protection de l'environnement.

Les principaux sujets qui ont fait l'objet de discussions sont rappelés ci-dessous.

Débat sur les hypothèses d'évolution de la consommation d'électricité

La consommation est la donnée la plus structurante pour dimensionner le mix électrique à moyen ou long terme. Pour élaborer les scénarios d'évolution de la consommation²⁶, RTE a organisé une vaste consultation sur les hypothèses utilisées dans son modèle pour prévoir la demande. Les résultats obtenus par RTE sont tous des évolutions de consommation stables ou orientées à la baisse à l'horizon 2035 par rapport à l'année 2016 (483 TWh), y compris sous des hypothèses fortes de transfert d'usage vers l'électricité.

Il n'y a pas convergence sur les effets à la hausse des nouveaux usages, ni sur les effets à la baisse de l'efficacité énergétique que l'on peut attendre, ni sur leur rythme.

Beaucoup d'hypothèses techniques (baisse des consommations des appareils électro-ménagers, taux de pénétration des équipements électroniques...) sont consensuelles mais il reste certains débats par exemple sur l'évolution du nombre de personnes par foyer.

Par ailleurs, le débat se développe sur le rythme d'électrification de nouveaux usages : passage du véhicule thermique au véhicule électrique, remplacement de chauffage au fioul par des pompes à chaleur, développement de l'électricité dans les process industriels.

Les scénarios de RTE comportent déjà des volumes de transformation ambitieux, par exemple en termes de développement de véhicules électriques. Toutefois, les baisses de consommation liées à l'efficacité énergétique sont supérieures aux hausses liées aux

nouveaux usages électriques dans tous ses scénarios.

Certaines parties prenantes considèrent toutefois que compte-tenu du faible contenu carbone de l'électricité et des objectifs climatiques, il faudrait avoir une politique plus forte de conversion à l'électricité pouvant conduire à une hausse de la consommation d'électricité.

À l'inverse, certaines études ou analyses publiées (ADEME²⁷, Negawatt²⁸...) prévoient des baisses plus significatives de la consommation d'électricité avec un effort accru de l'efficacité énergétique, ou une sobriété énergétique supérieure (tout en intégrant des transferts d'usage).

Tous les acteurs conviennent que l'évolution de la consommation électrique doit être intégrée dans une vision globale de la consommation énergétique. Les réflexions doivent donc intégrer la complémentarité avec les autres sources de production, notamment les sources de production de chaleur.

Enfin, si les besoins de production envisagés dans les différents scénarios dépendent en premier lieu de la consommation, ils s'ajustent également en fonction de l'évolution du solde exportateur d'électricité. Les scénarios de RTE se différencient assez fortement sur ce point, en fonction des choix nationaux sur les moyens de production et des projections sur les évolutions du système électrique dans les pays voisins. Un débat s'est fait jour entre les participants sur le caractère intrinsèquement positif ou non du maintien à un niveau soutenu du solde exportateur, et sur le réalisme d'une évolution à la hausse de nos exportations.

²⁶<http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

²⁷<http://www.ademe.fr/connaître/priorités-strategiques-missions-lademe/scenarios-2030-2050>

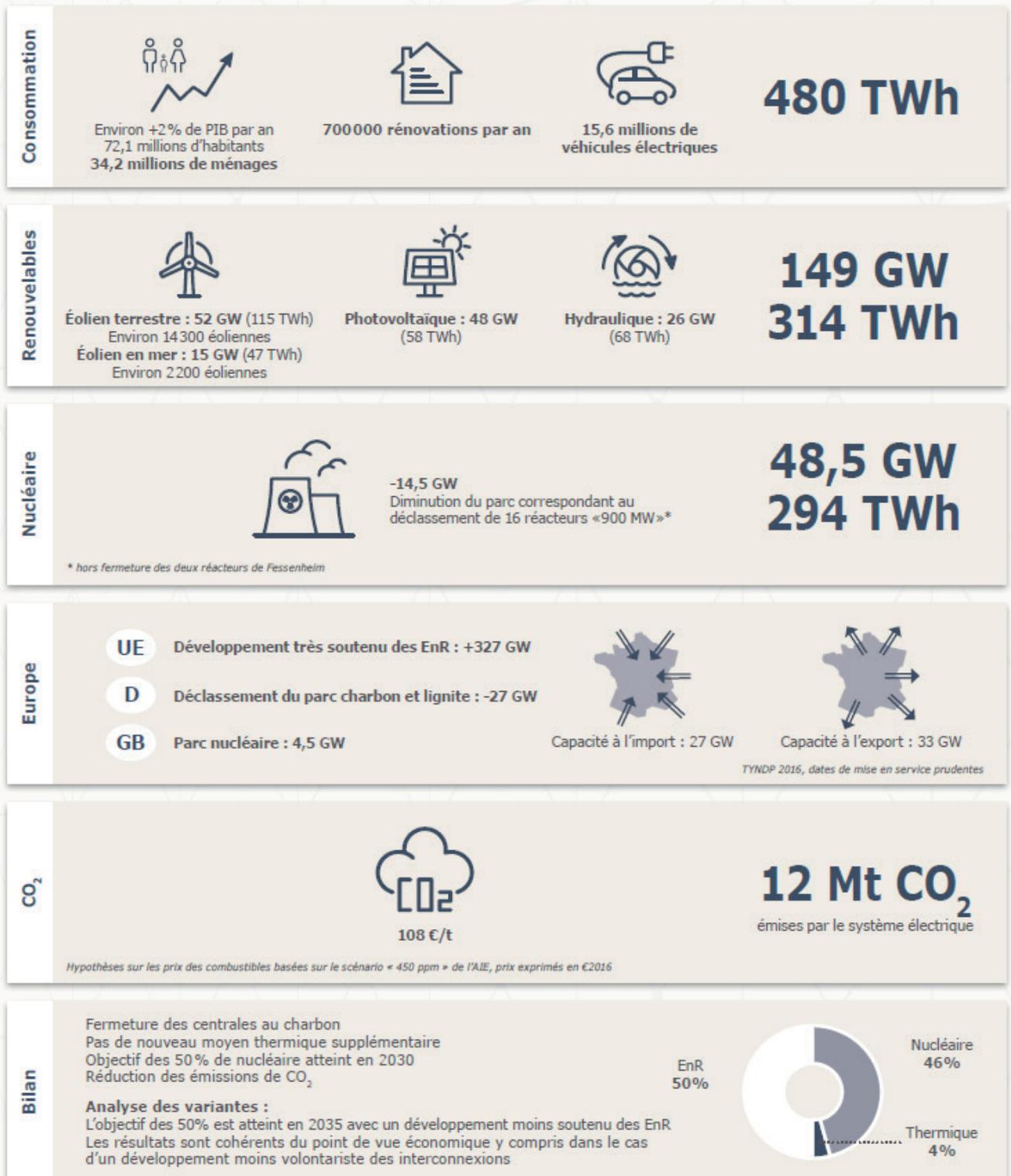
²⁸<https://negawatt.org/scenario/>



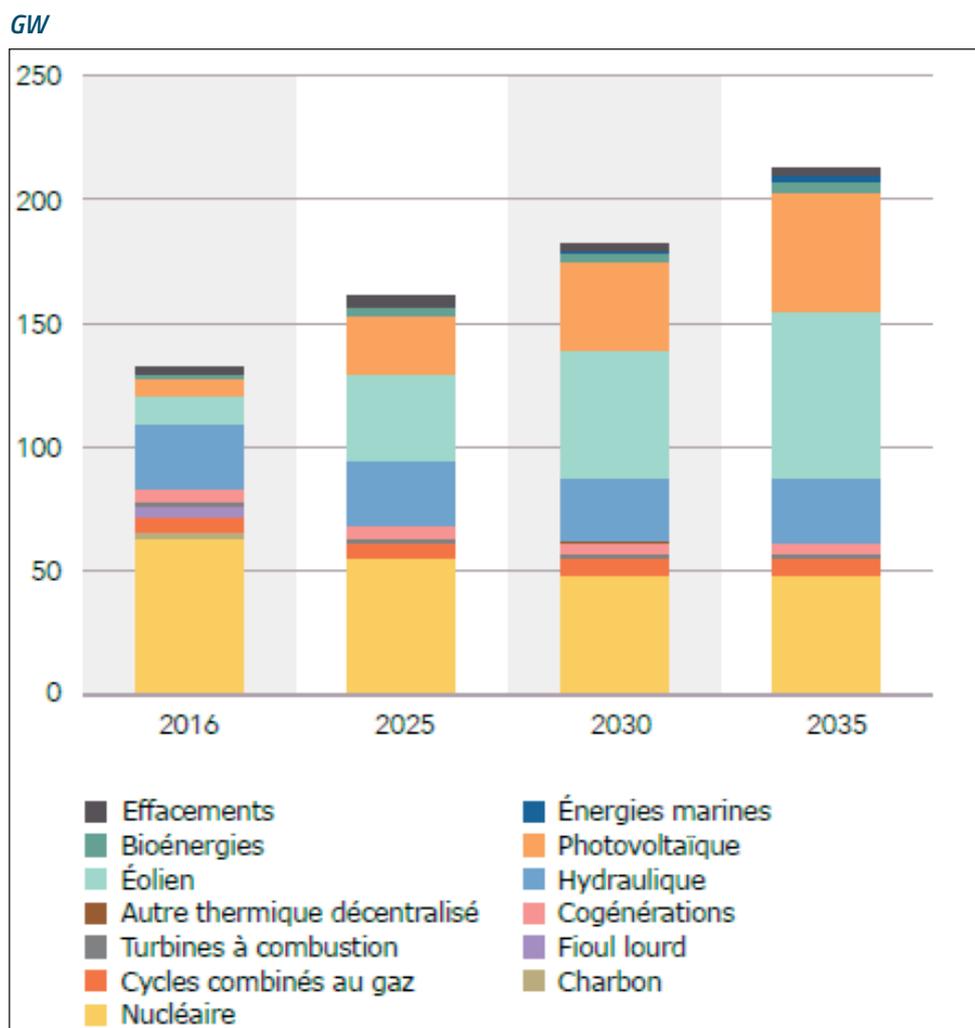
Scénario AMPERE²⁹

Une réduction de la production du nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables.

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2035



²⁹http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_synthese_17.pdf p.18



Contribution à la baisse des émissions de gaz à effet de serre

Le scénario permet au système électrique de contribuer à l'objectif de réduction des émissions de CO₂. Celles du parc électrique français sont divisées par presque deux par rapport aux émissions actuelles et s'établissent à 12 millions de tonnes en 2035. Les exportations d'électricité produite en France avec très peu d'émissions de gaz à effet de serre permettent d'éviter la production de 42 millions de tonnes de

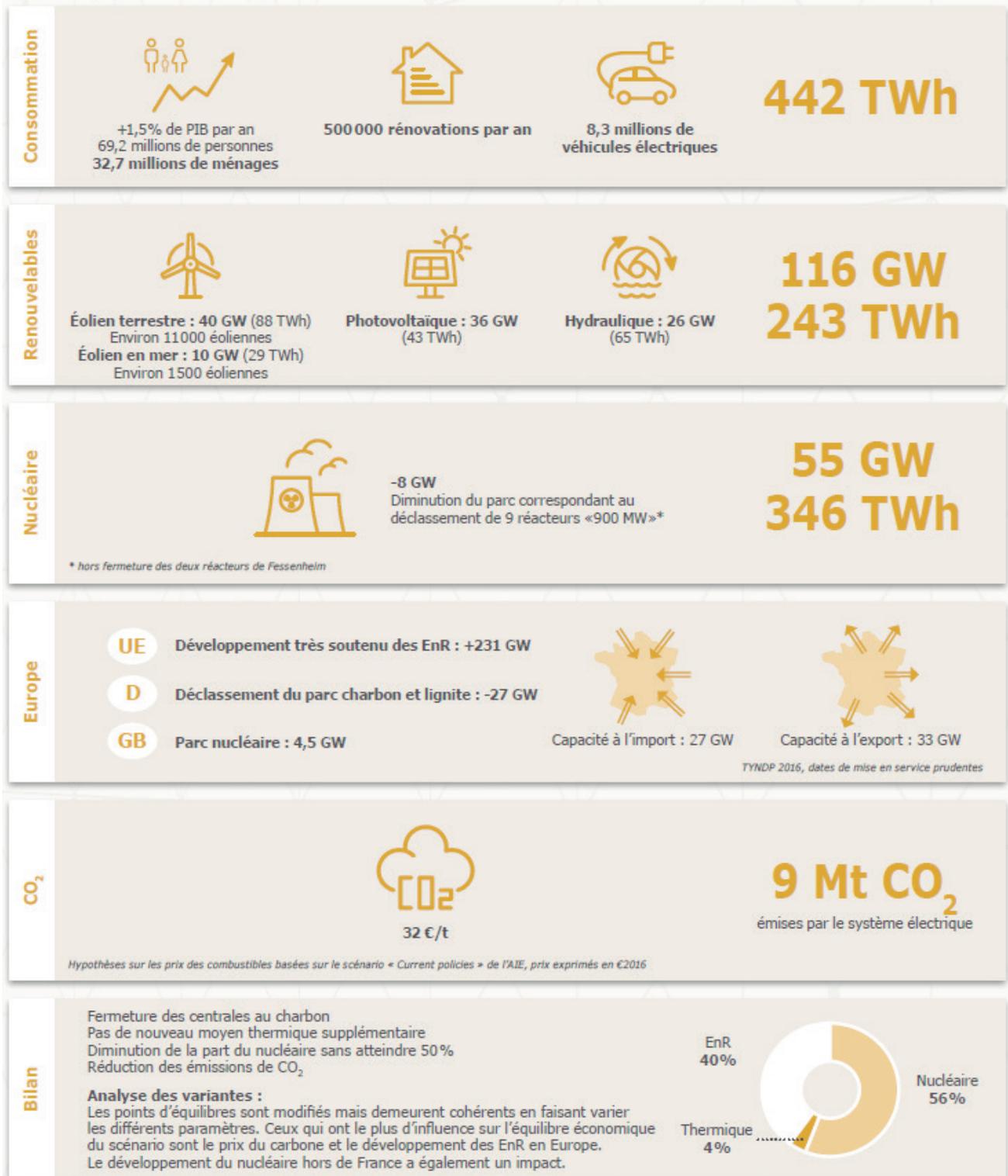
CO₂ en Europe, car elles remplacent de l'électricité qui serait produite en émettant davantage de gaz à effet de serre. Les niveaux de solde exportateur atteints dans ce scénario, en augmentation forte par rapport aux niveaux historiques, reposent sur des hypothèses d'évolution des stratégies des pays voisins compatibles avec cette vision.



Scénario VOLT³⁰

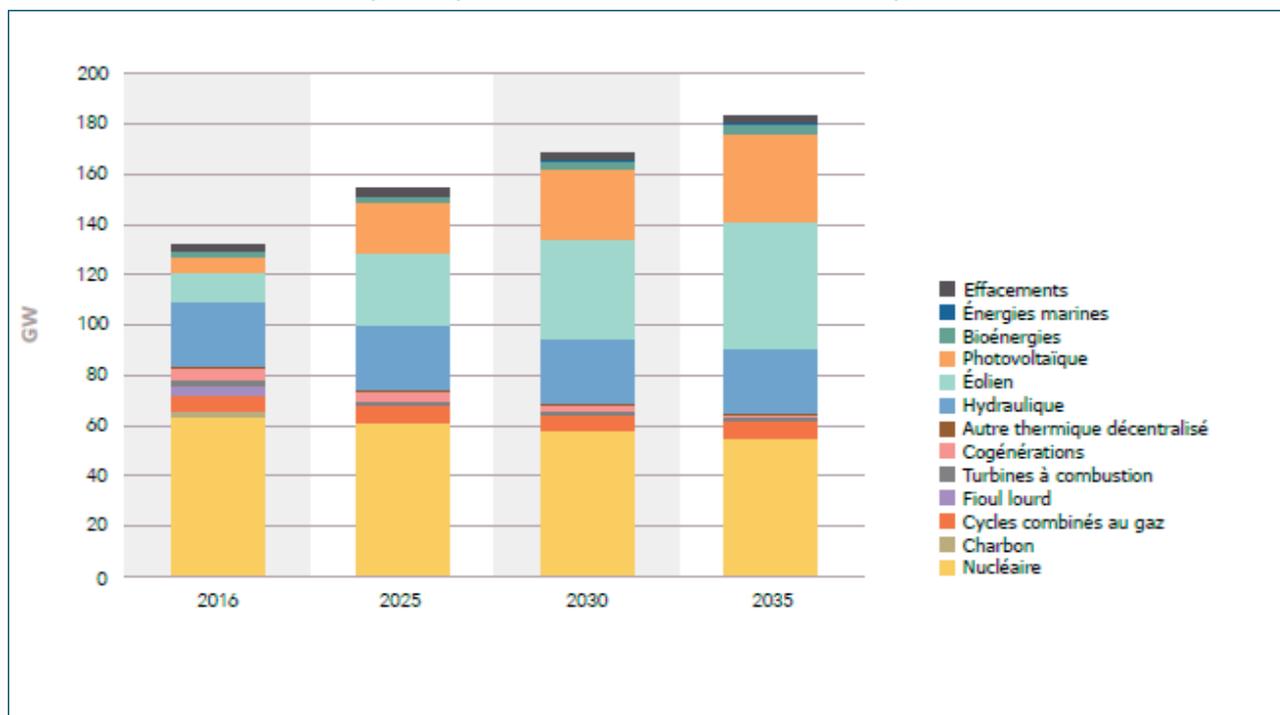
Un développement soutenu des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle de l'Europe.

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2035



³⁰http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_synthese_17.pdf p.22

Évolution du parc de production – Scénario Volt Source : Bilan prévisionnel RTE



Contribution à la baisse des émissions de gaz à effet de serre

Le scénario permet au système électrique de contribuer à l'objectif de réduction des émissions de CO₂. Celles du parc électrique français s'établissent à 9,2 millions de tonnes en 2035. Les exportations d'électricité produite en France avec très peu d'émissions de gaz à effet de serre permettent d'éviter la production de 53 millions de tonnes de CO₂ en Europe, car elles

remplacent de l'électricité qui serait produite en émettant davantage de gaz à effet de serre. Les niveaux de solde exportateur atteints dans ce scénario, en augmentation forte par rapport aux niveaux historiques, reposent sur des hypothèses d'évolution des stratégies des pays voisins compatibles avec cette vision.

Évaluation des impacts des scénarios VOLT et AMPÈRE

La partie ci-dessous résume les impacts des scénarios Volt et Ampère tels qu'ils ont été évalués par RTE

ou par l'administration et discutés avec les parties prenantes.

Sécurité d'approvisionnement

Par construction, les scénarios de RTE sont construits pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement tel que défini par la réglementation si leurs hypothèses se réalisent.

Certains acteurs soulignent que la réalisation de certaines hypothèses (par exemple d'évolution de la consommation) ou l'atteinte de certains objectifs (par exemple de développement des énergies renouvelables) ne sont pas garantis et que les choix

de mix doivent tenir compte de ces incertitudes en préservant des marges. De même, certains acteurs rappellent que des marges doivent être prévues pour couvrir le risque d'indisponibilité fortuite d'une partie du parc nucléaire pour des raisons de sûreté, ou de non réalisation dans les délais ou avec le résultat prévu des objectifs de prolongation des réacteurs existants. Il est donc nécessaire de garder les marges nécessaires vis-à-vis des différentes incertitudes.

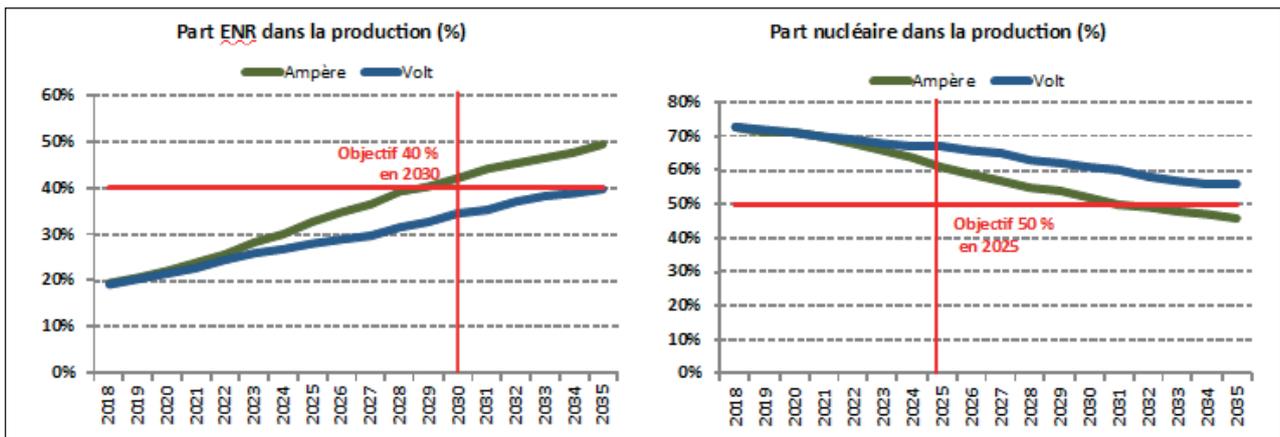


Atteinte des objectifs de mix électrique de la loi de transition énergétique

Les résultats des scénarios Ampère et Volt concernant l'atteinte des objectifs de la loi en termes de production à partir d'EnR et de production à partir de nucléaire sont repris dans les schémas ci-dessous :

- Le scénario Volt atteint les 40% d'EnR dans la production d'électricité en 2035 et les 50 % de nucléaire après 2035 ;

- Le scénario Ampère atteint les 40% d'EnR dans la production d'électricité en 2029 et les 50% de nucléaire en 2030.



Atteinte des objectifs de mix électrique de la loi de transition énergétique

Les coûts de production d'électricité apparaissent maîtrisés dans les deux scénarios avec une variation moyenne de 5 €/MWh sur la période de treize ans entre 2017-30 (soit 9 %) pour le scénario Ampère et 2 €/MWh (soit 4 %) pour Volt.

Il convient de souligner que les analyses économiques présentent une forte sensibilité aux hypothèses prises, notamment sur le prix du CO₂. Plusieurs scénarios d'évolution du prix du CO₂ (entre 32 € la tonne de CO₂ et 108€ la tonne) ont été étudiés par RTE.

Certains acteurs soulignent que cette quasi-stabilité des coûts de production de l'électricité est un atout à mettre en regard des incertitudes mondiales qui pèsent sur le prix des hydrocarbures et donc le déficit commercial français.

D'autres soulignent par ailleurs la sensibilité de ces résultats aux hypothèses retenues sur le coût de production nucléaire, et l'existence d'incertitudes concernant l'impact sur ce coût des conditions de prolongation de fonctionnement des réacteurs d'une part, et le facteur de charge du nucléaire en fonction des niveaux réels d'exportation et de modulation du parc d'autre part.

Coût public de financement des EnR

Le MTES évalue le coût du soutien public pour les EnR entre 61 Md€ et 126 Mds€ sur la période 2017-2035. Le facteur ayant l'impact le plus élevé sur ce coût est le prix du CO₂ qui est différent dans les scénarios Volt et Ampère. Ils ne sont donc pas directement comparables à cet égard.

Les choix précis de répartition entre filières renouvelables ont également un impact significatif.

Les calculs ci-dessus sont basés sur les mix précis choisis par RTE.

Une modification du mix EnR avec une production sensiblement identique (307 TWh, soit un écart de 2 %), avec une hypothèse d'éolien en mer plus faible et un objectif de photovoltaïque plus élevé, conduirait un coût de soutien public de 72 Mds€ (soit 8 % de moins) dans le scénario Ampère.

Scénario RTE Ampère		→	Exemple de scénario alternatif	
Capacité installée 2035	GW		Capacité installée 2035	GW
Eolien terrestre	52		Eolien terrestre	49
Eolien offshore	15		Eolien offshore	8
PV	48		PV	57

Production ENR : 314 TWh	Production ENR : 307 TWh
Coût de soutien 2017-35 : 78 Mds€	Coût de soutien 2017-35 : 72 Mds€

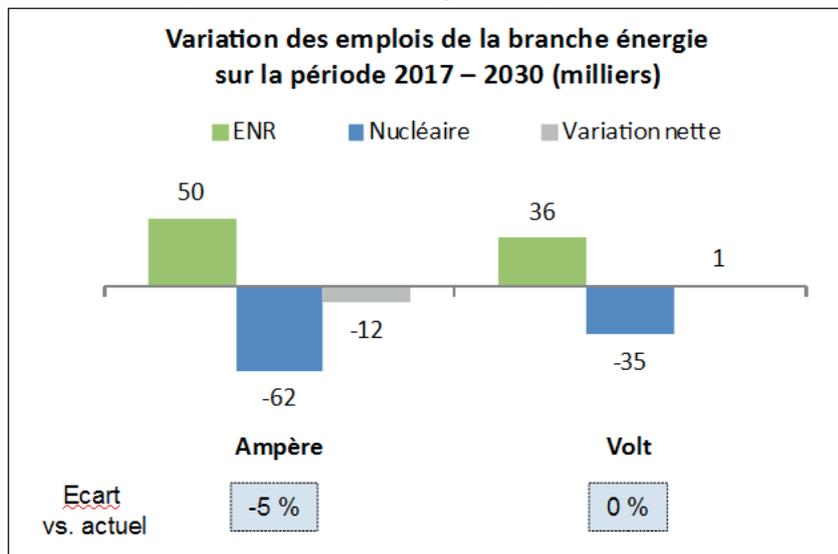
Impacts sur les emplois

Le secteur de l'électricité représente aujourd'hui environ 380 000 emplois, dont plus de 200 000 pour la branche nucléaire.

Les emplois de la filière électricité sont très variés : entre la construction, la maintenance, le transport, la distribution, les emplois induits...

Les évolutions du mix électrique envisagées généreront des créations de postes dans certains secteurs et des pertes dans d'autres. Le graphe ci-dessous rend compte des évaluations du Ministère de la Transition écologique et solidaire présentées en atelier concernant les modifications d'emploi dans les scénarios Ampère et Volt :

Variation des emplois de la branche énergie sur la période 2017-2030 (milliers)





Quel que soit le choix, des transferts et des reconversions devront être anticipés et accompagnés.

Certains acteurs souhaiteraient différencier les emplois à caractère industriel dont la proportion est

plus importante dans la filière nucléaire des emplois d'installation et de maintenance, proportionnellement plus nombreux dans les filières renouvelables.

Balance commerciale / Exportation d'électricité

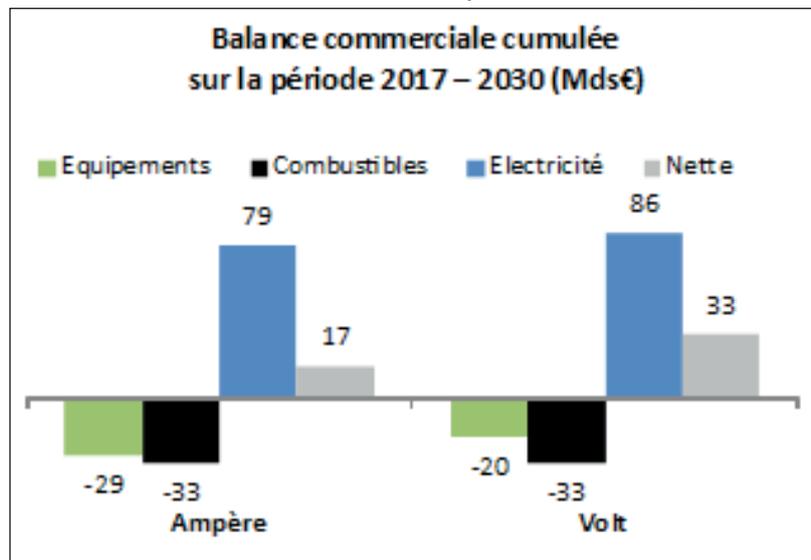
La balance commerciale du secteur de l'électricité est composée essentiellement :

- Des importations de combustibles (gaz naturel et uranium) et de matériels pour la construction des EnR (éoliennes, panneaux photovoltaïques) ;

- Des exportations d'électricité.

Le graphe ci-dessous rend compte des évaluations du MTES concernant les modifications de balance commerciale liée à l'électricité dans les scénarios Ampère et Volt :

Balance commerciale cumulée sur la période 2017-2030 (Mds€)



Dans les scénarios étudiés, l'électricité produite en France peut être vendue sur le marché européen grâce à ses coûts variables faibles. Ces scénarios résultent en un niveau d'export en forte augmentation par rapport à la situation actuelle.

Certains acteurs interrogent la faisabilité de tels niveaux d'export.

Ces flux électriques sont simulés dans les scénarios de RTE, et les résultats en termes de quantités d'électricité exportée dépendent d'un calcul économique.

Certaines parties prenantes considèrent que les projets d'interconnexions électriques nécessaires pour exporter autant pourraient ne pas être conduits jusqu'au bout pour des raisons politiques et environnementales, au-delà des simples questions éco-

nomiques. En effet, confrontés à de tels niveaux d'importation, les pays voisins pourraient souhaiter engager des constructions de moyens de production dans leur pays supérieurs aux hypothèses de RTE afin de maintenir un niveau d'indépendance énergétique élevé ou d'éviter d'importer autant d'électricité d'origine nucléaire alors qu'ils ont fait le choix d'arrêter leur production nucléaire. Un développement plus rapide que prévu des ENR dans ces pays pourrait les conduire à importer moins. A l'inverse, s'ils n'atteignaient pas totalement leurs objectifs ENR, ils pourraient avoir besoin d'importer davantage.

Si les exportations prévues n'étaient pas réalisées, la surcapacité pèserait à la baisse sur les prix de marché de l'électricité.

4. Questions soulevées lors des discussions préparatoires sur la place du biogaz

Cette annexe a pour objectif d'alimenter les réflexions sur l'évolution de la part du biogaz dans le mix énergétique à partir des contributions et échanges qui ont eu lieu sur le sujet lors d'un atelier de travail qui s'est déroulé le 19 octobre 2017, et

qui réunissait des représentants des entreprises du secteur de l'énergie, des consommateurs, des collectivités, des syndicats de salariés, des associations de protection de l'environnement.

Le biogaz

Le biogaz est le gaz produit dans des équipements appelés méthaniseurs, par la fermentation de matières organiques : déchets organiques (déchets de table, épiluchures, tontes, ... etc.), déjections animales (lisiers) et matières agricoles spécialement cultivées pour produire le biogaz. Les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) produisent également spontanément du biogaz, qu'elles doivent collecter.

En France, l'essentiel du biogaz est produit à partir de résidus (déchets et lisiers).

Une fois collectées et transportées sur un site de méthanisation, les matières organiques sont triées, brassées et chauffées pendant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène). Ce processus de digestion de matières organiques produit du biogaz. En ce qui concerne le biogaz produit par les ISDND, celui-ci est capté directement à la source depuis les casiers de stockage, pour être valorisé.

Le biogaz est donc produit soit par des installations à la ferme exploitées par des agriculteurs qui utilisent essentiellement leur lisier, soit par des installations adossées à une installation de traitement de matières organiques comme les stations d'épuration des eaux usées, soit par des installations dédiées.

Le biogaz produit peut être brûlé localement, soit pour produire de la chaleur, soit pour une production conjointe d'électricité et de chaleur (cogénération). Il peut aussi être transformé en biométhane puis injecté dans les réseaux de gaz. Il peut enfin être chargé dans des réservoirs et utilisé comme carburant dans le secteur des transports (bio-GNV).

Historiquement, le biogaz a d'abord été valorisé sous forme d'électricité et de chaleur. La mise en place d'un mécanisme de soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz a permis un décollage rapide du développement des installations d'injection de biométhane dans les réseaux gaziers.

En 2016, le biogaz représentait 3% de la production primaire d'énergies renouvelables. Au regard du rendement des différents usages du biogaz, les pouvoirs publics souhaitent désormais accélérer le développement du biométhane injecté dans les réseaux ou directement utilisé comme gaz carburant dans les transports.

On considère que la combustion du biogaz n'émet pas de gaz à effet de serre car le CO₂ qui est physiquement émis a été capté dans l'atmosphère par la matière organique peu de temps auparavant : le bilan est donc nul.

De nouvelles technologies apparaissent et seraient également susceptibles de produire du gaz considéré comme n'émettant pas de gaz à effet de serre : La pyro-gazéification des déchets consiste à les chauffer à des températures comprises entre 900 et 1 200 °C en présence d'une faible quantité d'oxygène. Cela permet de séparer la fraction minérale et de convertir le déchet en un gaz que l'on appelle gaz de synthèse.

La production de gaz à partir d'une réaction inverse à l'électrolyse de l'eau, qui permet de produire du gaz avec de l'électricité. Si l'électricité utilisée a été produite avec des moyens de production n'émettant pas de gaz à effet de serre, le gaz est considéré ne pas émettre de gaz à effet de serre. La perspective de long terme serait d'utiliser de l'électricité renouvelable, produite à des moments où il y a moins de consommation d'électricité.



Objectifs actuels

En 2015, la loi Transition énergétique a fixé, pour le biogaz, un objectif de 10 % de la consommation finale de gaz en 2030. La loi a également fixé des objectifs de développement ambitieux de la part des renouvelables dans la production d'électricité et la consommation de chaleur et de carburant. Le biogaz aura un rôle à jouer dans ces secteurs.

La programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en octobre 2016 a ainsi fixé les objectifs suivants pour le biogaz :

	2018	2023
Capacités de production d'électricité installées pour la méthanisation	137 MW	237 à 300 MW
Consommation finale de chaleur à partir de biogaz injecté ³¹	0,3 Mtep	0,7 à 0,9 Mtep
Biométhane injecté	1,7 TWh	8 TW

En ce qui concerne la production électrique, au 30 septembre 2017, la capacité installée est de 130 MW en méthanisation. L'objectif 2018 sera donc vraisemblablement atteint, voire dépassé.

En ce qui concerne le biométhane injecté, en 2017, 0,4 TWh de biogaz a été injecté dans les réseaux de gaz, pour un objectif 2018 de 1,7 TWh. On constate

que le nombre de projets de production de biométhane injecté dans le réseau augmente fortement : 30 installations étaient raccordées au réseau de gaz au 30 septembre 2017 ; 40 au 31 décembre 2017. Et 360 projets sont en attente.

Gisements mobilisables – Nouveaux objectifs

Les acteurs divergent sur la répartition des gisements entre cogénération (production d'électricité) et injection dans le réseau de gaz :

- L'ADEME retient un rapport de 60 % de ressources utilisées pour l'injection et 40% pour la cogénération ;
- Les opérateurs de réseau gazier retiennent un rapport de 80 % de ressources utilisées pour l'injection et 20 % pour la cogénération.

À terme, une partie du biométhane produit devrait également pouvoir être utilisée directement sous forme de BioGNV dans le secteur de la mobilité.

Les acteurs ne convergent pas non plus sur une évaluation du gisement de matières organiques mobilisables pour la méthanisation.

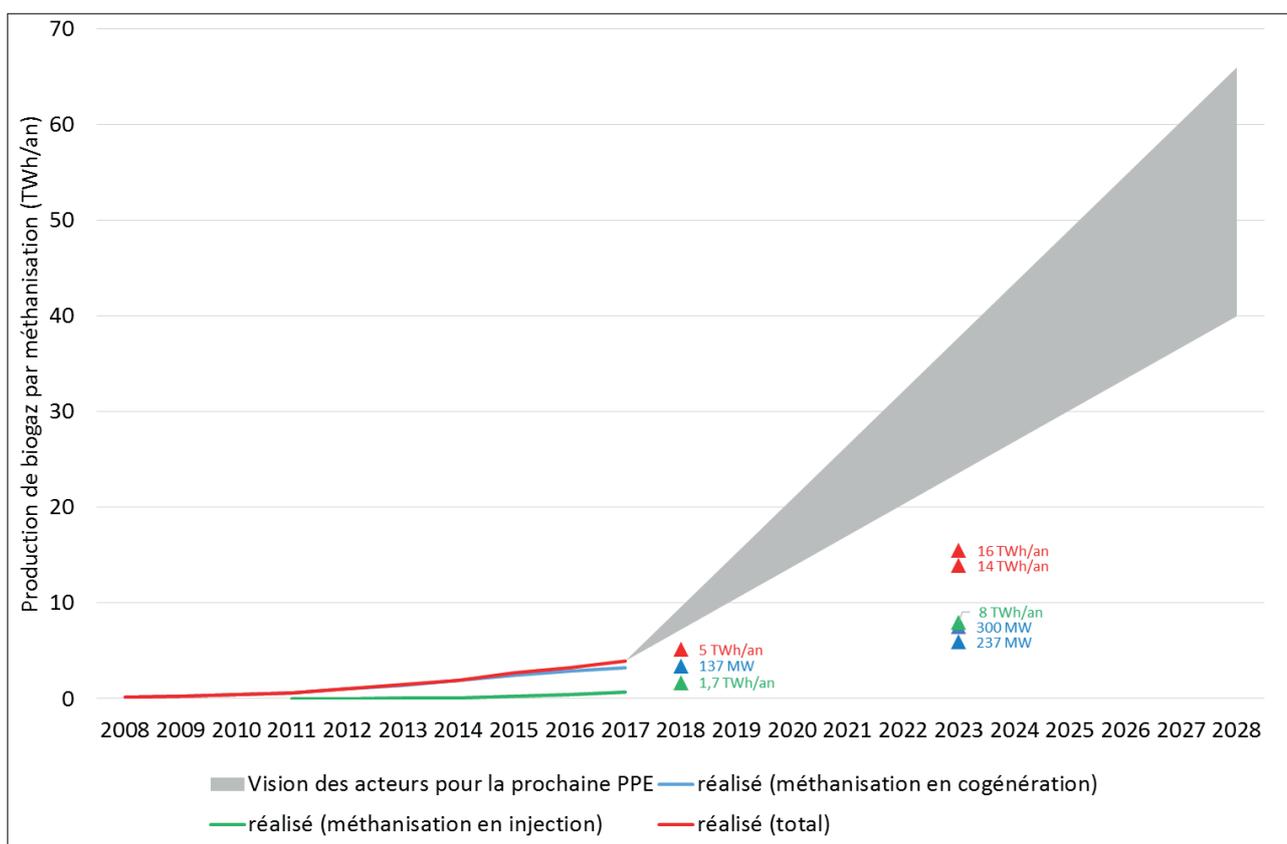
³¹Cet objectif correspond à la production directe de chaleur, la production de chaleur à partir de cogénération et la production de chaleur à partir de biométhane injecté. L'objectif est donc partiellement inclus dans l'objectif cogénération et dans l'objectif injection.

Le tableau ci-dessous reprend les potentiels mobilisables annoncés par les différents acteurs :

TWh	2028		2030		2035	
	Cogénération	Injection	Cogénération	Injection	Cogénération	Injection
ADEME	16	24			28	42
SER	60 TWh		90 TWh			
Opérateurs de réseau			18	71		

Les différents acteurs convergent pour donner la priorité à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz, par rapport à une combustion locale pour

produire de l'électricité. La production d'électricité, dans la mesure où son rendement énergétique est moins bon, doit être réservée à des cas particuliers.





Enjeux pour mobiliser les gisements

En ce qui concerne les objectifs de production d'électricité à partir de la méthanisation en 2023, les acteurs proposent de les orienter à la hausse compte tenu du développement constaté de la filière ces dernières années.

Concernant la production de biométhane, les acteurs du secteur constatent que, malgré la mise en place de mesures incitatives, la filière peine à se développer ; la viabilité économique des projets est discutée, la filière française a du mal à s'organiser et, selon eux, le rythme actuel de développement pour le biométhane injecté ne permet pas d'atteindre les objectifs de la PPE, ni de répondre aux besoins sur le marché de la mobilité.

Ils imputent ces difficultés à des difficultés de financement, à la nécessité de renforcer la compétence des acteurs de la filière, à l'absence de matériels adaptés au contexte français, à des lourdeurs administratives, à des problèmes d'acceptation locale, mais aussi à la crise de l'agriculture qui a fragilisé les exploitations. L'objectif d'injection de 8TWh à l'horizon 2023 pourrait rester atteignable mais sous réserve d'un certain nombre de mesures nouvelles de soutien.

Des pistes ont été discutées pour permettre d'atteindre les objectifs. Les sujets qui ont été identifiés sont :

Augmenter le gisement

Certains acteurs proposent d'augmenter le gisement, en demandant à prioriser la valorisation énergétique des déchets sur d'autres modes de valorisation, ce qui est contraire aux orientations européennes (la directive cadre déchets indique que la valorisation

matière des déchets doit être la priorité). Toutefois, il faut noter qu'au sein du secteur de la valorisation énergétique des déchets, conformément aux orientations européennes, le recours à la méthanisation est à favoriser plutôt que le recours à l'incinération ou au biogaz de décharge (secteur qui ne pourra plus accueillir de déchets biodégradables à compter de 2025, qui devront donc être réorientés vers d'autres filières).

Certains soulignent l'intérêt de l'utilisation de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), voire suggèrent de développer de nouvelles cultures qui seraient destinées uniquement à la production d'énergie, ce qui est aujourd'hui limité par la réglementation française qui ne souhaite développer une concurrence des usages énergétiques par rapport aux usages agricoles. Cette réglementation prévoit que les cultures alimentaires, ne comprenant pas les CIVE, ne peuvent représenter que 15% du total des intrants.

Professionnaliser la filière

La conception, la construction et l'exploitation d'un méthaniseur nécessitent des compétences qui ne sont pas toujours maîtrisées aujourd'hui, entraînant des difficultés de fonctionnement des exploitations et des déficits de rentabilité. Des actions sont nécessaires dans ce domaine.

Les mécanismes de soutien public et la réglementation

Le biogaz bénéficie aujourd'hui de plusieurs mécanismes de soutien.

> Pour la production d'électricité :

Un arrêté tarifaire pour les petites installations de méthanisation de puissance inférieure à 500 kW. Cet arrêté valorise la méthanisation agricole en prévoyant une prime aux effluents d'élevage ;

Un dispositif d'appel d'offres pour les installations de puissance supérieure à 500 kW. Les premiers retours d'expérience sur cet appel d'offres montrent des difficultés pour les producteurs de s'inscrire dans ce dispositif de soutien ;

Un arrêté tarifaire pour la valorisation électrique du biogaz produit à partir de la méthanisation de boues de stations d'épuration ;

> Pour la production de chaleur renouvelable :

Depuis 2007, le soutien à la méthanisation est partagé entre le Fonds Chaleur et le Fonds Déchets de l'ADEME selon le mode de valorisation du biogaz (la partie traitement du Digestat et la valorisation en cogénération par le Fonds Déchets et la valorisation chaleur directe et par injection biométhane par le Fonds Chaleur). En 2016, 87 projets nouveaux ont ainsi été soutenus à hauteur de 36,5M€ dont 16,5M€ par le fonds chaleur. En 2016, pour tenir compte des prix du gaz en baisse et relancer l'attractivité des projets, les aides du Fonds chaleur ont augmenté de 10% en moyenne pour les petits et moyens projets et de 20% en moyenne pour les gros projets.

> Pour l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz :

Un arrêté tarifaire pour les installations d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz, fonction de la taille de l'installation et des types d'intrants utilisés. Ce tarif leur permet de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation des installations et d'assurer une rentabilité normale du projet pendant 15 ans.

La Commission de régulation de l'énergie estime à 50 M€ pour l'année 2017 les coûts associés à l'obligation d'achat de biogaz.

Pour accélérer l'émergence du biogaz, différentes propositions ont été faites : simplification des réglementations applicables, renforcement du soutien public à l'investissement, renforcement ou extension (nouveaux types d'installations aidées) du soutien public à la production, prolongation de la durée des contrats d'achat...

Ces propositions doivent être mises en perspective des intérêts environnementaux de la production de biogaz d'une part et des montants totaux d'aides à la filière d'autre part. Avec les mécanismes actuels, de l'ordre de 2Mds€ de soutien public seraient nécessaires pour 30 TWh/an de biogaz. Des discussions ont donc porté sur l'évolution des mécanismes de soutien, pour assurer leur durabilité dans le temps. Les acteurs convergent sur la nécessité de stabiliser un système qui soit fiable et stable dans le temps pour donner de la visibilité à la filière.



5. Organismes consultatifs devant donner un avis sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie

Le Conseil national de la transition écologique (CNTE)

Le Conseil national de la transition écologique est l'instance de dialogue en matière de transition écologique et de développement durable. Il a été créé pour renforcer le dialogue social environnemental.

Le conseil est présidé par le ministre en charge de l'Écologie et composé de 50 personnes :

- le président du conseil économique, social et environnemental, membre de droit ;
- la commissaire générale au développement durable, membre de droit ;
- 8 élus assurant la représentation des collectivités territoriales ;
- 8 représentants des organisations syndicales interprofessionnelles de salariés ;
- 8 représentants des organisations d'employeurs ;
- 8 représentants d'associations, fondations ou organismes de protection de l'environnement ;
- 8 représentants de la société civile ;
- 8 parlementaires.

Le Conseil supérieur de l'énergie (CSE)

Le Conseil supérieur de l'énergie est un organisme conseillant le gouvernement sur la politique énergétique. Il est consulté sur chaque acte et décision de l'État relatif à l'énergie.

Le Conseil supérieur de l'énergie est composé de 36 personnes :

- 3 députés et 2 sénateurs ;
- 1 membre du Conseil d'État ;
- 4 représentants de ministères ;
- 5 représentants des collectivités territoriales ;
- 5 représentants des consommateurs ;
- 13 représentants des entreprises du secteur énergétique ;
- 5 représentants du personnel des industries électrique et gazière.

Le Comité d'experts pour la transition énergétique (CETE)

Le Comité d'experts pour la transition énergétique comporte 8 personnes. Il s'agit d'universitaires et d'experts issus de différentes disciplines : sociologie, économie, toxicologie, climatologie, architecture. Le

Comité d'experts pour la transition énergétique doit donner un avis sur les projets de Stratégie nationale bas-carbone et Programmation pluriannuelle de l'énergie ainsi que sur leur mise en œuvre.

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité

Les charges de service public de l'électricité comprennent :

- le développement des énergies renouvelables et l'effacement de consommation ;
- la péréquation tarifaire en outre-mer et en Corse ;
- la lutte contre la précarité énergétique via le chèque énergie ;
- le soutien à l'efficacité énergétique via la cogénération au gaz naturel.

Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité a pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité.

À ce titre, il :

- évalue deux fois par an le montant total des engagements pris par l'État au titre des charges de service public, notamment dans le cadre des contrats d'achat Énergies nouvelles et renouvelables et cogénération ;
- estime tous les ans l'évolution prévisible de ces engagements sur une période de cinq ans ;

- assure le suivi des charges de service public de l'électricité et établit, au moins une fois par an, des scénarios d'évolution des charges à moyen terme ;
- donne un avis préalable sur le volet de l'étude d'impacts consacré aux charges de service public de l'électricité de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité comprend 9 personnes :

- un représentant de la Cour des comptes ;
- un représentant de la Commission de régulation de l'énergie ;
- 4 représentants du gouvernement nommés par les ministres en charge de l'énergie, de l'économie, du budget, des outre-mer ;
- 3 personnalités nommées par le ministre chargé de l'énergie en raison de leurs qualifications, notamment économiques, sociales, environnementales et techniques dans les domaines des énergies renouvelables, des zones non interconnectées ou de la protection des consommateurs.

Le comité du système de distribution publique d'électricité

Le Comité du système de distribution publique d'électricité a pour principale mission d'examiner les politiques d'investissement sur les réseaux publics de distribution d'électricité.

Le Comité est composé de :

- 3 représentants de l'administration : collectivités territoriales, énergie et climat, et agence des participations de l'État ;
- 2 représentants des intercommunalités et des régions ;
- Le représentant des autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité au conseil de surveillance de la société Enedis ;
- 3 représentants des autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité ;
- 1 représentant des entreprises locales de distribution ;
- 3 représentants de la société Enedis.



6. Cadrage macro-économique des scénarios 2018

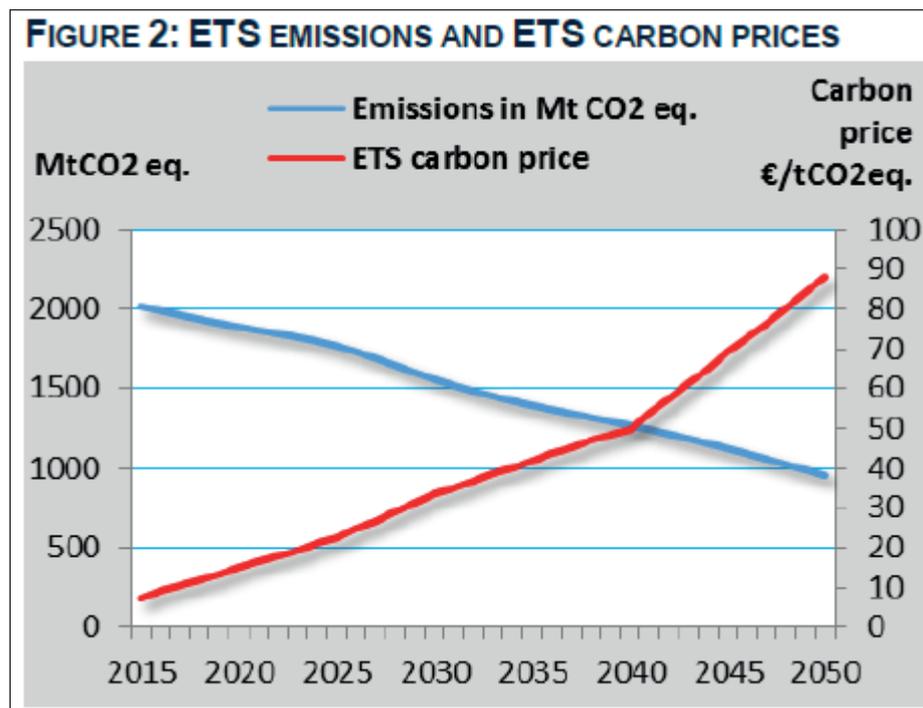
Les hypothèses 1 à 6 s'appuient sur une note de cadrage de l'UE de 2016 cadrant les hypothèses des scénarios 2016 de l'UE, ces hypothèses étant elles-mêmes issues du rapport *EU reference scenario*

de 2016. Ces hypothèses sont prolongées jusqu'en 2050 en s'appuyant notamment sur les hypothèses du rapport *EU reference scenario de 2016*, dont les hypothèses vont jusqu'en 2050.

EU ETS carbon price

Les valeurs de prix du carbone pour l'ETS du cadrage de la Commission sont issues du rapport *EU reference scenario 2016*.

EU ETS Carbon price								
Carbon price (in constant €2013/tCO ₂)								
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU ETS carbon price	7,5	15	22,5	33,5	42	50	69	88



Source : *EU reference scenario 2016, p.27*

Prix internationaux du pétrole et du charbon importés

Les valeurs de prix du carbone pour l'ETS du cadrage de la Commission sont issues du rapport *EU reference scenario 2016*.

	Fuel import prices (in constant €2013/boe*)							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Oil (Brent crude oil)	48,19	75,01	85,15	93,8	97,85	103,6	105,98	108,43
Coal (CIF ARA 6000)	11,47	14,31	17,09	20,51	21,72	22,64	23,46	24,11
tcam oil		9,25 %	2,57 %	1,95 %	0,85 %	1,15 %	0,46 %	0,46 %
tcam coal		4,52 %	3,61 %	3,72 %	1,15 %	0,83 %	0,71 %	0,55 %

Prix du gaz importé

Les valeurs de prix du carbone pour l'ETS du cadrage de la Commission sont issues du rapport *EU reference scenario 2016*.

	Gas import prices (in €2013/boe*)							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas (NCV, CIF average EU import)	38,8	48,25	52,21	56,77	60,63	62,68	63,96	64,95
tcam gas		4,46 %	1,59 %	1,69 %	1,32 %	0,67 %	0,41 %	0,31 %

Population

Les projections Insee France entière sont les projections Insee.

Année	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
France entière	66 391	67 820	69 093	70 281	71 417	72 449	73 312	74 025
dont métropole	64 293	65 684	66 918	68 064	69 157	70 143	70 961	71 628
dont Dom-Com	2 098	2 136	2 175	2 217	2 260	2 306	2 351	2 397



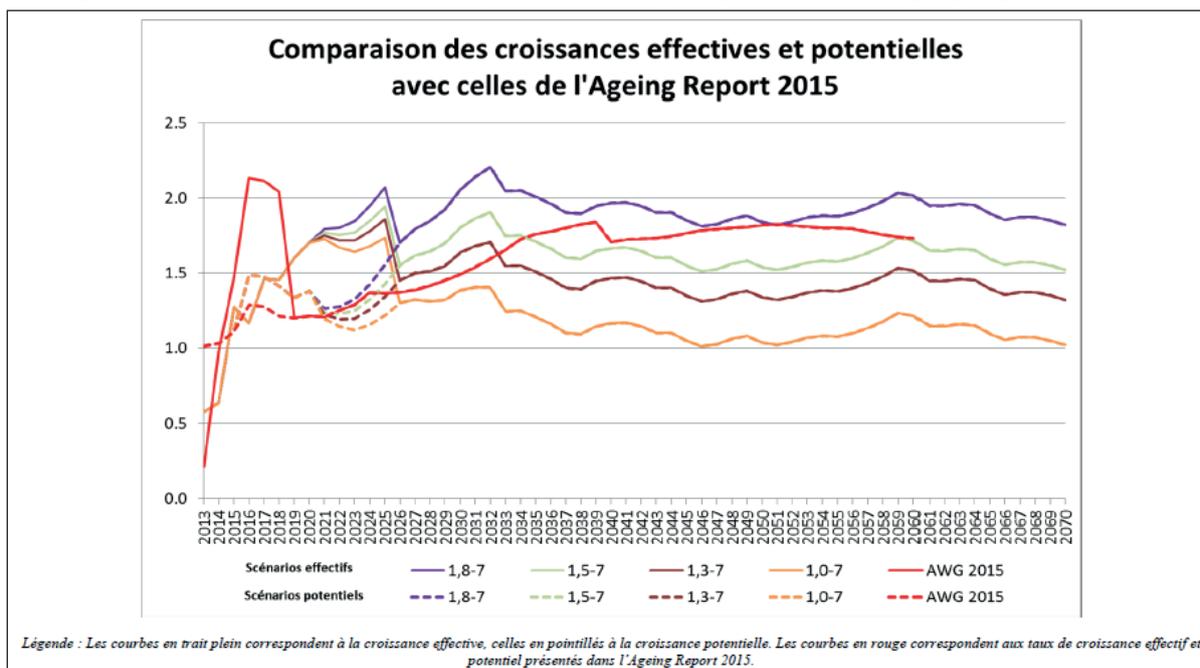
Croissance du PIB

Jusqu'en 2035, il s'agit du cadrage de l'UE pour la France. Le cadrage est ensuite prolongé jusqu'en 2050 en conservant le même taux de croissance que sur la période 2030-2035. La croissance dynamique au-delà de 2035 est cohérente avec le Ageing report.

Gross domestic product growth	Annual real GDP growth rate (in market prices) in %				prolongement de la période 2030-2035 avec le même taux		
	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	2045-2050
Période							
France	1,6	1,3	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7

Jusqu'en 2035, la croissance retenue se situe dans le bas de la fourchette des scénarios du COR, en revanche au-delà de 2035, le TCAM du PIB est légèrement supérieur. Le graphique ci-dessous présente un comparatif du positionnement de la trajectoire de PIB de la France entre COR et Ageing report (extrait du document du COR n°3919).

Comparaison des taux de croissance des quatre scénarios principaux à ceux de l'Ageing Report 2015 (en %)



Extrait du document du COR présentant une comparaison entre les projections du Ageing report et celles du COR.

Évolution de la valeur ajoutée industrielle

Jusqu'en 2035, il s'agit du cadrage de l'UE. Le cadrage est ensuite prolongé jusqu'en 2050 en conservant le même taux de croissance que sur la période 2030-2035.

Growth of gross value added of (manufacturing) industry	Annual real industrial GVA growth rate (in %)				prolongement du taux de la période 2030-2035		
	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	2045-2050
Période							
France	1,4	1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3

Autres hypothèses sur le prix des énergies

Composante carbone

Dans le scénario AME « avec mesures existantes » (mesures actées avant le 01/07/2017), la composante carbone évolue conformément à la LTECV : 30,5€/tCO₂ en 2017 ; 56€/tCO₂ en 2020 et 100€/tCO₂ en 2030, stable de 2030 à 2050.

Scénario AMS support de la SNBC : jusqu'en 2022, la trajectoire est calée sur le PLF 2018 (86,2 €/tCO₂ en 2022) ; après 2022 : trajectoire à préciser.

Prix de l'électricité

Le prix de l'électricité évolue au rythme de : + 1,1 %/an.

Prix de la chaleur et du bois-énergie

Il évolue de : + 1,2 %/an.

The background features a teal gradient with dark grey, abstract shapes on the left and right sides. A large white circle is centered in the upper half of the page.

Glossaire

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
ANAH	Agence nationale de l'habitat
ANFR	Agence nationale des fréquences
ANR	Agence nationale de la recherche
ANSES	Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ASN	Autorité de sûreté nucléaire
BBC	Bâtiment basse consommation
BRGM	Bureau de recherches géologiques et minières
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CEE	Certificats d'économies d'énergie
CITE	Crédit d'impôt pour la transition énergétique
CITEPA	Centre Interprofessionnel Technique d'Études de la Pollution Atmosphérique
CNDP	Commission nationale du débat public
CNEFOP	Conseil national de l'emploi, de la formation, et de l'orientation professionnelle
CNIL	Commission nationale de l'informatique et des libertés
CNTE	Conseil national de la transition écologique
CPSSP	Comité professionnel de développement économique
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSE	Conseil supérieur de l'énergie
CSCEE	Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique
CSFN	Comité stratégique de filière nucléaire
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat - Ministère de la Transition écologique et solidaire
DOM	Département d'outre-mer



Éco-PTZ	Éco-prêt à taux zéro
EDF	Électricité de France
EnR	Énergies renouvelables
EPR	Réacteur pressurisé européen
ETAM	Employés, techniciens et agents de maîtrise
FSL	Fonds de solidarité pour le logement
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
G	Giga
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNV	Gaz naturel de véhicules
GRTgaz	Gestionnaire du réseau de transport de gaz, avec TIGF
HPC	Hinckley point C
IFPEN	Institut français du pétrole énergies nouvelles
k	Kilo
LTECV	Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte
M	Méga
Mtep	Millions de tonnes équivalent pétrole
NOTRe	Loi portant nouvelle organisation territoriale de la République
OFCE	Observatoire français des conjonctures économiques
OPEN	Observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement
PAC	Pompe à chaleur
PACA	Provence-Alpes-Côte d'Azur
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PREPA	Plan de réduction des émissions de polluants atmosphériques
RTE	Département d'outre-mer
SAGESS	Société anonyme de gestion des stocks de sécurité

SDES	Service de la donnée et des études statistiques - Ministère de la Transition écologique et solidaire
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
SRADDET	Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
SRCAE	Schéma régional climat air énergie
T	Tera
TeP	Tonne équivalent pétrole
TIGF	Transport et infrastructures gaz France
TGAP	Taxe générale sur les activités polluantes
TLCFE	Taxe locale sur la consommation finale d'électricité
TPN	Tarif de première nécessité
TSS	Tarif spécial de solidarité
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
W	Watt
Wh	Watt heure

Unités

Dans le domaine de l'énergie, on utilise les mêmes coefficients multiplicateurs des unités de base que pour les autres unités physiques, à savoir :

Préfixe	Symbole	Valeur	Exemples
Kilo	k	10^3	kilo watt (kW) kilo watt heure (kWh) kilogramme (kg)
méga	M	10^6	méga watt (MW) méga watt heure (MWh) millions de tep (Mtep) millions de tonnes (Mt)
giga	G	10^9	giga watt (GW) giga watt heure (GWh)
téra	T	10^{12}	téra watt (TW) téra watt heure (TWh)

**Ministère de la Transition
écologique et solidaire**
92055 La Défense Cedex
Tél. 33 (0)1 40 81 21 22

