

PLAN NATIONAL
INTEGRE
ENERGIE-CLIMAT
de la
FRANCE

Mars 2020

Table des matières

1. Grandes lignes et procédure d'élaboration du plan.....	4
2. Objectifs généraux et objectifs spécifiques nationaux.....	51
3. Politiques et mesures.....	80
4. Etat actuel et projections sur la base des politiques et mesures existantes.....	139
5. Analyse d'impact des politiques et mesures planifiées.....	304

SECTION A : PLAN NATIONAL

1. GRANDES LIGNES ET PROCEDURE D'ELABORATION DU PLAN

1.1. Résumé

1.1.1. Contexte et objectifs

Le présent projet de plan national intégré énergie-climat de la France est fondé sur deux documents nationaux de programmation et de gouvernance sur l'énergie et le climat :

- **la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie pour les 10 années à venir, partagées en deux périodes de 5 ans. Elle traite de l'ensemble des énergies et de l'ensemble des piliers de la politique énergétique : maîtrise de la demande en énergie, promotion des énergies renouvelables, garantie de sécurité d'approvisionnement, maîtrise des coûts de l'énergie, développement équilibré des réseaux, etc. Elle permet de construire une vision cohérente et complète de la place des énergies et de leur évolution souhaitable dans la société française ;**
- **la stratégie nationale bas-carbone (SNBC), qui est la feuille de route de la France pour conduire la politique d'atténuation du changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre la transition vers une économie bas-carbone dans tous les secteurs d'activités. Elle définit des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la France à court/moyen terme – les budgets carbone – et vise l'atteinte de la neutralité carbone, c'est-à-dire zéro émissions nettes, à l'horizon 2050.**

La PPE et la SNBC sont étroitement liées : le scénario énergétique de la PPE est le même que celui de la SNBC pour la période qu'elle couvre. Ainsi, du point de vue de la consommation d'énergie et du mix énergétique, la PPE porte sur les dix premières années de la SNBC. Dans la PPE, ces dix années ont une visée opérationnelle du point de vue de l'action de l'Etat pour décarboner l'énergie. La suite de la projection réalisée par la SNBC jusqu'en 2050 est une trajectoire possible pour atteindre les objectifs climat de la France. La SNBC aborde aussi tous les autres gaz à effet de serre qui ne sont pas traités dans le cadre de la PPE.

En termes de périmètre, la PPE ne couvre que la France métropolitaine alors que la SNBC couvre également les départements d'outre-mer. Les éléments intégrés dans le PNIEC peuvent donc présenter de légers écarts de périmètre de ce fait.

Le principe d'élaboration de ces deux documents a été introduit par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015. La stratégie nationale bas-carbone et les trois premiers budgets carbone ont été adoptés par décret le 18 novembre 2015 (décret n° 2015-1491). La programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2016-2023 a été adoptée par décret le 27 octobre 2016 (décret n° 2016-1442). PPE et SNBC sont unies par un lien de compatibilité : la LTECV prévoit que la PPE doit être compatible avec la SNBC et les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans les budgets carbone.

La LTECV prévoit la révision tous les cinq ans de ces deux documents, sauf pour la première révision qui était initialement prévue pour fin 2018 pour la PPE et pour mi-2019 pour la SNBC. La PPE et la SNBC ont ainsi fait l'objet d'un cycle complet de révision amorcé en 2017 et poursuivi tout au long de l'année 2018. Une version projet de la révision de la SNBC a été publiée en décembre 2018 (nommée dans la suite du texte « projet de SNBC 2 »). Elle a fait l'objet de consultations réglementaires (de la part de l'Autorité Environnementale, du Haut Conseil pour le Climat, de l'Assemblée de Corse, des collectivités d'outre-mer, du Conseil national d'évaluation des normes, de la mission impact réglementaire du Secrétariat Général du Gouvernement et du public), avant son adoption par décret. Une version projet de la PPE pour la période 2019-2028 (nommée dans la suite du texte « projet de PPE 2 ») a été publiée en janvier 2019. Elle a fait l'objet de consultations réglementaires auprès de Comités compétents en matière d'énergie, avant son adoption par décret.

Le présent projet de plan national intégré énergie-climat de la France repose sur des éléments issus des projets de SNBC 2 et de PPE 2, tout en respectant le cadre général fixé par l'annexe I du règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie.

Ces documents ont été élaborés pour permettre à la France de respecter ses objectifs européens en matière d'énergie et de climat. Le tableau ci-dessous reprend les objectifs européens de la France et les prévisions en 2030 du scénario correspondant à la mise en œuvre de la stratégie française pour l'énergie et le climat.

	Objectif	Horizon	Prévision
Consommation énergétique finale	Objectif national de -20% par rapport à 2012 Objectif européen de -32,5% par rapport au tendanciel	2030	120,9Mtep Soit – 32,6% par rapport à Primes 2007
Consommation d'énergie primaire	Pas d'objectif national Objectif européen de -32,5% par rapport au tendanciel	2030	202,2Mtep Soit – 24,6% par rapport à Primes 2007
Part de la consommation d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation d'énergie finale brute	Objectif national de 33% Objectif européen de 32 %	2030	41Mtep Soit 33%
Chaleur et froid d'origine renouvelable et de récupération dans les réseaux de chaleur	+1% par an jusqu'à 60%	2030	+0,9% par an jusqu'à 65%
Rythme d'accroissement du taux de renouvelables et de récupération dans la chaleur	+1,3% par an	2030	Entre +1,2% et +1,8% par an
Emissions GES hors UTCATF et hors secteurs soumis au marché carbone européen (EU ETS)	-37 % par rapport à 2005	2030	-42%

Secteur de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF)	Les émissions ne dépassent pas les absorptions par rapport à une référence 2005-2009 ¹	2021-2025 et 2026-2030	Respect global du non-débit
----------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------	-----------------------------

La trajectoire correspondant à ces objectifs diffère légèrement de celle qui avait été présentée dans les projets de PPE et SNBC publiés début 2019, notamment en étant un peu plus ambitieuse sur l'efficacité énergétique dans les secteurs des bâtiments et de l'industrie, et en intégrant des mesures prises depuis ou nouvellement prévues (application de la loi relative à l'énergie et au climat adoptée le 8 novembre 2019 sur la rénovation des passoires thermiques, gel de la composante carbone etc.). L'objectif d'énergies renouvelables a également été rehaussé à 33% de la consommation d'énergie finale contre 32% dans le projet initial.

Les mesures détaillées explicitement dans la version finale de la PPE et donc dans le PNIEC devront être complétées par des mesures supplémentaires pour atteindre l'ensemble des objectifs à l'horizon 2030, en particulier concernant la réduction de la consommation finale d'énergie. De nouvelles mesures sont en effet nécessaires pour obtenir des effets similaires à ceux de la composante carbone dont la croissance a été arrêtée en novembre 2018.

La définition de ces mesures pourra notamment s'appuyer sur les instances de gouvernance qui ont été récemment créées (Conseil de défense écologique, Haut conseil pour le Climat, Convention citoyenne pour le climat).

Afin de donner un ordre idée de l'effort restant à fournir, il a été estimé que la prise en compte des seules mesures détaillées dans la PPE aboutirait en 2030 à :

- **une réduction de 39,5 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990), contre un objectif fixé par la loi de 40 %, et un résultat escompté de 43,2 % pour la trajectoire structurant la PPE et la SNBC ;**
- **une réduction de 17 % de la consommation d'énergie finale (par rapport à 2012), contre un objectif fixé par la loi de 20 %, et un résultat escompté de 20 % pour la trajectoire structurant la PPE et la SNBC ;**
- **une réduction de 36 % de la consommation d'énergie fossile primaire (par rapport à 2012), contre un objectif fixé par la loi de 40 %, et un résultat escompté de 41 % pour la trajectoire structurant la PPE et la SNBC ;**
- **une augmentation à 33 % de la consommation d'énergie d'origine renouvelable, conforme à l'objectif fixé par la loi et la trajectoire structurant la PPE et la SNBC.**

1.1.2. Stratégies et mesures clés relatives aux cinq dimensions de l'Union de l'énergie

De façon générale, la présentation selon les dimensions et secteurs ne doit pas faire oublier que plusieurs mesures ont des effets transversaux et contribuent à plusieurs objectifs. Par exemple, les mesures visant à réduire les polluants atmosphériques ont généralement des effets positifs sur les émissions de gaz à effet de serre et dans certains cas sur l'efficacité énergétique. Dans d'autres cas, il s'agit d'être vigilants sur les effets adverses potentiels (par exemple, impact du développement du bois énergie sur la qualité de l'air). Le travail sur le scénario qui sous-tend la PPE et la SNBC a été l'occasion d'avoir une vision

¹ Pour le secteur des terres et par rapport à un niveau de référence forestier projeté pour la gestion forestière.

globale et transversale sur les différentes dimensions et secteurs, même si tous les sujets n'ont pas pu être approfondis.

1.1.2.1. La dimension décarbonisation

Les budgets carbone : un outil clé de pilotage de la trajectoire de réduction des émissions de GES

La SNBC fixe des budgets carbone, c'est-à-dire des plafonds d'émissions de gaz à effet de serre à ne pas dépasser au niveau national sur des périodes de cinq ans. Ils définissent à court et moyen termes la trajectoire cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en cohérence avec les engagements communautaires et internationaux de la France. Ils sont déclinés :

- **par grands secteurs (émissions ETS, émissions ESR, et, à partir de 2019 : émissions négatives liées à l'Utilisation des Terres, au Changement d'Affectation des Terres et à la Foresterie)**
- **par grands domaines d'activité (transports, bâtiments résidentiels-tertiaires, industrie, agriculture, production d'énergie et déchets)**
- **et, à titre indicatif, en tranches annuelles, par gaz à effet de serre.**

La comparaison des émissions de la France (sur la base des inventaires les plus à jour) au budget carbone de la période considérée, y compris en déclinaison sectorielle, est **un indicateur clé du suivi de la mise en œuvre de la stratégie**. Cette comparaison permet notamment de constater l'impact récent de mesures passées.

Émissions annuelles moyennes (en Mt CO ₂ eq)	Années de référence ²			2 ^{ème} budget carbone	3 ^{ème} budget carbone	4 ^{ème} budget carbone	
	Période	1990	2005	2015	2019-2023	2024-2028	2029-2033
Total (hors UTCATF)		546	553	458	422	359	300
Total (avec UTCATF)		521	505	417	383	320	258
dont secteur ETS <i>(hors aviation internationale et domestique)</i>				100	97	80	66
dont secteur ESR				353	321	274	229
dont aviation domestique				5	5	5	4
dont secteur UTCATF		-26	-48	-41	-39	-38	-42

Les trois premiers budgets carbone ont été adoptés par décret en 2015 en même temps que la stratégie nationale bas-carbone et portent sur les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028 (décret n° 2015-

² Les émissions historiques de gaz à effet de serre prises en compte sont issues de l'inventaire national disponible en 2018, au moment de la réalisation des principaux travaux concernant le scénario commun PPE-SNBC. Certains chiffres sont donc susceptibles d'avoir été actualisés par les inventaires plus récents.

1491 du 18 novembre 2015). Tous les 5 ans, un nouveau budget carbone est défini lors de la révision de la stratégie. Le projet de SNBC 2 contient les trois prochains budgets carbone suivants :

Les orientations de la stratégie nationale bas-carbone

Le projet de SNBC 2 formule 45 orientations de politiques publiques, à la fois transversales et sectorielles, pour mettre en œuvre la transition vers une économie bas-carbone et atteindre la neutralité carbone en 2050.

Politiques et mesures planifiées pour la dimension décarbonisation

Les émissions issues de la combustion d'énergie représentant de l'ordre de 70 % des émissions de gaz à effet de serre de la France, la décarbonisation de l'énergie est essentielle pour atteindre les objectifs de réduction des émissions. Cela passe par l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Le projet de PPE 2 définit l'action de l'Etat dans les dix prochaines années pour réduire la consommation d'énergie dans tous les secteurs (cf. politiques et mesures planifiées de la dimension efficacité énergétique) et décarboner le mix énergétique (cf. politiques et mesures planifiées en matière d'énergies renouvelables).

Pour les émissions non énergétiques, dans le secteur des déchets, la feuille de route économie circulaire publiée en 2018, ainsi que la loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire publiée en 2020, visent à mieux produire (éco-conception, incorporation de matières recyclées), mieux consommer (développement du réemploi et de la réparation, allongement de la durée de vie des produits), mieux gérer les déchets (optimisation du tri des déchets, développement du recyclage et de valorisation) et mobiliser tous les acteurs.

Dans le secteur de l'agriculture, la révision de certains des plans associés au projet agro-écologique pour la France (le plan protéine végétale, le plan ambition bio, et le plan enseigner à produire autrement) participera à la transformation des pratiques agricoles permettant de réduire les émissions directes et indirectes de N₂O et de CH₄. En outre, le Grand plan d'investissement (GPI) de 57 milliards d'euros du Gouvernement pour le quinquennat (2017-2022) contient un volet agricole, qui vise à accélérer l'adaptation des outils et le changement des pratiques. La France défend par ailleurs le renforcement de l'ambition environnementale de la Politique Agricole Commune (PAC). Au-delà de l'évolution des pratiques agricoles, des mesures résultant des Etats Généraux de l'Alimentation organisé par le Gouvernement en 2017 visent à influencer la demande et la consommation dans les filières agro-alimentaires, comme la réglementation de la part minimale à l'horizon 2022 de produits agricoles locaux ou sous signes de qualité servis en restauration collective, et la mise en place de diagnostics préalables à la démarche de lutte contre le gaspillage alimentaires obligatoires pour l'ensemble des opérateurs de la restauration collective.

Des mesures transversales sont également prévues, notamment la taxation des HFC et la mise en œuvre du label bas-carbone certifiant des projets de réduction des émissions. Une augmentation progressive de la trajectoire de la composante carbone dans la fiscalité de l'énergie était également prévue, mais cette hausse a été mise en pause pendant l'année 2019 suite aux mouvements sociaux.

Concernant le secteur de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF), les politiques et mesures visant à assurer la conformité avec le règlement (UE) 2018/841 se fondent notamment sur le projet agroécologique pour la France d'une part et la dynamisation de la gestion forestière d'autre part. En particulier, s'agissant du secteur forêt-bois, quatre leviers sont identifiés comme complémentaires :

- **la substitution des matériaux énergivores par des produits biosourcés**

- **la valorisation énergétique de produits biosourcés ou de déchets issus de ces produits qui se substituent aux énergies fossiles ;**
- **le stockage de carbone dans les produits bois et ceux à base de bois-déchet ;**
- **la séquestration de carbone dans l'écosystème forestier.**

Plusieurs stratégies et plans nationaux visent à activer ces différents leviers, notamment la stratégie nationale bioéconomie, le programme national de la forêt et du bois, la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, et le contrat stratégique de la filière bois.

Développement des énergies renouvelables

Les objectifs relatifs aux énergies renouvelables sont fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, et ont été actualisés par la loi relative à l'énergie et au climat en 2019. Il est prévu de porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33% de cette consommation en 2030. A cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter au moins 40% de la production d'électricité, 38% de la consommation finale de chaleur, 15% de la consommation finale de carburant et 10% de la consommation de gaz.

La PPE fixe pour 2028 l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables. Le système énergétique sera alors en capacité d'atteindre les objectifs de la loi pour 2030. En particulier, les objectifs de la PPE permettront :

- de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017 avec une capacité installée de 101 à 113 GW en 2028 et 36 % de renouvelable dans la production d'électricité en 2028 (fourchette haute). Les capacités installées seront augmentées de 50 % d'ici 2023 ;
- d'augmenter de 40 à 60 % la production de chaleur renouvelable par rapport à 2016, avec une production entre 219 et 247 TWh en 2028, soit entre 34% et 39 % de la consommation totale de chaleur ;
- de porter le volume de biogaz injecté à 14 à 22 TWh en 2028, contre 0,4 TWh en 2017. Le biogaz (injecté ou utilisé directement) représentera une part de 6 à 8 % de la consommation de gaz en 2028 ;
- de porter la part de biocarburants avancés dans les carburants à 5 TWh (3,35 TWh dans le gazole et 1,65 TWh dans l'essence, sans multiplicateurs) ;
- d'atteindre une quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrés par les réseaux entre 32,4 et 38,7 TWh en 2028, soit une multiplication par 2,4 à 2,8 par rapport à 2016.

1.1.2.2. La dimension efficacité énergétique

Une vision à long terme

Pour donner un cadre à l'action conjointe des citoyens, des entreprises, des territoires et de l'État, le code de l'énergie récemment actualisé par la loi énergie-climat de 2019 fixe des objectifs à moyen et long termes :

- **réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 La trajectoire est précisée dans les budgets carbone. A horizon 2050, atteinte de la neutralité carbone sur le territoire national, sans recourir à la compensation, en divisant les émissions brutes par un facteur au moins égal à 6 par rapport à 1990 ;**
- **réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;**

- **réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 40 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;**
- **atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;**
- **lutter contre la précarité énergétique ;**
- **affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;**

A travers la PPE et la SNBC, l'Etat poursuit l'atteinte de ces objectifs de long terme et élabore les politiques et mesures transversales et sectorielles pour les atteindre.

Scénarios énergétiques

Afin d'élaborer et de dimensionner les politiques et mesures relatives à l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie, plusieurs scénarios énergétiques ont été bâtis dans le cadre de la PPE et de la SNBC.

Le scénario énergétique considéré comme le plus probable dans les travaux de la PPE correspond au scénario « Avec mesures supplémentaires » de la SNBC pour la période qui est la sienne. Il sera mentionné comme « Scénario de référence » dans le présent rapport. Ce scénario a été élaboré sur la base de l'évolution des paramètres macro-économiques considérée comme la plus probable. Conformément à la loi, dans le cadre de la PPE, un scénario intégrant des hypothèses macro-économiques différentes a également été élaboré. Les paramètres macro-économiques que sont le PIB, la croissance démographique et le prix des énergies sont modifiés pour fournir des ordres de grandeur d'efforts supplémentaires qui devraient être faits pour tenir les objectifs de politique publique en cas de situation économique différente.

Les projections ont été réalisées à l'horizon 2050 avec des points de passage intermédiaire en 2015, 2020, 2025, 2030 et 2050. On en tire les perspectives pour l'horizon de la PPE : 2023 et 2028. Les scénarios sont le fruit de l'articulation de plusieurs modèles.

Baisse de la consommation d'énergie finale

La réduction des consommations d'énergie est le premier pilier de la transition énergétique.

En application de l'article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France s'est fixé le double objectif de réduire sa consommation énergétique à **131,4 Mtep** d'énergie finale et **219,9 Mtep** d'énergie primaire en 2020 (hors sources internationales, hors usages non énergétiques).

Si la France s'inscrit globalement dans un mouvement de réduction de sa consommation énergétique finale, le rythme actuel est insuffisant pour atteindre l'objectif à 2020 de la Directive efficacité énergétique. L'atteinte des objectifs pour 2020 nécessiterait une montée en puissance rapide des mesures engagées ou nouvelles.

Dans le cadre de l'application de l'article 1 du règlement sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'article 3 de la directive 2012/27/UE, la France a effectué une première estimation de sa contribution à l'objectif européen de réduction de la consommation énergétique d'au moins 32,5% en 2030 par rapport à un scénario tendanciel de référence.

Ainsi, le scénario de référence de la PPE-SNBC, prenant en compte l'ensemble des mesures issues de la PPE, conduit à une estimation de la consommation d'énergie finale de **120,9 Mtep** en 2030, et une consommation d'énergie primaire de **202,20 Mtep** en 2030.

Politiques et mesures planifiées pour la dimension efficacité énergétique

Dans le cadre de la PPE, des objectifs spécifiques sectoriels de consommation d'énergie ont été déterminés.

Pour atteindre ses objectifs de réduction de la consommation finale d'énergie, la France a recours aux deux grandes mesures transversales que sont le dispositif des certificats d'économies d'énergie et la réglementation européenne en matière d'écoconception des produits liés à l'énergie et d'étiquetage énergétique de ces produits. Elle a aussi recours à des mesures ciblées sur tous les secteurs : résidentiel, tertiaire, industrie, transport et agriculture. Ainsi, parmi les mesures les plus emblématiques, il est possible de citer la stratégie à long terme de rénovation des bâtiments, la réglementation environnementale et énergétique des bâtiments neufs, le crédit d'impôt pour la transition énergétique, l'éco-prêt à taux zéro, les audits énergétiques ou encore l'extension de la prime à la conversion pour le remplacement d'un véhicule ancien par un véhicule performant.

1.1.2.3. La dimension sécurité d'approvisionnement énergétique

La sécurité d'approvisionnement se définit comme la capacité des systèmes énergétiques à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible. Assurer la sécurité d'approvisionnement passe notamment par la maîtrise de la demande d'énergie, par la production d'énergies nationales et locales, notamment des énergies renouvelables et par la diversification des approvisionnements. Le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs (citoyens, acteurs publics ou économiques), constitue un enjeu essentiel dans la transition énergétique.

Les principaux objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement sont :

- Confirmer les critères d'approvisionnement en gaz et électricité ;
- Accélérer la diminution de la pointe électrique ;
- Sécuriser la mobilisation de la ressource en biomasse tout en garantissant l'équilibre des usages et la production alimentaire, et en assurant la durabilité de la qualité des sols, indispensable à la durabilité de la production de biomasse renouvelable

Mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement en carburants liquides

La sécurité d'approvisionnement en carburants est assurée sur tout le territoire français. La répartition des dépôts pétroliers et des stations-services contribue à un approvisionnement de qualité sur l'ensemble du territoire. La décroissance des besoins en pétrole va entraîner des modifications de rentabilité des infrastructures, des dépôts, comme des stations-services qui pourraient être amenées à fermer. La fermeture de ces stations pourrait même à terme déstabiliser la logistique amont (dépôts intermédiaires). Il n'y a pas de véritable enjeu à l'horizon temporel de la PPE, mais il pourrait y en avoir au-delà. C'est pourquoi, il est important d'assurer une vision prospective du maillage des dépôts pétroliers pour garantir la sécurité d'approvisionnement, mais aussi de suivre de la répartition territoriale des stations-services.

Mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement des produits gaziers

La sécurité d'approvisionnement en gaz est assurée sur le territoire. Elle vient d'être consolidée par des évolutions législatives et réglementaires récentes sur la régulation des stockages de gaz permettant de garantir leur remplissage au niveau adéquat avant l'hiver. Comme pour les carburants, les consommations de gaz vont être amenées à se réduire. Le système d'infrastructures qui assure la sécurité d'approvisionnement, en particulier les stockages souterrains de gaz en activité, est correctement dimensionné pour la période 2019-2023. Il n'est pas identifié de besoin de nouvelle infrastructure de stockage souterrain de gaz naturel ou de remise en activité d'une des trois infrastructures de stockage

souterrain actuellement sous cocon. Leur sortie du périmètre de la régulation permettra de réduire les coûts susceptibles de peser sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, au bénéfice des consommateurs de gaz naturel.

Le développement de l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel à hauteur d'au moins 200 GWh/j d'ici 2023 sur les grands sites de consommation donnera également une plus grande flexibilité au système gazier.

Mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité

Les analyses réalisées par RTE dans le cadre du bilan prévisionnel concluent que l'intégration d'importantes capacités d'énergies renouvelables (plus de 100 GW installées à l'horizon 2035 dans Ampère) ne nécessitera pas de développer de nouvelles flexibilités pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Ce développement des énergies renouvelables électriques non pilotables soulève de nouveaux défis qui pourront être traités en utilisant tous les leviers de flexibilités existants, notamment la flexibilité de la demande, le stockage et les interconnexions.

Les études réalisées fin 2017 par RTE, et actualisées en 2018 et 2019, ont confirmé la possibilité de fermer les dernières centrales au charbon d'ici 2022 tout en respectant les critères de sécurité d'approvisionnement tant au plan national que local dans le scénario de référence de la PPE, dans l'hypothèse d'une mise en service de l'EPR de Flamanville au plus tard en 2022.

Les retards de l'EPR de Flamanville annoncés à l'été 2019 ont conduit RTE à réajuster ces analyses dans le bilan prévisionnel 2019 dont une des conclusions est qu'il est possible d'engager dès 2020 la fermeture des premières centrales à charbon, mais que la fermeture de toutes les centrales d'ici 2022 nécessitera des mesures additionnelles, notamment en termes de maîtrise de la consommation à la pointe. Le Gouvernement s'est engagé à mettre en œuvre de telles mesures pour sécuriser l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2022.

1.1.2.4. La dimension marché intérieur de l'énergie

Préparer l'avenir du système énergétique c'est :

- **en premier lieu mettre en place une Europe interconnectée. Les principales orientations du plan national visent à développer les interconnexions électriques avec l'ensemble des pays voisins afin de bénéficier de la complémentarité des moyens de production au niveau européen et de la solidarité européenne. Il est notamment prévu un développement des interconnexions avec l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni et l'Irlande et des études pour le renforcement des interconnexions avec l'Allemagne, la Suisse et la Belgique ;**
- **accompagner le mouvement de décentralisation de la production, qui nécessite d'adapter nos réseaux vers plus de flexibilité et d'intelligence, au travers du développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;**
- **préparer les interactions entre les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur (« powerto-gas » et « power-to-heat ») aux différentes échelles pour en optimiser le fonctionnement et les coûts.**

Les orientations et actions de la PPE doivent permettre d'anticiper ces adaptations par le développement des interconnexions, réseaux intelligents, de l'autoproduction / autoconsommation et du stockage, pour accompagner la transition énergétique des territoires.

1.1.2.5. La dimension recherche, innovation et compétitivité

La transition vers une économie bas-carbone (sobre en consommation de matières et d'énergie, très circulaire et décarbonée) rend tout particulièrement nécessaire une amplification des actions en matière de recherche et d'innovation dans le domaine de l'énergie, afin de développer les technologies et comportements qui contribueront à réduire les émissions, tout en positionnant la France de manière compétitive sur les marchés en devenir de biens et services bas-carbone.

De nombreux besoins spécifiques en recherche et innovation sont identifiés :

- **dans les secteurs énergétiques, pour la décarbonation de l'énergie, l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie, la gestion intelligente des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les solutions de capture, stockage et réutilisation du carbone ;**
- **dans les secteurs non énergétiques, pour l'amélioration des process visant l'efficacité « carbone » et environnementale, l'optimisation, le recyclage et la réutilisation des ressources ;**
- **en termes d'innovations sociales (évolution des comportements, conduite et appropriation du changement...) et organisationnelle (politiques publiques...).**

Ces besoins, pour répondre aux enjeux de la transition bas-carbone, mobiliseront l'ensemble des acteurs impliqués dans des actions de recherche et d'innovation bas-carbone à l'échelle française mais également européenne et internationale. L'objectif est notamment de :

- **Poursuivre et amplifier le soutien à la R&D et l'innovation pour la transition énergétique, notamment par le biais du Programme des Investissements d'Avenir en cohérence avec les grandes orientations formulées par le Conseil de l'innovation, mis en place en 2018 ;**
- **Confirmer les engagements pris dans le cadre de Mission Innovation et notamment le renforcement du financement public de la R&D pour accélérer le développement des technologies au service de la transition énergétique ;**
- **Renforcer la participation française aux grands programmes de recherches internationaux et notamment le futur programme cadre Horizon Europe ;**
Développer de nouvelles formations pour les métiers de la transition énergétique, avec l'appui des établissements d'enseignement supérieurs ou des instituts tels que les Instituts de la Transition énergétique.

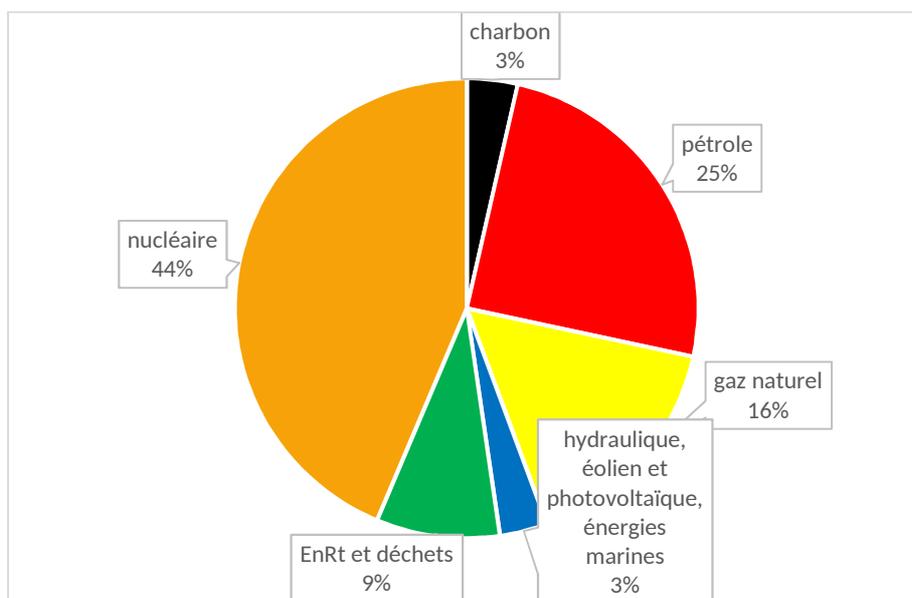
1.2. Aperçu de l'état actuel des politiques

1.2.1. Contexte du système énergétique et de la politique énergétique de l'État membre et de l'Union pris en compte dans le plan national

En 2016, 232,4 Mtep d'énergie primaire ont été consommées 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.**

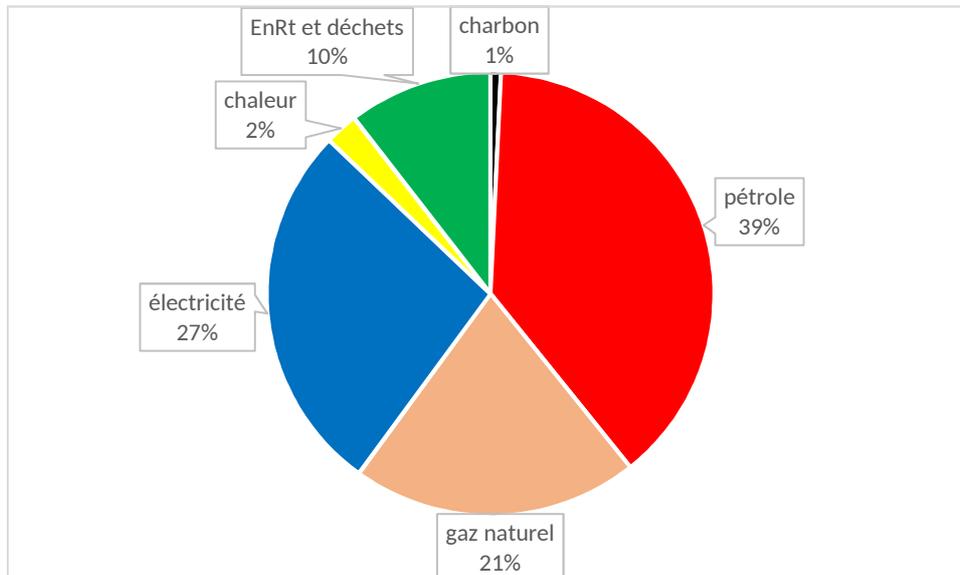
Figure 1: Répartition de la consommation d'énergie primaire en 2016 (%)



En 2016, la consommation finale d'énergie a été de 142 Mtep.

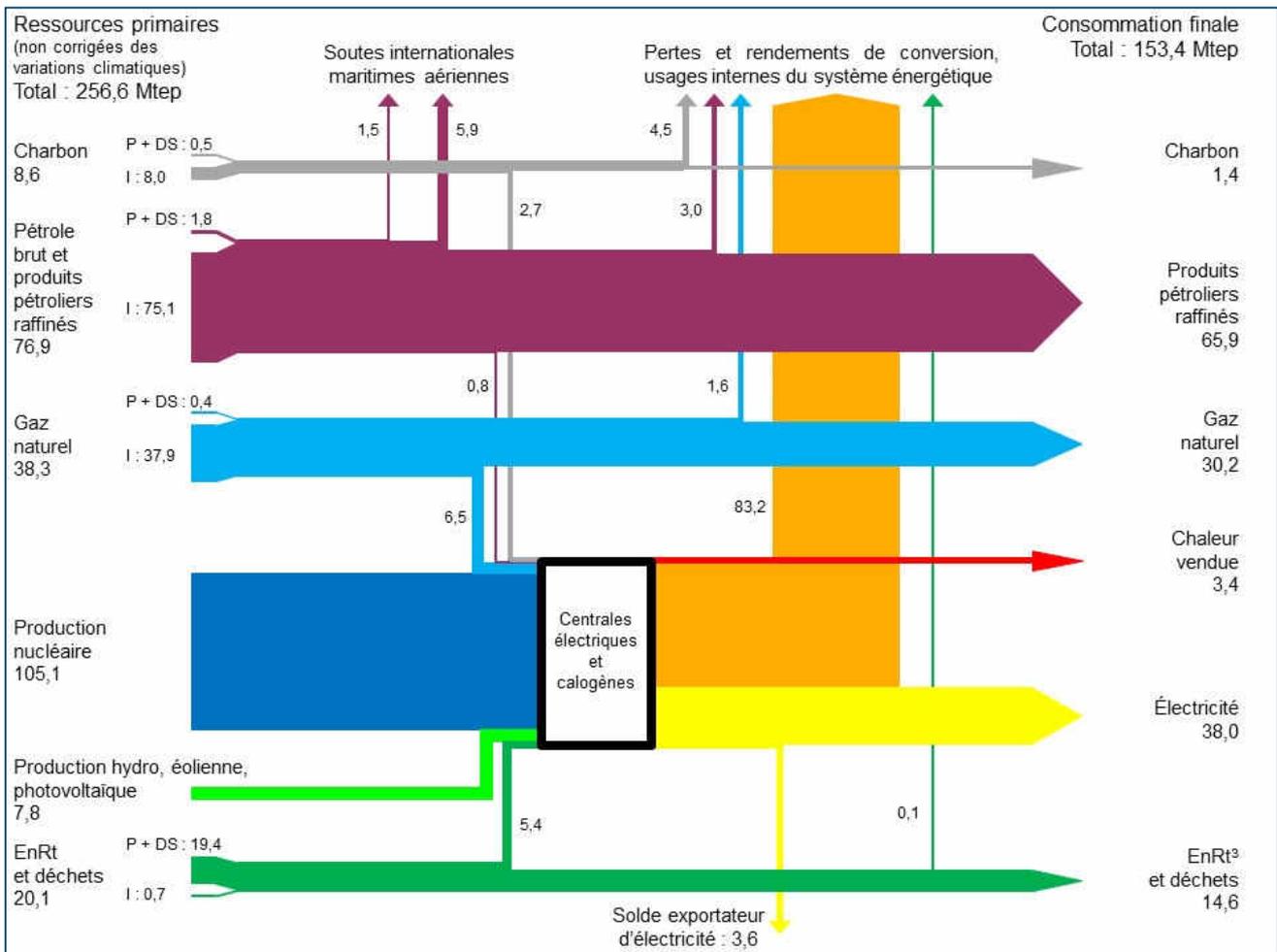
- **43 % de l'énergie est utilisée pour les usages liés à l'occupation d'un bâtiment que ce soit par des particuliers (résidentiel 27%) ou par des entreprises (tertiaire 16%) : le chauffage, la préparation des repas, la réfrigération, l'éclairage, le fonctionnement des appareils.**
- **29 % de l'énergie est utilisée pour se déplacer ou déplacer des marchandises**
- **17% de l'énergie est utilisée par l'industrie : les fours, les process, etc.**
- **3% de l'énergie est utilisée par des agriculteurs : machines agricoles, chauffage des serres, etc.**
- **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.**

Figure 2: Répartition de la consommation d'énergie finale par énergie 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. Il intègre également les consommations non énergétiques (procédés industriels), d'où une consommation finale totale de 153 Mtep.

Figure 3: 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 ».

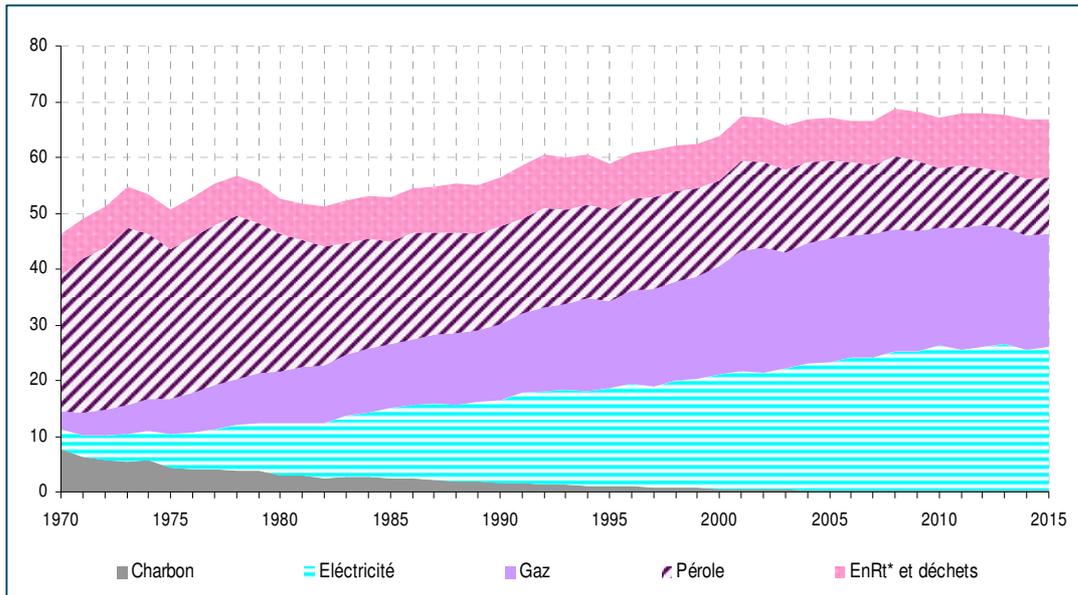
3 Consommation finale égale à la consommation finale énergétique et non énergétique.

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

Le pétrole est l'énergie principale des transports, tandis que le bâtiment utilise des sources d'énergie diversifiées : 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.

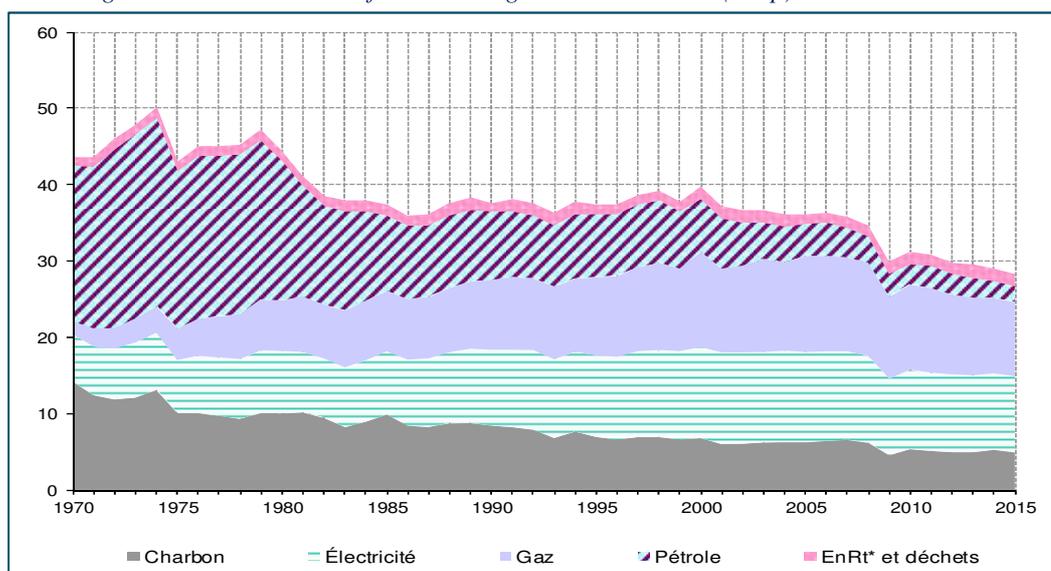
Figure 4: Consommation finale d'énergie dans le résidentiel tertiaire (Mtep) – Source : SDES*



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.

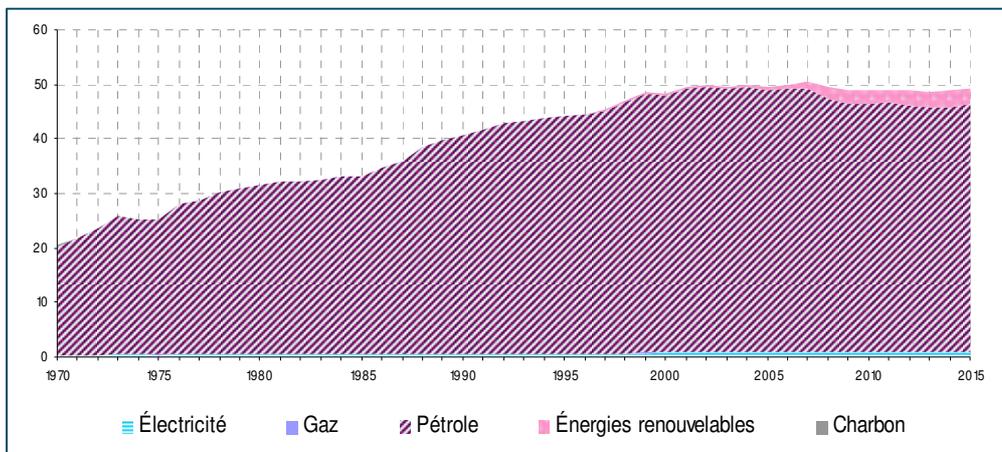
L'industrie consomme encore un peu de charbon. Les sources d'énergie principales sont l'électricité et le gaz. Le pétrole a aujourd'hui une faible part et les énergies renouvelables aussi.

Figure 5 : Consommation finale d'énergie dans l'industrie (Mtep) – Source : SDES*



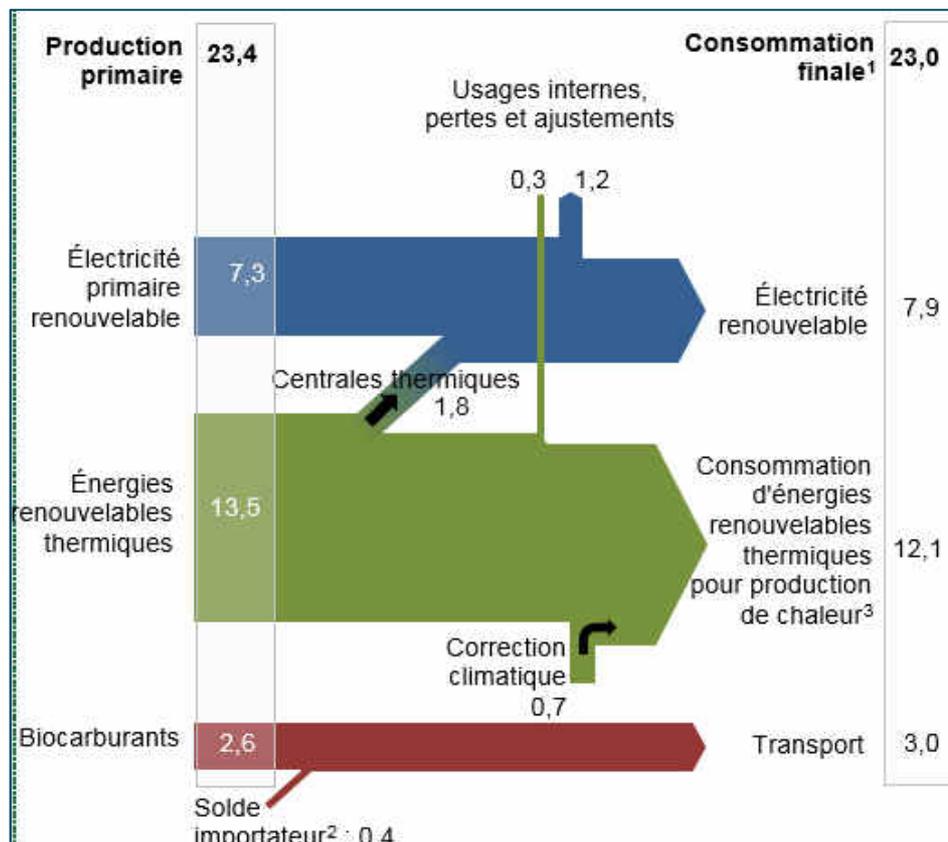
Le transport reste presque exclusivement approvisionné par du pétrole. Les biocarburants comptent pour une petite part et l'électricité reste extrêmement marginale.

Figure 6: Consommation finale d'énergie dans le transport



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 %).

Figure 7: 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.

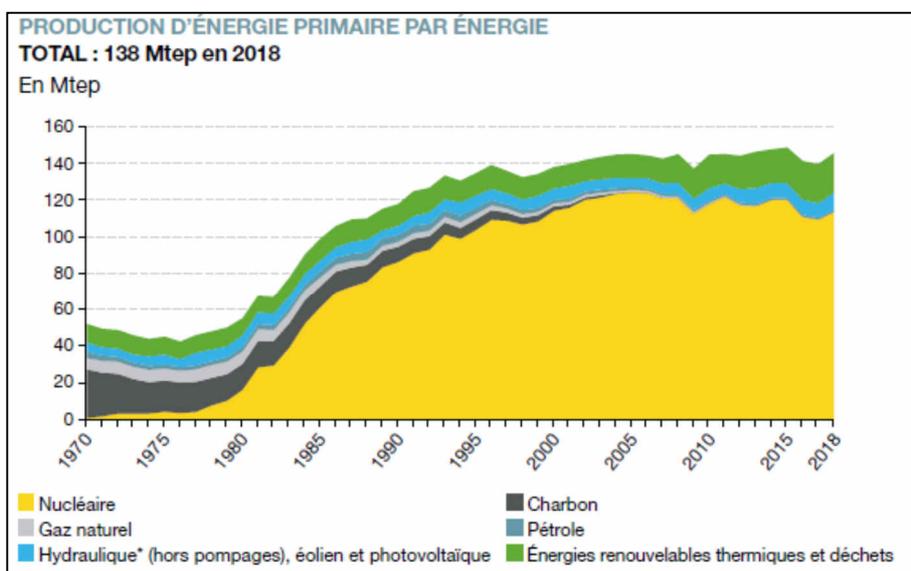
1.2.1.1. La production d'énergie

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.

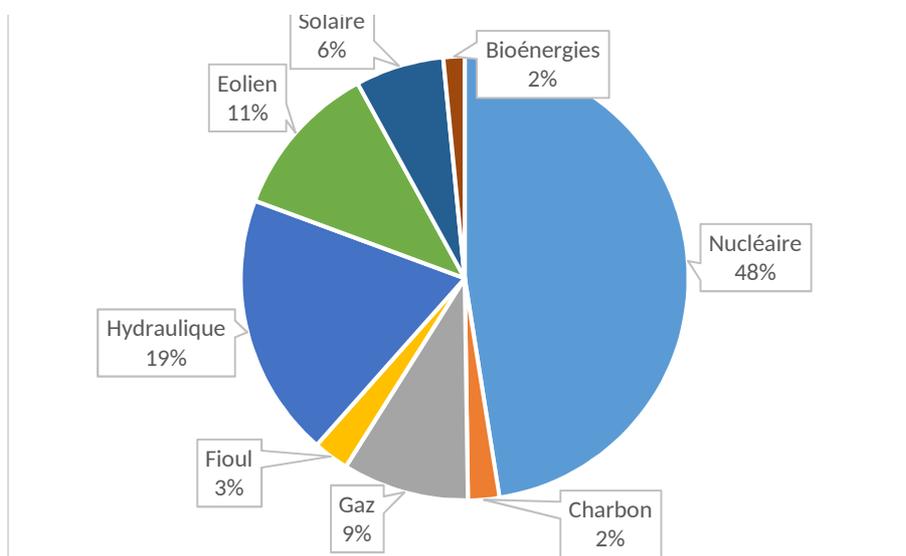
Figure 8: Production primaire d'énergie en 2018 par origine (Mtep) – Source : SDES*



1.2.1.2. Le parc français de production d'électricité

La puissance totale installée des installations de production d'électricité en France métropolitaine s'élève à près de 133 GW au 31 décembre 2018.

Figure 9: Répartition des capacités de production d'électricité installées en 2018 (%) - Source : RTE



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).

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 :

- **CP0 : 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 devrait être mis en service en 2023**

Les principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable sont les suivantes (capacités au 31 décembre 2018) :

- **25,5 GW d'hydraulique : la capacité hydraulique est stable depuis la fin des années 1980 ;**
- **15,1 GW d'éolien : la croissance de la puissance installée des éoliennes terrestres s'est accélérée ces dernières années (+ 1,6 GW durant l'année 2018) ;**
- **8,5 GW de solaire : la puissance solaire est elle aussi en augmentation constante (+ 873 MW en 2018), en particulier grâce aux baisses de coûts importantes ;**
- **2,0 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 73 MW en 2018, principalement grâce au dynamisme des centrales utilisant le bois-énergie, les combustibles solides, et le biogaz.**

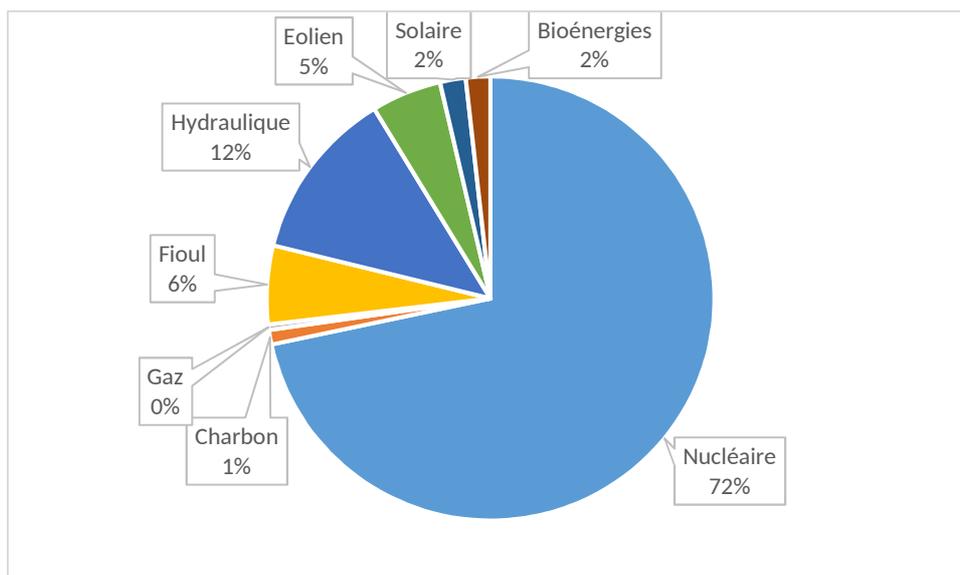
Le parc thermique à combustible fossile est constitué de :

- **12,2 GW de moyens de production au gaz ;**
- **3 GW de moyens de production au charbon en forte baisse depuis 2012;**
- **3,4 GW de moyens de production au fioul en cours de fermeture.**

1.2.1.3. La production d'électricité

La production totale d'électricité en France atteint 548,6 TWh en 2018, soit une augmentation de près de 4 % par rapport à 2017. Elle a exporté 86,3 TWh et importé 26,1 TWh, soit un solde exportateur de 60,2 TWh, en augmentation de 58,4 % par rapport à 2017.

Figure 10: Répartition de la production d'électricité par filière en 2018 - Source : RTE



La production d'origine nucléaire a représenté 71,7 % de la production d'électricité totale en 2018.

Pour rappel : la consommation finale d'électricité en 2018 est de 38Mtep et représente 27% de la consommation finale énergétiques (Source : SDES)

1.2.2. Politiques et mesures actuelles en matière d'énergie et de climat relatives aux cinq dimensions de l'Union de l'énergie

1.2.2.1. Dimensions décarbonisation et efficacité énergétique

La section qui suit propose un aperçu des politiques et mesures mises en place par la France pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre, diminuer sa consommation d'énergie et développer les énergies renouvelables. Celles-ci visent à activer les différents leviers d'atténuation dans tous les secteurs : les transports, le résidentiel-tertiaire, l'énergie, l'industrie, les déchets, l'agriculture et la forêt.

Pour une description détaillée des politiques et mesures existantes de la France, voir le 4^e rapport bisannuel transmis début 2020 à la CCNUCC, ainsi que le reporting sur les politiques et mesures transmis en mars 2019 en application de l'article 13 du règlement MMR.

Les transports

Les politiques et mesures mises en œuvre dans ce secteur visent principalement à améliorer l'efficacité énergétique des véhicules neufs du transport routier en incitant les acheteurs à acquérir les véhicules les plus performants (étiquette énergie/CO₂, bonus-malus, prime à la conversion) et en imposant aux constructeurs automobiles des normes d'émissions (règlement européen fixant aux constructeurs un objectif de 95g CO₂/km en 2020 pour les véhicules particuliers) ; à encourager le développement des véhicules à faibles émissions (notamment via un bonus à l'achat pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, la promotion du déploiement des infrastructures de recharge, et la fixation d'objectifs en véhicules à faibles émissions imposés pour les flottes publics lors de leur renouvellement) ; à favoriser le développement des biocarburants et des autres carburants alternatifs (via des mesures fiscales) ; et à soutenir le report modal (par l'amélioration de l'offre de services de transport et d'infrastructures alternatifs à la route, par des mesures incitant à la pratique du vélo et mobilités actives, et par l'amélioration de l'information des utilisateurs des services de transport sur l'impact GES des prestations de transport). Les professionnels du transport routier de marchandises et de voyageurs sont également impliqués dans des engagements volontaires (programme « Objectif CO₂ »).

Le résidentiel/tertiaire

Les mesures mises en œuvre pour réduire les émissions 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 réglementation thermique 2012 généralise les bâtiments basse consommation depuis 2013. L'expérimentation du label E+C- lancée fin 2016 met en place un standard environnemental innovant pour les bâtiments neufs en réunissant des exigences à la fois en matière d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre. Il prépare la future réglementation environnementale dans la construction neuve. Cette future réglementation, dite RE2020, est en cours de définition et comprendra des critères ambitieux à la fois pour l'efficacité énergétique, le recours aux énergies thermiques renouvelables et les émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie du bâtiment.

L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants passe par des mesures nombreuses et variées : réglementation de la performance des rénovations, labellisation des rénovations performantes, soutien à leur réalisation (crédit d'impôt, prêt à taux zéro ou réduit, subventions pour les ménages modestes, tiers financement, etc.), formation des professionnels, sensibilisation des ménages afin d'enclencher la décision de rénovation ou d'encourager les usages vertueux (dispositifs d'information sur la performance des bâtiments et sur les aides existantes pour la rénovation, individualisation des frais de chauffage dans les logements collectifs), obligation de mettre en œuvre une isolation thermique lors de la réalisation de gros travaux de rénovation des bâtiments, etc. Des dépenses fiscales soutiennent par ailleurs l'acquisition par les particuliers d'équipements d'énergie renouvelable (chauffe-eau solaire, pompe à chaleur, etc.).

L'industrie

La politique de la France en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur industriel s'appuie principalement sur le plafonnement des émissions des installations industrielles les plus émettrices via le système européen d'échanges de quotas d'émission, l'amélioration de l'efficacité énergétique (via des prêts verts pour les PME et ETI industrielles, des subventions de l'ADEME pour la réalisation d'études sur l'efficacité énergétique dans l'industrie, une réduction du tarif d'utilisation

des réseaux publics d'électricité pour les entreprises fortement consommatrices d'énergie mettant en place une politique de performance énergétique) et la valorisation de la chaleur fatale (avec l'obligation de réaliser une analyse coûts-avantages pour les nouvelles installations génératrices de chaleur fatale afin d'évaluer l'opportunité de valoriser cette chaleur dans un réseau de chaleur ou de froid).

L'énergie

À côté des politiques sectorielles de maîtrise de la consommation énergétique (notamment dans les secteurs résidentiel-tertiaire et du transport), un certain nombre de mesures transversales contribuent à limiter la demande en énergie et à développer les énergies renouvelables. Il s'agit notamment des actions suivantes :

- **la composante carbone dans la fiscalité de l'énergie, proportionnée au contenu en CO₂ des produits fossiles, encourage l'efficacité énergétique et le développement de solutions bas-carbone dans le transport routier, le bâtiment et l'industrie (hors ETS) ;**
- **les certificats d'économies d'énergie (CEE) reposent sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée aux principaux fournisseurs d'énergie (vendeurs d'électricité, de gaz, de fioul domestique, etc.). Ceux-ci sont incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie ;**
- **les grandes entreprises ont une obligation de réaliser un audit énergétique tous les quatre ans ;**
- **le fonds chaleur soutient la production de chaleur dans le tertiaire, l'industrie et l'habitat collectif à partir de sources renouvelables ;**
- **les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (électricité et biogaz) : appels d'offre, obligation d'achat pour les installations de petite taille, complément de rémunération pour les installations de grande puissance. Ces dispositifs sont calibrés pour atteindre les objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie ;**
- **le plafonnement des émissions des installations de production d'électricité, de chaleur et des raffineries par le système européen d'échange de quotas d'émission.**

L'agriculture et la forêt

Les politiques et mesures dans le domaine agricole visent une meilleure maîtrise de la fertilisation azotée, la lutte contre les excédents d'azote organique, la réduction des émissions des effluents d'élevage, le développement d'énergies renouvelables d'origine agricole (méthanisation notamment), l'amélioration de la performance énergétique des exploitations, le maintien et la croissance des stocks de carbone sur les parcelles et dans les sols. Y contribuent tout particulièrement un ensemble de plans transversaux : le plan de compétitivité et d'adaptation des exploitations agricoles, le plan protéines végétales, certains dispositifs d'attribution d'aides dans le cadre de la Politique agricole commune, le Plan énergie méthanisation autonomie azote et le Plan de développement de l'agroforesterie.

Concernant la forêt, les mesures en place cherchent à favoriser la séquestration de carbone dans l'écosystème forestier par une meilleure gestion des forêts, et à développer l'utilisation de produits biosourcés (qui permettent à la fois un stockage du carbone et la substitution de matériaux énergivores ou qui peuvent être valorisés énergétiquement).

Le traitement des déchets

La réduction des émissions du secteur des déchets repose sur la prévention des déchets (interdiction des sacs plastiques à usage unique, lutte contre le gaspillage alimentaire, pénalisation de l'obsolescence programmée), la mise en place de filières à responsabilité élargie des producteurs, des mesures

encourageant le tri pour augmenter les quantités de déchets valorisés (obligation de tri des papiers, cartons, plastiques, métaux, bois, verre des activités économiques, obligation de tri des biodéchets pour les gros producteurs puis pour les ménages d'ici 2025, extension des consignes de tri, etc.), et des mesures fiscales visant à limiter l'élimination des déchets en décharge ou en incinérateur (composante déchets de la taxe générale sur les activités polluantes). La politique de prévention et de gestion des déchets est soutenue financièrement par le fonds déchets (alimenté par les recettes de la composante déchets), et les appels à projets « Territoires zéro déchet, zéro gaspillage » qui accompagnent les collectivités.

Les politiques et mesures transversales

Des obligations ont été mises en place pour les entreprises concernant la prise en compte de leurs émissions de gaz à effet de serre. Ces obligations sont de nature à impacter tous les secteurs et tous les gaz à effet de serre.

Les entreprises (ainsi que les collectivités de plus de 50 000 habitants, les services de l'État et les établissements publics) doivent ainsi réaliser régulièrement un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre et communiquer un plan d'action pour les réduire. Par ailleurs, les grandes entreprises doivent intégrer à leur reporting extra-financier des informations sur les postes significatifs d'émissions de gaz à effet de serre générées du fait de leur activité, notamment par l'usage des biens et services qu'elles produisent. Les investisseurs institutionnels doivent quant à eux publier des informations relatives à leur contribution aux objectifs climatiques et aux risques financiers associés à la transition énergétique et écologique.

Les politiques et mesures transversales sur les gaz fluorés

Le règlement européen n° 517/2014 (dit « F-Gas II ») met en place un ensemble de dispositions permettant de limiter les émissions de gaz fluorés issues des équipements de réfrigération et de climatisation utilisés dans les bâtiments, l'industrie et les transports frigorifiques. Il met notamment en place un mécanisme de réduction progressive des quantités de HFC mises sur le marché et des interdictions sectorielles de mise sur le marché de produits et d'équipements contenant des gaz à effet de serre fluorés dépassant un certain PRG.

1.2.2.2. La dimension sécurité d'approvisionnement énergétique

Les taux d'indépendance énergétique sont proches de 0 % pour le 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 repose donc d'une part sur la diversification des sources d'importation pour ne pas avoir à subir de choc en cas de crise politique ou économique. La progression des énergies renouvelables en baissant la dépendance aux importations, participe à la sécurité d'approvisionnement du pays.

La diversification du mix énergétique et du mix électrique participe également à renforcer la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays. Pour le système électrique, la diversification du mix permet d'éviter une crise qui pourrait être liée à l'identification d'un défaut générique sur nombre de réacteurs nucléaires ayant été conçus de la même manière au même moment. La décentralisation des moyens de production rend moins probable un risque de défaillance technique de grande ampleur.

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

La sécurité d'approvisionnement a aussi une dimension d'organisation interne au 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 de tension 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.

La sécurité d'approvisionnement de la France repose sur les deux piliers suivants :

- **la diversification des moyens de production pour l'électricité ou d'approvisionnement pour le gaz et le pétrole qui ne sont pas produits sur le territoire national**
- **la sécurisation des importations pour l'ensemble des vecteurs qui repose notamment sur le renforcement des infrastructures**

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

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.

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.**

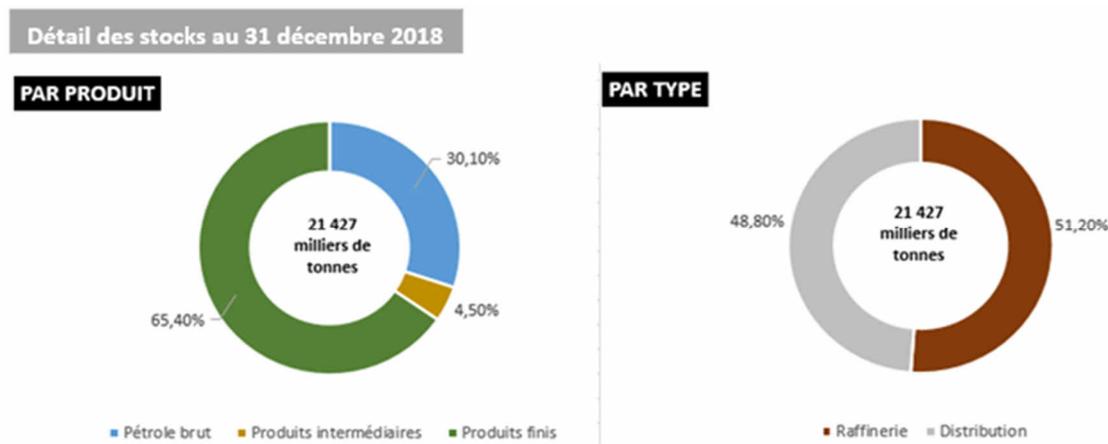
Le réseau de la logistique pétrolière en France métropolitaine se compose :

- des dépôts d'importation de produits pétroliers, implantés au plus près des raffineries ou des ports, assurant les principales capacités de stockage ;
- des canalisations de transport de pétrole brut ou de produits finis (pipelines ou oléoducs) ;
- des dépôts intermédiaires avant la livraison finale aux consommateurs au travers du réseau des stations-service.

Chaque niveau d'infrastructure est un maillon indispensable à la sécurité d'approvisionnement. La densité du réseau et en particulier des dépôts intermédiaires contribue à un approvisionnement de qualité sur l'ensemble du territoire. La décroissance des besoins en pétrole va entraîner des modifications de rentabilité des infrastructures. Il conviendra de s'assurer que cela ne remet pas en cause la sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures.

La France dispose d'une capacité de stockage globale en produits pétroliers stable depuis 2015, de l'ordre de 46 Mm³ – dont 15,7 Mm³ dans les raffineries et 7,5 Mm³ hors raffineries pour un total de 23,2 Mm³. Ces infrastructures sont dédiées à plus de 60 % au stockage de produits finis.

Figure 11: Détail des stocks au 31 décembre 2018 – Source Comité professionnel du pétrole (CPDP)



La répartition des capacités de stockage sur le territoire métropolitain est influencée par la proximité des outils de raffinage, des sites d'importation, mais aussi des infrastructures de transport massif de produits (oléoducs). Les régions Normandie et PACA représentent à elles deux, 48 % des capacités de stockage. Dans une moindre mesure, les régions Nouvelle-Aquitaine et Hauts-de-France se distinguent en cumulant 18 % des capacités en raison de la présence d'importants dépôts d'importation.

En métropole, depuis le 1^{er} juillet 2012, les stocks stratégiques que doivent constituer et conserver les opérateurs représentent 29,5 % des quantités de produits pétroliers distribuées au cours de l'année n-1 diminuées des quantités de pétrole brut produit sur le sol national (décret du 29 janvier 2016). Les stocks ainsi constitués pour répondre à l'obligation de stockage stratégique représentent 88 % des stocks présents en France. Le plan de localisation des stocks stratégiques, approuvé par le ministre chargé de l'énergie, impose aux opérateurs une localisation géographique des stocks de sécurité en lien avec les consommations et les flux d'approvisionnement.

La sécurité d'approvisionnement pour le gaz naturel

Niveau et critère de sécurité d'approvisionnement en gaz

La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel consiste à assurer la continuité de fourniture de gaz, au regard des différents risques auxquels le système gazier est confronté, notamment les aléas climatiques et les pertes de sources d'approvisionnement, ainsi que la continuité d'acheminement du gaz naturel sur le réseau, notamment au regard des risques de congestion.

L'objectif de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel correspond à la possibilité d'assurer l'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel, à l'exception des consommateurs ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, lors :

- D'un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- De température extrêmement basse pendant une période de trois jours telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

L'objectif de développement de l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel conduira à une augmentation du nombre de consommateurs acceptant une fourniture susceptible d'interruption et donc mécaniquement à un abaissement de la norme d'approvisionnement. L'opportunité d'une réduction supplémentaire de la norme d'approvisionnement continuera à être étudiée en lien avec le renforcement des moyens d'action disponibles en cas de crise.

Le niveau de sécurité d'approvisionnement est plus strict que le niveau minimal prévu par le règlement 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil. Sur la base du rapport d'inspection réalisé à ce sujet, il est proposé de ne pas modifier le critère actuel.

Les obligations pesant sur les acteurs gaziers

Obligations de continuité de fourniture

Les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation d'assurer la continuité de fourniture pour tous leurs clients, à l'exception des clients ayant un contrat interruptible, au niveau correspondant à l'objectif de sécurité d'approvisionnement³.

Par ailleurs, les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation d'être en mesure d'assurer la continuité de fourniture de ces mêmes consommateurs, y compris en cas de disparition pendant six mois au maximum de la principale source d'approvisionnement dans des conditions météorologiques moyennes. La fourniture de gaz sur le marché français est soumise à autorisation ministérielle. Des justifications permettant de vérifier le respect des obligations de continuité de fourniture peuvent être demandées à l'occasion de la mise à jour annuelle des autorisations de fourniture.

Obligations de diversification

Au-delà d'une certaine part de marché, un fournisseur de gaz naturel est tenu de diversifier les points d'entrée de son approvisionnement sur le territoire national. Les modalités de cette obligation sont précisées à l'article R. 121-1 du code de l'énergie. Afin de ne pas pénaliser les nouveaux entrants, cette mesure ne s'applique pas en dessous de 5 % de parts de marché.

³ L'objectif de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel correspond à la possibilité d'assurer l'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel, à l'exception des consommateurs ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, lors : d'un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ; de température extrêmement basse pendant une période de trois jours telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Obligations visant la continuité d'acheminement

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel doivent dimensionner leurs infrastructures de manière à pouvoir assurer l'acheminement du gaz naturel au niveau correspondant à l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

Les opérateurs d'infrastructures sont également tenus, au titre des obligations de service public, de faire connaître à l'avance les dates d'indisponibilité de leurs ouvrages afin de permettre aux fournisseurs d'assurer la continuité de fourniture.

Le dimensionnement du système gazier, le stockage

Au cours de la dernière décennie, le système gazier a fait l'objet d'importants renforcements afin de faciliter les flux de gaz naturel.

Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux (capacités d'importation d'environ 2 335 GWh/j) et de terminaux méthaniers localisés sur trois façades maritimes (capacités d'importation d'environ 1 160 GWh/j), permettant un accès à des sources de gaz diversifiées : mer du Nord, Russie, Pays-Bas, Maghreb, mais aussi plus généralement le marché international de gaz naturel liquéfié (GNL).

Au sein du territoire métropolitain continental, les flux de gaz sont assurés par le biais d'un maillage des réseaux de transport et de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage de gaz naturel. Avec l'achèvement des projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi, les possibilités de circulation du gaz naturel au sein du système gazier français sont considérées comme suffisantes pour permettre la mise en œuvre d'une place de marché unique, effective depuis le 1^{er} novembre 2018.

Le dimensionnement actuel du système gazier permet d'assurer l'approvisionnement des consommateurs français. Compte tenu des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il sera recherché une optimisation de l'utilisation des infrastructures actuelles, voire une réduction de celles-ci.

Cette optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes concerne tout particulièrement les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel. Suite à la réforme entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018, la liste des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel, nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, est définie dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Les opérateurs de ces infrastructures essentielles sont obligés de maintenir en fonctionnement ces infrastructures de stockage essentielles, de commercialiser aux enchères leurs capacités et font l'objet d'une régulation économique. En contrepartie, ils bénéficient d'une garantie de couverture des coûts de ces infrastructures essentielles. Depuis cette réforme, la constitution des stocks de gaz naturel nécessaire à la sécurité d'approvisionnement a été assurée.

Les mesures de sauvegarde en cas de crise gazière

En cas de crise, et lorsque les mesures préventives ne sont pas suffisantes pour garantir l'approvisionnement en gaz naturel des consommateurs français, des dispositifs spécifiques peuvent être activés :

- la recommandation par les pouvoirs publics de modérer la demande d'énergie ;
- l'activation des contrats d'interruptibilité de la consommation de gaz naturel ;
- en dernier ressort, le délestage de consommateurs par le gestionnaire de réseau auquel ils sont raccordés ;

- si ces mesures ne sont pas suffisantes pour maintenir l’approvisionnement des consommateurs domestiques et des services sociaux essentiels, un appel à la solidarité européenne.

La sécurité d’approvisionnement pour l’électricité

La sécurité du système électrique a pour objectif d’éviter les coupures de courant localisées ou de black-out à plus grande échelle. Elle repose sur deux piliers distincts :

- *la sûreté de fonctionnement du système électrique* désigne la capacité du réseau électrique à acheminer l’électricité des producteurs aux consommateurs, notamment en maintenant les infrastructures en condition opérationnelle et réalisant les opérations d’équilibrage à court terme du réseau. Les événements qui occasionnent des coupures de grande ampleur, comme de grandes tempêtes ou des déséquilibres du réseau dus à un incident à l’étranger, relèvent de la sûreté électrique. Les enjeux associés ne seront pas abordés dans le présent document ;
- *la sécurité d’approvisionnement électrique* relève de l’équilibre offre-demande : à chaque instant, la quantité d’électricité consommée doit correspondre à la quantité d’électricité produite et injectée dans le réseau, sachant que la production et la consommation sont soumises à des aléas. Cette adéquation concerne tant la gestion opérationnelle que le long terme. Cela implique de gérer deux types de phénomènes :
 - le passage de pointes de consommation qui, en raison de la thermosensibilité des consommations électriques en France, nécessite de disposer de suffisamment de capacités, soit de production, soit d’effacement fiables et disponibles pendant ces périodes ;
 - la gestion des fluctuations rapides de l’offre et de la demande qui nécessite de disposer de suffisamment de leviers de flexibilité dans le système électrique pour les compenser. Ces leviers sont le pilotage de la demande, le stockage, les interconnexions et les unités de production pilotables.

Le critère de sécurité d’approvisionnement répond à une approche probabiliste en fonction de l’évolution des leviers.

Le critère de sécurité d’approvisionnement en électricité est que le système n’ait pas de défaillance supérieure à 3 h par an en moyenne sur 10 ans. La défaillance comprend à la fois le recours au délestage des clients finaux, mais également le recours aux moyens dits exceptionnels y compris hors marché : dégradation des marges d’exploitation du système électrique, activation de l’interruptibilité, baisse de la tension sur les réseaux de distribution. 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.

Pour assurer les 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.**

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.

Le critère de sécurité d’approvisionnement

Le bilan prévisionnel d’équilibre offre-demande d’électricité⁴, réalisé tous les ans par RTE, constitue l’outil de référence pour évaluer les risques pesant sur la sécurité d’approvisionnement électrique en France. Le dernier bilan prévisionnel publié comprend une étude approfondie relative à l’équilibre offre-demande sur les cinq prochaines années. Cette étude quantifie la durée moyenne de défaillance, analyse les scénarios de risque, évalue les capacités de production d’électricité ou d’effacement nécessaires pour assurer la sécurité d’approvisionnement électrique.

L’article D. 141-12-6 du code de l’énergie fixe le critère de défaillance du système électrique à « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l’offre et la demande d’électricité ». Le code de l’énergie ne définit cependant pas explicitement ce que recouvre la notion de « défaillance ». La définition utilisée par RTE pour établir ses modélisations correspond aux situations dans lesquelles le fonctionnement normal du marché ne permet plus d’assurer l’équilibre entre l’offre et la demande. Le gestionnaire du réseau de transport doit alors recourir à des leviers exceptionnels, contractualisés ou non, présentés dans la figure suivante :

Figure 12 : Situations de défaillance - Source : RTE, 2018



L’espérance de défaillance est calculée selon la définition donnée par RTE, par le biais de l’élaboration de multiples scénarios qui prennent notamment en compte les températures, les interconnexions et les

4. Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité : <https://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

aléas de production des différentes filières. Dans les modélisations réalisées par RTE, une espérance⁵ de défaillance de 3 heures par an correspond à une espérance de coupure d'un consommateur de moins de 2 heures⁶.

1.2.2.3. La dimension marché intérieur de l'énergie

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 :

- **Quasiment 2 milliards d'euros par an pour le réseau de transport, dont 500 millions d'euros pour le raccordement des nouvelles installations d'éoliennes en mer ;**
- **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.

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.

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.

5. Au sens mathématique du terme.

6. Une coupure est comptabilisée dès lors qu'un consommateur est coupé. Il ne s'agit pas d'un black-out généralisé.

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.

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 consommateur⁷. 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)⁸ 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.

Le pilotage de la demande électrique : l'effacement

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

⁷ <https://www.cnil.fr/en/node/23936>

⁸ <https://www.anfr.fr/fr/toutes-les-actualites/actualites/compteurs-linky/#menu2>

des baisses de consommation pendant les pics de consommation sans que le confort des consommateurs soit altéré. Cela permettra de faciliter l'effacement.

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 2019, les capacités d'effacement se sont élevées à 2,9 GW. La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe l'objectif de 6,5 GW de capacités totales d'effacement d'ici 2028.

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 1,5 GW à l'horizon 2030.

1.2.2.4. La dimension recherche, innovation et compétitivité

Plans et stratégies existants

Au niveau international, la France participe notamment à l'initiative Mission Innovation, lancée lors de la COP21 en novembre 2015 par les présidents Hollande, Obama et Modi en présence d'une vingtaine de chefs d'Etat. Elle s'appuie sur le constat que l'innovation sera indispensable pour respecter à long terme les engagements de l'Accord de Paris et qu'une accélération est nécessaire. Elle vise ainsi trois objectifs :

- **doubler les financements publics de R&D dans les énergies décarbonées entre 2015 et 2021 ;**
- **renforcer la coopération entre pays membres sur ces actions de R&D ;**
- **mobiliser les investisseurs privés pour amener les nouvelles solutions sur le marché.**

Huit défis thématiques (« innovation challenges ») ont été lancés dans le cadre de cette initiative sur les thématiques suivantes : réseaux intelligents, accès à l'énergie hors réseau, captage / stockage / valorisation du carbone, biocarburants avancés, conversion de l'énergie solaire en combustibles, matériaux avancés, chaleur et froid décarbonés pour les bâtiments et hydrogène. La France participe à l'ensemble de ces défis et co-dirige celui traitant d'accès à l'énergie hors réseau.

Au niveau européen, la France participe activement aux travaux du SET-Plan et notamment aux différents groupes de travail chargés de la mise en œuvre des plans d'actions récemment adoptés dans le cadre de cette instance.

Au niveau français, la Stratégie Nationale de Recherche est construite autour de 10 grands défis sociétaux dont trois dédiés à la transition énergétique : « Gestion sobre des ressources et adaptation au changement climatique », « Une énergie propre, sûre et efficace » et « Transports et systèmes urbains durables ». La Stratégie Nationale de Recherche Énergétique en constitue le volet énergie. Elle comporte 4 orientations :

- **cibler les thématiques clés pour la transition énergétique,**
- **développer la Recherche & Développement & l'Innovation (R&D&I) en lien avec les territoires et le tissu industriel, en particulier les petites et moyennes entreprises, ainsi que les entreprises de taille intermédiaire,**

- **développer les compétences et connaissances pour et par la R&D&I,**
- **créer une gouvernance légère et performante permettant d'assurer le pilotage opérationnel dynamique de la Stratégie Nationale de Recherche Énergétique.**

Soutiens et financements

L'effort annuel de financement public de la recherche réalisé par la France dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie (énergies renouvelables, efficacité énergétique, capture et usage du carbone, stockage et réseaux, domaines transverses) a été de l'ordre de 500 M€/an ces dernières années, selon la nomenclature proposée par l'Agence internationale de l'énergie, soit un peu plus de 40 % des dépenses de recherche réalisées par la France dans le domaine de l'énergie.

Parallèlement au financement des organismes publics de recherche, l'État soutient des actions de R&D opérées par l'ADEME (notamment le volet démonstrateur), BPI France, et la Caisse des dépôts et consignations (CDC), ainsi que par l'Agence Nationale de la Recherche (Instituts pour la transition énergétique, appels à projets génériques).

Entre 2010 et 2017, l'ADEME a opéré les actions des deux premiers volets du PIA : « Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » et « Véhicules et transports du futur », couvrant ainsi de multiples thématiques se répartissant en quatre grands volets :

- **la production d'énergies renouvelables, le stockage de l'énergie et les réseaux électriques intelligents ;**
- **l'efficacité énergétique dans le bâtiment, l'industrie et l'agriculture et la chimie du végétal ;**
- **l'économie circulaire et les déchets ;**
- **les transports dans toutes ses composantes et la mobilité.**

Différents outils de financement furent mis en œuvre, appels à projets pour démonstrateurs, initiative PME et interventions en fonds propres, permettant de financer, au travers de 85 appels à projets, 745 projets pour un montant global d'aides de 2,5 Md€ (budget global des projets : 7,22 Md€).

Dans la continuité des PIA 1&2, l'ADEME est opérateur de plusieurs actions dans le cadre du troisième volet du PIA (démarré en 2017), pour un montant total de 1 Md€ :

- **« démonstrateurs territoriaux et d'innovation de grande ambition », avec 400 M€ de fonds propres et 300 M€ d'aides d'Etat (la CDC est également opérateur avec des crédits séparés sur le volet territorial). Cette action constitue pour l'Ademe la suite des actions PIA1&2 pour le soutien aux « démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » ;**
- **« concours d'innovation » dédiés aux PME, avec 150 M€ d'aides d'Etat (la BPI est également opérateur avec 150 M€, qui doivent aussi couvrir le volet territorial) ;**
- **soutien aux « écosystèmes d'innovation » dans le domaine de la mobilité durable, avec 150 M€ d'aides d'Etat.**

Actions incitatives destinées à stimuler la recherche et l'innovation associées aux énergies, renouvelables - Les Instituts pour la Transition Énergétique

Les Instituts pour la Transition Énergétique (ITE) sont des plateformes publiques-privées qui visent à constituer des campus d'excellence rassemblant recherche académique, grands groupes et tissus de PME sur les thèmes spécifiques de la transition énergétique pour favoriser l'innovation en faisant converger les efforts publics de R&D et les stratégies industrielles. Les ITE ciblent ainsi le développement industriel d'une filière complète, depuis l'innovation technologique jusqu'au démonstrateur et au prototype industriel.

L'Agence nationale de la recherche (ANR), dans le cadre du programme des investissements d'avenir (PIA), assure le suivi de cette dizaine de structures, dans les domaines suivants :

- **chimie verte et matériaux agrosourcés ;**
- **énergies marines renouvelables ;**
- **énergies solaires ;**
- **géothermie ;**
- **réseaux électriques intelligents ;**
- **efficacité énergétique ;**
- **bâtiment durable ;**
- **véhicule décarboné et mobilité.**

Ce programme est à ce jour doté d'une enveloppe de l'ordre de 450 millions d'euros finançant jusqu'à 50% des activités des ITE.

1.2.3. Structure administrative de la mise en œuvre des politiques nationales en matière d'énergie et de climat

Au sein du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES), la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a pour mission d'élaborer et de mettre en œuvre la politique relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques, à la lutte contre le réchauffement climatique et à la pollution atmosphérique. Elle a été mise en place en 2008 par le décret n° 2008-680 du 9 juillet 2008 et l'arrêté du 9 juillet 2008. Elle comprend la direction de l'énergie et le service du climat et de l'efficacité énergétique :

- **la direction de l'énergie élabore et met en œuvre la politique destinée à assurer la sécurité et la compétitivité de l'approvisionnement de la France en énergie. Elle assure le bon fonctionnement des marchés de l'énergie (électricité, gaz, pétrole) dans des conditions économiquement compétitives et respectueuses de l'environnement. Elle a aussi la responsabilité de la politique française en matière d'énergie nucléaire. Dans ces domaines d'action, elle intègre les enjeux du changement climatique et veille au développement de technologies propres. La direction met en œuvre les décisions du Gouvernement relatives aux énergies renouvelables ;**
- **le service climat et efficacité énergétique élabore et met en œuvre la politique relative à la lutte contre le changement climatique, à l'adaptation au changement climatique et à la lutte contre la pollution atmosphérique. Il propose les mesures favorisant la maîtrise de la demande et l'utilisation rationnelle de l'énergie, pour l'ensemble des usages de l'énergie, ainsi que celles de nature à développer l'utilisation de la chaleur renouvelable. Il conçoit les réglementations techniques relatives à la sécurité et aux émissions polluantes des véhicules routiers. Il propose et met en œuvre les mesures incitatives de nature à accélérer la mise sur le marché de véhicules plus sûrs ou plus respectueux de l'environnement.**

1.2.4. Coopération régionale

1.2.4.1. Le forum pentalatéral de l'Énergie

Introduction

Le Forum pentalatéral de l'Énergie est une coopération régionale volontaire, depuis 2005, entre la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg, les Pays-Bas et, depuis 2011, l'Autriche, représentant plus d'un tiers de la population de l'UE et couvrant plus de 40 % de la production d'électricité dans l'UE. En 2011, la Suisse a rejoint le forum en tant qu'observateur permanent et contribue activement au travail technique et au processus décisionnel. En étroite collaboration avec la Commission européenne (sur invitation), le Forum pentalatéral de l'Énergie améliore la collaboration entre toutes les parties prenantes afin de créer un marché régional de l'électricité en guise d'étape intermédiaire vers un marché européen commun de l'électricité.

La coopération est dirigée par les Ministres en charge de la politique énergétique qui se rencontrent régulièrement. Le suivi des activités est assuré par les coordinateurs Penta et par le Comité Penta PNEC sous la direction des Directeurs généraux respectifs des pays participant au Forum pentalatéral. Le programme de travail est mis en œuvre par des Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT) d'électricité, des ministères, des autorités de régulation nationales (ARN), la Commission européenne et les opérateurs du marché qui se rencontrent régulièrement au sein de 3 Groupes de soutien.

Le principal succès enregistré au cours des 15 dernières années est l'évolution des pays Penta qui sont passés d'une perspective politique purement nationale sur les marchés de l'énergie à l'adoption d'une approche régionale. Les étapes régionales concrètes sont mises en place dans différentes dimensions qui restent pertinentes aujourd'hui :

Marché intérieur de l'électricité/intégration des marchés :

Le Groupe de Soutien Penta 1 (SG1) se concentre sur le couplage des marchés de l'électricité dans la région. Le SG1 a encouragé le couplage de marché fondé sur les flux (FBMC) des marchés à un jour comme objectif et, en mai 2015, le FBMC a été officiellement lancé dans la région Penta, le premier dans son genre au sein de l'Union européenne. Depuis lors, le FBMC n'a cessé de s'améliorer pour augmenter encore ses gains de prospérité et sert à présent de base pour un FBMC totalement établi au niveau de l'UE pour les marchés à un jour.

En outre, afin d'augmenter la capacité de transport disponible pour le commerce transfrontalier sur le marché intra-journalier, le SG1 a encouragé un processus de calcul coordonné de la capacité intra-journalière après un couplage de marché fondé sur les flux à un jour pour toutes les frontières de la région et qui a été mis en œuvre en mars 2016 en guise de première étape du couplage des marchés intra-journaliers européens.

Le Groupe de Soutien a été un témoin privilégié de l'évolution radicale du paysage de l'électricité et de la gouvernance des marchés de l'électricité. Alors qu'en 2005, les opérateurs électriques travaillaient encore séparément, le groupe a, au fil des années, activement encouragé la coopération entre les parties prenantes, coopération qui a, par exemple, contribué au regroupement régional de GRT dans leurs associations, à la fusion de bourses de l'électricité ou GRT ainsi qu'à l'émergence de nouveaux acteurs régionaux (TSCNet, Coreso, ancien CASC-CWE, SSC).

En vue des nouveaux plans de mise en œuvre qui doivent être préparés conformément au Clean Energy Package, les pays Penta coordonneront étroitement leurs activités et exploreront les possibilités d'actions communes.

Marché intérieur de l'électricité/flexibilité :

Le Groupe de Soutien 3 (SG3) se concentre sur les questions de flexibilité dans la région. Jusqu'à présent, le travail au sein du SG3 s'est concentré sur la mise en équilibre, le marché intra-journalier et le rôle de la maîtrise de la demande qui sont les trois principaux domaines de coopération régionale pour améliorer la flexibilité de nos marchés de l'électricité. Différents documents de référence techniques ont été fournis et résument les principaux obstacles à une utilisation accrue de la flexibilité dans la région Penta. La participation au SG3 a été ouverte à des participants traditionnels (ARN/GRT) ainsi qu'à d'autres parties prenantes comme les Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), les grands organismes de défense des consommateurs et les producteurs d'énergie renouvelable.

En ce qui concerne la mise en équilibre, des évaluations d'approches actuelles et un échange de bonnes pratiques ont eu lieu au sein du Forum pentalatéral. Par ailleurs, Penta joue un rôle essentiel dans le processus de mise en œuvre des lignes directrices de l'Union européenne sur l'équilibrage du système électrique. En ce qui concerne la maîtrise de la demande, un groupe d'experts distinct a travaillé sur un rapport décrivant la situation réelle dans la région Penta en mettant l'accent sur les règles et responsabilités des nouveaux acteurs du marché dans chaque pays de la région. En ce qui concerne la future coopération des pays Penta sur l'hydrogène, un atelier a été organisé en vue de définir les éventuels thèmes de coopération sur cette question.

Sécurité d'approvisionnement :

Le Groupe de Soutien 2 (SG2) traite des questions de sécurité d'approvisionnement dans la région. Un mémorandum d'accord sur la coopération en matière de sécurité d'approvisionnement a été conclu entre les pays Penta et signé en juin 2017. Sur cette base et à la lumière du nouveau Règlement UE sur la préparation aux risques, un exercice de crise (« PENTEX 2018 ») a été organisé en 2018 afin de parvenir à une meilleure compréhension mutuelle des préoccupations nationales, afin d'identifier les principales situations de crise potentielles (transfrontalières) pour la région et afin d'évaluer différentes mesures visant à atténuer les effets d'une crise.

La 1^{ère} évaluation régionale de l'adéquation de la production (GAA) réalisée par les GRT du Forum pentalatéral de l'Énergie et publiée en mars 2015 a marqué une étape importante. La méthodologie de l'évaluation reposait sur une approche probabiliste et chronologique avec une résolution horaire pour les années 2015/2016 et 2020/2021 qui représentait une amélioration significative par rapport aux approches déterministes existantes. Par ailleurs, les GRT Penta ont utilisé un ensemble régional commun de données reposant sur les mêmes scénarios et hypothèses, comme un modèle régional de charge thermosensible et des données hydrologiques probabilistes harmonisées.

Les gouvernements des pays Penta sont convaincus que ces dimensions restent pertinentes. Outre une poursuite dans les domaines susmentionnés, les pays Penta utiliseront le Forum pentalatéral de l'Énergie au cours des prochaines années afin de travailler sur les priorités suivantes :

Décarbonisation du secteur de l'électricité

Vision commune d'une électricité décarbonée dans les pays Penta en 2050

Les pays Penta échangeront leurs visions d'un système électrique décarboné en 2050 (avec des étapes intermédiaires en 2030 et 2040) dans le cadre d'un système énergétique hautement efficace et reposant essentiellement sur des énergies renouvelables, une élimination progressive de l'électricité produite par les énergies fossiles et une utilisation finale efficace de l'électricité. Dans un premier temps, une comparaison des scénarios nationaux sur ce que pourrait être le système électrique en 2050 sera établie ainsi que l'identification des aspects communs et divergents des différents scénarios et la façon dont la sécurité d'approvisionnement serait garantie dans ces scénarios. Ceci permettra une compréhension commune des attentes et des défis pour créer un futur système électrique.

Lancement de la coopération transfrontalière sur l'électricité renouvelable

Les pays Penta travailleront sur base volontaire au développement d'un menu d'idées communes couvrant différents niveaux de coopération, dont l'exploration des possibilités d'ouverture de procédures nationales d'appels d'offres/d'appels d'offres transfrontaliers, d'appels d'offres communs pour les pays Penta intéressés et qui font de plus en plus appel au cadre européen propice à l'énergie renouvelable et aux mécanismes existants de coopération, comme des projets communs et des transferts statistiques (« menu cluster ») pour les pays Penta intéressés.

Les pays Penta soutiennent également les travaux en cours de la Commission européenne et des États membres sur le développement d'un Mécanisme de Financement des Énergies renouvelables de l'Union européenne.

Intégration d'options et de services d'électromobilité sans restriction régionales

Les pays Penta contribueront à renforcer la part des énergies renouvelables dans les transports en favorisant l'électromobilité (dont des formules fonctionnant sur pile à combustible). Ils facilitent l'intégration/la mise en œuvre des options et services d'électromobilité sans restriction au sein de la région Penta en identifiant et, le cas échéant, en supprimant les obstacles au déploiement transfrontalier des services d'électromobilité et de recharge et en assurant l'interopérabilité.

Étude des options de tarification du carbone et de leur impact transfrontalier sur les prix de l'électricité

Les pays Penta qui prévoient ou envisagent d'introduire un prix du carbone échangeront, sur base volontaire, des points de vue sur les approches politiques de l'introduction d'un prix du carbone, ses avantages et ses inconvénients en termes de réduction des émissions de CO₂, de sécurité d'approvisionnement, d'évolution des prix et de situation équitable pour leurs industries.

Marché intérieur de l'électricité

Intégration des marchés

Les pays Penta amélioreront davantage la surveillance du FBMC en vue d'accroître le commerce transfrontalier et le bien-être social et pour optimiser les avantages pour le consommateur. Les pays Penta rendront la surveillance plus innovante en vue de la transposer en indicateurs clés communs pour évaluer l'évolution vers un marché de l'électricité pentalatéral totalement décarboné en 2050.

Les pays Penta travailleront ensemble à la mise en œuvre rapide du Clean Energy Package et aux impacts transfrontaliers éventuels pour le marché de l'énergie (p.ex. poursuivre le développement et l'amélioration de la coopération en matière de redispatching dans la région Penta).

Flexibilité

Les pays Penta se pencheront sur l'impact de la mise en œuvre d'options de flexibilité comme le rôle de la maîtrise de la demande d'énergie, le PtX (« Power-to-X ») et l'hydrogène, le rôle du stockage, la mobilité électrique et ils analyseront les obstacles concrets au couplage sectoriel qui ont un lien avec l'électricité.

En ce qui concerne le rôle futur potentiel de l'hydrogène de plus en plus renouvelable en tant que vecteur énergétique dans leur système d'énergie, les pays Penta examineront d'éventuelles approches communes pour les garanties d'origine, l'infrastructure transfrontalière, le rôle respectif des GRT et des GRD et les normes pour le mélange d'hydrogène, et ils échangeront des informations et de bonnes pratiques sur des régimes de soutien pour l'hydrogène et des projets d'innovation ainsi que sur le rôle futur de l'hydrogène en général.

Sécurité d'approvisionnement

Les pays Penta amélioreront en permanence l'évaluation pentalatérale de l'adéquation de la production en tenant compte de données météorologiques plus fiables, des derniers chiffres et objectifs des PNEC des pays Penta lors de la détermination des futurs mix énergétiques et d'autres analyses de sensibilité. La troisième évaluation est actuellement en cours d'élaboration par les GRT Penta pour les horizons 2021 et 2025 compte tenu des scénarios régionaux (reposant sur les scénarios nationaux), des calculs améliorés fondés sur les flux et des sensibilités liées à la flexibilité de la demande.

Dans le cadre du Clean Energy Package (CEP), et plus particulièrement dans le contexte de la coopération régionale et du règlement sur la préparation aux risques, des discussions ont été engagées avec ENTSO-E, la Commission et d'autres parties prenantes afin de définir les règles de la coopération entre les États membres en vue d'identifier de potentiels scénarios de crise régionale et de prévenir, de se préparer à et de gérer des crises dans le secteur de l'électricité, dans un esprit de solidarité et de transparence et en tenant pleinement compte des exigences d'un marché intérieur compétitif de l'électricité. Les pays Penta travailleront en partenariat afin de développer des mesures régionales concrètes pour les situations de crise.

Outils de financement pour la transition énergétique

Le Forum pentalatéral de l'Énergie commencera à échanger des informations sur d'éventuelles approches régionales visant à améliorer l'efficacité énergétique et le déploiement d'énergies renouvelables, par exemple, en cherchant, avec des institutions financières comme la BEI, des approches communes destinées à réduire les risques dans les deux secteurs et, par conséquent, faciliter la réalisation des objectifs des membres Penta.

1.2.4.2. La North Seas Energy Cooperation

La France fait partie de la région élargie des mers du Nord, qui recèle un important potentiel en énergies renouvelables. La Commission européenne a estimé que l'éolien offshore de la mer du Nord peut couvrir jusqu'à 12 % de la consommation d'électricité dans l'UE d'ici 2030.

La production d'énergie éolienne et les projets d'infrastructure de réseau peuvent avoir des effets transfrontaliers sur les prix de l'énergie, la sécurité d'approvisionnement et l'environnement, y compris la disponibilité de l'espace marin ainsi que le rythme d'innovation. C'est pourquoi les pays de la mer du Nord peuvent tirer de grands avantages de la coopération.

La North Seas Energy Cooperation (NSEC) est une initiative de coopération régionale volontaire, bottom-up et axée sur le marché, fondée en 2016, qui vise à créer des synergies et à éviter les incompatibilités entre les politiques nationales et à partager des connaissances sur les bonnes pratiques internationales et à favoriser des stratégies communes, dans la mesure du possible et dans des conditions profitables. L'objectif est de coordonner et de faciliter le déploiement rentable des énergies renouvelables offshore, en particulier de l'énergie éolienne, afin de garantir un approvisionnement en énergie durable, sûr et abordable dans les pays de la mer du Nord grâce à un déploiement accru et mieux coordonné de l'énergie éolienne en mer, ainsi que par de potentiels projets communs ou des clusters de projets. Le NSEC se concentre sur une approche progressive en vue d'une intégration plus poussée et d'une efficacité accrue des marchés de gros de l'électricité, tout en contribuant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, les écarts de prix de gros moyens et à renforcer la sécurité d'approvisionnement dans la région.

La North Seas Energy Cooperation compte 10 pays avec la participation de la Commission européenne : Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, France, Allemagne, Royaume-Uni, Irlande, Norvège, Suède et Danemark.

Coopération régionale

En ce qui concerne la préparation de ce plan, la France a fait appel à la NSEC, au sein de laquelle des experts des groupes de soutien ont partagé des informations et des expériences sur des aspects spécifiques, par exemple sur les obstacles et les bonnes pratiques du développement national de l'énergie éolienne et en particulier sur le regroupement de trajectoires nationales en matière d'énergie renouvelable pour l'énergie éolienne jusqu'en 2030 et l'intégration des marchés.

La France a été en outre consultée sur son Plan national Énergie Climat dans le domaine du déploiement prévu de l'énergie éolienne jusqu'en 2030 et des aspects relatifs à la planification des réseaux avec les autres pays de la Mer du Nord.

Les groupes de soutien dans le cadre de la coopération se concentrent sur les thèmes suivants :

- **Groupe de soutien 1 : Planification de l'espace maritime et évaluation de l'impact environnemental ;**
- **Groupe de soutien 2 : Développement et réglementation des réseaux offshore et autres infrastructures offshore ;**
- **Groupe de soutien 3 : Mécanismes de soutien et de financement des projets éoliens offshore ;**
- **Groupe de soutien 4 : Normes et règles techniques dans le secteur éolien offshore.**

Planification de l'espace maritime et évaluation de l'impact environnemental

Dans le cadre de la North Seas Energy Cooperation, la France participe aux travaux en vue de la création d'une méthodologie commune d'évaluation de l'impact environnemental. Afin d'atteindre les objectifs en matière d'énergie et de climat au sein de l'UE, il importe de mieux comprendre les éventuelles limites écologiques du développement à grande échelle de projets éoliens en Mer du Nord. Des efforts restent à faire en matière de planification de l'espace maritime et d'évaluation de l'impact environnemental pour pouvoir utiliser le potentiel de la Mer du Nord. Afin d'améliorer les connaissances et de soutenir le déploiement de projets éoliens en Mer du Nord, les pays de la Mer du Nord continueront à collaborer étroitement dans le domaine de la planification de l'espace maritime, de la recherche environnementale, de l'évaluation des effets cumulatifs des parcs éoliens entre les autorités en charge de l'énergie, de la planification de l'espace maritime et de l'environnement.

Réseaux offshore et autre infrastructures offshore

La NSEC fait office de plate-forme pour la collaboration sur des concepts de projets éoliens potentiels communs ainsi que pour une infrastructure électrique coordonnée, y compris l'infrastructure de transport.

La France collabore avec les autres pays de la Coopération énergétique des Mers du Nord sur les possibilités de projets de coopération concrets. Outre les projets éoliens offshore communs qui seraient connectés à plusieurs États membres et soutenus par ceux-ci, cela inclut les travaux sur d'éventuelles solutions « hybrides » qui utiliseraient un câble de connexion au réseau pour évacuer l'éolien offshore, ainsi que la capacité d'interconnexion entre pays, et sur les adaptations de marché correspondantes.

La France contribue donc au développement de possibilités de coopération dans le cadre de projets hybrides et sur l'identification et la résolution des éventuels obstacles juridiques, réglementaires et commerciaux. En coordonnant les activités sur une interconnexion accrue entre les pays de la NSEC,

une quantité croissante de productions excédentaires d'énergie pourrait traverser les frontières afin de répondre à la demande sur un marché intérieur de l'énergie performant.

La NSEC a dressé une liste de zones et de projets potentiels dans la région, où des projets communs pourraient être très bénéfiques. Il s'agit notamment de : (1) le parc éolien IJmuiden Ver au Royaume-Uni, (2) CGS IJmuiden Ver - Norfolk, (3) COBRA Cable, (4) le parc éolien offshore connecté à NL et (5) et le North Seas Wind Power Hub.

La NSEC travaille au développement de concepts concrets pour la mise en œuvre de projets sélectionnés parmi la liste ci-dessus.

La NSEC continuera à travailler sur les plans d'action pour les projets hybrides spécifiques qui peuvent également être poursuivis au niveau national et régional. De plus, la coopération continuera à travailler en tant que forum afin de se pencher sur la façon de traiter les incertitudes liées au traitement réglementaire de projets hybrides au niveau national et de l'UE et pour débattre des possibilités de résoudre ces problèmes.

Cadre de soutien et financement des projets éoliens offshore

En ce qui concerne les mesures, la France profite de la NSEC de plusieurs façons. Le travail au sein de la NSEC offre une plate-forme d'échange de bonnes pratiques en matière de conception de régimes de soutien et pour le développement et l'élaboration de nouveaux concepts répondant aux nouveaux défis concernant le soutien à l'éolien offshore ainsi que pour le développement d'éventuelles options pour les futurs projets éoliens offshore communs.

La France travaille au sein de la NSEC pour coordonner le calendrier des offres, échanger les meilleures pratiques en matière de conception de systèmes d'aide éolienne en mer et identifier, si possible, des principes communs ainsi que des options possibles pour l'alignement des aides.

En ce qui concerne le calendrier des offres, la France partage régulièrement des informations sur son calendrier d'appels d'offres national avec les autres pays de la NSEC dans le but d'identifier les chevauchements possibles et de permettre la meilleure fluidité possible d'appels d'offres dans la région des Mers du Nord afin de garantir que les processus d'appel d'offres optimisent la concurrence et soient le plus rentable possible pour les consommateurs. La France est prête à prendre en compte, entre autres critères et dans la mesure du possible, cet aperçu des calendriers d'appels d'offres dans sa planification future des appels d'offres afin d'éviter les chevauchements inutiles et de fournir une réserve de capacité stable aux parties prenantes impliquées sans cycles d'arrêt et de reprise.

La France partage et examine dans la NSEC la trajectoire renouvelable offshore estimée, des informations sur ses plans de déploiement offshore et les meilleures pratiques en matière de conception d'appels d'offres éoliens offshore.

Lors de la réunion ministérielle d'Esbjerg le 20 juin 2019, les pays de la Mer du Nord ont convenu de travailler ensemble afin d'atteindre une capacité éolienne offshore installée totale indicative des États membres de la NSEC d'au moins 70 GW d'ici 2030 sur base de la planification nationale.

Afin de refléter la dynamique du déploiement éolien offshore dans la région, cette capacité totale prévue d'au moins 70 GW pour 2030 peut se traduire par une trajectoire globale avec des étapes indicatives pour la région d'environ 25 GW en 2020 et 54 GW en 2025.

Dans la NSEC, la France contribue également aux travaux d'analyse et de développement d'options permettant de mobiliser davantage de capitaux pour des projets communs, par exemple par le biais de fonds européens tels qu'European Fund for Strategic Investments (EFSI) et Connecting Europe Facility

(CEF), ainsi que d'investisseurs institutionnels. Ces projets communs pourraient être des projets transfrontaliers d'énergie renouvelable, conformément à la proposition du CEF.

Harmonisation des règles, des règlements et des normes techniques

La North Seas Energy Cooperation procède à l'alignement des normes et exigences techniques susceptibles de contribuer à réduire davantage les coûts du déploiement éolien offshore. L'objectif consiste à aligner les règles, la réglementation et les normes techniques dans cinq domaines identifiés. Il s'agit notamment de : (1) Aviation, balisage et éclairage, (2) Santé et sécurité, (3) Certification des exigences réglementaires, (4) Aménagement du parc et étude du site et (5) Approches de recherche. La NSEC se penche sur le développement de propositions et de recommandations pour la mise en œuvre en étroite collaboration avec l'industrie. L'objectif de ces recommandations est de réduire les coûts tout en étant réalisables. La coopération poursuivra ses travaux d'alignement des normes et des exigences techniques ainsi que d'échange de bonnes pratiques afin de réduire les réglementations et coûts inutiles pour l'industrie.

1.2.4.3. Le Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions en Europe du Sud-Ouest

Le Sommet quadrilatéral sur les interconnexions, rassemblant les Chefs d'Etat et de gouvernement espagnol, français, portugais et le Président de la Commission européenne, tenu à Madrid le 4 mars 2015 a décidé de créer un **Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions électriques et gazières pour l'Europe du Sud-Ouest**. Ce Groupe de Haut Niveau, lancé formellement à Paris le 30 juin 2015, rassemble les représentants des trois pays et de la Commission européenne, ainsi que les régulateurs nationaux et les gestionnaires de réseaux de transport. Il permet d'apporter une vision complète des projets sur l'ensemble de la région et de mobiliser l'ensemble des acteurs, notamment les gestionnaires de réseaux de transport et les régulateurs. Il bénéficie de l'appui de la Commission pour la reconnaissance de ces projets en tant que Projets d'intérêt communs, et pour la mobilisation des outils de financement européens.

1.3. Consultations et participation des entités de l'État membre et de l'Union, et leurs résultats

1.3.1. Association des parties prenantes, du parlement national, des autorités locales et régionales, de la société civile et du grand public

Le présent plan national intégré énergie-climat est fondé sur la PPE 2 et SNBC 2. Ces documents ont fait l'objet durant leur élaboration d'un large processus de consultations décrit ci-dessous.

1.3.1.1. Processus d'élaboration de la PPE

Association des parties prenantes

La révision de la PPE a été lancée en juin 2017 en même temps que celle de la SNBC dans le cadre d'une réunion jointe du Comité de suivi de la PPE et du Comité d'orientation de la SNBC. Le Comité de suivi de la PPE est composé d'environ 80 représentants de la société française, principalement des structures membres du Conseil national de la transition écologique (CNTE) et du Conseil supérieur de l'énergie (CSE). Ce Comité a été réuni à 3 reprises au cours de l'année pour lui donner l'occasion de s'exprimer sur l'avancement des travaux. Il est à noter que ces Comités sont composés de représentants

d'entreprises, de la société civile, des syndicats de travailleurs, de représentants du Parlement et de représentants des collectivités locales.

Des ateliers de travail relatifs à la maîtrise de la demande ont été partagés avec les travaux de révision de la SNBC. Ces ateliers ont été sectoriels. Ils se sont réunis à 4 reprises chacun sur l'ensemble de l'année juin 2017-juin 2018 :

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

En complément, 24 ateliers de travail ont été organisés entre octobre 2017 et janvier 2018, sur l'ensemble des thématiques spécifiquement abordées par la PPE. Chaque atelier a réuni entre 20 et 50 personnes. Les membres du Comité de suivi étaient conviés à chaque atelier, plus des organismes spécialistes du sujet précis qui allait être débattu. Plus d'une centaine de présentations ont été discutées dans ce cadre et 70 contributions écrites ont été partagées. Pour ce qui concerne l'anticipation de l'offre en énergie, les ateliers ont été organisés par filière :

- Biocarburants ;
- Biogaz ;
- Biomasse 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 ont été organisés 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.

Association du public

Un Débat public a été organisé par la Commission nationale du débat public (CNDP) du 19 mars 2018 au 29 juin 2018. Le débat a compris :

- un site internet du débat, un questionnaire en ligne, des cahiers d'acteurs ;
- des ateliers thématiques (Europe-international, innovation, état opinion) ;
- des ateliers de controverse (entre experts) et des auditions d'experts ;
- un forum citoyen (panel de 400 personnes tirées au sort) ;
- des initiatives territoriales ;
- des initiatives par cible avec des partenaires.

Le gouvernement a mis à disposition un dossier du maître d'ouvrage afin d'informer le citoyen sur les enjeux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et l'interroger sur un certain nombre de sujets de fond : <https://ppe.debatpublic.fr/dossier-du-maitre-douvrage-dmo>

Les sujets sur lesquels il a particulièrement demandé l'avis des citoyens étaient :

- les mesures que les citoyens considèrent efficaces en termes de réduction des consommations de l'énergie : quels seraient les meilleurs leviers pour les convaincre de passer à l'action chez eux, et concernant leurs choix de mobilités ?
- leur avis sur le développement des différentes filières de production d'énergie renouvelable : l'éolien, le photovoltaïque, la méthanisation...
- leur avis sur des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement ? Que pensent-ils 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 l'énergie soit plus faible ?

Au total, les 86 rencontres organisées dans le cadre du débat public ont réuni près de 8 000 participants. 47 572 visites ont eu lieu sur le site Internet sur lequel 561 avis ont été postés, 140 contributions et 193 cahiers d'acteurs publiés, 2379 commentaires sur les informations et avis disponibles, et 666 questions ont été posées par des internautes. La Commission particulière du débat public a rendu un rapport qui est accessible sur le site : <https://ppe.debatpublic.fr/>

Le gouvernement a suivi avec attention les contributions des citoyens tout au long du débat. La décision du gouvernement du 30 novembre 2018 suite aux recommandations de la CNDP a été publiée au JO le 4 décembre 2018. Le gouvernement a tenu compte de ces enseignements pour rédiger le présent document.

Le compte-rendu du débat est disponible au lien suivant : <https://ppe.debatpublic.fr/compte-rendu-bilan-du-debat>.

La PPE a ensuite également fait l'objet d'une concertation post-débat avec le public sous l'égide de la CNDP dans le cadre de laquelle ont notamment été organisées :

- des présentations du projet de PPE dans plusieurs régions françaises ;
- une réunion de présentation du projet de PPE aux pays voisins de la France et une consultation écrite plus formelle ;
- une réunion avec les porteurs des 86 débats locaux sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie le 14 juin 2019 ;
- une réunion d'échanges en septembre 2019 avec des membres du G400 Energie, groupe de 400 personnes de la France entière qui avaient été tirées au sort pour participer activement au débat public sur la PPE.

Enfin, le présent projet de PPE révisé a fait l'objet d'une consultation publique via le site internet du Ministère de la transition écologique et solidaire.

Avis formellement recueillis

Des consultations formelles ont été organisées sur le projet de PPE. Les avis suivants ont été recueillis :

- de l'Autorité environnementale pour son Évaluation Environnementale Stratégique ;
- du Conseil national de la transition écologique ;
- du Conseil supérieur de l'énergie ;
- du Comité de gestion de la CSPE ;
- du Comité du système de distribution publique d'électricité ;
- de la Commission européenne ;
- du public.

Les pays frontaliers (ou non) dont le système électrique est interconnecté avec le système français ont également été consultés : Allemagne, Autriche, Belgique, Luxembourg, Italie, Espagne, Royaume-Uni, Irlande, Pays-Bas, Portugal et Suisse.

La PPE définitive tient compte de ces avis.

1.3.1.2. Processus d'élaboration de la SNBC

L'élaboration du scénario de référence et la définition des orientations de la stratégie nationale bas-carbone ont été conduites en association étroite avec les parties prenantes, afin d'appréhender l'ensemble des enjeux concernés et de faciliter ensuite l'approbation de la stratégie par le plus grand nombre. Sur la base de travaux interministériels initiaux assurant dès le lancement des travaux une vision d'ensemble de la politique climatique, les représentants de la société civile (parties prenantes) ainsi que le grand public ont été sollicités à plusieurs reprises pour participer, formuler des propositions et émettre leurs avis. Ce processus itératif s'est conclu par la saisine officielle avant l'adoption du décret des instances suivantes : l'Autorité Environnementale, le Haut Conseil pour le climat, l'Assemblée de Corse, les Collectivités d'Outre-Mer concernées par la stratégie et le Conseil National d'Evaluation des Normes, avant une dernière consultation du public conduite début 2020.

Concertation avec les parties prenantes

Le scénario de référence et les orientations de la stratégie ont été coconstruits par échanges réguliers avec les parties prenantes.

Ces échanges se sont d'abord faits via le Comité d'Information et d'Orientation (CIO) de la SNBC, composé d'un panel large d'environ 120 acteurs membres du Conseil National de la Transition Écologique (incluant des représentants de chaque collège de la société civile : représentants des salariés et des employeurs, des représentants des consommateurs, ONG environnementales, collectivités territoriales et parlementaires), et réuni de façon conjointe avec le Comité de suivi de la PPE. Le CIO s'est réuni 6 fois depuis juin 2017 à chaque étape clef du processus de révision de la stratégie (telle que la validation des hypothèses du scénario de référence). Les services interministériels concernés par la stratégie y participaient, assurant une stratégie portée et intégrée par chaque Ministère concerné par sa mise en œuvre.

Par ailleurs, des groupes de travail composés de membres du CIO et d'experts sectoriels, notamment des représentants de fédérations professionnelles spécialisées, d'instituts de recherche et d'universitaires, se sont réunis à 4 reprises en moyenne. Ces groupes se découpaient comme suit :

- Cinq groupes sectoriels : transport, bâtiment, agriculture, forêt et industrie/déchets
- Deux groupes transversaux : économie et autres chapitre transversaux.

Ils ont notamment apporté leur expertise sur la définition des hypothèses du scénario de référence (axée notamment sur l'appréhension de la neutralité carbone à l'échelle de chaque secteur, la proposition de mesures supplémentaires, la comparaison avec des scénarios existants et la recherche du plus large consensus possible sur les hypothèses retenues pour le scénario de référence), sur la définition des orientations stratégiques de la SNBC et sur la sélection des indicateurs associés. En complément, 24 ateliers de travail ont été organisés entre octobre 2017 et janvier 2018 sur l'ensemble des thématiques spécifiquement abordées par la PPE.

Concertation préalable publique

Les Français ont été appelés à participer à la révision de la stratégie nationale bas-carbone en répondant à un questionnaire en ligne du 13 novembre au 17 décembre 2017. Plus de 13 000 réponses ont été recueillies. La restitution des contributions des citoyens est constituée d'une compilation (disponible en version longue et en version synthétique) et d'une sélection d'éléments remarquables (également en version longue et version synthétique), disponibles au lien suivant : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/revision-strategie-nationale-bas-carbone-contributions-des-citoyens>.

Une grande majorité des propositions collectées pendant cette concertation correspondent à des politiques en cours ou déjà en place. Ce point est plutôt rassurant quant à l'adéquation des politiques menées avec l'attente des citoyens.

Cependant, d'autres propositions pointent des sujets qui ne figuraient pas dans les priorités identifiées jusqu'alors. Ces éléments sont souvent des recommandations d'action. À titre d'exemple on peut citer la recommandation de mieux réguler la publicité pour informer et orienter le choix des consommateurs. Ce sont également des points de vigilance à prendre en compte pour que la transition énergétique et climatique soit plus efficace, consensuelle, plus inclusive, plus bénéfique à tous points de vue. Les internautes ont notamment pointé le besoin de plus de confiance envers les produits, les services, les professionnels de la transition dans l'information fournie (labels...) ainsi que dans les politiques publiques, via une information plus transparente et contradictoire.

Il est important de noter que ce questionnaire n'avait pas valeur de sondage : plus que la fréquence des réponses, c'est leur intérêt au regard des orientations à décider qui était visé.

La synthèse en ligne récapitule ces contributions en se concentrant donc sur celles qui sont parues les plus susceptibles d'orienter concrètement le contenu de la stratégie bas-carbone.

Les résultats de cette concertation ont été présentés et transmis aux membres du CIO et des groupes de travail. Ils ont également été versés au débat public sur la révision de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (cf. paragraphe ci-après).

Le Débat public qui a été organisé sur la PPE a également servi à enrichir la SNBC. A titre d'exemples, les recommandations concernant la clarté du document ont été prises en compte : le cadre juridique a été explicité dans une annexe dédiée détaillant les dispositions législatives et réglementaires portant sur le contenu et la portée de la stratégie, sur les budgets carbone et sur la procédure de révision de la stratégie. La recommandation "Prévoir une synthèse spécifique de l'Évaluation Environnementale Stratégique" est bien prise en compte avec la publication d'un résumé non technique de l'Évaluation Environnementale Stratégique. La Commission Particulière du Débat Public a également émis la recommandation de "Faire apparaître mieux le lien existant entre les divers documents de programmation et notamment SNBC et PPE". L'articulation de la stratégie nationale bas-carbone avec les autres plans et programmes nationaux et territoriaux est présentée dans le rapport d'accompagnement de la stratégie rendu public.

Le rapport du débat public sur la PPE met également en évidence des préoccupations importantes concernant la place des citoyens dans la transition écologique et énergétique. L'information des consommateurs et l'innovation sociale pour une modification des comportements ont été des préoccupations mises en avant dans les échanges dans le cadre du débat public. Ces sujets sont aussi abordés dans le cadre de la SNBC révisée, notamment dans une partie dédiée à l'"Education, sensibilisation, appropriation des enjeux et des solutions par les citoyens". La SNBC identifie également les comportements individuels et collectifs, parmi lesquels la sobriété, comme l'un des grands leviers pour l'atteinte de la neutralité carbone avec l'efficacité énergétique, la décarbonation des secteurs énergétiques et le renforcement des puits de carbone et des productions bio-sourcées. Enfin, le chapitre "Politique de recherche et d'innovation" promeut une implication citoyenne pour que les innovations à venir soient non seulement technologiques mais également sociales.

Avis du Comité d'Experts pour la Transition Énergétique

Conformément à l'article L. 222-1 D du Code de l'environnement dans sa version antérieure à la promulgation de la loi énergie-climat, le Comité d'Experts pour la Transition Énergétique émet un avis, au plus tard six mois avant l'échéance de publication de la stratégie révisée (donc au plus tard fin 2018), sur le respect des budgets carbone déjà fixés et sur la mise en œuvre de la stratégie en cours. Cet avis est transmis aux commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat chargés de l'énergie et de l'environnement.

Cet avis⁹, en date du 24 décembre 2018, après une comparaison des émissions observées eu égard aux budgets carbone et une analyse des éléments explicatifs des écarts, notamment dans les secteurs du transport, du bâtiment et de l'agriculture, indique quelques perspectives pour les futurs travaux sur la SNBC, telles que :

- Faire de la SNBC un portfolio d'actions publiques disponibles pour aiguiller la transition à différentes échelles territoriales et dans les différents secteurs de l'économie ;

⁹ <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/vpn.e2.rie.gouv.fr/sites/default/files/CETE%20AVIS%20BUDGET%20CARBONE%202018.pdf>

- Réaliser une évaluation précise des facteurs de succès et d'échecs de la transition ;
- S'appuyer plus systématiquement sur des exemples internationaux ;
- S'autoriser à remettre en question certaines politiques menées.

Il convient de noter que le Haut Conseil pour le climat (HCC) mis en place par le Président de la République le 27 novembre 2018 a vocation à remplacer depuis le 14 mai 2019 le Comité d'experts pour la transition énergétique dans ses missions d'évaluation de l'action climatique française et de la Stratégie Nationale Bas-Carbone. À ce titre, le Haut Conseil pour le climat est l'instance en charge de l'évaluation de la révision de la présente Stratégie avant sa publication.

Consultations sur le projet de stratégie en fin de processus

En fin de processus de révision, le projet de stratégie, publié en décembre 2018, a fait l'objet de consultations formelles, auprès des instances suivantes :

- l'**Autorité environnementale**, qui a rendu son avis le 6 mars 2019, laquelle :
 - préconise une requalification à la hausse des « niveaux d'enjeux » de la question des risques technologiques et de celle de la biodiversité dans le rapport d'évaluation environnementale ;
 - souligne la nécessité de mécanismes et méthodologies garantissant l'articulation entre SNBC et plans, programmes et projets au niveau territorial ;
 - préconise le renforcement des principes de l'empreinte carbone et de la compensation des émissions de gaz à effet de serre ;
 - préconise à l'État de s'astreindre à compenser le dépassement des « budgets carbone » ;
 - identifie un déficit d'analyse détaillée concernant l'impact d'une mobilisation accrue de la biomasse et l'enjeu de la disponibilité des ressources minérales nécessaires à la transition énergétique ;
 - identifie dans l'ensemble un déficit de mesures détaillées de mise en œuvre des orientations prévues sur les différents secteurs et de quantification des moyens associés, par exemple sur les compensations sociales du coût du carbone ou sur les moyens en faveur du report modal dans le domaine des transports ;
- le **Conseil national de la transition écologique**, son avis du 18 avril 2019 ayant principalement porté sur :
 - la nécessité de mettre en cohérence les hypothèses du scénario de référence et les décisions récentes des pouvoirs publics, notamment celles sur la fiscalité carbone (y compris celles faisant suite au « grand débat ») ;
 - le respect des objectifs eu égard au dépassement des premiers budgets carbone et la nécessité d'un suivi robuste ;
 - la cohérence entre la SNBC et la PPE, et entre la SNBC et les outils et stratégies de planification territoriale comme les SRADDET et les PCAET ;

- les conséquences économiques et sociales des orientations de la SNBC et la nécessité de mesures d'accompagnement ;
- l'appropriation par tous de l'objectif de neutralité carbone ;
- le **Haut Conseil pour le climat**, dont le rapport annuel « Agir en cohérence avec les ambitions » remis au Premier Ministre le 25 juin 2019 et tenant lieu d'avis sur les projets de SNBC et de budgets carbone recommande notamment :
 - de prendre en compte les effets à court terme du gel de la composante carbone et en définissant des mesures supplémentaires pour compenser ses effets sur les émissions de gaz à effet de serre ;
 - de rétablir le budget carbone 2019-2023 à son niveau fixé dans la SNBC adoptée en 2015;
 - de rattacher les émissions liées aux transports aériens et maritimes internationaux aux budgets carbone et à l'objectif de neutralité carbone ;
 - de compléter les mesures visant à réduire l'empreinte carbone de la consommation ;
 - de clarifier le non recours aux crédits internationaux dans l'atteinte de la neutralité carbone et de mieux expliciter les objectifs par secteurs et par gaz ;
- le **Conseil national d'évaluation des normes** (avis favorable du 11 juillet 2019) ;
- l'**Assemblée de Corse**, dont l'avis du 26 juillet 2019 recommande notamment de :
 - préciser les liens d'articulation entre la SNBC et les plans et programmes spécifiques aux zones non interconnectées et en particulier la Corse ;
 - clarifier les périmètres des données présentées dans les chapitres stratégiques : France continentale, France métropolitaine, Zones non interconnectées, Corse, etc.) ;
 - rappeler les objectifs énergétiques spécifiques aux Zones inter connectées ;
 - clarifier dans le document les éléments concernant uniquement la métropole continentale
- les **collectivités d'Outre-mer**, dont les avis de :
 - la collectivité territoriale de **Saint-Pierre-et-Miquelon** (avis favorable du 29 juillet 2019) ;
 - la collectivité territoriale de **La Réunion** (avis favorable du 2 août 2019) ;
 - la collectivité territoriale de **Martinique** (avis défavorable du 23 août 2019) ;
- le **public**, dont la consultation sur internet donne lieu à une synthèse publique.

Certaines instances se sont autosaisies du projet de Stratégie Nationale Bas-Carbone. En particulier, les avis suivants ont été rendus :

- l'avis du **Conseil économique, social et environnemental** du 9 avril 2019 ;
- l'avis du **Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique** du 21 mai 2019.

1.3.2. Consultation des autres États membres

De telles consultations ont été menées en 2019, conformément à l'article 12 du règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie.

Une réunion avec les Etats voisins de la France (Allemagne, Belgique, Luxembourg, Italie, Espagne, Royaume-Uni), les Etats dont le système énergétique est lié à celui de la France (Pays-Bas, Autriche, Irlande, Portugal), et la Commission européenne a eu lieu le 1^{er} mars 2019. Par ailleurs, des travaux renforcés ont été menés en particulier dans le cadre du forum pentalatéral de l'Energie et du forum sur l'éolien en mer du Nord.

Enfin, les Etats voisins de la France ont été invité à participer à la consultation publique lancée le 20 janvier 2020 sur le projet révisé de PPE.

1.3.3. Processus itératif avec la Commission

Ce processus a eu lieu en 2019, comme prévu dans le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie (article 9).

2. OBJECTIFS GENERAUX ET OBJECTIFS SPECIFIQUES NATIONAUX

2.1. Dimension « décarbonisation »

2.1.1. Émissions et absorptions de gaz à effet de serre

2.1.1.1. Éléments énoncés à l'article 4, point a) 1)

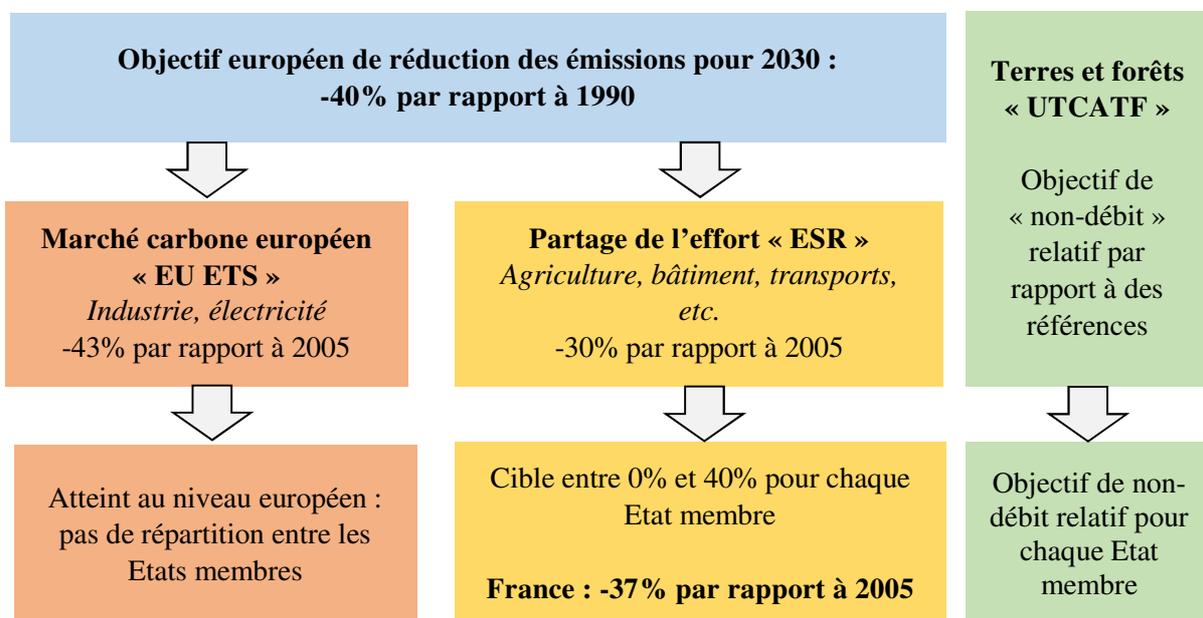
Objectifs ESR et UTCATF 2030 de la France

Concernant les émissions des secteurs hors SEQE et hors UTCATF, dites « ESR » encadrées par le règlement (UE) 2018/842, la France a un **objectif de réduction de 37% en 2030 par rapport à leur niveau de 2005**.

Concernant les limites nationales annuelles contraignantes en vertu du règlement (UE) 2018/842, la Commission européenne publiera les budgets exacts alloués à chaque Etat membre via des actes d'exécution, qui seront publiés une fois les données d'émissions 2016-2018 connues (probablement en 2020).

Pour le secteur de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF), le règlement (UE) 2018/841 prévoit que chaque État membre, dont la France, veille à ce que les émissions ne dépassent pas les absorptions pour les périodes allant de 2021 à 2025 et de 2026 à 2030, par rapport à une référence 2005-2009 pour le secteur des terres et par rapport à un niveau de référence forestier projeté pour la gestion forestière.

La figure ci-dessous rappelle l'architecture du cadre climatique européen pour la période 2021-2030 et les objectifs de la France dans ce cadre.



2.1.1.2. Autres objectifs généraux et objectifs spécifiques nationaux cohérents avec l'accord de Paris et avec les stratégies à long terme existantes. Le cas échéant, au regard de la contribution à l'engagement général de l'Union de réduction des émissions de gaz à

effet de serre, autres objectifs généraux et objectifs spécifiques, y compris les objectifs spécifiques par secteur et les objectifs d'adaptation, s'ils sont disponibles

Objectifs d'atténuation de la France

La France s'est fixée des objectifs de réduction des émissions territoriales de gaz à effet de serre, cohérents avec ses engagements européens et internationaux¹⁰. Il s'agit :

- **d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, c'est-à-dire zéro émissions nettes sur le territoire national, objectif fixé par le Plan Climat du gouvernement publié en juillet 2017 et désormais inscrit dans la loi ;**
- **de réduire les émissions de gaz à effet de serre de -40 % en 2030 par rapport à 1990, objectif fixé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte adoptée en 2015 ;**
- **à court et moyen termes, de respecter les budgets carbone adoptés par décret, c'est-à-dire des plafonds d'émissions à ne pas dépasser par périodes successives de cinq ans (hormis pour la première période qui couvre quatre années, de 2015 à 2018).**

Les budgets carbone sont définis dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC). La SNBC et les trois premiers budgets carbone ont été adoptés par décret le 18 novembre 2015 (décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015). Les budgets carbone adoptés portent sur les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028. Ils sont déclinés à titre indicatif par grands secteurs d'activité : transports, bâtiments résidentiels-tertiaires, industrie, agriculture, production d'énergie et déchets. Les budgets carbone ont été ajustés provisoirement en 2019 suite à l'évolution de la comptabilité des émissions de gaz à effet de serre¹¹.

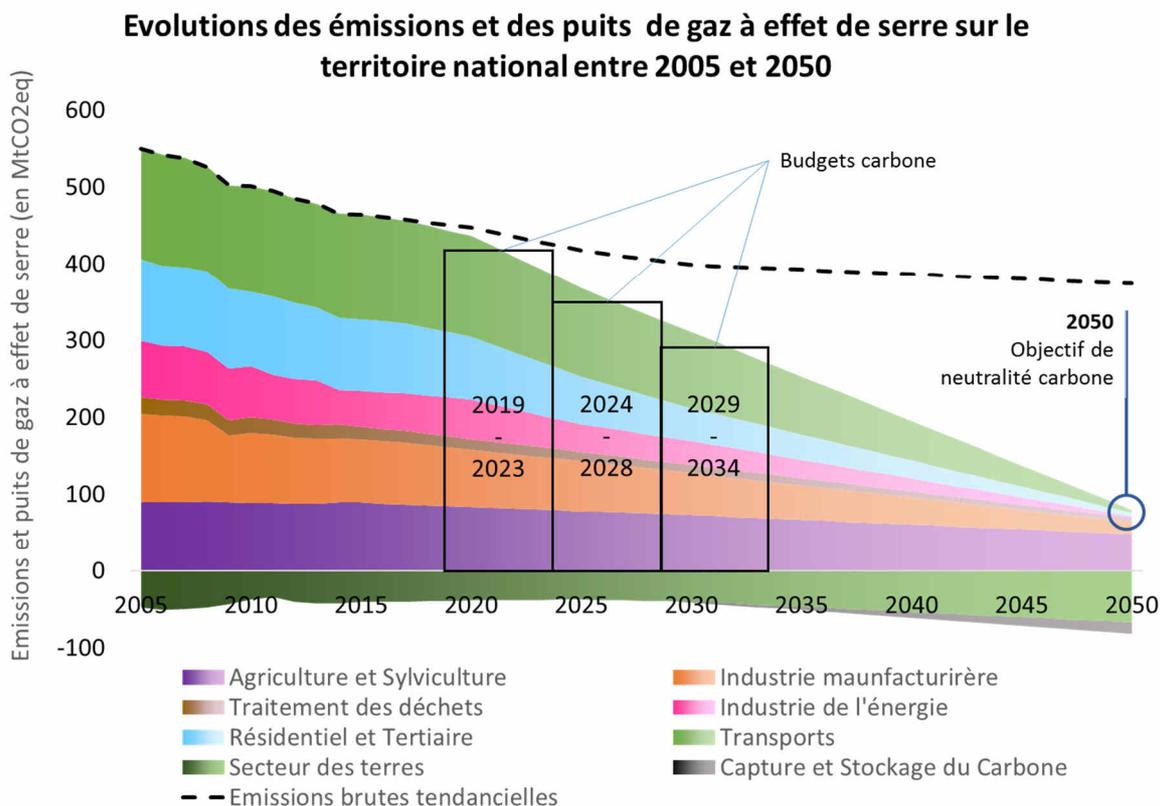
Le projet de SNBC 2 établit le quatrième budget carbone, pour la période 2029-2033, qui sera adopté par décret en 2019 en concomitance avec l'adoption de la révision de la SNBC. Il révisé également le deuxième budget carbone.

Le graphique ci-dessous représente les émissions historiques de gaz à effet de serre françaises depuis 1990 et les émissions modélisées par le scénario de référence du projet de SNBC 2 jusqu'à 2050. Il fait apparaître les trois prochains budgets carbone.

¹⁰ Dans le cadre de l'Accord de Paris et des Objectifs de Développement Durable de l'ONU.

¹¹ L'ajustement définitif des budgets carbone sera réalisé, si nécessaire, au printemps 2020, à réception des résultats d'inventaire des émissions de gaz à effet de serre pour l'ensemble de la période 2015-2018.

Figure 13: Évolution des émissions et des puits de gaz à effet de serre sur le territoire national entre 2005 et 2050



Le scénario de référence du projet de SNBC 2 dessine une trajectoire possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, à partir de laquelle est défini le quatrième budget carbone. L'élaboration de ce scénario repose sur un travail qui a gagné en précision, s'agissant des hypothèses de court et moyen terme, par rapport au scénario prévu dans la SNBC adoptée en 2015, qui avait permis de définir les trois premiers budgets carbone. Ce travail a amené à réviser à la hausse le deuxième budget carbone dans la version projet de la SNBC 2 par rapport au budget déterminé en 2015. Les résultats provisoires des projections d'émissions sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028 des deuxième et troisième budgets carbone ont en effet mis en évidence :

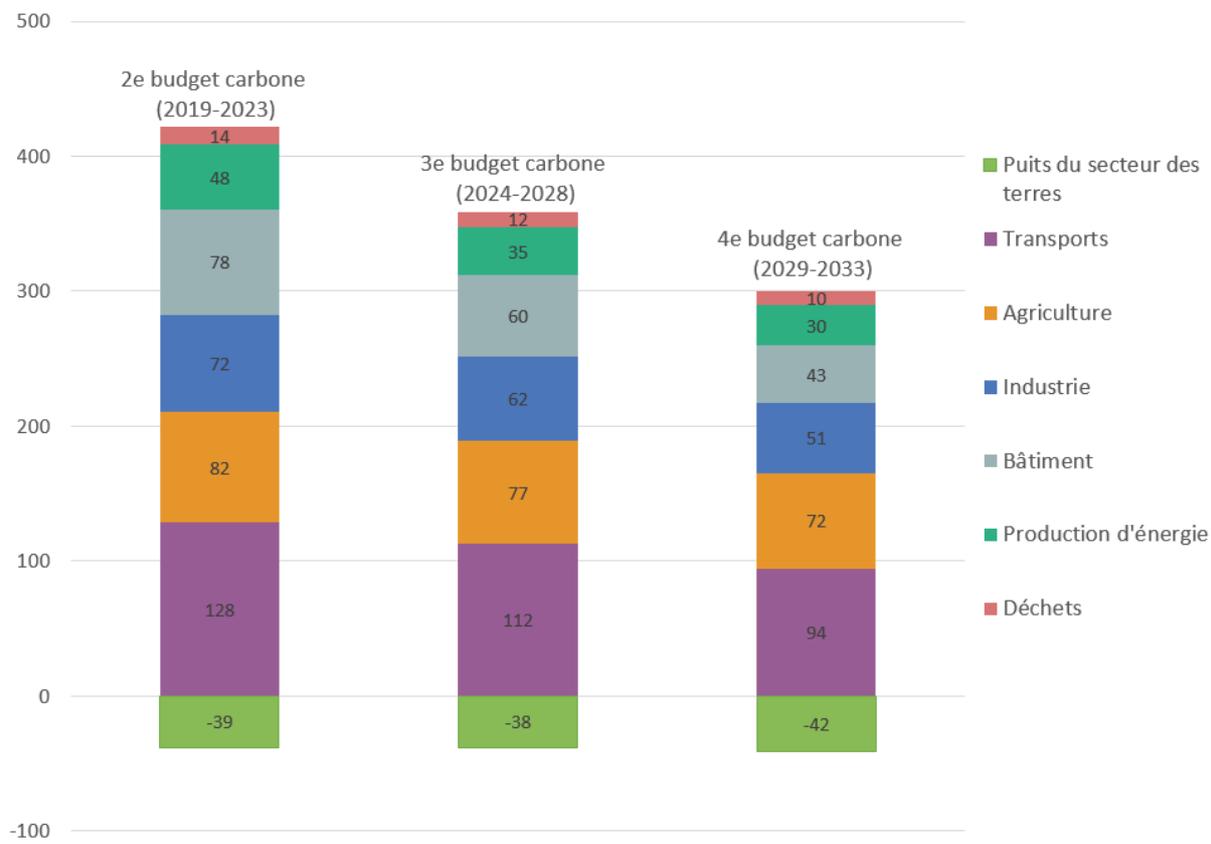
- un dépassement du deuxième budget carbone fixé par la SNBC 1, qui pourrait être d'environ 120 Mt CO₂eq sur l'ensemble de la période 2019-2023, soit 6% du deuxième budget. Ce dépassement s'explique notamment par une révision à la baisse des hypothèses d'évolution des prix des énergies et par une meilleure prise en compte de difficultés rencontrées dans les transports (faiblesse de l'amélioration des performances des véhicules neufs et du report modal dans le secteur des transports de marchandises) et les bâtiments (rythme de rénovation inférieur et impact moins important que prévu) ;
- un quasi-respect (à 2 MtCO₂eq près) du troisième budget carbone, à condition de mettre en place l'ensemble des mesures déjà proposées, y compris l'intégralité des mesures supplémentaires envisagées dans le scénario de référence.

Le tableau et le graphe ci-dessous détaillent les trois prochains budgets carbone définis dans le projet de SNBC 2, avec leur répartition sectorielle :

Émissions annuelles moyennes (en Mt CO ₂ eq)	Années de référence			2 ^{ème} budget carbone	3 ^{ème} budget carbone	4 ^{ème} budget carbone
	Période	1990	2005	2015	2019-2023	2024-2028
Transports	122	144	137	128	112	94
Bâtiment	91	109	88	78	60	43
Agriculture/ sylviculture (hors UTCATF)	94	90	89	82	77	72
Industrie	144	115	81	72	62	51
Production d'énergie	78	74	47	48	35	30
Déchets	17	21	17	14	12	10
Total (hors UTCATF)	546	553	458	422	359	300
Total (avec UTCATF)	521	505	417	383	320	258
<i>Budgets carbone adoptés en 2015 – ajustés en 2018 (pour référence)</i>				398	357	

Les émissions des années de référence sont issues de l'inventaire CITEPA d'avril 2018 au format SECTEN. Les chiffres présentés dans le tableau ci-dessus sont arrondis à l'unité près, pouvant engendrer d'éventuels légers écarts entre la somme des émissions des secteurs d'activité et le total.

Figure 14: Objectifs d'atténuation fixés dans le cadre de la décision sur le partage de l'effort (ESD) pour l'horizon 2020 et dans le cadre du règlement sur le partage de l'effort (ESR) pour l'horizon 2030, pour les secteurs non soumis au système d'échange de quotas d'émissions (SEQUE) de l'UE



La révision à la hausse des deuxième et troisième budgets carbone ne remet pas en cause la capacité de la France à tenir ses engagements européens et internationaux. En application de la décision sur le partage de l'effort (ESD), le niveau des émissions françaises sur le secteur ESD devra être inférieur en 2020 à 342 MtCO_{2e}. La trajectoire du projet de SNBC 2 prévoit l'atteinte d'environ 330 MtCO_{2e} d'émissions de GES sur le secteur ESD en 2020, soit -17% par rapport à l'année de référence 2005, au-delà de l'objectif fixé de -14%, ce qui permettra à la France de se conformer à la décision sur le partage de l'effort, avec un surplus d'allocation estimé à 165 MTCO_{2e}. La trajectoire de réduction d'émissions correspondant à un scénario à mesures existantes (AME) impliquerait une stabilisation des émissions de GES autour de 354 MTCO_{2e}, soit une réduction seulement de -11.6%. Mais le surplus d'allocations existant suffirait pour que la France soit conforme par rapport à la décision de partage de l'effort, avec un surplus restant d'environ 100 MTCO_{2e} en 2020. Compte tenu des importants surplus d'allocations dans le cadre de la décision de partage de l'effort, la France ne prévoit pas spécifiquement de transferts de ses allocations en surplus, sans en exclure toutefois cette possibilité.

L'objectif fixé par le règlement sur le partage de l'effort (ESR) en 2030 pour la France est une réduction des émissions de 37% par rapport à 2005, ce qui représente l'atteinte d'émissions de GES sur le secteur ESR d'environ 248 MtCO_{2e} en 2030. La trajectoire du projet de SNBC 2 prévoit l'atteinte d'environ 233 MtCO_{2e} en 2030 sur le secteur soumis à l'ESR (pour des émissions totales de gaz à effet de serre de 310 MtCO_{2e}), soit l'atteinte de -41.5% en 2030 par rapport aux émissions GES de l'année de référence 2005. La poursuite de la trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre du projet de SNBC 2 permet donc à la France de se conformer largement aux dispositions du règlement sur le partage de l'effort (ESR).

Les allocations d'émissions dans le cadre du règlement sur le partage de l'effort (ESR) seront adoptées par la Commission. Une première estimation peut néanmoins être donnée sur la base des émissions de GES des années 2016, 2017 et 2018 qui permettent de déterminer le point de départ de la trajectoire de réduction des émissions de GES sur les secteurs concernés par l'ESR.

La moyenne des émissions de GES pour les années 2016, 2017 et 2018 sur les secteurs soumis au règlement sur le partage de l'effort s'établit à 349.267 MTCO_{2e}. Conformément aux dispositions de l'article 4 du règlement UE n°842/2018, la trajectoire linéaire de réduction d'émission est définie à partir de cette moyenne placée au 5/12ème de la distance entre 2019 et 2020 ou en 2020, la date aboutissant au quota le moins élevé pour l'Etat membre concerné étant retenu.

En l'occurrence, pour la France, la moyenne des émissions des années 2016, 2017 et 2018 est placée au 5/12ème de la distance entre 2019 et 2020, ce qui donne une estimation des allocations d'émissions allant de 334.9 MTCO_{2e} en 2021 à 250,7 MTCO_{2e} en 2030, une allocation globale de 2 928 MTCO_{2e}.

MTCO _{2e}	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Allocations ESR	344,3	334,9	325,6	316,2	306,9	297,5	288,2	278,8	269,5	260,1	250,7
AMS	328,9	319,3	309,6	300,0	290,4	280,8	271,1	261,5	251,9	242,2	232,6
<i>Surplus cumulé</i>		15,7	31,6	47,9	64,4	81,1	98,2	115,5	133,1	151,0	169,1
AME	345,4	340,4	335,4	330,4	325,4	320,4	317,1	313,8	310,5	307,2	303,9
<i>Déficit cumulé</i>		- 5,5	- 15,3	- 29,6	- 48,1	- 71,0	-100,0	-135,0	-176,0	-223,1	-276,3

Par rapport à cette allocation d'émissions estimée pour la France, la trajectoire prévue par la SNBC 2 (scénario avec mesures supplémentaires : AMS), prévoit d'atteindre 319,3 MTCO_{2e} en 2021 et 250.7 MTCO_{2e} en 2030, ce qui implique la constitution d'un surplus de quotas atteignant un total d'environ 169 MTCO_{2e}.

A l'inverse, une trajectoire correspondant à un scénario à mesures existantes (AME) prévoit d'atteindre 340.4 MTCO_{2e} en 2021 et seulement 303.9 MTCO_{2e} en 2030, soit une réduction des émissions de GES de 24%, contre un objectif de -37%. Dans cette situation, la France accumulerait un déficit cumulé en allocations estimé à environ -276 MTCO_{2e} sur la période 2021-2030.

La trajectoire que se fixe la France dans le cadre de sa politique climatique correspond à la SNBC 2 et implique donc de dépasser les objectifs fixés dans le cadre du règlement sur le partage de l'effort avec la constitution d'un surplus potentiel d'allocations d'environ 169 MTCO_{2e} sur la période 2021-2030. A ce stade, la France prévoit donc de mobiliser les flexibilités prévues à l'article 5 du règlement UE n°842/2018 pour permettre la mise en réserve de ces allocations et n'exclut pas un transfert de celles-ci à un autre Etat-membre.

La France n'est pas éligible à la flexibilité prévue par l'article 6 du règlement UE n°842/2018 permettant l'annulation limitée de quotas du SEQUE-UE, ni à la réserve de sécurité prévue par l'article 11.

Application du règlement n°841/2018 relatif à la prise en compte des émissions et des absorptions de gaz à effet de serre résultant de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie.

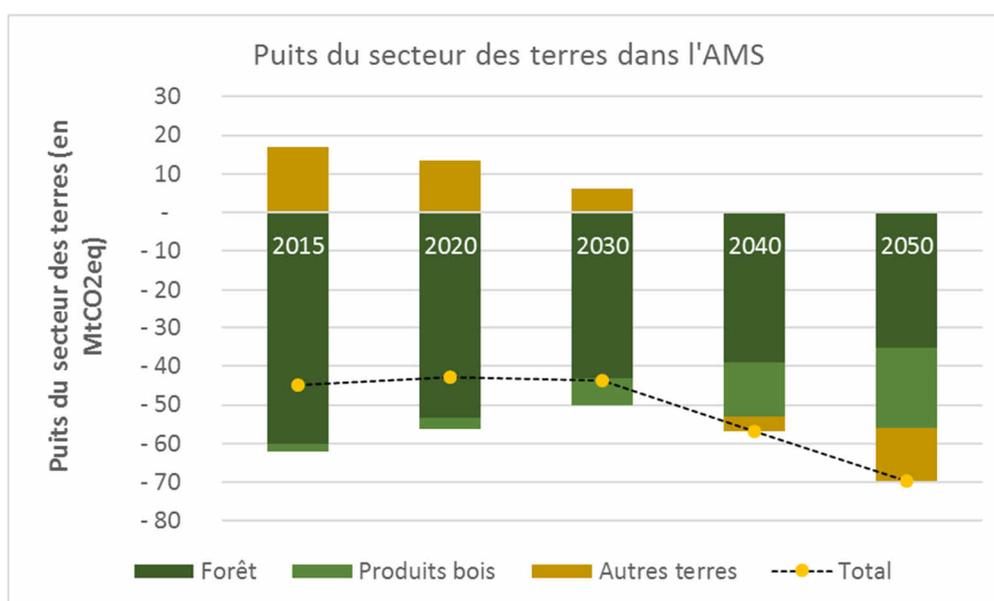
Concernant le secteur de la forêt et du secteur des terres, le règlement n°841/2018 prévoit l'application d'une comptabilité des émissions et absorptions de ces secteurs ainsi qu'un engagement des Etats-membres à ce que les émissions ne dépassent pas les absorptions sur la période 2021 à 2030 selon les règles de comptabilité de ce même règlement. Celles-ci prévoient des règles différenciées en fonction des catégories de terres. Les émissions de la gestion forestière, incluant les produits ligneux récoltés, sont comptabilisées par rapport à un niveau de référence de la gestion forestière, les émissions du secteur des terres (hors forêt) par rapport à une moyenne sur la période 2005 à 2009 et les émissions et absorptions liées au déboisement et au boisement sont comptabilisées dans leur totalité.

Par rapport à ces règles de comptabilité, chaque Etat-membre s'engage ainsi sur une règle dite de « non débit » correspondant à une augmentation des absorptions ou une diminution des émissions par rapport à une situation globale de référence. Cet engagement se traduit par un contrôle de conformité établissant un bilan comptable des émissions et des absorptions et prévoyant des flexibilités et des règles garantissant l'atteinte de cet objectif au niveau de l'UE pour les périodes 2021-2025 et 2026-2030.

Pour ce qui concerne la gestion forestière, la France a transmis son Plan Comptable Forestier en janvier 2020, conformément aux dispositions de l'article 8 du règlement n°841/2018, et incluant le calcul du niveau de référence pour les forêts gérées estimé à -55.40 MTCO_{2e} sur la période 2021-2025 et à -57,29 MTCO_{2e} sur la période 2026-2030. Ce niveau de référence implique une augmentation du puits de carbone liée à la gestion forestière, correspondant à une prolongation des pratiques historiques de gestion, les absorptions étant de -46.817 MTCO_{2e} en 2017.

La trajectoire de la SNBC2 prévoit une gestion intelligente et durable de la forêt afin d'optimiser son rôle de pompe à carbone à long terme tout en améliorant sa résilience face aux risques climatiques. Cette évolution est importante à long terme pour atteindre la neutralité climatique en développant simultanément le puits de carbone sur pieds et dans les produits bio-sourcés, notamment dans la construction. La SNBC2 prévoit ainsi d'augmenter à l'échéance 2050 le puits de carbone de l'ensemble de ce secteur, en prenant en compte une augmentation du carbone stocké dans les sols agricoles, la baisse de l'artificialisation et une augmentation forte du stockage de carbone dans les produits du bois.

Figure 15: Puits du secteur des terres dans l'AMS (Graphique issu du Plan Comptable Forestier de la France, partie 1.2.1)



Sur la période 2021-2030, ces évolutions attendues entraîneront une stabilisation globale du puits du secteur des terres, avec néanmoins une baisse du puits de carbone liées à la gestion forestière du fait d'une dynamisation de la gestion forestière en vue d'augmenter la production de bois matériaux.

Pour ce qui concerne le périmètre de la forêt gérée, les absorptions devraient donc diminuer sur la période 2021-2030 et entraîner un débit, qui devrait néanmoins rester inférieur à la flexibilité prévue à l'article 13 du règlement n°841/2018 pour les terres forestières gérées. Concernant les autres catégories de terres, compte tenu de la spécificité de la comptabilité prévue par le règlement, il est difficile d'estimer ceux-ci selon cette comptabilité spécifique, mais la trajectoire attendue prévoit de réduire le rythme d'artificialisation et de retournement des prairies, ainsi qu'un accroissement de la surface forestière, ce qui devrait permettre d'atteindre un bilan en crédit sur ces catégories de terres.

Considérant ces éléments, la France prévoit de mobiliser les flexibilités générales prévues à l'article 12, paragraphe 2 et 3 permettant de mettre en réserve le cas échéant les crédits de la période 2021-2025 ou de réaliser un transfert à destination ou en provenance d'un autre Etat-membre. Comme évoqué précédemment, la flexibilité pour les terres forestières gérées prévue à l'article 13 pourrait être également mobilisée le cas échéant, conformément aux dispositions du même article.

Objectifs d'adaptation

La France met actuellement en œuvre son deuxième plan national d'adaptation au changement climatique dont certaines politiques et mesures d'adaptation pourront contribuer à réaliser les objectifs généraux et les objectifs spécifiques de l'union de l'énergie. La mise en œuvre de ces politiques et mesures correspond aux objectifs d'adaptation dans le cadre du PNIEC.

L'objectif général du Plan national d'adaptation au changement climatique 2018-2022 (PNACC-2) est de mettre en œuvre les actions nécessaires pour adapter, d'ici 2050, les territoires de la France métropolitaine et outre-mer aux changements climatiques régionaux attendus. En cohérence avec les objectifs de long terme de l'Accord de Paris et avec les objectifs pertinents des autres conventions internationales, la France devra s'adapter à la part de changement climatique que les émissions passées de gaz à effet de serre accumulées dans l'atmosphère rendent désormais inéluctable. L'hypothèse retenue est une hausse de la température moyenne mondiale de 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle même si la France agit sur le plan national et international pour limiter cette hausse à 1,5°C. La politique nationale d'adaptation constitue donc le complément essentiel de notre politique d'atténuation du changement climatique qui vise à atteindre la neutralité carbone.

A titre d'exemple, le **Plan national d'adaptation au changement climatique, adopté en décembre 2018**, prévoit plusieurs actions en faveur de l'adaptation des forêts au changement climatique. Dans le cadre des travaux sur la PPE et la SNBC, certaines interactions entre le changement climatique et le système énergétique ont été prise en compte (notamment la modification des consommations dans les bâtiments). Par ailleurs, des travaux sont actuellement en cours en ce qui concerne l'impact du changement climatique sur la production d'énergie et la sécurité d'approvisionnement notamment dans le cadre du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de RTE, gestionnaire de réseau de transport. Il s'agit d'un des sujets devant être approfondis d'ici la prochaine mise à jour des programmations nationales.

Les autres politiques et mesures sont mentionnés dans la section 3.1.4.

2.1.2. Energies renouvelables

Les objectifs relatifs aux énergies renouvelables sont fixés par le code de l'énergie. Il prévoit de porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33% de cette consommation en 2030. A cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter au moins 40% de la production d'électricité, 38% de la consommation finale de chaleur, 15% de la consommation finale de carburant et 10% de la consommation de gaz. La PPE1 avait fixé des objectifs par filières.

Les mesures de promotion des énergies renouvelables sont définies pour atteindre les objectifs fixés par la loi. Ces objectifs étant exprimés en taux de renouvelables par rapport à la consommation d'énergie, les quantités d'énergies renouvelables cibles dépendent des quantités consommées. Les quantités consommées dépendent du contexte macroéconomique. C'est pourquoi les objectifs à 2028 sont exprimés comme une fourchette (scénario A et scénario B) qui permettra d'atteindre les objectifs de la loi. Selon le contexte macro-économique, pour maintenir le même taux de pénétration des énergies renouvelables, le gouvernement pourrait renforcer les mesures politiques.

2.1.2.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération

Le code de l'énergie fixe un objectif de 38% d'énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faut accélérer le rythme de croissance du taux de chaleur renouvelable à en moyenne 1,2 % par an, soit un rythme 1,5 fois plus soutenu que celui constaté entre 2010 et 2016. Le code de l'énergie fixe également l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid d'ici 2030 par rapport à 2012.

La France a également des engagements européens avec un objectif global de 23 % de renouvelables en 2020 qui a été décliné pour la chaleur renouvelable en cible de 33% en 2020. Cet objectif ne semble pas atteignable dans les délais prévus. La directive sur les énergies renouvelables vient récemment d'être révisée et publiée, et prévoit que chaque État membre augmente au minimum de 1,3 point par an le taux de chaleur renouvelable et de récupération entre 2020 et 2030. Ce nouvel objectif est compatible avec le cadre fixé par la LTECV et les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le tableau ci-dessous reprend les objectifs de chaleur renouvelables fixés par la PPE2.

	Objectif PPE 2023	Objectif bas PPE 2028 Scénario A	Objectif haut PPE 2028 Scénario B
Chaleur renouvelable	196 TWh	219 TWh	247 TWh

Des objectifs ont également été fixés par filière.

Biomasse solide

Objectifs d'augmentation de la production de chaleur par de la biomasse solide dans la PPE2 :

	Objectif PPE 2023	Objectif bas PPE 2028 Scénario A	Objectif haut PPE 2028 Scénario B
--	--------------------------	---------------------------------------------	----------------------------------------------

Biomasse solide (TWh)	145	157	169
------------------------------	-----	-----	-----

Pompes à chaleur

Objectifs d'augmentation de la production de chaleur par des PAC dans la PPE2 :

En maison individuelle, le scénario B correspond en 2028 à un parc de 6,8 millions de pompes à chaleur aérothermiques (PAC air/air et PAC air/eau) soit une multiplication du nombre d'équipements par 2,8 par rapport au parc 2017, et un parc de pompes à chaleur géothermiques de 315 000, soit une multiplication par 2 du nombre d'équipements par rapport au parc 2017.

Dans le collectif, le scénario B correspond en 2028 à un parc de 2,2 millions de pompes à chaleur aérothermiques, soit une multiplication par 2,9 du nombre d'équipements par rapport au parc 2017, et un rythme de 1 000 logements collectifs par an équipés d'une pompe à chaleur géothermique.

Dans le tertiaire, le scénario B correspond en 2028 à 114 millions de m² de surfaces tertiaires chauffées par pompe à chaleur aérothermique (soit une multiplication par 2 par rapport au parc 2017).

	2017	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
PAC aérothermiques (TWh)	27,6	35	39	45
PAC géothermiques (TWh)	3,14	4,6	5	7

Géothermie profonde

Objectif d'augmentation de la chaleur produite à partir de géothermie dans la PPE2 :

2017	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
1,18 (TWh)	2,9 (TWh)	4 (TWh)	5,2 (TWh)

Solaire thermique

Objectif d'augmentation de la production de chaleur à partir de solaire thermique dans la PPE2 :

Pour 2023, les objectifs correspondent à l'installation d'environ 100 000 m² par an de solaire thermique dans le secteur du bâtiment (dont la moitié dans l'individuel) et un parc de 150 000 m² dans l'industrie (environ 50 centrales solaires).

Pour 2028, les objectifs correspondent à l'installation de 150 000 m² à 350 000 m² par an dans le secteur du bâtiment (dont 70 % dans l'individuel en se basant sur un fort développement des systèmes solaires combinés) et un parc de 300 000 m² dans l'industrie (environ 100 centrales solaire).

2017	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
1,18	1,75	1,85	2,5

La chaleur de récupération

Objectifs de développement de la chaleur de récupération dans la PPE2 :

La PPE fixe ici un objectif de livraison de la chaleur de récupération (industrielle, des *datacenters* et des déchets) par des réseaux de chaleur et de froid. Ces objectifs correspondent à une multiplication d'ici

2028 par 5 à 6 de la quantité de chaleur fatale industrielle récupérée, à l'amélioration de la valorisation de la chaleur fatale des unités de traitement des déchets ménagers, et la récupération de chaleur issue de la combustion des autres déchets comme les combustibles solides de récupération. Le scénario B 2028 conduit à une augmentation du taux de récupération en moyenne dans les réseaux de 0,8 % par an sur la période 2016-2028.

- La chaleur fatale industrielle représente une contribution de 0,84 TWh en 2023 (soit un doublement par rapport à la situation de référence 2016) et entre 2,3 TWh et 3 TWh en 2028 (soit une multiplication par 5 à 6 par rapport à la situation 2016). ;
- L'amélioration de la valorisation de la chaleur fatale des unités de traitement des déchets ménagers, et la récupération de chaleur issue de la combustion des autres déchets comme les solides de récupération représentent dans les réseaux 3,6 TWh en 2023 et entre 5,3 TWh et 6,9 TWh en 2028 (sachant que 50 % est d'ores et déjà compté dans l'objectif biomasse).

	2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Objectif (TWh) y compris la part EnR&R des UIOM	3	4,47	7,6	9,9

La valorisation énergétique des déchets

Il n'y a pas d'objectif quantitatif de production d'énergie à partir de déchets. Les ordres de grandeur sont reportés dans les paragraphes pertinents.

Objectifs de développement des réseaux de chaleur et de froid

Les objectifs correspondent à un taux moyen de 60% en EnR&R des réseaux en 2023 et 65% en 2030. La livraison de froid renouvelable et de récupération des réseaux devrait être multiplié par 3 d'ici 2030, soit environ 5 millions d'équivalents logements raccordés en 2030.

	2018	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Livraison de chaleur renouvelable et de récupération (TWh)	14,1	24,4	31	36
Livraison de froid renouvelable et de récupération par les réseaux (TWh)	0,76	1,1	1,4	2,7

2.1.2.2. Les biocarburants

En 2015, la directive 2015/1513 « ILUC »¹² a confirmé un objectif de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports en 2020 avec un plafond de 7 % pour les biocarburants en concurrence alimentaire et un objectif indicatif de 0,5 % en 2020 pour les biocarburants avancés. Elle définit la liste des matières premières qui permettent d'élaborer des biocarburants avancés. Le code de l'énergie fixe un objectif

12. Directive (UE) 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE) dite « CASI » ou « ILUC ».

plus ambitieux de 15 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de carburant à l'horizon 2030. L'atteinte de cet objectif nécessite d'accroître le taux d'incorporation de biocarburants mais aussi de développer davantage les carburants alternatifs ayant une plus faible émission de carbone que les carburants fossiles traditionnels.

En France, le plafond de 7 % fixé pour l'incorporation de biocarburants conventionnels dans les carburants liquides est atteint. Une des priorités de la PPE est de développer les carburants de seconde génération dits « avancés », produits à partir de déchets et résidus. C'était déjà un objectif de la PPE adoptée en 2016. Les objectifs de la PPE ont été revus par rapport à ceux qui avaient été fixés en 2016, pour s'aligner avec la nouvelle définition donnée aux biocarburants avancés dans la directive 2018-2001 dite ENR2, c'est-à-dire les biocarburants issus des matières premières listées à l'annexe IX-A de cette directive.

Objectif d'augmentation de la consommation de biocarburants dans la PPE2 :

L'objectif d'incorporation de biocarburants de 1^{ère} génération est de maintenir un niveau de 7 % sans le dépasser, aux horizons 2023 et 2028. La croissance de la part bio-sourcée dans les carburants se fait donc de façon exclusive par le développement des biocarburants avancés issus de matières premières listées à l'annexe IX-A de la directive 2018/2001.

Une attention forte sera portée au respect des critères de durabilité et à la traçabilité des matières premières pour atteindre les objectifs fixés. La France compte en particulier développer les biocarburants avancés pour les modes de transport qui seront difficiles à électrifier, et notamment l'aviation.

Taux d'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants mis à la consommation	2016	2023	2028
Objectif filière essence (%)	n.d.	1,2	3,8
Objectif filière gazole (%)	n.d.	0,4	2,8

Le tableau ci-dessus donne le pourcentage en énergie que les biocarburants avancés devront atteindre dans les carburants. Pour contribuer à l'atteinte de cet objectif, les biocarburants avancés pourront être comptés pour le double de leur contenu énergétique. Les biocarburants avancés incorporés au kérosène pourront compter au numérateur pour l'atteinte de l'objectif de la filière gazole et bénéficieront d'un multiplicateur supplémentaire de 1,2.

Objectifs pour développer les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs

Filière	Etat des lieux (fin 2019)	Objectifs – 2023	Objectifs – 2028
Électricité	28 000 points de recharge ouverts au public	100 000 points de recharge ouverts au public	
GPL-c	1 650 stations	Développement du parc de véhicules uniquement : L'infrastructure existante est capable d'assurer l'approvisionnement d'un parc de véhicules environ 10 fois supérieur au parc roulant actuel	

Hydrogène	Une trentaine de stations	100 stations	400 à 1 000 stations
GNV (GNL et GNC)	110 stations GNC et 35 stations GNL	140 à 360 stations	330 à 840 stations
GNL maritime	Le Havre Marseille -Fos Dunkerque Nantes Saint-Nazaire	Développement dans tous les grands ports	
Electricité à quai	Marseille (3 postes)	Au cas par cas, utilisation du GNL à quai pour fournir l'électricité à tous les bateaux (plus de flexibilité, puissances élevées)	

2.1.2.3. Le gaz renouvelable et de récupération

Objectif d'augmentation de la consommation de biométhane dans la PPE2 :

Les objectifs de la PPE s'inscrivent dans la perspective que le biogaz atteigne 7 % de la consommation de gaz en 2030 si les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées et jusqu'à 10 % en cas de baisse de coûts supérieure.

2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
5,4 TWh PCS Dont 0,4 TWh injecté	14 TWh PCS Dont 6 TWh injecté	24 TWh PCS Dont 14 TWh injecté	32 TWh PCS Dont 22 TWh injecté

2.1.2.4. Hydrogène

Objectifs d'augmentation de la consommation d'hydrogène dans la PPE2 :

	2023	2028
Démonstrateur de puissance power-to-gas (MW)	1 à 10	10 à 100
Taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel (%)	10%	20 % à 40 %
Véhicules utilitaires légers à hydrogène (nombre)	5000	20 000 à 50 000
Véhicules lourds à hydrogène (nombre)	200	800 à 2 000

2.1.2.5. L'électricité

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé un objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'électricité en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faut engager une évolution importante du système électrique avec une accélération de toutes les filières d'énergies renouvelables. Les efforts à engager dépendent toutefois du gisement disponible de chaque filière, de leur maturité et de leur compétitivité.

L'hydroélectricité

Objectif d'augmentation des capacités installées de production d'hydroélectricité dans la PPE2

L'objectif est d'augmenter le parc de l'ordre de 200 MW d'ici 2023 et de 900 à 1 200 MW d'ici 2028, qui devrait permettre une production supplémentaire de l'ordre de 3 à 4 TWh dont environ 60% par l'optimisation d'aménagements existants.

2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
25,3 GW	25,7 GW	26,4 GW	26,7 GW

L'éolien terrestre

Objectif d'augmentation des capacités installées de production éolienne dans la PPE2 :

Le tableau reprend les objectifs (y compris *repowering*) dont se dote la PPE. Ces objectifs correspondraient en 2028 à un parc de 14 200 à 15 500 éoliennes (contre environ 8000 fin 2018).

2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
11,7GW	24,1GW	33,2GW	34,7GW

Le photovoltaïque

Objectif d'augmentation des capacités installées de production photovoltaïque dans la PPE2 :

Le tableau reprend les objectifs dont se dote la PPE. Ces objectifs correspondraient en 2028 à une surface de PV installée en France entre 330 et 400 km² au sol et entre 150 et 200 km² sur toiture (contre 100 km² au sol et 50 km² sur toitures).

	2016	PPE 2016 objectif 2018	2023	2028
Panneaux au sol	3,8	5,6	11,6	20,6 - 25
Panneaux sur toitures	3,2	4,6	8,5	14,5 - 19,0
Objectif total (GW)	7	10,2	20,1	35,1- 44,0

La production d'électricité à partir de bioénergies

Objectif d'augmentation des capacités installées de production d'électricité à partir de bioénergies dans la PPE2 :

	2016	2023	2028
Objectif cogénération biomasse (GW)	0,59	0,8	0,8
Objectif cogénération biogaz (GW)	0,11	0,27	0,34 - 0,41

Objectif cogénération CSR (GW)		0,04	0,04
---------------------------------------	--	------	------

L'éolien en mer et les énergies marines renouvelables

Objectif d'augmentation des capacités installées d'éoliennes en mer dans la PPE2 :

	2016	PPE 2016 objectifs 2018	2023	2028
Objectif éolien en mer (GW)		0,5	2,4	5,2 - 6,2

La géothermie électrique

Objectif d'augmentation des capacités installées de géothermie électrique dans la PPE2 :

	2016	2023	2028
Objectif (MW)	1	24	24

2.2. Dimension « efficacité énergétique »

2.2.1. Éléments énoncés à l'article 4, point a) 1)

2.2.1.1. Contribution nationale à l'objectif de 32.5 % de l'Union Européenne en 2030

L'article 1 du règlement sur la gouvernance de l'union de l'énergie et le paragraphe 4 de l'article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique fixe un objectif européen maximum de consommation énergétique primaire de 1273 Mtep et finale de 956 Mtep en 2030 ce qui équivaut à une réduction d'au moins 32,5% par rapport à un scénario tendanciel de référence.

Les articles L.141-1 à L.141-6 du code de l'énergie, modifiés par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixent le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La PPE établit les priorités d'action du gouvernement en matière d'énergie pour la métropole continentale, dans les 10 années à venir, partagées en deux périodes de 5 ans. La programmation pluriannuelle de l'énergie en cours d'adoption couvre les deux périodes successives de cinq ans que sont 2019-2023 et 2024-2028. Elle est couplée à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) dont elle partage les scénarios.

Le scénario de référence de la PPE-SNBC, prenant en compte l'ensemble des mesures issues de la PPE et d'autres non encore arbitrées à venir, conduit à une estimation de la consommation d'énergie finale de **120,9 Mtep** en 2030, et une consommation d'énergie primaire de **202,2 Mtep** en 2030.

	Objectif
Consommation d'énergie finale en 2030 (en Mtep)	120,9
Consommation d'énergie primaire en 2030 (en Mtep)	202,2

Les principales hypothèses macroéconomiques utilisées dans le scénario permettant d'obtenir ces résultats sont détaillées dans le paragraphe 4.1 du présent rapport.

2.2.1.2. Volume cumulé d'économie d'énergie au stade de l'utilisation finale à réaliser en vertu de l'article 7 de la directive 2012/27/UE

Au titre du paragraphe 1 de l'article 7 de la directive 2012/27/UE, la France doit réaliser des économies annuelles représentant 0,8 % de sa consommation énergétique finale par rapport à la moyenne 2016-2018.

Ainsi, le volume d'énergie à économiser sur la période 2021-2030 à partir de la moyenne de la consommation énergétique finale 2016-2018 est donné par le tableau suivant :

En ktep	2015	2016	2017
Consommation énergétique finale (non CVC*) : total hors routes internationales (source bilan de l'énergie 2017)	142 262	141 173	142 816
Moyenne 2015-2017	142 083		

*non CVC : non corrigé des variations climatiques

La cible annuelle serait donc de 1143,1 ktep soit **62 871 ktep** (731 TWh) sur l'ensemble de la période 2021-2030.

Les données utilisées ci-dessus pour la consommation énergétique finale sont celles qui figureront dans le bilan énergétique de la France en 2018 en cours de rédaction et qui ont été transmises à Eurostat au mois de décembre 2019.

Dans le cadre de l'article 7 de la directive 2012/27/UE, la France utilisera principalement l'obligation aux vendeurs d'énergie de justifier d'opérations d'économies d'énergie via le dispositif des certificats d'économies d'énergie.

2.2.1.3. Jalons indicatifs de la stratégie à long terme de rénovation du parc national d'immeubles

Dans le scénario de référence de la PPE, le renforcement progressif de la réglementation environnementale pour la construction neuve a été intégré, en particulier via l'introduction d'un critère d'émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment.

Le rythme de rénovation atteint l'équivalent d'environ 370 000 rénovations complètes annuelles en moyenne sur la période allant de 2015 à 2030.

2.2.1.4. La surface au sol totale à rénover ou les économies d'énergie annuelles équivalentes à réaliser entre 2021 et 2030 relatives au rôle exemplaire pour les bâtiments appartenant à des organismes publics

Conformément à l'article 5 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France a choisi d'avoir recours à l'approche alternative afin de diminuer la consommation d'énergie du parc

immobilier de l'Etat car elle a introduit en 2018 et 2019, une obligation d'efficacité énergétique de 40% en 2030 pour les bâtiments tertiaires de plus de 1 000 m², qu'ils soient publics ou privés.

Les bâtiments concernés par la mise en œuvre de l'article 5 sont les bâtiments domaniaux occupés par les services de l'Etat : bureaux, bâtiments d'enseignement ou de sport, bâtiments sanitaires ou sociaux, bâtiments culturels, commerces, logements. Sont exclus du périmètre de la directive les bâtiments agricoles, les bâtiments techniques, les bâtiments du ministère de la défense (hors logements et bureaux) les ouvrages d'art des réseaux et voiries, les édifices de culte, ainsi que les monuments et mémoriaux.

Les économies générées par cette approche alternative sont estimées à **7 200 GWh** d'énergie primaire sur la période 2021-2030, contre **4 100 GWh** avec l'approche par défaut. Ces économies sont atteintes par la combinaison de plusieurs facteurs :

- **Travaux sur l'enveloppe et les équipements des bâtiments**
- **Actions liées à la gestion des équipements et aux occupants**
- **Réduction des surfaces occupées par les services de l'État**

Le détail des calculs des économies d'énergies annuelles à réalisées pour la période 2021-2030 relatif au rôle exemplaire des bâtiments appartenant à des organismes publics au titre de la transposition de l'article 5 de la directive 2012/27/UE est présenté en annexe du présent rapport.

2.2.2. Objectifs intermédiaires indicatifs pour 2030, 2040 et 2050, indicateurs de progrès mesurables établis au niveau national et leur contribution aux objectifs spécifiques de l'Union en matière d'efficacité énergétique tels que présentés dans les feuilles de route définies dans le cadre des stratégies à long terme de rénovation du parc national d'immeubles à usage résidentiel et non résidentiel, tant publics que privés, conformément à l'article 2 bis de la directive 2010/31/UE

En application à l'article 2 bis de la directive 2010/31/UE, la France transmettra la version définitive de sa stratégie de long terme de rénovation énergétique des bâtiments au plus tard en mars 2020. En particulier, le calcul des économies d'énergie attendu n'est pas encore stabilisé. Toutefois, une version en cours de finalisation, est jointe, en annexe du présent rapport.

2.2.3. Le cas échéant, autres objectifs nationaux, y compris les objectifs spécifiques ou les stratégies à long terme et les objectifs spécifiques sectoriels, et objectifs généraux nationaux dans des domaines tels que l'efficacité énergétique dans le secteur des transports et en ce qui concerne le chauffage et le refroidissement.

Les objectifs nationaux en termes de maîtrise de la demande d'énergie sont issus de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 et la loi relative à l'énergie et au climat de 2019 :

- **Baisse de la consommation énergétique finale de 7% en 2023 (par rapport à 2012), 20% en 2030 et de 50% en 2050 ;**

- **Baisse des consommations d'énergie primaire d'énergie fossile de 40% en 2030 (par rapport à 2012) en déclinant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre.**

2.2.3.1. Objectifs de réduction de la consommation finale d'énergie

	2017	2023	2028
Consommation finale d'énergie (TWh)	1634	1525	1378
% de réduction par rapport à 2012	0,9%	7,6%	16,5%

2.2.3.2. Objectif de réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur du bâtiment

	2016	2023	2028
Consommation d'énergie finale du bâtiment (TWh)	745	712	636

Les mesures dans le bâtiment ont été adoptées sur la base des estimations du scénario de référence. Si la situation économique évoluait différemment, à mesures inchangées, la consommation d'énergie pourrait augmenter jusqu'à 12 TWh supplémentaires (7 TWh dans le résidentiel et 5 TWh dans le tertiaire). Pour maintenir le même niveau de consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment, le gouvernement devrait prendre des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé. Les ordres de grandeur pourraient aller jusqu'à rénover :

- **25 000 logements supplémentaires par an pour atteindre 300 000 logements supplémentaires sur l'ensemble de la période, soit 1,5% du parc ;**
- **1,25 Mm² supplémentaires par an dans le tertiaire pour atteindre 15Mm² supplémentaires, soit 1,5% du parc.**

2.2.3.3. Objectif de réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur transport

	2016	2023	2028
Consommation d'énergie finale du secteur transport (TWh)	511	473	427

Si la situation économique évoluait différemment des hypothèses prises pour le scénario de référence, à mesures inchangées, la consommation d'énergie pourrait augmenter jusqu'à 8 TWh supplémentaires. Pour maintenir le même niveau de consommation d'énergie dans le secteur du transport, le gouvernement devrait prendre des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé. Les ordres de grandeur pourraient aller jusqu'à devoir améliorer l'efficacité énergétique de tous les véhicules de 17,5 %, c'est-à-dire atteindre 3,3l/100km en 2030 pour les véhicules particuliers thermiques au lieu de 4 l/100km.

2.2.3.4. Objectif de réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur de l'industrie

	2016	2023	2028

Consommation d'énergie finale de l'industrie (TWh)	319	291	269
-----------------------------------------------------------	-----	-----	-----

Les mesures dans l'industrie ont été adoptées sur la base des estimations du scénario au cadrage macro-économique de référence. Si la situation économique évoluait différemment, à mesures inchangées, la consommation d'énergie pourrait augmenter jusqu'à 6TWh supplémentaires. Pour maintenir le même niveau de consommation d'énergie dans le secteur de l'industrie, le gouvernement devrait prendre des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé. Les ordres de grandeur pourraient aller jusqu'à améliorer l'efficacité énergétique de 2,5% à 3% selon les branches.

Objectif de consommation d'énergie finale dans le secteur agriculture

	2016	2023	2028
Consommation d'énergie finale du secteur agriculture (TWh)	51	49	46

2.2.3.5. Objectifs de réduction de la consommation primaire d'énergie

	2017	2023	2028
Consommation primaire d'énergie fossile (TWh)	1 394	1 149	942
Consommation primaire de charbon	110	48	28
Consommation primaire de pétrole	824	700	569
Consommation primaire de gaz naturel	459	401	345

2.2.3.6. Objectif de réduction de la consommation primaire de charbon

	2017	2023	2028
Consommation primaire de charbon (TWh)	110	48	28
Evolution de la consommation primaire de charbon /012	-21%	-66%	-80%

2.2.3.7. Objectif de réduction de la consommation primaire de fioul

	2017	2023	2028
Consommation primaire de fioul (TWh)	825	700	569
Evolution de la consommation primaire de pétrole / 2012	-5%	-19%	-34%

2.2.3.8. Objectif de réduction de la consommation primaire de gaz naturel

	2017	2023	2028
Consommation primaire de gaz naturel (TWh - PCI)	459	401	345
Evolution de la consommation primaire de gaz /2012	+3%	-10%	-22%

2.3. Sécurité d’approvisionnement

La sécurité d’approvisionnement peut se définir comme la capacité du système énergétique à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché en équilibrant l’offre et la demande.

Les objectifs et indicateurs de sécurité d’approvisionnement concernant l’électricité et le gaz sont confirmés. En ce qui concerne le gaz, les infrastructures de stockage souterrain nécessaires à la sécurité d’approvisionnement sont celles qui jouent un rôle essentiel pour, d’une part, assurer le service d’acheminement sur le réseau de transport de gaz naturel et, d’autre part, pour assurer la capacité du réseau gazier à satisfaire la demande. Seules des mesures (présentées en partie 3) ont été prises pour maintenir le respect des politiques en place présentées en partie 1.

2.4. Dimension « marché intérieur de l’énergie »

2.4.1. Les interconnexions du réseau électrique

La PPE prévoit le déploiement, selon le schéma de développement du réseau de transport d’électricité, d’environ 10GW d’interconnexions supplémentaires d’ici 2030. Le développement de ces interconnexions est prévu avec l’ensemble des pays frontaliers, et permettra d’atteindre environ 26 GW en 2030. Les valeurs des indicateurs de l’urgence de l’action prévus par l’annexe I du règlement gouvernance seraient d’environ 30% pour la capacité nominale de transport par rapport à la capacité de renouvelable installée, et de 25 à 30% pour la capacité nominale de transport par rapport à la pointe de consommation. Le développement des interconnexions fait également l’objet d’études prospectives de RTE, gestionnaire du réseau de transport, dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau (SDDR) qui prend en compte le TYNDP établi par ENTSO-E et forme un ensemble cohérent avec la PPE et le bilan prévisionnel en ce qui concerne les aspects relatifs à la sécurité d’approvisionnement électrique.

Les principaux projets en cours de construction ou à l’étude sont précisés ci-dessous :

Pays – Projet (capacité nominale)		Maître d’ouvrage	Avancement	Mise en service
Allemagne	Vigy Uchtelfangen (1,5 GW)	RTE & Amprion	En cours d’étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2027
	Muhlbach Eichstetten (0,3 GW)	RTE & Amprion	En cours d’étude – augmentation de la capacité existante	2025
Belgique	Lonny Gramme	RTE & Elia	En cours d’étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2025
	Avelin Mastaing–Horta	RTE & Elia	En cours d’étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2022

Espagne	Gascogne (2 GW)	RTE & REE	Concertation en cours	Horizon 2025
	Navarre Landes (2 GW)	RTE & REE	En cours d'étude	-
	Aragon Pyrénées Atlantiques (2 GW)	RTE & REE	En cours d'étude	-
Irlande	Celtic (0,7 GW)	RTE & Eirgrid	Début de procédure	Horizon 2025
Italie	Savoie-Piémont (1 GW)	RTE & Terra	Travaux en cours	Fin 2020, début 2021
Suisse	Genissiat Verbois	RTE & Swissgrid	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2023
	Cornier Chavalon	RTE & Swissgrid	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2025
Royaume-Uni	IFA2 (1 GW)	RTE & National Grid	Travaux en cours	2021
	Eleclink (1 GW)	Eleclink	Travaux en cours	-
	FAB (1,4 GW)	RTE & Fablink	Procédure suspendue actuellement	-
	Aquind (2 GW)	Aquind Ltd	En cours d'étude	-
	Gridlink (1,4 GW)	Elan Energy Ltd	Début de procédure	-

Projets d'interconnexion électrique avec la France – Source : DGEC 2018

La PPE2 confirme l'objectif de 6,5 GW d'effacement à l'horizon 2028, tout en retenant une approche plus progressive pour le point de passage à 2023 en ramenant celui-ci à 4,5 GW.

La PPE2 se donne pour objectif 200 000 sites photovoltaïques en autoconsommation en 2023 (dont 50 opérations d'autoconsommation collective).

2.5. Stratégie française en matière de recherche & innovation, déploiement des nouvelles technologies et compétitivité

Le Plan Climat présenté en juillet 2017 par le Gouvernement français a renouvelé l'ambition de long terme de la France en fixant pour cap la neutralité carbone dès 2050 pour le territoire national. La neutralité carbone constitue un objectif ambitieux mais son atteinte est, selon les derniers travaux du GIEC, indispensable au niveau mondial, et dès que possible, pour contenir le réchauffement climatique à 1,5°C.

Ainsi, la transition vers une économie bas-carbone (sobre en consommation de matières et d'énergie, très circulaire et décarbonée) rend tout particulièrement nécessaire une amplification des actions en matière de recherche et d'innovation dans le domaine de l'énergie, afin de développer les technologies et comportements qui contribueront à réduire les émissions, tout en positionnant la France de manière compétitive sur les marchés en devenir de biens et services bas-carbone.

De nombreux besoins spécifiques en recherche et innovation sont identifiés :

- dans les secteurs énergétiques, pour la décarbonation de l'énergie, l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie, la gestion intelligente des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les solutions de capture, stockage et réutilisation du carbone ;
- dans les secteurs non énergétiques, pour l'amélioration des process visant l'efficacité « carbone » et environnementale, l'optimisation, le recyclage et la réutilisation des ressources ;
- en termes d'innovations sociales (évolution des comportements, conduite et appropriation du changement...) et organisationnelle (politiques publiques...).

Les enjeux de la transition écologique et énergétique, mobilisent l'ensemble des acteurs impliqués dans des actions de recherche et d'innovation bas-carbone à l'échelle française mais également européenne et internationale.

2.5.1. La stratégie nationale de recherche énergétique

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) publiée en 2015, dont l'objectif est de permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif, prévoit (article 183, II) l'élaboration d'une stratégie nationale de la recherche énergétique (SNRE). Cette stratégie vise à identifier les enjeux de R&D et les verrous scientifiques à lever à différents horizons temporels et tout au long de la chaîne d'innovation dans le domaine de l'énergie pour permettre la bonne réalisation des objectifs de la loi, tout en s'inscrivant dans une perspective internationale plus large.

L'élaboration de cette stratégie, menée conjointement en 2016 par la Direction générale de l'énergie et du climat et la Direction générale de la recherche et de l'innovation (Ministère de l'enseignement supérieur, de la recherche et de l'innovation), s'est appuyée sur un comité de suivi réunissant l'ensemble des parties prenantes de la recherche énergétique.

La SNRE a été validée par un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et de la recherche, publié au JO le 27 décembre 2016.

La SNRE constitue un nouvel outil de stratégie pour les acteurs français de la recherche et de l'innovation afin de permettre l'émergence du système énergétique de demain. L'innovation a ainsi un rôle clé à jouer dans la réalisation des objectifs de l'Accord de Paris sur le changement climatique au plan mondial.

Plus précisément, la SNRE détaille 4 grandes orientations, comportant chacune des propositions d'actions structurantes.

2.5.1.1. Orientation 1 : cibler les thématiques clés pour la transition énergétique

L'orientation 1 permet de refléter les objectifs fixés en matière de diversification du mix énergétique et développement des énergies renouvelables, de renforcement de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs d'activité, de réduction de l'utilisation des ressources fossiles, etc. et liste les défis scientifiques et technologiques associés (flexibilité des systèmes pour l'intégration des ENR, décentralisation et gouvernance multi échelles des systèmes énergétiques, rôle accru des consommateurs, amélioration continue du nucléaire dans les domaines de l'innovation (technologie SMR) et de la compétitivité du nucléaire, de la transition numérique, de la sûreté et de la fermeture et adaptation du cycle à la trajectoire d'évolution de la production électronucléaire, etc.)

Dans cette perspective, il est proposé :

- d'accroître le caractère interdisciplinaire de la R&D (lien entre transition énergétique et révolution numérique, enjeux environnementaux et inscription dans l'économie circulaire, enjeux économiques et sociaux pour associer les consommateurs et accompagner la décentralisation des systèmes) ;
- de mener, dans une approche systémique, des analyses comparatives des différentes solutions de flexibilité en cours de développement (effacements, pilotage de la production, stockage, couplage de réseaux et de vecteurs, etc.) afin de disposer pour les futures programmations nationales d'une vision consolidée des options technologiques à court, moyen et long terme. Ces recherches viendront compléter les nombreux efforts en cours sur les différents moyens innovants de production (par exemple le froid renouvelable) ou de maîtrise de la demande (par exemple les matériaux et procédés pour la rénovation énergétique des bâtiments).

2.5.1.2. Orientation 2 : développer la R&D et l'innovation en lien avec les territoires et le tissu industriel, en particulier les PME-ETI

L'orientation 2 souligne les enjeux économiques de maintien et d'amélioration des filières matures les plus compétitives et de développement de nouvelles filières, qui s'inscrivent dans un cadre international, au-delà des besoins de la transition énergétique en France. Afin d'accélérer le transfert de technologies depuis les centres de R&D vers le marché, une approche collaborative entre les secteurs public et privé et une démarche d'expérimentation sont nécessaires. Il est notamment proposé :

- d'amplifier la démarche de soutien à la démonstration des nouvelles technologies et solutions, en particulier dans les territoires, en lien avec les collectivités, et en utilisant tous les instruments financiers (aides d'Etat ou fonds propres) ;
- de soutenir le développement des PME/ETI, non seulement par un accompagnement financier mais aussi par un accompagnement au positionnement sur les marchés ;
- de structurer les filières françaises, en renforçant les initiatives existantes au niveau français, en menant des analyses régulières du positionnement des acteurs français sur la scène internationale et mobilisant ces acteurs pour participer aux initiatives européennes ou mondiales (Programme européen Horizon 2020, initiative Mission Innovation lancée lors de la COP21...)

2.5.1.3. Orientation 3 : Développer les compétences et connaissances pour et par la

R&D&I

L'orientation 3 vise le développement des compétences, tant pour la consolidation d'une communauté de recherche sur l'énergie que pour la formation et l'information des différents publics intéressés (professionnels, société civile, décideurs). Un accent fort est mis sur le caractère pluridisciplinaire et la constitution d'une communauté des sciences de base pour l'énergie, y compris les sciences humaines et sociales. Il est proposé à cet effet :

- de renforcer les collaborations internationales et la visibilité mondiale des acteurs de la R&D française dans le domaine de l'énergie ;
- de développer des réseaux thématiques de chercheurs, permettant de constituer des masses critiques autour des laboratoires d'excellence existants, par exemple dans le domaine des matériaux pour l'énergie ; de s'appuyer également sur les grandes infrastructures de recherche pour développer des programmes pour l'énergie ;
- de développer la capacité de modélisation et de prospective, en vue d'élaborer des scénarios intégrant les différentes dimensions des systèmes énergétiques et permettant de caractériser et orienter les choix du bouquet énergétique ;
- de développer des nouvelles formations pour les métiers de la transition énergétique ;
- d'associer la société civile aux projets de démonstration dans les territoires et au retour d'expérience de ces démonstrations, afin de faciliter les débats et choix de société et l'adoption des technologies apportant les meilleurs services.

2.5.1.4. Orientation 4 : Créer une gouvernance légère et performante permettant d'assurer le pilotage opérationnel dynamique de la SNRE

Cette dernière orientation souligne le besoin de coordonner la mise en œuvre de la SNRE avec les initiatives existantes aux différentes échelles géographiques, du local (en particulier au niveau régional) à l'international (en particulier au niveau européen avec le programme Horizon 2020 et le SET Plan) et de consolider la gouvernance pour une mise en œuvre efficiente au-delà de la phase d'élaboration de la stratégie. Dans ce but, il est proposé :

- de réunir le comité des parties prenantes sur un rythme annuel après l'adoption de la SNRE, pour impulser et en suivre la mise en œuvre et préparer sa future révision, selon un cycle de 5 ans ;
- de prévoir une évaluation ex post de la SNRE ;
- de mettre en place un échange régulier avec les régions sur les actions de soutien à la R&D, les priorités et les données de financement, afin de permettre une évolution coordonnée des stratégies respectives, de dégager des synergies et de consolider les retours d'expérience de démonstration dans les territoires ;
- de suivre le respect par la France de l'engagement de doublement des financements de la R&D dans les énergies vertes par l'Etat, pris dans le cadre de l'initiative Mission innovation à la COP21 ;
- de s'assurer de la bonne complémentarité des dispositifs de financement de la R&D au niveau français et international. Par exemple, la France pourra défendre au niveau européen le renforcement des financements du programme Horizon 2020 sur la recherche amont (TRL bas) et s'assurer que le futur fonds de soutien à l'innovation mis en place dans le cadre de la réforme du marché carbone (directive ETS) apporte une source supplémentaire et des instruments adaptés de financement de l'innovation bas carbone pour des projets de grande envergure.

La SNRE fait l'objet d'un suivi régulier notamment par la tenue sur un rythme annuel d'un Comité de suivi dont le secrétariat est assuré par les Ministères en charge de la recherche et de l'innovation, et de l'énergie, l'Agence nationale de la recherche (ANR), l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et l'instance représentant les organismes de recherche en lien avec l'Énergie (Alliance ANCRE).

Ce comité de suivi, ouvert à un panel élargi d'acteurs nationaux en lien avec la recherche dans le domaine de l'énergie, a pour objectif de démontrer l'adéquation des actions de recherche menées avec les grandes orientations fixées par la SNRE. Le cas échéant, le Comité de suivi pourra mettre en lumière les nécessaires évolutions à apporter à la SNRE en lien avec les évolutions technologiques économiques et politiques.

Une stratégie française de recherche et développement forte d'une vision intégrée et systémique de l'énergie en cohérence avec le cadre de l'Union de l'Énergie

La Commission européenne a fait de l'énergie une de ses priorités et a publié en février 2015 une communication présentant l'« Union de l'Énergie » (COM(2015)80) assise sur 5 dimensions :

- **la sécurité énergétique,**
- **la pleine intégration du marché européen de l'Énergie ;**
- **l'efficacité énergétique comme moyen de modérer la demande ;**
- **la « décarbonisation » de l'économie ;**
- **la recherche, l'innovation et la compétitivité.**

La R&D sur les technologies énergétiques est donc non seulement explicitement une des 5 dimensions mais elle est en outre aussi nécessaire pour la mise en œuvre des quatre autres.

Pour cette 5ème dimension, qui constitue le SET Plan européen, 4 priorités européennes communes sont identifiées :

- **être au premier rang mondial dans la mise au point de la prochaine génération de technologies liées aux énergies renouvelables ;**
- **faciliter la participation des consommateurs à la transition énergétique grâce aux réseaux et systèmes intelligents ;**
- **mettre en place des systèmes énergétiques efficaces et maîtriser la technologie requise pour que le parc immobilier accède à la neutralité énergétique ;**
- **mettre en place des systèmes de transport plus durables.**

En plus de ces quatre priorités communes, les États membres désireux d'utiliser les technologies en question peuvent s'engager à collaborer activement au niveau européen pour les 2 priorités optionnelles suivantes :

- **développer le captage/stockage du carbone (CCS) et le captage/utilisation du carbone (CCU) pour les secteurs industriels et la production d'électricité,**
- **conserver l'avance technologique dans le domaine nucléaire (fission et fusion), notamment grâce à ITER.**

Dix actions clés précisent les priorités dégagées et constituent la base d'un plan d'actions concret.

La R&D française s'insérant dans ce cadre européen ainsi défini met l'accent sur les questions systémiques que posent les défis énergétiques de demain liés aux nouveaux modes de production (sources d'énergies renouvelables variables et distribuées), de consommation (rôle proactif des consommateurs, efficacité énergétique, ...) de transport et de stockage (réseaux intelligents, ...) de l'énergie. Elle contribue ainsi aux défis systémiques de la vision européenne exprimée dans le paquet « Union de l'énergie ».

Inscrire la démarche nationale dans un cadre cohérent avec les programmes européens

L'Union européenne mobilise des moyens importants pour la R&D énergétique, en particulier à travers le programme Horizon 2020 : un budget de 5 931 millions d'euros a été alloué à la recherche sur l'énergie (hors nucléaire) pour la période 2014-2020. Cet effort significatif du soutien à la R&D pour les nouvelles technologies de l'énergie va se poursuivre dans le cadre du futur programme Horizon Europe qui prévoit notamment d'allouer 15 Mds€ au cluster 4 énergie-climat-transport.

La France participe à H2020 à hauteur de sa contribution au budget de l'Union, soit environ 16%. L'augmentation du taux de retour des crédits vers les projets portés par des acteurs français (qui se situe aux alentours de 10% depuis plusieurs années) constitue donc un enjeu important et des actions sont menées pour organiser la communauté de R&D française dans cette optique, par exemple à travers l'animation des groupes et des points de contacts nationaux pour influencer la définition des programmations et stimuler la réponse aux appels à projets. Ces actions devront être poursuivies ou renforcées.

La France revêt un potentiel de R&I s'élevant à 14,6% des ETP R&D de l'UE 28 et 16,1% des demandes de brevets de l'UE28 à l'Office Européen des Brevets. L'augmentation du taux de retour des crédits vers les projets portés par des acteurs français (qui se situe aux alentours de 10% depuis plusieurs années) constitue donc un enjeu important. Sur la base d'un travail associant la communauté des acteurs de la recherche et de l'innovation (ministères, organismes de recherche, universités, conseils régionaux, Banque publique d'investissement Bpifrance, organismes consulaires, pôles de compétitivité...), le Ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation (MESRI) a proposé un plan d'action en 3 axes: inciter davantage d'acteurs à participer au programme-cadre de recherche et d'innovation (PCRI) et coordonner des projets, les accompagner de façon plus efficiente pendant toutes les étapes de préparation, de dépôt et de réalisation des projets et établir une stratégie d'Influence efficace vis-à-vis de la programmation. Ce plan d'action national d'amélioration de la participation française a été adopté au niveau interministériel et sa mise en œuvre est une priorité forte.

2.5.2. Le soutien à la compétitivité des entreprises françaises par l'innovation

Le Gouvernement souhaite continuer à porter une politique industrielle nationale ambitieuse basée sur une capacité à se transformer, en saisissant les opportunités notamment liées à l'innovation et au numérique (l'industrie concentre en France plus de 60 % de l'effort de R&D des entreprises).

Ainsi, le Gouvernement fait du soutien aux projets innovants une priorité, la capacité de nos entreprises à développer puis commercialiser des produits intégrant des technologies de pointe, répondant à des usages nouveaux, ou associés à des services novateurs, étant considéré comme un facteur clé de différenciation et de compétitivité face à la concurrence internationale.

2.5.2.1. L'action du conseil national de l'industrie

Pour ce faire, la France s'est dotée en 2013 d'un conseil national de l'industrie (CNI) qui a pour mission d'éclairer et de conseiller les pouvoirs publics sur la situation de l'industrie et des services à l'industrie en France, aux niveaux national, territorial et international, en intégrant les enjeux à l'export. Il est présidé par le Premier ministre, et réunit les entreprises et les représentants des salariés autour de thèmes stratégiques comme la formation, l'innovation, le financement des entreprises, l'économie circulaire ou encore le développement international.

Le CNI se décline jusqu'à présent en 16 Comités Stratégiques de Filières (CSF), autour des grands secteurs de l'industrie française, et comprend également à ce jour 2 outils transversaux : CNI numérique et CNI

international et 4 sections thématiques (ST) : économie circulaire, emploi et compétences, Europe, réglementation & simplification.

Le CSF Industries des nouveaux systèmes énergétiques a vu le jour en 2018. Il regroupe un secteur industriel fort de 15000 entreprises, 150000 emplois directs et 23 Mds€ de chiffre d'affaire. 4 projets structurants thématiques sont prévus dans le contrat de filière : efficacité énergétique, énergies renouvelables (avec un focus sur le biogaz et l'éolien offshore), stockage (batterie et hydrogène) et micro-grids (passage à l'échelle des solutions). Le volet innovation est fortement présent, en particulier dans les secteurs de l'hydrogène, de la méthanisation et du numérique

Plusieurs autres CSF ont mis en avant des besoins d'innovation en lien avec la transition énergétique, à savoir les comités automobile (véhicule électrique), ferroviaire (optimisation énergétique, nouvelles chaînes de traction), Industries de la mer (EnR, stockage), aéronautique (électrification, optimisation des moteurs thermiques), Mines-métallurgie (intégration EnR, recyclage des batteries), chimie-matériaux (gestion de la chaleur, émergence d'une filière batterie), construction (rénovation énergétique) et déchets (combustibles de récupération).

2.5.2.2. La création du conseil de l'innovation en juillet 2018

Afin d'affirmer encore plus le caractère prioritaire donné à l'innovation, le Gouvernement français a mis en place en juillet dernier le Conseil de l'innovation, instance de pilotage stratégique, ayant vocation à orienter l'action du Gouvernement en faveur de l'innovation de rupture.

Le conseil de l'innovation est composé du ministre de la Transition écologique et solidaire, de la ministre des Armées, du secrétaire d'État au Numérique et du ministre de l'Action et des Comptes publics. Bpifrance et l'agence nationale de la recherche (ANR), en tant qu'opérateurs de dispositifs de soutien à l'innovation, assistent aux réunions de cette instance.

L'expertise et la vision du conseil de l'innovation sont renforcées par la participation de six personnalités qualifiées issues des domaines de la recherche, de l'industrie, du capital-innovation, de l'entrepreneuriat, et de l'économie de l'innovation.

Le conseil de l'innovation a notamment pour missions :

- de définir les grandes orientations et les priorités de la politique de l'innovation, appuyées par des travaux d'évaluation et de prospective ;
- de décider, sous la forme d'une feuille de route, des mesures susceptibles de renforcer la transversalité de la politique de l'innovation, et de simplifier le paysage des aides à l'innovation. Notamment, il assurera leur bonne articulation avec les dispositifs régionaux et européens, avec pour objectif de préparer les entreprises et les acteurs de la recherche publique à accéder aux appels à projets les plus adaptés à leurs besoins ;
- de formuler des recommandations sur les moyens financiers dédiés à la politique de l'innovation, afin de favoriser l'émergence d'innovations de rupture et leur industrialisation en France.

2.5.2.3. Le financement de cette politique industrielle par le fonds pour l'innovation

Le Gouvernement français a créé en 2018 un fonds pour l'innovation doté de 10 Mds€, générant un rendement annuel estimé de 200 à 300 M€, destinés à soutenir le développement d'innovations de rupture et leur industrialisation en France.

Ce fonds sera notamment consacré au financement (à hauteur de 160 M€/an environ) de grands défis sociétaux dans plusieurs domaines considérés comme stratégiques et nécessitant le levée de barrières technologiques.

Ces grands défis doivent permettre de créer de nouveaux marchés, où la France pourrait prendre une position de leader et d'y accompagner la croissance d'un écosystème de laboratoires, start-ups, PME et grands groupes.

Les thématiques des grands défis seront choisis par le conseil de l'innovation, composé de personnalités représentant les entreprises, le monde académique et les investisseurs et présidé par le ministre de l'Économie et des Finances et la ministre de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation. Un grand défi sur le stockage de l'énergie a été retenu en décembre 2018.

Ces défis sociétaux conjugueront les caractéristiques suivantes :

- avoir une portée technologique et scientifique : les grands défis doivent s'attaquer à des verrous technologiques et des champs peu explorés jusqu'ici ;
- présenter un enjeu sociétal : les grands défis doivent répondre aux attentes des concitoyens en termes de santé, sécurité, mobilité et de développement durable ;
- offrir des perspectives de débouchés commerciaux : les grands défis doivent être conçus dans une optique de mise sur le marché d'un produit ou service innovant, en prouvant la faisabilité technico-économique du projet ;
- s'appuyer sur l'existence d'un vivier d'excellence d'entreprises et de laboratoires français : les grands défis doivent s'appuyer sur les avantages comparatifs de l'offre française.

2.5.2.4. La politique des pôles de compétitivité

La politique des pôles de compétitivité a été initiée en 2004 pour mobiliser les facteurs clefs de la compétitivité, au premier rang desquels figure la capacité d'innovation, et pour développer la croissance et l'emploi sur les marchés porteurs.

Un pôle de compétitivité rassemble sur un territoire bien identifié et sur une thématique ciblée, des entreprises, petites et grandes, des laboratoires de recherche et des établissements de formation. Les pouvoirs publics nationaux et locaux sont étroitement associés à cette dynamique.

Un pôle de compétitivité a vocation à soutenir l'innovation. Il favorise le développement de projets collaboratifs de recherche et développement (R&D) particulièrement innovants. Il accompagne également le développement et la croissance de ses entreprises membres grâce notamment à la mise sur le marché de nouveaux produits, services ou procédés issus des résultats des projets de recherche. En permettant aux entreprises impliquées de prendre une position de premier plan sur leurs marchés en France et à l'international, les pôles de compétitivités sont des moteurs de croissance et d'emplois.

Les forces en présence au sein d'un pôle de compétitivité sont multiples. Toutes sont nécessaires à l'essor d'écosystèmes dynamiques et créateurs de richesse.

Plusieurs pôles de compétitivité concernent l'énergie directement : Capénergies, Derbi, Tenerrdis, S2E2, Energivie.

En 2018 il a été lancé un important travail de relabellisation des pôles de compétitivité, afin de maintenir un dynamisme fort, et les incitant à se regrouper pour atteindre des tailles critiques.

2.5.2.5. Evaluation macro-économique de la transition énergétique

La France a évalué l'impact macro-économique de sa politique de transition énergétique à l'horizon 2030. Le calcul est réalisé en comparant le scénario actuellement soutenu par le Gouvernement au scénario en continuité avec les actions actuelles. Les projections donnent les résultats suivants en pourcentages d'écart au scénario avec mesures existantes sauf pour l'emploi, la balance commerciale, la facture énergétique et le solde public:

	2023	2028	2030
PIB (écart AMS-AME en %)	1,3	2,1	2,5
Valeur ajoutée du secteur marchand (écart AMS-AME en %)	1,8	2,6	3,1
Consommation des ménages (écart AMS-AME en %)	0,6	1,3	3,3
Revenu disponible réel des ménages (écart AMS-AME en %)	1	2,2	2,9
Emploi (en nombre)	238 000	440 000	540 000
Balance commerciale (en % de PIB en valeur)	0,1	-0,4	-0,6
Facture énergétique (en % de PIB en valeur)	-0,5	-0,9	-1
Solde public (en % de PIB en valeur)	0,6	1,1	1,3

3. POLITIQUES ET MESURES

3.1. Dimension « décarbonisation »

3.1.1. Émissions et absorptions de gaz à effet de serre

3.1.1.1. Politiques et mesures visant à réaliser l'objectif spécifique fixé dans le règlement (UE) 2018/842 tel qu'il est visé au point 2.1.1, et politiques et mesures visant à assurer la conformité avec le règlement (UE) 2018/841, en couvrant l'ensemble des principaux secteurs émetteurs et secteurs participant au renforcement des absorptions, avec, en perspective, la vision et l'objectif sur le long terme d'un passage à une économie à faibles émissions et d'un équilibre entre les émissions et les absorptions conformément à l'accord de Paris

Politiques et mesures planifiées visant à réaliser l'objectif ESR 2030 de la France

La section suivante décrit les politiques et mesures planifiées pour chaque secteur émetteur, c'est-à-dire les options qui sont en cours d'examen et qui ont de réelles chances d'être adoptées et mises en œuvre après la date de soumission du plan national intégré en matière d'énergie et de climat, conformément à la définition du règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie.

Cette section décrit également les orientations sectorielles et transversales définies dans le projet de SNBC 2, publié en décembre 2018. Ces orientations ont fait l'objet d'une large concertation avec les parties prenantes et ont été élaborées pour permettre l'atteinte des objectifs français de réduction des émissions de gaz à effet de serre (cf. section 2.1.1) en supplément des mesures existantes aujourd'hui. Une fois la stratégie adoptée, ces orientations seront juridiquement opposables pour le secteur public et devront guider l'élaboration des futures politiques publiques.

Les transports

Les politiques et mesures planifiées et les orientations de la SNBC dans le secteur des transports sont décrits dans la partie 3.1.3. iii) *Politiques et mesures en faveur de la mobilité à faibles émissions de carbone.*

Le résidentiel / tertiaire

▪ Politiques et mesures planifiées

La plupart des politiques et mesures planifiées permettant la réduction des émissions de GES du secteur résidentiel / tertiaire sont des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, rapportées dans la partie 3.2. *Dimension efficacité énergétique*, et de développement des énergies renouvelables, rapportées dans la partie 3.1.2 *Energies renouvelables*.

La future **réglementation environnementale** dans la construction neuve, qui devrait entrer en vigueur fin 2020, impactera à la fois la dimension efficacité énergétique et la dimension décarbonisation. Elle mettra en effet en place un standard environnemental innovant pour les bâtiments neufs, réunissant des exigences à la fois en matière de réduction de la consommation d'énergie, de développement des énergies renouvelables, et de prise en compte des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment (depuis sa construction jusqu'à sa démolition, en passant par son exploitation). La fixation des modalités de la future réglementation environnementale pourra s'appuyer sur les retours

de l'expérimentation du label « Bâtiments à Energie Positive & Réduction Carbone (E+C-) » lancée fin 2016. Ce label, d'application volontaire, réunit des exigences à la fois en matière d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre. 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.

- **Orientations de la SNBC**

Le projet de SNBC 2 définit les orientations stratégiques suivantes pour le secteur du résidentiel / tertiaire :

- ✓ **Guider l'évolution du mix énergétique sur la phase d'usage des bâtiments existants et neufs vers une consommation énergétique totalement décarbonée**
- ✓ **Inciter à une rénovation de l'ensemble du parc existant résidentiel et tertiaire afin d'atteindre un niveau Bâtiment Basse Consommation (BBC) équivalent en moyenne sur l'ensemble du parc**
- ✓ **Accroître les niveaux de performance énergie et carbone sur les bâtiments neufs dans les futures réglementations environnementales**
- ✓ **Viser une meilleure efficacité énergétique des équipements et une sobriété des usages**

L'industrie (hors ETS)

- **Politiques et mesures planifiées**

La plupart des mesures d'atténuation dans le secteur de l'industrie non incluse dans l'ETS sont des mesures d'efficacité énergétique rapportées dans la partie 3.2. *Dimension efficacité énergétique* et de développement des énergies renouvelables rapportées dans la partie 3.1.2 *Energies renouvelables*.

- **Orientations de la SNBC**

Le projet de SNBC 2 définit les orientations stratégiques suivantes pour le secteur de l'industrie :

- ✓ **Accompagner les entreprises dans leur transition vers des systèmes de production bas-carbone et le développement de nouvelles filières**
- ✓ **Engager dès aujourd'hui le développement et l'adoption de technologies de rupture pour réduire et si possible supprimer les émissions résiduelles**
- ✓ **Donner un cadre incitant à la maîtrise de la demande en énergie et en matières, en privilégiant les énergies décarbonées et l'économie circulaire**

Le traitement des déchets

- **Politiques et mesures planifiées**

La **feuille de route économie circulaire**¹³ publiée en 2018, vise à mieux produire (éco-conception, incorporation de matières recyclées), mieux consommer (développement du réemploi et de la réparation, allongement de la durée de vie des produits), mieux gérer les déchets (optimisation du tri des déchets, développement du recyclage et de valorisation) et mobiliser tous les acteurs.

Ses principaux objectifs sont de :

- réduire de 30 % la consommation de ressources par rapport au PIB d'ici à 2030 par rapport à 2010 ;
- réduire de 50 % les quantités de déchets non dangereux mis en décharge en 2025 par rapport à 2010 (objectif LTECV) ;
- tendre vers 100 % de plastiques recyclés en 2025 ;
- réduire les émissions de gaz à effet de serre : économiser l'émission de 8 millions de tonnes de CO2 supplémentaires chaque année grâce au recyclage du plastique.

La feuille de route propose 50 mesures en faveur de l'économie circulaire. Les mesures de la feuille de route se traduiront d'ici 2019 par des mesures législatives à travers la loi de transposition de la nouvelle directive européenne sur les déchets ainsi que dans les travaux d'élaboration des lois de finances à venir. Dans les mois à venir, la feuille de route se manifesterait également à travers des mesures réglementaires, des initiatives de collectivités, notamment pour augmenter significativement la collecte des déchets valorisables, et des engagements volontaires des entreprises.

Parmi les mesures de la feuille de route les plus impactantes sur les émissions de GES, on peut mentionner :

- l'incorporation de davantage de matières premières issues du recyclage dans les produits, grâce à des engagements volontaires et un soutien des acteurs de la filière ;
- l'intensification de la lutte contre le gaspillage alimentaire ;
- l'accélération de la collecte des emballages recyclables, des bouteilles plastiques et des canettes ;
- la facilitation du geste de tri par les citoyens ;
- la définition d'un cadre économique qui facilite la valorisation plutôt que l'élimination des déchets ;
- la facilitation du déploiement du tri à la source des biodéchets par les collectivités et leur valorisation ;
- le renforcement du tri, du réemploi et de la valorisation des déchets de la construction.

Le projet de loi relatif à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire, adopté par le Parlement début janvier 2020 vise à répondre aux enjeux liés à la lutte contre les différentes formes de gaspillage et à la transformation de notre économie en une économie plus circulaire. Il s'articule autour de quatre grandes orientations :

- **Mettre fin aux différentes formes de gaspillage pour préserver les ressources naturelles** ;
- **Renforcer l'information du consommateur pour qu'il puisse faire des choix éclairés** ;

¹³ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Feuille-de-route-Economie-circulaire-50-mesures-pour-economie-100-circulaire.pdf>

- **Mobiliser les acteurs économiques pour transformer les modes de production et de distribution**

Améliorer la collecte et le tri des déchets en vue de favoriser le réemploi, la réutilisation et le recyclage et lutter contre les dépôts sauvages.

- **Orientations de la SNBC**

Le projet de SNBC 2 définit les orientations stratégiques suivantes pour le secteur du traitement des déchets :

- ✓ **Inciter l'ensemble des acteurs à une réduction de leurs déchets**
- ✓ **Inciter les producteurs à prévenir la génération de déchets dès la phase de conception des produits**
- ✓ **Améliorer la collecte et la gestion des déchets en développant la valorisation et en améliorant l'efficacité des filières de traitement.**

L'agriculture

- **Politiques et mesures planifiées**

Le projet agro-écologique pour la France porte la vision globale de la transformation des pratiques agricoles françaises. Il a pour ambition la transition de l'agriculture française vers des systèmes de production performants sur l'ensemble de leurs dimensions, en particulier économiques et environnementales. Il comporte plusieurs plans dont certains ont fait l'objet d'une révision récemment ou sont en cours de révision, ou dont la révision est prévue prochainement : c'est le cas du plan protéine végétale, du programme « ambition bio » et du plan « enseigner à produire autrement ».

Le plan protéine végétale, vise à développer les cultures de légumineuses, au travers notamment d'une gestion intégrée des intrants et d'une consolidation des débouchés. Il couvre la période 2014-2020, et un renforcement de l'ambition pour la période post 2020 est prévu. Par ailleurs, l'objectif d'atteindre l'autonomie protéique en 2030 a été fixé, notamment en développant une filière végétale 100 % origine France (annonce du président de la République du 25 janvier 2018 : projet de développer une stratégie de souveraineté sur les protéines pour les cinq ans à venir et de la décliner au niveau de la PAC) ;

Le Programme « Ambition bio 2022 » a été présenté en juin 2018. Il a pour objectif de couvrir 15 % de la surface agricole utile en agriculture biologique d'ici 2022. Il est doté de 1,1 milliard d'euros et s'articule en sept axes majeurs, financés principalement via trois leviers visant à développer l'agriculture biologique :

- **le renforcement des moyens consacrés aux aides à la conversion : 200 millions d'euros de crédits État, 630 millions d'euros de fonds européens FEADER auxquels s'ajouteront les autres financements publics, et à compter de 2020, un apport de 50 millions d'euros par an par la redevance pour pollutions diffuses (RPD) ;**
- **un doublement du fonds de structuration « Avenir Bio » géré par l'Agence Bio, porté progressivement de 4 à 8 millions d'euros par an ;**
- **une prolongation et une revalorisation du crédit d'impôt bio de 2500 à 3500 euros jusqu'en 2020, inscrite en loi de finances 2018.**

Au-delà des aides à la conversion et du fonds Avenir Bio, le volet agricole du Grand Plan Investissement (voir ci-dessous) permettra d'accompagner les projets individuels et collectifs.

Le **plan « enseigner à produire autrement »**, autre plan du projet agro-écologique, est actuellement en cours de révision. Ce plan vise à mobiliser l'enseignement agricole pour accompagner la transition vers de nouveaux systèmes de productions plus durable. Les référentiels de l'enseignement agricole proposés aux futurs agriculteurs sont révisés, afin d'intégrer les avancées du projet agro-écologique, et notamment la question climatique.

La France défend par ailleurs le **renforcement de l'ambition environnementale de la Politique Agricole Commune (PAC)**, et notamment la rémunération des services environnementaux, dans les négociations en cours de la future PAC et du cadre financier pluriannuel 2021-2027.

Lors de son discours prononcé à Rungis le 11 octobre 2017, le président de la République a demandé aux interprofessions d'élaborer des **plans de développement et de transformation des filières agricoles et agroalimentaires**. Ces contrats de filières doivent notamment permettre de fixer des objectifs de montée en gamme sur le bio et la qualité des produits, des objectifs environnementaux et des programmes de recherche agricole. Ces plans ont été transmis au ministre de l'Agriculture et de l'Alimentation en décembre 2017 par les interprofessions.

Enfin, le **Grand Plan d'investissement (GPI)** de 57 milliards d'euros du Gouvernement pour le quinquennat (2017-2022) contient un **volet agricole**, qui vise à accélérer l'adaptation des outils et le changement des pratiques de l'agriculture, la pêche, l'agroalimentaire et le secteur forêt-bois. Le volet agricole du GPI diversifie et renforce la palette d'outils de financement au service de la transformation des secteurs bénéficiaires, avec des fonds de garantie, des offres de prêts sans garantie, des apports en fonds propres, en complément des subventions ou avances remboursables. Il s'articule autour de 9 actions regroupées en 3 axes structurants :

- **l'axe 1 « Transformation de l'amont agricole et forestier » regroupe 4 actions : le soutien aux investissements dans les exploitations agricoles, le soutien au changement des pratiques, le soutien à la méthanisation agricole et le soutien aux investissements en forêt ;**
- **l'axe 2 « Amélioration de la compétitivité de l'aval agricole et forestier » regroupe 2 actions : le soutien à la montée en gamme de l'aval agricole et le soutien à la modernisation de l'aval forestier ;**
- **l'axe 3 « Innovation et structuration des filières » regroupe 3 actions : le concours d'innovation, le soutien aux projets d'innovation collaboratives et territoriales et le soutien aux investissements structurants dans les filières.**

Au-delà de l'évolution des pratiques agricoles, des mesures visent à influencer la demande et la consommation dans les filières agro-alimentaires. Le Gouvernement a organisé des États Généraux de l'Alimentation (EGA) du 20 juillet au 30 novembre 2017. Plusieurs recommandations qui en découlent, reprises dans la loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, sont directement favorables à l'atténuation des gaz à effet de serre, comme :

- le **soutien aux systèmes de production biologique**, avec notamment la réglementation de la part minimale (50%), à partir du 1^{er} janvier 2022, de produits agricoles locaux ou sous signes de qualité (dont les produits issus de l'agriculture biologique) servis en restauration collective,
- la mise en place de **diagnostics préalables à la démarche de lutte contre le gaspillage alimentaire** (incluant l'approvisionnement durable) obligatoires pour l'ensemble des opérateurs de la restauration collective.

▪ Orientations de la SNBC

Le projet de SNBC 2 définit les orientations stratégiques suivantes pour le secteur de l'agriculture :

- ✓ **Réduire les émissions directes et indirectes de N₂O et CH₄, en s'appuyant sur l'agro-écologie et l'agriculture de précision**
- ✓ **Réduire les émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie fossile et développer l'usage des énergies renouvelables**
- ✓ **Développer la production d'énergie décarbonée et la bioéconomie pour contribuer à la réduction des émissions de CO₂ françaises, et renforcer la valeur ajoutée du secteur agricole**
- ✓ **Stopper le déstockage actuel de carbone des sols agricoles et inverser la tendance, en lien avec l'initiative « 4pour1000, les sols pour la sécurité alimentaire et le climat »**
- ✓ **Influencer la demande et la consommation dans les filières agro-alimentaires en lien avec le Programme national de l'alimentation et de la nutrition (PNAN)**
- ✓ **Améliorer les méthodologies d'inventaires et de suivi**

Mesures transversales

▪ Politiques et mesures planifiées

Tarifification du carbone

En 2014, une part proportionnelle aux émissions de CO₂ des produits énergétiques a été introduite au sein des taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques (TICPE). Son niveau était de 44,6 €/tCO₂ en 2018 et devait atteindre 86,2 €/tCO₂ en 2022. La hausse prévue a été suspendu à partir de l'année 2019 suite au Grand débat national, portant en particulier sur la transition écologique et ses conséquences sur les Français.

Par ailleurs, des travaux ont été menés pour actualiser la trajectoire de la valeur tutélaire du carbone par France stratégie (publication d'un rapport en février 2019). La valeur tutélaire du carbone représente la valeur pour la collectivité des efforts permettant d'éviter l'émission d'une tonne équivalent CO₂. Elle est utilisée pour l'évaluation socioéconomique des projets d'investissements publics, afin d'orienter les choix vers des projets favorables à la décarbonation. Elle a également vocation à être utilisée dans l'élaboration et l'évaluation des diverses mesures favorisant les investissements privés et les comportements décarbonés (tarifification explicite du carbone, subventions à l'investissement, réglementations, etc.), sans viser à fixer le niveau et le taux instrument par instrument. La valeur tutélaire du carbone fournit en effet un point de repère auquel comparer le coût de ces différentes politiques publiques par tonne de gaz à effet de serre évitée, ce qui est un des éléments à prendre en compte dans l'élaboration des mesures.

▪ Le projet de taxation des HFC et la ratification de l'amendement de Kigali

Le plan climat du gouvernement publié en juillet 2017 prévoit l'élargissement des mécanismes de tarifification du carbone aux autres gaz à effet de serre avec, dans un premier temps, la mise en place d'une fiscalité incitative sur les HFC. Les modalités de cette fiscalité ont été introduites par la loi de finances pour 2019. Celle-ci prévoit la mise en place à partir de 2021 d'une taxe sur les HFC dont le tarif devrait évoluer de la manière suivante : 15€ par tonne équivalent CO₂ en 2021, 18€ en 2022, 22€ en 2023, 26€ en 2024 et 30€ à compter de 2025. L'entrée en vigueur de cette taxe au 1er janvier 2021 est ménagée afin de permettre, avant cette date, d'évaluer si les engagements pris par les professionnels de réduire leur consommation de ces gaz sont atteints. En fonction des résultats, il sera possible d'apprécier si ces gaz constituent toujours une assiette taxable pertinente pour générer un rendement suffisant au regard de la démarche engagée par le Gouvernement visant à faire peser la fiscalité davantage sur les opérations polluantes que sur le travail ou l'activité économique.

En outre, la France a ratifié le 29 mars 2018 l'amendement de Kigali au protocole de Montréal. Si l'amendement de Kigali concourt globalement aux mêmes objectifs que le règlement européen F-gas II, il couvre une période d'engagement plus importante allant jusqu'en 2036 (le règlement F-gas II allant jusqu'en 2030).

▪ **La mise en place d'un label Bas-Carbone certifiant des projets de réduction des émissions**

Le label Bas-Carbone vise à favoriser l'émergence de projets additionnels de réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) sur le territoire français, par la mise en place d'un cadre de suivi, notification et vérification des émissions de GES, permettant la valorisation de réductions d'émissions additionnelles, réalisées volontairement par des personnes physiques ou morales dans des secteurs d'activité variés. Le terme « réductions d'émissions » désigne indifféremment des quantités de GES dont l'émission a été évitée ou des quantités de GES séquestrées. Le label vient en réponse à la demande de compensation locale volontaire des émissions de GES. Les porteurs de projets pourront ainsi se faire rémunérer par un partenaire volontaire (acteur public ou privé), qui pourra faire reconnaître ses contributions à des réductions d'émissions additionnelles issues de ces projets. Ces réductions d'émissions sont reconnues à la suite d'une vérification. Une fois reconnues, les réductions d'émissions ne sont ni transférables, ni échangeables que ce soit de gré-à-gré ou sur quelque marché volontaire ou obligatoire que ce soit. Les réductions d'émissions peuvent seulement être utilisées pour la compensation volontaire des émissions d'acteurs non étatiques (entreprises, collectivités, particuliers, etc.).

Les textes réglementaires encadrant la mise en œuvre de ce label ont été publiés en novembre 2018. Les premières méthodes auxquelles doivent se conformer les projets pour bénéficier de la labélisation ont été validées.

▪ **Orientations transversales de la SNBC**

Le projet de SNBC 2 définit des orientations transversales concernant l'empreinte carbone ; la politique économique ; la politique de recherche et d'innovation ; l'urbanisme, l'aménagement et les dynamiques territoriales.

Empreinte carbone :

- ✓ Mieux maîtriser le contenu carbone des produits importés
- ✓ Encourager tous les acteurs économiques à une meilleure maîtrise de leur empreinte carbone
- ✓ Encourager les citoyens à une meilleure maîtrise de leur empreinte carbone

Politique économique :

- ✓ **Adresser les bons signaux aux investisseurs, notamment en termes de prix du carbone, et leur donner la visibilité nécessaire sur les politiques climatiques**
- ✓ **Assurer une transition juste pour tous**
- ✓ **Soutenir les actions européennes et internationales en matière de finance et de prix du carbone cohérents avec l'accord de Paris**
- ✓ **Favoriser les investissements dans des projets favorables à la transition bas-carbone, en développant les outils financiers permettant de limiter la prise de risque des investisseurs et en définissant des critères robustes pour déterminer quels sont les projets favorables à la transition bas-carbone.**
- ✓ **Développer l'analyse des impacts climatiques des actions financées par les fonds publics et des politiques publiques, afin d'en faire un critère de décision. S'assurer que les actions contraires à l'atteinte de nos objectifs climatiques ne bénéficient pas de financement public.**

Politique de recherche et d'innovation :

- ✓ Développer les innovations bas-carbone et faciliter leur diffusion rapide, en s'appuyant sur la recherche fondamentale et appliquée

Urbanisme, aménagement et dynamiques territoriales :

- ✓ Contenir l'artificialisation des sols et réduire les émissions de carbone induites par l'urbanisation

3.1.1.2. Politiques et mesures visant à assurer la conformité avec le règlement (UE) 2018/841

La première stratégie nationale bas-carbone adoptée en 2015 contient des orientations fortes visant à développer une gestion plus durable des terres pour limiter l'artificialisation des terres, en particulier agricoles, stocker et préserver le carbone dans les sols et la biomasse et renforcer l'absorption de carbone par le secteur forêt-bois.

Ces orientations se fondent notamment sur le projet agroécologique pour la France d'une part et la dynamisation de la gestion forestière d'autre part. En particulier, s'agissant du secteur forêt-bois, quatre leviers sont identifiés comme complémentaires :

- **la substitution des matériaux énergivores par des produits biosourcés**
- **la valorisation énergétique de produits biosourcés ou de déchets issus de ces produits qui se substituent aux énergies fossiles**
- **le stockage de carbone dans les produits bois et ceux à base de bois-déchet**
- **la séquestration de carbone dans l'écosystème forestier.**

Politiques et mesures planifiées

- La **Stratégie nationale bioéconomie** (adoptée en 2017) et son plan d'action 2018-2020 intègrent dans une même perspective toutes les politiques publiques s'intéressant à la biomasse, afin de remettre l'économie du carbone renouvelable et du vivant au cœur de l'économie, en substituant les produits fossiles et miniers par des produits biosourcés.
- Le **Programme national de la forêt et du bois (PNFB)**, qui cadre la politique forestière pour la période 2016-2026, vise notamment à renforcer le rôle des forêts dans la lutte contre le changement climatique et fixe un objectif de mobilisation supplémentaire de +12 millions de m³ de bois portant sur la récolte commercialisée. Le PNFB est en cours de déclinaison localement par les Programmes Régionaux de la Forêt et du Bois.
- La **Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse**, adoptée en 2018, établit une estimation du potentiel de différents types de biomasse et fixe de grandes orientations pour mieux les mobiliser, notamment pour atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie en matière de chaleur et de capacité de production électrique utilisant de la biomasse et en cohérence avec l'objectif du PNFB pour la biomasse forestière.
- Le **Plan national d'adaptation au changement climatique**, adopté en décembre 2018, prévoit plusieurs actions en faveur de l'adaptation des forêts au changement climatique, en particulier pour augmenter la résilience face au risque accru de feux de forêt, qui ont un effet négatif sur le stock de carbone en forêt.
- Le **Contrat Stratégique de la Filière Bois (CSF 2018-2022)**, signé par les professionnels de la filière et le gouvernement, vise à promouvoir l'usage de bois et renforcer la compétitivité de la

filière. Le CSF contribue à préciser un nouveau modèle d'économie circulaire visant à produire de manière durable, en limitant les gaspillages de matières premières et en veillant au recyclage et à la valorisation des déchets de bois (défi 3). Il prévoit également de développer l'usage du bois dans la construction, permettant ainsi un stockage de longue durée du carbone (défi 4).

- Le **plan interministériel pour relancer la filière forêt-bois**, lancé en novembre 2018, porte sur trois axes : mobiliser et renouveler durablement la ressource forestière, développer les marchés finaux, soutenir l'innovation et l'investissement, améliorer la performance environnementale de la filière et son développement dans les territoires.
- Le **plan biodiversité**, publié en 2018, qui vise à mettre en œuvre l'objectif de réduire à zéro la perte de biodiversité nette, propose notamment une série d'actions pour limiter la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers pour atteindre l'objectif de zéro artificialisation nette.
- Le **plan « action cœur de ville »**, lancé en 2018, mobilisera 5 Md € sur 5 ans pour revitaliser les centres-villes. Ce plan doit notamment permettre de limiter l'étalement urbain et réduire l'artificialisation des sols.

Précisions sur la mise en œuvre de la stratégie dans le secteur forêt-bois

La dynamisation de la gestion forestière s'appuie sur un diagnostic au cas par cas des peuplements existants au regard des circonstances et potentialités locales, ainsi que sur de la recherche, du développement et de l'innovation. Elle prend en compte l'ensemble des enjeux économiques, sociaux et environnementaux concernés, avec la préservation du carbone dans les compartiments du sol, de la biomasse aérienne et souterraine, de la litière du bois mort et des produits ligneux récoltés, le maintien des autres services écosystémiques, le respect des paysages, la préservation de la biodiversité, la protection contre les risques naturels, les attentes des citoyens, ainsi que la recherche de la création de valeur économique et d'emploi.

Elle peut se traduire par plusieurs actions : introduction d'espèces et/ou de provenances mieux adaptées au changement climatique, diversification des essences et des itinéraires sylvicoles à l'échelle d'un massif, réduction des durées de rotation forestières en situation de risque, éclaircies dans les futaies permettant la production de bois de qualité, régénération naturelle, maintien d'îlots de vieux arbres pour conserver la biodiversité associée aux stades sénescents, amélioration des taillis ou taillis sous futaie par balivage et sélection de semis naturels, restauration par plantation de forêts dégradées – dépérissantes ou en impasse sylvicole –, amélioration de boisements spontanés issus de déprise agricole. Ces actions sylvicoles s'inscrivent dans des stratégies de gestion forestière améliorée (IFM, Improved Forest Management) afin d'assurer dans le temps le renforcement et la résilience des puits et stocks de carbone forestiers.

La production et la récolte de bois augmentent grâce à des mesures pour renforcer la mise en place d'une gestion forestière dynamique et plus durable par les propriétaires forestiers, et grâce à des mesures pour dissuader la consommation de matières fossiles ou minérales à forte empreinte environnementale, et inversement promouvoir l'utilisation de produits biosourcés dans l'ensemble de l'économie. Cette augmentation quantitative de la production et de la récolte s'accompagne d'une amélioration qualitative de son usage vers des produits à longue durée de vie et à fort potentiel de substitution, en diminuant les pertes de matière ou d'énergie à toutes les étapes de la transformation, et en améliorant la collecte et le recyclage des produits bois en fin de vie.

L'ensemble de la filière forêt-bois, de l'amont vers l'aval, est encouragée dans cette voie. La sylviculture et la production de bois sont progressivement mais fortement réorientées par des politiques publiques et des stratégies professionnelles vers les marchés à forte valeur-ajoutée et à haute valeur environnementale. Les filières et usages encouragés sont :

- pour les usages matériaux : segments sous valorisés de la chaîne de production notamment pour les bois feuillus, construction, chimie biosourcée.
- pour les usages énergétiques : quelques grosses unités, permettant à terme le captage et la réutilisation du CO₂ (CUC) ou son stockage pérenne (CSC) mais surtout des unités de taille moyenne à petite réparties dans les territoires (production de chaleur, cogénération, biocarburants avancés, gazéification) fonctionnant à partir des petits bois, des bois de mauvaises qualités et d'une partie des rémanents issus de la sylviculture, des co-produits de la 1^{ère} et 2^{ème} transformation du bois et des bois-déchets en seconde vie.

Le boisement ne se fait pas en conflit avec la production agricole. La priorité est d'accompagner et d'enrichir les boisements qui se sont ou qui se seraient produits spontanément sur les terres en déprise. Un potentiel de boisement sera également recherché sur certains types de terres qui ne se seraient pas boisées spontanément, comme sur des terres dégradées, ainsi que dans la renaturalisation de terres artificialisées comme les terrains vagues, les friches industrielles ou les terrains enherbés artificiellement.

▪ Orientations de la SNBC

Le projet de SNBC 2 définit les orientations stratégiques suivantes concernant le secteur des terres :

- pour le secteur forêt-bois :

- ✓ **En amont, assurer dans le temps la conservation et le renforcement des puits et des stocks de carbone du secteur forêt-bois, ainsi que leur résilience aux stress climatiques**
- ✓ **Maximiser les effets de substitution et le stockage de carbone dans les produits bois en jouant sur l'offre et la demande**
- ✓ **Evaluer la mise en œuvre des politiques induites et les ajuster régulièrement en conséquence, pour garantir l'atteinte des résultats et des co-bénéfices attendus**

- pour le secteur agricole :

- ✓ **Stopper le déstockage actuel de carbone des sols agricoles et inverser la tendance, en lien avec l'initiative « 4p1000, les sols pour la sécurité alimentaire et le climat ».**

- pour le changement d'affectation des terres :

- ✓ **Contenir l'artificialisation des sols et réduire les émissions de carbone induites par l'urbanisation.**

Vision et objectif sur le long terme d'un passage à une économie à faibles émissions et d'un équilibre entre les émissions et les absorptions conformément à l'accord de Paris

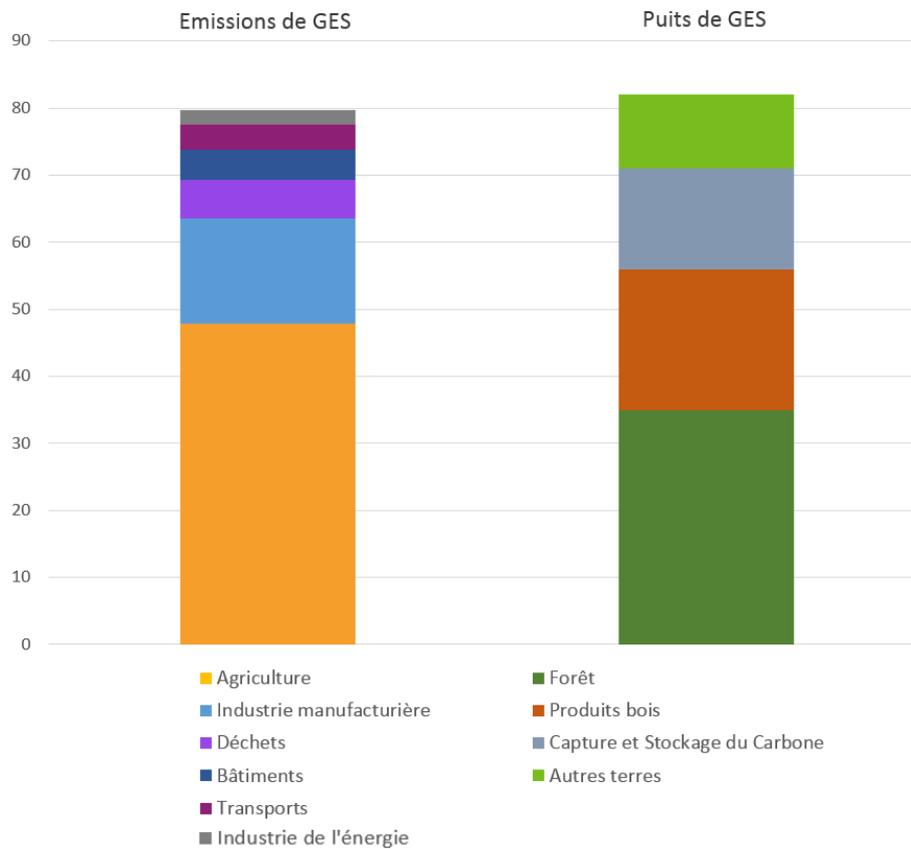
Le Plan Climat présenté en juillet 2017 a renouvelé l'ambition de long terme de la France en fixant pour cap la neutralité carbone dès 2050 pour le territoire français. La neutralité carbone constitue un objectif ambitieux mais son atteinte est, selon les derniers travaux du GIEC, indispensable au niveau mondial dès que possible pour contenir le réchauffement climatique à 1,5°C.

La version révisée de la SNBC est la feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Elle s'appuie sur un scénario de référence qui met en évidence des orientations de politiques publiques (présentées dans les paragraphes précédents), en supplément des mesures existantes aujourd'hui, qui permettraient à la France de respecter ses objectifs climatiques et énergétiques à court, moyen et long-terme.

Le scénario de référence se veut à la fois ambitieux dans ses objectifs et raisonnable dans la façon de les atteindre, sans faire de paris technologiques majeurs. Néanmoins, le scénario recourt raisonnablement à un certain nombre de technologies nouvelles (capture, stockage et utilisation du carbone - CSUC-, power-to-gas, stockage d'énergie...).

À l'horizon 2050, un certain niveau d'émissions paraît incompressible, en particulier dans les secteurs non énergétiques (agriculture et procédés industriels). Atteindre la neutralité carbone implique donc de compenser ces émissions par des puits de carbone. Le puits estimé du secteur des terres (forêt et terres agricoles) optimisé et durable, ajouté à un puits estimé de capture et stockage du carbone, permet d'équilibrer uniquement les émissions résiduelles non énergétiques ainsi que des émissions résiduelles issues d'énergies fossiles conservées pour une partie des transports (aérien).

Figure 16: Puits et émissions de gaz à effet de serre en France en 2050 selon le scénario de référence



Pour atteindre la neutralité carbone, il est nécessaire :

- **de décarboner totalement¹⁴ la production d'énergie à l'horizon 2050** et de se reposer uniquement sur les sources d'énergie suivantes : les ressources en biomasse (déchets de l'agriculture et des produits bois, bois énergie...), la chaleur issue de l'environnement (géothermie, pompes à chaleur...) et l'électricité décarbonée ;
- **de réduire fortement les consommations d'énergie dans tous les secteurs**, en renforçant substantiellement l'efficacité énergétique et en développant la sobriété (le scénario se fonde sur des besoins de la population en légère diminution dans l'ensemble des secteurs par rapport au scénario tendanciel, associé à un changement important des modes de consommation, sans perte de confort) ;
- **de diminuer au maximum les émissions non liées à la consommation d'énergie** (par exemple de l'agriculture, ou des procédés industriels) ;
- **d'augmenter le puits de carbone (naturel et technologique)** pour absorber les émissions résiduelles incompressibles à l'horizon 2050 tout en développant la production de biomasse. Une tension certaine sur les ressources en biomasse est à prévoir du fait de la structure actuelle du système très tournée vers les combustibles liquides et gazeux.

3.1.1.3. Le cas échéant, coopération régionale dans ce domaine

La France n'a pour l'instant pas de coopération régionale dans le domaine.

3.1.1.4. Le cas échéant, sans préjudice de l'applicabilité des règles en matière d'aides d'État, mesures de financement, y compris le soutien de l'Union et l'utilisation de fonds de l'Union, dans ce domaine au niveau national

Les mesures relatives à ce domaine sont diverses et en partie transversales, et correspondent à différents types de financement. Il n'y a pas de mesure de financement prévue spécifiquement pour ce domaine.

3.1.2. Energies renouvelables

Les mesures de promotion des énergies renouvelables sont définies pour atteindre les objectifs fixés par la loi. Ces objectifs étant exprimés en taux de renouvelables par rapport à la consommation d'énergie, les quantités d'énergies renouvelables cibles dépendent des quantités consommées. Les quantités consommées dépendent du contexte macroéconomique. C'est pourquoi les objectifs à 2028 sont exprimés comme une fourchette (scénario A et scénario B) qui permettra d'atteindre les objectifs de la loi. Selon le contexte macro-économique, pour maintenir le même taux de pénétration des énergies renouvelables, le gouvernement pourrait renforcer les mesures politiques.

3.1.2.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération

Pour dynamiser la production de chaleur renouvelable des mesures transversales à toutes les filières vont être adoptées. Pour certaines filières, elles seront suffisantes pour aider la pénétration de la chaleur

¹⁴ La décarbonation est en réalité « quasi-totale » du fait qu'il demeure des fuites résiduelles incompressibles de gaz renouvelables d'une part, et un recours partiel aux énergies fossiles dans le transport aérien.

renouvelable, pour d'autres elles devront être complétées par des mesures spécifiques qui seront mentionnées dans le paragraphe correspondant.

Le tableau suivant reprend l'objectif de consommation finale de chaleur renouvelable qui pourra être atteint grâce à la mise en œuvre des mesures.

Mesures transversales pour développer la chaleur renouvelable :

Mesures techniques :

- Veiller à ce que la future réglementation environnementale sur les bâtiments neufs (RE 2020) conduise à un taux minimum de chaleur renouvelable dans tous les bâtiments neufs (individuel, collectif et tertiaire) dès sa mise en œuvre ;
- Faire un retour d'expérience du moteur de calcul dans la RT2012 et sur l'expérimentation E+C- pour mieux valoriser les EnR thermiques, notamment le solaire thermique, dans la future réglementation environnementale RE 2020 ;
- Faciliter le recours au classement des réseaux de chaleur et de froid performants (le classement d'un réseau de chaleur ou de froid est une procédure permettant de définir des zones à l'intérieur desquelles toute nouvelle installation doit être raccordée au réseau.).

Mesures financières :

- Poursuivre le renforcement du Fonds chaleur dès 2019 avec un budget annuel 307 M€ en 2019 puis 350 M€ à compter de 2020. Le niveau des autorisations d'engagement de l'ADEME pour le Fonds Chaleur sera stabilisé à 350 M€ à partir de 2022 si aucune évolution de la fiscalité carbone n'intervient d'ici là ;
- Simplifier les règles du fonds chaleur : l'obligation des avances remboursables pour les projets du fonds chaleur a été supprimée en 2019 et remplacée par des subventions, les règles d'encadrement des aides internes à l'ADEME ont été rapprochées en 2019 de l'encadrement communautaire en s'alignant sur les niveaux de soutien maximaux pour les réseaux de chaleur plus favorable pour les activités non économiques ; développer les contrats territoriaux et patrimoniaux de développement des énergies renouvelables, qui permettent de subventionner des grappes de petits projets ;
- Rendre le CITE et MaPrimeRénov' qui lui succède plus efficaces en fixant un montant forfaitaire, différencié selon les technologies et tenant notamment compte de la production de chaleur renouvelable assurée par chaque type d'équipement ;
- Maintenir la TVA à 5,5 % pour les équipements de chaleur renouvelable éligibles au CITE, et les travaux liés (exemple : conduit d'évacuation des fumées, silo à granulés) ;
- Mieux articuler les Certificats d'Économie d'Énergie (dit CEE) et les aides du Fonds Chaleur selon des conditions respectant l'encadrement communautaire européen ;
- Depuis mi-2019, l'éco-prêt à taux zéro s'applique pour tous travaux éligibles au CITE sans aucune condition de bouquet de travaux.
- Rendre les critères d'éligibilité à la TVA réduite à 5,5 % plus ambitieux avec un relèvement du seuil de 50 % d'énergie renouvelable et de récupération dans un calendrier soutenable (60 % en 2030).

Mesures d'information/communication/sensibilisation :

- Mener une campagne collective de conviction des collectivités de plus de 10 000 habitants pour initier les projets de construction d'un réseau de chaleur et/ou de froid ;

- Faire connaître à l'ensemble des acteurs publics le site de l'observatoire des réseaux de chaleur et de froid ainsi que le site internet Via Seva pour le grand public ;
- Permettre aux particuliers de connaître deux fois par an leur consommation de chaleur et de froid à compter d'octobre 2020 sur leurs factures d'énergie conformément aux dispositions du paquet européen pour respecter les standards en matière de comptage et d'information des clients ;
- Mettre à disposition la liste des bâtiments de l'État et leurs modes de chauffage.

Biomasse solide

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Favoriser la valorisation chaleur de la biomasse avant la cogénération haut rendement. La chaleur sera nettement prioritaire pour la valorisation énergétique de la biomasse ;
- Remplacer à un rythme rapide les appareils indépendants de chauffage au bois (foyers, poêles, inserts) peu performants par des équipements plus performants en termes de rendement et de qualité de l'air (flamme verte, granulés, etc.) ;
- Organiser une campagne de sensibilisation sur la bonne utilisation du bois domestique ;
- Développer des analyses territoriales de la biomasse à l'échelle régionale (dans le cadre de l'élaboration des schémas régionaux biomasse) afin de mobiliser les ressources en biomasses disponibles mais pas encore exploitées avec une mise à jour des données d'inventaire (travail en cours de l'IGN),
- Poursuivre le soutien aux chaufferies dans le collectif et l'industrie via le Fonds chaleur.

Pompes à chaleur

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Pérenniser des soutiens via le CITE/MaPrimeRénov' pour les PAC air/eau et pour les PAC géothermiques, en visant le même ordre de grandeur de reste à charge pour l'une ou l'autre de ces deux solutions ;
- Soutenir la géothermie assistée par pompe à chaleur ainsi que les projets de froid renouvelable par géothermie via le Fonds Chaleur.

Géothermie profonde

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Mettre en place une animation locale, avec au moins un animateur spécialiste de la géothermie par région, avec le soutien de l'ADEME ;
- Soutenir l'investissement en géothermie, en réseaux de chaleur et de froid géothermique, solutions de stockage de chaleur par géothermie, par le Fonds chaleur ;
- Pérenniser le Fonds de garantie SAF et l'adapter le cas échéant afin de développer le potentiel de nouveaux aquifères peu connus en fonction des conclusions de l'étude de dimensionnement menée par l'ADEME ;
- Permettre une participation du Fonds Chaleur au financement de cartographies régionales pour la Géothermie de Minime Importance (GMI), et le cas échéant au financement d'aides à la décision sur la rentabilité économique de la ressource géothermique de surface ;

- Modifier le code minier pour mentionner explicitement la production de froid par géothermie.

Solaire thermique

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Dans l'individuel :
 - Pérenniser le soutien via le CITE aux dispositifs solaires thermiques (SSC, CESI etc.) dans le cadre du recentrage du CITE sur les travaux les plus efficaces ;
 - Développer un kit de communication pour les conseillers FAIRE sur l'intérêt du solaire thermique dans l'individuel, pour qu'ils promeuvent davantage cette solution.
- Dans le collectif, tertiaire et l'industrie :
 - Prolonger pour au moins 3 ans l'appel à projets du fonds chaleur pour les grandes surfaces solaires thermiques, dont les critères d'évaluation des projets ont été revus en 2019 ;
 - Permettre des aides du Fonds chaleur à la réhabilitation d'installations défaillantes ; audit de dimensionnement, instrumentation des performances, montée en compétences, subvention sous condition (par exemple si aucun soutien déjà accordé sur l'installation ou si un CPE est envisagé) ;
 - Depuis, 2019, l'alimentation des réseaux de chaleur par du solaire thermique est prise en compte pour l'attribution de la TVA à taux réduit de la chaleur livrée par des réseaux EnR&R ;
 - Intégrer dans les audits énergétiques des grandes et moyennes entreprises une évaluation technico-économique de la production de chaleur solaire ou géothermique ;
 - Développer une communication sur l'intérêt du solaire thermique vers le milieu agricole ;
 - Diversifier le rôle des animateurs bois énergie vers d'autres technologies comme le solaire thermique et la géothermie.

La chaleur de récupération

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Rendre obligatoire la valorisation énergétique du biogaz capté dans les installations de stockage de déchets, lorsque c'est pertinent ;
- Organiser une action pour stimuler les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les unités de valorisation énergétique (UVE) pour récupérer davantage de chaleur fatale ; cette action sera envisagée en lien avec la publication du *BREF - Best available techniques REFerence documents* pour ce secteur (les documents BREF décrivent par secteur d'activité les meilleures techniques disponibles et les niveaux de performance associés à ces techniques : l'inspection des installations classées pourra être appelée à examiner le ratio d'efficacité énergétique de chaque unité de valorisation énergétique pour qu'il atteigne le meilleur ratio possible dans la fourchette admissible) ;
- Mener un retour d'expérience sur l'analyse coûts-avantages de récupération de chaleur mise en place en 2015 et faire évoluer le cas échéant ce régime ;
- Structurer un réseau d'animation sur la chaleur fatale industrielle, par exemple en faisant monter en compétence les réseaux d'animation territoriaux « écologie industrielle » existants, ou en sensibilisant et accompagnant les zones fortement industrielles (ex : zones portuaires, plateformes chimiques) ;

- Evaluer le potentiel de récupération de la chaleur des eaux usées à travers les SRADDET et la mise à jour de l'étude ADEME sur la chaleur fatale.

3.1.2.2. La valorisation énergétique des déchets

Mesures :

- Organiser une action pour stimuler les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les unités de valorisation énergétique (UVE) à récupérer davantage de chaleur fatale. Cette action sera envisagée en lien avec la publication du BREF pour ce secteur (les documents BREF décrivent par secteur d'activité les meilleures techniques disponibles et les niveaux de performance associés à ces techniques : l'inspection des installations classées pourra être appelée à examiner le ratio d'efficacité énergétique de chaque unité de valorisation énergétique pour qu'il atteigne le meilleur ratio possible dans la fourchette admissible), et pourra s'appuyer sur un inventaire réalisé par le syndicat professionnel SN2E et le Syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains et assimilés (SVDU) et sur l'expertise de l'ADEME.
- Maintenir les aides versées au titre du Fonds Déchets pour l'amélioration de l'efficacité énergétique des UIOM et du Fonds Chaleur pour le raccordement aux réseaux de chaleur de récupération ;
- Reconduire l'appel à projets sur les combustibles solides de récupération, avec le Fonds déchets de l'ADEME.

3.1.2.3. Les biocarburants

Mesures de soutien des biocarburants :

- Poursuivre le soutien national au développement des biocarburants via une incitation à l'incorporation pour les opérateurs qui mettent à la consommation les carburants ;
- Au-delà du plafond existant pour les biocarburants conventionnels, limiter l'incorporation de biocarburants réalisés à partir de matières premières présentant un risque élevé d'induire des changements indirects dans l'affectation des sols (ex : certaines huiles de palme ou de soja), comme le prévoit la nouvelle directive européenne relative aux énergies renouvelables RED2 ;
- Renforcer les critères de durabilité et la traçabilité des matières premières.

3.1.2.4. Le gaz renouvelable et de récupération

Mesures de soutien du biogaz :

- Donner de la visibilité en adoptant un calendrier d'appel d'offres pour le biométhane injecté : deux appels d'offres, pour un objectif de production annuelle de 350 GWh PCS/an chacun, seront lancés chaque année ;
- Consolider l'obligation d'achat de biogaz à un tarif réglementé et lancer des appels d'offres permettant d'atteindre les objectifs de production à un coût maîtrisé grâce à de fortes baisses des coûts :
 - Les appels d'offres seront basés sur une trajectoire de tarif d'achat de référence, utilisée pour dimensionner l'enveloppe budgétaire, dont la cible sera de 75 €/MWh PCS pour les projets de biométhane injecté sélectionnés en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028. Si ce prix moyen n'est pas atteint, les volumes alloués seront réduits afin de ne pas dépasser le niveau de dépense publique visé. Une trajectoire de tarif d'achat maximal atteignant 90 €/MWh

PCS pour le biométhane injecté en 2023 et 80 €/MWh PCS en 2028 sera également mise en place ;

- Le volume de l'appel d'offres sera augmenté si les tarifs moyens demandés dans le cadre des offres sont inférieurs à la trajectoire de tarif d'achat de référence. Le tarif d'achat proposé en guichet ouvert pour les installations de petite taille sera ajusté à la baisse en cas de contractualisation de capacités de production de biogaz supérieures à l'objectif de 800 GWh PCS par an sur l'ensemble des filières de valorisation.
- Mettre en place un dispositif de soutien adapté pour le biométhane non injecté dans les réseaux de gaz naturel (en particulier biométhane utilisé directement pour des véhicules au bioGNV) ;
- Favoriser le GNV et le bioGNV notamment grâce au suramortissement à l'achat de véhicules compatibles ;
- Accélérer le déploiement du GNV : soutenir la production de biométhane pour les méthaniseurs qui alimentent les véhicules (bus, camions) pour développer l'usage direct local en particulier lorsqu'on est loin du réseau de gaz ;
- Faciliter l'approvisionnement et le raccordement des stations GNV aux réseaux de gaz naturel.
- Le calendrier ci-dessous marque les trimestres où un appel d'offres sera lancé à hauteur de 350GWh/an.

2019				2020				2021				2022				2023				2024			
T1	T2	T3	T4																				
	350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an		350 GWh PCS /an

La gazéification de matière organique

La gazéification correspond à une décomposition par voie thermo-chimique de matière organique en un gaz de synthèse composé principalement de méthane, d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Ce gaz de synthèse peut ensuite être valorisé de différentes manières. La gazéification pour production de chaleur constitue l'une des technologies de la filière bois énergie. Le gaz de synthèse peut également être converti par un processus de méthanation, puis épuré, pour être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Contrairement à la méthanisation, la gazéification peut utiliser de la matière ligneuse. Cette utilisation de la matière ligneuse est susceptible de faire entrer la gazéification pour injection dans les réseaux gaziers en concurrence avec la filière bois énergie, filière dont le développement nécessite un soutien public moindre. Compte tenu de ce moindre besoin de soutien public, il sera donné une priorité au développement de la filière bois énergie, qui inclut la gazéification pour production de chaleur, par rapport au soutien à la gazéification pour injection.

Il est prévu des retours d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification pour injection dans les réseaux gaziers afin d'étudier la place que pourrait prendre cette filière. Seront notamment étudiés le niveau d'efficacité énergétique de ce mode de valorisation de la biomasse, ainsi que les enjeux environnementaux des installations.

La possibilité de développer la gazéification pour injection sans concurrencer la filière bois énergie sera étudiée. Le cas échéant, les appels d'offres relatifs à l'obligation d'achat de biométhane mentionnés ci-dessus pourront être élargis afin d'être ouverts, dans les mêmes conditions, aux projets de gazéification pour injection dans les réseaux de gaz naturel.

Mesures :

- Réaliser un retour d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification pour injection dans les réseaux gaziers ;
- Étudier la possibilité de développer la gazéification pour injection sans concurrencer la filière bois énergie et, le cas échéant, autoriser les projets de gazéification pour injection dans les réseaux de gaz naturel à participer aux appels d'offres relatifs à l'obligation d'achat de biométhane.

Hydrogène et power to gas

Mesures :

- Mettre en place un soutien au développement de l'hydrogène décarboné à hauteur de 50 M€ par an et lancer des appels à projet sur la mobilité et la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs ;
- Mettre en place en 2020 d'un système de traçabilité de l'hydrogène décarboné ;
- Prolonger la mesure de sur-amortissement à l'achat de véhicules hydrogène a minima dans les mêmes conditions que pour le GNV (poids lourds>3,5t) ;
- Mobiliser les institutions financières (financements privés et publics dont CDC, BPI) et standardiser les modèles de cofinancement pour les projets de déploiements d'écosystèmes mutualisant au niveau local différents usages (mobilité, industrie, etc.) dans les territoires ;
- Mener avec tous les acteurs concernés une réflexion sur la simplification et l'harmonisation des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement en hydrogène associées ;
- Poursuivre un soutien à l'innovation, en particulier pour accompagner l'industrialisation et le passage à l'échelle des acteurs français.

Le gaz de récupération, la pyrogazéification

Mesures :

- Réaliser un retour d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification pour injection dans les réseaux gaziers et pour production de chaleur.

3.1.2.6. L'électricité

Mesures transversales pour l'augmentation des capacités de production des énergies renouvelables électriques

- Donner de la visibilité sur les calendriers d'appels d'offres ;

- Poursuivre les mesures de simplification administrative engagées afin de raccourcir les délais de développement et de réduire les coûts ;
- Soutenir le développement de l'investissement participatif dans les projets par les citoyens et les collectivités locales ;
- **Préparer le recyclage à grande échelle des installations en fin de vie.**

L'hydroélectricité

Mesures complémentaires aux mesures transversales

- Optimiser la production et la flexibilité du parc hydroélectrique, notamment au-travers de suréquipements et de l'installation de centrales hydroélectriques sur des barrages existants non-équipés ;
- Mettre en place un dispositif de soutien à la rénovation des centrales autorisées entre 1MW et 4-5MW ;
- Lancer l'octroi de nouvelles concessions sur quelques sites dont le potentiel aura été identifié ;
- Lancer des appels d'offres pour la petite hydroélectricité selon le tableau ci-dessous.

2019				2020				2021				2022				2023				2024							
T1	T2	T3	T4																								
35 MW				35 MW				35 MW				35 MW				35 MW				35 MW							

Les objectifs et enjeux relatifs aux Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) sont abordés dans la partie stockage.

L'éolien terrestre

Mesures complémentaires aux mesures transversales

- Prioriser l'utilisation d'appels d'offres pour soutenir la filière en réduisant le périmètre du guichet ouvert aux parcs de petite taille et développés dans des zones contraintes et aux parcs citoyens ;
- Maintenir un cadre réglementaire stable en ce qui concerne l'autorisation des parcs, le simplifier si possible et permettre des temps de développement raisonnables pour les porteurs de projets, tout en assurant une bonne prise en compte des enjeux environnementaux et une maîtrise des impacts sur l'environnement et les populations riveraines ;
- Rendre obligatoire d'ici 2023 le recyclage des matériaux constitutifs des éoliennes lors de leur démantèlement ;
- Favoriser la réutilisation des sites éoliens en fin de vie pour y réimplanter des machines plus performantes ;
- Lancer des expérimentations de solutions innovantes pour réduire les nuisances lumineuses tout en préservant la sécurité des avions et permettre d'envisager de nouveaux dispositifs pouvant prétendre à une homologation début 2021 ;

- Elaborer un protocole pour mesurer avec exactitude et de manière non discutable les niveaux de bruits générés par les éoliennes ;
- Généraliser le principe d'une excavation totale des fondations éoliennes lors du démantèlement et augmenter le montant des garanties financières pour tenir compte des nouvelles technologies ;
- Mettre en place un dispositif pour que le développement de l'éolien soit plus équilibré au niveau national et éviter des risques de saturation. Des propositions seront faites en 2020.

Des appels d'offres seront lancés à hauteur de 1850 GW/an (hors repowering) selon le calendrier ci-dessous, à hauteur de 500 MW à 925 MW par période.

2019				2020				2021				2022				2023				2024			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	0,5 GW	0,5 GW	0,6 GW		0,75 GW		0,925 GW		0,925 GW		0,925 GW												

Le photovoltaïque

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Favoriser les installations au sol sur terrains urbanisés ou dégradés, ou les parkings afin de permettre l'émergence des projets moins chers tout en maintenant des exigences élevées sur les sols agricoles et l'absence de déforestation ;
- Conserver la bonification des terrains dégradés, qui permet de limiter la consommation des espaces naturels ;
- Mettre en œuvre les mesures adoptées le 28 juin 2018 à l'issue du groupe de travail solaire dont en particulier :
 - Faciliter le développement du photovoltaïque pour les Ministères, les établissements publics (SNCF, Ports...) et les détenteurs de foncier anthropisé (grande distribution, logistique ...) ;
 - Faciliter le développement du photovoltaïque sur les parkings (simplification des mesures d'urbanisme pour les ombrières de parking) ;
 - Soutenir les collectivités locales, notamment au travers du réseau « Villes solaires » ;
 - Permettre une meilleure intégration du solaire dans le patrimoine français ;
- Adopter le calendrier d'appel d'offres ci-dessous correspondant à 2 GW par an pour les centrales au sol et 0,9 GW par an pour les installations sur grandes toitures ;
- Maintenir un objectif de 300 MW installés par an pour les installations sur petites et moyennes toitures (inférieures à 100 kWc) en orientant les projets vers l'autoconsommation, dynamiser le développement des projets sur la tranche 100-300 kWc en les rendant éligibles au guichet ouvert et accélérer le développement des projets sur les grandes toitures (>300 kWc);
- Soutenir l'innovation dans la filière par appel d'offres, pour faire émerger des solutions innovantes, notamment agrivoltaïques permettant une réelle synergie entre la production

agricole et l'énergie photovoltaïque, en maintenant les volumes de l'appel d'offres actuel (140 MW/an).

Le calendrier ci-dessous marque les trimestres où un appel d'offres sera lancé pour les centrales au sol à hauteur de 1000 MW par période.

2019				2020				2021				2022				2023				2024			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	850 MW		850 MW	850 MW	1000 MW		1000 MW	1000 MW	1000 MW		1000 MW	1000 MW	1000 MW		1000 MW	1000 MW	1000 MW		1000 MW	1000 MW	1000 MW		1000 MW

Le calendrier ci-dessous marque les trimestres où un appel d'offres sera lancé pour les installations sur grande toiture à hauteur de 300MW par période.

2019				2020				2021				2022				2023				2024			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW	

La production d'électricité à partir de bioénergies

Mesures complémentaires aux mesures transversales

- Compte-tenu du coût de la production d'électricité à partir de biomasse, afin d'optimiser le coût global d'atteinte des objectifs en matière d'énergies renouvelables et de favoriser la plus grande efficacité énergétique, le soutien à ces filières sera réservé à la production de chaleur. Aucun appel d'offres cogénération biomasse ne sera lancé sur la période de la PPE ;
- Ouvrir un guichet tarifaire pour les installations de méthanisation entre 0,5 MW et 1 MW pour lesquelles l'injection sur le réseau n'est pas possible ou trop onéreuse. Au-delà, les installations de méthanisation devront s'orienter vers l'injection de biométhane dans le réseau ;
- Amplifier l'amélioration de l'efficacité énergétique des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers, mener une action spécifique sur la dizaine d'incinérateurs sans valorisation énergétique et aller au-delà du critère d'efficacité énergétique des unités existantes ;
- Reconduire l'appel à projets sur les combustibles solides de récupération de l'ADEME.

L'éolien en mer et les énergies marines renouvelables

Mesure : lancer les appels d’offres ci-dessous correspondant pour les éoliennes en mer avec des prix plafond supérieurs de 10 à 20 €/MWh aux prix cibles.

Date d’attribution de l’AO	2019	2020	2021	2022	2023	>2024
Eolien flottant 750MW			250 MW <i>Bretagne Sud</i> (120 €/MWh)	2 x 250 MW <i>Méditerranée</i> (110 €/MWh)		1 000 MW par an, posé et/ou flottant, selon les prix et le gisement, avec des tarifs cibles convergeant vers les prix de marché sur le posé
Eolien posé 2,5 à 3 GW	600 MW <i>Dunkerque</i> (45 €/MWh)	1 000 MW <i>Manche Est Mer du Nord</i> (60 €/MWh)*	500 – 1 000 MW <i>Sud-Atlantique**</i> (60 €/MWh)		1 000 MW (50 €/MWh)	

Calendrier des appels d’offres pour l’éolien offshore (les dates indiquées sont les dates auxquelles un lauréat sera sélectionné, en fin de procédure de dialogue concurrentiel).

Lors du lancement d’un nouveau projet, l’Etat envisagera systématiquement la réalisation d’une extension et la mise en place d’un raccordement mutualisé. Les projets attribués à partir de 2024 portent notamment sur des extensions des parcs éoliens en mer précédents, avec un raccordement mutualisé.

Concernant l’hydrolien, il n’est pas prévu de soutien financier au cours de la période couverte par la PPE, le gouvernement sera néanmoins attentif aux avancées de la filière.

La géothermie électrique

Compte-tenu du coût de la production d’électricité par géothermie, afin d’optimiser le coût global d’atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables, le soutien à la géothermie se concentre sur la production de chaleur. Les projets de production d’électricité ayant déjà fait l’objet d’une demande de complément de rémunération recevable seront soutenus. Des projets innovants, notamment couplés à de la production de lithium, seront le cas échéant soutenus dans le cadre de dispositifs à la R&D.

3.1.2.7. Coût de soutien des ENR

Soutien à la production de chaleur renouvelable

Les coûts du soutien du fonds chaleur et du CITE tiennent d’ores et déjà compte des évolutions annoncées de la composante carbone. Cela a déjà été pris en compte dans l’estimation des besoins budgétaires.

Fonds chaleur

Le fonds chaleur a été doté sur la période 2009-2017 d’un montant de 1,9Md€ en engagements juridiques. Comme souligné par la cour des comptes, il s’agit d’un dispositif efficient avec un taux d’aide moyen de 4€/MWh produit, soit environ 16 €/tCO₂ évitée et un effet de levier intéressant (1€ du fonds chaleur pour 3€ d’investissements).

En 2017, les aides du fonds chaleur correspondent à un soutien budgétaire de :

- 1€/MWh pour la récupération de chaleur fatale ;
- 4€/MWh pour le soutien au bois ;
- 7€/MWh pour la géothermie ;
- 8€/MWh pour les réseaux de chaleur ;
- 11€/MWh pour les contrats ENR patrimoniaux et territoriaux (grappes de petits projets concernant un même propriétaire ou un même territoire) ;
- 33€/MWh pour le solaire thermique (toitures et grandes surfaces).

Sur la base des objectifs du scénario B de la PPE 2028, le budget du Fonds chaleur a été revu dès 2019 pour atteindre un budget annuel de 307 M€ puis 350 M€ à compter de 2020. La trajectoire du Fonds Chaleur pourra être revue à compter de 2021 afin de compenser le gel de la Contribution Climat Energie (CCE). A titre indicatif, si le budget annuel du Fonds était maintenu à 350 M€ sur la période au-delà de 2020, sur la période 2018-2028, le besoin cumulé serait de 3,46 Mds€.

Le crédit d'impôt transition énergétique (CITE)

Pour atteindre les objectifs de la PPE, le CITE et la prime renov contribueront à hauteur de 800 M€ par an fléchés vers le soutien aux équipements de production de chaleur renouvelable

La baisse du taux de TVA pour les réseaux de chaleur

Le tableau ci-après rend compte du coût pour les finances publiques du taux de TVA réduit pour les réseaux de chaleur et de froid lorsque le seuil de 50% d'EnR&R est atteint. Cette estimation tient compte des objectifs fixés pour les réseaux aux échéances de la PPE :

Année de référence 2016	2017-2023	2023-2028 option basse	2023-2028 option haute
55	65	70	75

Coût pour les finances publiques du taux de TVA réduit pour les réseaux de chaleur (M€)

Soutien à la production d'énergies renouvelables électriques

L'État soutient le différentiel entre le prix vente de l'électricité et le coût des filières. Le coût budgétaire doit donc être apprécié en fonction des coûts prévisionnels des filières et les projections d'évolution du prix de vente de l'électricité produite par les énergies renouvelables. Pour chaque filière, les perspectives d'évolution des coûts attendus sont présentées et suivies d'une évaluation du montant budgétaire de soutien. Ce montant est décomposé entre les coûts partis du fait d'engagements antérieurs de l'État et les nouveaux coûts, pour le soutien des nouvelles capacités.

Les coûts de soutien public ont été calculés sur la base des cibles du scénario A de la PPE. Il s'agit de l'enveloppe qui sera allouée par l'Etat au développement des EnR afin d'atteindre ces objectifs. En cas de baisse des coûts supérieure, l'enveloppe allouée permettra d'atteindre les objectifs du scénario B de la PPE.

Les coûts déjà engagés correspondent aux appels d'offres attribués, aux contrats qui ont été signés avant le 31 décembre 2018 et aux projets ayant le droit à une obligation d'achat ayant fait une demande auprès d'un acheteur obligé. Il ne s'agit donc pas du parc installé au 31 décembre 2018, mais d'un ensemble plus large d'installations : en effet, selon les technologies, les installations commencent à produire entre 2 et 4 ans après la signature du contrat.

Deux scénarios de prix de l'électricité ont été étudiés pour l'estimation des coûts de soutien public au développement de l'électricité renouvelable. Ces deux trajectoires atteignent respectivement 56 €/MWh et 42 €/MWh en 2028 pour le prix de marché moyen et sont stables au-delà de 2030. Les prix de vente moyens de l'électricité produite par les installations de production d'électricité renouvelable sont les suivants, pour les principales filières :

	2023	2028
Prix de marché	44 €/MWh	56 €/MWh
Prix de vente de l'éolien	38 €/MWh	46 €/MWh
Prix de vente du photovoltaïque	37 €/MWh	43 €/MWh
Prix de vente de l'éolien offshore	40 €/MWh	48 €/MWh

Hypothèses des prix de vente moyens de l'électricité produite par les principales filières d'énergies renouvelables, pour un scénario à 56 €/MWh en 2028

	2023	2028
Prix de marché	40 €/MWh	42 €/MWh
Prix de vente de l'éolien	34 €/MWh	33 €/MWh
Prix de vente du photovoltaïque	34 €/MWh	30 €/MWh
Prix de vente de l'éolien offshore	36 €/MWh	36 €/MWh

Hypothèses des prix de vente moyens de l'électricité produite par les principales filières d'énergies renouvelables, pour un scénario à 42 €/MWh en 2028

Les prix de vente moyens de l'électricité produite par les installations de production d'électricité renouvelable des filières mentionnées ci-dessus sont plus faibles que les prix moyens de l'électricité sur les marchés, en raison de la corrélation de la production électrique des installations au sein d'une même filière. La production d'électricité solaire, par exemple, intervient au même moment de la journée pour toutes les installations, et l'augmentation des capacités installées d'ici 2028 conduit à une baisse du prix de marché de l'électricité sur ces heures, réduisant le prix moyen perçu par les installations. Une décote doit donc être prise en compte par rapport au prix de marché moyen, pour calculer le soutien public aux installations de production. Ces évaluations conduisent ainsi aux trajectoires suivantes dans les deux scénarios ci-dessus :

Figure 17: Hypothèses des prix de vente moyens de l'électricité produite par les principales filières d'énergies

renouvelables, pour un scénario à 56 €/MWh en 2028

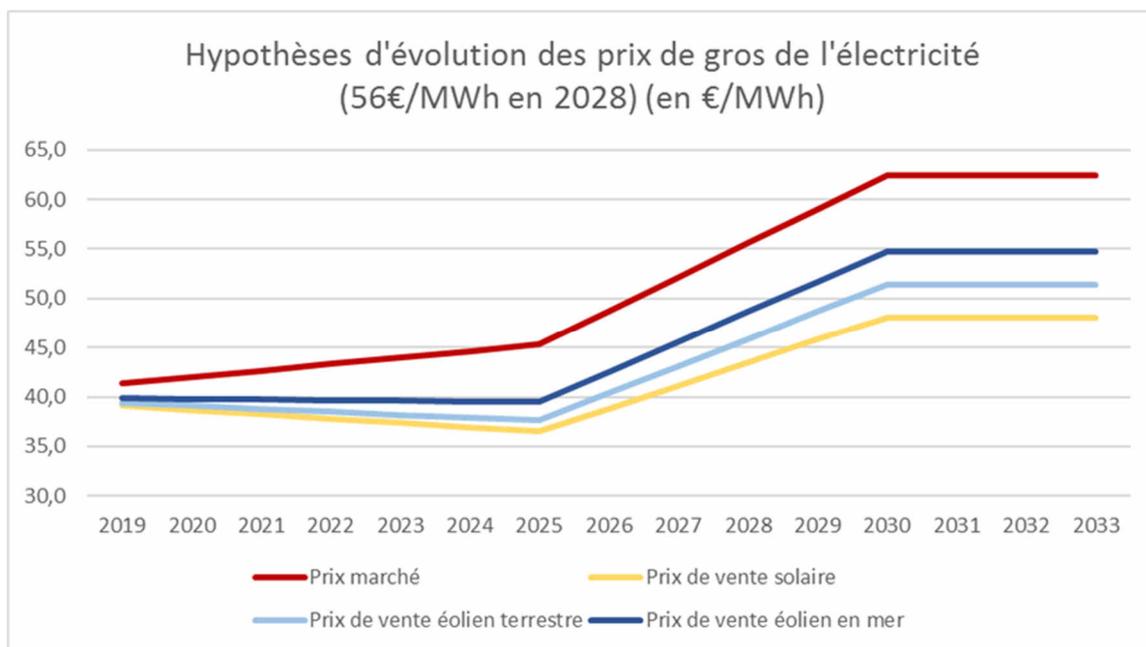
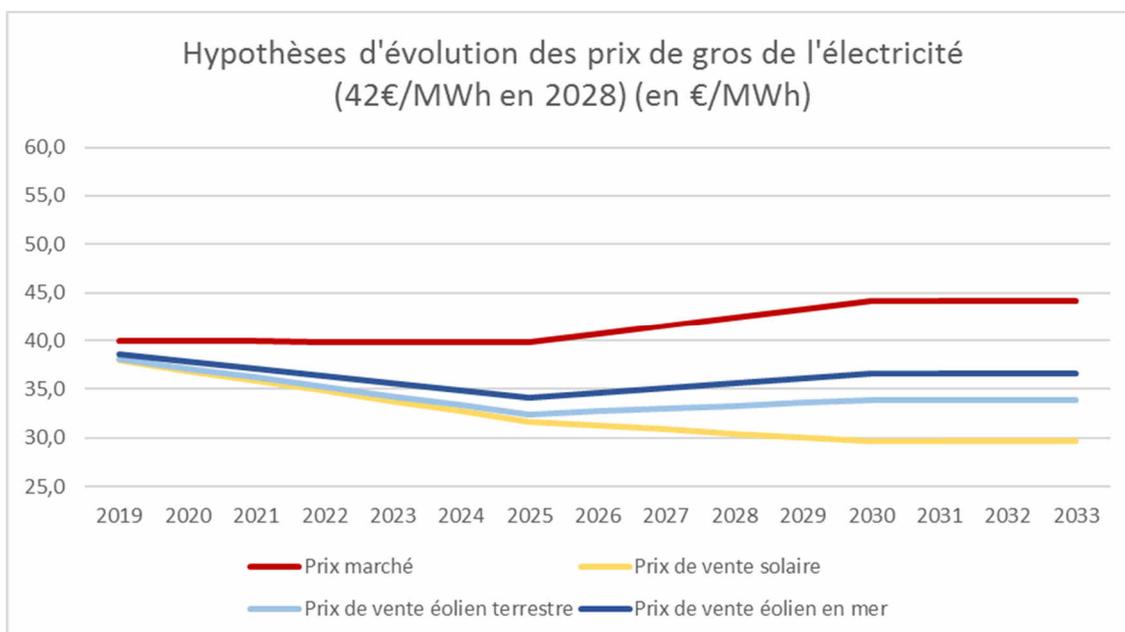


Figure 18: Hypothèses des prix de vente moyens de l'électricité produite par les principales filières d'énergies renouvelables, pour un scénario à 42 €/MWh en 2028



Les estimations réalisées ont fait l'objet d'un avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité qui a souhaité ajouter des variantes, notamment en fonction des tarifs d'achat qui seront obtenus dans les appels d'offres.

Eolien terrestre

	2023	2028
Coût de production des nouvelles installations	68 €/MWh	58 €/MWh
Coût déjà engagé	21,3 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	3,9 à 4,0 Mds€	3,6 à 9,0 Mds€
Total	28,7 à 34,2 Mds€	

Hypothèses et coûts budgétaires lié au soutien de la filière éolienne (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

A noter que pour cette filière, un certain nombre d'installations vont sortir de l'obligation d'achat au cours de la PPE. L'hypothèse est faite que ces parcs continueront à produire quelques années (au moins 5) sans bénéficier de soutien.

Photovoltaïque

	2023	2028
Coût de production des nouvelles installations PV au Sol	60 €/MWh	50 €/MWh
Coût de production des nouvelles installations PV sur grandes toitures	73 €/MWh	60 €/MWh
Coût déjà engagé	39.1 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	4,5 à 5,1 Mds€	1,7 à 6,7 Mds€
Total	45,3 à 51,1 Mds€	

Hypothèses et coûts budgétaires lié au soutien de la filière photovoltaïque (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

Les coûts de soutien pour la filière dépendent beaucoup de la répartition entre les différents segments : sol, grande toiture, petite toiture. L'hypothèse faite dans les modélisations correspond à celle du calendrier d'appel d'offres exposé dans la partie sur les énergies renouvelables électriques. 60 % des capacités seront en particulier développées au sol.

Bioénergies : biomasse et méthanisation

	2023	2028
Coût déjà engagé	6,8 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	0 €	0 €
Total	6,8 Mds€	

Coûts budgétaires lié au soutien de la filière biomasse (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

	2023	2028
<i>Coût de production des nouvelles installations</i>	200 €/MWh	200 €/MWh
<i>Coût déjà engagé</i>	4,6 Mds€	
<i>Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE</i>	0,7 Mds€	1,2 Mds€
<i>Total</i>	6,5 Mds€	

Coûts budgétaires liés au soutien de la filière méthanisation (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

Eolien en mer et énergies marines renouvelables

	2023	2028
Coût déjà engagé	21,9 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	0 Mds€	3,0 à 5,9 Mds€
Total	24,9 à 27,7 Mds€	

Coûts budgétaires lié au soutien de la filière éolien en mer et énergies marines renouvelables (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

La géothermie électrique

	2023	2028
Coût déjà engagé	0,5 Mds€	

Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	0 €	0 €
Total	0,5 Mds€	

Coûts budgétaires lié au soutien de la filière géothermie (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

Soutien à la production de biogaz injecté

Les coûts de soutien pour le biogaz injecté ont été calculés sur la base des coûts de production indiqués dans le tableau ci-dessous permettant d'atteindre 7% de gaz renouvelable en 2030, une baisse supérieure permettrait d'atteindre 10%. Si les coûts de production ne baissent pas autant qu'attendu, le rythme de construction de nouvelles capacités de production sera adapté.

	2023	2028
Coût de production des nouvelles installations	75 €/MWh	60 €/MWh
Coût déjà engagé	2,8 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	2,5 Mds€	4,4 Mds€
Total	9,7 Mds€	

Coûts budgétaires lié au soutien de la filière biogaz injecté (Mds€)

3.1.3. Autres éléments de la dimension

3.1.3.1. Le cas échéant, politiques et mesures nationales affectant le secteur SEQE de l'UE et évaluation de la complémentarité et des incidences sur ce secteur

Les politiques et mesures nationales affectant le SEQE de l'UE sont :

- **les mesures de soutien aux énergies renouvelables (notamment : appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie, fonds chaleur)**
- **les mesures favorisant l'efficacité énergétique (notamment : crédit d'impôt transition énergétique, certificats d'économie d'énergie)**

Ces mesures contribuent à la baisse de la consommation d'électricité par les particuliers (notamment lors des périodes d'hiver où les moyens de production les plus carbonés sont utilisés) et par l'industrie, ainsi qu'à la baisse des émissions dans les secteurs soumis au SEQE. Elles peuvent être complémentaires au SEQE dans la mesure où la vente de quotas économisés par la baisse d'émissions n'est pas toujours suffisante pour rentabiliser les investissements bas-carbone. C'est pour cette raison par exemple que le dispositif de certificats d'économies d'énergie a été étendu aux installations soumises au SEQE en 2019.

Toutefois, ces mesures pourraient conduire à accentuer le surplus de quotas dans l'EU ETS. La mise en place de la réserve de stabilité du marché en 2019 permettra de limiter cet effet.

3.1.4. Politiques et mesures visant à atteindre les autres objectifs nationaux, le cas échéant

Les politiques et mesures suivantes pourront également contribuer à réaliser les objectifs généraux et les objectifs spécifiques de l'union de l'énergie.

3.1.4.1. Cohérence entre atténuation et adaptation

Dans les domaines où adaptation et atténuation sont fortement couplées (ex. forêt, production et consommation d'énergie), il est prévu d'identifier les co-bénéfices possibles et les compromis. Ce travail est prévu en 2019-2021, afin d'alimenter la révision de la prochaine SNBC et de la stratégie nationale d'adaptation.

3.1.4.2. Articulation territoriale de la politique d'adaptation en métropole et outre-mer

Les outils de programmation tels que les plans de convergence, les contrats de plan Etat-Région, le livre bleu des outre-mer, les Programmes régionaux de la forêt et du bois, mais aussi les documents de planification territoriale spécifiques à chacun des territoires ultra-marins inscriront des actions en faveur de l'adaptation au changement climatique. Grâce à la mobilisation d'outils financiers adaptés, ces actions viseront à renforcer le développement et la maintenance des infrastructures, la recherche et l'amélioration de la connaissance au niveau régional et transfrontalier, la préservation des ressources et milieux naturels et des écosystèmes qu'ils abritent.

3.1.4.3. Feux de forêt et de broussailles

L'État et les établissements publics tels que l'Office national des forêts veilleront, en mobilisant l'ensemble des acteurs de la forêt, notamment les collectivités territoriales compétentes, à ce que la gestion forestière soit adaptée progressivement à l'accroissement prévisible des risques d'incendies en termes de fréquence d'occurrences et de surfaces concernées tant en métropole que dans l'outre-mer.

La cohérence sera assurée entre le potentiel d'atténuation et d'adaptation des politiques de gestion ou de conservation forestières et de valorisation et de recyclage du bois et de la biomasse. L'objectif est de concourir à la réduction du risque d'incendies et à l'accroissement de la résilience face à ce risque, les incendies ayant un effet très négatif sur le bilan carbone des forêts et la résilience des écosystèmes.

3.1.4.4. Les sols

Les sols contribuent à la séquestration de carbone atmosphérique. Dans le cadre du Plan biodiversité, le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) limitera l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, en cherchant à les stopper à terme, grâce aux différents outils mobilisables que ce soit à l'échelle nationale, de l'aménagement du territoire (ex. : Schéma de cohérence territoriale, Plan local d'urbanisme intercommunal) ou du projet (ex. : modification de pratiques, recyclage de friches après restauration) ; et étudiera les possibilités de rendre à la nature, voire remettre en culture, des territoires anthropisés (ex. : dépollution, restauration de friches industrielles).

3.1.4.5. Forêt

Le MTES et le Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation (MAA) promouvront une gestion forestière durable tenant compte de l'évolution des paramètres climatiques locaux, des impacts déjà constatés et des études de vulnérabilité et donnant à la forêt le maximum de chance d'y faire face et de se maintenir dans le temps long. Toute la gamme diversifiée de sylvicultures et d'essences à l'échelle

du massif, telles que la libre-évolution ou la gestion active, sera utilisée à la lumière de l'expertise et de la prospective pour assurer une diversité génétique sur le long terme et préserver ainsi les options futures.

3.1.4.6. Lois, codes, normes et règlements techniques

Les référentiels techniques seront passés en revue par les services compétents et adaptés autant que nécessaire en donnant la priorité aux secteurs des infrastructures et matériels des réseaux de transport (fiabilité et confort climatique), aux infrastructures énergétiques et de construction. Une fois de nouveaux référentiels établis, comme la norme transverse relative à l'adaptation en cours d'élaboration au niveau international, ils seront incorporés aux labels existants et pris en compte dans les normes et règlements techniques ou juridiques en appliquant la logique de simplification et de prévisibilité initiée par le gouvernement en vue d'établir un cadre favorable à l'adaptation.

Le bâti sera progressivement adapté au changement climatique pour favoriser la résilience aux risques tant naturels que sanitaires dans un urbanisme intégrant ce changement, notamment en utilisant les labels existants voire des moyens réglementaires.

3.1.5. Politiques et mesures en faveur de la mobilité à faibles émissions de carbone (y compris l'électrification des transports)

3.1.5.1. Politiques et mesures planifiées

La **Stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP)** est une annexe de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Elle s'inscrit dans le contexte de la loi d'orientation des mobilités, adoptée le 19 novembre 2019, qui réforme en profondeur le cadre général des politiques de mobilités. La première stratégie publiée en 2015 a couvert la période 2016-2018. La deuxième stratégie sera publiée avec la PPE révisée en 2019. Elle présente les orientations et actions prévues sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028 pour le développement de la mobilité propre, dans le but de respecter les objectifs et engagements de la France en faveur de la lutte contre le réchauffement climatique et de la diminution de la consommation énergétique.

Les orientations et pistes d'action de la SDMP sont notamment issues de la concertation nationale effectuée lors des Assises nationales de la mobilité de septembre à décembre 2017. Le projet de loi d'orientation des mobilités sera le vecteur privilégié de mise en œuvre de ces actions. D'autres stratégies et plans d'actions ont servi aussi à alimenter ce document, en particulier le Plan Climat, le Plan Hydrogène, le Contrat stratégique de la filière automobile 2018-2022, le Plan vélo & mobilités actives et l'engagement pour le déploiement des zones à faibles émissions.

Les principales orientations et pistes d'action de la SDMP sont les suivantes :

Permettre à tous les territoires de bénéficier de services de mobilités alternatifs à l'usage individuel de la voiture et libérer l'innovation

- Rendre la mobilité propre accessible à tous en dotant chaque territoire d'une autorité organisatrice de la mobilité (AOM) et en étendant le rôle des AOM aux mobilités actives ou partagées et aux services de mobilité à caractère social. Il s'agit de donner à chacun le choix de sa mobilité, en offrant à nos concitoyens une offre de services plus diversifiée, plus efficace, plus connectée, plus partagée sur l'ensemble du territoire ;
- Faciliter l'expérimentation et le déploiement sur les territoires peu denses de nouvelles solutions de mobilité, ainsi que la circulation sur la voie publique des véhicules autonomes grâce à un

cadre législatif et réglementaire approprié.

Maîtriser la demande de mobilité

- Inciter à optimiser les déplacements en renforçant le rôle des employeurs et la coordination de l'action des collectivités territoriales au moyen de plans de mobilité ;
- Favoriser les comportements plus vertueux, notamment par le déploiement de zones à faibles émissions dans les agglomérations et vallées concernées par les enjeux de qualité de l'air.

Développer les véhicules à faible émissions (y compris fluviaux, maritimes et aériens) et améliorer l'efficacité énergétique du parc en s'appuyant sur le marché des carburants alternatifs

- S'appuyer sur des dispositifs d'incitation à l'achat et fiscaux pour atteindre des objectifs ambitieux de part de marché des véhicules à faibles émissions (bonus-malus, prime à la conversion), en accompagnant tous les publics.
- Fixer des taux d'incorporation minimaux de véhicules à faibles émissions dans le renouvellement des flottes publiques (en cohérence avec la directive européenne sur les véhicules propres dans la commande publique) et privées et contrôler le respect de ces objectifs ;
- Accompagner ce développement par le déploiement d'infrastructures de distribution de carburants alternatifs : déploiement des bornes de recharge électriques (dont le droit à la prise) et des stations gaz (GNV) et hydrogène.
- Promouvoir l'efficacité énergétique des transports fluviaux et maritimes domestiques et atteindre l'objectif de neutralité carbone en permettant le ravitaillement en carburants bas carbone dans tous les ports français et en facilitant la reconversion aux autres technologies bas carbone (batteries, biocarburants, hydrogène, voile...).
- Limiter l'impact du transport aérien sur les changements climatiques en visant des gains substantiels en efficacité énergétique et une très forte substitution de la part des biocarburants (50 % en 2050) à celle des énergies fossiles.

Favoriser les reports modaux pour le transport de voyageurs

- Développer l'offre de mobilité multimodale grâce à une ouverture accélérée des données et la possibilité pour les acteurs d'offrir un service de planification de trajet et de paiement des titres de transport intégrant tous les maillons d'un même déplacement ;
- Renforcer la part des modes actifs dans les mobilités quotidiennes en mettant en œuvre le plan vélo et mobilités actives, notamment : en créant un fonds mobilités actives doté de 350 M€ sur 7 ans, en sécurisant la pratique du vélo (stationnement sécurisé, marquage des vélos contre le vol, sas vélo aux feux, etc.) et en rendant son recours plus incitatif (forfait mobilité durable) et accessible (savoir rouler à vélo) ;
- Développer les modes de transport collectifs, partagés et collaboratifs en investissant dans les infrastructures ferroviaires, les transports en communs, dans la mobilité propre par des appels à projet et en incitant à l'usage des modes partagés grâce à un forfait mobilité durable et des voies réservées.

Favoriser l'efficacité du transport de marchandises et le report modal vers le ferroviaire et le fluvial

- Fluidifier la logistique urbaine en la prenant en compte dans les documents de planification et en encadrant l'activité des plates-formes numériques.
- Développer les modes massifiés pour le fret en augmentant les investissements dans les infrastructures de transport massifié (voies ferrées, fluviales et ports).

Adoptée en décembre 2019, la loi d'orientation des mobilités¹⁵ (LOM) introduit plusieurs mesures et objectifs visant à concrétiser ces différents objectifs.

3.1.5.2. Orientations de la SNBC

La SDMP définit les orientations du secteur des transports à l'horizon 2028. A plus long terme, la SNBC 2 définit les orientations suivantes pour ce secteur :

- ✓ **donner au secteur des signaux prix incitatifs ;**
- ✓ **fixer des objectifs clairs et cohérents avec les objectifs visés pour la transition énergétique des parcs ;**
- ✓ **accompagner l'évolution des flottes pour tous les modes de transport ;**
- ✓ **soutenir les collectivités locales et les entreprises dans la mise en place d'initiatives innovantes ;**
- ✓ **encourager le report modal en soutenant les mobilités actives et les transports massifiés et collectifs (fret et voyageurs) et en développant l'intermodalité ;**
- ✓ **maîtriser la hausse de la demande de transport.**

3.1.6. Le cas échéant, politiques et mesures nationales, et calendriers nationaux, prévus pour supprimer progressivement les subventions à l'énergie, en particulier aux combustibles fossiles

Il n'existe pas de subventions aux énergies fossiles en France au sens premier du terme. La composante carbone dans la fiscalité de l'énergie en place aujourd'hui (cf. partie 3.1.1) renchérit les prix des énergies fossiles en fonction de leur contenu carbone.

Toutefois certains secteurs bénéficient de réductions de taux de TICPE. C'est le cas notamment du transport routier de marchandises, de l'agriculture et de la pêche, des industries grandes consommatrices d'énergie par ailleurs soumises au système ETS. L'aviation et le transport maritime international bénéficient aussi d'exonérations en lien avec les accords internationaux. Ces « niches fiscales » sont considérées comme des subventions aux énergies fossiles selon la définition de l'OCDE.

L'identification de ces dépenses fiscales fait l'objet d'un suivi dans le cadre de la préparation des lois de finances (rapport relatif à la mission interministérielle « Transition énergétique » du projet de loi de finances¹⁶). Par ailleurs, un rapport récent du Conseil des Prélèvements Obligatoires¹⁷ a dressé un état des lieux détaillé du sujet.

Le tableau suivant recense les principales dépenses fiscales défavorables à l'environnement :

Dépenses fiscales relatives à des taux de taxation réduits pour les énergies fossiles	M€
Transport routier de marchandises	1361

¹⁵ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-mobilites-0>

¹⁶ https://www.performance-publique.budget.gouv.fr/sites/performance_publique/files/farandole/ressources/2020/pap/pdf/jaunes/Jaune2020_transition_ecologique.pdf

¹⁷ <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-fiscalite-environnementale-au-defi-de-lurgence-climatique>

Transport routier de voyageurs	219
Transports sur les voies navigables intérieures	48
Transport par taxis	58
Gazole non routier (autre que pour usages agricoles)	1000
GPL utilisé comme carburant non routier	75
Gazole Non Routier, Fioul lourd, Gaz naturel et GPL agricole	1057
Installations grandes consommatrices d'énergie soumises à l'ETS	903
Installations grandes consommatrices d'énergie exerçant une activité considérée comme exposée à un risque important de fuite carbone	49
Entreprises valorisant la biomasse	32
Carburants utilisés pour les moteurs d'essais avion et navire	27

Les niches fiscales ont fait l'objet de réductions dans le cadre de la dernière loi de finances. Le taux de TICPE du transport routier de marchandises est ainsi rehaussé de 2c€/L (de 43,19 à 45,19 c€/L). La TICPE du Gazole Non Routier (GNR) utilisé notamment par les engins du BTP, et s'élevant actuellement à 18,82 c€/L, va rejoindre d'ici 2022 le taux de taxation du gazole ordinaire (à 59,40 c€/L). Comme il n'est pas possible d'augmenter directement le taux de taxation du kérosène pour les vols internationaux en vertu des accords internationaux dans l'aviation, la France a par ailleurs choisi de mettre en place une taxe sur les billets d'avion en fonction de la distance parcourue.

Une poursuite de la résorption des niches fiscales est souhaitable mais pour les secteurs soumis à la concurrence internationale, l'échelon européen et international paraît plus adapté pour traiter efficacement la tarification du carbone sur certains secteurs. Une convergence fiscale en Europe permettrait en effet de remédier à cette difficulté.

La France soutient par ailleurs les actions au niveau international au sein de l'OACI et de l'OMI en faveur du renforcement de la taxation du carbone dans l'aviation et le maritime.

3.2. Dimension « efficacité énergétique »

3.2.1. Mécanisme national d'obligations en matière d'efficacité énergétique et mesures de politique publique alternatives conformément aux articles 7 bis et 7 ter de la directive 2012/27/UE, à préparer conformément à l'annexe II

Au titre du paragraphe 1 de l'article 7 de la directive 2012/27/UE, la France utilisera le mécanisme des certificats d'économies d'énergie (CEE) pour remplir son obligation en matière d'efficacité énergétique pour la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2030.

3.2.1.1. Description du mécanisme d'obligation en matière d'efficacité énergétique

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé en 2005 et régi par les articles L.221-1 et suivants du Code de l'énergie, est un outil au cœur de la politique française de maîtrise de la demande énergétique.

Les CEE (1 CEE = 1 kWh cumac¹⁸ d'énergie finale) sont attribués par les services du ministère chargé de l'énergie aux acteurs éligibles (les obligés mais aussi d'autres personnes morales non obligées, comme les collectivités territoriales, les bailleurs sociaux, etc.) qui ont réalisé des opérations d'économies d'énergie respectant certains critères fixés par arrêtés. Ces CEE peuvent librement être échangés.

Il existe deux modes d'obtention des CEE : les opérations standardisées et les opérations spécifiques.

Des fiches d'opérations standardisées, définies par arrêtés, sont élaborées, pour les opérations les plus fréquentes, pour faciliter le montage d'actions d'économies d'énergie. Elles sont classées par secteur (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, réseaux) et définissent les montants forfaitaires d'économies d'énergie en kWhcumac et la durée de vie des opérations. Ces opérations correspondent à des « économies attendues » et sont régulièrement actualisées. La liste des fiches d'opérations standardisées est disponible sur internet.

Ces fiches d'opérations standardisées sont élaborées par des groupes d'experts thématiques, pilotés par l'association technique énergie environnement (ATEE) et regroupant les parties prenantes. Les fiches sont ensuite expertisées par l'ADEME, et validées par le ministère en charge de l'énergie.

Les opérations spécifiques permettent de valoriser les économies d'énergie réalisées en dehors des opérations standardisées. Elles correspondent à des opérations peu courantes qui n'ont pu être standardisées, notamment pour définir de manière forfaitaire le volume de CEE à délivrer. Dans ce cas, il s'agit « d'économies estimées ».

Le demandeur doit respecter six étapes pour une opération spécifique :

- Réaliser un diagnostic énergétique ;
- Établir la situation avant l'opération ;
- Déterminer la situation de référence et motiver son choix ;
- Déterminer la situation prévisionnelle après l'opération en incluant des bilans énergétiques théoriques avant/après ;
- Justifier le montant des certificats demandés et en particulier le choix de la durée de vie de l'équipement ;
- Justifier du calcul du temps de retour sur investissement (TRI).

L'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et le Pôle national des certificats d'économies d'énergie s'assurent de la validité et véracité des économies d'énergie demandées.

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie est détaillé dans le plan national d'action en matière d'efficacité énergétique (PNAEE) transmis à la Commission européenne en 2017¹⁹.

3.2.1.2. Volume cumulé et annuel d'économies attendu et durée de la ou des périodes

¹⁸ Le terme "cumac" correspond à la contraction de « cumulée » et « actualisés ». Ainsi, par exemple, le montant de kWh cumac économisé suite à l'installation d'un appareil performant d'un point de vue énergétique correspond au cumul des économies d'énergie annuelles réalisées durant la durée de vie de ce produit. En outre, les économies d'énergie réalisées au cours de chaque année suivant la première sont actualisées en divisant par 1,04 les économies de l'année précédente (taux d'actualisation de 4 %).

¹⁹ Site internet : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/PNAEE%202017.pdf>

couvertes par les obligations

Les trois premières périodes ont été marquées par une forte montée en puissance des objectifs : 54 TWhc sur 2006-2009 puis 447 TWhc sur 2011-2014 et enfin 850 TWhc sur 2015-2017 dont 150 au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (cette nouvelle obligation ayant été mise en place à compter du 1er janvier 2016 par la loi pour la transition énergétique et la croissance verte. Le dispositif est actuellement dans sa quatrième période. Le décret du 9 décembre 2019 modifiant les dispositions de la partie réglementaire du code de l'énergie relatives aux certificats d'économies d'énergie a prolongé la période actuelle d'un an (désormais 2018-2021) et a porté l'objectif CEE pour la 4ème période à 2133 TWh cumac, dont 533 TWh au bénéfice des ménages en situation de précarité.

Le volume cumulé d'économies d'énergie attendu du dispositif des CEE pour la période 2021-2030 sera au moins égal à celui de l'obligation d'économies d'énergie telle qu'il est notifié au paragraphe 2.2.2 du présent rapport pour la période 2021-2030 au titre de l'article 7 de la directive 2012/27/UE. Les périodes couvertes par les obligations auront une durée de trois à quatre ans.

3.2.1.3. Parties obligées et responsabilités respectives

Le dispositif CEE repose sur une obligation triennale imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie (d'électricité, de gaz, de fioul, de carburant, etc.), qualifiés d'« obligés », dont les ventes d'énergie sont supérieures à des seuils fixés réglementairement.

Les obligés doivent démontrer lors de leur demande de certificats qu'ils ont eu un rôle actif et incitatif. Pour le prouver, ils doivent pouvoir produire, en cas de contrôle :

- la description du rôle actif et incitatif du demandeur,
- la justification que cette contribution est directe et intervenue antérieurement au déclenchement de l'opération,
- une attestation sur l'honneur signée par le bénéficiaire de l'opération d'économies d'énergie du rôle actif et incitatif du demandeur dans la réalisation de cette opération.

En fin de période d'obligation, les vendeurs d'énergie obligés doivent justifier, sous réserve d'une pénalité libératoire dissuasive, de l'accomplissement de leurs obligations par la détention de certificats d'un montant équivalent à ces obligations.

3.2.1.4. Secteurs visés

Le dispositif des CEE a pour but de mobiliser les gisements d'économies d'énergie, notamment dans les secteurs où ils sont les plus diffus. Ainsi, le dispositif des CEE concerne tous les secteurs : résidentiel, tertiaire, industrie, transports et agriculture.

3.2.1.5. Actions éligibles prévues au titre de la mesure

Conformément à la section 2 du chapitre I du titre II du livre II du code de l'énergie, l'attribution des CEE respecte deux grands principes pour assurer l'additionnalité du dispositif :

- Seules les actions allant au-delà de la réglementation en début de période peuvent donner lieu à délivrance de CEE.
- La situation de référence pour le calcul des forfaits d'économies d'énergie correspond à l'état technique et économique du marché du produit ou du service à la date la plus récente pour laquelle des données sont disponibles et en intégrant l'effet des évolutions réglementaires (notamment les règlements de l'Union européenne au titre de l'écoconception des produits liés à l'énergie). Dans le cas de travaux d'amélioration de la performance thermique de l'enveloppe

d'un bâtiment existant ou de ses systèmes thermiques fixes, la situation de référence de performance énergétique prend en compte l'état global du parc immobilier de même nature et le niveau de performance des matériaux ou équipements mis en œuvre à la date la plus récente pour laquelle des données sont disponibles.

Lorsqu'une personne engage des actions dans le cadre d'une opération spécifique visant à réaliser des économies d'énergie, celles-ci ne peuvent être prises en compte pour la délivrance de certificats d'économies d'énergie que si les économies réalisées ne compensent le coût de l'investissement qu'au-delà d'un temps de retour minimum (3 ans).

3.2.1.6. Mesures de politique publique alternatives conformément aux articles 7 bis et 7 ter de la directive 2012/27/UE

La France n'envisage pas, à ce stade, de recourir à des mesures de politique publique alternatives comme le lui permet les articles 7 bis et 7 ter de la directive 2012/27/UE pour la période 2021-2030.

3.2.2. Baisse de la consommation d'énergie finale – Approche globale

Mesures transversales pour réduire les consommations d'énergie finale :

- Définir en 2020 l'objectif des cinq prochaines années du dispositif des Certificats d'économies d'énergie (CEE) sur la base d'une analyse des gisements d'économies d'énergie ;
- Soutenir une politique européenne ambitieuse et efficace en matière d'écoconception des produits liés à l'énergie, et d'étiquetage énergétique de ces produits ;
- Promouvoir un prix-plancher du carbone au niveau européen, la fixation d'un prix du carbone pour tous les secteurs hors du système européen des quotas carbone, qu'une tarification aux frontières de l'Union Européenne (mécanisme d'inclusion carbone), compatible avec les règles de l'Organisation Mondiale du Commerce, visant à lutter efficacement contre les fuites de carbone ;
- Des mesures supplémentaires devront être mises en place, en s'appuyant notamment sur les travaux des nouvelles instances de gouvernance mises en place en 2019 pour obtenir des effets similaires à la composante carbone.

Les mesures ont été adoptées sur la base des estimations du scénario de référence. Si la situation économique évoluait différemment, à mesures inchangées, la consommation d'énergie finale totale pourrait augmenter jusqu'à 24 TWh en 2028, soit une augmentation de 1,7 % de la consommation (par rapport au scénario de référence). Le gouvernement suivra l'évolution de la consommation et évaluera si les objectifs escomptés sont en cours de réalisation et complétera, comme de besoin, les mesures en place par des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé.

3.2.2.1. Secteur Bâtiments : résidentiel et tertiaire

Mesures pour réduire les consommations d'énergie dans le bâtiment :

- Mettre en œuvre le Plan de rénovation énergétique des bâtiments ;

- Mener une action de lutte contre les passoires énergétiques (diagnostics de performance F ou G) en trois phases (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat) :
 - Une première phase incitative prévoyant l'obligation dès 2022 de réaliser un audit énergétique en cas de mise en vente ou location d'une passoire thermique, contenant des propositions de travaux adaptés au logement ainsi que leur coût estimé, et d'informer l'acquéreur ou locataire sur ses futures dépenses en énergie ;
 - Une deuxième phase d'obligation avant 2028 pour les propriétaires de passoires thermiques de réaliser des travaux d'amélioration de la performance énergétique de leur logement ;
 - Une troisième phase de sanction à partir de 2028 en cas de non-respect de l'obligation d'avoir réalisé des travaux pour les propriétaires de passoires énergétiques.

Pour les bâtiments publics :

- Installer une « *Task Force* » visant à accélérer la rénovation des bâtiments scolaires. Les bâtiments éducatifs (école, collège, lycée) représentent en effet environ 50 % du parc des collectivités. L'action publique sur ce segment du parc emporte aussi un enjeu d'éducation aux économies d'énergie des nouvelles générations ;
- Dans le cadre du Grand plan d'investissement 2018-2022, les outils de financement suivants, à hauteur de 3 milliards d'euros, sont à disposition des collectivités territoriales pour la rénovation énergétique de leurs propres bâtiments :
 - 2 milliards d'euros de prêts bonifiés de la Caisse des Dépôts ;
 - 0,5 milliard d'euros investis en fonds propres par la Caisse des Dépôts dans des opérations patrimoniales lourdes ou pour soutenir des modèles économiques innovants ;
 - 0,5 milliard d'euros issus de dotation de soutien à l'investissement local (DSIL).
- Interdire dès le 1er janvier 2020, pour les bâtiments de l'Etat, l'achat de nouvelles chaudières au fioul ou la réalisation de travaux lourds de réparation sur ces chaudières et programmer la sortie du fioul d'ici 2029 dans les bâtiments de l'Etat (hors enjeux opérationnels) ;
- Mettre en *open data* la liste et/ou la carte des bâtiments propriété de l'État, en précisant sa surface et le type d'énergie pour son chauffage. Toutes les entités publiques volontaires (collectivités territoriales, hôpitaux, etc.) pourraient par ailleurs être invitées à rejoindre la démarche ;
- Mener un plan de rénovation de 39 cités administratives en France.

Pour les professionnels :

- Travailler avec les professionnels du bâtiment et de l'immobilier, les ONG, les collectivités territoriales et les entreprises de l'énergie, sous la bannière FAIRE pour mieux identifier les solutions pertinentes de rénovation pour les ménages, déclencher davantage le passage à l'acte en renforçant la connaissance et la confiance des ménages, et articuler au mieux les aides et les financements existants ;
- Finaliser et mettre en œuvre la nouvelle réglementation environnementale des bâtiments notamment en :
 - Conduisant à un niveau minimal de chaleur provenant de sources renouvelables ;
 - Intégrant un critère sur les émissions de gaz à effet de serre en exploitation et sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment ;
 - Renforçant le niveau d'exigence en termes de performance énergétique, y compris en intégrant la prise en compte du confort d'été.

La nouvelle réglementation donnera lieu à une actualisation adéquate des facteurs de conversion en énergie primaire de l'électricité et du coefficient d'émission de l'électricité de chauffage utilisés dans la réglementation des bâtiments neufs (RT 2012, Label E+C-, RE 2020) :

- Le facteur de conversion de l'énergie finale en énergie primaire de l'électricité sera fixé à 2,3, valeur résultant d'un calcul en moyenne sur 50 ans, en prenant en compte les objectifs de diversification du mix électrique fixés dans la loi ;
- Le facteur d'émission de l'électricité sera déterminé par la méthode mensualisée par usage, qui conduit à une valeur de 79 gCO₂/kWh pour le chauffage électrique ;
- Pour les bâtiments tertiaires, veiller à l'application des obligations d'efficacité énergétique décidées pour les bâtiments tertiaires existants visant une réduction de 40 % de leur consommation d'énergie en 2030 par rapport à 2010, en ciblant les bâtiments de plus de 1000 m² tous les secteurs d'activité.

Pour les particuliers :

- Rendre le Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), et la prime qui lui succèdera, plus efficace via :
 - un nouveau barème forfaitaire en 2020, qui tiendra compte de l'efficacité énergétique des actions ;
 - son versement par l'ANAH au moment des travaux. Le taux d'aides sera bonifié pour les ménages aux revenus les plus modestes, afin que les aides publiques constituent un véritable déclencheur de travaux pour sortir de la précarité énergétique ;
 - son élargissement aux propriétaires-bailleurs en 2021, et la simplification de sa sollicitation pour les travaux collectifs en copropriété.
- Amplifier le recours à l'écoPTZ, récemment simplifié et pouvant désormais s'appliquer au forfait pour des travaux monogestes (exemple : installation d'un chauffage central alimenté par des énergies renouvelables, sans bouquet de travaux) ;
- Maintenir le taux de TVA à 5,5% pour les travaux de rénovation énergétique éligibles au CITE et travaux liés ;
- Mieux informer les ménages sur les performances énergétiques de leurs logements et sur les travaux de rénovation à engager. A ce titre, cofinancer, grâce à MaPrimeRénov' et au programme SARE (Service d'accompagnement pour la rénovation énergétique), l'accompagnement et le diagnostic des logements en particulier pour les ménages aux revenus modestes propriétaires de logements passoires thermiques (diagnostics de performance F ou G) et soutenir les rénovations globales des logements (Habiter mieux sérénité).

Encadré 3 : Le plan de rénovation énergétique du bâtiment

Le plan de rénovation énergétique du bâtiment fait de la rénovation énergétique une priorité nationale et notamment permis ou prévu de ::

- Créer un fonds de garantie jusqu'à 50 millions d'euros pour aider 35 000 ménages aux revenus modestes par an ;
- Simplifier les aides pour tous les Français en rendant forfaitaire le crédit d'impôt et en adaptant l'éco-prêt à taux zéro existant ;
- Fiabiliser l'étiquette énergie des logements, le diagnostic de la performance énergétique (DPE), pour plus de confiance ;
- Mieux former les professionnels et mieux contrôler la qualité des travaux en réformant le label RGE (reconnu garant de l'environnement);
- Encourager une rénovation massive des bâtiments publics de l'État et des collectivités en mobilisant 4,8 milliards d'euros.

3.2.2.2. Secteur Transports

Principales mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Maintenir la prime à la conversion pour poursuivre le remplacement d'un grand nombre de véhicules anciens par des véhicules neufs ou d'occasion ayant des émissions beaucoup plus faibles : la prime est doublée en 2019 pour les ménages les plus modestes et pour les actifs non imposables obligés à de longs déplacements pour aller travailler et elle est revalorisée pour rendre plus attractive la conversion vers un véhicule électrique ou hybride rechargeable. L'objectif est d'attendre un million de bénéficiaires d'ici 2022.
- Respecter l'objectif européen d'émissions de gaz à effet de serre de 95gCO₂/km en moyenne pour les voitures en 2021 ;
- Atteindre de la manière la plus efficiente l'objectif européen pour 2030 d'au moins 37,5 % de baisse des émissions de CO₂ des véhicules vendus par rapport à 2021, pour les véhicules particuliers.
- Arrêter la vente des véhicules particuliers et utilitaires légers neufs utilisant des énergies fossiles en 2040 (loi d'orientation des mobilités) ;
- Lutter contre les freins au développement du véhicule électrique : surcoût total de possession (notamment surcoût facial à l'achat), contraintes d'usage (autonomie, infrastructures de recharge) ;
- Equilibrer le coût total de possession : maintenir des mécanismes de subvention et/ou taxes ; mettre en place des mesures réglementaires (développement des zones à faibles émissions, avantages d'usage tels que les voies ou places de stationnement dédiées) ; Soutenir l'investissement dans les véhicules lourds propres par un dispositif de suramortissement renforcé : prolonger le dispositif de suramortissement des poids lourds GNV jusqu'en 2021 ; renforcer le dispositif pour les véhicules lourds de moins de 16t et mettre en place une neutralité technologique pour cette mesure (extension à l'hydrogène et l'électricité), l'élargir aux autres modes, notamment maritimes ;
- Augmenter de 2 c€/l le taux réduit de taxation du gazole pour le transport routier de marchandises ;
- Supprimer en trois ans l'avantage fiscal pour le gazole non routier (hors agriculture et transports ferroviaire et fluvial) ;
- Majorer la taxe de solidarité sur les billets d'avion afin de contribuer au financement d'infrastructures de transport durables ;
- Soutenir le covoiturage et l'ensemble des solutions de mobilité alternatives à l'usage individuel de la voiture ;
- Renforcer le système de bonus/malus pour favoriser l'achat de véhicules moins émetteurs et soutenir les ventes de véhicules électriques. Baisse du seuil de déclenchement du malus de -3 gCO₂/km en 2019 puis poursuite de la baisse après le passage à la nouvelle norme WLTP, et maintien du bonus à un niveau élevé tout en intégrant progressivement les gains technologiques et d'usage ;
- Mettre en place des mesures réglementaires ou étendre l'utilisation des instruments incitatifs existants pour faire évoluer la planification des espaces urbains développement des zones à faibles émissions, avantages d'usage tels que les voies ou places de stationnement dédiées) ;
- Promotion d'une mobilité propre pour les 2/3 roues :
 - s'engager autour de quatre projets structurants dans le cadre d'une charte pour le verdissement des 2/3 RM (deux/trois-roues motorisés) et quadricycles:
 - sensibiliser la filière et les acheteurs de 2/3 RM et quadricycles aux problématiques environnementales,
 - développer l'offre de 2/3 RM et quadricycles à faibles émissions,

- faciliter l'utilisation des 2/3 RM et quadricycles à faibles émissions et le déploiement de bornes de recharge électriques, et
- lutter contre les nuisances sonores des 2/3 RM et quadricycles ;
- adapter l'ensemble des outils de verdissement des véhicules légers aux spécificités des deux et trois-roues (étiquette énergie, obligations minimales d'achat public de deux et trois roues motorisés à faibles émissions, etc.) ;
- Déployer un réseau d'infrastructures de recharge à même de soutenir la croissance visée du nombre de véhicules électriques : mobiliser les outils de financement (PIA, CITE, programme CEE ADVENIR ; prise en charge accrue des coûts de raccordement par les tarifs de réseau) ; lever les freins à l'installation (évolution du droit des copropriétés, bornes à la demande) ; faciliter la recharge en entreprise (réforme de l'avantage en nature réalisée en 2019).
- Exonérer de TICPE toute la navigation fluviale (sauf la plaisance privée) afin de favoriser la mobilité multimodale. Cette exonération était auparavant réservée au transport fluvial de marchandises ;
- Réduire le taux de TICFE pour les bateaux et navires qui stationnent à quai et s'approvisionnent directement en électricité. L'objectif poursuivi est de rendre plus compétitive l'utilisation de bornes électriques au regard d'autres modes de fourniture d'énergie (moteur et groupe électrogène) lorsque les navires et bateaux stationnent à quai ;
- Création d'un forfait mobilité durable jusqu'à 400 € par an pour encourager le recours au vélo et au covoiturage dans les trajets domicile-travail ;
- Mise en œuvre du plan vélo et mobilités actives : création d'un fonds vélo de 350 M€ pour lutter contre les ruptures de pistes cyclables et assurer la sécurité de tous les usagers, généralisation progressive du marquage des vélos et de parkings sécurisés pour lutter contre le vol et le recel, développement de l'apprentissage et d'une culture vélo à l'école pour permettre aux jeunes générations d'intégrer ce mode de déplacement doux dans leurs pratiques ;
- Développement du covoiturage : voies et places de stationnement réservées, service public de covoiturage et calcul du partage des frais entre conducteur et passagers ;
- Développer un nouveau cadre pour les solutions en libre-service.

3.2.2.3. Secteur Industrie

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Expérimenter une ouverture encadrée des certificats d'économies d'énergie aux opérations d'économies d'énergie réalisées dans des installations soumises au système européen de quotas d'émissions de CO₂ ;
- Identifier de nouveaux dispositifs de soutien aux actions de décarbonation ou d'efficacité énergétique dans l'industrie, dans le cadre des travaux sur le Pacte productif 2025 ;
- Intégrer dans les audits énergétiques des grandes et moyennes entreprises une évaluation technico-économique de la production de chaleur solaire ou géothermique ;
- Poursuivre l'augmentation des sollicitations du prêt éco-énergie (PEE) distribué par BPI France qui est dédié aux TPE-PME réalisant des travaux éligibles aux certificats d'économie d'énergie. Prolonger le dispositif PEE jusqu'en 2025.
- Favoriser le déploiement des systèmes de management de l'énergie (type ISO 50 001) et des référents énergie dans l'industrie.

3.2.3. Baisse des consommations primaire d'énergie fossiles

3.2.3.1. Mesures complémentaires aux mesures de maîtrise de l'énergie pour réduire les

consommations de charbon

Pour les professionnels, réduire de 75 % la consommation de charbon dans les secteurs de l'industrie, hors sidérurgie d'ici 2028 :

- Prioriser dans le cadre du Fonds chaleur la substitution du charbon par la biomasse dans l'industrie et pérenniser l'appel à projets Combustibles Solides de Récupération du Fonds déchets pour réaliser les adaptations nécessaires ;
- Pour les réseaux de chaleur, prioriser dans le Fonds chaleur la substitution du charbon par des énergies renouvelables et de récupération et augmenter les moyens du Fonds chaleur. L'enjeu est d'aboutir à un engagement de gestionnaires et délégants de réseaux faisant partie de la dizaine de réseaux totalement ou partiellement alimentés au charbon pour renoncer à l'énergie charbon sous 5 ans. Cette orientation est facilitée par le fait que le Conseil d'administration de l'ADEME a décidé début 2019 d'aligner les règles du Fonds chaleur sur les règles de l'encadrement communautaire des aides d'Etat.

Dans le secteur de la sidérurgie :

- Poursuivre les expérimentations pour mettre en place des procédés moins émetteurs de CO2 dans les hauts-fourneaux en mobilisant les crédits du programme des investissements d'avenir ;
- Mettre en place des démonstrateurs de procédés innovants permettant de substituer intégralement le charbon sur la période couverte par la PPE;
- Poursuivre le soutien du Fonds chaleur aux actions de récupération de chaleur fatale industrielle.

Dans le secteur de l'énergie :

- Arrêter les dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022. Conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, l'Etat n'accordera pas de soutien financier pour les projets de production d'électricité à partir de biomasse.
- L'Etat n'autorisera plus de nouvelles centrales de production d'électricité à partir de charbon.

Pour les particuliers, sortir du chauffage charbon d'ici 2028 :

- Maintenir des aides CITE incitatives pour l'installation de de chauffage renouvelable. Un chauffage renouvelable est un chauffage assuré par des pompes à chaleur, des chaudières biomasse, des systèmes solaires combinés ou un raccordement à un réseau de chaleur renouvelable ;
- Mobiliser l'ANGDM comme vecteur d'informations.

3.2.3.2. Mesures de la PPE spécifiques à la réduction de la consommation primaire de pétrole

- L'Etat n'autorisera plus de nouvelles centrales de production d'électricité à partir de fioul ;
- **Maintenir des aides CITE incitatives pour l'installation de chauffage renouvelable. Un chauffage renouvelable est un chauffage assuré par des pompes à chaleur, des chaudières biomasse, des systèmes solaires combinés ou un raccordement à un réseau de chaleur renouvelable ;**
- Programmer la sortie du fioul d'ici 2028 dans les bâtiments de l'Etat, avec une circulaire publiée en 2020, et des travaux cadencés entre 2020 et 2028. L'investissement projeté est de 600 M€ sur 9 ans.

3.2.4. Coût de soutien de la maîtrise de l'énergie

3.2.4.1. Dans le bâtiment

Crédit d'impôt et TVA réduite

Pour atteindre les objectifs de la PPE, deux dépenses fiscales sont actuellement en vigueur :

- **Crédit d'impôt CITE à hauteur de 30% du coût des équipements de production de chaleur renouvelable et travaux de réduction de consommation énergétique des locaux à usage d'habitation principale achevés depuis plus de deux ans ;**
- **Taux de TVA réduit à 5,5% pour les équipements de production de chaleur renouvelable et travaux de réduction de consommation énergétique des locaux à usage d'habitation achevés depuis plus de deux ans, ainsi que sur les travaux induits qui leur sont indissociablement liés.**

Aides de l'ANAH

L'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH) finance notamment des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements privés des ménages aux revenus modestes et très modestes. En 2020, le budget de l'ANAH dépasse le milliard d'euros.

Eco-prêt logement social

Le principal dispositif incitatif à destination de la rénovation énergétique du parc social est l'éco-prêt logement social, prêt à taux bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). Une nouvelle convention Etat – CDC est entrée en vigueur au mois d'août 2019, élaborée en lien avec l'Union Sociale pour l'Habitat (USH), afin de rendre le dispositif éco-PLS plus ambitieux et plus attractif, tout en simplifiant son instruction. Elle prévoit notamment une augmentation du plafond de prêt par logement à 22 000 € (16 000 € précédemment) et un nouveau bonus de 3 000 € par logement en cas de présence d'amiante dans le bâtiment. On a observé l'évolution suivante des écoPLS engagés sur les trois dernières années :

- en 2016 : 41 397 logements pour un montant de 512 M€ ;
- en 2017 : 64 137 logements pour un montant de 845 M€ ;
- en 2018 : 43 409 logements pour un montant de 563 M€.

En moyenne sur la période, le dispositif par logement est de 13 000 € pour un montant maximal d'aide de 16 000 € et 18 000 € en cas d'atteinte du niveau BBC rénovation.

Dans le cadre du grand plan d'investissement (GPI), il a été décidé de consacrer une enveloppe de 4 milliards d'euros sur 5 ans à la rénovation des passoires énergétiques dans le logement social. Le Pacte d'investissement (25 avril 2019) fixe désormais un objectif annuel de 125 000 rénovations énergétiques (pour 1 saut d'au moins 1 étiquette DPE) et une accélération du rythme de rénovation des passoires thermiques.

Dégrèvements travaux d'économie d'énergie HLM SEM

Cette dépense fiscale intitulée « Dégrèvement égal au quart des dépenses à raison des travaux d'économie d'énergie, sur la cotisation de taxe foncière sur les propriétés bâties pour les organismes HLM et les SEM » a pour objectif d'aider au financement des travaux d'économies d'énergie entrepris par des bailleurs sociaux pour la rénovation de leur parc social. Son ordre de grandeur était de 31 M€ en 2014, 59 M€ en 2015, 80 M€ en 2016 et 70 M€ en 2017.

En 2016, plus de 6 000 bailleurs ont bénéficié de ce dispositif.

Il est proposé de dimensionner l'enveloppe sur la progression de l'éco-PLS (dispositif destiné à la rénovation énergétique du parc social - voir supra). Il en résulterait une enveloppe moyenne sur la période de l'ordre de 350 millions d'euros.

Travaux lourds – mise en conformité et remise en état des bâtiments de l'Etat

La directive « Patrimoine de l'Etat : efficacité énergétique » consiste à rénover les bâtiments de l'Etat qui ne satisfont pas à la réglementation thermique, ce qui a été évalué quantitativement à rénover 3% du parc de l'Etat par année, sur la période 2015-2020. La SNBC dans le cadre de la scénarisation a retenu les surfaces rénovées du parc de l'Etat (Mm²) suivant :

	2016	2017	2018	2019	2020
Surfaces rénovées du parc de l'Etat (Mm ²)	1,559	1,514	1,460	1,522	1,563

Surfaces rénovées du parc immobilier d'ici 2020 (Mm²)

La rénovation des bâtiments de l'Etat mobilise plusieurs vecteurs budgétaires, notamment le programme 723 qui contribue au financement des projets immobiliers et de l'entretien du propriétaire au sein du compte d'affectation spéciale immobiliers (CAS) et les propres programmes supports des Ministères. Depuis le 1er janvier 2018, un nouveau programme 348 « Rénovation des cités administratives et autres sites domaniaux multi-occupants », doté d'une enveloppe d'un milliard d'euros, participe spécifiquement à diminuer la consommation énergétique de l'Etat. Il est inscrit au sein du Grand plan d'investissement et son initiative 2 "Réduire l'empreinte énergétique des bâtiments publics".

3.2.4.2. Dans les transports

Contribution au financement de l'acquisition de véhicules propres

Les programmes 797 et 798 financent le dispositif d'aides à l'acquisition de véhicules propres (« bonus-malus »). Les montants en autorisations d'engagement étaient de 207,5 M€ en 2016, de 265,6 M€ en 2017, 266 M€ en 2018, 264 M€ en 2019 et 395 M€ en 2020 soit une augmentation de l'ordre de 50%. Ces montants sont couverts par les recettes du malus.

Le plan Climat fixe un objectif de fin de vente de voitures neuves émettant des gaz à effets de serre à l'horizon 2040.

Contribution au retrait des véhicules polluants

Le programme 792 finance le dispositif d'aides au retrait des véhicules polluants (« prime à la conversion »).

Fin 2019 plus de 600 000 dossiers ont été acceptés et près d'1,2 Mds€ ont été versés. L'objectif est de mettre au rebut 1 million de véhicules d'ici 2022.

3.3. Dimension « sécurité d'approvisionnement énergétique »

La sécurité d’approvisionnement peut se définir comme la capacité du système énergétique à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché en équilibrant l’offre et la demande.

3.3.1. La sécurité d’approvisionnement en carburants liquides

Mesures :

- Lancer des études pour avoir une vision prospective du maillage des dépôts pétroliers et de son niveau minimum pour garantir la sécurité d’approvisionnement ;
- Assurer un suivi du nombre et de la localisation des stations-services permettant de qualifier la qualité de la desserte de l’ensemble des consommateurs de carburants ;
- Examiner l’opportunité de mettre en place des outils permettant d’assurer une continuité de service dans la logistique pétrolière afin de veiller à la satisfaction des besoins essentiels du pays.

3.3.2. La sécurité d’approvisionnement en produits gaziers

Mesures :

- Maintenir le critère de sécurité d’approvisionnement actuel.
- Convertir au plus tôt le réseau de gaz à bas pouvoir calorifique, et au plus tard en 2029 ;
- Maintenir les 11 sites actuellement en activité au moins jusqu’en 2023 (Volume de 138,5TWh et capacité de soutirage de 2 376 GWh/jour) ;
- Ne pas développer de nouveaux sites de stockage dans le périmètre de la régulation ;
- Confirmer en 2023 l’évaluation des capacités de stockages nécessaires à la sécurité d’approvisionnement post 2026 et identifier dans la prochaine PPE les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui ne seraient plus nécessaires pour assurer la sécurité d’approvisionnement en gaz naturel. A l’horizon 2026, la liste des infrastructures de stockage essentielles pourrait être réduite d’une capacité de soutirage correspondant au moins à 140 GWh/j (6%).
- Développer l’interruptibilité de la consommation de gaz naturel à hauteur d’au moins 200 GWh/j d’ici 2023 ;
- Clarifier le cadre législatif et réglementaire relatif au délestage de la consommation de gaz naturel.

3.3.3. La sécurité d’approvisionnement en électricité

Les mesures portées dans le cadre de la PPE permettent de clarifier la définition du critère de sécurité d’approvisionnement, dans l’attente des futurs échanges qui auront lieu au niveau européen autour d’une éventuelle harmonisation des critères de sécurité d’approvisionnement :

- Reporter à 2035 la perspective de ramener la part du nucléaire à 50% du mix de production d’électricité ;
- Confirmer le critère actuel de sécurité d’approvisionnement et en clarifier le contenu en précisant :
 - qu’il est entendu par « défaillance » le recours aux moyens exceptionnels contractualisés et non contractualisés et que la durée de celle-ci ne doit pas excéder trois heures par an en moyenne ;

- qu'au sein de ces épisodes de défaillance, l'espérance de coupure des consommateurs finals pour des raisons de déséquilibre offre-demande ne doit pas excéder deux heures par an.
- Continuer les travaux pour mieux prendre en compte dans ces critères le nombre de clients coupés et pas uniquement la durée de la coupure ;
- Contribuer à l'harmonisation des modalités de fixation des critères utilisés par les États membres pour définir leurs objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement électrique.
- Accélérer la diminution de la pointe électrique par :
 - l'encouragement de moyens de chauffage qui n'y contribuent pas ou plus faiblement ;
 - le développement de la flexibilité de la demande.
- Conduire un REX sur les premières années de mise en œuvre du mécanisme de capacité afin d'évaluer l'opportunité d'une éventuelle réforme de son fonctionnement;
- Consolider l'intégration européenne du mécanisme via la conclusion d'accords de coopération entre RTE et les gestionnaires de réseau frontaliers et via la déclinaison de la nouvelle réglementation européenne sur les mécanismes de capacité instaurée par l'adoption du 4ème paquet.

Approfondir la coopération entre les gestionnaires des réseaux de transport de gaz et d'électricité sur les risques pour le système électrique en période de tension sur le système gazier et mettre en place des procédures de gestion de ces modes de défaillance communs.

3.4. Dimension « marché intérieur de l'énergie »

3.4.1. Infrastructures électriques

Mesures :

- Poursuivre le développement des interconnexions sur la base d'analyses coûts-bénéfices positives ;
- Optimiser et renforcer le réseau de transport d'électricité afin d'exploiter les interconnexions au maximum de leurs capacités ;
- Poursuivre la coopération régionale pour le développement des interconnexions au sein du Groupe de Haut Niveau avec l'Espagne et le Portugal ;
- Poursuivre une coopération régionale active en matière de sécurité d'approvisionnement, notamment via la participation au Forum Pentalatéral de l'Énergie et aux échanges avec la péninsule ibérique ;
- Mettre en œuvre le code de réseau sur la sécurité et le rétablissement du système électrique.
- S'assurer du respect de la sécurité d'approvisionnement électrique dans les prochaines années (et notamment en 2022-2023) et mettre en place des mesures additionnelles le cas échéant pour permettre l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2022.

- Préparer et mettre en œuvre un dimensionnement des réseaux d'électricité permettant d'accueillir les nouvelles sources de production d'électricité prévues par la Programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- **Mener des travaux d'études, avec l'AIE et RTE, sur la faisabilité technique d'un système électrique disposant d'un haut taux d'énergies renouvelables variables ;**
- Affiner l'évaluation économique des solutions smart grids en fonction des bénéficiaires (gestionnaires de réseaux, producteurs, consommateurs), de manière à cibler au plus efficace le soutien de l'État ;
- Exploiter au mieux le potentiel des services rendus par les compteurs intelligents, notamment en communiquant davantage sur leurs fonctionnalités ;

Mesures concernant l'effacement :

- Favoriser l'exploitation des gisements de flexibilité, en particulier dans l'industrie et le tertiaire ;
- Faire évoluer les règles de valorisation pour une fiabilisation de la filière, notamment concernant les modalités de contrôle des effacements réalisés ;
- Améliorer et simplifier le cadre de soutien aux effacements pour répondre au mieux au besoin de la filière, dans le respect du droit communautaire en matière d'aide d'Etat ;
- Approfondir, avec ENEDIS et l'ADEeF, les possibilités de recours à la modulation de la demande pour gérer les problématiques locales d'exploitation des réseaux de distribution ;
- Encourager le développement par les fournisseurs d'offres incitant à la flexibilité, tirant parti des potentialités nouvelles offertes par les compteurs communicants.

Mesures concernant le stockage d'électricité :

- Engager, au cours de la première période de la PPE, les démarches permettant le développement des stations de pompage d'électricité pour un potentiel de 1,5 GW identifié en vue des mises en service des installations entre 2030 et 2035 ;
- Mettre en place au cours de la première période de la PPE le cadre permettant de généraliser d'ici à 2028 le développement de « lignes virtuelles » à l'aide d'installations de stockage par batterie afin d'éviter les renforcements de réseau et les phénomènes d'écètements des énergies renouvelables ;
- Poursuivre les efforts de R&D amont ou de démonstration (ex : programme des investissements d'avenir pour les démonstrateurs, fonds unique interministériel pour des projets de recherche collaboratif, soutien de projets de recherche et développement par l'ANR, concours d'innovation pour les petites structures, mais également des démonstrateurs de services au réseau tels que le projet Ringo porté par RTE) visant à développer des solutions de stockage d'électricité compétitives, qui pourraient permettre, à moyen terme, la poursuite de l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique ;
- En lien avec les comités de filière, rechercher les possibilités de développer une filière française de production de batteries et fournir un plan ambitieux intégrant tous les paramètres de stockage d'ici à mi 2019.
- Compte tenu des possibilités existantes, étudier l'intérêt de la réutilisation de cavités salines pour le stockage d'hydrogène.

Mesures concernant l'auto-consommation :

- 200 000 sites photovoltaïques en autoconsommation en 2023, dont 50 opérations d'autoconsommation collective.

Le développement de l'autoconsommation passe notamment par un besoin de visibilité pour les acteurs sur le cadre qui leur est applicable et sur les différents facteurs susceptibles d'avoir une influence sur le niveau de rentabilité des opérations d'autoconsommation :

- Ouvrir de nouvelles possibilités pour l'autoconsommation collective et faciliter leur financement ;
- Définir le cadre législatif et réglementaire applicable aux communautés d'énergie renouvelables et aux communautés énergétiques citoyennes.

3.4.2. Précarité énergétique

Mesures :

- **Evaluation et suivi de la précarité énergétique en France** : l'Observatoire National de la Précarité énergétique est devenu un outil de référence fiable et partagé sur la précarité énergétique en France, pour connaître, suivre et analyser ce phénomène ainsi que sur les dispositifs mis en place pour lutter contre la précarité énergétique. Un panier d'indicateurs a ainsi été défini pour caractériser et quantifier la précarité énergétique liée à l'habitat et à la mobilité, et leur évolution est suivie chaque année et est publiée dans le cadre d'un tableau de bord. 2 indicateurs permettent ainsi d'évaluer la précarité énergétique :
 - l'indicateur basé sur le taux d'effort énergétique, désormais estimé annuellement par le Commissariat général au développement durable à l'aide du modèle de micro simulation Prometheus . Cet indicateur considère un ménage en situation de précarité énergétique lorsque ses dépenses énergétiques dans son logement sont supérieures à 8 % de son revenu, et son revenu par unité de consommation (UC) est inférieur au 3ème décile de revenu par UC ;
 - l'indicateur sur le ressenti du froid, tiré du baromètre Energie-info réalisé par le Médiateur national de l'énergie auprès d'un échantillon de 1500 personnes. Cet indicateur déclaratif permet de quantifier les phénomènes d'auto-restriction que ne capte pas l'indicateur économique. Cet indicateur considère un ménage en situation de précarité énergétique s'il déclare ressentir le froid selon au moins l'un des cinq motifs suivants : mauvaise isolation, installation de chauffage insuffisante, panne de chauffage, limitation du chauffage en raison du coût, coupure d'énergie liée à un impayé.

Ainsi, selon le tableau de bord 2019 de l'observatoire national de la précarité énergétique, 11,6% des français (soit 3,3 millions de ménages représentant 6,7 millions d'individus) dépensent plus de 8% de leurs revenus pour payer leur facture énergétique du logement, et 15% des français déclarent avoir souffert du froid au cours de l'hiver 2017.

Le suivi régulier de ces indicateurs de précarité énergétique, tout comme l'analyse des impacts des différents dispositifs mis en place pour lutter contre ce phénomène, permet à la France de piloter ses actions dans l'objectif de réduire la précarité énergétique.

- **Un panel de mesure variées est déployé pour lutter contre la précarité énergétique :**
 - Revaloriser le chèque énergie : les montants ont été augmentés de 50 € pour les ménages éligibles en 2018. L'assiette du chèque énergie a été élargie, de manière à bénéficier aux 20 % des ménages touchant les revenus les plus faibles. Cela permettra d'étendre la distribution du chèque énergie à 2,2 millions de ménages supplémentaires, soit 5,8 millions de ménages au total ;
 - Rendre le Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), et la prime qui lui succèdera, plus efficace via :
 - un nouveau barème forfaitaire en 2020, qui tiendra compte de l'efficacité énergétique des actions;

- son versement par l'ANAH au moment des travaux. Le taux d'aides sera bonifié pour les ménages aux revenus les plus modestes, afin que les aides publiques constituent un véritable déclencheur de travaux pour sortir de la précarité énergétique ;
- son élargissement aux propriétaires-bailleurs en 2021, et la simplification de sa sollicitation pour les travaux collectifs en copropriété.
- Diffuser l'ecoPTZ, récemment simplifié et pouvant désormais s'appliquer au forfait pour des travaux monogestes (exemple : installation d'un chauffage central alimenté par des énergies renouvelables, sans bouquet de travaux) ;
- Cofinancer, grâce au CITE et au programme SARE, un audit énergétique pour les ménages aux revenus modestes propriétaires de logements passoires thermiques (diagnostics de performance F ou G).
- Déployer des solutions innovantes permettant d'industrialiser des solutions de rénovation en bénéficiant d'un effet d'échelle ;
- Renforcer la prime à la conversion des anciens véhicules pour les ménages modestes en portant d'ores et déjà son objectif de remplacement de véhicules anciens, de 500 000 à 1 000 000 sur le quinquennat, avec une prime doublée pour les ménages très modestes (ainsi que les grands rouleurs non imposables), tout en travaillant sur des prêts intéressants pour financer le reste à payer ;
- Développer l'offre de transport en commun, le covoiturage et plus généralement les alternatives à l'usage individuel de la voiture sur tout le territoire dès que cela est possible, en ciblant les publics les plus fragiles ;
- Mobiliser les certificats d'économie d'énergie au profit des ménages modestes, tant pour la réduction des consommations des bâtiments (renforcement et extension du coup de pouce économies d'énergie) que pour la mobilité (appui au covoiturage, au développement de l'usage du vélo en substitution de véhicules thermiques, traitement des besoins de mobilité des ménages en situation de précarité).

3.5. Le cadre législatif et les mesures prises par la France en faveur d'une politique d'innovation pour les énergies décarbonées au niveau national et européen

La problématique énergétique s'inscrit dans un cadre complexe qui doit répondre à plusieurs défis majeurs : garantir et sécuriser l'accès à l'énergie des populations et des organisations à un coût abordable et compétitif, éviter la précarité énergétique, s'inscrire dans l'atténuation du changement climatique et l'adaptation à ce changement, préserver la santé humaine et l'environnement, offrir un mix énergétique durable.

Pour ce faire, la France s'est résolument engagée au niveau politique, par la mise en place d'un arsenal législatif, réglementaire et stratégique, tant pour orienter les choix technologiques et sociétaux que pour soutenir un effort de recherche & développement (R&D) nécessaire à l'amélioration continue des filières existantes et à l'émergence des filières nouvelles, permettant de répondre à ces grands défis.

3.5.1. Le cadre réglementaire national

3.5.1.1. La loi de transition énergétique pour la croissance verte

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) adoptée en 2015 vise à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de

l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif.

Pour donner un cadre à l'action conjointe des citoyens, des entreprises, des territoires et de l'État, la loi fixe des objectifs à moyen et long terme en matière de réduction des émissions de GES, de réduction de la consommation d'énergie, de performance énergétique ou de part d'EnR.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) vise par ailleurs à favoriser une croissance économique durable et la création d'emplois pérennes et non délocalisables.

La LTECV constitue donc le socle à partir duquel la politique d'innovation pour la transition écologique et énergétique peut se construire. Elle a prévu en outre l'élaboration de la stratégie nationale de la recherche énergétique (SNRE) décrite précédemment.

3.5.1.2. Le plan climat - Accélérer la lutte contre le changement climatique en France et à l'international

Dans la continuité de la LTECV, le Gouvernement a présenté en 2017 le Plan climat qui vise à projeter la France dans le monde de l'après-carbone, en réduisant la dépendance de la France aux énergies fossiles et en mobilisant les écosystèmes dans leur capacité de stockage du carbone et de protection face aux conséquences du changement climatique. Le Plan climat a fixé le cap de la neutralité carbone à horizon 2050 et ambitionne d'être le marqueur de la mobilisation du Gouvernement français et de tous les acteurs.

La lutte contre le changement climatique, porté par le Plan Climat, demande des mutations économiques importantes. Réduire les émissions de gaz à effet de serre dans un monde en croissance exige d'innover dans les moyens de production, en particulier d'énergie, pour découpler performance économique et émissions. Dans ce cadre, le plan climat rappelle qu'il est indispensable de s'appuyer sur la recherche et l'innovation, ainsi que l'investissement dans les nouvelles technologies. Il prévoit notamment de :

- Miser sur les talents pour trouver les solutions d'avenir : La France renforce dès à présent ses dispositifs d'attractivité et de coopération scientifique dans les domaines clés pour combattre le changement climatique. Elle met ainsi en place un programme pour l'accueil de chercheurs confirmés de haut niveau, ainsi que des chaires d'excellence pour de jeunes chercheurs et un programme sélectif d'accueil de doctorants. A titre d'illustration, Depuis son lancement le 1er juin 2017 par le Président Macron, l'initiative *Make Our Planet Great Again* a recueilli plusieurs centaines de candidatures de qualité pour des séjours de recherche de longue durée en France.
- Faire de la place de Paris le pôle international de la finance verte : Paris, qui dispose d'une expérience de qualité mise en place lors de la COP21, ambitionne de devenir la capitale de la finance verte et de la finance responsable. La France doit assurer la promotion des labels de finances verte et responsable et être au cœur de la réflexion sur la prise en compte des risques climatiques dans la régulation financière internationale (article 173 de la Loi pour la transition énergétique et la croissance verte). Elle est ainsi le premier pays à demander aux investisseurs de publier l'impact de leurs activités sur le climat, les incitant à investir dans l'économie verte plutôt que dans les énergies fossiles.

3.5.1.3. Mise en œuvre de la stratégie française pour l'énergie et le climat – La programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone

Afin d'atteindre la neutralité carbone dès 2050 sur le territoire français, il est nécessaire que le système énergétique évolue afin que les énergies consommées sur le territoire français n'émettent plus de gaz à effet de serre. Pour agir, le Gouvernement s'appuie sur :

- **La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)** qui décrit la feuille de route à l'horizon 2050 de la France pour conduire la politique d'atténuation du changement climatique et les mesures permettant d'atteindre la neutralité carbone, y compris dans l'innovation.
- **La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)** à l'horizon 2028 qui fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin de mener à bien la transition vers un système énergétique plus efficace et plus sobre, plus diversifié et donc plus résilient, avec un volet sur l'innovation.

3.5.1.4. La loi relative à l'énergie et au climat

La loi relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 9 novembre 2019, modifie les objectifs que la France se donne et les outils pour vérifier qu'elle est sur la bonne trajectoire. En outre, elle met en place des mesures concrètes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

D'abord, ce texte inscrit l'urgence écologique et climatique dans la loi. Pour répondre à cette urgence, il introduit dans la loi celui d'atteindre la neutralité carbone au niveau français en 2050. Ensuite, il crée de nouveaux outils de pilotage, de gouvernance et d'évaluation de notre politique climat qui permettront de mieux comprendre si le pays est sur la bonne trajectoire. La loi crée en particulier le « Haut Conseil pour le Climat ». Constitué de personnalités reconnues dans le domaine du climat, il évaluera en toute indépendance la stratégie climatique de la France ainsi que l'efficacité des politiques mises en œuvre pour atteindre ses ambitions. La loi met également en place (à partir de 2023) des budgets carbone supplémentaires pour l'empreinte carbone des français et le transport international permettant de se doter d'objectifs et d'outils de suivi sur ces deux indicateurs centraux. Elle crée une loi quinquennale de programmation des objectifs énergétiques et climatiques du pays ce qui permettra de débattre de manière démocratique de ces objectifs.

Enfin, des mesures concrètes sont mises en place. La France s'engage à mettre fin à la production d'électricité à partir de charbon, via la mise en place d'un plafonnement de la durée de fonctionnement des centrales à charbon à compter du 1er janvier 2022, à un niveau tel qu'il conduira à l'arrêt de leur exploitation. Elle s'engage également à lutter contre les passoires thermiques avec un objectif de rénovation des bâtiments concernés d'ici 2028.

3.5.1.5. La loi d'orientation des mobilités

La loi d'orientation des mobilités (LOM) adoptée en décembre 2019 a pour ambition :

- d'investir davantage dans les infrastructures existantes permettant l'amélioration des services de transports du quotidien (entretien des réseaux ferrés existants, désaturation des grands nœuds ferroviaires) : le soutien financier de l'Etat à ces infrastructures essentielles pour reporter l'usage de la voiture vers le train est en forte hausse.
- d'apporter à tous et partout des solutions alternatives à l'usage individuel de la voiture ;
- de développer l'innovation et les nouvelles solutions de mobilité au service de tous ;
- de réduire l'empreinte environnementale des transports ;
 - et d'adapter la régulation du transport routier, maritime et fluvial ainsi que ferroviaire.

La LOM inscrit pour la première fois dans la loi l'objectif de décarbonation complète du transport terrestre en 2050. Pour y parvenir, une trajectoire intermédiaire est tracée, conformément aux objectifs européens, au plan climat et à la stratégie nationale bas-carbone :

- développement des véhicules à faibles émissions selon les objectifs européens de réduction d'émissions de CO2 pour 2030 (voir plus haut) ;
- fin de la vente des véhicules légers neufs utilisant des énergies fossiles en 2040.

Pour suivre cette trajectoire, sont fixés des objectifs progressifs contraignants de renouvellement annuel des flottes détenues ou utilisées par les secteurs publics et en intégrant une part minimale croissante de véhicules à faibles émissions.

Pour accompagner la transition énergétique des véhicules, le développement des installations de recharge pour les véhicules électriques est encouragé : équipement obligatoire dans les parkings de plus de 10 places des bâtiments neufs ou rénovés, facilitation du « droit à la prise » en habitat collectif, taux de prise en charge du coût de raccordement par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) rehaussé de 40 % à 75 % maximum.

Pour inciter les citoyens à adapter les modes de transports aux déplacements qu'ils réalisent, la LOM promeut les modes doux et partagés : mention encourageant le recours aux mobilités actives, partagées ou des transports en commun dans les publicités de voitures, possibilité pour les collectivités de subventionner les solutions de covoiturage et pouvoir réserver des voies de circulation autour des axes de métropoles au covoiturage et aux véhicules à faibles émissions, mise en œuvre du plan vélo pour tripler sa part modale d'ici 2024 (de 3 % à 9 %) via en particulier la création d'un fonds vélo national de 350 M€ qui permettra de financer les infrastructures cyclables, création du forfait mobilité durable pour permettre à un employeur de verser jusqu'à 400 €/an à un salarié se rendant à son travail en vélo ou par covoiturage depuis son domicile.

Les collectivités seront dotées d'outils de contrôle permettant le déploiement de zones à faibles émissions, zones interdites à la circulation des véhicules les plus polluants.

3.5.1.6. La loi de finances pour 2020

Cette loi a permis d'engager une réduction partielle des dépenses fiscales défavorables au climat : elle a ainsi augmenté de 2c€/l le taux réduit du gazole pour le transport routier de marchandises et va supprimer en trois ans le taux réduit pour le gazole non routier (GNR) (hors agriculture, et transports ferroviaire et fluvial). Un certain nombre de mesures d'accompagnements sont prévues pour les secteurs les plus impactés. Concernant les carburants pour le secteur aérien, les discussions doivent avoir lieu au niveau européen et international en tenant compte des instruments existants comme l'ETS aviation. Toutefois, une majoration de la taxe de solidarité sur les billets d'avion également été introduite dans la loi de finances pour 2020 afin de contribuer au financement d'infrastructures de transport durables.

Cette loi a également prévu la fin des garanties de l'État à l'export accordées pour des opérations de recherche, exploitation et production de charbon et pour la production d'énergie à partir de charbon, ainsi que pour certaines opérations de recherche, exploitation et production d'hydrocarbures (projets utilisant des méthodes interdites sur le territoire national, projets de production d'hydrocarbures liquides prévoyant des opérations de torchage de routine).

Enfin, il faut noter que cette loi a permis d'initier la démarche de budget vert, qui sera consolidée dans la prochaine loi de finances, et qui permet de fournir une évaluation claire de la programmation budgétaire au regard des objectifs environnementaux (plus large que le climat).

3.5.1.7. Déclinaisons des grandes orientations gouvernementales – les plans thématiques et les feuilles de routes

Les grandes orientations définies dans le cadre de la loi se déclinent entre autres sous forme de plan ou de feuilles de routes thématiques qui définissent les mesures nécessaires pour mener à bien la transition écologique et énergétique. Depuis 2017, La France a ainsi publié :

Le plan biodiversité

Ce plan biodiversité vise à mettre en œuvre l'objectif de réduire à zéro la perte nette de biodiversité. Pour ce faire, le plan s'articule autour de six axes stratégiques pour lesquels de multiples besoins en matière d'innovation ont été identifiés, en particulier sur la biodiversité, le génie écologique et le biomimétisme, et le renforcement de la présence dans la ville.

La feuille de route économie circulaire

La transition vers une économie circulaire est un chantier clé de la transition écologique et solidaire. La feuille de route économie circulaire a fixé des objectifs ambitieux, qui nécessiteront des efforts en recherche et innovation accrus :

- Réduire la consommation de ressources liée à la consommation française : réduire de 30% la consommation de ressources par rapport au PIB d'ici à 2030 par rapport à 2010 ;
- Réduire de 50% les quantités de déchets non dangereux mis en décharge en 2025 par rapport à 2010 ;
- Tendre vers 100% de plastiques recyclés en 2025.

Cette feuille prévoit 50 mesures parmi lesquelles l'innovation prend toute sa place. Il s'agit notamment de développer des solutions pour soutenir l'économie circulaire en incorporant d'avantage de matières premières recyclées dans la production manufacturière, la valorisation des biodéchets.

D'une manière générale l'objectif est de mobiliser la communauté scientifique avec une approche pluridisciplinaire via notamment le lancement d'appels à projets financés par l'ADEME et en encourageant le dépôt de projets européens pour faire émerger les innovations technologiques indispensables au déploiement de l'économie circulaire et mobiliser des experts transverses (urbanisme, aménagement, gestion, sociologie, design, mode, communication, économie, etc.).

L'innovation en lien avec la mise en place du plan de rénovation énergétique des bâtiments

Au niveau national, le secteur du bâtiment représente près de 45 % de la consommation d'énergie finale et 25 % des émissions de gaz à effet de serre : sa contribution à la transformation de notre modèle de développement pour la sobriété énergétique est impérative et a fait l'objet en 2018 d'un plan gouvernemental.

Le chantier de la rénovation énergétique des bâtiments existants demeure un défi majeur qui devra conjuguer des exigences fortes en matière de quantité de logement à rénover, de qualité des travaux réalisés et de maîtrise des coûts. Les transformations en cours et à venir sur le tissu économique ont peu d'équivalents récents. Leur réussite repose notamment sur la capacité à moderniser l'ensemble de la filière du bâtiment en soutenant les innovations et leur diffusion en permettant des travaux de rénovation plus simples, moins onéreux et efficaces.

Les exigences affichées supposent donc de faire appel aux produits les plus performants au plan environnemental et de soutenir l'émergence de filières innovantes susceptibles d'en assurer largement la production. Le soutien aux innovations se concentrera notamment sur :

- le développement de filières écomatériaux (matériaux biosourcés, utilisation de la ressource en bois, etc.) ;
- le développement de plans d'affaires innovants sur la rénovation énergétique permettant d'adresser ce défi de demain
- la diffusion et l'utilisation des outils numériques par l'ensemble de la filière ;
- le développement de capacités de mesure et de gestion de l'efficacité énergétique permettant une meilleure connaissance du parc de bâtiments et de leur consommation ;

- les services de gestion active des bâtiments et des îlots de bâtiments.

Déploiement de technologies H2 par un soutien à la recherche et à l'innovation

Le plan Hydrogène annoncé en juillet 2018 par le Gouvernement montre le potentiel de ce vecteur énergétique pour différents usages avec une volonté de s'attaquer en priorité à la décarbonation d'usages existants.

La compétitivité durable des filières passera par l'émergence d'acteurs de R&D forts travaillant sur deux niveaux :

- L'accélération de l'industrialisation des technologies de l'hydrogène en soutenant la recherche et les transferts de technologies issus de la recherche, pour laquelle les actions de soutiens de type démonstrateur du PIA, en particulier en fonds propres ont tout leur sens ;
- La mise en œuvre de ruptures conformément aux feuilles de route internationales en vue de diminuer les coûts des composants, de diminuer la dépendance en matériaux critiques et en travaillant sur leur substitution. Ce volet, fondamental pour pérenniser les atouts technologiques de la France, pourrait bénéficier d'une programmation pérenne de l'ANR dédiée.

3.5.2 Les actions de coopérations européennes mises en œuvre par la France

3.5.2.1. Une stratégie nationale de recherche et d'innovation en cohérence avec les objectifs fixés par le SETPlan

Une implication française active au sein du SETPlan depuis sa création

Depuis le lancement de l'Union de l'Energie par le Président Juncker, le Plan stratégique pour les technologies énergétiques (SET-Plan) lancé en 2008 joue un rôle renforcé dans la programmation du défi sociétal N°3 "Energies sûres, propres et efficaces".

Partant du constat que les entreprises assurent que 70% du total des investissements de la recherche et de l'innovation dans le domaine sur les technologies énergétiques, les Etats membres 20% et l'Union européenne 10% (source JRC : COM(2013)253), les Etats membres se sont fixés l'objectif par la mise en place du SET-Plan de maximiser l'impact des ressources nationales, privées et européennes en renforçant les projets communs, la coordination des programmes et budgets nationaux de R&I sur les technologies énergétiques.

La France, par le biais d'acteurs gouvernementaux, académiques et industriels, a activement participé à l'ensemble des actions menées dans le cadre du SETPlan, à savoir notamment la constitution de la feuille de route intégrée en 2013-2014, l'élaboration en 2015-2016 des dix déclarations d'intention définissant les objectifs à atteindre en matière de coûts et de performance des nouvelles technologies et enfin la rédaction des quatorze plans d'action récapitulant les initiatives à mettre en œuvre pour permettre d'atteindre les objectifs fixés par les déclarations d'intentions.

La France a en outre coordonné les travaux des groupes de travail en charge de la rédaction des plans d'actions batteries pour le stationnaire ou la mobilité et sûreté nucléaire.

Dans ce contexte global, la France a pu porter à l'échelon européen sa vision des actions à mener pour la transition énergétique.

Des orientations nationales en matière de recherche et innovation en accord avec les recommandations des plans d'action du SETPlan

D'un point de vue global en matière de lutte contre le changement climatique et la transition énergétique afférente nécessaire, les objectifs français et européens sont en ligne.

Cela implique en conséquence une vision globale cohérente sur les moyens à mettre en œuvre et plus spécifiquement s'agissant de la recherche et de l'innovation, les recommandations contenues dans les 14 plans d'actions du SETPlan sont très majoritairement partagées au niveau national. Pour illustrer ce constat, les plans traitant du photovoltaïque et des batteries sont pris pour exemple.

Le plan d'action Photovoltaïque du SETPlan :

Ce plan d'actions décrit les activités de recherche et innovation technologiques et non technologiques à mettre en œuvre pour reconstruire le leadership de l'UE dans le secteur des technologies photovoltaïques à haute performance et leur intégration dans le système énergétique de l'UE, en proposant des solutions compétitives et durables au regard du marché européen de l'électricité. Pour atteindre ces objectifs, il est recommandé de s'attaquer aux défis suivants :

1. Développer des technologies (silicium et films) ainsi que de nouveaux concepts afin d'accroître l'efficacité du PV par rapport à 2015 d'au moins 20% d'ici 2020 et 35% d'ici 2030 ;
2. Réduire les coûts des technologies par rapport à 2015 d'au moins 20% d'ici 2020 et 50% d'ici 2030 ;
3. Accroître la qualité, l'impact environnemental et la durée de vie des technologies proposées ;
4. Permettre la réalisation de bâtiments à zéro émission en intégrant les technologies PV (BIPV) directement dans la conception de l'infrastructure ;
5. Développer des concepts de lignes de production de modules PV à l'échelle du GW compétitives.

Un positionnement français en cohérence avec le plan d'action PV :

La Programmation pluri-annuelle de l'énergie publiée en novembre 2018, prévoit un déploiement des solutions PV à l'horizon 2028 très ambitieux, passant de 8,3 GW installés en 2018 à 20,6 GW en 2023 puis de l'ordre de 40 GW à l'horizon 2028.

Pour rendre possible ce déploiement massif, la France est convaincue qu'il est nécessaire de soutenir la recherche et l'innovation dans ce domaine, les axes stratégiques proposés par le plan d'action du SETPlan et rappelés ci-dessus étant complètement intégrés dans la démarche nationale.

Ainsi, la SNRE rappelle que : *« l'industrie photovoltaïque française, et plus largement, européenne souffre d'un défaut de compétitivité devant ses concurrents asiatiques. A ce titre, la recherche et l'innovation ont un rôle majeur à jouer afin de faire gagner en compétitivité les produits français et européens.*

Un premier levier d'action est de parvenir à réduire les coûts de production des produits, à travers notamment une amélioration des méthodes de production industrielle (plus grande automatisation, gain de temps dans les procédés de fabrication) ou encore un gain sur le coût des matières premières (économie des quantités de Si et In nécessaires). Un autre levier d'action est de faire gagner les produits en qualité et en durabilité en allongeant la durée de vie des systèmes et en améliorant leur recyclabilité.

Enfin, il convient également de poursuivre les efforts de recherche et développement sur l'amélioration des rendements des cellules et des modules et plus en amont, d'explorer les concepts en rupture, tels que les pérovskites, susceptibles de devenir les technologies de demain.

La France bénéficie d'un écosystème dynamique de laboratoires et d'entreprises innovantes, capable de relever ces défis. En particulier, les travaux des Instituts de la Transition Énergétique IPVF (couches minces) et INES2 (silicium) pourront s'avérer déterminants pour répondre à ces enjeux. »

Le plan d'action Batteries et Stockage :

Ce plan d'actions a vocation à traiter des batteries, technologie clé pour les applications de mobilité électrique et de stockage d'énergie fixe. Il est donc impératif que l'industrie européenne maîtrise à terme l'intégralité de la chaîne de la valeur, à savoir la conception, le développement, la fabrication, l'application et le recyclage des futures générations de batteries tout en devenant compétitif sur le marché mondial.

Les recommandations présentées dans le plan d'action ont été élaborées pour s'inscrire dans le contexte de la composante recherche & innovation de l'Alliance Européenne de la Batterie. Trois grands domaines d'action à traiter d'ici 2030 ont été identifiés:

1. Matériaux / Chimie / Conception et Recyclage ;
2. Production ;
3. Applications et Intégration.

Le groupe de travail pour l'exécution du plan d'actions est présidé par la France et a identifié les axes d'actions prioritaires suivants à mettre en œuvre :

1. Matériaux avancés pour les batteries
2. Production éco-efficace
3. Batteries à charge rapide
4. Seconde vie des batteries
5. Recyclage
6. L'application et l'intégration

Un positionnement français en cohérence avec le plan d'action Batteries et Stockage

Afin de disposer d'une structure susceptible de répondre aux grands enjeux associés au stockage d'énergie, la France a mis en place dès 2011 le « Réseau sur le stockage électrochimique de l'énergie (RS2E). Le RS2E a été créé avec le soutien du Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche et de l'Innovation et qui associe le CNRS, des organismes de recherche, des industriels est un réseau de recherche et de transfert technologique dédié aux différents dispositifs de stockage d'énergie : batteries rechargeables, supercondensateurs et technologies alternatives destinés à de nombreux usages. Par ailleurs, un ensemble d'outils permettant le soutien aux actions de recherche associé au stockage de l'énergie a été mis en place couvrant les TRL 1 à 8, par le biais de financements notamment issus du Programme d'Investissements d'Avenir et donc les actions afférentes sont opérées par l'Agence Nationale de la Recherche et l'ADEME.

3.5.2.2. Participation de la France aux ERA-NET Cofund

Les ERA-NETS sont des instruments du programme cadre européen qui permettent, dans le secteur de l'énergie, la mise en place de partenariats entre les membres du SETPlan pour le financement des priorités communes de recherche et d'innovation qui sont actées dans les plans d'actions.

Issus des discussions conduites dans le cadre du SET-Plan, une dizaine d'ERA-NET Cofund sur la thématique énergie ont été initiées depuis le lancement d'Horizon 2020. La France participe notamment à SMARTGRID+, SOLAR ERANET, GEOTHERMICA, OCEAN, EnSGPlusRegSys, SOLAR COFUND 2.

Ces programmes sont opérés au niveau national par l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) et l'ANR (Agence Nationale de la Recherche) et les financements sont issus du Programme des Investissements d'Avenir (PIA) ou des budgets alloués à la recherche des deux opérateurs.

A ce stade, le retour d'expérience de la France s'agissant du recours à des vecteurs de collaboration européens tels que les Eranet Cofund est jugé positif. Il a en effet permis des collaborations public-privé, ou le déploiement de lignes pilotes pour la production de composants du système énergétique qui favorisent fortement les interactions entre recherche académique et recherche appliquée et pré-industrielle.

Plus encore, le caractère multi-latéral de ces actions représente une opportunité précieuse d'échange entre les différentes agences nationales de financement et contribue à renforcer la coopération entre les Etats Membres pour faire face aux défis de la transition énergétique dans un contexte d'alignement plus étroit des différentes politiques de transition énergétique au sein de l'Union.

3.5.2.3. Une coopération bilatérale franco-allemande renforcée pour favoriser le développement de solutions innovantes

Le ministère français de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation, via l'Agence nationale de la recherche (ANR), et le ministère fédéral allemand de l'Éducation et de la Recherche (German Federal Ministry of Education and Research - BMBF) ont lancé en 2018 un appel à projets bilatéral financé à hauteur de 20 M€ sur le stockage et la distribution de l'énergie (clôture prévue en janvier 2019).

Cet appel à projets vise à soutenir la mise au point de solutions innovantes, efficaces et durables pour le stockage et la distribution de l'énergie.

Il s'inscrit dans le cadre d'une coopération franco-allemande renforcée dans le domaine de l'énergie. Ce partenariat vise à stimuler l'innovation en France et en Allemagne pour contribuer à la mise en place d'un système énergétique durable d'ici 2050 en Europe.

L'appel soutiendra des projets collaboratifs réunissant des partenaires français et allemands, et dont les recherches amont (niveau de maturité technologique - TRL compris entre 1 et 5) ont pour finalité le développement de solutions économiquement, écologiquement et socialement performantes pour la distribution et le stockage de l'énergie en France, en Allemagne, et en Europe. Il s'adresse à la fois aux organismes de recherche et aux entreprises.

Les projets attendus doivent porter sur l'une des deux principales thématiques : 1. Conversion et stockage de l'énergie provenant de sources renouvelables, 2. Réseaux énergétiques (de transport et de distribution) intelligents. Les thématiques abordées dans ce cadre pourront contribuer à atteindre les objectifs affichés dans le plan d'action du SETPlan batteries et stockage.

3.5.2.4. Ouverture du Programme des Investissements d'Avenir à des actions conjointes pour mener les actions définies dans le cadre du SETPlan

Afin de réaliser les objectifs définis par les plans d'action approuvés dans le cadre du SETPlan, la France suggère de développer et de poursuivre des projets de recherche communs avec d'autres pays du plan SET au travers de son programme de financement "Investissements d'avenir" (PIA).

Le PIA vise à préparer la France aux défis de demain (compétitivité, environnement, énergie, santé, etc.) et à accroître son potentiel de croissance en investissant dans l'enseignement supérieur et la formation, la recherche, l'industrie et les PME, le développement durable et la numérisation. Le programme Investissements d'avenir est destiné à soutenir des projets favorisant l'innovation et la création d'emplois dans des secteurs à fort potentiel pour l'économie française. Il s'agit de renforcer les avantages concurrentiels stratégiques de la France. La mise en œuvre du programme Investissements d'avenir est pilotée par le Secrétariat général à

l'investissement (SGPI). Il est soutenu par plusieurs opérateurs, dont l'ADEME, l'un des acteurs majeurs de l'innovation pour la transition énergétique et écologique en France.

Pour accompagner et gérer ces projets dans le domaine de l'énergie, l'ADEME propose aux porteurs de projets un accompagnement, notamment via des aides d'État soumises à la réglementation européenne en matière de concurrence. Celles-ci sont attribuées par le biais d'appels à projets et comprennent :

- des aides d'État sous forme d'avances remboursables ;
- des subventions, principalement réservées aux organismes de recherche.

Dans le secteur de l'énergie, les autorités françaises ont décidé d'ouvrir les appels à projets afférents aux projets de collaboration des parties prenantes françaises avec les pays membres du SETPLAN et au-delà, à la coopération internationale. Une entreprise non française peut bénéficier de ces mécanismes d'investissement pour obtenir un financement pour ses projets innovants à condition que les démonstrateurs ou les projets soient situés en France et bénéficient directement à l'économie et au marché du travail français. En outre, le PIA permet également à des opérateurs spécifiques tels que l'ADEME ou BPI France de faire des investissements en fonds propres, le cas échéant, par exemple pour des solutions industrielles innovantes.

Cette opportunité a été présentée par la France dans le cadre du comité de pilotage du SETPlan et fait l'objet de communications régulières dans les instances européennes de la part des Ministères français en charge de la recherche et de l'énergie.

3.5.3 - Les principales sources de financement de la recherche et de l'innovation pour l'énergie

3.5.3.1. Le programme des investissements d'avenir - Volets opérés par l'ADEME

Parallèlement au financement des organismes publics de recherche, l'État soutient des actions de R&D dans le domaine de l'énergie opérées par l'ADEME, BPI France, et la Caisse des dépôts et consignations (CDC), ainsi que par l'Agence Nationale de la Recherche (Instituts pour la transition énergétique, appels à projets génériques).

Entre 2010 et 2017, l'ADEME a opéré les actions des deux premiers volets du PIA : « Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » et « Véhicules et transports du futur », couvrant ainsi de multiples thématiques se répartissant en quatre grands volets :

- la production d'énergies renouvelables, le stockage de l'énergie et les réseaux électriques intelligents ;
- l'efficacité énergétique dans le bâtiment, l'industrie et l'agriculture et la chimie du végétal ;
- l'économie circulaire et les déchets ;
- les transports dans toutes ses composantes et la mobilité.

Différents outils de financement furent mis en œuvre, appels à projets pour démonstrateurs, initiative PME et interventions en fonds propres, permettant de financer, au travers de 85 appels à projets, 745 projets pour un montant global d'aides de 2,5 Md€ (budget global des projets : 7,22 Md€).

Dans la continuité des PIA 1&2, l'ADEME est opérateur de plusieurs actions dans le cadre du troisième volet du PIA (démarré fin 2017), pour un montant total de 1 Md€ :

- « démonstrateurs territoriaux et d'innovation de grande ambition », avec 400 M€ de fonds propres et 300 M€ d'aides d'Etat (la CDC est également opérateur avec des crédits séparés sur le volet territorial).

Cette action constitue pour l'ADEME la suite des actions PIA1&2 pour le soutien aux « démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » ;

- « concours d'innovation » dédiés aux PME, avec 150 M€ d'aides d'Etat (la BPI est également opérateur avec 150 M€, qui doivent aussi couvrir le volet territorial) ;
- soutien aux « écosystèmes d'innovation » dans le domaine de la mobilité durable, avec 150 M€ d'aides d'Etat.

3.5.3.2. Actions incitatives destinées à stimuler la recherche et l'innovation associées aux énergies renouvelables - Les Instituts pour la Transition Énergétique

Les Instituts pour la Transition Énergétique (ITE) sont des plateformes publiques-privées qui visent à constituer des campus d'excellence rassemblant recherche académique, grands groupes et tissus de PME sur les thèmes spécifiques de la transition énergétique pour favoriser l'innovation en faisant converger les efforts publics de R&D et les stratégies industrielles. Les ITE ciblent ainsi le développement industriel d'une filière complète, depuis l'innovation technologique jusqu'au démonstrateur et au prototype industriel.

L'Agence nationale de la recherche (ANR), dans le cadre du programme des investissements d'avenir (PIA), assure le suivi de cette dizaine de structures, labellisées en 2011 et 2012 dans les domaines suivants :

- chimie verte et matériaux agrosourcés ;
- énergies marines renouvelables ;
- énergies solaires ;
- géothermie ;
- réseaux électriques intelligents ;
- efficacité énergétique ;
- bâtiment durable ;
- véhicule décarboné et mobilité.

Ce programme est à ce jour doté d'une enveloppe de l'ordre de 450 millions d'euros finançant jusqu'à 50% des activités de l'ITE.

3.5.3.3. Les financements européens de la recherche - Le programme cadre (MESRI)

Environ 2,8 Mds€ ont été attribués à ce jour dans le cadre du programme Energie d'Horizon 2020, représentant 7 400 participations européennes. Les partenaires français ont bénéficié de 258 M€ (9,2%) de ces fonds. La France est ainsi 5ème bénéficiaire du programme Energie derrière l'Allemagne (454 M€ - 16,2%), l'Espagne (346 M€ - 12,3%), le Royaume-Uni (292 M€ - 10,4%) et l'Italie (267 M€ - 9,5%). Pourtant les acteurs français bénéficient d'un fort taux de succès (18%), juste derrière le taux de succès allemand (18,7%) mais devant le Royaume-Uni (14,9%), l'Espagne (13,8%) ou l'Italie (11,9%).

3.5.3.4. Le fonds NER 300 – un outil adapté à la démonstration pré commerciale de solution technologiques décarbonées

Le fonds démonstrateur européen New Entrant Reserve 300 (NER 300) est un programme de financement de projets de démonstration dans l'Union Européenne, innovants, de taille commerciale axé sur les thématiques

de captage et stockage du CO2 et des énergies renouvelables. Il a été créé en 2009 dans le cadre du paquet climat-énergie et adopté sous la présidence française de l'Union.

Il est doté de 300 millions de quotas d'émissions de la réserve des nouveaux entrants, dont leur vente a permis de générer 2,1 Mds€.

Le fonds NER 300 apparaît donc comme un outil précieux permettant de financer des projets à TRL élevés et donnant l'opportunité à de nouvelles technologies du secteur de l'énergie d'atteindre la maturité nécessaire à leur entrée sur le marché.

Dans ce cadre, deux projets français ont été lauréats et sont actuellement en cours de réalisation :

- Le projet éolien flottant Vertimed/PGL composé de trois éoliennes installées en mer méditerranée et dont l'objet est de démontrer la faisabilité commerciale de la solution technologique proposée ;
- Le projet de géothermie GEOSTRAS, qui vise à démontrer la faisabilité de la production de chaleur et d'électricité renouvelable à partir d'une source géothermale profonde et le développement d'un échangeur thermique souterrain innovant ;

Le fonds innovation, successeur du fonds NER 300 pour la période 2021-2030 doit prendre le relais pour poursuivre le financement de projets innovants d'énergies renouvelables pré-commerciaux. Il est en outre prévu que son périmètre soit étendu aux procédés industriels démontrant une réduction des émissions des GES par rapport aux solutions de références.

SECTION B : BASE ANALYTIQUE

4. ETAT ACTUEL ET PROJECTIONS SUR LA BASE DES POLITIQUES ET MESURES EXISTANTES

4.1. Évolution projetée des principaux facteurs exogènes qui influencent l'évolution du système énergétique et des émissions de gaz à effet de serre

4.1.1. Prévisions macroéconomiques (croissance du PIB et de la population)

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour les projections rapportées dans cette section et la suivante :

Croissance du PIB et évolution de la valeur ajoutée industrielle : jusqu'en 2035, les hypothèses utilisées sont celles des paramètres recommandés en 2017 par la Commission européenne pour les projections d'émissions de gaz à effet de serre (issus du EU Reference scenario 2016). Le cadrage est ensuite prolongé jusqu'en 2050 en conservant le même taux de croissance que sur la période 2030-2035.

Taux de croissance annuel du PIB (%)	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2050
	1,6	1,3	1,4	1,7	1,7

Taux de croissance annuel de la valeur ajoutée brute dans l'industrie (%)	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2050
	1,4	1,0	1,1	1,3	1,3

Croissance de la population : les projections de populations (France métropolitaine et départements d'outre-mer) sont celles du scénario central de projections de population 2013-2070 de l'Institut national de la statistique et des études économiques (Insee).

Nombre d'habitants (en milliers)	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	66 391	67 820	69 093	70 281	71 417	72 449	73 312	74 025

Source : Insee, 2016

Les hypothèses suivantes ont été retenues en ce qui concerne l'évolution du nombre et de la taille des ménages :

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nombre de ménages (en milliers)	28 342	29 488	30 568	31 683	32 760	33 641	34 317	34 862
Nombre moyen de personnes par ménage	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1

Source : calculs DGEC

4.1.1.1. Changements sectoriels susceptibles d'avoir des incidences sur le système énergétique et les émissions de gaz à effet de serre

De tels changements ne sont pas identifiés en particulier.

4.1.1.2. Tendances mondiales en matière d'énergie, prix internationaux des combustibles fossiles, prix du carbone dans le SEQE de l'UE

Les hypothèses utilisées sont celles des paramètres recommandés en 2017 par la Commission européenne pour les projections d'émissions de gaz à effet de serre (issus du EU Reference scenario 2016).

	Fuel and gas import price (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
Gas (NCV, CIF average EU import)	38,8	48,25	52,21	56,77	60,63	62,68	63,96	64,95

	Prix du carbone dans le SEQE de l'UE							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Euro constant €2013/tCO2	7,5	15	22,5	33,5	42	50	69	88

Évolution des coûts des technologies

Coût des véhicules électriques

L'évolution du coût des batteries pour les voitures et véhicules utilitaires légers repose sur une hypothèse de baisse du coût des batteries par kWh jusqu'en 2030 puis de stabilité jusqu'en 2050.

	Evolution du coût des batteries							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Euro constant €/kWh de batterie	320	200	150	100	100	100	100	100

4.2. Dimension « décarbonisation »

4.2.1. Émissions et absorptions de gaz à effet de serre

4.2.1.1. Évolution des émissions et des absorptions de gaz à effet de serre actuelles dans le contexte du SEQUE de l'UE, du règlement sur le partage de l'effort et du secteur UTCATF, et des différents secteurs de l'énergie

Evolution par secteur d'activité

Le tableau et le graphe ci-dessous présentent l'évolution historique des émissions et des absorptions de gaz à effet de serre de la France (périmètre du protocole de Kyoto²⁰) entre 1990 et 2016, par grand secteur d'activité puis en sous-détaillant le secteur de l'énergie (catégories CRF), sur la base de l'inventaire de 2018.

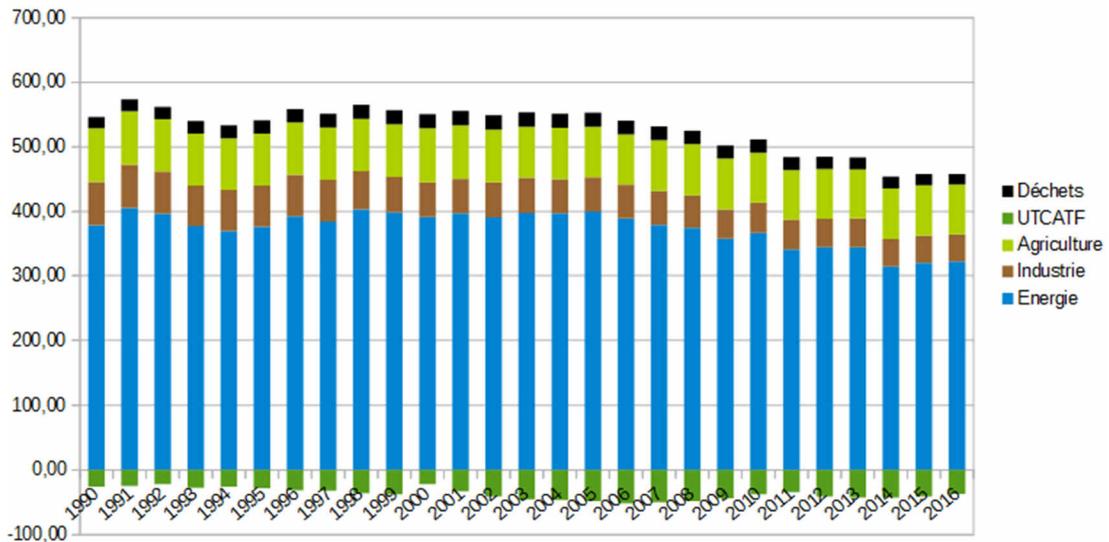
Emissions et absorptions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2016 en MtCO₂e, périmètre Kyoto

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	Evolution 2016/1990
1. Energie	379,06	376,84	391,91	400,26	367,31	319,34	321,87	-15,1%
2. Procédés industriels et utilisation des produits	67,02	63,67	53,67	52,90	46,71	43,71	43,36	-35,3%
3. Agriculture	82,98	80,38	83,36	78,03	77,18	77,81	76,69	-7,6%
4. UTCATF	-25,85	-27,66	-21,84	-47,98	-37,55	-40,83	-36,58	41,5%
5. Déchets	17,31	20,50	21,90	21,65	20,36	17,20	16,24	-6,1%
Total (hors UTCATF)	546,37	541,40	550,83	552,84	511,55	458,06	458,17	-16,1%
Total (avec UTCATF)	520,52	513,73	528,98	504,86	474,00	417,23	421,59	-19,0%

Source : CITEPA/MTES, soumission 2018, format CCNUCC/CRF – périmètre Kyoto

²⁰ Le périmètre des émissions françaises dans le cadre du protocole de Kyoto comprend la métropole (dont la Corse) ainsi que les régions ultrapériphériques françaises de l'Union européenne : la Guyane, la Guadeloupe, la Martinique, la Réunion, Mayotte et Saint Martin.

Emissions de GES françaises exprimées en Mt équivalent CO2



Source : CITEPA/MTES, soumission 2018, format CCNUCC/CRF – périmètre Kyoto

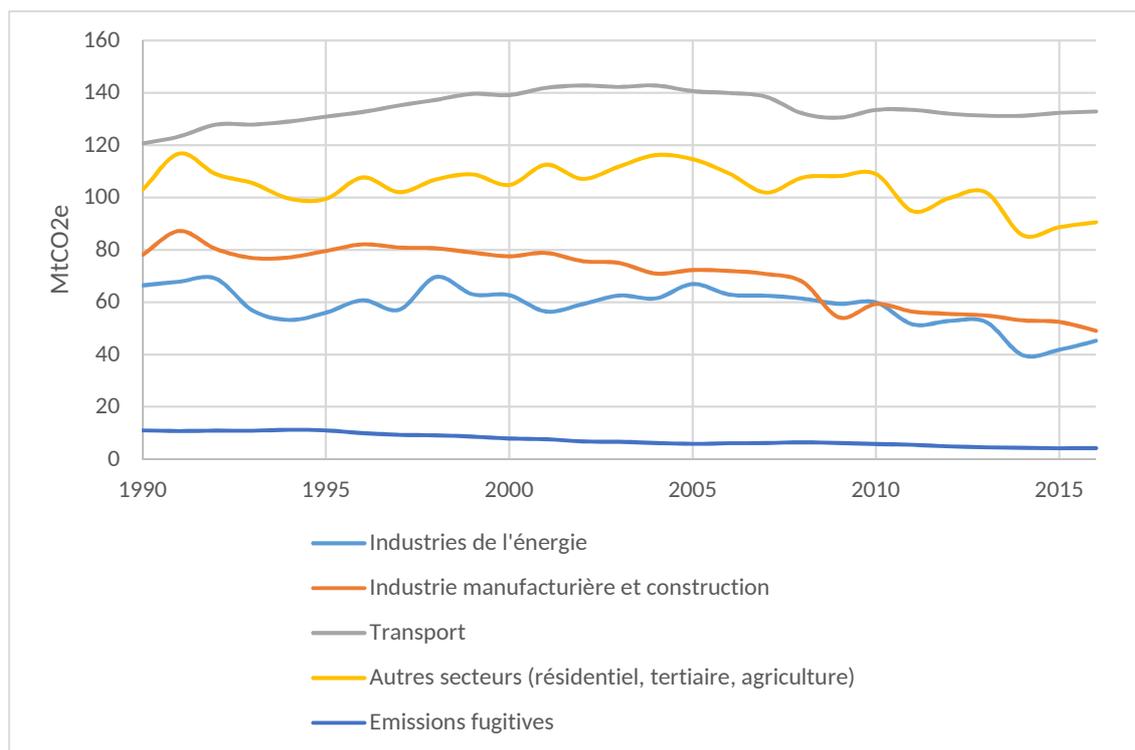
En 2016, les émissions de gaz à effet de serre de la France (hors UTCATF) s'élèvent à 458,2 MtCO₂e. Elles ont diminué de 16,1 % par rapport à 1990, dans un contexte où la population a augmenté de 15,0 %. Les émissions françaises par habitant sur ce même périmètre sont passées de 9,4 tCO₂eq à 6,9 tCO₂eq entre 1990 et 2016, soit une réduction de plus de 25 %. Le PIB a augmenté de 48,6 % sur la même période et l'intensité des émissions par unité de PIB a diminué de 43,6 % entre 1990 et 2016, traduisant la décorrélation entre émissions et croissance économique.

L'utilisation d'énergie est la principale source d'émissions de gaz à effet de serre en France, avec 70,3 % des émissions en 2016. Pour les émissions dues à la combustion d'énergie, le secteur le plus émetteur est celui des transports (41,3 %), suivi des « autres secteurs » (selon la classification CRF) comprenant les émissions énergétiques du résidentiel, du tertiaire et de l'agriculture (28,1%).

Détail pour les différents sous-secteurs de l'énergie (catégories CRF) en MtCO₂e :

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	Evolution 2016/1990
Industrie de l'énergie	66,39	55,96	62,64	66,91	59,87	41,80	45,20	-31,9%
Industrie manufacturière et construction	78,07	79,54	77,52	72,26	59,26	52,42	49,08	-37,1%
Transport	120,66	130,89	139,13	140,62	133,44	132,32	132,85	10,1%
Autres secteurs (résidentiel, tertiaire, agriculture)	102,94	99,46	104,77	114,61	108,95	88,64	90,55	-12,0%
Emissions fugitives	10,99	10,99	7,85	5,85	5,79	4,16	4,20	-61,8%

Figure 19: Evolution des émissions de la catégorie énergie de 1990 à 2016



Evolution des émissions des secteurs de l'ETS et de l'ESR

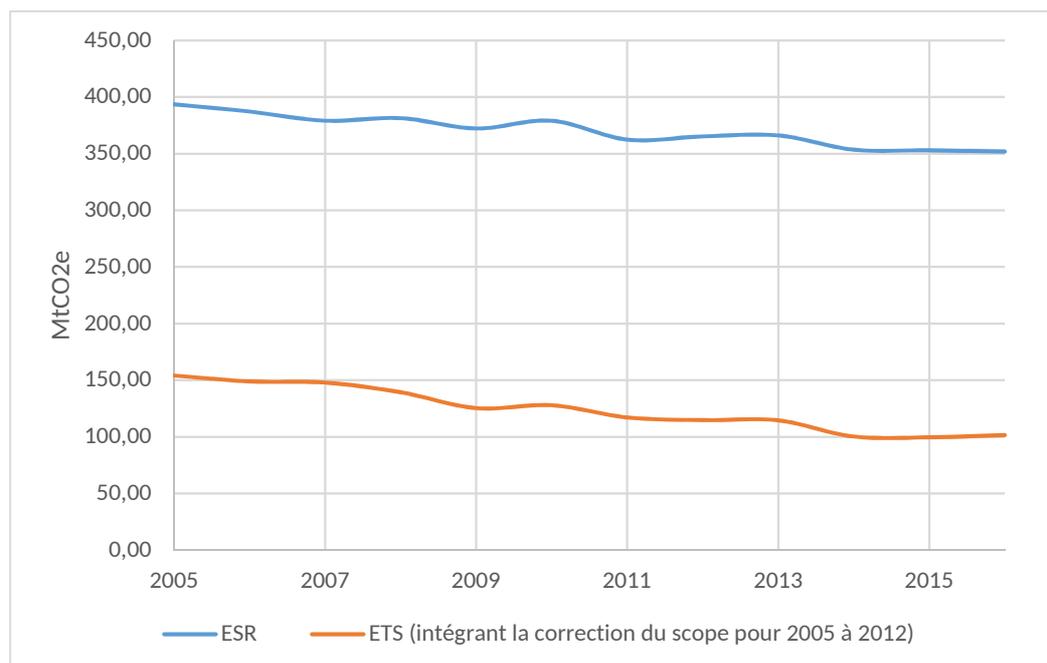
Le tableau et le graphe ci-dessous présentent l'évolution des émissions de gaz à effet de serre des secteurs de l'ETS et de l'ESR entre 2005 et 2016. A noter que les émissions de l'ETS entre 2005 et 2012 comprennent les émissions vérifiées ainsi qu'une estimation pour refléter le périmètre actuel de l'ETS afin de pouvoir comparer l'évolution de ces émissions dans le temps.

Emissions de gaz à effet de serre des secteurs de l'ETS et de l'ESR en MtCO₂e

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ESR	393,64	387,22	379,15	381,36	372,29	379,09	362,40	365,27	366,12	353,53	353,01	351,92
ETS*	154,15	148,95	147,91	139,38	125,35	127,88	117,12	114,76	114,55	100,23	99,6	101,62

* intègre la correction du scope pour les années 2005 à 2012

Figure 20: Emissions des secteurs de l'ESR et de l'ETS



Les émissions du secteur ESR ont diminué de 10,6% entre 2005 et 2016. Les émissions de l'ETS (à périmètre constant de la troisième période) ont diminué de 34,1% sur la même période.

4.2.1.2. Projections d'évolution sectorielle sur la base des politiques et mesures des États membres et de l'Union au moins jusqu'en 2040 (y compris pour l'année 2030)

La France a conduit un exercice de scénarisation prospective entre juin 2017 et mars 2018. Un scénario « avec mesures existantes » ou AME, prenant en compte l'ensemble des politiques et mesures décidées et mises en œuvre avant le 1^{er} juillet 2017 a été construit.

Résultats généraux

Le tableau et le graphe ci-dessous présentent l'évolution historique et projetée des émissions de GES (périmètre Kyoto) dans le scénario AME. Hors UTCATF, la réduction des émissions est de :

- **16% entre 1990 et 2020,**
- **24% entre 1990 et 2030**
- **et de 31% entre 1990 et 2050.**

Avec UTCATF, la réduction des émissions est de :

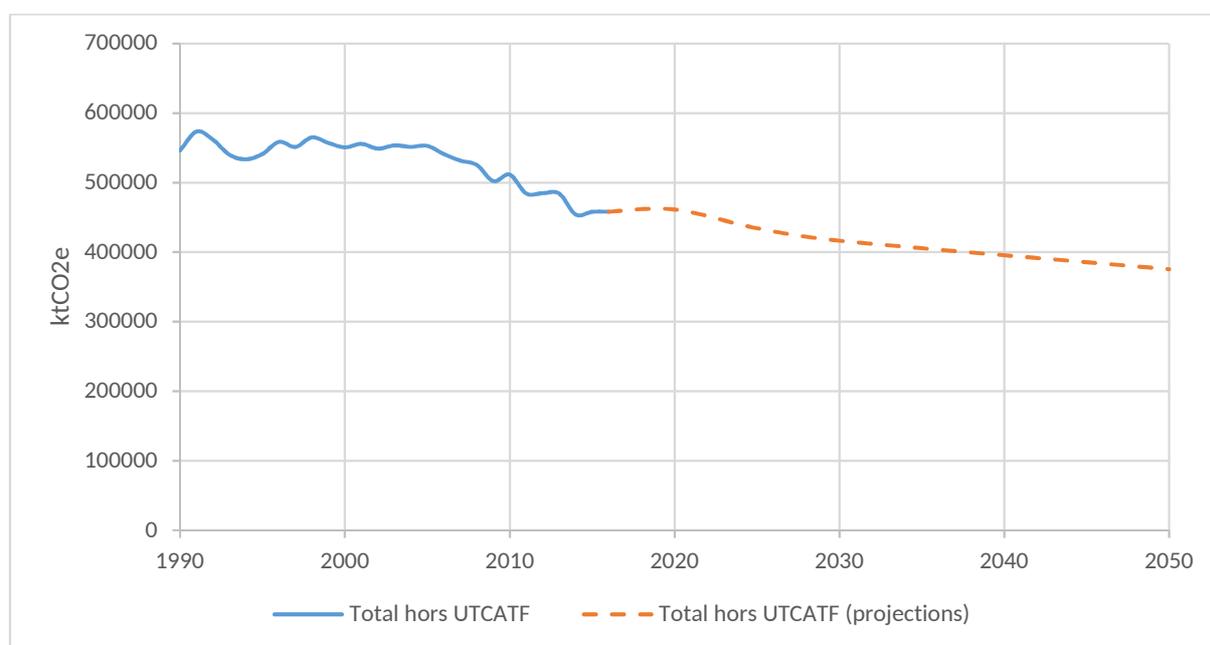
- **19% entre 1990 et 2020,**
- **de 26% entre 1990 et 2030**
- **et de 30% entre 1990 et 2050.**

Evolution historique et projetée des émissions de GES dans le scénario AME en ktCO2e :

	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050

	Historique			Projeté				
Total hors UTCATF	546 369	511 554	458 060	461 344	434 442	416 451	395 961	375 470
Total avec UTCATF	520 522	474 003	417 231	422 836	402 843	387 413	374 631	361 849
Variation du total hors UTCATF par rapport à 1990		-6%	-16%	-16%	-20%	-24%	-28%	-31%
Variation du total avec UTCATF par rapport à 1990		-9%	-20%	-19%	-23%	-26%	-28%	-30%

Figure 21: Evolution historique et projetée des émissions de gaz à effet de serre (hors UTCATF) - Scénario AME



Source : Inventaire périmètre Kyoto, CITEPA/MTES, soumission 2018 et projections d'émissions scénario AME MTES, 2018

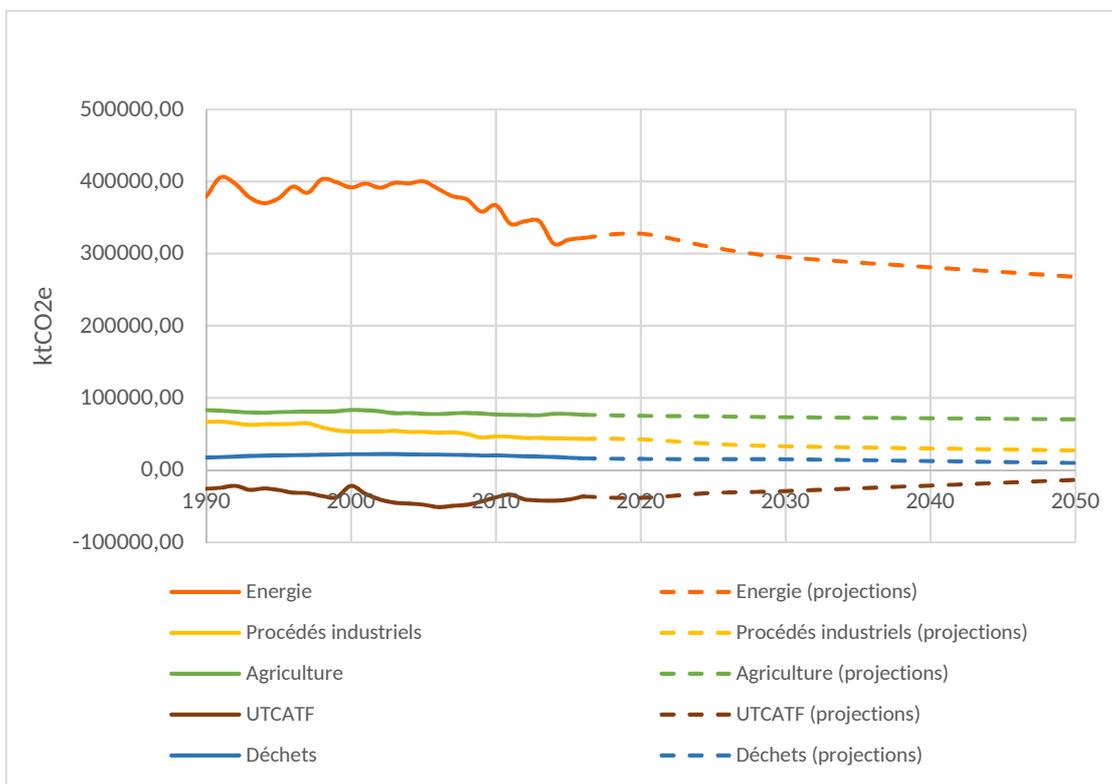
Résultats par secteur d'activités

Les tableaux et graphiques ci-dessous présentent la ventilation par secteur d'activité des projections d'émissions de la France, dans un premier temps par grand secteur d'activité, puis en sous-détaillant le secteur de l'énergie. Les résultats sont présentés en utilisant les catégories CRF définies dans les lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de GES.

Evolution historique et projetée des émissions de GES dans le scénario AME par grand secteur d'activité (en ktCO₂e) :

	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	Historique			Projeté				
Energie (ktCO ₂ e)	379 060	367 307	319 342	327 831	308 674	295 078	281 497	267 915
Procédés industriels (ktCO ₂ e)	67 024	46 706	43 712	42 740	36 305	33 005	30 117	27 228
Agriculture (ktCO ₂ e)	82 980	77 181	77 808	75 295	74 430	73 348	71 871	70 394
UTCATF (ktCO ₂ e)	-25 847	-37 551	-40 829	-38 509	-31 598	-29 039	-21 330	-13 621
Déchets (ktCO ₂ e)	17 306	20 359	17 198	15 478	15 033	15 020	12 476	9 932
Total (hors UTCATF) (ktCO ₂ e)	546 369	511 554	458 060	461 344	434 442	416 451	395 961	375 470
Total (avec UTCATF) (ktCO ₂ e)	520 522	474 003	417 231	422 836	402 843	387 413	374 631	361 849

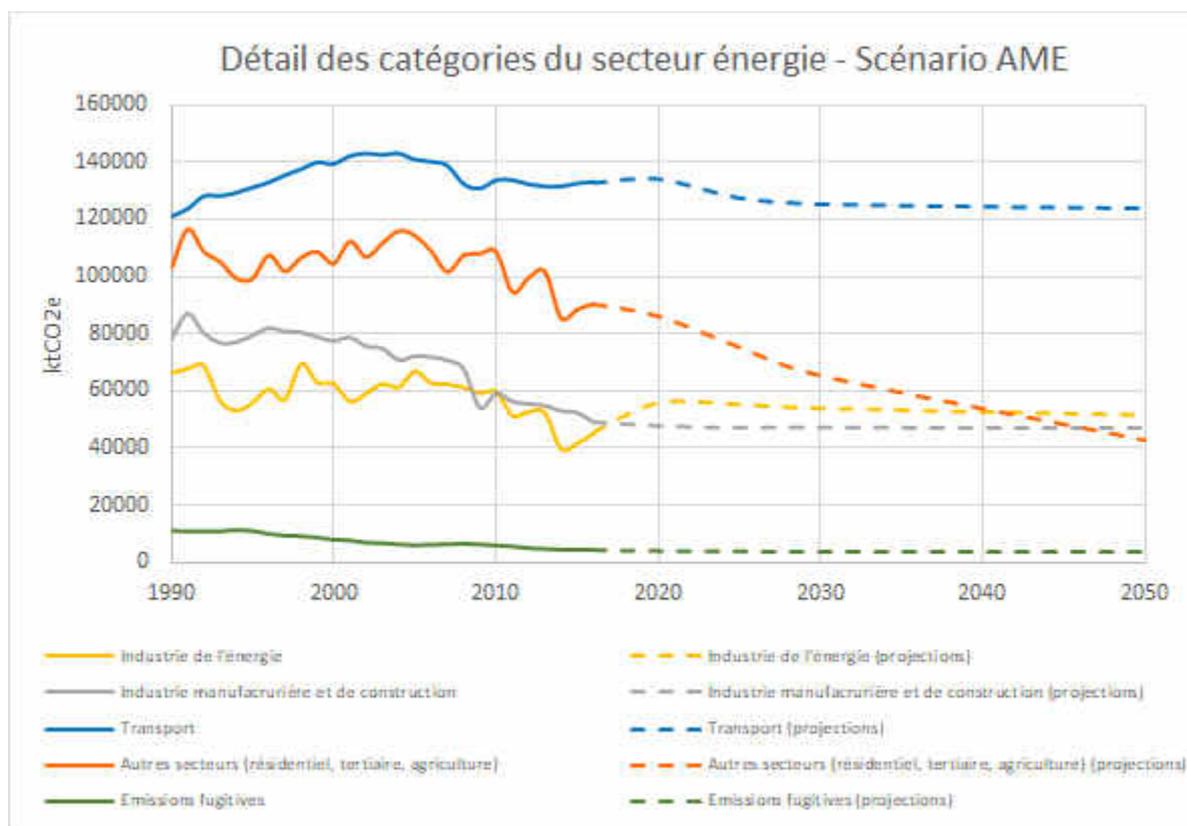
Figure 22: Projections par secteur - Scénario AME



Détail des catégories du secteur de l'énergie (en ktCO₂e) :

	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
	Historique			Projeté				
Industrie de l'énergie	66 392	59 872	41 799	55 739	55 122	53 804	52 590	51 376
Industrie manufacturière et construction	78 074	59 255	52 419	47 663	46 983	46 957	46 824	46 690
Transport	120 665	133 442	132 322	134 233	127 605	125 490	124 711	123 931
Autres secteurs (résidentiel, tertiaire, agriculture)	102 938	108 952	88 638	86 400	75 405	65 395	53 996	42 597
Emissions fugitives	10 991	5 786	4 165	3 797	3 560	3 433	3 377	3 321

Figure 23: Détail des catégories du secteur énergie - Scénario AME



Les figures précédentes montrent que les mesures existantes permettent de diminuer ou de stabiliser les émissions des différents secteurs d'activité.

En particulier, les mesures existantes permettent :

- **une diminution des émissions du secteur des transports (émissions énergétiques), de 5% en 2030 et de 6% en 2050 par rapport à 2015. Elles retrouvent en 2050 quasiment leur niveau de 1990 ;**

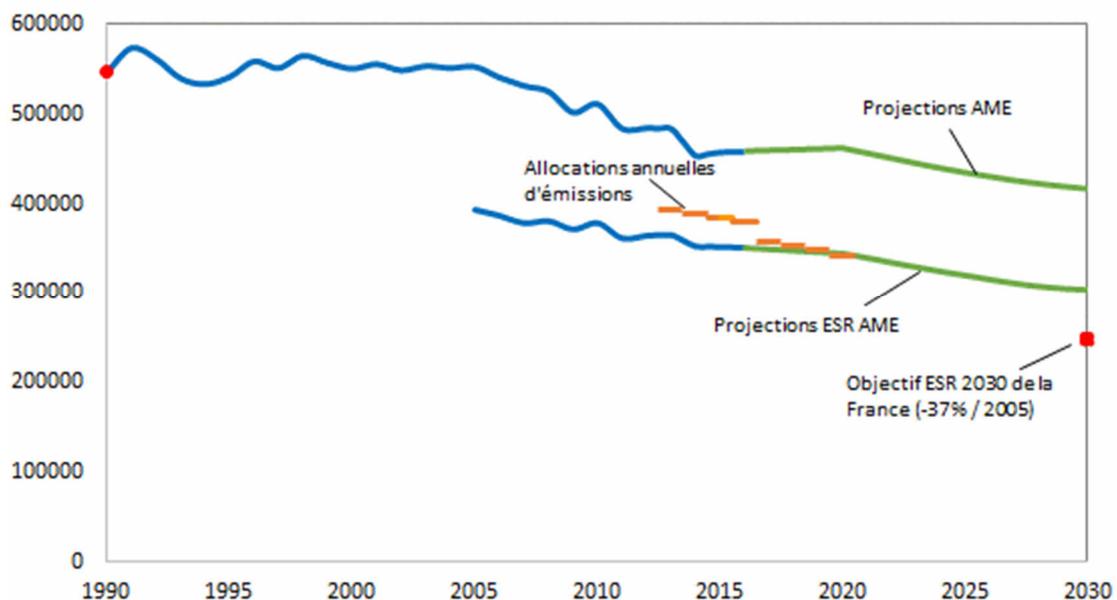
- **une diminution forte des émissions du secteur résidentiel / tertiaire.** Les émissions de la catégorie des autres secteurs énergétiques incluant le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture (qui représente une part mineure de la catégorie) diminuent de 26% en 2030 et de 52% en 2050 par rapport à 2015 ;
- **une réduction des émissions du secteur de l'industrie manufacturière de 10% en 2030 et de 11% en 2050 par rapport à 2015 ;**
- **une réduction des émissions des secteurs des procédés industriels, de l'agriculture (hors énergie) et du traitement des déchets respectivement de 24%, 6% et 13% entre 2015 et 2030 et de 38%, 10% et 42% entre 2015 et 2050.**
- **une réduction des absorptions de gaz à effet de serre, de 29% en 2030 et de 67% en 2050 par rapport à leur niveau de 2015. Le niveau d'absorption des émissions de gaz à effet de serre a été révisé à la baisse dans le cadre de l'ajustement du scénario AME par rapport à la version initiale du projet de Pniec.**

Résultats des projections AME pour le secteur ESR

Les projections de l'AME ont été décomposées entre émissions ETS et ESR afin d'évaluer l'atteinte des objectifs européens de la France dans le scénario AME.

La figure ci-dessous présente les projections d'émissions totales, les projections d'émissions de l'ESR, ainsi que les quotas annuels d'émissions (Annual Emissions Allocations) de la décision sur le partage de l'effort (ESD) et l'objectif fixé par le règlement sur le partage de l'effort (ESR) en 2030 pour la France (une réduction de 37% par rapport à 2005, soit environ 248 MtCO_{2e} en 2030).

Figure 24: Projections du scénario AME pour l'ESR



En 2020, les émissions ESR projetées du scénario AME s'élèvent à 345 449 ktCO_{2e}, soit très légèrement au-dessus (+0.3%) du quota annuel d'émissions de la décision sur le partage de l'effort pour la France en 2020 (344 300 ktCO_{2e}). Selon les projections, et compte-tenu des surplus de quotas annuels

d'émissions accumulés depuis 2013, les mesures existantes permettent donc à la France de se conformer à la décision sur le partage de l'effort en 2020.

En 2030, les émissions ESR projetées du scénario AME atteignent un niveau de 303 378 ktCO₂e, ce qui est environ 21% au-dessus de l'objectif ESR de 2030 pour la France. Les mesures existantes ne permettent donc pas à la France de se conformer aux dispositions du règlement sur le partage de l'effort (ESR) pour 2030.

4.2.2. Energies renouvelables

L'ensemble des mesures développées dans la partie 3 devraient modifier le mix énergétique français. Cette partie fait le point sur la situation des différentes filières et finit par les projections des mix énergétiques attendus de l'application des mesures présentées en partie 3, pour atteindre les objectifs exposés en partie 2.

4.2.2.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération

La chaleur représente 42,3 % de la consommation finale d'énergie en 2017, soit 741 TWh. Le secteur du résidentiel tertiaire représente 65 % de la consommation finale de chaleur, l'industrie représente 30 %, la part liée à l'agriculture est faible.

La chaleur est essentiellement produite à partir de gaz pour 40 %, puis par les énergies renouvelables (biomasse, pompes à chaleur, géothermie, biogaz, solaire thermique) à 21 %, l'électricité et le pétrole (respectivement 18 % et 16 %) et de façon marginale par le charbon (5 %).

La part relative des énergies renouvelables progresse de 0,8 point par an en moyenne depuis 2010. Cette hausse significative résulte à la fois d'une augmentation de la production de chaleur par des sources renouvelables et d'une baisse de la consommation finale de chaleur. En 2028, la production de chaleur renouvelable se situerait entre 219 et 247 TWh.

Le besoin total en chaleur devrait être de 639 TWh en 2023 et 579 TWh en 2028. La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé un objectif de 38% d'énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faut accélérer le rythme de croissance du taux de chaleur renouvelable à en moyenne 1,2 % par an, soit un rythme 1,5 fois plus soutenu que celui constaté entre 2010 et 2016. La LTECV a également fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid d'ici 2030 par rapport à 2012.

La France a également des engagements européens avec un objectif global de 23 % de renouvelables en 2020 qui a été décliné pour la chaleur renouvelable en cible de 33% en 2020. Cet objectif ne semble pas atteignable dans les délais prévus. La directive sur les énergies renouvelables vient récemment d'être révisée et publiée, et prévoit que chaque État membre augmente au minimum de 1,3 point par an le taux de chaleur renouvelable et de récupération entre 2020 et 2030. Ce nouvel objectif est compatible avec le cadre fixé par la LTECV et les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le tableau ci-dessous illustre l'état d'avancement de la chaleur renouvelable par rapport aux objectifs fixés par la précédente PPE pour 2018 et 2023.

2012	2017	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
127,7TWh	155 TWh	173 TWh	200 TWh	221 TWh

Les objectifs de chaleur renouvelable fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2017

Le tableau suivant reprend l'objectif de consommation finale de chaleur renouvelable qui pourra être atteint grâce à la mise en œuvre des mesures. Le tableau suivant reprend l'objectif d'augmentation de la chaleur d'origine renouvelable fixé par la PPE2 et la trajectoire attendue.

	Objectif PPE 2023	Objectif bas PPE 2028 Scénario A	Objectif haut PPE 2028 Scénario B
Chaleur renouvelable	196 TWh	219TWh	247 TWh

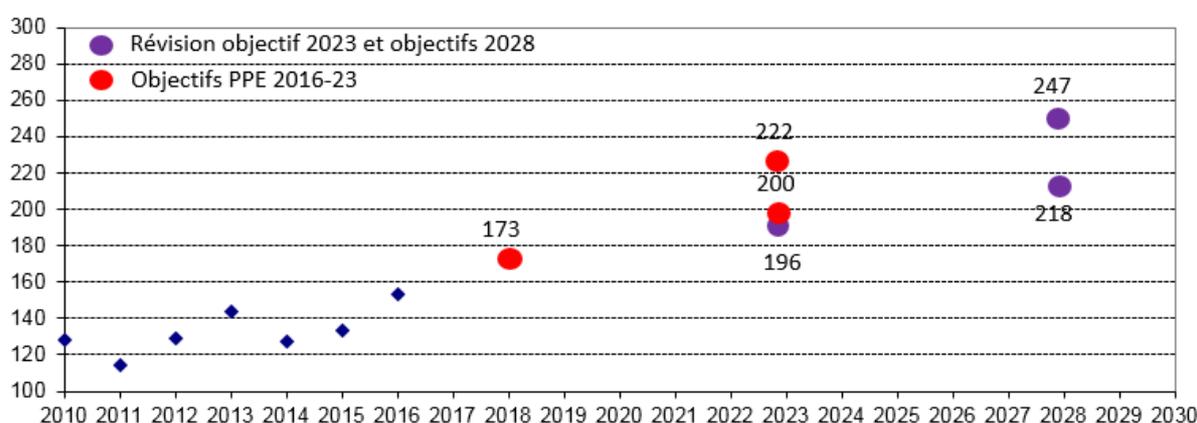


Figure 34 : Evolution passée et perspective d'évolution de la consommation finale de chaleur renouvelable (TWh)

La biomasse solide

Etat des lieux de la filière

La biomasse solide constitue la première énergie renouvelable en France : en 2017, elle représente 78 % de la production de chaleur renouvelable. Cette filière regroupe à la fois le bois utilisé par les ménages (appareils indépendants de chauffage type inserts, poêles ainsi que les chaudières), les chaufferies biomasse dans l'industrie, le collectif et le tertiaire ainsi que la chaleur renouvelable produite par les cogénérations biomasse et enfin la part renouvelable de la chaleur produite par les unités de valorisation énergétique des déchets urbains. On compte entre 7,3 et 7,8 millions de ménages qui consomment du bois en 2017 (la consommation finale de bois domestique s'élève en 2017 à 80 TWh). Par ailleurs, le fonds chaleur a financé entre 2009 et 2017, 1093 chaufferies biomasse, dont 163 dans l'industrie et le reste dans le collectif.

2012	2017	Objectif PPE₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE₂₀₁₆ pour 2023
107 TWh	120 TWh	139 TWh	151 TWh	163 TWh

Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de biomasse fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2017

La filière biomasse affiche un retard par rapport à l'objectif 2018 de la PPE et un retard plus marqué par rapport à l'objectif 2023. Ce retard est observé notamment dans les secteurs collectif et industriel où la biomasse n'a pas progressé comme attendu du fait de la baisse du prix du gaz. Dans le cadre de l'appel à projets BCIAT (Bois Collectif Industrie Agriculture Tertiaire) géré par l'ADEME, on constate que les industriels se tournent vers des solutions de valorisation des sous-produits de leur activité (déchets de bois...). Les réorganisations territoriales et le contexte électoral ont également rendu plus difficile la concrétisation des projets biomasse.

Dans le secteur du bois / biomasse domestique, on constate également depuis 2014 une baisse du nombre de ventes d'appareils domestiques au bois (foyers fermés, inserts et poêles à bûches) et une croissance du segment des poêles à granulés (+ 13 % en 2018). Après une année 2017 où les ventes étaient reparties à la hausse, le marché s'est à nouveau contracté en 2018 (baisse de 1,5 %).

Le potentiel maximum d'offre

Les aspects relatifs à la ressource biomasse sont traités ci-dessus.

Par convention européenne, la chaleur produite par des déchets ménagers incinérés avec récupération d'énergie est considérée à 50 % comme renouvelable. Ce gisement est comptabilisé avec la biomasse. Il n'y a pas d'objectif d'augmentation du gisement, mais seulement de maximisation de la valorisation énergétique d'un gisement qui devrait avoir tendance à baisser.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendements

Le bois peut être utilisé directement dans des appareils pour produire de la chaleur. C'est de la biomasse qui ne nécessite pas d'étape de conversion pour être utilisée comme combustible.

Les appareils indépendants au bois référencés sous le label flamme verte présentent de bons rendements (supérieur à 75 % pour les inserts, foyers fermés et poêles à bûches et 87 % pour les poêles à granulés). Dans le secteur collectif tertiaire et industriel, le rendement des chaufferies atteint 85 % en moyenne et 95 % lorsqu'elles sont sur réseau.

Outre les enjeux amont de mobilisation de la biomasse, il importe de favoriser les usages de la biomasse les plus efficaces d'un point de vue énergétique. La valorisation chaleur, doit ainsi être favorisée. Il importe également de poursuivre la valorisation énergétique des unités de traitement des ordures ménagères (traité dans un chapitre dédié).

Enjeux de soutien pour la filière

L'augmentation du prix des énergies fossiles devrait jouer positivement sur la reprise des investissements, lesquels avaient été ralentis par la baisse du prix du gaz depuis 2013. Des actions complémentaires, telles que la revalorisation du fonds chaleur et l'assouplissement des règles de ce fonds, sont en outre à mettre en place pour redynamiser les investissements. Celui-ci permet à la fois d'accompagner les projets dans l'industrie, l'agriculture et le tertiaire via l'appel à projets BCIAT ainsi que les chaufferies collectives, reliées éventuellement à un réseau de chaleur. Le soutien à travers le CITE pour les équipements individuels de chauffage au bois est également un enjeu fort pour la filière.

Les coûts

La filière biomasse solide présente des coûts complets de production compétitifs. Ainsi, pour les particuliers, le coût de production de chaleur à partir du bois bûches se situe entre 48 et 69 €/MWh et à

partir de granulés entre 86 et 103 €/MWh. Dans le collectif, les chaufferies biomasse présentent un coût de production entre 64 et 110 €/MWh ; quant à la biomasse industrielle, les coûts de production sont situés entre 48 et 73 €/MWh²¹. Cependant, le coût à l'investissement est supérieur à celui des solutions fossiles de référence, ce qui explique pourquoi cette filière nécessite un soutien. Il n'est pas envisagé de baisse significative des coûts de production pour la filière biomasse aux horizons de la PPE. L'un des enjeux de la filière est de développer d'ici 2022 une industrie française des appareils de combustion plus performante pour anticiper les évolutions de la réglementation européenne Ecodesign²² et de réduire les coûts de production des appareils les plus performants (6 et 7 étoiles).

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

La filière bois énergie génère plus de 22 000 emplois en France dont 70 % pour la filière du bois domestique²³. En 2017, la filière a un ratio de 160 emplois par TWh produit. Environ 50 % des emplois sont directs : il s'agit de ceux concernés par la chaîne de production et d'exploitation des biocombustibles (comme les travaux forestiers) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières. La filière repose sur un savoir-faire national avec des opérateurs présents sur toute la chaîne de valeurs. Le tissu industriel français se compose d'entreprises sur le segment des poêles, inserts, chaudières et conduits de cheminée pour le secteur domestique²⁴ et pour le secteur collectif/tertiaire et industriel d'entreprises positionnées sur la fabrication de chaudières bois et de sociétés qui réalisent l'exploitation des chaufferies. Le marché total de la filière bois domestique est de 2,8 Md€ et de 1,7 Md€ dans les secteurs collectif, tertiaire et industrie. Le recours à des installateurs qualifiés RGE conditionne les aides aux particuliers. La qualification des installateurs de bois énergie à travers les labels Qualibois et Qualibat doit se poursuivre.

Les enjeux environnementaux

La mobilisation accrue de la biomasse est un des piliers de la croissance verte et de la lutte contre le changement climatique. Cette mobilisation doit se faire dans le respect de pratiques soutenables et s'inscrire dans une réflexion sur la meilleure articulation opérationnelle des usages. Les pratiques culturales et les ressources mobilisées intègrent les enjeux de stockage de carbone dans les sols, de maintien de la biodiversité, ou encore d'adaptation au changement climatique. La Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) a consacré un chapitre aux conditions de cette mobilisation.

Cette SNMB a fait l'objet d'un rapport d'évaluation environnementale stratégique qui identifie 3 enjeux majeurs sur la production des ressources en biomasse : l'atténuation du changement climatique, auquel la mobilisation de la biomasse répond par effet de séquestration dans les produits bois à longue durée de vie et par substitution matériaux et énergétiques, la préservation de la qualité des sols, et la préservation et du renforcement de la biodiversité et des services écosystémiques. Sur l'enjeu des sols, pour éviter un appauvrissement en matières organiques et minérales, la SNMB comprend des mesures de promotion de l'amendement organique des sols, de recherche sur le lien entre matière organique des sols et pratiques culturales, ou encore d'identification des zones de sols forestiers sensibles pour lesquelles il faudra limiter les quantités exportées de rémanents. Sur l'enjeu de la biodiversité, la SNMB pourrait avoir une incidence à la fois sur le volume de vieux bois vivants en incitant à récolter plus de bois en forêt, mais aussi sur le volume de bois morts. Toutefois, la mise en œuvre de la SNMB stimulera

21. Source Etude ADEME « coûts des énergies renouvelables » Edition 2016.

22. Deux règlements européens relatifs à l'éco-conception des chaudières à combustibles solides de moins de 500kW et des appareils de chauffage indépendants au bois ont été votés.

23. Source ADEME étude Marché et emplois dans le domaine des énergies renouvelables - Juillet 2017

24. La France est le 1^{er} pays européen pour la production d'équipements de chaleur renouvelable à partir de biomasse. La production française s'établit à 134,7 M€ en 2015.

aussi l'effort de renouvellement ce qui aura pour effet de diversifier les habitats forestiers en milieux ouverts/rajeunis. L'incidence de la SNMB sur la biodiversité pourrait ainsi être positive ou négative en fonction des pratiques d'exploitation et de repeuplement et des conditions locales. Une mesure environnementale spécifique est retenue vis-à-vis de la biodiversité forestière (préservation de vieux bois favorables à la biodiversité sur pied et au sol) ainsi que des mesures de connaissances, de sensibilisation et de formation des acteurs. En veillant à une mobilisation de la ressource biomasse agricole équilibrée avec les enjeux de préservations de la biodiversité (zonages sensibles du point de vue de la biodiversité et modérations des intrants), la SNMB hors mesures environnementales a une incidence incertaine sur la biodiversité agricole. La SNMB est considérée avoir des incidences neutres à positives sur les autres enjeux environnementaux jugés moins prioritaires pour ce qui concerne la les filières amont de production de biomasse (adaptation au changement climatique, limitation de la consommation d'espaces naturels agricoles et forestiers, gestion durable de la ressource en eau, préservation de la qualité paysagère, de la qualité de l'air, limitation des nuisances).

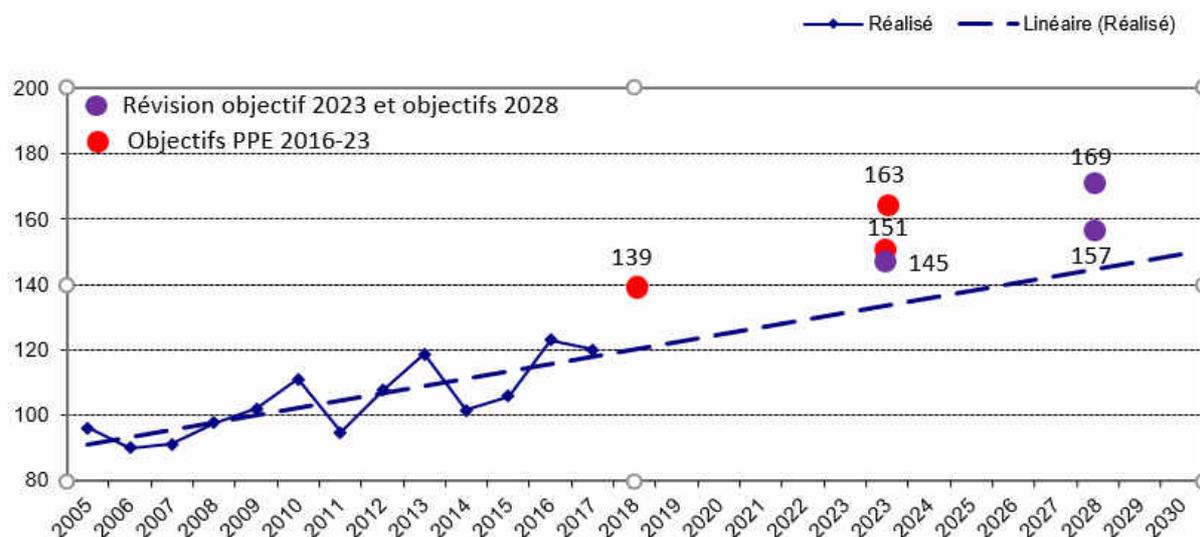
L'amélioration de la qualité de l'air est un enjeu important qui implique le remplacement des vieux appareils par des appareils plus performants (au minimum classe 6 étoiles selon le label flamme verte²⁵), notamment par le maintien du CITE et le fonds air-bois de l'ADEME. En 2016, entre 7,3 et 7,8 millions de ménages consommaient du bois dont environ 1,1 millions de foyers ouverts. Les performances en matière d'émissions atmosphériques sont en bonne progression. Toutes ces performances sont réglementaires au niveau communautaire aux échéances 2020 (chaudières) et 2022 (appareils indépendants). Des mesures complémentaires sont nécessaires pour favoriser l'utilisation de bois sec : un combustible sec, fendu et écorcé émet près de 10 fois moins de particules qu'un combustible non labellisé du commerce²⁶, l'écart étant plus important avec un combustible en autoconsommation. Aussi, une campagne nationale de sensibilisation permettrait le développement d'une filière encadrée et serait de nature à répondre aux enjeux de qualité de l'air. Une expérimentation a été menée depuis 2013 sur 4 ans au sein du Plan de Protection de l'Atmosphère (PPA) de la vallée de l'Arve (74) afin de renouveler les installations individuelles de combustion au bois. Sur la base de cet exemple, le fonds Air-Bois porté par l'ADEME vise à réduire les émissions de particules du chauffage au bois individuel dans les PPA et doit se poursuivre, avec des actions ciblées là où cela est pertinent du point de vue environnemental et économique.

Enfin, dans le but d'évaluer correctement l'impact des projets biomasse, il faut mettre à jour les facteurs d'émission pour tenir compte des technologies de traitement par filtres à manches qui se sont développées. Les valeurs d'émissions pour les NOx et les poussières des chaufferies urbaines de plus de 20MW vont être mises à jour par le CITEPA au 1^{er} semestre 2018. Un travail de révision des facteurs d'émission des chaufferies industrielles de moyennes et petites puissances va débuter en milieu d'année et doit se poursuivre dans le temps.

25. La classe 5 étoiles a été supprimée au 1^{er} janvier 2018

26. Source : étude CERIC

Figure 25: Consommation finale de chaleur produite à partir de biomasse (TWh)



Les pompes à chaleur

Etat des lieux de la filière

Le parc de pompes à chaleur (PAC) en 2017 est de 7,1 millions d'équipements installés, dont 78 % de PAC air/air, 13-% de PAC air/eau, 6 % de chauffe-eau thermodynamiques et 3 % de PAC géothermiques²⁷. La production thermique renouvelable des équipements de la filière PAC s'élève à 27,6TWh en 2017. La part EnR valorisée par les PAC se situe à 75% dans les maisons individuelles, 16 % dans le tertiaire et 9% dans le collectif²⁸.

	2012	2017	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
Pompes à chaleur aérothermiques	14,5 TWh	23,5 TWh	21 TWh	27 TWh	30 TWh
Pompes à chaleur géothermiques	2,9 TWh	3,14 TWh	4,6 TWh	5,8 TWh	7 TWh

Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2017

27. On distingue les PAC aérothermiques qui prélèvent la chaleur de l'air et la transfèrent soit par des radiateurs (PAC air/eau) soit par de l'air pulsé (PAC air/air) et les PAC géothermiques (PAC eau/eau) qui prélèvent la chaleur du sol ou de l'eau superficielle et la restituent par des planchers chauffants ou des radiateurs.

28. Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Automne 2017

Les objectifs ambitieux de l'exercice PPE précédent pour 2018 ont d'ores et déjà été dépassés en 2016. La dynamique globale du secteur des pompes à chaleur est en effet plus forte que prévu. La situation est cependant contrastée entre les pompes à chaleur aérothermiques et les pompes à chaleur géothermiques : on constate en effet d'un côté un fort développement du marché des PAC air/air, un ralentissement du développement de la PAC air/eau et un fort ralentissement de la PAC géothermique (-15 % de ventes par an depuis 2008).

Le potentiel maximum d'offre

La pompe à chaleur présente un potentiel de développement en particulier en maison individuelle (neuf et rénovation) et dans le tertiaire. Le potentiel maximum est estimé par l'AFPAC à 75 TWh dans le résidentiel et 40 TWh dans le tertiaire en 2050.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Le rendement

Pour fonctionner, les PAC consomment en appoint de l'énergie électrique ou du combustible (gaz, fioul). On caractérise leurs performances par un coefficient (COP) qui exprime le rapport entre l'énergie consommée et l'énergie restituée. Le COP des PAC chauffage est entre 3 et 4,5 et celui de l'eau chaude entre 2,5 et 3. Seuls les systèmes ayant un COP supérieur à 2,5 sont comptabilisés pour l'atteinte des objectifs renouvelables européens. Les PAC géothermiques sont celles qui présentent les COP les plus élevés. Il existe une marge de progression pour améliorer le COP des PAC.

Enjeux de soutien pour la filière

On constate un impact direct des politiques de soutien de l'État sur le développement de la filière depuis 2008. Les pompes à chaleur bénéficient en effet du crédit d'impôt transition énergétique dont le taux est de 30 % depuis 2015 (selon conditions d'éligibilité). Un taux de TVA réduit est également accordé à l'installation de pompes à chaleur éligibles au CITE. Aussi, il importe de maintenir ce soutien à la filière.

Dans le collectif, le tertiaire et l'industrie, le fonds chaleur accompagne les projets de production de chaleur par géothermie assistée par pompe à chaleur. Depuis 2018, le fonds chaleur finance également les projets de production de froid renouvelable les plus efficaces, dont ceux faisant appel aux PAC géothermiques sur réseau. Le soutien au froid renouvelable dans le fonds chaleur, et la reconnaissance du froid renouvelable dans la directive sur les énergies renouvelables sont des enjeux notables pour soutenir les pompes à chaleur géothermiques, dans le tertiaire notamment.

Enjeux de la réglementation thermique

Les exigences de la réglementation thermique dans le neuf ont un impact majeur sur le développement de la filière (la croissance des PAC et des chauffe-eau thermodynamiques dans le neuf a été dynamisée par l'effet cumulé de la RT2012 et du CITE). Pour poursuivre cette dynamique, il est essentiel de fixer des objectifs ambitieux dans la future réglementation thermique en s'appuyant au minimum sur le niveau « Energie 3 » de l'actuel label E+C- et en imposant un minimum ambitieux de chaleur renouvelable pour l'ensemble des bâtiments neufs (individuels, collectif et tertiaire)²⁹.

Les coûts

29. L'autoconsommation est déduite des besoins électriques dans le cas du PV, tandis que dans le cas de la chaleur EnR, l'énergie renouvelable, car elle est consommée sur place, est décomptée des besoins.

Les coûts complets de production de la PAC air/eau et de la PAC géothermique dans l'individuel sont compétitifs par rapport aux solutions gaz de référence (entre 116 et 145€/MWh). Dans le collectif, le coût complet de production de la PAC géothermique se situe entre 56 et 112€/MWh.

Les PAC géothermiques sont plus chères à l'investissement que les PAC aérothermiques, car il faut ajouter le coût de l'échangeur horizontal ou vertical (qui double quasiment le prix à l'investissement) mais ce coût est compensé par des coûts d'exploitation très faibles. On constate d'importantes baisses de prix ces dernières années (-17 % pour les PAC air/air et -6 % pour les PAC air/eau).

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Le marché des pompes à chaleur est de 2,8 Md€ en 2017. On estime environ 24 000 emplois associés aux marchés des PAC et 20 sites industriels en France. 85 % des emplois sont liés à la fabrication, l'installation et la distribution et 15 % dans la maintenance et la réparation. En 2016, la filière a un ratio de 949 emplois par TWh produit.

Le marché des PAC air/eau est alimenté pour partie d'importations venues d'Asie et pour partie de production européenne. Le marché des PAC géothermiques ressort d'une production essentiellement européenne avec une production française significative, sur un marché en danger (4 000 emplois sont associés à la géothermie en France, dont une part majoritaire liée aux PAC géothermiques).

Les enjeux environnementaux

L'impact le plus significatif des pompes à chaleur est l'utilisation de fluides frigorigènes (risque de fuite) à fort potentiel de réchauffement climatique. La recherche et développement est essentiellement orientée vers l'amélioration des performances des équipements, la substitution des fluides frigorigènes et la diminution du bruit. Un règlement d'application de la directive européenne sur l'éco-conception des produits liés à l'énergie adopté en 2015, a relevé les exigences de performance minimale des PAC mises sur le marché, ainsi que des exigences acoustiques renforcées en 2017. Enfin, la fin de vie des PAC est gérée dans le cadre de la filière de gestion des déchets d'équipements électriques électroniques avec donc une priorité donnée au recyclage.

Les pompes à chaleur géothermiques sur réseau pour la production de froid sont une alternative aux climatiseurs individuels. Cette solution permet, grâce à une maintenance centralisée, d'obtenir de faibles taux de fuite.

Figure 26: Consommation finale de chaleur produite par des pompes à chaleur aérothermiques (TWh)

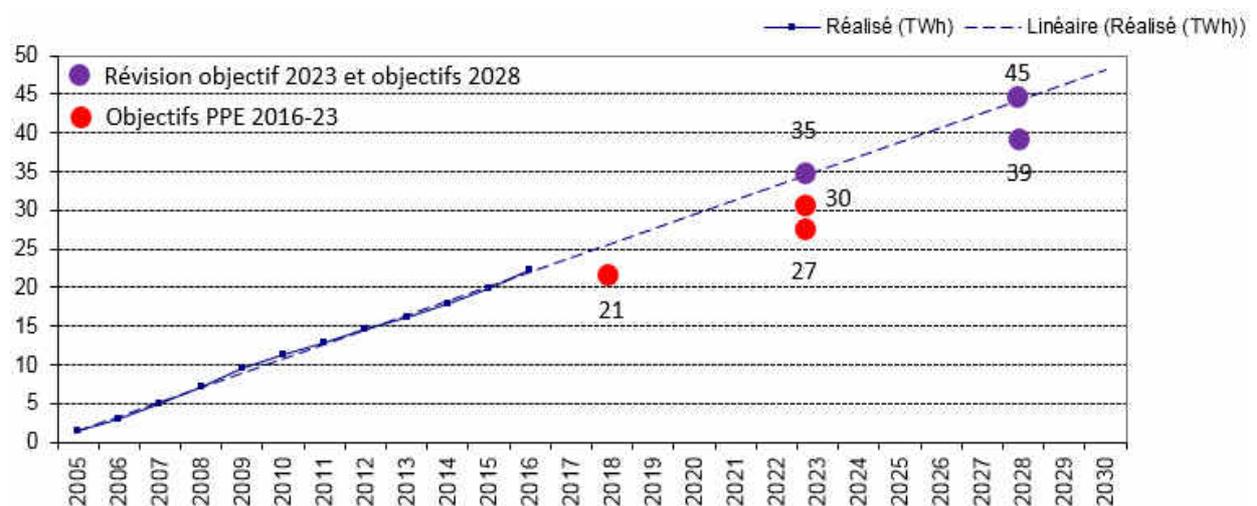
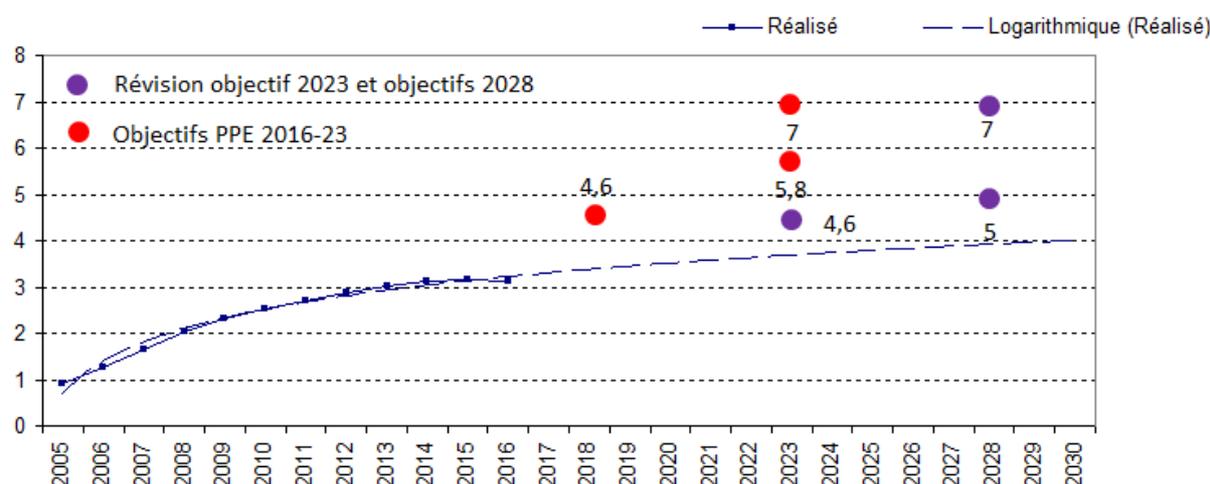


Figure 27: Consommation finale de chaleur produite par des pompes à chaleur géothermiques (TWh)



Géothermie profonde

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans le sous-sol. Ce chapitre traite uniquement de la géothermie profonde qui regroupe la géothermie « basse énergie » (entre 30 et 90°C) utilisant les ressources jusqu'à 2000 m environ et la géothermie « moyenne énergie » (plus de 90°C) mettant en œuvre une production centralisée couramment utilisée pour le chauffage urbain via des réseaux de chaleur. La géothermie « très basse énergie » (moins de 30°C) correspond à la chaleur produite par des pompes à chaleur (cf. supra). La géothermie haute énergie (plus de 150°C) est traitée dans la partie relative à l'électricité (cf. infra).

Etat des lieux de la filière

On compte 79 installations en France de géothermie profonde, dont 49 dans le bassin parisien, 21 dans le bassin aquitain, les autres étant situées en Alsace, dans le couloir Rhodanien et en Limagne. Ces installations totalisent 1970GWh de production thermique renouvelable en 2017. 90 % de cette production est à destination du chauffage urbain, 8 % de l'agriculture et 2 % à destination d'établissements thermaux.

2012	2017	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
1,2 TWh	1,97 TWh	4,6 TWh	6,4 TWh

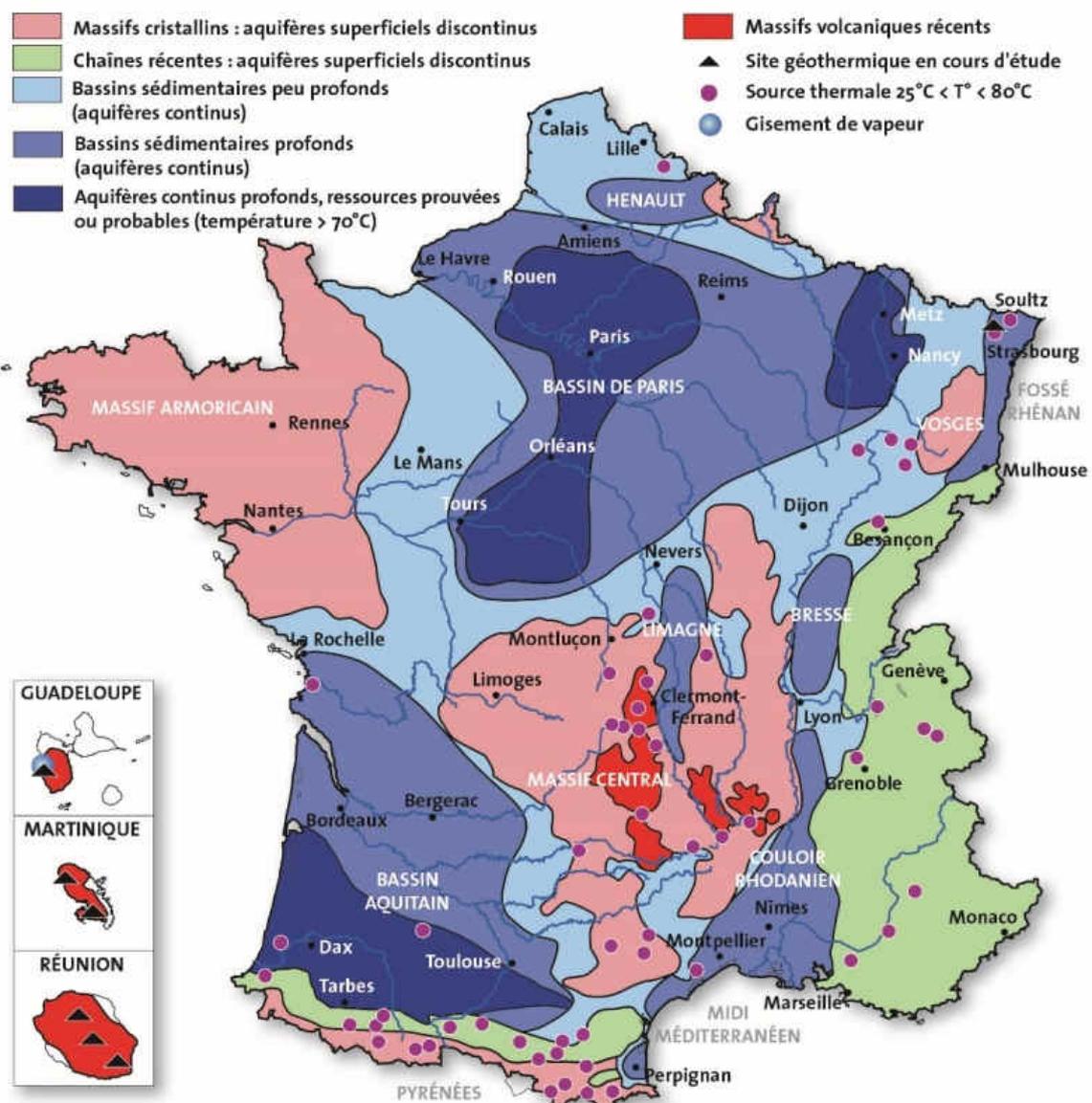
Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de géothermie profonde fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2017

Le rythme actuel de développement de la production de chaleur géothermique basse et moyenne énergie ne correspond pas à celui prévu par l'exercice PPE précédent. On constate en effet une stagnation qui pourrait perdurer car peu de projets sont en phase d'étude. Le rythme actuel moyen est de 70MWth/an entre 2010 et 2016 alors qu'il faudrait atteindre un rythme 6 à 10 fois supérieur pour atteindre les objectifs bas à haut de la PPE pour 2023. Il est donc proposé de renforcer le soutien mais également de revoir l'objectif 2023 à la baisse et d'ambitionner environ 6 opérations par an de 10MW thermiques unitaires entre 2018 et 2023 et 11 opérations par an de 10MWth entre 2024 et 2028.

Le potentiel maximum d'offre

L'exploitation de la géothermie profonde est limitée à des formations géologiques suffisamment profondes et perméables, qui renferment des aquifères dont l'eau s'est échauffée en profondeur au contact des roches. L'un des enjeux de la filière concerne le développement de la géothermie profonde couplée à des réseaux de chaleur en Île-de-France (création, extension de réseaux existants, passage en géothermie de réseaux ayant recours à des combustibles fossiles) mais également sur d'autres aquifères moins connus que le Dogger. D'autres aquifères profonds ont un gisement à fort potentiel mais leur ressource précise est peu connue ; il s'agit par exemple des aquifères du Trias et du Lusitanien en Île-de-France, des aquifères du bassin Aquitain, d'Alsace, des Hauts de France et de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Le potentiel maximum de la géothermie profonde pour la production de chaleur est estimé à 5,8 TWh.

Figure 28: Carte des aquifères en métropole (Source : ©BRGM IM@Gé)



Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendement

Le rendement énergétique des opérations de géothermie profonde est très bon, en particulier lorsqu'il est couplé avec des réseaux de chaleur. On estime alors que le rendement est de l'ordre de 95 %. La géothermie profonde est par ailleurs une énergie de long terme : la durée de vie d'un puits est de 30 ans minimum.

Animation

L'un des enjeux de la géothermie consiste à monter une animation locale : les régions où un animateur dédié à la géothermie est en place affichent une dynamique plus marquée de développement de la filière (cas du Centre Val de Loire, Hauts de France, Grand Est). Aussi, un minimum de 1 animateur formé par grande région permettrait de sensibiliser tant les particuliers que les institutionnels publics ou privés aux atouts de la géothermie pour la production de chaleur et/ou de froid. Cette action mériterait être portée à la fois par l'ADEME et les Régions concernées.

Couverture des aléas géologiques

L'aléa géologique, lié à la découverte d'une ressource avec les caractéristiques de température et de débit adéquates freine le développement des projets. De plus, l'investissement dans cette phase d'exploration est élevé, ce qui nécessite d'assurer le risque d'une ressource insuffisante. Pour cela, le fonds SAF environnement³⁰ couvre depuis les années 80 à la fois le risque court terme (ressource géothermique insuffisante) et long terme (diminution de l'exploitabilité de la ressource géothermique) pour des projets visant la production de chaleur. Il faut garantir la pérennité de ce dispositif qui a montré son efficacité et le rendre évolutif (cf. enjeu suivant relatif aux aquifères peu connus). De plus, la mise en place du fonds de garantie GEODEEP, avec le soutien de l'ADEME et la participation de la Caisse des dépôts et consignations, permettra de couvrir le risque de l'aléa géologique dans la phase de forage pour des projets en France métropolitaine produisant de la chaleur dont la température estimée est supérieure à 120°C, permettant de produire de l'électricité et/ou de la chaleur dont la ressource se localise dans des contextes géologiques métropolitains moins bien connus. Ce dispositif est en cours de notification auprès de la Commission Européenne et il importe de la finaliser pour accompagner tous les projets en géothermie profonde qui seront déposés.

Le fonds chaleur soutient d'ores et déjà les opérations de géothermie profonde (réalisation des doublets ou triplets et réseaux de chaleur associés). Il pourrait être envisagé de chercher à stimuler les opérations sur des aquifères insuffisamment connus, par exemple en finançant des compléments d'exploration (études sismique 3D...) pour apporter une garantie pour les forages à réaliser. La réalisation d'une étude sur cette évolution potentielle pourrait être menée afin de déterminer les modalités exactes ainsi que la dotation nécessaire, par exemple dans le cadre du doublement du fonds chaleur.

Innovation

La filière bénéficie d'un savoir-faire français et doit conserver son avance en matière d'innovation. Le développement des réseaux couplés froid/chaud à partir de géothermie est un enjeu fort. La directive (UE) 2018/2001 sur les énergies renouvelables accorde une place nouvelle à la production de froid renouvelable. De plus, une modification du code minier mentionnant explicitement la production de froid par géothermie serait de nature à développer cette technologie.

30. SAF environnement est une filiale de la Caisse des Dépôts et des Consignations

Depuis 2018, le fonds chaleur soutient désormais les technologies de froid renouvelable ayant une très grande efficacité.

Les coûts

La technologie de la géothermie basse et moyenne température est mature. Si le coût d'investissement est élevé et nécessite un fort apport capitalistique (temps de retour supérieur à 10 ans hors aides), les coûts d'exploitation sont au contraire très bas, ce qui en fait l'une des EnR chaleur les moins coûteuses sur le long terme, tout en assurant une garantie de stabilité du prix. D'après l'ADEME, le coût complet de production de la géothermie profonde se situe entre 74 et 99 €/MWh. Un travail de la filière est en cours pour mieux identifier les coûts par technologie et mieux caractériser l'analyse du cycle de vie. Le potentiel d'innovation existe sur la plupart des segments de la chaîne de valeur des projets (forage subhorizontal, multidrain, optimisation de la mise en exploitation des réservoirs, matériaux...). Les coûts de production devraient donc rester stables ou légèrement diminuer.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Le marché de la géothermie basse énergie en 2014 représente 53 M€. En comptant également les forages des opérations de géothermie de surface, les entreprises de forage représentent environ 2 400 équivalents temps plein et la géothermie pour la production de chaleur sur réseau mobilise également des équivalents temps plein des gestionnaires de réseaux. Les professionnels sont formés et certifiés et la filière française bénéficie d'un savoir-faire. En 2016, la filière a un ratio de 1 500 emplois par TWh produit.

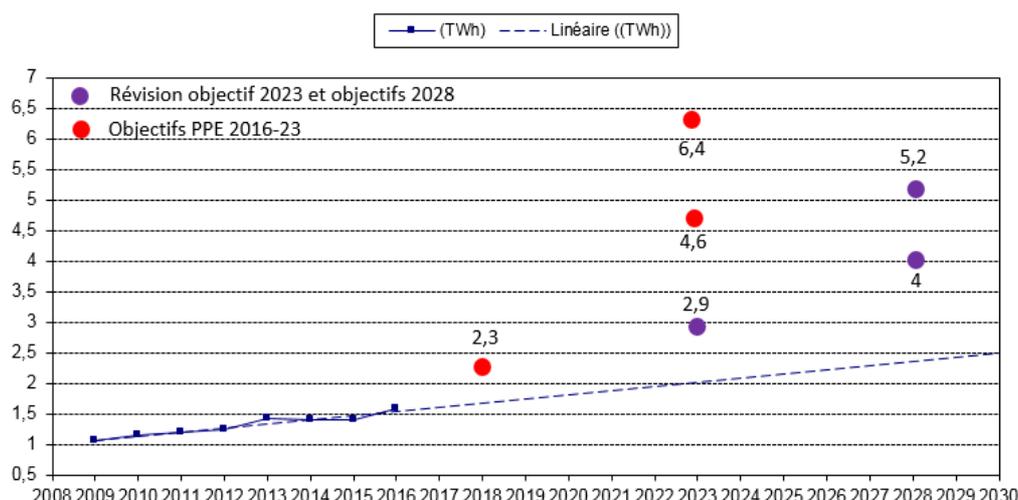
Les enjeux environnementaux

C'est principalement en phase d'exploration qu'on note certains risques et nuisances, notamment lors des opérations de forage (risque de mise en communication possible de plusieurs aquifères, circulation de camions...) Le dispositif réglementaire existant (code minier, loi sur l'eau) encadre la réalisation des opérations pour minimiser les nuisances.

En phase d'exploitation, les opérations de géothermie présentent peu ou pas d'impact. L'enjeu principal porte alors sur la possibilité d'épuisement de la ressource, ce qui pourrait être atténué par des productions alternées de chaud et de froid ou par une recharge du sous-sol (rafraîchissement des bâtiments, injection en été d'énergie solaire ou fatale excédentaire).

Une analyse du cycle de vie a été réalisée par le passé sur quelques opérations exemplaires (Soultz sur Forêt, Bouillante), il serait intéressant de réaliser une ACV sur une opération type du bassin parisien.

Figure 29: Consommation finale de chaleur produite à partir de géothermie profonde (TWh)



Solaire thermique

Etat des lieux de la filière

En 2016, en métropole, le parc total du solaire thermique est de 2,29 millions de m² en surface installée pour une production totale de 1,17 TWh/an. La surface installée dans le secteur résidentiel représente 54% de la surface totale, 43 % dans le tertiaire et 3,5 % dans l'industrie et l'agriculture.

La technologie du solaire thermique permet d'assurer soit la production d'eau chaude sanitaire exclusivement (à partir d'un chauffe-eau solaire individuel (CESI) ou d'un appareil d'eau chaude sanitaire (ECS) collectif) ou la production conjointe d'eau chaude sanitaire et de chauffage (système solaire combiné SSC).

2012	2017	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
1 TWh	1,18 TWh	3,1 TWh	4,6 TWh

Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de solaire thermique fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2017

La précédente PPE prévoyait une redynamisation du solaire thermique par le biais des applications de grande surface dans le collectif, l'industrie et sur réseaux de chaleur et des perspectives dans le résidentiel individuel et collectif en cas de renforcement de la réglementation thermique en matière de production de chaleur renouvelable. La consommation finale de chaleur à partir de solaire thermique tablait sur un rythme moyen de 100 000 m² installés par an dans l'individuel et environ 200 000 m² installés par an dans le collectif / tertiaire. En 2015, on comptabilise moins de 100 000 m² installés tous secteurs confondus, donc un rythme trois fois inférieur. Pour 2023, les objectifs PPE nécessitent de multiplier par 5 à 9 les m² de surface thermique à installer par an en moyenne sur la période 2016-2023 par rapport à 2015. On note quelques signaux encourageants en 2017, comme le solaire dans le collectif qui cesse de chuter et la hausse du segment solaire combiné (moins de 500 installations par an). En 2017, la production de la filière solaire thermique a progressé de + 3,7 % par rapport à 2016.

Le potentiel maximum d'offre

La France dispose d'un gisement solaire particulièrement favorable qui la place au 5^{ème} rang européen. Le potentiel maximum du solaire thermique est estimé à 6 TWh (horizon 2050).

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendement

Le rendement énergétique varie selon la zone climatique dans laquelle est installé l'équipement solaire :

- la productivité des équipements individuels est de l'ordre de 300 kWh/m²/an dans le Nord de la France et 500 kWh/m²/an dans le Sud ;
- la productivité des équipements collectifs ou sur réseau est de l'ordre de 450 kWh/m²/an dans le Nord de la France et 600 kWh/m²/an dans le Sud ;
- la productivité des équipements industriels dans le Sud de la France est de l'ordre de 700 kWh/m²/an. Ils sont utilisés en complément et peuvent assurer 30 % des besoins de chaleur d'un industriel.

L'efficacité énergétique saisonnière des systèmes solaires combinés est supérieure ou égale à 90 %. L'efficacité énergétique pour le chauffage de l'eau varie entre 65 % et 85 % selon le profil de soutirage. Concernant l'adéquation aux besoins :

- Le chauffe-eau solaire (CESI) fournit 50-60 % des besoins d'eau chaude sanitaire ;
- Les systèmes solaires combinés (SSC) fournissent 30 % des besoins cumulés ECS + eau chaude, répartis en 60 – 70 % ECS contre 15-25 % chauffage ;
- Les chauffe-eau solaires collectifs et tertiaires fournissent 50 % des besoins d'eau.

Enjeu de la réglementation thermique

Après une période de croissance marquée jusqu'en 2008, c'est en particulier le marché du solaire individuel qui est le plus en recul. Malgré une obligation d'un minimum de 5 kWh/m² d'énergies renouvelables dans les maisons neuves individuelles, le solaire thermique peine à se développer car il est en concurrence avec d'autres équipements renouvelables dont le coût d'installation est moindre et qui remplissent également les critères de la RT 2012. Un renforcement de ces critères permettrait de valoriser les équipements solaires plus performants.

Comme les marchés des bâtiments neufs collectifs ou tertiaires n'ont pas d'obligation d'incorporation des énergies renouvelables, elles ne se développent pas sur ce marché. La directive (UE) 2018/2001 sur les énergies renouvelables prévoit un taux minimum en énergies renouvelables dans tous les bâtiments neufs et lourdement rénovés, y compris le collectif et le tertiaire (en plus de maisons individuelles). L'installation de solaire thermique dans le neuf et la rénovation permettrait de répondre de façon performante à cette nouvelle obligation. La modernisation du moteur de calcul de la RT2012 est en cours de réflexion afin de valoriser les systèmes de régulation, de pilotage et de stockage de l'énergie, et serait favorable au développement de la filière. Enfin, une obligation d'étude de la solution solaire thermique dans les opérations neuves a été lancée avec succès en Bretagne par l'agglomération de Brest et pourrait être dupliquée dans d'autres régions.

En rénovation, les équipements solaires thermiques sont éligibles au CITE (crédit d'impôt transition énergétique). Une aide CITE différenciée selon les technologies permettrait de favoriser les solutions solaires eu égard à leur performance.

La diffusion des systèmes solaires combinés est également soutenue dans le cadre du coup de pouce « économies d'énergie 2018-2020 ». Ce dispositif prévoit la mise en place de bonifications de certaines

opérations engagées entre le 1^{er} avril 2018 et le 31 décembre 2020 au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique lorsqu'ils remplacent une chaudière au fioul par un équipement utilisant des énergies renouvelables (chaudière biomasse, pompe à chaleur air/eau, eau/eau ou hybride, système solaire combiné, raccordement à un réseau de chaleur).

Potentiel du solaire sur réseau et dans l'industrie

Une opportunité de développement du solaire thermique dans l'industrie et sur réseau de chaleur et de froid est à saisir. Le fonds chaleur permettrait de soutenir le solaire dans ces secteurs. La technologie innovante du solaire à concentration est d'ores et déjà soutenue via l'appel à projet nouvelles technologies émergentes du fonds chaleur et doit se poursuivre. Dans l'industrie, de nouveaux modèles économiques se développent comme la vente au kWh ou le leasing qui permettent de proposer une offre compétitive par rapport au gaz (et qui inclut le coût du stockage). Enfin, le fait d'étudier dans les audits énergétiques une substitution d'énergie en faveur d'une solution EnR permettrait également de porter à connaissance l'alternative solaire et ses atouts.

Le potentiel du solaire thermique est important. Il est en concurrence avec le photovoltaïque dans la mesure où il mobilise les mêmes surfaces et capacités d'investissement. Le potentiel maximum de la filière se situe sur le secteur du collectif (y compris sur réseau), du tertiaire et de l'industrie, où il permet de déployer de grandes surfaces et de faire ainsi baisser les coûts. La filière estime qu'elle est en capacité immédiate de fabriquer et d'installer 3 à 4 fois plus d'équipements solaires thermiques qu'aujourd'hui. Le secteur est aujourd'hui exportateur.

Les coûts actuels et prévisibles

Le coût complet de production de la chaleur solaire dans l'individuel est plus élevé que celui du chauffe-eau thermodynamique. Pour les systèmes solaires combinés, il est entre 225 et 337 €/MWh³¹. Le coût de la chaleur dans le collectif est inférieur de 40 % à celui de l'individuel avec un coût entre 78 et 114 €/MWh. Le solaire sur réseau présente également des coûts intéressants avec un coût entre 76 et 128 €/MWh. Les professionnels envisagent une baisse de 10 à 15 % environ du coût global sur 20 ans d'ici 2025 pour les chauffe-eau solaires et pour les systèmes solaires combinés. Une baisse des coûts est également envisagée pour le solaire dans l'industrie.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Le marché du solaire thermique (métropole et DOM) s'élève à 319 M€ en 2017 et génère 2 320 emplois³². En 2017, la filière a un ratio de 1 160 emplois par TWh produit. Le repli du solaire a entraîné une baisse des emplois du solaire thermique (-34 % d'emplois entre 2013 et 2017). Les emplois sont surtout situés autour de la fabrication, l'installation et la maintenance des équipements. La production d'équipements sur le territoire national est aujourd'hui majoritairement orientée vers l'export (l'export représente 85 % de l'activité en 2015). La plupart des installateurs de capteurs solaires thermiques sont regroupés sous le label Quali'sol qui a permis de fiabiliser les installations. Enfin, la filière du collectif est réunie au sein de SOCOL³³, qui s'est structurée avec des qualifications pour les bureaux d'étude et les installateurs, dans l'objectif de fédérer les acteurs et de diffuser les bonnes pratiques ; SOCOL rassemble près d'un millier d'experts, de professionnels et de maîtres d'ouvrage.

Les enjeux environnementaux

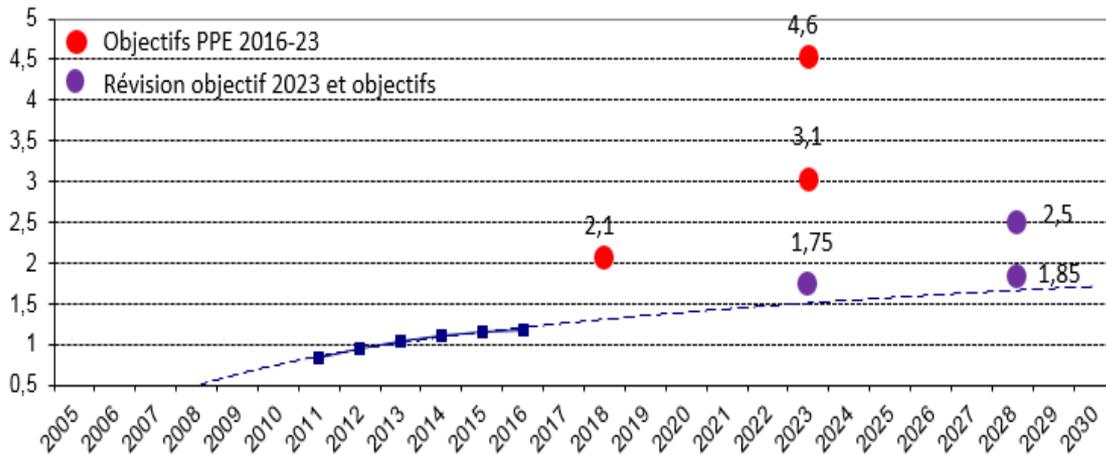
31. Source Etude « Coûts des Energies Renouvelables » ADEME édition 2016

32. Source « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » ADEME édition 2019

33. Dispositif initié en 2009 par Eneplan, avec le soutien de l'ADEME et de GRDF

Le solaire thermique présente des émissions de CO₂ faibles, de l'ordre de 35 gCO₂/kWh (cas du CESI). L'impact le plus significatif est donc lié à l'appoint électrique ou gaz/fioul (taux de couverture de 50%). Enfin, la fin de vie des chauffe-eau solaires est gérée dans le cadre de la filière de gestion des déchets d'équipements électriques électroniques avec donc une priorité donnée au recyclage.

Figure 30: Consommation finale de chaleur produite par du solaire thermique (TWh)



La chaleur de récupération

La chaleur fatale, est la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première et qui n'est pas nécessairement récupérée³⁴. Lorsque cette chaleur fatale est récupérée et valorisée, on parle de chaleur de récupération. Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées : il peut s'agir de sites industriels, de bâtiments tertiaires (datacenters, eaux usées...), les unités de valorisation énergétique des déchets ménagers dits UVE (sous l'angle de leur partie non renouvelables³⁵) ou encore de sites de traitement d'autres déchets (CSR, traitement thermique des boues...). La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux d'ici 2030 (référence 2012). La chaleur de récupération, qu'elle soit valorisée sur place en autoconsommation ou qu'elle réponde à des besoins à proximité via à un réseau de chaleur, participe à ces objectifs.

34. La chaleur issue de cogénération, dont le but est de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité n'est pas considérée comme une chaleur de récupération (Bulletin officiel n°32 du 8 mars 2007 sur les conditions d'application de la TVA réduite sur les livraisons d'énergie calorifique).

35. De façon conventionnelle, on considère que 50 % de la production d'énergie des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers est renouvelable et 50 % est de la chaleur de récupération.

La quantité de chaleur de récupération industrielle actuellement valorisée par des réseaux de chaleur est estimée, en livraison, à 445 GWh³⁶. La quantité de chaleur de récupération issue des unités de valorisation énergétique des déchets s'élève en livraison à 4 TWh³⁷.

Le potentiel maximum d'offre

Le gisement technique de chaleur fatale industrielle à plus de 30°C est estimé à 109 TWh³⁸ et un gisement national de chaleur fatale issue d'unités de traitement des déchets ménagers (hors optimisation des unités existantes), des stations d'épuration et des data centers de 8,4 TWh. En considérant la part valorisable en externe de ce gisement, la quantité de chaleur fatale à plus de 60°C disponible à proximité des réseaux de chaleur urbains existants est quantifiée à 12,3 TWh, dont 56 sites à proximité d'un réseau de chaleur existant qui totalisent 9 TWh. En considérant la baisse des consommations énergétiques dans l'industrie d'ici 2035, on peut estimer un potentiel maximum récupérable dans les réseaux de 7,7 TWh. Le potentiel maximal des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers après optimisation/modification des unités existantes, est estimé à 10 TWh de chaleur supplémentaire par rapport à 2009, dont 6 TWh à destination des réseaux de chaleur et de froid (à quantité de déchets brûlés équivalente). Cela correspond à un potentiel de 9 à 10,5 TWh en chaleur livrée par les réseaux à partir de l'énergie des unités de valorisation énergétique. Enfin, les combustibles solides de récupération sont susceptibles également de participer au développement de la chaleur de récupération dans les réseaux de chaleur et de froid à hauteur de 1,7 TWh.

Il existe également un potentiel de récupération de chaleur des eaux usées. Le gisement a été estimé en Île-de-France à 2 TWh dont 1,1 TWh valorisable. Une estimation du potentiel de chaque région pourrait ainsi être élaborée à l'occasion des SRADDET. L'ADEME pourrait également évaluer ce potentiel à l'occasion de la mise à jour de son étude sur la chaleur fatale.

Les enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Les enjeux de la récupération de chaleur industrielle portent principalement sur la capacité à contractualiser entre industriels, ou entre un industriel et un réseau de chaleur (public ou privé). Des questions de durée d'engagement, et plus globalement de rentabilité économique peuvent freiner les projets. Une étude sur le financement des investissements de récupération industrielle en cours permettra d'identifier les freins au développement des projets, ainsi que les leviers d'action à mettre en œuvre (financiers, réglementaires, fiscaux...)³⁹. Depuis 2015 le fonds chaleur accompagne les projets de récupération de chaleur fatale. Cette dynamique doit se poursuivre en ciblant une action spécifique sur la cinquantaine de sites identifiés à proximité d'un réseau existant. Depuis 2015, les installations classées de plus de 20 MW générant de la chaleur fatale non valorisée doivent⁴⁰ réaliser une analyse coûts-avantages sur l'opportunité de la valoriser dans un réseau de chaleur. De même, toute installation nouvelle ou lourdement rénovée de production d'énergie dans un réseau doit étudier en priorité la

36. Source : enquête annuelle des réseaux de chaleur, édition 2017 SNCU.

37. Pour plus de détails sur l'évaluation de la chaleur produite par la valorisation énergétique des déchets, voir paragraphe 5.5.

38. Source : « la chaleur fatale industrielle, édition 2017 », ADEME.

39. Étude pilotée par l'ADEME en 2018.

40. Il s'agit des installations nouvelles ou faisant l'objet d'une rénovation substantielle. Une rénovation substantielle correspond à une rénovation dont le coût dépasse de 50 % le coût d'une unité neuve comparable.

possibilité de valoriser la chaleur fatale des sites à proximité du réseau. Cette étude, lorsqu'elle est réglementairement exigible, figure désormais dans la liste des pièces à fournir pour toute demande d'aide du fonds chaleur. Les enjeux spécifiques de la valorisation énergétique des déchets (dont UVE, CSR...) sont traités ci-dessous.

La valorisation de chaleur fatale par un industriel s'inscrit dans une démarche d'offre d'énergie bon marché sur un territoire, ce qui renforce l'attractivité de ce dernier et aide au maintien de l'activité industrielle. La concertation, le partage de services, la création d'infrastructures énergétiques dans les zones de regroupement d'industries calo-intensives est susceptible de favoriser les échanges énergétiques entre acteurs (collectivités, entreprises, etc.), avec une communication claire sur les bénéfices attendus en termes économiques et environnementaux, même si les priorités, stratégies et objectifs de ces acteurs diffèrent.

Les coûts actuels et prévisibles

Le coût moyen des projets de récupération de chaleur fatale financés par le fonds chaleur est de 97 €/MWh (hors aide). On constate que le coût de la chaleur vendue par les UVE aux réseaux de chaleur est très compétitif, autour de 10 à 25 €/MWh.

Les enjeux environnementaux

Les enjeux environnementaux de la récupération de chaleur fatale sont positifs puisqu'ils permettent de réduire la consommation d'énergie en captant l'énergie thermique inutilisée.

La valorisation énergétique des déchets

L'utilisation de déchets à des fins de production d'énergie contribue à l'économie circulaire quand elle est réalisée sur des déchets n'ayant pu être évités et non valorisables sous forme matière. La LTECV a fixé deux principes pour la valorisation énergétique des déchets : la gestion de proximité des déchets et la recherche de procédés de valorisation énergétique efficace. En 2016, la valorisation énergétique des déchets représente :

- 3,3 TWh provenant du biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) ;
- 9,4 TWh provenant des usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) ;
- 5,5 TWh provenant de la valorisation du biogaz issu de méthanisation.

Les installations de co-incinération⁴¹ représentent également plusieurs TWh d'énergie issue de déchets.

Les gisements de déchets mobilisables

41. Installation dont l'objectif essentiel est de produire de l'énergie ou des produits matériels et qui utilise des déchets comme combustible habituel ou d'appoint ou dans laquelle les déchets sont soumis à un traitement thermique en vue de leur élimination.

La politique d'économie circulaire lancée par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte devrait profondément modifier la valorisation énergétique des déchets. Les flux de déchets vont être massivement réorientés. A l'horizon 2025 :

- **9,8 Mt de déchets de moins entreront en ISDND notamment de biodéchets, c'est-à-dire les déchets qui produisent le biogaz. Cette orientation va réduire la production de biogaz des ISDND de l'ordre de 25 % en 2025 soit 2,5 TWh;**
- les UIOM recevront 2,9 Mt d'ordures ménagères de moins (PCI⁴² 2 300kWh/t) et 1,5 Mt supplémentaires de refus de tri d'un PCI de 2 800kWh/t, ce qui devrait réduire la production d'énergie d'environ 2,5 TWh ;
- 8 Mt de biodéchets devraient être collectés séparément et être valorisés. La moitié (4 Mt) sera méthanisé, ce qui devrait générer 2,8TWh d'énergie supplémentaires ;
- 2,4 Mt de refus de tri à haut pouvoir calorifique (PCI de 3 500kWh/t) vont être préparés sous forme de combustibles solides de récupération et pouvoir générer 8,4 TWh d'énergie.

Une partie des déchets orientés ci-dessus vers la valorisation énergétique pourrait faire l'objet de traitement thermique tel que : la pyrogazéification. Ces techniques sont en cours de développement sur le territoire et il n'est pas possible de préciser à ce stade la part des déchets qui seront concernés.

Dans un contexte de détournement des biodéchets des décharges, la communication de la Commission européenne du 26 janvier 2017 précise que la valorisation du biogaz issu d'ISDND ne peut plus constituer un objectif en tant que tel. Par conséquent, le dispositif de soutien à l'injection existant pour la production d'électricité sera conduit à terme et ne sera pas prolongé au-delà. Il offrira une capacité supplémentaire de 60 MW de nouvelles installations, au plus tard en 2023. Les dispositifs de soutien doivent prendre en compte la décroissance du gisement et accompagner les filières concernées.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Les incinérateurs d'ordures ménagères

La France dispose d'un parc de 126 installations d'incinérateurs d'ordures ménagères. En 2015, les 113 installations équipées d'un dispositif de récupération d'énergie ont produit 2,3 TWh d'énergie électrique et 7,1 TWh de chaleur. La composition du parc français est la suivante :

- 52 unités représentant 56% des déchets incinérés, sont considérées comme des unités de valorisation énergétique (>R1) ;
- 64 unités représentant 42% des déchets incinérés comme unités de récupération (R1<0,6 ou 0,65) ;
- 10 petites unités pour 2% des déchets incinérés d'unités d'élimination (aucune valorisation). Selon un inventaire effectué en 2019, sur ces 10 installations 6 sont déjà fermées et les installations restantes continueront à fonctionner avec un objectif d'améliorer leur performance énergétique.

Le parc est constitué d'un grand nombre d'installations de petites tailles, plutôt anciennes, ayant fait l'objet de gros travaux de mises aux normes dans les années 2000-2005.

Ce parc ne cesse d'évoluer et la récupération de l'énergie fatale de l'incinération est amenée à se généraliser et à se développer. Peu d'installations seront construites dans les prochaines années. Aussi, il est important d'encourager à l'optimisation des unités existantes. Ceci se traduit par un

42. *Pouvoir calorifique inférieur*

accompagnement possible des opérations d'optimisation dans le cadre du Fonds Chaleur et du Fonds Déchets. L'ADEME suit les opérations d'optimisation des unités et sensibilise les collectivités aux avantages d'une valorisation énergétique optimale de leurs installations (impacts économiques, fiscaux, environnementaux, développement local et emploi...).

En effet, en 2017, 14 UIOM ont franchi le seuil des 65 % de rendement énergétique grâce aux aides de l'ADEME, et 742 964 MWh/an d'énergie supplémentaire ont été récupérés. Il est attendu aussi que 8 autres installations UIOM passeront au-dessus du seuil R1 en 2020 grâce à l'aide 2018 du Fonds déchets et du Fonds chaleur de l'ADEME, représentant une récupération d'énergie supplémentaire de 421 070 MWh/an.

Un BREF⁴³ est actuellement en cours l'élaboration, qui rendra obligatoire un certain nombre de dispositifs de performance énergétique⁴⁴. Cette optimisation pourrait conduire à une production de chaleur supplémentaire de l'ordre de 7 à 10 TWh dont 60% (4 à 6 TWh) à destination des réseaux de chaleur et de refroidissement, il conviendrait de maintenir les aides versées au titre du fonds déchets (et du fonds chaleur pour les réseaux de chaleur de récupération).

En 2028 la production de chaleur à partir d'UIOM devrait être de 15 à 18 TWh, et la production d'électricité de 2,3 TWh.

Les installations de production d'énergie à partir de combustion de combustibles solides de récupération (CSR)

En 2017, 800 kt de CSR sont produits en France : 100 kt sont exportés, 300 kt sont consommés par la filière des cimenteries, 200 kt seront consommés par les installations soutenues dans le cadre de l'appel à projets « CSR » de l'ADEME et 200 kt ne trouvent pas de débouchés. À l'horizon 2025, le gisement annuel de CSR est estimé à 2,5 Mt, dont 1 Mt plus particulièrement à la co-incinération dans les cimenteries. Un gisement de 1,4 Mt (environ 4,9 TWh) pourrait ainsi être orienté vers des unités de valorisation énergétique de CSR. Ce flux aura toutefois vocation à décroître dans le temps du fait de l'efficacité des politiques de prévention et d'amélioration de la valorisation matière.

Les rendements de la production d'énergie fournie à partir de déchets sont compris entre 25 % et 40 % suivant les technologies pour la production d'électricité, entre 45 % et 55 % pour la production de chaleur par cogénération et aux alentours de 90 % pour la production de chaleur seule. La priorité sera donc donnée à la production de chaleur.

Le gisement de CSR ne bénéficiant pas de débouché identifié se monte ainsi à un potentiel de 200 kt en 2018, s'accroissant de 150 kt environ chaque année d'ici 2025. 260 kt de CSR (+ 150 à la Réunion) seront consommés dans une installation bénéficiaire d'une aide régionale ADEME pour un volume de 120 MW PCI annuel. Le coût du soutien de cet appel à projets se monte en moyenne à 3,5 €/MWh produit sur 20 ans sous forme d'aides à l'investissement.

Le fonds Déchets finance à travers l'appel à projets CSR la production de chaleur en métropole à partir de CSR (100 % CSR). Le Fonds Chaleur finance quant à lui les réseaux de chaleur permettant de valoriser l'énergie produite à partir de CSR au titre des énergies de récupération, en cohérence avec l'objectif de la LTECV de multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de

43. BREF : Best Available Techniques Reference.

44. Le décret relatif au plan régional de prévention et de gestion des déchets en application de la loi NOTRe prévoit l'amélioration de l'efficacité énergétique des unités de valorisation énergétique des déchets en limitant la part des quantités incinérées dans des unités n'atteignant pas le critère « R1 » à 50 % des quantités incinérées en 2010 d'ici 2025.

récupération dans les réseaux d'ici 2030. La TVA à taux réduit de 5,5 % est également applicable aux réseaux alimentés à plus de 50 % par des énergies renouvelables et de récupération, dont les déchets.

La production de biocarburants et de biogaz

Les intrants pouvant être utilisés dans un méthaniseur comprennent principalement les effluents d'élevage, de la biomasse agricole (cultures énergétiques, résidus agricoles etc.), les sous-produits d'industries agro-alimentaires, les biodéchets des ménages et des professionnels (déchets alimentaires, déchets végétaux) les boues de station d'épuration (urbaines et industrielles) ou d'autres déchets organiques valorisables issus de l'assainissement. Certains de ces intrants, comme les graisses, peuvent faire l'objet d'une utilisation concurrente pour la production de biocarburants. D'autres correspondent à des sous-produits des industries agro-alimentaires dont il convient de ne pas déséquilibrer les valorisations déjà existantes.

La filière méthanisation est présentée dans la partie biogaz.

Le gisement global de déchets alimentaires (biodéchets hors déchets verts) des ménages est estimé à 8 Mt dont la moitié est susceptible d'être dirigée vers la méthanisation, après un tri à la source, soit un gisement de 4 Mt/an d'ici 2025. A ceci il faut ajouter la captation de l'ensemble des biodéchets des professionnels, soit à peu près 2 Mt de déchets alimentaires, sachant que l'essentiel du gisement mobilisé part aujourd'hui en méthanisation, soit 1 Mt de déchets supplémentaires. Ce gisement de 5 Mt de déchets méthanisés pourrait produire 3,5 TWh d'énergie primaire.

Les déchets de bois

Outre la part pouvant être préparée sous forme de CSR, le gisement de bois en fin de vie est également pris en compte (cf. identification des gisements en partie 4.4).

Les enjeux environnementaux

Toutes les installations de traitement de déchets sont soumises à la réglementation ICPE⁴⁵ et bénéficient à ce titre d'un cadre rigoureux pour l'évaluation de leurs impacts et nuisances.

L'objectif n'est pas de maximiser la production d'énergie à partir de déchets mais de maximiser la valorisation énergétique des déchets qui n'ont pas pu être évités et qui ne sont pas valorisables sous forme matière. Le recours aux déchets pour la production d'énergie ne doit ni réduire les actions de prévention des déchets ni capter des flux de déchets qui auraient pu être valorisés sous forme matière. La valorisation énergétique des déchets s'inscrit dans les lignes de la communication de la Commission européenne du 26 janvier 2017 « *The role of waste-to-energy in the circular economy* ».

Au total 16,8 TWh de chaleur devraient être produits par des installations de valorisation des thermiques des déchets, 3,5 TWh utilisés par l'industrie cimentière et 2,3TWh d'électricité produits.

Sur les 16,8 TWh de chaleur, la moitié de la chaleur générée par les UIOM est considérée comme renouvelable et comptabilisée dans l'objectif biomasse, et l'autre moitié est considérée comme de l'énergie de récupération. Elle contribue à hauteur de 4,5 à 5,2 TWh à l'objectif d'incorporation d'ENR&R dans les réseaux de chaleur. Sur les 4,9 TWh de chaleur générés par les CSR. On estime ainsi qu'environ 2 TWh pourront être valorisés par des réseaux de chaleur et être comptabilisés au titre des énergies de récupération.

45. Installation classée pour la protection de l'environnement

Prospective globale chaleur et froid renouvelables

Le tableau ci-dessous présente les sources d'énergies qui assureront le besoin de chaleur aux horizons de la PPE.

		2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Fossiles (fioul, charbon, gaz naturel)		390	314	290
Electricité		99	95	88
Biogaz (dont biogaz injecté)		7	12	18
Bois		145	157	169
Chaleur renouvelable hors biomasse	PAC (aérothermiques et géothermiques)	39	44	52
	Géothermie	3	4	5
	Solaire thermique	2	2	3
Énergies de récupération		4,4	7,6	9,9
Total production de chaleur		690	635	635

Mix chaleur que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028

En 2023, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins de chaleur avec 196 TWh de chaleur d'origine renouvelable, soit 28 % de la consommation finale de chaleur.

En 2028, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins de chaleur avec entre 219 et 247 TWh de chaleur d'origine renouvelable, soit entre 34,3% et 38,9 % de la consommation finale de chaleur. L'objectif fixé par la LTECV est qu'en 2030, 38 % de la consommation finale de chaleur soit assurée par des énergies renouvelables.

Cette évolution est réalisée grâce à un rythme moyen d'accroissement du taux de renouvelables et de récupération entre 1,2 point et 1,8 point par an entre 2020 et 2030 quand la directive sur les énergies renouvelables demande un accroissement minimal de 1,3 point par an à compter de 2020.

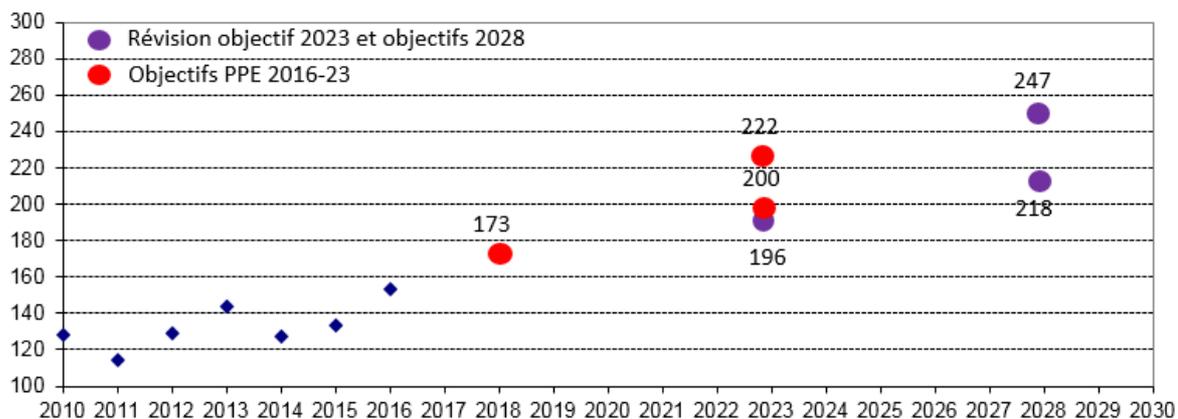
A noter que si x % de biogaz est injecté dans le réseau, x % du gaz consommé pour produire de la chaleur via le réseau est considéré comme renouvelable.

A noter que l'électricité d'origine renouvelable n'est pas comptabilisée ici car la méthodologie européenne considère que dans la mesure où l'électricité renouvelable a des objectifs propres elle ne doit pas être comptabilisée deux fois. Seuls les objectifs non tracés par un suivi de vecteur énergétique sont suivis ici. Le tableau ci-dessous reprend la décomposition de l'origine du biogaz.

	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Chaleur produite par biométhane injecté	3,9	8,3	12,1
Chaleur produite par cogénération	2,6	3	5,3
Chaleur directe ou réseau chaleur	0,8	0,8	0,8

Origine du biogaz en 2023 et 2028 (TWh)

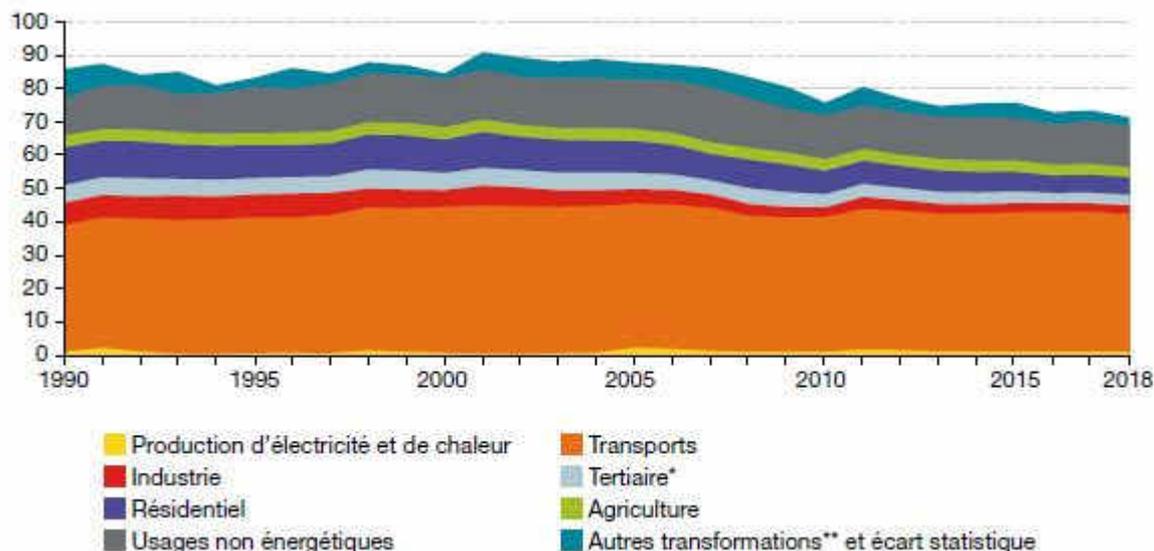
Figure 31: Consommation finale de chaleur d'origine renouvelable



4.2.2.2. Les biocarburants

La consommation primaire de produits pétroliers s'élève à 71,6 million de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2018. Elle s'inscrit dans la tendance baissière de long terme amorcée au milieu des années 2000 (cf. figure ci-dessous).

Figure 32: Consommation primaire de produits pétroliers (hors biocarburants, soutes maritimes et aériennes internationales) en Mtep⁴⁶



La consommation de carburants liquides fossiles devrait décroître du fait des actions de maîtrise de la consommation, et notamment celles sur la mobilité : modification des mobilités, baisse des consommations unitaires des véhicules, remplacement de véhicules thermiques par des véhicules électriques, ou substitution de carburants fossiles par des carburants biosourcés. En 2023 la consommation finale de carburants liquides devrait être de 406 TWh et 348 TWh en 2028.

En 2015, la directive 2015/1513 « ILUC »⁴⁷ a confirmé un objectif, fixé précédemment par les directives relatives aux énergies renouvelables⁴⁸, de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports en 2020 avec un plafond de 7 % pour les biocarburants en concurrence alimentaire et un objectif indicatif de 0,5 % en 2020 pour les biocarburants avancés. Elle définit la liste des matières premières qui permettent d'élaborer des biocarburants avancés. La LTECV a adopté un objectif plus ambitieux de 15 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de carburant à l'horizon 2030. L'atteinte de cet objectif nécessite d'accroître le taux d'incorporation de biocarburants mais aussi de développer davantage les carburants alternatifs ayant une plus faible émission de carbone que les carburants fossiles traditionnels. Une nouvelle directive EnR 2018/2001, dite RED 2, a été publiée le 21 décembre 2018. Elle fixe un objectif d'énergie renouvelable de 14 % dans les transports en 2030, en confirmant le plafond de 7 % pour les biocarburants de première génération. Elle reprend et renforce les critères de durabilité définis dans la première directive EnR et vise à limiter l'effet de changement d'affectation des

46. Données corrigées des variations climatiques

47. Directive (UE) 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE) dite « CASI » ou « ILUC ».

⁴⁸ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE).

sols indirect en identifiant les matières premières les plus à risque, en plafonnant leur incorporation puis en les éliminant progressivement d'ici 2030. Etat des lieux de la filière

En France, les biocarburants conventionnels (produits à partir de matière première alimentaire) représentent 7 % de l'énergie présente dans les carburants. Ils sont ainsi incorporés dans les carburants liquides au niveau maximal permis par la réglementation européenne.

Un des objectifs de la PPE est de développer les carburants de seconde génération dits « avancés », produits à partir de déchets et résidus et définis dans l'annexe IX-A de la directive UE 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (dite directive RED 2). La première PPE avait fixé des objectifs d'incorporation de biocarburants avancés (issus de déchets, de résidus ou de matières lignocellulosiques) avec l'hypothèse que la mélasse, l'amidon C ainsi que les résidus acides d'huiles alimentaires seraient considérés comme des biocarburants avancés. Or ces trois matières ne sont pas retenues dans la liste des matières premières assurant la fabrication de biocarburants avancés définis dans la directive RED 2.

	Situation 2016	Objectif PPE 2018	Objectif PPE 2023
% d'incorporation dans l'essence consommée	n.d.	1,6%	3,4 %
% d'incorporation dans le diesel consommé	n.d.	1%	2,3 %

Tableau 36 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour la consommation de biocarburants de 2^{ème} génération

Les objectifs 2023 et 2028 qui sont pris en compte dans la version révisée de la programmation pluriannuelle de l'énergie, sont donc déterminés sur un nouveau périmètre, calé sur celui établi dans la directive RED2, c'est-à-dire en ne prenant en compte que les biocarburants produits à partir des matières premières listées à l'annexe IX-A de la directive. Les chiffres de cette PPE sont donc inférieurs à ceux inscrits dans la version de 2016, leur périmètre ayant été revu.

Encadré 5 : Les biocarburants aéronautiques

Le transport aérien devra compter sur le déploiement de biocarburants aéronautiques innovants et durables en complément du progrès continu des technologies, des améliorations opérationnelles et des mesures de marché telles que le CORSIA, pour répondre au défi climatique et réduire son empreinte carbone. Ces biocarburants constituent un levier stratégique pour la réduction des émissions nettes d'un secteur en croissance disposant d'un nombre limité d'alternatives énergétiques. Les carburants bio-sourcés, pouvant être issus de l'économie circulaire, permettraient d'économiser jusqu'à 90% d'émissions de carbone sur l'ensemble de leur cycle de vie.

Des progrès considérables ont été accomplis ces dernières années notamment en termes de performance et de certification des biocarburants aéronautiques. L'exploitation opérationnelle des biocarburants aéronautiques est aujourd'hui maîtrisée. La feuille de route d'Ancre (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) a évalué le potentiel français des filières de production de biocarburants aéronautiques. Au niveau mondial, 5 filières de biocarburants aéronautiques ont reçu la certification ASTM (American Society for Testing and Materials) et ont été identifiées comme étant des alternatives renouvelables et durables au carburant d'aviation d'origine fossile. Certains biocarburants peuvent être incorporés jusqu'à représenter 50% en volume du carburant d'origine fossile, représentant dès lors des réductions d'émission significatives. D'autres filières innovantes sont à l'étude, avec des faisabilités et des horizons de certification variables, confirmant l'étendue des possibilités technologiques. Les technologies certifiées de production de biocarburant aérien permettent la fabrication de molécules proches de celles présentes dans le kérosène et totalement compatibles. L'utilisation de ces biocarburants ne nécessite pas d'ajustement sur les avions ni sur les infrastructures aéroportuaires.

Pour favoriser l'émergence d'une filière française de biocarburants aéronautiques, L'État, Air France, Airbus, Safran, Suez et Total ont signé, fin 2017, un « Engagement pour la Croissance Verte » (ECV), pour étudier la faisabilité du déploiement d'une filière française de production et de distribution de biocarburants aéronautiques durables. Ses conclusions sont attendues à la fin de l'année 2019.

Description du gisement existant

La production de biocarburants de deuxième génération implique l'utilisation de matières qui n'entrent pas en concurrence avec la production de produits alimentaires.

Les intrants pouvant être utilisés comprennent les résidus agricoles, les déchets ménagers, municipaux ou industriels, les déchets et résidus végétaux, la paille, le fumier et les boues de station d'épuration, les effluents d'élevage, les algues, les déchets et résidus provenant de la sylviculture, les résidus de fabrication de pâte à papier, le bois, les carburants renouvelables d'origine non biologique.

Certaines matières sont utilisées dans des processus industriels déjà matures. D'autres comme la lignocellulose des plantes sont utilisées pour le développement de nouveaux procédés industriels :

- la voie thermochimique permet d'obtenir du biogazole de synthèse : on parle aussi de filière BtL (pour Biomass to Liquid) ;
- la voie biochimique permet d'obtenir de l'éthanol.

Ces nouvelles filières présentent des bilans énergétiques plus favorables que celles de la 1^{ère} génération et permettent en outre de limiter les problématiques d'usage des sols et de concurrence avec les débouchés alimentaires.

Certains de ces intrants, comme les déchets ménagers ou les boues de station d'épuration, constituent un gisement utilisable soit pour la production de biocarburants soit pour la production de biométhane. D'autres correspondent à des sous-produits d'industries dont il convient de ne pas déséquilibrer les valorisations déjà existantes. Le potentiel de matières est suffisant pour atteindre les objectifs de production de biocarburants avancés.

Les principaux défis pour le développement de la filière sont l'organisation de la mobilisation des intrants, de la logistique d'approvisionnement vers les usines de transformation ainsi que le coût de création des unités industrielles de transformation.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

La filière de production des biocarburants est aujourd'hui une filière structurée autour des carburants de première génération. Elle contribue à la rentabilité économique de la filière sucre en France (8900 emplois⁴⁹), en valorisant 80% de la production d'éthanol dans les carburants. Elle assure également dans la filière diesel la valorisation de 1,4 millions de tonnes d'huile de colza français⁵⁰. La filière de production de biocarburants de 2^{ème} génération est encore en émergence et les coûts ou le contenu en emplois ne sont pas connus.

Les enjeux environnementaux

Pour être comptabilisés en tant qu'énergie renouvelable dans les carburants, les biocarburants doivent respecter des critères de durabilité (liés à la préservation de la qualité des terres cultivées, aux émissions de GES...). Ce régime, étroitement contrôlé, constitue, au niveau mondial, le programme de viabilité le plus complet afin d'éviter les effets secondaires négatifs de la production de biocarburants. C'est d'ailleurs pour cela que les quantités de carburants de première génération produites vont être stabilisées, mais ne vont pas être augmentées.

Le tableau ci-dessous présente les sources d'énergies qui assureront le besoin en carburants liquides aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées.

		2023	2028
Essence	Fossile	84	79
	Renouvelable 1G	6	6
	Renouvelable 2G	2	3
Diesel	Fossile	294	233
	Renouvelable 1G	22	18
	Renouvelable 2G	3	8
TOTAL		412	347

Mix carburants liquides que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh).

55. Source SNPAA

50. Source : déclarations de durabilité

Les carburants renouvelables 2G incluent les biocarburants avancés, ainsi que les biocarburants issus d'huiles usagées et graisses animales, listés à l'annexe IX-B de la directive 2018/2001

En 2023, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en carburants liquides avec 33 TWh de carburants d'origine renouvelable, soit 9 % de la consommation finale de carburants.

En 2028, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en carburants liquides avec 35 TWh de carburants d'origine renouvelable, soit 11 % de la consommation finale de carburants.

L'objectif fixé par la LTECV est qu'en 2030, 15 % de la consommation finale de l'énergie utilisée dans les transports soit assurée par des énergies renouvelables.

4.2.2.3. Le gaz renouvelable

En 2018, la consommation de gaz naturel a été de 470 TWh PCS. A l'horizon 2023, les mesures de maîtrise de la demande en énergie devraient porter la consommation de gaz à 439 TWh PCS, et 377 TWh PCS en 2028. La loi fixe l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation de gaz en 2030. Il existe principalement trois technologies pouvant être utilisées pour atteindre cet objectif, à savoir la méthanisation, la gazéification et la conversion d'électricité d'origine renouvelable en gaz de synthèse

Les objectifs de production de gaz renouvelable

Fin 2018, il existait près de 650 projets d'installations de production de biométhane représentant un potentiel de production cumulée de 14 TWh par an. Compte-tenu de ce nombre important de projets, certains acteurs demandent de fixer un objectif de production de gaz renouvelable allant au-delà de l'objectif de 10% en 2030, tel que fixé par l'article L. 100-4 du code de l'énergie.

Le coût de production du biométhane est significativement supérieur aux cours du gaz naturel. En 2018, le prix moyen d'achat du biométhane injecté a ainsi été de 102 €/MWh PCS, contre un prix moyen du gaz naturel de 23 €/MWh PCS. Le développement de cette filière requiert donc un soutien public conséquent. Les perspectives de baisse des coûts envisagées ne permettent pas d'imaginer un développement de la filière sans soutien public sur la durée de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Les coûts de production de la gazéification de matière organique pour injection dans les réseaux de gaz naturel sont estimés à un niveau supérieur aux coûts de production du biométhane.

Afin de maîtriser l'enveloppe budgétaire consacrée au soutien de la production de gaz renouvelable, la PPE définit des objectifs à l'horizon 2028 qui sont cohérents avec une part de 7 à 10% de la consommation de gaz en 2030, tout en conditionnant les soutiens aux efforts de baisse des coûts de production qu'effectueront les acteurs des différentes filières.

La méthanisation

État des lieux de la filière

La méthanisation correspond à la décomposition par des micro-organismes de matière organique en biogaz, constitué principalement de méthane et de dioxyde de carbone. Ce biogaz peut ensuite être valorisé de différentes manières. Il peut être épuré afin d'obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel, ce qui permet de l'injecter dans les réseaux gaziers ou de le conditionner comme carburant pour les véhicules à gaz (bioGNV). Le biogaz peut également être directement utilisé comme combustible. Il peut enfin être utilisé pour produire de l'électricité dans

des installations de cogénération, cette valorisation n'étant toutefois pas privilégiée en raison d'un rendement énergétique inférieur.

	2017	Objectif PPE₂₀₁₆ pour 2023
Biogaz injecté dans les réseaux (TWh)	0,4 TWh	8 TWh
Biogaz utilisé pour produire de l'électricité⁵¹	1,9 TWh d'électricité, (5,5 TWh de biogaz)	2,6 TWh d'électricité, (7,3 TWh de biogaz)
Total Biogaz consommé (usage direct ou injection dans les réseaux de chaleur, hors bioGNV)	5,9 TWh	15,3 TWh

Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour la consommation de biométhane

Au 31 décembre 2018, 635 installations produisent de l'électricité à partir de biogaz, pour une puissance totale de 456 MW. La production d'électricité à partir de biogaz a atteint 2,1 TWh en 2017, c'est-à-dire en utilisant 6 TWh de biogaz.

76 installations injectent du biométhane, après production et épuration de biogaz, dans les réseaux de gaz naturel, pour une capacité de production totale de 1,2 TWh par an. La production de biométhane directement valorisée sous forme de carburant reste à ce jour marginale. Il est important de développer l'usage du biogaz par les véhicules, en dehors du réseau le cas échéant.

Le potentiel maximum de méthanisation

La méthanisation implique l'utilisation de matière organique pouvant être dégradée facilement par des micro-organismes. Afin de concilier le développement de la méthanisation et le respect des enjeux liés à l'usage des sols, la France a fait le choix de développer la méthanisation sur la base de l'utilisation de déchets ou résidus. L'article D. 543-292 du code de l'environnement prévoit ainsi qu'un méthaniseur ne peut utiliser plus de 15% des cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale.

Les intrants pouvant être utilisés dans un méthaniseur comprennent les effluents d'élevage, les résidus agricoles, les sous-produits d'industries agro-alimentaires, les biodéchets des ménages, les déchets végétaux, les boues de station d'épuration comme les graisses, constituent un gisement utilisable soit pour la production de biocarburants soit pour la production de biométhane. D'autres correspondent à des sous-produits des industries agro-alimentaires dont il convient de ne pas déséquilibrer les valorisations déjà existantes. La mobilisation des déchets agricoles doit quant à elle être effectuée en intégrant un équilibre entre la production de biogaz et la restitution de carbone au sol.

Le gisement de matières méthanisables à l'horizon 2035 est évalué à 100 Mt par l'ADEME, à savoir 50 Mt d'effluents d'élevage, 46 Mt de matières végétales et 3 Mt de déchets ménagers, correspondant au total à 70 TWh d'énergie primaire.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

51. Equivalence en énergie de l'objectif en capacités.

Le rendement énergétique d'une installation de méthanisation dépend principalement de la technique de valorisation du biogaz produit. Pour une valorisation par injection dans les réseaux de gaz naturel, le rendement énergétique d'une installation de méthanisation est estimé à 94 %, en tenant compte des besoins de chauffage du méthaniseur. Pour une valorisation par production d'électricité, le rendement électrique est d'environ 35 %.

Cet écart de rendement énergétique conduit à privilégier des valorisations alternatives à la production d'électricité, notamment l'injection dans les réseaux gaziers, lorsque cela est possible.

Les réseaux de gaz naturel ont été conçus pour transporter du gaz naturel depuis quelques points d'importations vers un grand nombre de consommateurs répartis sur le territoire. Le développement de l'injection de biométhane pourrait nécessiter des renforcements du réseau afin de faciliter l'injection de sources réparties sur le territoire vers les artères du réseau.

La filière méthanisation a besoin de progresser en termes d'acceptabilité. Cela passera notamment par des bonnes pratiques de dialogue que doivent s'approprier les porteurs de projets. L'acceptabilité doit faire l'objet d'une attention constante, afin de ne pas devenir un frein au développement de la filière.

En 2016, la filière biogaz occupe 2 110 ETP directs⁵². Le contenu en emplois de la filière biogaz est donc de 389 ETP/TWh. Les équipements sont principalement importés.

Les coûts actuels et prévisibles

Le coût de production du biométhane injecté, après épuration, dans un réseau de gaz naturel est de l'ordre de 95 €/MWh PCS.

Avec le développement de la méthanisation, une baisse des coûts des installations est attendue grâce à un effet de série sur les équipements, et un développement de l'offre pour les opérations d'entretien-maintenance. Des progrès techniques pourraient par ailleurs être observés pour l'épuration du biogaz. Les coûts des projets pourraient atteindre une moyenne de 75 €/MWh PCS pour les projets de biométhane injecté sélectionnés par appel d'offres en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028.

Les enjeux environnementaux

La méthanisation est développée sur l'utilisation des déchets et résidus, afin de ne pas avoir d'impact particulier en termes d'utilisation des sols. Les éventuels conflits d'usage relatifs aux intrants des installations de méthanisation continueront à être suivis.

Hydrogène et power to gas

L'hydrogène

Il faut être prêt à déployer des solutions françaises en métropole à horizon 2030-2040 et faire en sorte qu'elles participent au développement d'une filière compétitive. Ceci suppose d'améliorer les technologies d'électrolyse et de stockage massif, en complément du développement des usages, en particulier pour la mobilité. D'ici 2035, il est prévu de préparer le développement et l'intégration de la technologie de conversion d'électricité d'origine renouvelable en gaz par la réalisation de démonstrateurs de taille suffisante. Il existe aujourd'hui quatre démonstrateurs en France, dont un en construction, et l'objectif est de les multiplier pour arriver progressivement à changer d'échelle, tout en tirant une filière industrielle française.

52. Source : « Marchés & emplois concourant à la transition énergétique et écologique », ADEME, 2019.

Certaines zones isolées ont déjà besoin de services de flexibilité et de capacités de stockage des énergies renouvelables pour décarboner leur production énergétique sans déstabiliser leurs systèmes électriques. Les zones non interconnectées pourraient à ce titre constituer un terrain pour des expérimentations voire des déploiements pilotes, en bénéficiant d'un cadre réglementaire plus propice.

Les coûts en forte baisse des systèmes d'électrolyse permettent d'envisager dès aujourd'hui différents marchés abordés ci-dessous. Le coût de production d'hydrogène par électrolyseur dépend de la technologie utilisée, de la durée d'utilisation et surtout du prix de l'électricité. Ainsi, les électrolyseurs alcalins sont capables de produire un hydrogène de 4 à 5 €/kg (soit 100 à 130 €/MWhPCS) pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 heures/an et un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh. A l'horizon 2030, sur la base d'une industrialisation forte de ces technologies, l'hydrogène produit par électrolyse pourrait coûter de l'ordre de 2,5 et 3,5 €/kg (65 à 90 €/MWhPCS).

L'hydrogène industriel

Le marché mondial de l'hydrogène est aujourd'hui essentiellement un marché industriel : l'hydrogène est un produit utilisé dans l'industrie pétrolière et dans l'industrie chimique. A l'échelle mondiale, le marché de l'hydrogène industriel est estimé aujourd'hui à 60 Mt. En France, il représente environ 1 Mt.

En 2018, le coût de revient de l'hydrogène produit en grande quantité à partir de produits fossiles (vaporeformage du gaz) s'élève entre 1,5 et 2,5 €/kg (soit de l'ordre de 38 à 65 €/MWh) pour des clients industriels consommant de gros volumes (raffineries). Pour certains usages moins intensifs suffisamment stables (verrerie, agroalimentaire, métallurgie, électronique) et pour lesquels l'hydrogène est transporté et acheminé par camion – dits « usages industriels diffus » – son coût de revient se situe entre 10 et 20 €/kg (250 à 510 €/MWh) mais, rarement en dessous de 8 €/kg (environ 200 €/MWh). Il y a donc un potentiel de marché accessible dès aujourd'hui, pour de l'hydrogène produit directement sur site par électrolyse.

Un équilibre devra être trouvé entre des usages diffus, pour lesquels le prix actuel est plus élevé mais qui impliquent une industrialisation plus complexe (hétérogénéité des configurations pouvant faire monter les coûts) et des usages plus massifs dont le prix des technologies actuelles est plus important mais qui peuvent permettre de rapidement installer des séries d'électrolyseurs et d'augmenter la puissance.

L'hydrogène mobilité

L'hydrogène dans la mobilité est complémentaire aux batteries et au bioGNV. Il présente des avantages clés pour les usages intensifs qui nécessitent une forte autonomie et un faible temps de recharge, particulièrement en milieu urbain où des mesures sont prises pour réduire la pollution et les nuisances sonores. De nombreux projets voient déjà le jour dans les territoires autour de flottes de véhicules professionnels légers (ex : flotte de taxis à hydrogène « Hype » à Paris) et lourds (bus, camions, trains, etc.).

En raison d'un effet volume encore limité, le coût total de possession d'un véhicule hydrogène reste supérieur à celui des équivalents thermiques (entre 20 % et 50 %). Mais moyennant un soutien au démarrage, il serait possible de couvrir le surcoût des véhicules à pile-à-combustible et d'avitailer des véhicules à un équivalent au coût de l'énergie pour un diesel. A l'horizon 2030, grâce notamment aux progrès espérés en termes de coût de l'électrolyse, l'hydrogène décarboné distribué en station devrait être à un niveau de prix compatible (< 7 €/kg, soit < 7 € pour 100km) avec les besoins de la mobilité hydrogène.

Ces avantages se retrouvent surtout dans certains transports lourds (routier, ferroviaire et fluvial), pour lesquels le poids, l'encombrement et l'énergie embarquée des batteries restent pénalisants à ce jour. Ces transports lourds sont un levier majeur pour assurer des volumes d'hydrogène importants rapidement et

engendrer un écosystème autonome par des économies d'échelle en permettant de déployer plus rapidement des stations de taille importante. C'est un point clé du modèle économique des stations de recharge.

Pour développer la mobilité à partir d'hydrogène, l'objectif est :

- d'inciter au développement d'une gamme de véhicules lourds non seulement routiers mais aussi pour d'autres modes (bateaux, trains, aéronautique) ;
- de poursuivre la logique de flottes territoriales. A ce titre, le rôle des collectivités pour agréger les usages au sein de projets territoriaux est primordial. D'autres usages pourront d'ailleurs être envisagés dans ces projets territoriaux (par exemple, mise en parallèle industrie/mobilité).

L'hydrogène pour le stockage

En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène produit par électrolyse est à long terme une solution structurante pour l'intégration des énergies renouvelables au système électrique : par rapport à d'autres solutions de stockage telles que les batteries, il est actuellement le moyen de stockage massif inter-saisonnier des énergies renouvelables électriques intermittentes le plus prometteur. Il peut être utilisé également comme vecteur de stockage soit par injection directe dans le réseau de gaz, soit par méthanation (production de méthane de synthèse).

Par rapport à d'autres solutions de stockage telles que les batteries, l'hydrogène est actuellement le moyen de stockage passif inter-saisonnier le plus prometteur (cf partie sur le stockage). Les électrolyseurs sont également capables de rendre d'autres services au réseau électrique, au même titre que d'autres technologies de stockage ou d'autres moyens de flexibilité (pilotage de la demande, développement des interconnexions).

Une étude réalisée par RTE en 2019 sur les enjeux pour le système électrique du développement de la production d'hydrogène par électrolyse souligne l'intérêt de l'hydrogène à long terme. La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité décarbonée conduira à une réduction significative des émissions de CO₂ nationales et européennes, avec toutefois une certaine variabilité selon le périmètre et les scénarios. Cependant, selon RTE, d'ici 2035, la valeur apportée au réseau par les électrolyseurs sera relativement limitée et le couplage sectoriel ne sera pas nécessaire à cette échéance.

Power to gas

Le principe du « power-to-gas » se fonde sur la conversion d'une quantité d'électricité en hydrogène par le procédé d'électrolyse. L'hydrogène peut être produit de façon décarbonée à condition que l'électricité ayant servi à le produire soit elle-même décarbonée. Dans ces conditions, l'hydrogène est compatible avec les objectifs que la France s'est fixés en matière de développement des énergies renouvelables, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des polluants.

Cet hydrogène produit par électrolyse peut également être transformé en méthane de synthèse suite à la recombinaison de l'hydrogène avec du CO₂ : c'est la méthanation.

La conversion d'électricité d'origine renouvelable en gaz est généralement évoquée dans des situations où la production d'électricité renouvelable serait excédentaire par rapport à la consommation, afin de permettre une valorisation de l'électricité produite en surplus. Ces situations ne sont pas envisagées en France à grande échelle avant 2035 selon le scénario énergétique considéré.

Le gaz ainsi obtenu peut être utilisé directement ou injecté dans les réseaux de gaz existants. S'il paraît possible d'injecter de petites quantités d'hydrogène directement dans les réseaux gaz (cf. démonstrateurs en cours), au-delà d'un certain pourcentage – qu'il convient encore de déterminer précisément – des

questions de compatibilité techniques et/ou de sécurité pour les réseaux pourraient se poser (compatibilité des matériaux, réglages des brûleurs utilisant le gaz, mesure des quantités délivrées, etc.).

Le recours au power-to-gas est évoqué en lien avec une production d'électricité renouvelable variable telle que l'énergie solaire ou éolienne (ce qui permet d'obtenir de l'hydrogène d'origine renouvelable) et en particulier dans des situations où la production d'électricité renouvelable serait excédentaire par rapport à la consommation, permettant une valorisation de l'électricité produite en surplus. Le « power-to-gas » est une solution de stockage saisonnier qui vient en soutien aux réseaux électriques. C'est même, en l'état actuel des technologies, la seule façon de stocker de l'électricité sur de très longues périodes. L'avantage des architectures « power-to-gas » réside à la fois dans la synergie créée entre les réseaux d'électricité et de gaz, et dans les multiples usages de l'hydrogène et du méthane de synthèse.

Toutefois, comme évoqué précédemment, le besoin de mettre en œuvre du « power-to-gas » à grande échelle n'apparaîtra vraisemblablement pas en France avant 2035.

L'ensemble des acteurs du système énergétique ont donc encore besoin d'un cadre d'expérimentation à taille industrielle. En parallèle, des efforts de R&D restent également nécessaires sur les technologies d'électrolyse moins matures.

Le gaz de récupération produit par gazéification

Etat des lieux de la filière

La gazéification de combustibles solides de récupération (CSR), ainsi que la co-incinération des gaz issus de la gazéification aux fins de production de chaleur et d'électricité font partie des procédés de valorisation énergétique identifiés comme parmi les plus efficaces par la Commission européenne. Comme pour la gazéification de matière organique, le gaz synthétique issu de la gazéification de CSR peut être utilisé selon son degré de pureté pour produire de la chaleur, ou transformé en méthane destiné à être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le lancement d'études complémentaires semble nécessaire afin de préciser le rendement énergétique de la gazéification de CSR, préciser le potentiel maximum d'offre et identifier le risque de cannibalisation du gisement de déchets utilisé par d'autres filières. Ces études porteront également sur les impacts environnementaux de cette filière, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

Prospective gaz globale

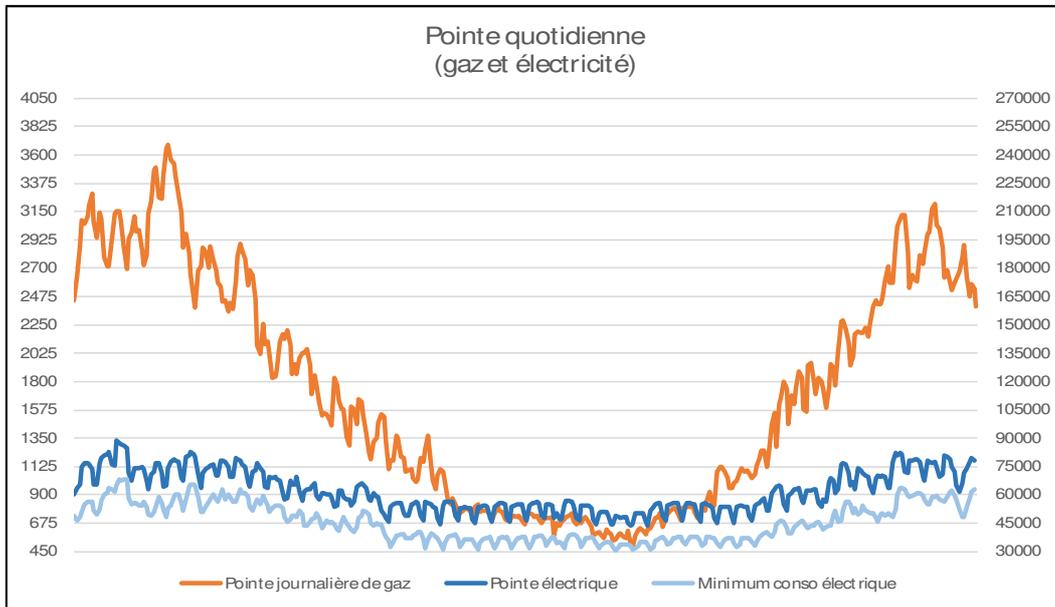
La consommation de gaz est marquée par une forte saisonnalité : le différentiel de consommation gazière entre la pointe hivernale et le creux estival est de l'ordre de facteur 10. En France, la pointe de gaz est liée, d'une part à l'usage direct pour la chaleur (environ 100 GW) et, d'autre part, à moindre mesure, à la consommation de gaz pour la production d'électricité (inférieure à 10 GW).

En 2016 (année de référence du graphique), la variabilité saisonnière de la consommation de gaz est supérieure au différentiel entre la pointe électrique et le minimum de consommation électrique :

- Entre 450 et 3 700 GWh/jour pour la consommation de gaz ;

- Entre 32 et 92 GW pour la pointe en électricité.

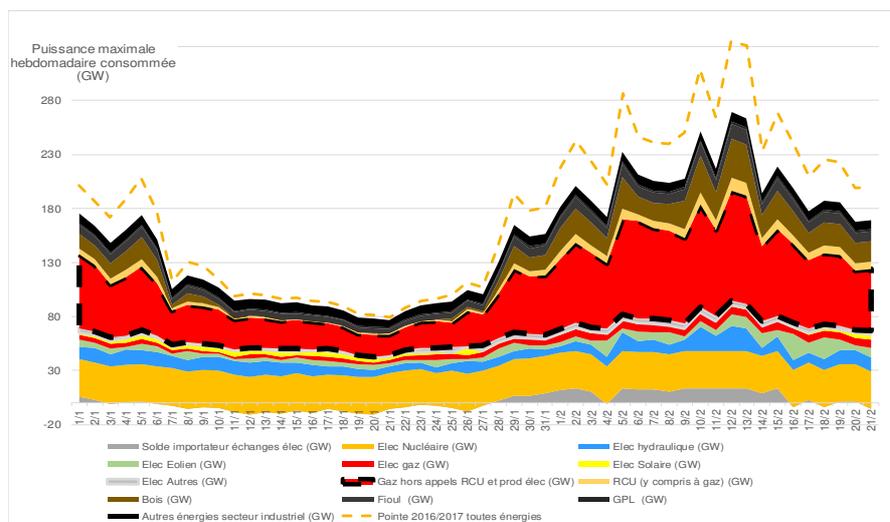
Figure 33: Pointe quotidienne (gaz en GWh/jour à gauche et électricité en MW à droite)



Les objectifs de réduction d'énergie fossile invitent à revoir l'utilisation du gaz naturel en la concentrant vers les secteurs où son usage est indispensable et réduisant la pointe de demande en gaz.

Si le gaz présente certains avantages notamment en termes de stockage et de modulation du volume dans les réseaux, il est entièrement importé et nécessite donc des investissements importants dans les réseaux. La consommation de gaz étant thermosensible, une baisse significative de l'usage du gaz pour la chaleur est donc nécessaire pour parvenir à l'objectif de baisse de la pointe de consommation en gaz. À l'avenir, il semble nécessaire d'accélérer le rythme des rénovations des bâtiments afin de diminuer la part thermosensible de la consommation, d'une part et de privilégier les réseaux de chaleur biomasse, d'autre part.

Figure 34: Courbe d'appel de puissance toutes énergies en 2028



Le tableau ci-dessous présente les sources d'énergies qui assureront le besoin en gaz aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées.

	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Gaz naturel	314 (PCI)	271 (PCI)	264 (PCI)
	351 (PCS)	304 (PCS)	296 (PCS)
Biogaz (Biométhane injecté)	5 (PCI)	13 (PCI)	20 (PCI)
	6 (PCS)	14 (PCS)	22 (PCS)
Biogaz (autres)	7 (PCS)	9 (PCI)	9 (PCI)
	8 (PCS)	10 (PCS)	10 (PCS)

Mix gaz que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh)

En 2023, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en gaz avec 14 TWh PCS de gaz d'origine renouvelable, soit 3 % de la consommation de gaz.

En 2028, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en gaz avec entre 24 et 32 TWh de gaz d'origine renouvelable, soit entre 6 et 8 % de la consommation de gaz.

L'objectif fixé par la LTECV est qu'en 2030, 10 % de la consommation de gaz soit assurée par des énergies renouvelables.

4.2.2.4. L'électricité renouvelable

L'électricité représente 27 % de la consommation finale d'énergie en 2018, soit 439 TWh (corrigé des variations climatiques). Le secteur du résidentiel tertiaire représente 66 % de la consommation finale d'électricité, l'industrie 28 %, les transports et l'agriculture restant faibles, de l'ordre de 2 %.

En 2018, 71,7 % de l'électricité a été produite à partir de nucléaire, 7,2 % de moyens thermiques et 21,1 % à partir d'énergies renouvelables.

Le besoin en électricité est estimé à 440 TWh en 2023 et 426 TWh en 2028 (hors exports et pertes du réseau). L'hypothèse est celle d'une stabilité de la consommation, les réductions de consommation liées aux efforts d'efficacité énergétique étant compensés par les transferts d'usage.

La loi fixe un objectif de 40% d'énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faut engager une évolution importante du système électrique avec une accélération de toutes les filières d'énergies renouvelables. Les efforts à engager dépendent toutefois du gisement disponible de chaque filière, de leur maturité et de leur compétitivité.

Situation 2017	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
49	53	71	78

Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité d'origine renouvelables (GW)

Trois types d'actions transversales ont été engagées pour promouvoir le développement de l'électricité renouvelable : la réforme des mécanismes de soutien, les simplifications administratives et le développement du financement participatif.

Simplifier les procédures d'appel d'offre et de la désignation des lauréats

Un décret⁵³ pris en 2016 a simplifié la procédure d'appel d'offres et de la désignation des lauréats pour les installations de production d'électricité a contribué à la réduction des délais de désignation des projets lauréats qui pouvaient auparavant aller jusqu'à 18, voire 27 mois. Les simplifications administratives réalisées portent notamment sur :

- la simplification de l'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie, en relevant très significativement les seuils de puissance des installations ENR soumises à cette procédure afin d'en dispenser la plupart lorsqu'elles sont développées dans le cadre des dispositifs de soutien mis en place par l'État ;
- la simplification du cadre juridique applicable aux énergies renouvelables en mer en limitant les délais de recours en confiant le traitement des recours par une Cour Administrative d'Appel (CAA) spécialisée en premier et dernier ressort, en allongeant la durée de concession du domaine public maritime(DPM) de 30 à 40 ans et en réduisant les délais de recours liés à l'autorisation loi sur l'eau. Le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transport d'énergie renouvelable en mer a été publié le 10 janvier 2016 ;
- la simplification des démarches administratives pour bénéficier de l'obligation d'achat avec la suppression de la procédure du CODOA (certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat) ;
- la simplification des démarches d'urbanisme⁵⁴ en permettant de proroger plusieurs fois le délai de validité des autorisations d'urbanisme portant sur l'ensemble des ouvrages de production d'énergie renouvelable, dans la limite d'un délai de 10 ans à compter de la délivrance de la décision ;
- la généralisation du permis unique permettant la suppression pour l'éolien terrestre de la nécessité d'un permis de construire et la simplification pour cette filière du cadre juridique en confiant le traitement des premiers recours aux Cours Administrative d'Appel (CAA).

Hydroélectricité	Éolien	Électricité d'origine solaire	Bioénergie
2017-18 : 15 mois	2018-19 : 5 mois	2018-19 : 5 mois PV sol et PV bâtiment	2018-19 : 8 mois

Délais constatés entre la publication du cahier des charges et la désignation des lauréats après réforme

Développer l'investissement participatif et favoriser l'appropriation locale des projets

L'investissement participatif permet de renforcer l'ancrage territorial des installations renouvelables et de faciliter les projets en améliorant leur acceptabilité locale. Les appels d'offres lancés depuis 2016 ont systématiquement favorisé les projets qui mettent en œuvre des solutions d'investissement participatif (citoyens ou collectivités) en intégrant des critères et bonus liés à l'investissement participatif. Le

⁵³ Décret n°2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offre pour les installations de production d'électricité

⁵⁴ Décret n° 2016-6 du 5 janvier 2016 relatif à la durée de validité des autorisations d'urbanisme et portant diverses dispositions relatives à l'application du droit des sols et à la fiscalité associée.

gouvernement a également assoupli les conditions applicables au financement participatif de projets de production d'énergie renouvelable sur des plateformes de financement.

Filière	Nombre de lauréats	Dont engagés au FP	% engagés au FP
Biomasse pour électricité	38	2	5%
Autoconsommation	399	56	14 %
Petite hydroélectricité	33	6	18%
Centrale solaire au sol	561	386	69 %
Solaire sur bâtiment	2 252	651	29 %
Solaire innovant	50	36	72%
Éolien	68	9	13%

Souscription au financement participatif au 1^{er} novembre 2019 – Source DGEC

Améliorer le taux de réalisation des projets

Une attention particulière est portée au taux de réalisation des projets afin d'optimiser l'efficacité des appels d'offres lancés. Pour les premiers appels d'offres photovoltaïques lancés en 2011 et 2013 les taux de réalisation sont compris entre 44 % et 83 % (voir tableau ci-dessous). Pour les nouveaux appels d'offres, l'introduction de garanties financières d'exécution et l'obligation d'obtention des autorisations d'urbanisme en amont de la candidature vont particulièrement concourir à une diminution des taux de chute des appels d'offres. Cet indicateur continuera à être suivi avec attention et publié sur le site du ministère.

	Nombre de lauréats	Puissance retenue (MW)	% de mise en service en nombre	% de mise en service en puissance
Appel d'Offres de 2011 Installations de 100 – 250 kWc	696	145	62,8%	64,8%
Appel d'Offres de 2011 Installations de plus de 250 kWc	88	456	83%	82,5%
Appel d'Offres de 2013 Installations de 100 – 250 kWc	587	122	69,3%	69,1%
Appel d'Offres de 2013 Installations de plus de 250 kWc	121	380	72,7%	61,1, %
Appel d'Offres de 2014 Installations de plus de 250 kWc	250	1100	72 %	70,4 %
Appel d'Offres de 2015	1 093	244	44,6 %	44,4 %

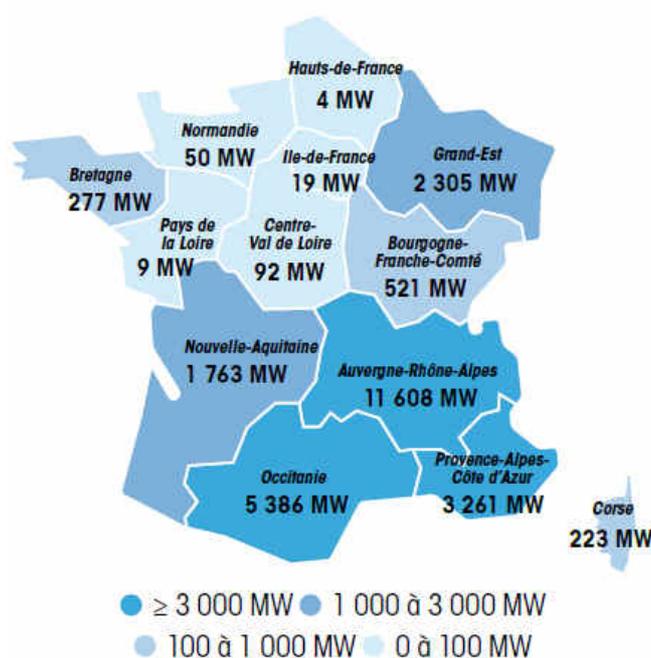
L'hydroélectricité

État des lieux de la filière

Le potentiel hydroélectrique en France est déjà largement exploité grâce à la construction de nombreux ouvrages pendant le XX^e siècle. En 2017, la production d'électricité d'origine hydraulique s'élève à 53,6 TWh, soit 10% de la production électrique française.

Figure 35: Répartition régionale des capacités de production hydraulique (Source : RTE)

Puissance hydraulique raccordée par région au 31 décembre 2017



Situation 2017	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
25 294*	25 180	25 680	25 930

*Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité d'origine hydraulique (MW)⁵⁵
* hors corse*

Le potentiel maximum d'offre

Le tableau ci-dessous évalue le potentiel de gisement supplémentaire à celui qui est déjà exploité en France. Ces chiffres proviennent d'un rapport évaluant les gisements⁵⁶ complété par une évaluation du potentiel de production d'électricité supplémentaire qui pourrait être généré par le suréquipement et la modernisation de centrales concédées existantes à l'horizon 2028, ainsi que du potentiel de l'équipement de l'ensemble des moulins pour la production électrique.

Le potentiel évalué est un potentiel technique, qui ne tient notamment pas compte des contraintes environnementales (hormis le classement en liste 1) ou économique des projets. Le potentiel réel est donc sensiblement inférieur.

Potentiel		Total	Dont hors liste 1	
Centrales nouvelles	Concessions (sites vierges)	>10MW	Env. 370 MW	
		<10MW	Env. 120 MW	
	Autorisations	Sites vierges	Env. 750 MW	Env. 170 MW
		Sites existants (barrages non équipés), hors moulins	Entre 260 et 470 MW	
		Sites existants (barrages non équipés), moulins	Env. 350 MW	
Suréquipement et modernisation de centrales concédées existantes à horizon 2028		Env. 400 MW		

Potentiel de capacités hydroélectrique (MW)

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Pour l'hydroélectricité, les facteurs de charge des installations sont très dépendants de :

- la nature de l'aménagement : présence d'un réservoir ou fil de l'eau ;
- des caractéristiques techniques : puissance électrique de la centrale qui est optimisée en fonction de la ressource en eau et du coût d'installation ;
- de l'hydrologie qui peut varier fortement d'une année à l'autre.

55. Les chiffres qui figurent dans la PPE2016 ne visent que les capacités supplémentaires. Dans ce tableau, ce sont les capacités totales qui sont visées, par souci de comparabilité avec les autres filières.

56 Connaissance du potentiel hydroélectrique français, synthèse, disponible sur : https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro_synth%C3%A8se%20publique_vf.pdf

En moyenne au niveau national, le facteur de charge est de l'ordre de 25 % (environ 2 200 heures équivalent pleine puissance), mais il varie généralement entre 20 et 40 % (environ 1 800 à 3 600 heures équivalent pleine puissance). Les centrales de lac, qui ont des puissances installées importantes pour produire aux heures de pointe, ont des taux de charge généralement moins élevés que les centrales au fil de l'eau, dont la puissance est calibrée en fonction du débit moyen du cours d'eau. Certaines centrales destinées à turbiner les débits minimums à laisser dans les cours d'eau fonctionnent à pleine puissance quasiment toute l'année.

La filière hydroélectrique est essentielle pour la transition du système électrique :

- il s'agit d'une filière renouvelable prédictible et pilotable ;
- sa flexibilité (installations de lacs et d'éclusée) permet d'assurer de manière réactive l'équilibre offre-demande lors des périodes de tension sur le système électrique, à la place de moyens thermiques coûteux et fortement émetteurs de gaz à effet de serre ;
- le stockage hydraulique permet en outre de placer la production pour suivre la consommation sur des périodes longues (hebdomadaires voire saisonnières)

Il arrive régulièrement que l'hydroélectricité représente plus de 20 % de la puissance électrique sur le réseau pendant les périodes de pointe. Par ailleurs, grâce à sa flexibilité, cette filière représente environ 50 % du mécanisme d'ajustement, qui est un dispositif permettant à RTE d'assurer à tout moment l'égalité entre la production et la consommation d'électricité.

Les coûts actuels et prévisibles

L'hydroélectricité est une énergie renouvelable compétitive en raison d'une durée de vie des installations importante sous réserve d'investissements réguliers. Les coûts de construction sont élevés (génie civil, équipement, raccordement au réseau), pour des coûts d'exploitation et de maintenance relativement faibles. Les coûts liés aux aménagements à visée environnementale sont de plus en plus significatifs.

De fortes disparités de coûts sont observées suivant les caractéristiques de l'installation et notamment en fonction de la puissance installée, de la hauteur de chute exploitée et de l'hydrologie du site. Les coûts unitaires moyens observés⁵⁷ sont compris :

- entre 30 et 50 €/MWh pour de grandes installations au fil de l'eau ;
- entre 70 et 90 €/MWh pour les installations de forte puissance et exploitant des hautes chutes ;
- entre 70 et 160 €/MWh pour les installations de plus faible puissance.

La filière hydroélectrique est une filière mature, des évolutions significatives de ces coûts ne sont pas anticipés.

Les caractéristiques de la filière en termes de marché et d'emploi

En 2016, le marché de l'hydroélectricité est de 3,6 Milliards d'euros⁵⁸. La filière hydroélectrique française bénéficie d'un savoir-faire mondialement reconnu et d'une activité à l'export dynamique. Ce

57. LCOE - levelized cost of energy, ou coût moyen actualisé de l'énergie

58. Tous les chiffres de marché et d'emplois sont issus de « Etude Marchés et emplois dans le domaine des énergies renouvelables », ADEME, Juillet 2017

sont les études et l'ingénierie qui constituent le gros des exportations. En 2016, les exportations dans la filière hydraulique ont représenté 91 M€, correspondant à 300 emplois.

La filière hydroélectrique représentait environ 12 300 emplois en France en 2016 selon l'ADEME, concentrés principalement sur l'exploitation. L'ingénierie d'EDF et de General Electric constituent les deux principaux acteurs français pour les installations importantes. Un écosystème de PME existe aussi autour de la petite hydroélectricité, qui possède un fort potentiel pour se développer à l'export.

En 2016, le contenu en emploi de cette filière est de 230 ETP/TWh.

Les enjeux environnementaux

Afin de préserver la qualité des milieux aquatiques et de garantir les autres usages de l'eau, la réglementation environnementale applicable aux ouvrages hydroélectriques a été sensiblement renforcée : maintien d'un débit minimum dans le cours d'eau, aménagements de rétablissement de la continuité écologique, dispositifs pour limiter la mortalité piscicole, etc.

A l'instar des ouvrages existants, les projets hydroélectriques soulèvent des problématiques environnementales très différentes suivant la taille du projet et selon le lieu d'implantation. Pour un projet de faible ampleur visant l'équipement d'un barrage existant, l'impact du projet pourra se limiter à la problématique de dévalaison des poissons en lien avec l'installation d'une turbine et à la modification du régime hydrologique en cas de tronçon court-circuité. Pour un projet hydroélectrique sur site vierge, des impacts supplémentaires sont à considérer comme ceux liés à l'enneigement (hydromorphologie, qualité de l'eau), ou encore ceux touchant à la continuité écologique pour la montaison ou le transit des sédiments. Sur les projets d'envergure comportant des barrages réservoirs, la gestion, lors de la conception du projet, des impacts du fonctionnement par écluse est déterminante. Enfin, quelle que soit la taille du projet, les effets cumulés sont à évaluer lorsque des ouvrages équipent déjà le cours d'eau concerné, notamment en termes de continuité écologique ou lorsqu'un enneigement est envisagé.

Compte tenu de leur coût plus élevé et de leur bénéfice moins important pour le système électrique au regard de leur impact environnemental, le développement de nouveaux projets de faible puissance doit être évité sur les sites présentant une sensibilité environnementale particulière. En revanche, les suréquipements ou les nouveaux aménagements permettant d'améliorer la flexibilité du parc doivent être prioritaires.

L'éolien terrestre

Description du parc existant

Au 31 décembre 2018, 1 808 installations éoliennes sont raccordées sur le territoire français (y compris DROM et Corse)⁵⁹, le parc français atteint alors 15 075 MW soit environ 7 500 mâts. Au cours de l'année 2018, 150 parcs éoliens représentant une puissance de 1,47 GW ont été raccordés au réseau. L'énergie d'origine éolienne représente 5,9 % de la production électrique française en 2018, ce qui place la France en 4^{ème} position des pays de l'UE.

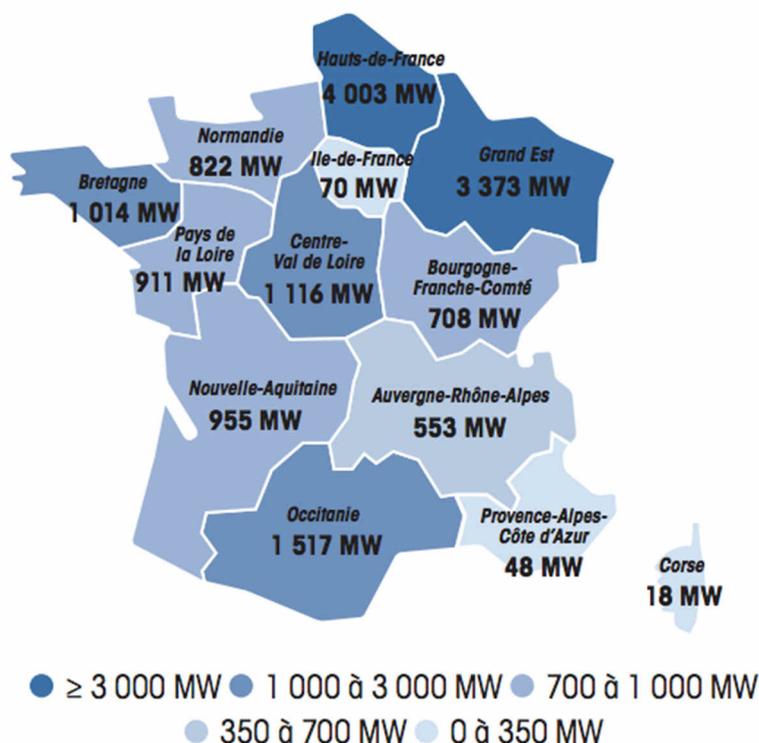
⁵⁹ Le périmètre PPE se limite à la métropole et ne comprend pas ces zones non-interconnectées.

Situation 2017	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
13 470	15 000	21 800	26 000

Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production éolienne (MW)

Les régions Hauts-de-France et Grand Est disposent des capacités installées les plus élevées, représentant à elles deux près de 57 % de la puissance totale raccordée en France.

*Figure 36: Répartition régionale des capacités de production éolienne raccordées au 31 décembre 2018 (MW)
(Source : RTE)*



Le potentiel maximum d'offre

Dans le cadre de son étude « un mix électrique 100 % renouvelable » l'ADEME a publié en 2015 une analyse du gisement éolien théorique sur le territoire métropolitain. Cette analyse superpose sur l'ensemble du territoire des données de vitesse de vent et des cartes de « contraintes d'exclusion » rendant l'installation d'éoliennes techniquement impossible sur ces zones pour des raisons techniques (topographie, terrain...) ou pour des raisons d'occupation du territoire : proximité des habitations, zones d'entraînement de l'aviation militaire, radars zones sensibles du point de vue de la biodiversité.

Le gisement en énergie dépend également de la technologie de l'éolienne. Dans le cadre de cette étude, deux types d'éoliennes ont été envisagées : l'éolienne standard et l'éolienne de nouvelle génération dites toilées.

	Puissance installée	Production/an
Éoliennes standard	170 GW	360 TWh
Éoliennes de nouvelle génération dites « toilées »	120 GW	330 TWh

Potentiel éolien national

Les premiers parcs éoliens français mis en service à partir de 2000 arriveront par ailleurs en fin de vie au cours de la période couverte par la PPE, posant la question de leur renouvellement. Le renouvellement des parcs permettra de conserver les sites existants en les dotant de machines plus modernes. Une augmentation du productible des parcs pourrait également résulter du renouvellement des parcs avec l'utilisation des meilleures techniques disponibles. Compte tenu de ces enjeux, une attention particulière doit être portée par la PPE à l'identification des parcs susceptibles d'être renouvelés et à la mise en place des modalités permettant leur renouvellement. Les volumes à renouveler doivent en particulier être pris en compte dans les volumes ouverts dans le cadre des appels d'offres afin de s'assurer d'un développement suffisant de nouvelles capacités de production. Compte tenu de ces travaux à engager, le calendrier indicatif des appels d'offres présenté dans la PPE ne concerne que les nouvelles installations et ne prend pas en compte les parcs renouvelés.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Les éoliennes ne fonctionnent pas toute l'année à plein régime. Une éolienne fonctionne dans une plage de vitesse de vent comprise entre 10 et 90 km/h. Les facteurs de charge (nombre d'heures de fonctionnement par an) de l'éolien terrestre étaient jusqu'aujourd'hui considérés de 24 % (2 100 h/an) à 26 % (2 300 h/an). Cependant les progrès technologiques récents permettent d'anticiper une croissance significative de ces facteurs de charge qui, aux horizons 2023 et 2028, pourraient respectivement atteindre des chiffres de l'ordre de 28 % (2 500 h/an) et 30 % (2 600 h/an).

Ces progrès sont possibles grâce à l'utilisation de machines plus hautes capables d'aller chercher des vents plus puissants et plus constants. L'utilisation de rotors plus larges permettra également le captage de vents plus faibles et donc le développement éolien dans des zones qui étaient jugées jusqu'alors difficilement exploitables.

L'énergie éolienne est intermittente, le caractère non pilotable de la ressource nécessite des modifications du mode de gestion du réseau électrique qui sont développées dans la partie 5/. Aujourd'hui, les éoliennes contribuent toutefois à la sécurisation de l'alimentation électrique française en participant au mécanisme de capacité. Les gestionnaires de réseaux étudient la possibilité d'utiliser les capacités techniques des parcs éoliens pour le réglage de la tension.

Les coûts actuels et prévisibles

Au niveau mondial l'éolien terrestre atteint un coût complet d'environ 50 €/MWh. Il est de l'ordre de 67 €/MWh en Europe⁶⁰. En France, pour les installations de plus de six éoliennes, les prix proposés aux dernières périodes d'appel d'offres étaient de l'ordre de 63 à 66 €/MWh.

60 Renewable Power Generation Costs in 2017, IRENA, janvier 2018.

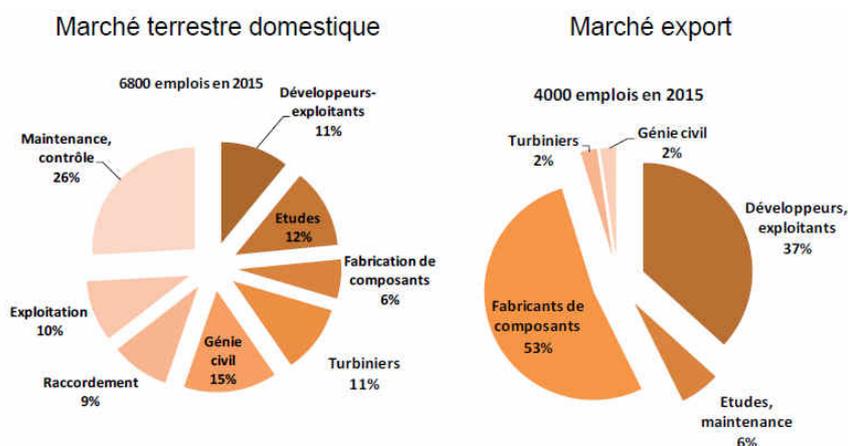
L'éolien est une filière qui possède un potentiel d'innovation⁶¹ et donc de réduction des coûts. Les différentes estimations convergent vers une baisse d'environ 2 % par an du coût du MWh d'origine éolienne. En 2028, le coût des projets mis en service pourrait être de l'ordre de 55 €/MWh

Les caractéristiques de la filière en termes de marché et d'emploi

La filière éolienne a su se structurer en France et représentait en 2016 d'après l'ADEME plus de 18 000 emplois dont 1 100 emplois nouveaux en 2018 (source : FEE). Ces emplois se répartissent sur l'ensemble de la chaîne de valeur : industrie, développement, maintenance, etc.

Selon l'ADEME, le contenu en emploi de la filière est de 750 ETP/TWh.

Figure 37: Répartition des ETP directs par maillon de la chaîne de valeur -
Source : BiPS éolien, ADEME, 2017



Les emplois dans le secteur de l'éolien sont caractérisés par un caractère local et non délocalisable notamment dans les activités de développement et de maintenance. Sur le plan industriel, malgré l'absence de « grands turbiniers » français, de nombreux acteurs industriels ont su se positionner dans la filière, notamment dans la fabrication de composants. Certains turbiniers étrangers installent des unités de production sur le territoire français pour se rapprocher de son marché.

En 2017, le marché s'est établi à 5,1 milliards d'euros.

Les enjeux environnementaux

Les enjeux environnementaux de l'éolien sont essentiellement son impact potentiel sur la biodiversité. Il rencontre toutefois d'autres sujets d'acceptabilité en termes d'intégration paysagère ou d'impact sur les radars. Depuis 2011, ces enjeux sont pris en compte durant le développement du projet dans la procédure des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Un arrêté ministériel⁶² impose par ailleurs le démantèlement des éoliennes, des postes de livraison ainsi que des câbles à la fin de leur exploitation. Il prévoit également l'excavation des fondations et le

61 Une caractérisation de ces innovations est effectuée dans l'étude Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières publiée par l'ADEME en mai 2017.

62 Arrêté du 26 août 2011 relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation sur une profondeur minimale de 1 mètre dans le cas de terres agricoles.

Il est par ailleurs possible pour le propriétaire du terrain, dans le cadre de la location de son terrain à l'exploitant éolien, de fixer dans une convention de droit privé des conditions de remise en état plus contraignantes que celles prévues par la réglementation.

Afin de s'assurer que ces travaux de démantèlement et de remise en état seront réalisés, y compris en cas de défaillance de l'exploitant, la mise en service d'un parc éolien est subordonnée à la constitution de garanties financières pour un montant de 50 000 euros par éolienne.

La plupart des métaux (acier, fonte, cuivre, aluminium) ainsi que le béton sont recyclés. Les pales des éoliennes peuvent être valorisées sous forme de chaleur ou réutilisées pour faire du ciment.

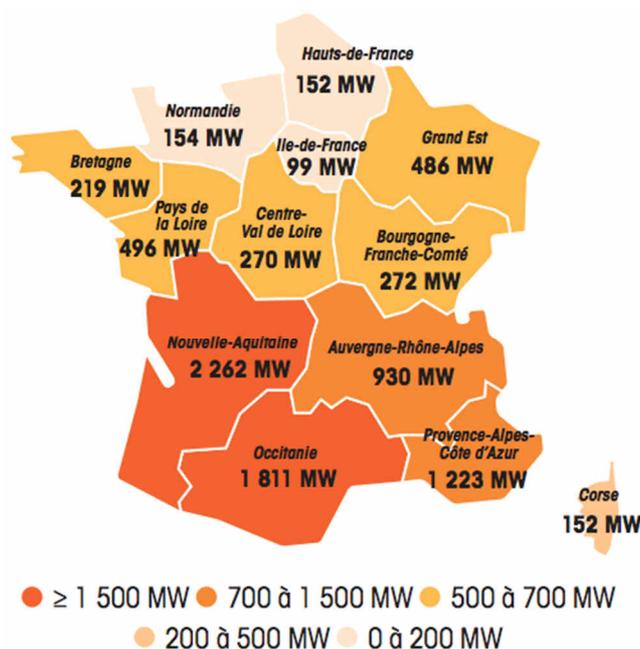
Concernant l'impact carbone, les éoliennes émettent environ 12,7 g d'équivalent CO₂ selon l'ADEME pour produire un kWh électrique.

Le photovoltaïque

État des lieux de la filière

Au cours de l'année 2018, des installations photovoltaïques d'une capacité totale de 0,862 GW ont été raccordées au réseau. Au 30 septembre 2018, 424 805 installations représentaient une capacité installée de 8,9 GW. L'énergie solaire photovoltaïque représentait 2,4 % de la consommation électrique française en 2018, en augmentation de 12 % par rapport à 2017. Les régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Auvergne Rhône-Alpes disposent des capacités installées les plus élevées, représentant près de 70 % de la puissance totale raccordée en France. On constate toutefois un nombre croissant de projets dans le Nord et l'Est de la France.

Figure 38: Répartition départementale des capacités de production photovoltaïque raccordées au 31 décembre 2018 (MW) Source RTE



Situation 2017	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
7 660	10 200	18 200	20 200

Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production photovoltaïque (MW)

Afin d'atteindre ces objectifs de déploiement du solaire d'ici 2023 avec un coût maîtrisé pour la collectivité, la PPE de 2016 oriente l'accélération du développement de la filière solaire vers les solutions les plus compétitives comme les installations photovoltaïques au sol (lancement d'appels d'offres pour des capacités de 0,9 à 1,2 GW/an), tout en développant de grandes centrales sur toitures (un tiers des volumes installés) et des installations sur petites et moyennes toitures (cible de 350 MW installés par an).

Le potentiel maximum d'offre

L'ADEME estime le potentiel d'installation de photovoltaïque sur toiture à environ 350 GW, soit 350 000 ha de surface de toitures, ce qui permet de choisir les implantations les plus propices. Cela correspond à plus de 350 TWh.

Le CEREMA a évalué le potentiel au sol et sur parking sur des terrains ne présentant pas de conflit d'usage dans les régions du sud de la France. Ils évaluent la surface mobilisable à environ 1,5 Mha qui correspondrait à environ 776 GW.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Le facteur de charge des installations photovoltaïques dépend de leur localisation (ensoleillement, orientation) et de la qualité des modules installés. En moyenne dans le sud de la France le facteur de charge est considéré de l'ordre de 130 kWh/m²/an.

Le taux de charge moyen en France est de 1 200 kWh/kWc (soit 13,7%). Pour des nouveaux panneaux, le progrès technologique améliore le rendement et augmente donc le taux de charge moyen. Les rendements surfaciques du PV au sol s'améliorent également, pour approcher un MW par hectare, ce qui permettrait de mobiliser moins de foncier pour une capacité égale et donc de diminuer l'impact sur les sols.

La production d'électricité par le photovoltaïque est fluctuante au cours de la journée, en fonction du pouvoir radiatif du soleil reçu par les capteurs. Bien que fluctuante, la production solaire est prévisible. Les outils de prévision sont dotés d'une fiabilité de plus en plus grande et permettent une meilleure anticipation de la production photovoltaïque à court, moyen et long termes. Le caractère fluctuant de la ressource ajoute des contraintes de pilotabilité de la production et de gestion du réseau électrique. Aujourd'hui, ces fluctuations ne sont pas supérieures à celles induites par les erreurs de prévision de la demande. Les enjeux sur le réseau de la pénétration d'ENR intermittentes sont développés dans la partie relative à la sécurité d'approvisionnement.

Les coûts actuels et prévisibles

La période 2009-2019 a vu les coûts des matériels photovoltaïques baisser de plus de 80 % en raison d'évolutions technologiques et de gains de compétitivité à l'échelle mondiale, passant de plus de 2 €/Wc à environ 0,40 €/Wc. Les prix proposés aux dernières périodes des appels d'offres sont de l'ordre de 60 €/MWh au sol et de 90 €/MWh pour les installations sur toitures. Une poursuite de la baisse du coût

des installations est attendue, sur un rythme plus lent qui dépendra des progrès technologiques (amélioration des rendements), des gains de productivité et des équilibres offre-demande au niveau mondial. Sur la base de l'observation des rythmes actuels de baisse des coûts complets, la baisse des coûts est estimée à 4 % par an pour les installations au sol et de 5 à 7 % par an pour les installations sur toitures. En 2028, le coût du PV sur toiture pourrait être de l'ordre de 60 €/MWh et de l'ordre de 40 €/MWh pour le PV au sol.

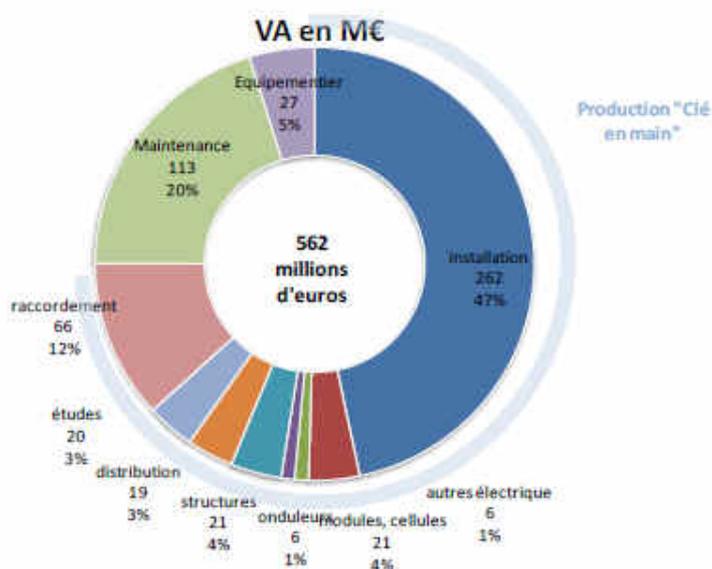
Les caractéristiques de la filière en termes de marché et d'emploi

Les activités de pose, de raccordement au réseau et de développement technico-commercial font de la réalisation d'installations solaires une activité intensive en emplois (jusqu'à 41 équivalents temps plein (ETP) par MW installé annuellement pour les installations résidentielles, selon l'ADEME). Les installations au sol génèrent moins d'emplois par MW installé (environ 10 ETP/MW). La filière photovoltaïque représentait environ 7 300 emplois en France en 2017⁶³.

L'industrie française a souffert de la très forte concurrence dans le domaine de la production de cellules et modules photovoltaïques (qui ne représentent que 4 % de la valeur ajoutée d'une installation), notamment celle provenant des pays asiatiques. Néanmoins, elle est bien positionnée pour certains équipements notamment les onduleurs et les *trackers*.

En 2017, le contenu en emploi de la filière est de 622 ETP/TWh et le marché s'est établi à 4,7 Mds€.

Figure 39: Valeur ajoutée de la filière PV. Source BiPS PV, ADEME 2016



Les enjeux environnementaux

Selon leur typologie, l'implantation d'installations solaires présente différents types d'enjeux :

⁶³. « Marchés en emplois dans le domaine des énergies renouvelables », ADEME 2019

- Le solaire sur toiture et ombrières fait l'objet d'une bonne acceptabilité environnementale et sociale et ne pose aucune difficulté en termes de conflit d'usage. Les enjeux concernent les problématiques architecturale et paysagère. L'innovation dans le secteur devrait apporter notamment des technologies mieux intégrées dans leur environnement immédiat ;
- Le solaire au sol présente un certain nombre d'enjeux environnementaux principalement liés à la biodiversité du site d'implantation ainsi que des enjeux de conflits d'occupation des sols. Ceux-ci sont pris en compte lors des procédures d'appels d'offres, qui permettent d'orienter les implantations vers des terrains dégradés ne pouvant accueillir d'autres développements. Ils sont également étudiés au cas par cas dans le cadre de l'étude d'impact à laquelle les projets de plus de 250 kW sont soumis pour l'obtention de l'autorisation d'urbanisme.

Le démantèlement des installations, s'il est bien réalisé, ne pose pas de difficulté particulière. De plus, la directive 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE) a étendu le champ de la responsabilité élargie du producteur aux panneaux photovoltaïques. La France a transposé cette réglementation en droit français par le décret 2014/928. En conséquence, les metteurs sur le marché doivent assurer le financement de la gestion de leurs équipements usagés et de leur recyclage.

PV CYCLE France est l'éco-organisme agréé par les pouvoirs publics pour la gestion des panneaux photovoltaïques usagés. 177 points d'apport volontaire existent désormais, permettant un recyclage à 95 % des panneaux photovoltaïques.

La production d'électricité à partir de bioénergies

En 2018, la filière des bioénergies a produit 7,7 TWh d'électricité, permettant de couvrir 1,6 % de la consommation d'électricité. La PPE 2016 n'avait pas donné d'objectifs à toutes les filières de production d'électricité à partir de bioénergies mais seulement aux filières bois et biogaz.

	Situation 2016	Objectif PPE₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE₂₀₁₆ pour 2023
Capacités installées de production d'électricité à partir de bois (MW)	596	540	790	1 040
Capacités installées de production d'électricité à partir de biogaz issu de méthanisation (MW)	110	137	237	300

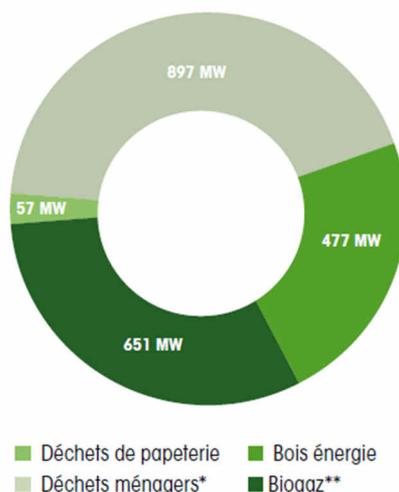
Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité à partir de bioénergies (MW)

Les filières de production

La production d'électricité renouvelable à partir de biomasse recouvre plusieurs filières, qui n'ont pas le même degré de maturité, les mêmes perspectives de développement ou les mêmes enjeux.

Figure 40: Répartition des capacités de production d'électricité à partir de bioénergies en 2018 (MW)

Répartition du parc par combustible



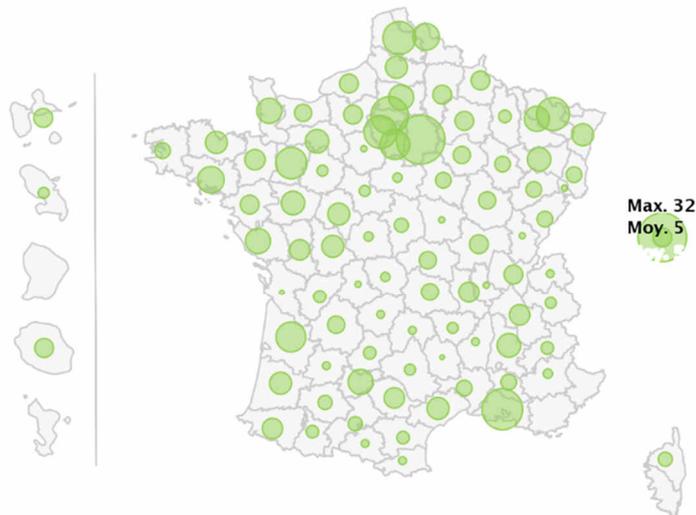
La filière « part biodégradable des déchets ménagers » regroupe l'énergie produite par les usines d'incinération de déchets ménagers (UIOM). L'électricité produite à partir d'UIOM est comptabilisée pour moitié comme renouvelable. La suppression du tarif d'achat de l'électricité garanti en 2016 coïncide avec une croissance faible en 2016 (+10 MWe) et un recul en 2017 correspondant à l'arrêt d'un site (-13 MWe).

La filière « bois énergie » regroupe l'énergie produite par les installations de combustion ou d'incinération de biomasse forestière ou de déchets de bois. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ + 50 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'environ 4 sites par an de moyens de production d'électricité.

La filière « biogaz » regroupe l'énergie produite par valorisation du biogaz. Fin 2018, 633 installations produisent de l'électricité à partir de biogaz :

- 453 méthaniseurs pour une capacité de 163 MW. Seule cette sous-filière avait un objectif de croissance dans la PPE adoptée en 2016 ;
- 152 installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) pour une capacité de 267 MW ;
- 28 stations d'épuration pour une capacité de 23 MW.

Figure 41: Répartition départementale de la puissance électrique biogaz raccordée au 31 décembre 2018 (en MW) Source RTE



Le potentiel maximum d'offre

Sur la base d'études de potentiel disponibles au niveau national, la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse fixe des objectifs à l'horizon 2023 de mobilisation des ressources supplémentaires forestières, agricoles et de biodéchets :

- 52 TWh pour la biomasse solide ;
- 18 TWh pour le biogaz ;
- 7,8 TWh renouvelables pour les déchets non dangereux valorisés en UIOM.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Conformément aux priorités décrites dans la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), les ressources en bioénergies sont des ressources rares. L'intérêt énergétique est ainsi de les orienter vers les filières présentant les rendements les plus élevés, notamment la valorisation sous forme de chaleur :

- La production d'électricité à partir de biogaz sera réservée aux sites de méthanisation éloignés du réseau de gaz et pour lesquels il n'existe pas de potentiel pour une valorisation directe comme bioGNV ou combustible. La production d'une installation de méthanisation est relativement stable sur l'année, hors problématique de disponibilité des intrants et le fonctionnement de la cogénération peut être adapté sur la journée grâce à la flexibilité offerte par le stockage tampon de biogaz. La puissance électrique moyenne des installations de méthanisation (300 kW) est inférieure à celle des autres filières électriques.
- Compte-tenu du coût de la production d'électricité à partir de biomasse, afin d'optimiser le coût global d'atteinte des objectifs EnR et de favoriser la plus grande efficacité énergétique, le soutien à cette filière sera réservé à la production de chaleur.

La production d'électricité de la filière bioénergie est pilotable et à ce titre peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique.

Les coûts actuels et prévisibles

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « part biodégradable des déchets ménagers » est estimé à 56 €/MWh pour 2016.

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « bois énergie » est estimé à 149 €/MWh pour 2016. Ce prix d'achat élevé s'explique par la nécessité de couvrir les coûts d'exploitation du site, à savoir principalement l'achat du combustible, qui représente environ 15 à 25 €/MWhPCI, et le personnel. Une réduction de coût modérée est anticipée sur l'horizon de la PPE et les prix pourraient atteindre de l'ordre de 140 €/MWh en 2028.

Le prix d'achat de l'électricité produite par la filière « biogaz » est extrêmement variable en fonction de l'origine du biogaz utilisé. Pour les nouvelles installations en métropole continentale :

- le prix d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz de décharge variait de 85 €/MWh à 145 €/MWh ;
- le prix d'achat de l'électricité produite par méthanisation ou à partir du biogaz de stations d'épuration variait de 120 €/MWh à 210 €/MWh. Des progrès techniques pourraient par ailleurs être observés pour l'épuration du biogaz. Sur l'exemple de ce qui a été observé dans d'autres pays ayant développé massivement la méthanisation, notamment l'Allemagne, la baisse des coûts devrait permettre d'atteindre 160 €/MWh à l'horizon 2028 pour produire de l'électricité.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

La filière des incinérateurs d'ordures ménagères représentait environ 620 emplois en France en 2016 (en légère hausse par rapport à 2014) selon l'ADEME, principalement sur le segment de la production d'électricité.

La filière bois collectif, tertiaire et industrie représentait environ 6 190 emplois en France en 2017 selon l'ADEME, avec 940 emplois sur le segment de la fabrication, 470 sur le segment installation-études et 4 000 emplois sur la maintenance et 1180 pour la vente d'énergie (chaleur et électricité). Les emplois de la filière sont principalement ceux associés à la production marchande de combustibles, plaquettes forestières ou bois-bûches pour le secteur collectif. En 2017, le marché de la filière s'est élevé à 1,3 milliards d'euros.

La filière biogaz pour la production de chaleur, d'électricité ou pour l'injection représentait environ 2 430 emplois en France, avec 270 emplois sur le segment de la fabrication, 1 210 emplois sur le segment installation-études et 630 emplois sur celui de la vente et la maintenance. Les emplois de la filière sont relativement stables par rapport à l'année précédente, l'accroissement des emplois liés à l'exploitation et à la vente d'énergie venant compenser le recul des emplois liés aux investissements.

En 2017, le marché du biogaz s'est établi à 410 M€.

Les enjeux environnementaux

Les UIOM ont un impact potentiel en termes de pollution atmosphérique qui est maîtrisé par la réglementation ICPE. La valorisation de la chaleur fatale des UIOM permet de se substituer à d'autres formes de production d'énergie et par là d'en réduire l'impact sur l'environnement.

Les installations de cogénération à partir de biomasse ont également un impact potentiel en termes de pollution atmosphérique qui est encadré par la réglementation ICPE. L'enjeu supplémentaire recoupe les enjeux de préservation de la biodiversité et de conflit d'usage pour la mobilisation de la biomasse.

L'équipement des décharges et des stations d'épuration de moyens de production d'électricité permet de valoriser une énergie fatale et de réduire les émissions à l'atmosphère de méthane ou de CO₂ lorsque le méthane est torché.

Si le biogaz est produit à partir de biodéchets (issus des collectivités territoriales, de l'agroalimentaire, de la restauration...) non valorisés à ce jour, la méthanisation contribue alors aux objectifs européens de réduction de mise en décharge de matière organique et contribue à limiter les émissions de gaz à effet de serre du secteur. Si le biogaz est produit à partir d'effluents d'élevages, la méthanisation contribue alors à la réduction de l'impact des exploitations agricoles sur le climat, par captation du méthane, mais aussi sur les problématiques liées à la pollution azotée.

L'éolien en mer et les énergies marines renouvelables

L'éolien en mer (posé et flottant)

Le développement commercial de la filière éolien en mer posé a été amorcé par le lancement de deux appels d'offres en 2011 et 2013 et l'attribution de près de 3 000 MW répartis sur six parcs au large de la Normandie, de la Bretagne et des Pays de la Loire. Un troisième appel d'offres éolien en mer a été lancé en décembre 2016 au large de Dunkerque. Il a été attribué en juin 2019 pour une capacité de 600 MW. Concernant l'éolien flottant, technologie à un stade de maturité moins avancé, quatre projets de fermes pilotes de 24 MW chacune ont été désignés lauréats d'un appel à projet lancé par l'ADEME en 2017 dans le cadre du Programme d'investissement d'avenir : un en Bretagne sud, trois en Méditerranée. Les premières mises en service sont prévues en 2021.

Les énergies marines renouvelables (autres technologies marines qu'éolien en mer)

Chacune de ces filières a un degré de maturité et des perspectives de développement spécifiques à plus ou moins long terme. Depuis 2009, plusieurs Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI), pilotés par l'ADEME, ont été lancés par l'Etat dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir sur les énergies marines.

Concernant l'hydrolien, trois démonstrateurs différents d'hydrolienne marine ont été immergés avec succès, à Ouessant (octobre 2018, Sabella, 1 MW), Etel (février 2019, hydrolienne Guinard énergies, 250 kW) et Paimpol-Bréhat (avril 2019, démonstrateur OceanQuest sur le site d'essais opéré par EDF, 1 MW). Toutes ces machines ont été connectées au réseau électrique et produisent depuis. Ces hydroliennes ont toutes été conçues et réalisées en France.

L'usine marémotrice de la Rance a une production annuelle brute de l'ordre de 500 GWh pour 240 MW installés.

	Situation 2016	Objectif PPE₂₀₁₆ capacités installées en 2018	Objectif PPE₂₀₁₆ capacités installées en 2023	Objectif PPE₂₀₁₆ capacités attribuées par des appels d'offres en 2023
Capacités installées de production d'éolien en mer	0	500 MW	3 000 MW	Entre 500 et 6 000 MW de plus

Capacités installées de production d'énergies marines renouvelables	240 MW ⁶⁴	440 MW	Entre 440 et 2 240 MW en plus
---------------------------------------------------------------------	----------------------	--------	-------------------------------

Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité à partir de bioénergies (MW)

Le potentiel maximum d'offre

Concernant l'éolien en mer : le potentiel technique exploitable pour l'éolien posé selon l'ADEME est de 90 GW. Du fait de limites liées à la conciliation avec les autres usages de la mer, le potentiel est actuellement estimé à 16 GW. Le potentiel technique pour l'éolien flottant serait de 155 GW selon l'ADEME, dont 33 GW serait accessible en tenant compte des limites liées à la conciliation avec les autres usages de la mer.

Afin de développer l'éolien mer, des consultations ont été menées avec l'ensemble des parties prenantes dans le cadre de l'élaboration des documents stratégiques de façade, qui prévoient notamment la détermination de zones ayant vocation à accueillir des projets d'éolien en mer. Compte tenu du succès de la concertation qui y a été menée, les premiers appels d'offres d'éolien flottant seront lancés en Bretagne sud, puis en Méditerranée. Le prochain appel d'offres d'éolien posé sera lancé en Normandie. A partir de 2024, des appels d'offres seront notamment lancés sur des extensions de parcs éoliens en mer attribués précédemment, avec raccordement mutualisé.

Encadré 8 : Groupe de coopération de l'énergie en Mer du Nord :

La France fait partie d'un groupe de coopération relatif à l'énergie éolienne en mer du Nord, dont les objectifs sont d'aider au déploiement de projets éoliens en mer transfrontaliers et de partager les processus et méthodes pour accélérer le déploiement de l'éolien en mer dans les pays membres. Il comprend, outre la France, la Belgique, les Pays Bas, le Danemark, l'Irlande, l'Allemagne, le Royaume Uni, la Norvège, la Suède et le Luxembourg. La France s'est inspirée des exemples présentés dans ce groupe de travail pour réformer en profondeur le cadre d'élaboration des projets éoliens en mer, en renforçant le rôle de l'Etat en amont des appels d'offres (réalisation d'études préalables et participation du public en particulier pour déterminer la zone de l'appel d'offres sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public). Ce groupe de coopération mène également des travaux d'élaboration d'un cadre commun d'évaluation des impacts cumulés des installations éoliennes en mer, dont la France pourra s'inspirer pour ses propres travaux. Enfin, la France s'est engagée à communiquer au groupe de coopération le calendrier prospectif de ses futures procédures de mises en concurrence, afin de donner aux industriels une vision consolidée des appels d'offres à venir et d'identifier de possibles chevauchements à éviter.

Concernant la filière hydrolienne, la France, qui dispose des courants parmi les plus forts du monde, dispose d'un potentiel technique exploitable, avant prise en compte des contraintes d'usage, de 3 à 5 GW, soit un tiers de la ressource européenne. Le gisement se situe principalement au large du Raz-Blanchard en Normandie et dans le passage du Fromveur en Bretagne. Le Gouvernement considère que les conditions pour le lancement d'un appel d'offres commercial ne sont pas réunies et n'en prévoit donc pas dans la période couverte par la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Le Gouvernement suivra attentivement les projets de démonstrateurs qui seraient poursuivis, ainsi que l'évolution des performances de la filière dans les prochaines années.

64. La PPE ne mentionnait que les capacités supplémentaires (100MW). Par souci d'homogénéité avec les autres filières, la capacité de l'usine de la Rance a été ajoutée.

Concernant l'énergie houlomotrice, la filière est toujours au stade de la démonstration. Il n'existe pas à ce sujet d'estimation fiable de potentiel technique exploitable compte tenu de la maturité de la filière.

Concernant l'énergie marémotrice, la France est aujourd'hui un des pays pionniers dans cette technologie avec l'usine de la Rance, mais son développement n'est pas envisagé à court terme, notamment au regard des enjeux environnementaux importants présentés par cette technologie sur de nouveaux sites.

Concernant l'énergie thermique des mers, le gisement potentiel est principalement localisé dans les départements d'Outre-mer où les gradients de températures entre les eaux de surface chaudes et les eaux froides en profondeur sont plus importants qu'en métropole.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

L'éolien en mer (posé et flottant)

Bénéficiant de vents plus soutenus et plus réguliers que l'éolien terrestre, une éolienne en mer peut produire en moyenne deux fois plus d'énergie qu'à terre. Le facteur de charge est ainsi de l'ordre de 40 % (soit environ 3 500 h/an). En outre, les parcs éoliens en mer sont en moyenne d'une capacité de 500 MW (contre 10 MW en moyenne pour les parcs éoliens terrestres) ; les projets en cours sont désormais de l'ordre de 700 MW à 1 GW en moyenne.

Le gestionnaire de réseau est impliqué en amont des appels d'offres pour identifier la capacité d'accueil des réseaux et proposer des options de planification des raccordements, autant que possible mutualisés, sur les façades maritimes. Il assure le pilotage et la maîtrise d'ouvrage globale du raccordement des parcs et de l'ingénierie des liaisons sous-marines et finance les coûts pour les parcs issus de procédures de mise en concurrence.

Les coûts actuels et prévisibles

Les coûts de l'éolien en mer posé en Europe connaissent depuis plusieurs années une baisse continue pour atteindre actuellement des prix de l'ordre de 60 €/MWh hors raccordement (en 2019). Le raccordement rajoute un coût compris entre 10 et 20 €/MWh selon les sites. Le dernier appel d'offres pour un projet éolien en mer de près de 600 MW au large de Dunkerque a été attribué à un prix de l'électricité de 44 €/MWh.

Il est attendu une forte baisse des coûts pour les fermes commerciales d'éoliennes flottantes avec un tarif de l'ordre de 150 €/MWh pour les premiers projets mis en service à l'horizon 2028 et une convergence du tarif entre l'éolien posé et flottant à moyen terme.

Concernant l'hydrolien, les études et les démonstrateurs mis en service démontrent que cette filière a gagné en maturité, même si les coûts de production sont encore élevés par rapport à d'autres technologies comme l'éolien en mer.

Dans son Medium-Term renewable energy market report 2015, l'Agence Internationale de l'Énergie⁶⁵ indique que les coûts d'investissements pour un dispositif houlomoteur de 3 MW serait de l'ordre de 15 400 €/kW. Les coûts d'investissements d'une installation de 10 MW utilisant les courants marins

65. Medium-term Renewable Energy Market Report 2016, disponible sur <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/october/medium-term-renewable-energy-market-report-2016.html>

seraient autour 12 500 €/kW. Pour l'énergie thermique des mers les coûts d'investissements sont plus élevés et pourraient atteindre 38 500 €/kW. Au total, pour toutes les filières énergies renouvelables en mer, 20 projets de R&D sont financés et bénéficient d'un financement total de plus de 190 M€. *Les emplois*

D'après l'étude de l'ADEME « étude sur la filière éolienne en mer : bilan, prospective, stratégie »⁶⁶ parue en septembre 2017, la structuration de la filière est déterminante pour générer un nombre conséquent d'emplois lors des appels d'offres suivants. L'ensemble des projets en cours pourraient représenter à terme jusqu'à 15 000 emplois directs et indirects, dont plusieurs milliers déjà existants. Un développement de l'éolien en mer sans structuration d'une filière nationale conduirait à une augmentation limitée des emplois.

Les enjeux environnementaux

Les éoliennes en mer (posées et flottantes) présentent des enjeux environnementaux liés à la biodiversité des sites d'implantation, avec principalement des impacts sur la biodiversité marine (mammifères marins, fonds marins) en phase de construction (l'éolien posé étant plus impactant que le flottant à ce titre) et des impacts principalement sur l'avifaune en phase d'exploitation et des impacts paysagers plus ou moins importants en fonction de l'éloignement des parcs de la côte. Il existe également des conflits d'usages avec la pêche professionnelle et les plaisanciers.

L'ensemble de ces enjeux est encadré par la réglementation du code de l'environnement relatif à l'autorisation environnementale. Afin de mieux prendre en compte ces enjeux, pour les futurs appels d'offres, l'Etat réalisera des études et saisira la Commission Nationale du Débat Public en amont des appels d'offres pour organiser la consultation du public sur ces parcs.

La géothermie électrique

Etat des lieux de la filière

La géothermie profonde consiste à exploiter une ressource présentant une température suffisante pour produire de l'électricité, complétée éventuellement d'une valorisation de la chaleur par cogénération ou pour produire directement de la chaleur à des fins de chauffage urbain essentiellement. La filière géothermie électrique en métropole reste aujourd'hui très marginale avec une seule installation industrielle située en Alsace ; celle de Soultz-sous-Forêts. Ce projet construit au départ comme un pilote d'expérimentation scientifique au milieu des années 1980, est devenu en 2017 un site d'exploitation industrielle, avec une puissance électrique brute d'environ 1,5 MW, soit une production d'électricité de l'ordre de 7 800 MWh/an fournie au réseau électrique.

Situation 2016	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2023
1	8	20 à 40

Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité à partir de géothermie (MW)

Le potentiel maximum d'offre

66. Étude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie, Ademe, septembre 2017, disponible sur <http://www.ademe.fr/etude-filiere-eolienne-francaise-bilan-prospective-strategie>

La géothermie profonde se développe uniquement dans certaines régions, présentant des contextes géologiques favorables à la production importante de la ressource eau à haute température. Cette activité nécessite une connaissance approfondie du sous-sol à de grandes profondeurs, pouvant atteindre jusqu'à 5 000 m.

En 2018, 15 permis exclusifs de recherches en métropole couvrent une superficie d'un peu plus de 10 000 km². Cette phase d'exploration, qui est une phase de prospection comportant un risque financier élevé, menée parfois pendant plus d'une dizaine d'années, permet de comprendre le contexte géologique et de réduire l'aléa géologique lié à la découverte de la ressource et à sa caractérisation en termes de température et de débit. Les contextes géologiques favorables au développement de cette géothermie profonde existent en France dans le fossé rhénan Alsacien, en Auvergne et notamment dans le bassin de la Limagne, dans le couloir Rhodanien, et le bassin Aquitain.

Le rendement de conversion thermo-électrique reste limité, autour de 10 %. Une façon d'améliorer les performances de ces unités est de valoriser la chaleur résiduelle produite en alimentant notamment des réseaux de chaleur.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Cette filière émergente mobilise quelques acteurs industriels sur le territoire métropolitain.

Les investissements importants par permis de recherches et la longue phase d'exploration nécessaire pour qualifier la ressource et minimiser les aléas géologiques rendent difficile le développement rapide de la filière. La mise en place du fonds de garantie GeoDeep, en cours de pré-notification à la commission européenne est un mécanisme de couverture de l'aléa géologique pendant la phase de forage, composé pour moitié de fonds privé et pour l'autre moitié de fonds publics.

Le cadre législatif et réglementaire a rendu possible un fort développement des réseaux de chaleur en Ile-de-France, région qui présente des caractéristiques géologiques favorables.

Les coûts actuels et prévisibles

Les principaux verrous technologiques concernent la découverte, l'évaluation et la compréhension des réservoirs géothermiques. Des baisses de coûts significatives sont attendues au fur et à mesure que les études géosciences permettront de mieux comprendre le potentiel géologique. Ce gain de compétitivité sera rendu possible également grâce à l'amortissement des forages et dans une moindre mesure aux gains d'efficacité et de rendement des unités à cycle binaire.

En France, le coût de production de l'électricité de la centrale de Bouillante en Guadeloupe, seule unité en fonctionnement de type volcanique est supérieur à 100 €/MWh⁶⁷, soit un coût plus élevé que le prix de production au plan international situé entre 38 et 62 €/MWh pour une puissance installée entre 20 et 50 MW. Cela est en partie dû au caractère insulaire de la centrale et en raison de sa faible taille actuelle (15 MW). D'après l'ADEME, les installations de géothermie profonde susceptibles d'être réalisées en métropole auront un coût de production variant de 173 €/MWh à 336 €/MWh.

67. Rapport particulier Cour des Comptes, articles L. 1433 et R. 1431, du code des juridictions financières numéro 71058, octobre 2014.

L'arrêté du 13 décembre 2016 permet aux installations utilisant l'énergie extraite de gîtes géothermiques pour produire de l'électricité de bénéficier d'un complément de rémunération sur le tarif de rachat s'appuyant sur le tarif de référence de 246 €/MWh.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

D'après une étude⁶⁸ parue en 2019, la filière de la géothermie profonde, filière en développement, pourrait représenter en 2017 de l'ordre de 1 200 emplois directs, tant en investissement qu'en production et maintenance. Le chiffre d'affaires total de la filière de la géothermie profonde est estimé à 142 M€ en 2017 (source ADEME). Sur ce chiffre d'affaires, 20 % sont des activités de haute énergie.

Les enjeux environnementaux

Les phases de vie pendant lesquels un site de géothermie profonde occasionne le plus de nuisances et d'impacts sont les phases de forages et d'essais de production. Le code minier et le code de l'énergie encadrent strictement cette activité, permettant ainsi la maîtrise des risques environnementaux liés à la filière. La géothermie profonde en métropole fonctionne en circuit fermé avec réinjection du fluide géothermal dans la même formation que la production. Les aquifères exploités pour leur ressource géothermale ne renferment pas d'eau potable ou potabilisable. L'exploitation d'un site géothermique peut produire une microsismicité induite, mais des réseaux de surveillance permettent d'analyser les données. Il est nécessaire que les projets soient bien acceptés par les acteurs locaux car ils valorisent une ressource locale, disponible en permanence et généralement implantée en zone urbaine. Le bilan carbone de la géothermie profonde est très proche de la neutralité car les émissions totales de CO₂ calculées sur toute la vie d'un projet varient entre 17 et 60 g/kWh.

Prospective globale d'évolution du mix électrique

Le tableau ci-dessous présente les moyens de production d'électricité aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées.

		2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Nucléaire		393	382	371
Fossile	Charbon	0	0	0
	Fioul	34	32	32
	Gaz			
Renouvelable	Hydraulique	62	62	62
	Eolien terrestre	52	77	81
	Photovoltaïque	24	43	53

⁶⁸ <http://www.entreprises.gouv.fr/etudes-et-statistiques/filieres-industrielles-la-valorisation-energetique-du-sous-sol-profond>

	Bioénergies	9	9	10
	Eolien en mer et énergies marines renouvelables	9	20	21

Mix électrique que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh)

En 2023, la PPE devrait conduire une production d'environ 155 TWh d'électricité d'origine renouvelable, 34 TWh d'électricité d'origine thermique et 393 TWh d'origine nucléaire, soit 27% de la production d'électricité d'origine renouvelable et 67 % de la production d'électricité d'origine nucléaire.

En 2028, la PPE devrait conduire une production comprise entre 210 et 227 TWh d'électricité d'origine renouvelable, 32 TWh d'électricité d'origine thermique et entre 382 et 371 TWh d'origine nucléaire, soit entre 33 et 36% de la production d'électricité d'origine renouvelable et entre 59 et 61 % de la production d'électricité d'origine nucléaire.

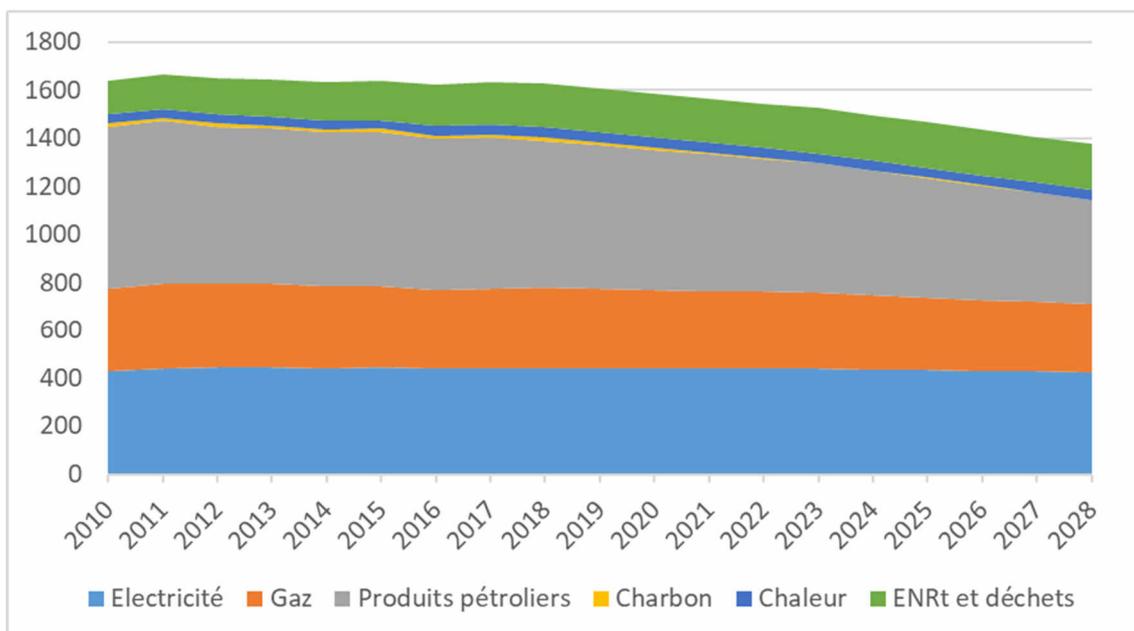
4.2.2.5. Perspective globale d'évolution du mix énergétique à 2023, 2028, 2030

Les tableaux ci-dessous présentent les mix qui devraient en résulter aux horizons 2023 et 2028 en énergie finale et répartis par secteurs selon les besoins.

	Energie finale consommée en 2023 (TWh)		Energie finale consommée en 2028 (TWh)	
	Totale	Dont renouvelable	Totale	Dont renouvelable
Charbon	2	0	1	0
Pétrole	537	33	433	35
Gaz	319 (PCI)	5 (PCI)	284 (PCI)	13 à 20 (PCI)
	357 (PCS)	6 (PCS)	318 (PCS)	14 à 22 (PCS)
Electricité	440	155	426	De 210 à 227
Chaleur (dont biomasse et biogaz)	227	196	233	De 219 à 247
Total	1525	389	1378	De 477 à 529

Energie finale consommée en 2023 et 2028 par source (TWh)

Figure 42: Evolution du mix énergétique réel (2010-2018) et projeté (2019-2028) par vecteur énergétique



	Charbon	Produits pétroliers raffinés	Gaz	EnR Thermiques et déchets	Electricité	Chaleur vendue	Total
Industrie	2	19	119	24	114	13	291
Transport	0	412	6	35	21	0	473
Résidentiel	0	55	126	105	148	17	450
Tertiaire	0	20	64	21	148	9	262
Agriculture	0	33	5	2	9	0	49
Consommation finale énergétique	2	537	319	187	440	40	1525

Energie finale consommée en 2023 par secteurs (TWh)

En 2023, la consommation d'énergie finale devrait être d'environ 1525 TWh soit 7,6 % de moins qu'en 2012. La consommation finale brute d'énergie (intégrant notamment les pertes réseau et la consommation de la branche énergie) devrait être de 1637 TWh. Elle sera assurée par 389 TWh d'énergie renouvelable, c'est-à-dire que les énergies renouvelables couvriront 24 % de la consommation finale.

	Charbon	Produits pétroliers raffinés	Gaz	EnR Thermiques et déchets	Electricité	Chaleur vendue	Total
Industrie	1	13	106	29	108	12	269
Transport	0	347	12	37	31	0	427
Résidentiel	0	31	112	98	138	20	399
Tertiaire	0	14	50	24	140	9	237
Agriculture	0	28	5	3	9	0	46
Consommation finale énergétique	1	433	284	192	426	41	1378

Energie finale consommée en 2028 par secteurs (TWh)

En 2028, la consommation finale énergétique devrait être de 1378TWh soit 16,5 % de moins qu'en 2012. La consommation finale brute d'énergie (intégrant notamment les pertes réseau et la consommation de la branche énergie) devrait être de 1489 TWh. Elle sera assurée entre 477 et 529 TWh par des énergies renouvelables, c'est-à-dire que les énergies renouvelables couvriront entre 32 et 35% de la consommation finale brute d'énergie

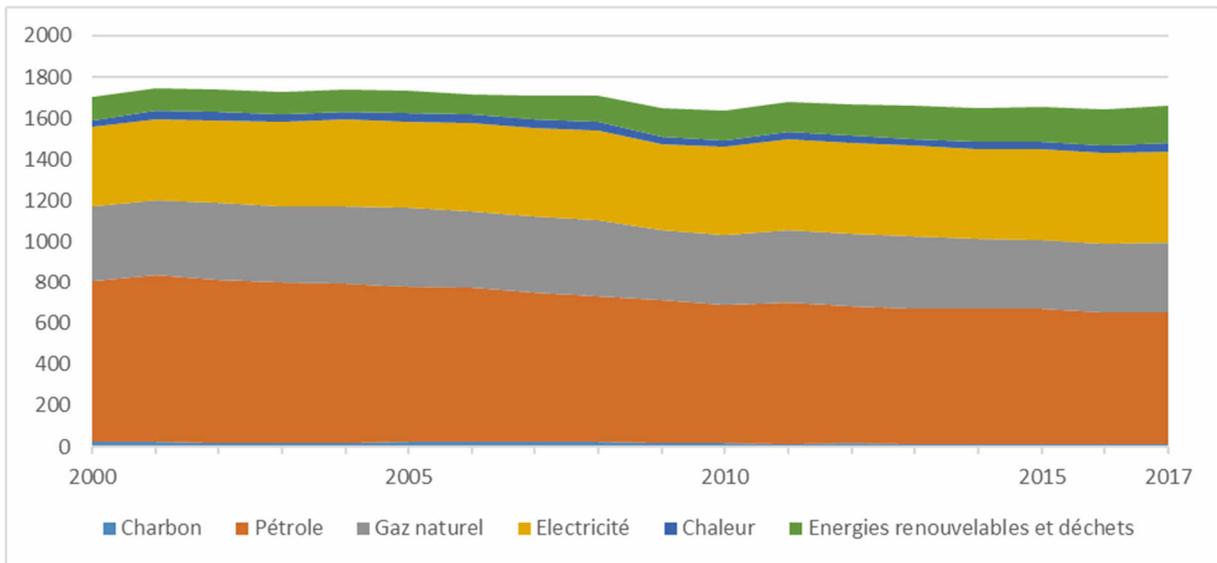
L'objectif fixé par la loi Energie Climat est qu'en 2030, 33 % de la consommation d'énergie finale soit assurée par des énergies renouvelables.

4.3. Dimension « efficacité énergétique »

4.3.1. Consommation d'énergie finale dans l'économie et par secteur (y compris industriel, résidentiel, services et transports)

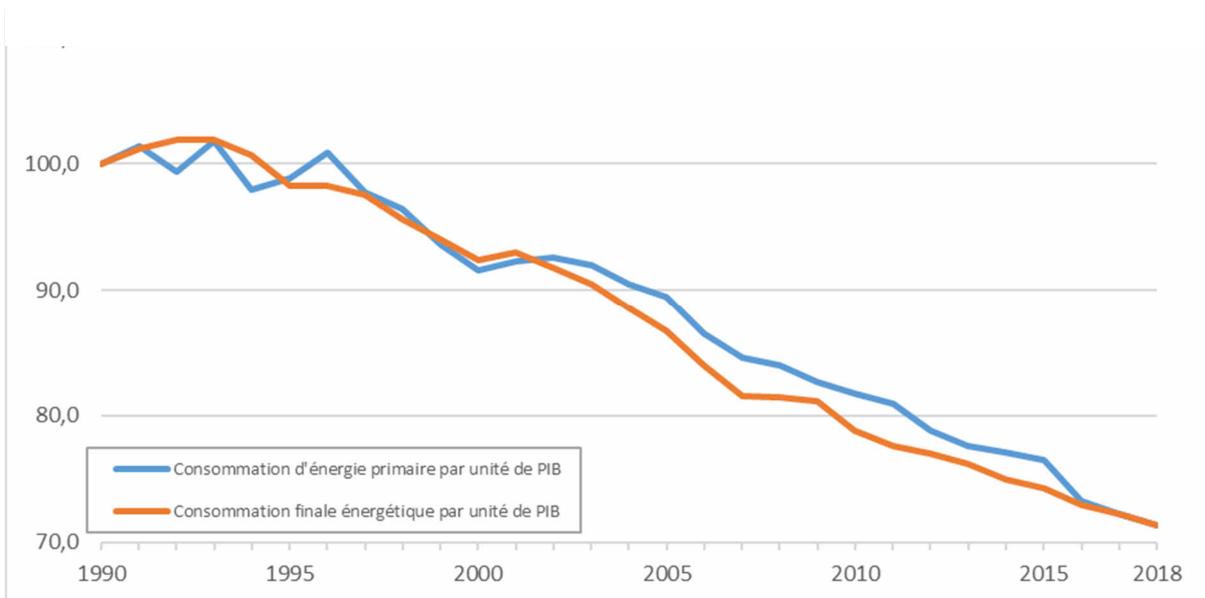
La consommation d'énergie finale française a crû régulièrement jusqu'en 2001, date à laquelle elle a été stabilisée, traduisant tout à la fois les mutations de l'économie française et l'efficacité des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. A partir de 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation finale d'énergie à des fins énergétiques a légèrement baissé. Les politiques de maîtrise de la demande en énergie ont permis d'endiguer la hausse de consommation d'énergie liée à la hausse de la population et à la croissance économique, mais n'ont pas encore permis de réduire durablement le total des consommations.

Figure 43: Consommation finale à usage énergétique par forme d'énergie — données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie



La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2004 a permis qu'il s'établisse désormais à - 1,4% par an.

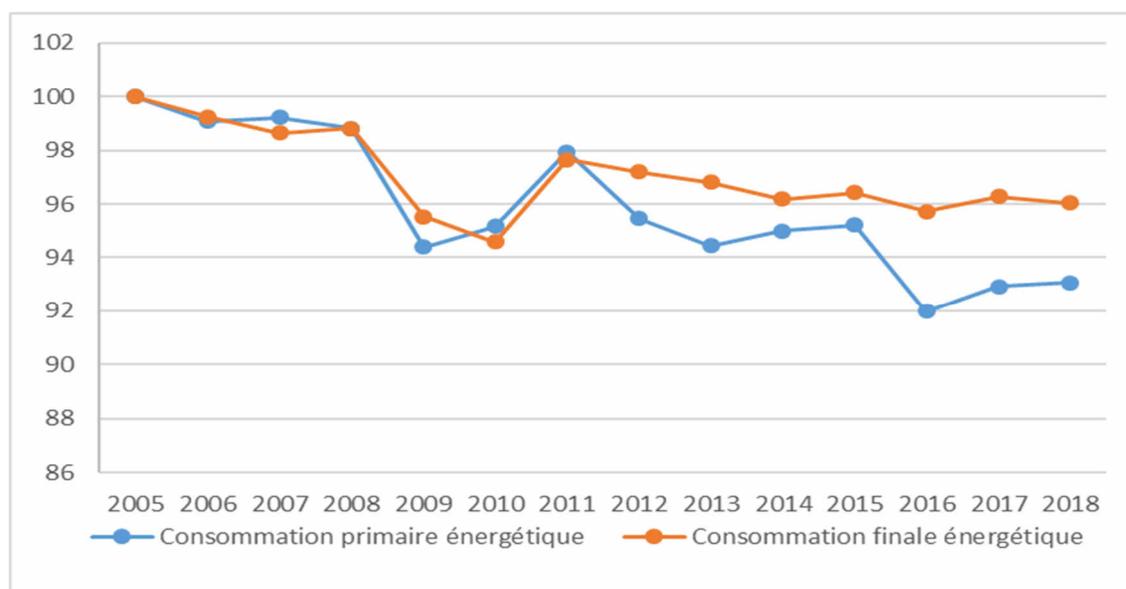
Figure 44: Évolution de l'intensité énergétique finale et primaire 1990-2018 (indice) Source : SDES, Insee



En application de l'article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France s'est fixé le double objectif de réduire sa consommation énergétique à 1528 TWh d'énergie finale (131,4 Mtep) et 2557 TWh (219,9 Mtep) d'énergie primaire en 2020 (hors soutes internationales, hors usages non énergétiques).

En 2018, la consommation finale à usage énergétique (hors soutes internationales) corrigée des variations climatiques s'élevait à 1628 TWh et la consommation d'énergie primaire (hors soutes internationales) s'élevait à 2890 TWh. Le graphe ci-dessous décrit les progrès réalisés en vue de l'atteinte de ces objectifs (données corrigées des variations climatiques – exprimées en base 100).

Figure 45: Evolution de la consommation d'énergie finale et de la consommation primaire d'énergie (indice base 100 en 2005) – Source SDES

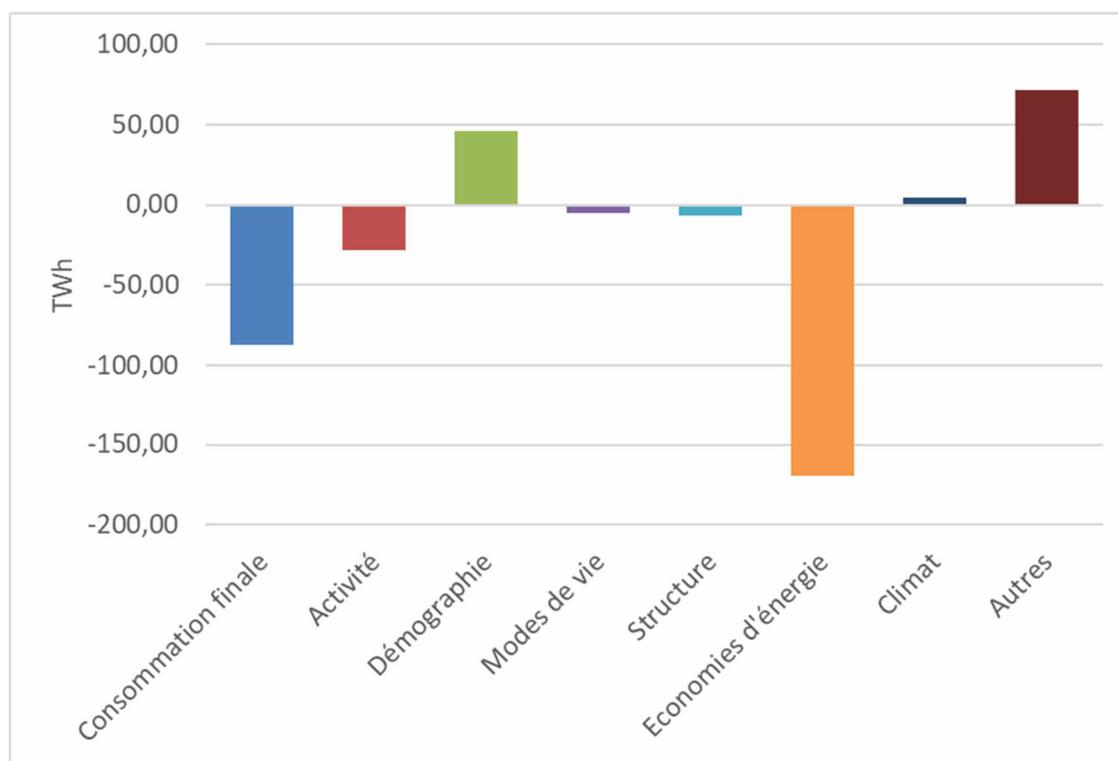


Si la France s'inscrit globalement dans un mouvement de réduction de sa consommation énergétique finale, le rythme actuel est insuffisant pour atteindre l'objectif à 2020 de la directive efficacité énergétique. Le scénario de référence indique que l'objectif pour 2020 ne serait atteint qu'en 2023. L'atteinte des objectifs pour 2020 nécessiterait une montée en puissance rapide des mesures engagées ou nouvelles.

Les analyses permettant de décomposer les facteurs à l'origine de l'évolution de la consommation énergétique finale montrent que les politiques d'efficacité énergétique ont conduit à d'importants volumes d'économies d'énergie compensant les effets liés à la hausse de la démographie ou à la hausse du PIB (voir graphique ci-après) ⁶⁹.

69. <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/decomposition.html>

Figure 46: Décomposition de l'évolution de la consommation énergétique finale de la France entre 2006 et 2016 (en Mtep) (source : Odyssee, 2019)



Les secteurs n'ont pas tous le même impact sur la consommation finale d'énergie : les deux plus gros contributeurs sont les transports et le résidentiel-tertiaire, suivis par l'industrie. La consommation d'énergie dans l'industrie a connu une baisse en lien avec la crise économique de 2008 et est stable depuis. Les consommations d'énergie dans les transports et le résidentiel-tertiaire sont stables.

En 2018, le bilan de l'énergie par secteur est le suivant :

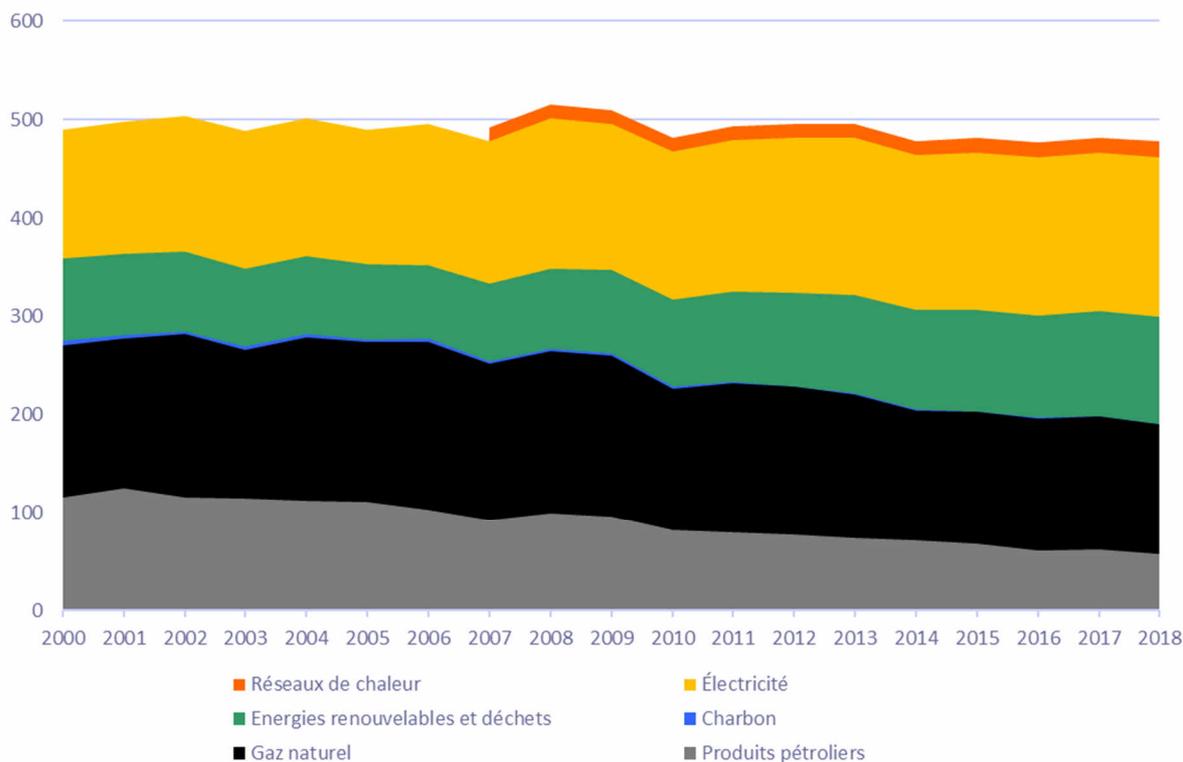
Industrie	Transports	Résidentiel	Tertiaire	Agriculture	Total
318	504	473	282	50	1628

Consommation finale d'énergie par secteur en 2018 (TWh), corrigée des variations climatiques – Source : SDES

4.3.1.1. Secteur résidentiel

La consommation finale d'énergie du secteur résidentiel est assez stable depuis 10 ans. Les effets à la baisse de l'amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments et de la rénovation des bâtiments existants sont contrebalancés par l'augmentation du nombre d'habitations occupées (croissance démographique, décohabitation).

Figure 47: Consommation finale d'énergie dans le secteur résidentiel – données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : Calculs SDES, d'après les sources par énergie.

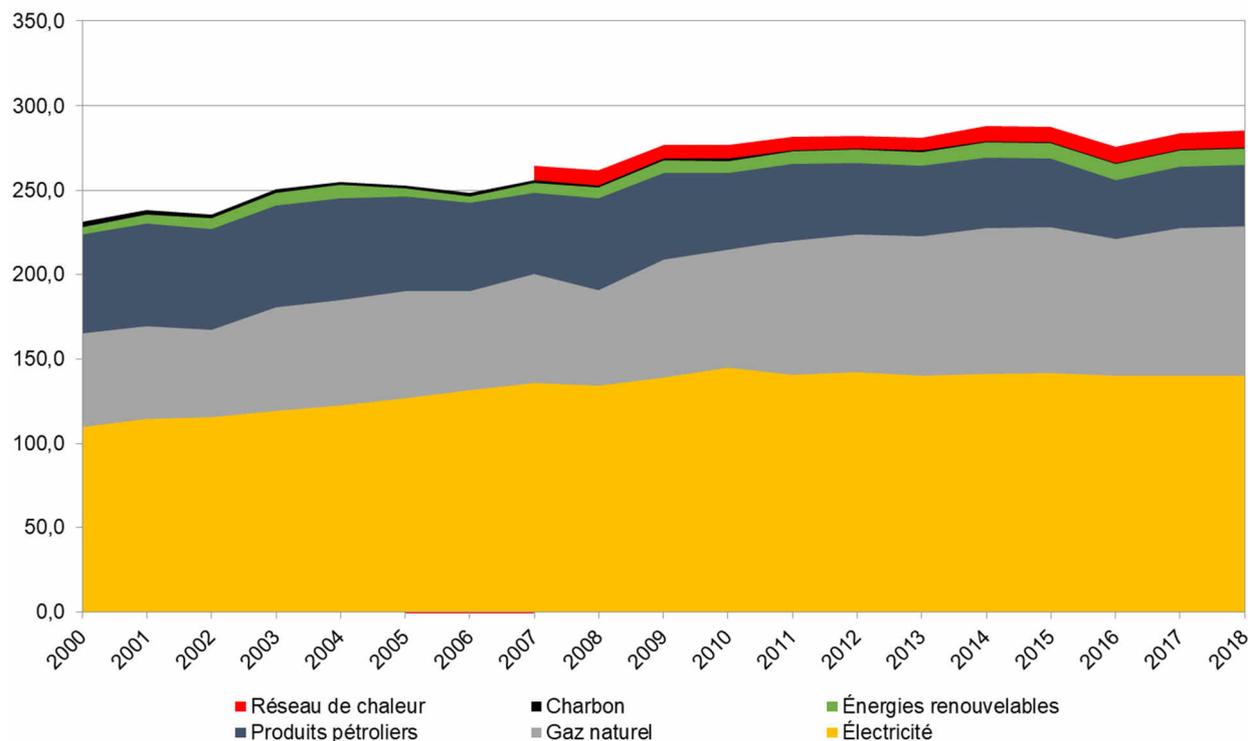


En 2018, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel, liée pour une part importante aux besoins de chauffage, diminue de 3,1 % en raison du climat plus doux qu'en 2017. Elle s'établit à 449,6 TWh. Corrigée des variations climatiques, elle est de 473,7 TWh, en baisse de 0,7 %.

4.3.1.2. Secteur tertiaire

Les consommations d'énergie dans le tertiaire ont cru jusqu'en 2011, date à laquelle les politiques de maîtrise de l'énergie ont permis de stabiliser la demande. Depuis, l'évolution est assez stable avec une tendance légère à la baisse.

Figure 48: Consommation finale énergétique du secteur tertiaire — Données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie

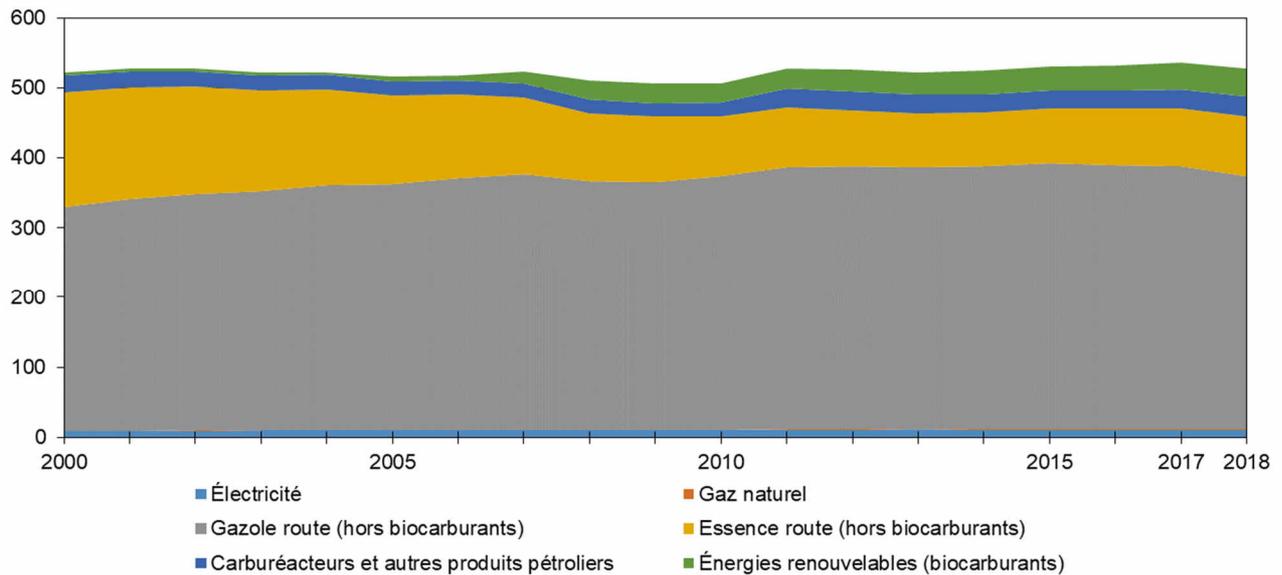


En 2018, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire baisse de 1 %, pour atteindre 273,5 TWh. Corrigée des variations climatiques, elle s'établit à 282,2 TWh, en augmentation de 0,5 %.

4.3.1.3. Secteur transports

Après une période de croissance continue entre 1990 et 2001 (+ 1,5 % en moyenne annuelle), la consommation finale énergétique pour des usages de transport a décru lentement, de 0,3 % par an en moyenne, entre 2001 et 2013 avant de connaître un rebond entre 2013 et 2015. En 2018, la consommation finale énergétique pour des usages de transport est en baisse par rapport à 2017 et atteint 504,2 TWh. Cette baisse suit une année de hausse (+ 0,8 % entre 2016 et 2017).

Figure 49: Consommation finale énergétique des transports, en TWh. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie

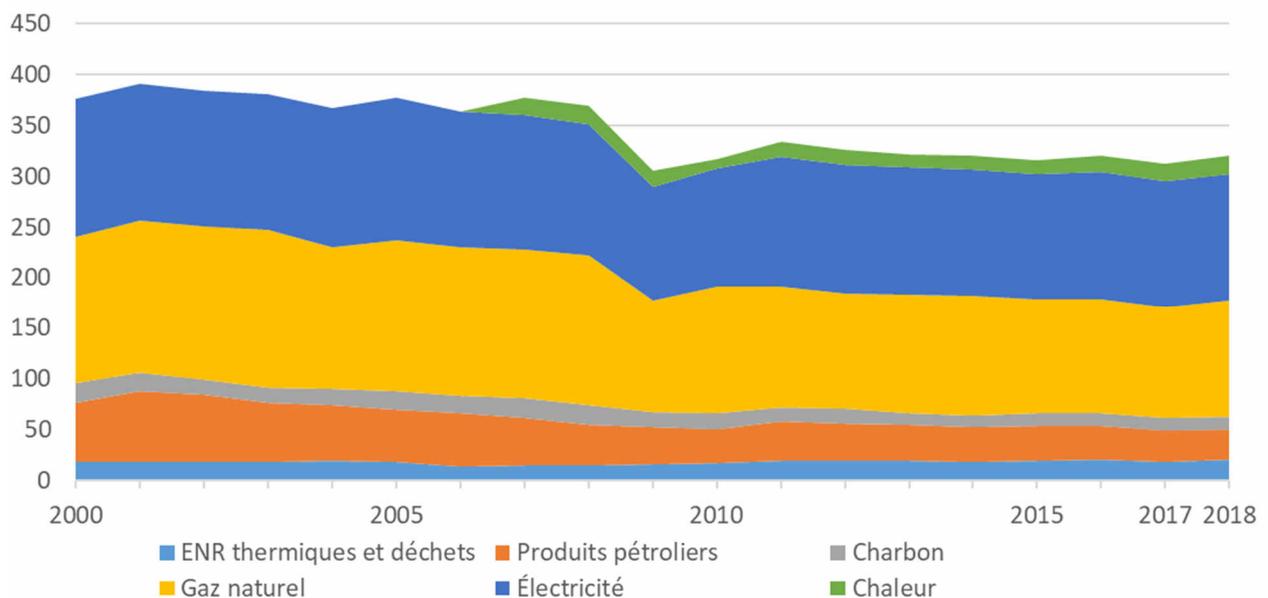


La consommation d'énergie des transports est également relativement stable, ce qui montre l'importance de l'amélioration du système dans son ensemble car les besoins en mobilité croissent fortement.

4.3.1.4. Secteur industrie

Entre 1990 et 2007, la consommation d'énergie de l'industrie est restée relativement stable. La crise économique de 2008-2009 s'est traduite par une baisse importante de consommation, suivie d'un rebond entre 2009 et 2011. Depuis, la consommation d'énergie de l'industrie s'inscrit dans une tendance baissière.

Figure 50: Consommation finale énergétique de l'industrie Données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : calculs SDES

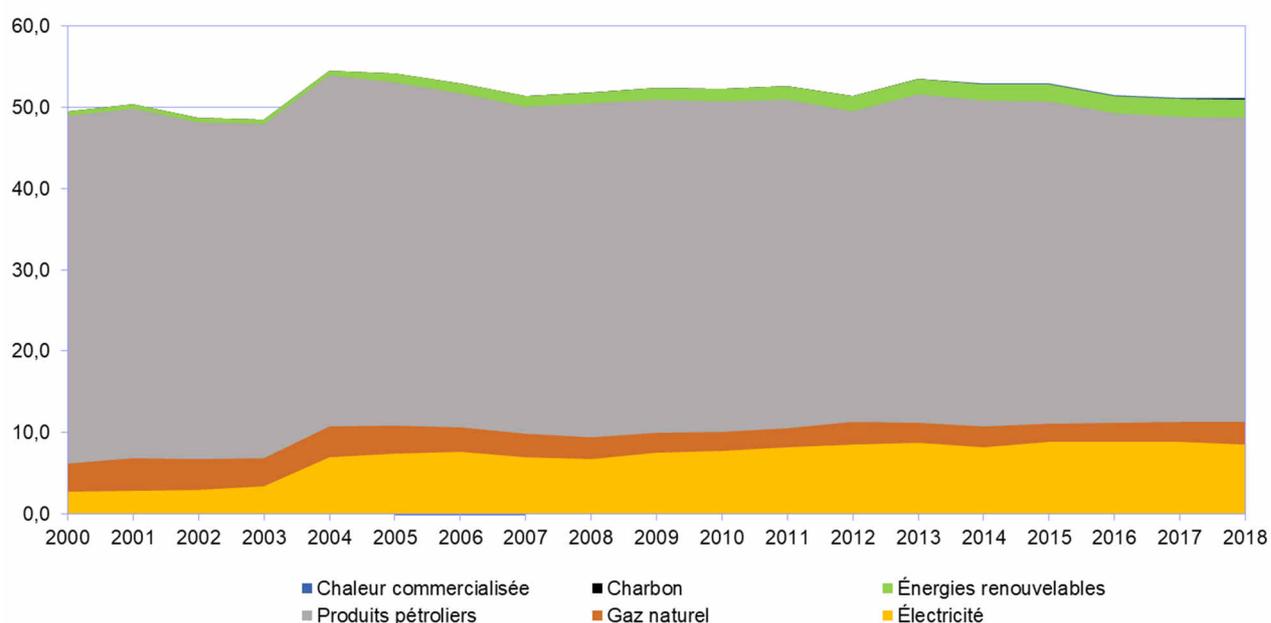


En 2018, la consommation finale énergétique réelle de l'industrie s'établit à 314,7 TWh (317,8 TWh corrigée des variations climatiques), à l'un de ses plus bas niveaux depuis 1990, néanmoins en rebond par rapport à 2017 (+1,9 %).

4.3.1.5. Secteur agriculture

La consommation finale d'énergie du secteur agriculture-forêt est très stable dans le temps depuis une dizaine d'années et apparaît en particulier assez peu sensible aux fluctuations de la production agricole, qui augmente de 5,7 % en valeur en 2016. En 2018, la consommation finale du secteur s'établit à 50,2 TWh.

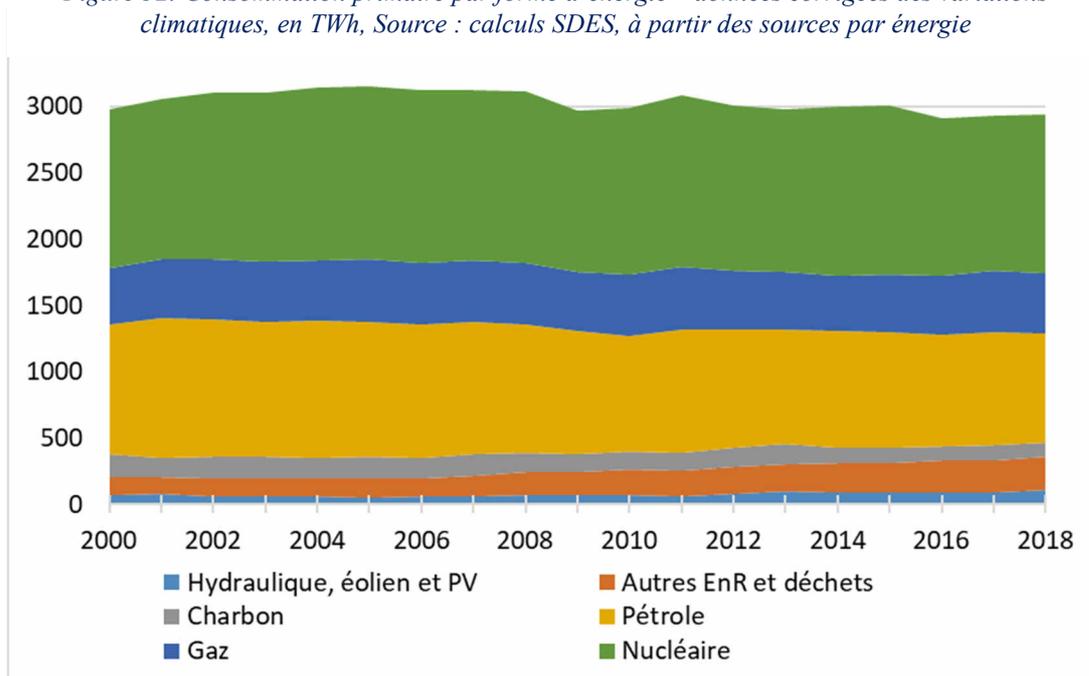
Figure 51: Consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche, en TWh. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie



4.3.2. Consommation primaire d'énergie fossile

Le mix énergétique se transforme légèrement : les énergies renouvelables progressent au détriment des énergies fossiles. La progression est toutefois d'un rythme peu soutenu. La consommation de gaz naturel est relativement stable.

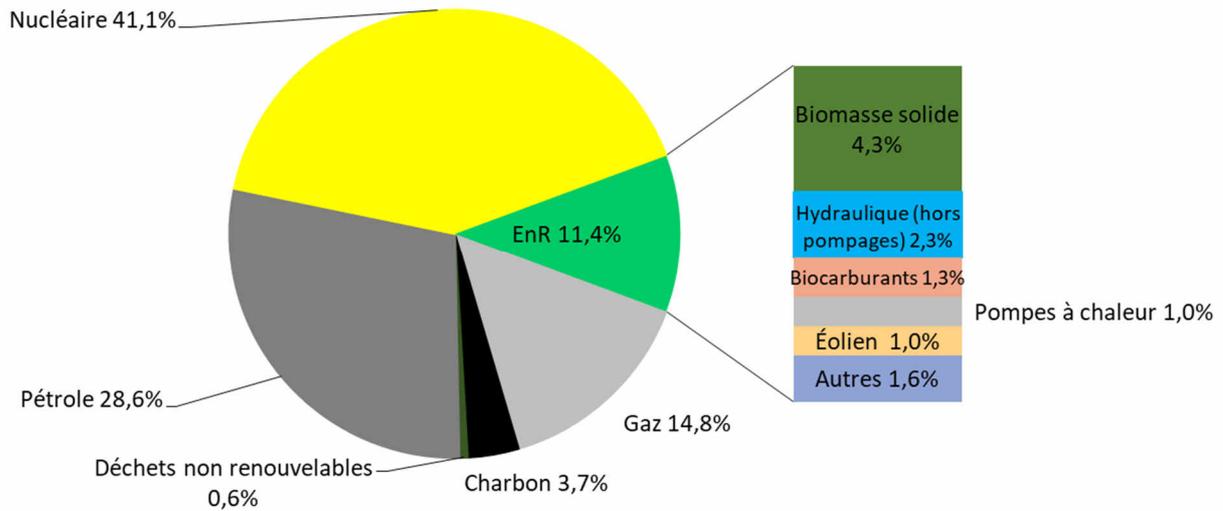
Figure 52: Consommation primaire par forme d'énergie – données corrigées des variations climatiques, en TWh, Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie



En 2018, la consommation d'énergie primaire, usages non énergétiques exclus, s'élève à 2 693°TWh, en baisse de 0,7 % par rapport à 2017. Corrigée des variations climatiques, elle progresse de 0,5 %, tirée par l'augmentation des pertes lors de la transformation d'énergie. Ce rebond s'explique par celui de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites (pour chaque kilowattheure d'électricité produit par une centrale nucléaire, deux kilowattheures de chaleur sont perdus).

Dans l'ensemble, le bouquet énergétique primaire réel de la France métropolitaine se compose de 41,1 % de nucléaire, 28,6 % de pétrole, 14,8 % de gaz naturel, 3,7 % de charbon et 11,4 % d'énergies renouvelables et déchets (voir figure ci-dessous). Le taux d'indépendance énergétique s'élève à 56,1 %.

Figure 53 : Bouquet énergétique réel primaire en 2018 (Source SDES d'après les sources par énergie)



ENR : énergies renouvelables

Nucléaire : correspond au nucléaire comptabilisé en équivalent primaire à la production (chaleur dégradée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité

Avec l'augmentation du recours aux énergies fossiles pour la production d'électricité et la hausse de la demande de produits pétroliers, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie augmentent de 3 % en 2017 en données réelles et de 4 % à climat constant. Corrigées des variations climatiques, les émissions restent toutefois de 17 % inférieures à leur niveau de 2005, ayant baissé continûment entre cette date et 2016.

En 2018, la France a mobilisé 3 046 TWh pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 1 781 TWh. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique, des exportations nettes d'électricité et des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation.

Le bouquet énergétique final, en réel, reste dominé par le pétrole. En 2018, les produits pétroliers représentaient 38 % de la consommation finale à usage énergétique, devant l'électricité (27 %), le gaz (20 %), les énergies renouvelables et les déchets (11 %), la chaleur (3 %) et le charbon (1 %). Conformément à la tendance observée depuis le milieu des années 2000, la part des énergies fossiles dans le bouquet baisse de 1 % en 2018, alors que celles de l'électricité et des énergies renouvelables augmentent. La chaleur, qui ne présente pas de tendance de long terme claire, progresse également en 2018.

Les mesures de maîtrise de la demande de l'énergie vont permettre de réduire la consommation d'énergies fossiles de manière générale. Cependant, certaines mesures supplémentaires doivent être prises afin que les baisses de consommation commencent par les énergies fossiles, et notamment les plus carbonées. Les tableaux objectifs par énergie reprennent les mesures spécifiques à un combustible en particulier dont l'effet sera cumulé aux mesures de maîtrise de l'énergie.

L'intégration des mesures développées ci-après dans le scénario énergétique permet d'obtenir la décroissance reportée dans la figure ci-dessous. La figure présente la zone dans laquelle devrait se

trouver la consommation primaire d'énergie fossile, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

Figure 54: Evolution passée (2010-2018) et à venir (2019-2028) de la consommation primaire d'énergie fossile suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

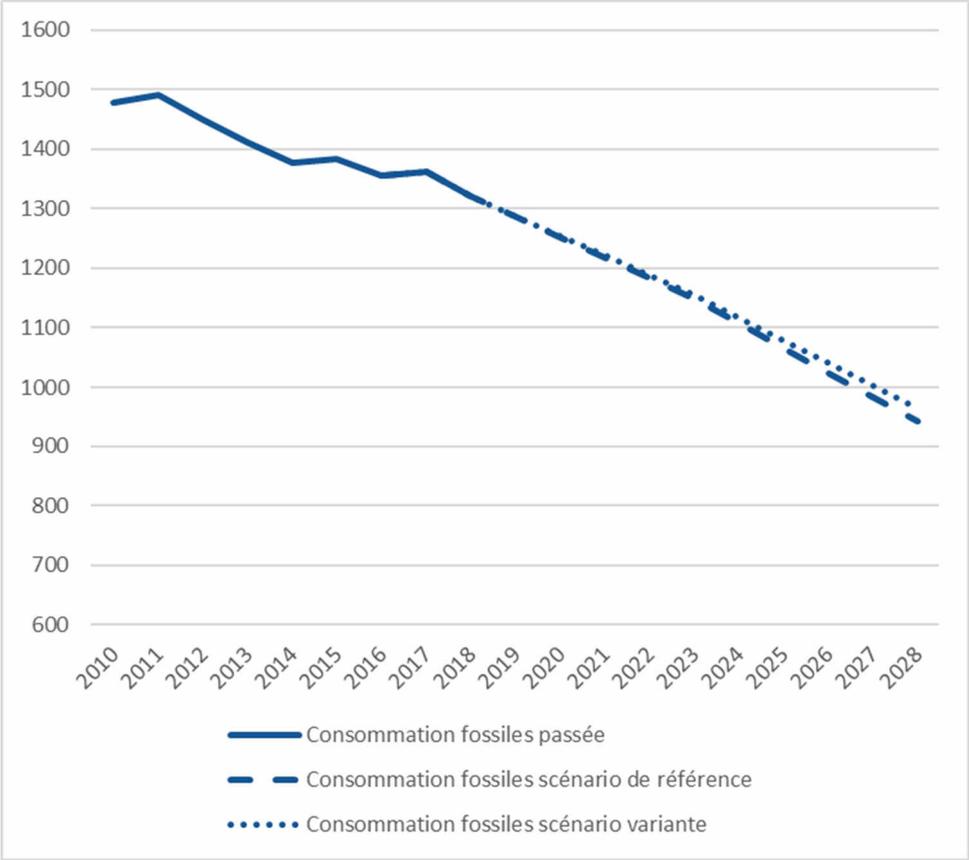
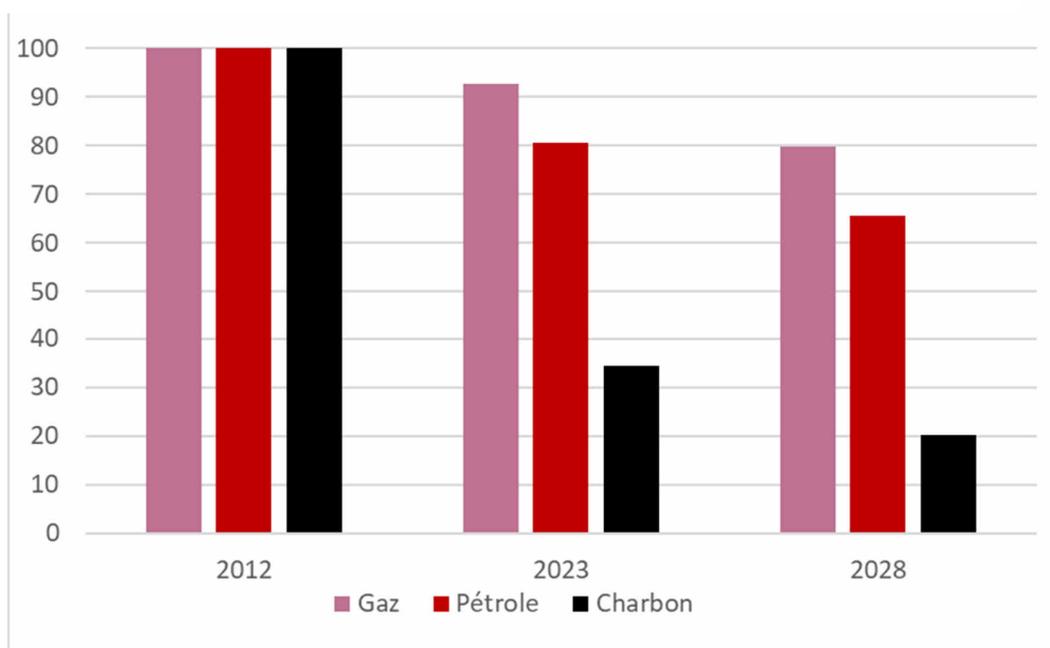


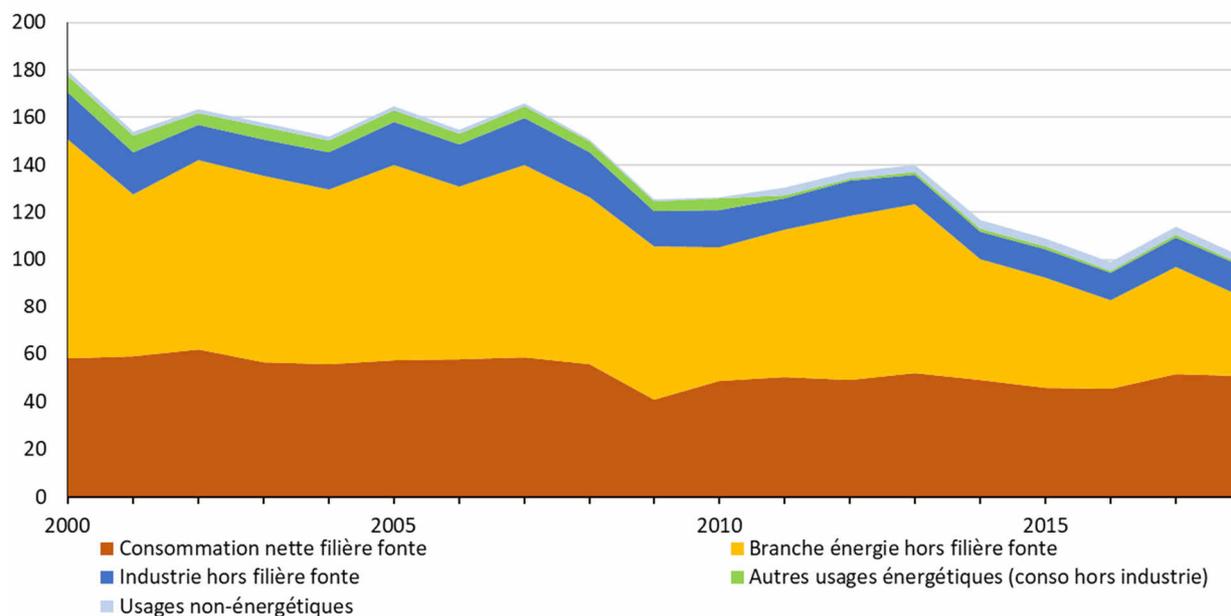
Figure 55: Evolution à venir de la consommation primaire d'énergie fossile suite à la mise en œuvre de la PPE (indice base 100 en 2012), scénario de référence



4.3.2.1. La consommation primaire de charbon

Après un niveau historiquement bas en 2016, à 100 TWh, la consommation (corrigée des variations climatiques) était repartie à la hausse en 2017. Elle renoue avec sa tendance de long terme en 2018, en se repliant à 99 TWh. Depuis 2014, la filière fonte constitue le principal secteur d'activité consommateur de charbon en France, avec, en 2018, 48 % de la consommation totale. Elle est suivie par celui de la production d'électricité et de chaleur, qui ne représente plus que 30 % de la consommation (contre 48 % en 2012), avec une baisse particulièrement forte en 2018 (- 29 % sur un an). La consommation finale (essentiellement celle de l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux) représente, quant à elle, 16 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2018, en hausse d'un point et demi sur un an (le solde correspondant à l'écart statistique).

Figure 56 : Consommation primaire de charbon (hors écart statistique) corrigée des variations climatiques (en TWh).
 Source : calcul SDES, d'après EDF, Uniper France Power, FFA, Insee, Douanes, COCIC et SNCU



La consommation totale de charbon dérivé (principalement du coke) de l'industrie est estimée en 2018 à 30°TWh. 87 % de ces usages sont concentrés dans la sidérurgie.

Le Grand Est et le Nord-Pas-de-Calais regroupent plus de la moitié des industries utilisatrices de charbon. La France métropolitaine compte en effet 126 sites industriels consommant du charbon répartis sur 11 régions : la région Grand Est (39 sites), Hauts-de-France (29) et l'Auvergne-Rhône-Alpes (20). Les autres régions regroupent moins de 10 sites industriels consommant du charbon chacune.

Secteurs industriels	Consommation totale	Matière première	Energie
Sidérurgie	30,9	8,7	22,1
Chimie (y compris plasturgie)	5,8	-	5,8
Industrie agro-alimentaire	3,9	-	3,9
Matériaux non métalliques (verre, ciment, tuiles, briques, etc.)	3	-	3
Construction mécanique, électronique et travail des métaux (dont fonderie)	1,6	0,2	1,4
Papier, carton	0,2	-	0,2
Automobile et construction aéronautique	0,07	-	0,07
Matériaux non ferreux	0,02	0,01	0,01
Total	45,4	8,9	36,5

Consommation charbon par type d'industrie et par usage

Année de constat 2016, Énergie finale (TWh), Source : Ademe (2019), d'après Ceren.

Usages du charbon dans l'industrie

Pour les enjeux chaleur, il existe d'ores et déjà des alternatives possible d'utilisations de déchets ou de biomasse pour les besoins industriels. Pour les industriels du ciment et du plâtre, compte tenu des contraintes en termes de température, des déchets pourraient être valorisés à hauteur de 80 % des besoins. De la biomasse, des combustibles solides de récupération (CSR) ou du biogaz pourraient être valorisés dans les autres industries dont l'agroalimentaire, le papier carton, sucre, séchage de la betterave et de la luzerne.

L'augmentation de la part d'énergies renouvelables et de récupération dans les réseaux de chaleur urbain ou alimentant des plateformes industrielles pourrait également réduire la consommation de charbon.

Le procédé industriel de la sidérurgie mutualise l'utilisation de charbon **comme combustible et comme agent chimique**⁷⁰. Dans ce secteur, il n'existe pas encore de méthodes opérationnelles pour substituer massivement le charbon. Différentes solutions sont testées pour réduire la consommation de charbon, réutiliser le CO₂ émis ou le stocker. Le recyclage de l'acier est également une piste importante puisque l'usage d'acier usagé permet de substituer de la fonte produite au haut fourneau et donc de réduire la

70 L'acier est fabriqué à partir de la combustion dans un haut-fourneau de minerai de fer et de coke.

consommation de minerai de fer et de charbon. La substitution intégrale du charbon implique de trouver un agent réducteur alternatif au carbone dans le processus de fabrication de l'acier. Des technologies de production sans charbon par hydrogène et par électrolyse sont en cours de recherche et développement.

Pour toutes ces industries, l'amélioration de l'efficacité énergétique, notamment la récupération de la chaleur fatale, est également à intégrer.

Usages non-énergétiques du charbon

L'industrie consomme aujourd'hui une importante quantité de ressources fossiles pour des usages non-énergétiques. En particulier, la fabrication de plastique dans la chimie requiert du naphtha, la production d'engrais de l'hydrogène produit à partir de gaz naturel réformé, la sidérurgie du charbon dans la fabrication d'acier. Pour le charbon, cela représente une consommation équivalente de 3,4 TWh en 2018 d'après le bilan de l'énergie.

Usages énergétiques du charbon dans le résidentiel

On compte 10 réseaux de chaleur fonctionnant au charbon : leur consommation était en 2016 de 238 575 tonnes de charbon, soit l'équivalent d'environ 1,9 TWh soit 6 % des entrants.

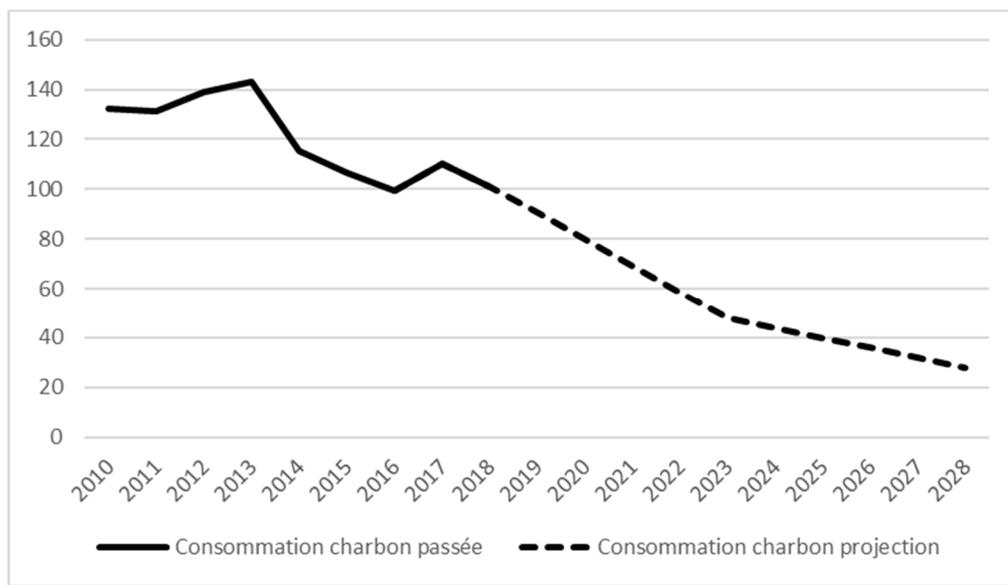
Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, poursuivent leur déclin et ne représentent plus que 5 % du bouquet énergétique des réseaux de chaleur (contre 60 % en 1990).

La consommation de charbon dans le résidentiel est estimée à 0,31 TWh. Cette consommation est équivalente à 20 000 logements. L'ANGDM (Agence Nationale pour la Garantie des Droits des Mineurs) estime que la région Haut-de-France concentre la grande majorité de logements chauffés au charbon principalement en raison de son passé minier et industriel. Le recours au charbon comme énergie de chauffage y représenterait 3 % des logements. L'ANDGM a en particulier identifié entre 500 et 1000 ménages qui se chauffent essentiellement au poêle à charbon. Ce sont d'anciens mineurs ou veuves de mineurs. L'ANGDM estime que la part de charbon dans les logements collectifs diminue en raison des opérations de conversion qui sont menées.

Compte tenu du fait que la grande majorité des ménages utilise un poêle à charbon et non une chaudière, les technologies de substitution les plus accessibles sont les poêles à bois ou à granulés, les radiateurs électriques ou les PAC air-air. Pour des raisons de coûts à l'investissement et à l'usage, il est proposé de donner la priorité au remplacement des chauffages à charbon par des poêles biomasse.

L'intégration des mesures présentées ici dans le scénario énergétique permet d'obtenir la décroissance reportée dans la figure ci-dessous. Le scénario n'est pas sensible aux différences de situations macro-économiques.

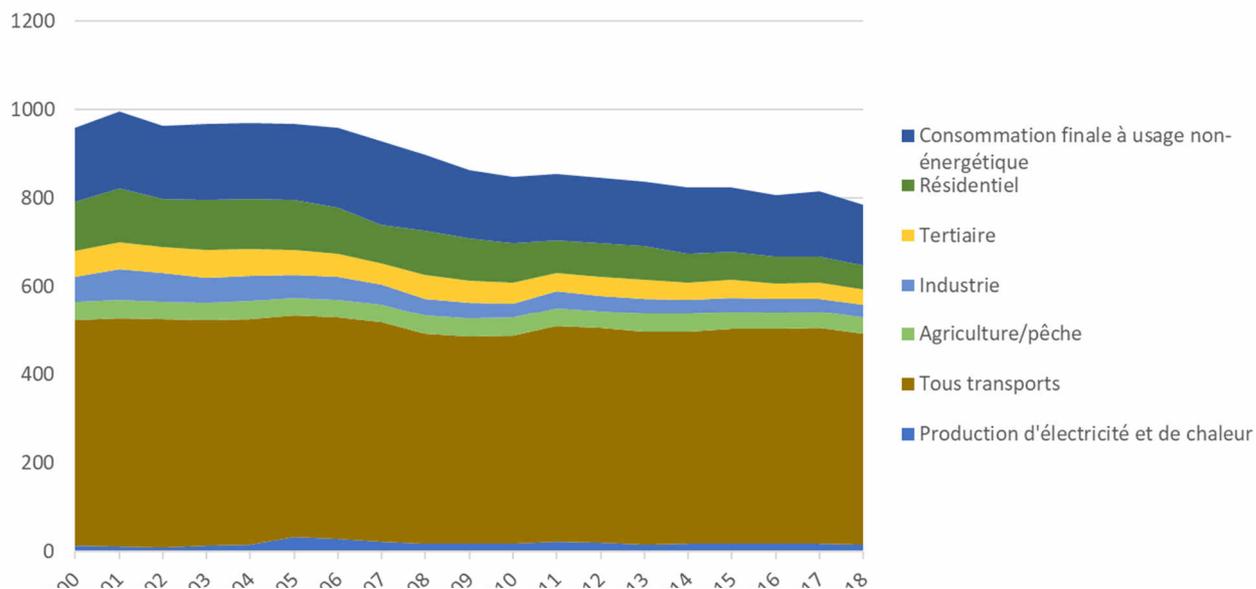
Figure 57: Evolution passée (2010-2018) et à venir (2019-2028) de la consommation primaire de charbon suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)



4.3.2.2. La consommation primaire de pétrole

En 2018, la consommation intérieure de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s’est établit à 785 TWh, en baisse de 3,6 %. L’année 2018 s’inscrit dans la tendance baissière de long-terme amorcée au début des années 2000 (voir la figure ci-dessous).

Figure 58: Consommation totale de produits pétroliers raffinés par secteur (hors biocarburants) (TWh)

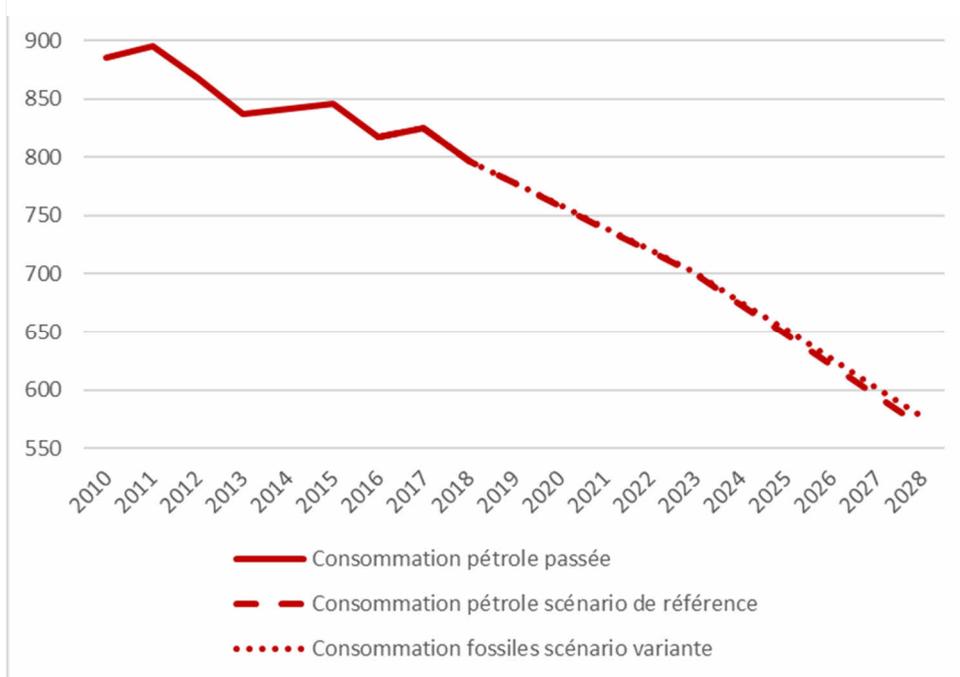


Source : calculs SDES, d’après CFBP, Citepa, CPDP, DGDDI, DGEC, DGFIP, DPMA, EDF, Insee, LyondellBasell, Ministère des Armées, SFIC, SNCF, SNCU, SSP, Uniper

Le pétrole est l'énergie fossile à l'origine du plus d'émissions de gaz à effet de serre après le charbon, lors de son utilisation. La réduction de son utilisation est donc un enjeu important. L'objectif est de remplacer un million de chaudières individuelles au fioul d'ici fin 2023 et 3 millions en 2028. Les mesures de maîtrise de la demande en énergie sectorielles vont jouer sur la baisse de la demande en pétrole, et notamment la contribution carbone ainsi que toutes les mesures prises pour réduire la consommation d'énergie dans les transports. Certaines mesures spécifiques sont également prévues et viennent les compléter.

L'intégration des mesures présentées ici dans le scénario énergétique permet d'obtenir la décroissance reportée dans la figure ci-dessous. La figure présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation primaire de produits pétroliers, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

Figure 59: Evolution passée (2010-2018) et à venir (2019-2028) de la consommation primaire de pétrole suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

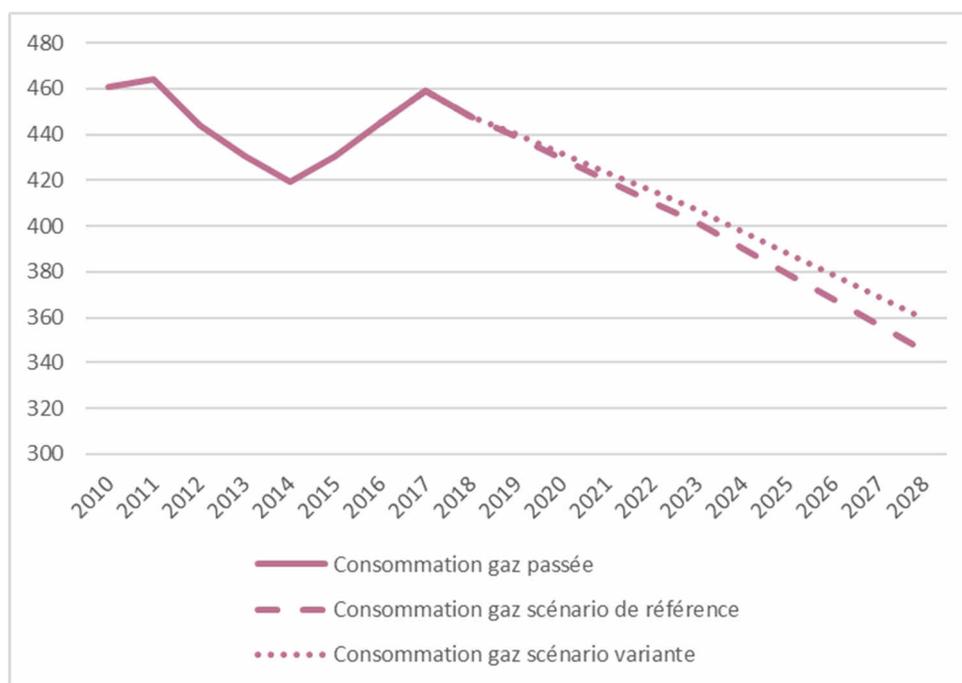


4.3.2.3. La consommation primaire de gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie fossile qui, à ce titre, devra être supprimée du mix énergétique de 2050. C'est cependant l'énergie fossile qui émet le moins de gaz à effet de serre, ce qui explique que le report temporaire de certains usages du charbon ou du pétrole vers du gaz naturel est une amélioration relative. Cela explique qu'il n'y a pas de mesures particulières pour la réduction du gaz naturel. La demande de cette énergie devrait être réduite du fait des mesures de maîtrise de la demande, notamment dans le bâtiment. Les résultats des scénarios de demande du gaz naturel sont portés dans le tableau ci-dessous.

Les opérations de maîtrise de l'énergie devraient permettre de faire évoluer la consommation finale de gaz naturel de la manière reportée sur la figure ci-dessous. La figure présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation primaire de gaz naturel, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

Figure 60: Evolution passée (2010-2018) et à venir (2019-2028) de la consommation primaire de pétrole suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)



4.3.3. Potentiel actuel pour l'utilisation de la cogénération à haut rendement et de système de chauffage et de refroidissement urbains

En application de l'article 14 et de l'annexe VIII de la directive 2012/27/UE, la France a transmis à la Commission européenne une analyse de son potentiel pour l'utilisation de la cogénération à haut rendement et de réseaux efficaces de chaleur et de froid. Cette analyse reste d'actualité et sera mise à jour conformément à la directive 2012/27/UE d'ici le 31/12/2020. Elle est disponible sur le site du ministère de la transition écologique et solidaire⁷¹.

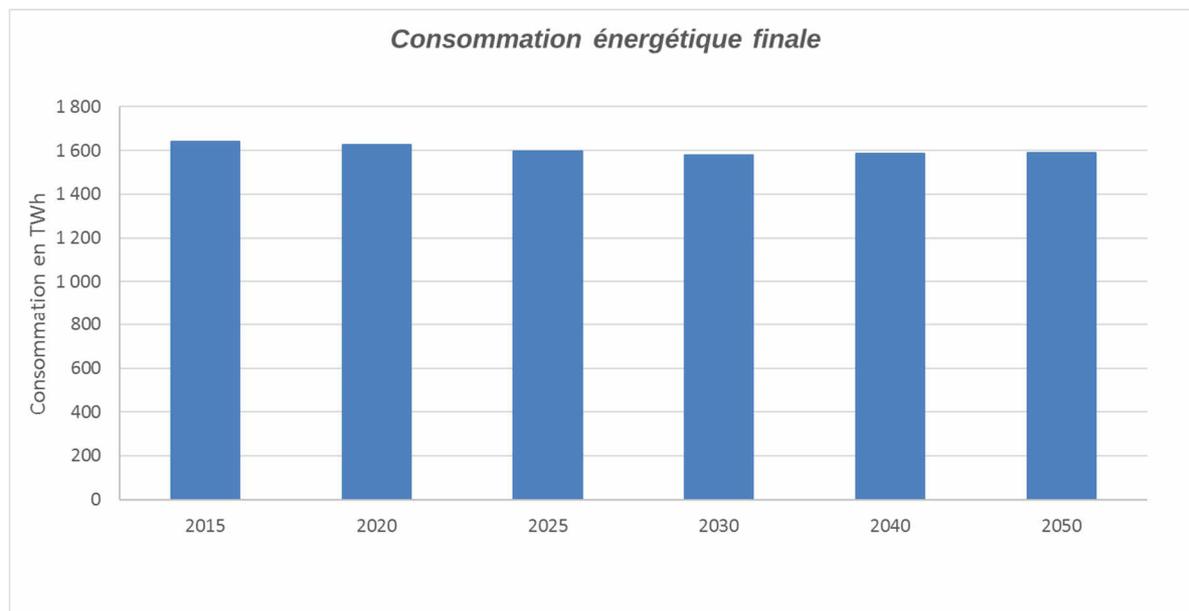
4.3.4. Projections sur la base des politiques, mesures, programmes existants en matière d'efficacité énergétique pour la consommation d'énergie primaire et finale de chaque secteur au moins jusqu'en 2040 (y compris pour l'année 2030)

Les projections de consommations d'énergie jusqu'en 2050, sur la base des politiques et mesures existantes en 2018, n'ont été réalisées que pour la consommation énergétique finale. Elles conduisent à une évolution de la consommation énergétique finale de 1641 TWh (141,1 Mtep) en 2015 à 1589 TWh (136,6 Mtep) en 2050, soit une diminution de 3,2%. Toutefois, après avoir atteint un minimum en 2030 à 1580 TWh (135,9 Mtep) soit une baisse de 3,7% par rapport à 2015, la consommation repart à la

⁷¹Site internet : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/besoins-chaleur-et-froid>

hausse avec l'estompage de l'effet des mesures dans le temps. Ainsi, elle atteint la valeur de 1584 TWh (136,3 Mtep) en 2040.

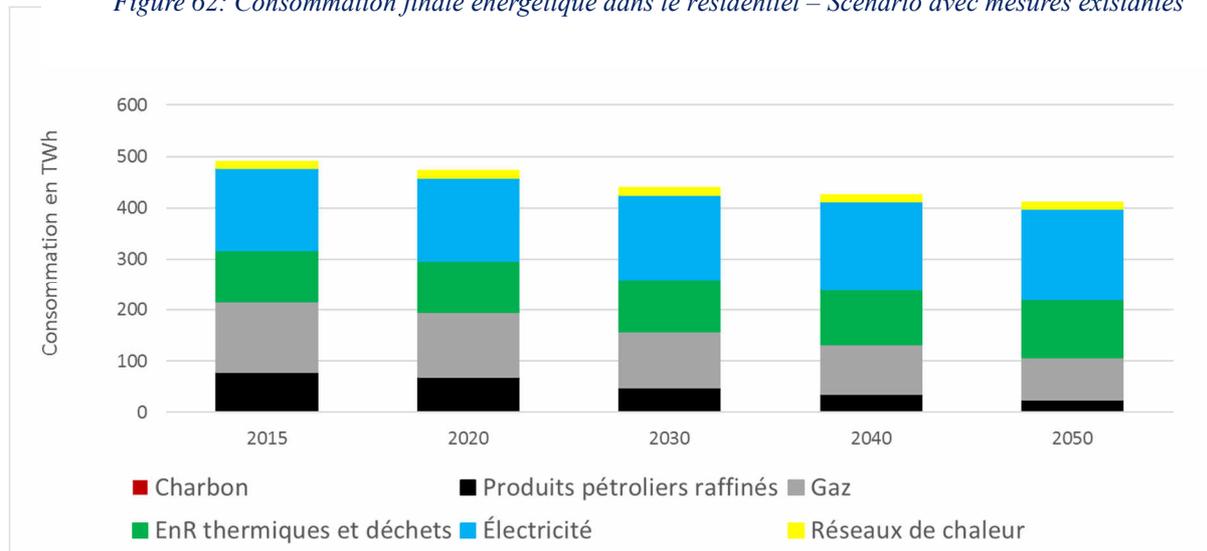
Figure 61: Consommation finale énergétique – Scénario avec mesures existantes



4.3.4.1. Secteur résidentiel

La consommation d'énergie finale dans le résidentiel connaît une baisse continue jusqu'en 2050 bien que fortement ralentie à partir de 2030 avec la baisse de l'efficacité des mesures. Elle passe ainsi de 490 TWh en 2015 (42,2 Mtep) à 410 TWh (35,2 Mtep) en 2050 soit une baisse de 16% sur la période, avec des valeurs intermédiaires de 439 TWh (37,7 Mtep) en 2030 et 424 TWh (36,5 Mtep) en 2040.

Figure 62: Consommation finale énergétique dans le résidentiel – Scénario avec mesures existantes

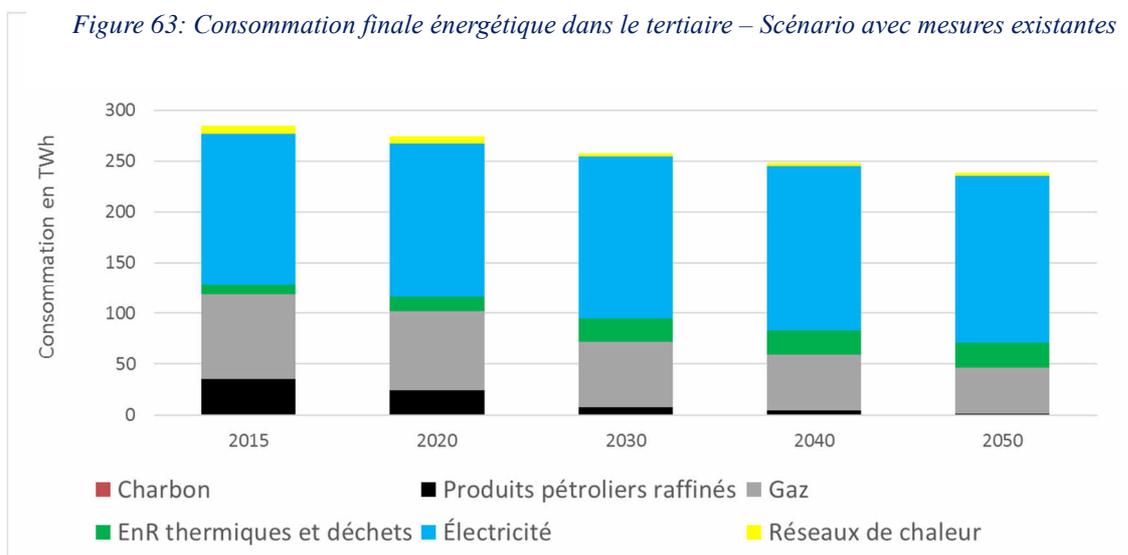


4.3.4.2. Secteur tertiaire

La consommation d'énergie finale dans le tertiaire connaît une baisse continue jusqu'en 2050. Elle passe ainsi de 285 TWh en 2015 (24,5 Mtep) à 238 TWh (20,5 Mtep) en 2050 soit une baisse de 16% sur la

période, avec des valeurs intermédiaires de 258 TWh (22,2 Mtep) en 2030 et 248 TWh (21,3 Mtep) en 2040.

Figure 63: Consommation finale énergétique dans le tertiaire – Scénario avec mesures existantes



4.3.4.3. Secteur transports

Dans ce scénario, la consommation d'énergie finale du secteur des transports passe de 509 TWh (43,8 Mtep) en 2015 à 522 TWh (44,9 Mtep) en 2050, soit une augmentation de 2,6% sur la période. Toutefois, c'est après avoir atteint un minimum en 2030 à 500 TWh (43 Mtep) soit une baisse de 1,7% par rapport à 2015, que la consommation repart à la hausse avec l'estompement de l'effet des mesures dans le temps. Ainsi, elle atteint la valeur de 511 TWh (44 Mtep) en 2040.

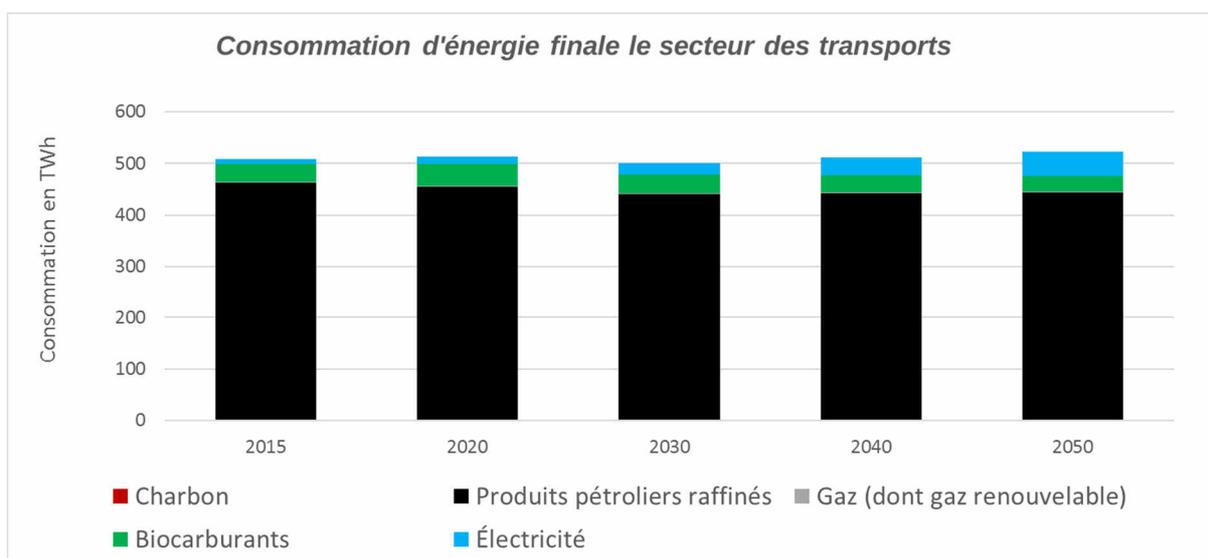


Figure 64 : Consommation finale énergétique dans les transports – Scénario avec mesures existantes

4.3.4.4. Secteur industrie

Le secteur de l'industrie est en hausse continue de 2015 à 2050. La consommation d'énergie finale de l'industrie augmente de 305 TWh (26,2 Mtep) en 2015 à 375 TWh (32,2 Mtep) en 2050, soit une hausse

de 23%, avec des valeurs intermédiaires de 335 TWh (28,8 Mtep) en 2030 et 355 TWh (30,5 Mtep) en 2040.

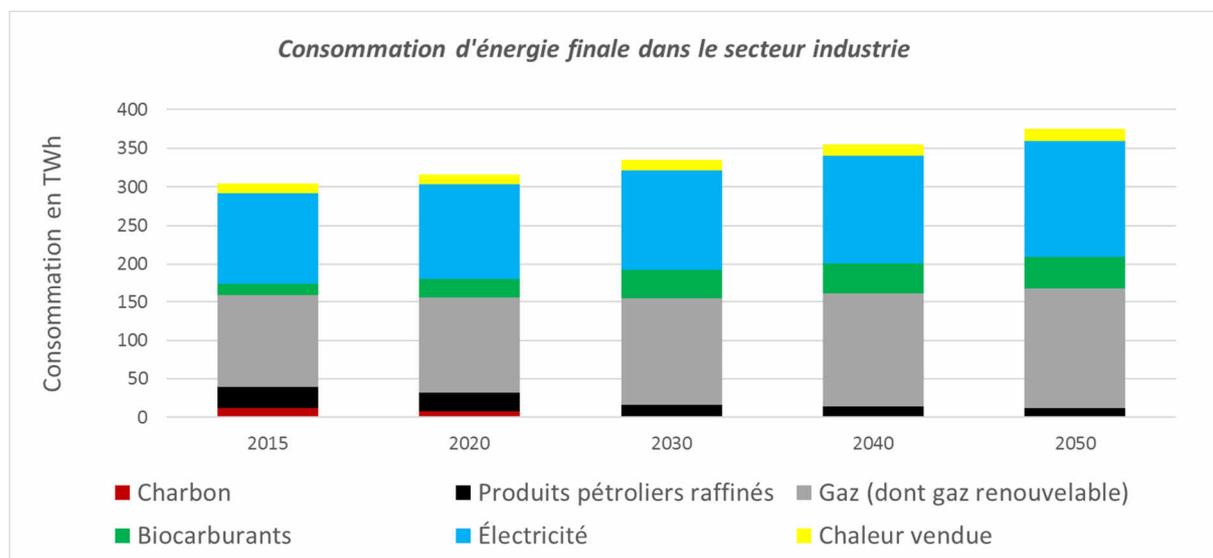


Figure 65 : Consommation finale énergétique dans l'industrie – Scénario avec mesures existantes

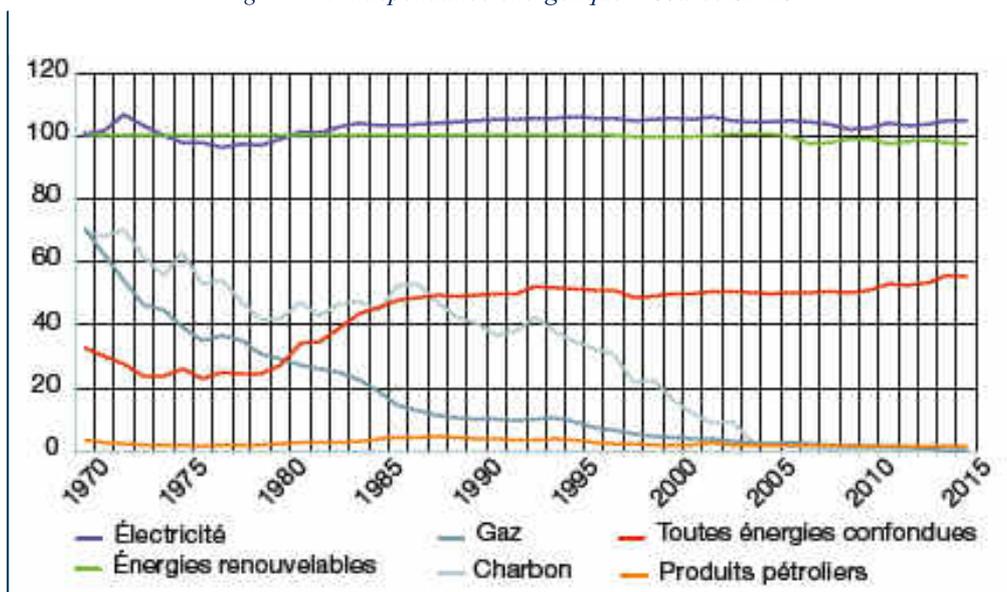
4.3.5. Niveaux optimaux en fonction des coûts des exigences minimales en matière de performance énergétique résultant des calculs nationaux conformément à l'article 5 de la directive 2010/31/UE

En application de l'article 5 de la directive 2010/31/UE, la France a réalisé une étude comparative entre les niveaux optimaux en fonction des coûts des exigences minimales en matière de performance énergétique et les niveaux effectivement fixés. Cette étude a été transmise à la Commission européenne en 2018.

4.4. Dimension « sécurité d'approvisionnement énergétique »

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.

Figure 66: 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.

Les évolutions du parc de production vont avoir des impacts sur la sécurité d'approvisionnement qu'il faut anticiper.

4.4.1. Le pétrole

La 4.4.1.1. La production de pétrole brut sur le territoire français

La production nationale d'hydrocarbures s'élève à 0,8 Mt en 2018 et ne représente qu'environ 1 % de la consommation nationale. La loi mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels⁷² va conduire à un arrêt progressif de la production nationale à horizon 2040. En 2023 et 2028 la production est estimée respectivement à 0,7 Mt et 0,6 Mt.

Dans un contexte où l'extraction intérieure d'hydrocarbures ne couvre que très faiblement les besoins nationaux, la France est presque totalement dépendante des importations de pétrole pour sa consommation intérieure. Afin de sécuriser son approvisionnement en produits pétrolier, la France diversifie les régions d'importation en pétrole brut. En 2018, ces dernières provenaient du Proche-Orient

72. Loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, disponible sur <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.docidTexte=JORFTEXT000036339396&dateTexte=&categorieLien=id>

(25 %), Russie (14%) et Kazakhstan (15,5%), Afrique (33,1%)), Norvège (5,6%)

4.4.1.2. Le raffinage

En France, le secteur du raffinage a été marqué par la fermeture de plusieurs installations au début des années 2010. La France métropolitaine ne compte désormais plus que sept raffineries transformant du pétrole brut en métropole. Elles ont une capacité annuelle de raffinage d'environ 62 Mt de pétrole brut par an. Elles sont alimentées principalement par voie maritime ou par oléoducs. En dehors de la fabrication de carburants et de combustibles, le raffinage permet la fabrication de produits non énergétiques comme les lubrifiants ou le bitume. Le raffinage a aussi une importance toute particulière pour approvisionner l'industrie pétrochimique.

En 2018, la production nationale de produits finis, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 55 Mt. Les raffineries françaises produisent principalement du gazole (35 % du total de la production en 2018), des supercarburants (20 %), du fioul lourd (10 %), et des produits non énergétiques (15 %). Le fioul domestique et le kérosène représentent chacun 8 % du total de la production nationale de produits raffinés, le GPL 3 % et l'ensemble des autres produits 2 %. Cette répartition est stable ces dernières années.

Les raffineurs doivent s'adapter en permanence afin de répondre à la demande tout en améliorant la performance environnementale et l'efficacité énergétique de l'outil industriel.

Le raffinage contribue à l'emploi en France dans le secteur de l'énergie : ses activités représentent autour de 7 000 emplois directs, auxquels s'ajoutent environ 30 000 emplois indirects.

Par ailleurs, le gouvernement français est soucieux non seulement de limiter la consommation en énergie fossile mais aussi d'importer de préférence les énergies fossiles ayant le moins d'impact environnemental.

L'article 8 de la loi « hydrocarbures » prévoit que le Gouvernement présente au Parlement un rapport sur l'origine des hydrocarbures importés et consommés en France. Ce rapport doit étudier l'impact environnemental de l'extraction et du raffinage des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels, et en particulier :

- classer les empreintes environnementales des étapes d'extraction et de raffinage de pétrole ;
- identifier les critères de variabilité des émissions de gaz à effet de serre associées à l'extraction et au raffinage de pétrole ;
- apprécier la faisabilité de différencier les produits pétroliers en fonction de l'origine des bruts dont ils sont issus ;
- proposer des pistes de progression quant à la mesure des émissions de gaz à effet de serre liées à l'extraction de pétrole et à la traçabilité des flux physiques d'hydrocarbures.

4.4.1.3. Enjeux locaux : stocks intermédiaires et stations-services

Les hydrocarbures assurent aujourd'hui près de 90% de la consommation énergétique du secteur des transports. Les estimations prévisionnelles de la consommation en produits pétroliers annoncent une diminution de près de 25 % en 2028 par rapport à la consommation actuelle. Il convient de rester vigilant pour permettre l'adaptation de la logistique pétrolière dans un souci de garantie de la sécurité d'approvisionnement : la diminution de la consommation rendra difficile la conservation de l'ensemble du maillage des dépôts secondaires nécessaires à un approvisionnement de qualité.

Seuls les dépôts les plus rentables seront aptes à se maintenir en activité, entraînant ainsi une concentration d'activité dans ces dépôts. 200 dépôts principaux sont comptabilisés aujourd'hui et il existe un risque d'une forte diminution en cas de diminution de consommation. Le lancement d'études pour avoir une vision prospective du maillage des dépôts pétroliers et de son niveau minimum s'inscrit dans la logique de sécurité d'approvisionnement.

Il est nécessaire de conserver un maillage géographique suffisant :

- pour garantir la sécurité des approvisionnements. En effet, une trop forte concentration des complexes de stockage entraîne des risques de pénurie pour le consommateur en cas d'inaccessibilité à l'un de ces sites, les autres ne pouvant supporter l'activité du site manquant ou les élongations de temps de trajet ne permettant plus d'assurer un flux d'approvisionnement adapté ;
- pour garantir une proximité entre les lieux de stockage et ceux de consommations afin d'éviter l'augmentation du nombre de camions citernes circulant sur les routes pour la distribution des carburants.

Par ailleurs, les règles en matière de prévention des risques rendent difficile la création de nouvelles capacités de stockage dans les dépôts les plus compétitifs. Les capacités de stockage perdues dans les dépôts fermés ne pourront pas facilement être redéployées ailleurs.

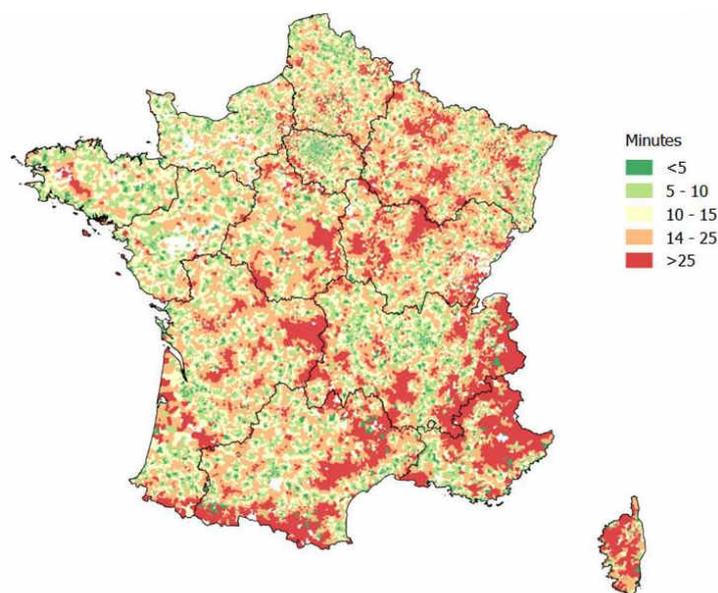
Ce sujet nécessite donc une attention particulière.

Le nombre de stations-service françaises a diminué de près de 75 % entre 1980 et 2017. Néanmoins la France possède encore un nombre de stations-service assurant une desserte efficace du territoire national. Les ventes de carburants se concentrent de plus en plus sur des stations ayant un important débit, en particulier celles détenues par des grandes et moyennes surfaces (GMS). La répartition géographique des stations sur le territoire est satisfaisante pour la majorité des citoyens :

- 90% des ménages accèdent à une station en moins de 20 minutes et 16 km ;
- 50% en moins de 6 min et 3 km ;
- En moyenne, un ménage met 9 min 20 pour accéder à une station ;
- Moins de 2,5 % des ménages ont une station-service à plus de 30 km.

Le temps moyen d'accès à une station-service par département est retenu comme indicateur pour suivre l'évolution du maillage. 90% des particuliers doivent avoir un temps d'accès inférieur à 25 minutes. En 2018 moins de 4,3% des ménages ont plus de 25 min de trajet.

Figure 67: Temps de parcours domicile – stations-services (Maille IRIS), Source DGEC



4.4.2. Le gaz

4.4.2.1. État des lieux et perspectives de la production nationale de gaz naturel

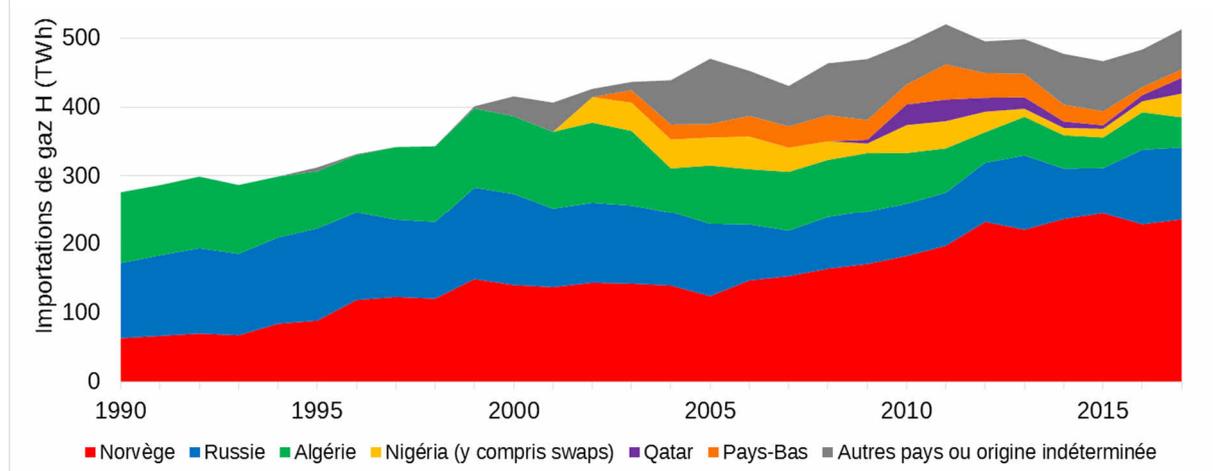
La France dispose de peu de ressources conventionnelles de gaz naturel sur son territoire. L'exploitation commerciale du gisement de Lacq, le principal gisement de gaz naturel français, est aujourd'hui limitée et sa production n'est, depuis 2013, plus injectée dans le réseau mais directement consommée sur site. La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 prévoit par ailleurs l'arrêt progressif de la recherche et de l'exploitation de nouvelles ressources.

4.4.2.2. Approvisionnement en gaz naturel

En l'absence de production nationale significative, l'approvisionnement en gaz naturel repose sur des importations. Deux types de gaz naturel sont distribués en France par le biais de réseaux distincts, à savoir le gaz à haut pouvoir calorifique ou gaz H pour 90 % de la consommation et le gaz à bas pouvoir calorifique ou gaz B. Afin d'assurer un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en gaz H, la France s'est dotée d'une infrastructure comprenant cinq interconnexions permettant de réaliser des importations et quatre terminaux méthaniers. Cette infrastructure permet ainsi un accès à des sources diversifiées de gaz naturel.

La Norvège est le fournisseur principal de gaz naturel de la France, fournissant près de la moitié des importations françaises de gaz H (43 % en 2018). Le reste des importations présente une bonne diversification entre différents fournisseurs : la Russie (22 % des importations de gaz H en 2018), l'Algérie (8 %), le Nigeria (7 %) ou le Qatar (3 %). Les interconnexions et les terminaux méthaniers permettent par ailleurs d'avoir accès à d'autres fournisseurs de moindre importance, ainsi qu'à du gaz à l'origine plus difficilement traçable provenant des marchés internationaux du gaz naturel, sous forme gazeuse ou liquéfié.

Figure 68: Origine des importations françaises de gaz naturel à haut pouvoir calorifique depuis 1990 (source : SOeS et GRTgaz)



S'il reste diversifié, l'approvisionnement de la France a connu ces dernières années une concentration sur la Norvège et la Russie, ces deux pays représentant aujourd'hui près de 70% des importations, contre environ 50% au début de la décennie. Cette évolution est également perceptible au niveau des infrastructures : plus de 80% des importations de gaz naturel passent aujourd'hui par trois interconnexions situées dans le nord-est de la France.

Les importations françaises de gaz naturel seront marquées dans le futur par la baisse de la production européenne de gaz qui devra être compensée par une hausse des importations par gazoduc en provenance de pays non européens, et sous forme liquéfiée (GNL). En effet, la Norvège, devrait connaître un plateau de production entre 2020 et 2030. Le déclin de la production européenne, notamment aux Pays-Bas, devrait s'accélérer. Cette baisse de la part des producteurs européens pourrait être compensée par une augmentation des importations de gaz russe ou de GNL, en fonction notamment de la compétitivité relative de ces deux types d'approvisionnement. L'infrastructure gazière française semble en mesure d'absorber chacun de ces deux scénarios prospectifs.

Les opérateurs gaziers s'approvisionnent en gaz naturel, soit de gré à gré avec un producteur via des contrats de moyen et de long terme, soit par le biais d'achat sur des places de marché. Les contrats de long terme, qui durent généralement entre 15 et 25 ans, permettent tant aux acheteurs de sécuriser leurs approvisionnements qu'aux producteurs de sécuriser des débouchés, par les clauses de « take or pay », sur une période définie de manière à amortir les investissements dans les activités d'exploration, de développement des champs gaziers, de production et de transport.

En 2018, la majorité de l'approvisionnement de la France en gaz naturel était assurée par le biais de contrats de long terme prévoyant une livraison sur le réseau national. Une part significative de ces contrats arrivera à échéance sur la période de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. La structure de l'approvisionnement de la France est donc susceptible d'évoluer en fonction de la faculté et de l'intérêt qu'auront les fournisseurs actifs sur le marché français à renouveler leurs contrats de long terme actuels et à en conclure de nouveaux. L'intérêt croissant des fournisseurs pour des achats flexibles sur les places de marché et leur préférence pour des livraisons de gaz aux frontières de l'Union européenne, de manière à profiter plus facilement d'opportunités prix au sein du marché intérieur européen, pourraient conduire à une baisse de la part des approvisionnements assurés par des contrats de long terme prévoyant une livraison sur le réseau français.

Encadré 6 : Impact environnemental du gaz naturel importé

Pour être injecté dans le réseau français, le gaz naturel doit respecter des normes, notamment en matière de composition. Celles-ci sont applicables à toutes les sources de gaz. Ainsi, le gaz naturel consommé en France émet lors de sa combustion une quantité similaire de gaz à effet de serre, quelles que soient son origine et sa méthode d'extraction.

L'impact environnemental associé à la consommation de gaz naturel ne se limite toutefois pas à sa combustion. Il convient en effet de prendre également en compte sa production et son transport jusqu'en France.

La production de gaz naturel est à l'origine d'impacts environnementaux, de consommation d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre variables en fonction des gisements. Ces variations dépendent notamment des méthodes employées pour la production, de la qualité du gaz extrait et des conditions climatiques. Cette problématique des impacts environnementaux associés à la production de gaz naturel est particulièrement discutée pour la production non-conventionnelle aux États-Unis, dont la forte croissance ouvre des perspectives d'exportation à destination de l'Europe sous forme de GNL.

Le transport de gaz naturel est également à prendre en compte. Pour le transport sous forme de GNL, les opérations de liquéfaction et de regazéification nécessitent de l'énergie et ont donc un impact significatif en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Le transport de gaz naturel par gazoduc nécessite aussi de l'énergie pour faire fonctionner les compresseurs qui mettent le gaz en mouvement. Des fuites de méthane peuvent également avoir lieu lors du transport, cette problématique étant notamment soulevée pour le transport du gaz naturel dans le réseau de transport russe.

Conformément aux dispositions de l'article de la loi n° 2017-1839 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures, il est prévu l'élaboration d'un rapport évaluant l'impact environnemental du gaz naturel mis à la consommation en France en fonction notamment de son origine, du type de ressource et de ses conditions d'extraction et de transport.

Les outils permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel peuvent être classés en trois grandes catégories :

- Des obligations pesant sur les acteurs gaziers, en particulier les fournisseurs ;
- Des outils permettant de dimensionner le système gazier dans une vision prospective ;
- Des mesures de sauvegarde en cas de crise gazière.

4.4.2.3. Les obligations pesant sur les acteurs gaziers

Obligations de continuité de fourniture

Les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation d'assurer la continuité de fourniture pour tous leurs clients, à l'exception des clients ayant un contrat interruptible, au niveau correspondant à l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation d'être en mesure d'assurer la continuité de fourniture de ces mêmes consommateurs, y compris en cas de disparition pendant six mois au maximum de la principale source d'approvisionnement dans des conditions météorologiques moyennes. La fourniture de gaz sur le marché français est soumise à autorisation ministérielle. Des justifications permettant de vérifier le respect des obligations de continuité de fourniture peuvent être demandées à l'occasion de la mise à jour annuelle des autorisations de fourniture.

Obligations de diversification

Au-delà d'une certaine part de marché, un fournisseur de gaz naturel est tenu de diversifier les points d'entrée de son approvisionnement sur le territoire national. Les modalités de cette obligation sont précisées à l'article R. 121-1 du code de l'énergie. Afin de ne pas pénaliser les nouveaux entrants, cette mesure ne s'applique pas en dessous de 5 % de parts de marché.

Obligations visant la continuité d'acheminement

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel doivent dimensionner leurs infrastructures de manière à pouvoir assurer l'acheminement du gaz naturel au niveau correspondant à l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

Les opérateurs d'infrastructures sont également tenus, au titre des obligations de service public, de faire connaître à l'avance les dates d'indisponibilité de leurs ouvrages afin de permettre aux fournisseurs d'assurer la continuité de fourniture.

4.4.2.4. Le cas particulier du gaz naturel à bas pouvoir calorifique

Les consommateurs de gaz naturel d'une grande partie de la région Hauts-de-France sont alimentés, par le biais d'un réseau distinct, en gaz naturel à bas pouvoir calorifique, dit gaz B. La totalité du gaz B est importée des Pays-Bas, la grande majorité de celui-ci étant issue du gisement de Groningue.

Après plus de cinquante années d'exploitation, ce champ gazier majeur est aujourd'hui entré dans une phase de déclin. Par ailleurs, suite au constat d'une augmentation de la fréquence et de l'intensité de l'activité sismique autour du gisement de Groningue, dans une zone jusqu'ici classée comme asismique, le gouvernement néerlandais a annoncé une réduction du plafond de production du gisement et un arrêt des exportations de gaz B à compter de 2029.

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 1,3 millions de consommateurs de gaz B, une conversion progressive du réseau au gaz H est lancée. Il s'agit d'une opération de grande ampleur qui nécessite des aménagements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi que des interventions sur chaque site de consommation pour contrôler la possibilité des différents appareils à gaz (chaudières, chauffe-eaux, gazinières, fours et équipements industriels...) à être alimentés en gaz H. Certains appareils devront être réglés, adaptés, voire dans certains cas remplacés, pour garantir la sécurité des personnes et des biens.

L'opération de conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique a débuté en 2018 pour s'achever au plus tard en 2029. Elle sera réalisée par portion successive du réseau de gaz B. Au regard du risque de décroissance plus rapide que prévu des livraisons de gaz B à la France, une accélération de l'opération de conversion sera recherchée.

4.4.2.5. Le dimensionnement du système gazier, le stockage

Le dimensionnement actuel du système gazier permet d'assurer l'approvisionnement des consommateurs français. Compte tenu des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il sera recherché une optimisation de l'utilisation des infrastructures actuelles, voire une réduction de celles-ci. Cette optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes concerne tout particulièrement les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel. L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit pour cela la définition dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie des infrastructures de stockage qui garantissent la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme.

Sur la période couverte par la présente Programmation pluriannuelle de l'énergie, il n'est pas attendu de bouleversement des infrastructures d'importation de gaz naturel. L'incertitude quant à l'utilisation future du terminal de Fos Tonkin, en l'absence éventuelle de nouvelle souscription de capacités par les fournisseurs de gaz naturel, ne modifie pas les capacités d'importation de gaz naturel liquéfié sur la façade méditerranéenne, qui peuvent être assurées en totalité par le seul terminal de Fos Cavaou.

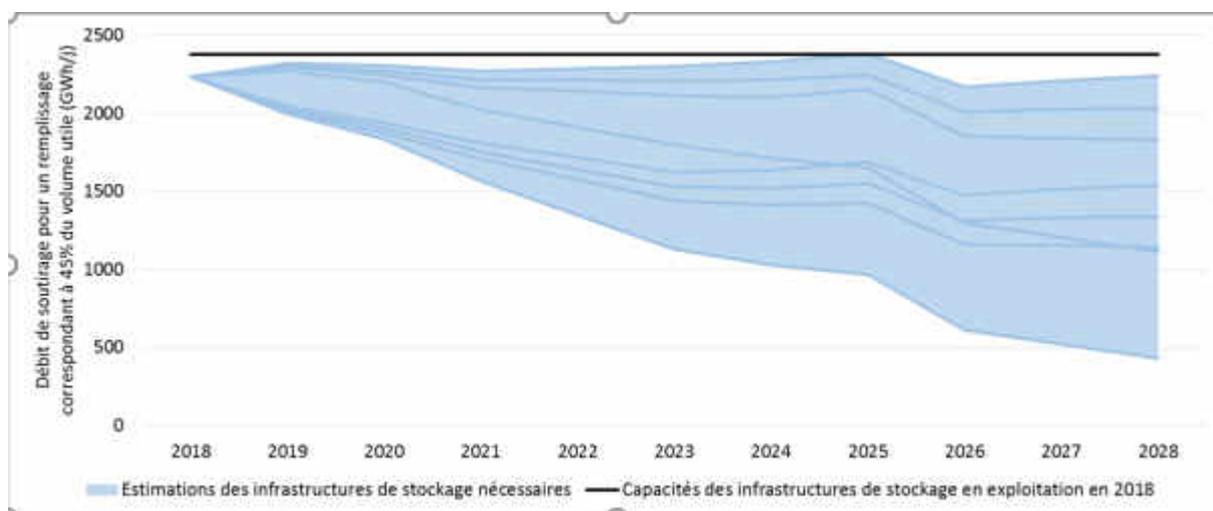
La principale évolution attendue du système gazier concerne la conversion progressive du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (dit gaz B) au gaz à haut pouvoir calorifique (dit gaz H). Le déroulement de cette conversion impose de dédier jusqu'en 2025 la totalité de l'infrastructure de stockage de Gournay au stockage de gaz B, en dépit de la baisse progressive des consommateurs alimentés avec cette qualité de gaz. Le devenir des deux conduites composant le point d'interconnexion de Taisnières B est aujourd'hui incertain, entre conversion pour le transport de gaz H et abandon.

Sur la période couverte par la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel continueront à jouer un rôle essentiel pour assurer la continuité d'acheminement sur les réseaux, tout particulièrement en cas de poursuite d'une concentration des approvisionnements depuis le nord-est de la France, par le biais de la constitution de stocks de gaz naturel en aval des fronts de congestion potentiels. Ils continueront également à être nécessaires pour assurer la capacité du système gazier à satisfaire la demande à hauteur de l'objectif de sécurité d'approvisionnement, et sans fragiliser le transport de gaz naturel vers d'autres Etats membres de l'Union européenne ou la Suisse.

La programmation pluriannuelle de l'énergie confirme les perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il existe cependant une incertitude sur le rythme de cette baisse. Par ailleurs, l'apport des terminaux méthaniers lors d'une pointe de froid ne dépend pas que des capacités d'émission, mais également du niveau remplissage des cuves, qui a fortement varié au cours des dernières années, et pour lequel des perspectives de fluctuation doivent être prises en compte. Si les articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie consacrent l'objectif d'un développement de l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel, le potentiel de ce développement est aujourd'hui difficile à estimer.

L'identification des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme a été réalisée en intégrant ces incertitudes lors des analyses des besoins potentiels pour assurer l'acheminement sur le réseau de transport de gaz naturel et la capacité du réseau à satisfaire la demande.

Figure 69: Estimation des capacités de stockage souterrain nécessaires pour assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande, y compris gaz B et stock de sécurité



Sur les 10 années à venir, il n’y a pas de besoin de nouvelle infrastructure de stockage souterrain de gaz naturel ou de remise en activité d’une des trois infrastructures de stockage souterrain actuellement sous cocon. La plage d’incertitude à 2023 implique de conserver en fonctionnement à cet horizon temporel les infrastructures de stockage souterrain actuellement exploitées.

Entre 2019 et 2023, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui doivent rester en activité pour garantir la sécurité d’approvisionnement à moyen et long termes sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2376 GWh/j pour un remplissage correspondant à 45% du volume utile :

Infrastructure	Exploitant	Année de mise en service	Type de stockage
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chemery	Storengy	1968	Aquifère
Étrez	Storengy	1980	Salin
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet / Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne / Hauterives	Storengy	1970	Salin

Installations de stockage de gaz devant rester en activité jusqu’à 2023

Entre 2024 et 2028, les besoins de stockage devraient baisser suite à la fin de la mobilisation de l’infrastructure de Gournay pour le stockage de gaz B, programmée à l’issue de l’hiver 2025-2026. Dans les hypothèses actuelles, à cette échéance, la liste des infrastructures de stockage pourrait être réduite d’une capacité de soutirage correspondant au moins à 140 GWh/j à 45% de volume utile. Compte-tenu des incertitudes rappelées ci-dessus, l’évaluation des volumes nécessaires devra être confirmée en 2023 et la prochaine PPE identifiera les infrastructures de stockage qui ne seraient plus nécessaires pour assurer la sécurité d’approvisionnement en gaz naturel à moyen et long terme.

4.4.2.6. Les mesures de sauvegarde en cas de crise gazière

En cas de crise, et lorsque les mesures préventives ne sont pas suffisantes pour garantir l’approvisionnement en gaz naturel des consommateurs français, des dispositifs spécifiques peuvent être activés :

- la recommandation par les pouvoirs publics de modérer la demande d’énergie ;
- l’activation des contrats d’interruptibilité de la consommation de gaz naturel ;
- en dernier ressort, le délestage de consommateurs par le gestionnaire de réseau auquel ils sont raccordés ;

- un appel à la solidarité européenne si ces mesures ne sont pas suffisantes pour maintenir l’approvisionnement des consommateurs domestiques et des services sociaux essentiels.

L’interruptibilité de la consommation de gaz naturel

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu la possibilité de mettre en œuvre des dispositifs d’interruptibilité par lesquels certains consommateurs s’engagent auprès des gestionnaires de réseau à réduire leur consommation en cas de besoin. Afin de disposer d’une flexibilité correspondant à environ 5% de la consommation en cas de pointe de froid, un développement de l’interruptibilité de la consommation de gaz naturel à hauteur d’au moins 200 GWh/j est envisagé d’ici 2023.

Le délestage de la consommation de gaz naturel

Une insuffisance de gaz en un point du réseau peut conduire le gestionnaire de ce réseau à procéder au délestage de certains consommateurs. Ces mesures, qui peuvent avoir un caractère local ou national, visent à contraindre un consommateur à réduire ou suspendre sa consommation. Comme il n’est pas possible de procéder à un délestage automatique à distance, le gestionnaire du réseau contacte directement le consommateur de gaz naturel pour lui demander de réduire ou d’arrêter sa consommation de gaz naturel. L’efficacité du dispositif de délestage dépend donc du respect de l’ordre de délestage par le consommateur concerné. Afin de renforcer l’efficacité du dispositif de délestage, une clarification du cadre législatif et réglementaire sera entreprise d’ici 2023.

L’appel à la solidarité européenne

Le règlement 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil prévoit la mise en place d’un mécanisme de solidarité européenne en cas de crise gazière. Dans des situations extrêmes, si la demande des clients domestiques et des services sociaux essentiels n’est pas en mesure d’être satisfaite, même après le délestage de l’ensemble des autres consommateurs, la France pourrait y faire appel afin d’obtenir des Etats membres voisins le gaz naturel nécessaire. Réciproquement, l’Allemagne, la Belgique, l’Espagne ou l’Italie pourraient faire appel à ce mécanisme, ce qui entraînerait le délestage de consommateurs industriels et le versement d’une compensation en contrepartie. Les modalités de ce dispositif de solidarité européenne seront précisées d’ici 2023.

4.4.3. L’électricité

La sécurité du système électrique a pour objectifs d’éviter les coupures de courant localisées ou de black-out à plus grande échelle. La sécurité du système électrique repose sur deux piliers distincts :

- *la sûreté de fonctionnement du système électrique* désigne la capacité du réseau électrique à acheminer l’électricité des producteurs aux consommateurs, notamment en maintenant les infrastructures en condition opérationnelle et réalisant les opérations d’équilibrage à court terme du réseau. Les événements qui occasionnent des coupures de grande ampleur, comme de grandes tempêtes ou des déséquilibres du réseau dus à un incident à l’étranger, relèvent de la sûreté électrique. Les enjeux associés ne font pas l’objet des développements de la présente section ;
- *la sécurité d’approvisionnement électrique* relève de l’équilibre offre-demande : à chaque instant, la quantité d’électricité consommée doit correspondre à la quantité d’électricité produite et injectée dans le réseau, sachant que la production et la consommation sont soumises à des aléas. Cette adéquation concerne tant la gestion opérationnelle que le long terme. Cela implique de gérer deux types de phénomènes :

- le passage de pointes de consommation qui, en raison de la thermosensibilité des consommations électriques en France, nécessite de disposer de suffisamment de capacités, soit de production, soit d'effacement fiables et disponibles pendant ces périodes ;
- la gestion des fluctuations rapides de l'offre et de la demande qui nécessite de disposer de suffisamment de leviers de flexibilité dans le système électrique pour les compenser. Ces leviers sont le pilotage de la demande, le stockage, les interconnexions et les unités de production pilotables.

La présente section examine les différents déterminants de la sécurité d'approvisionnement en électricité et les moyens de la garantir à un niveau satisfaisant.

4.4.3.1. Maîtrise et passage de la pointe de consommation

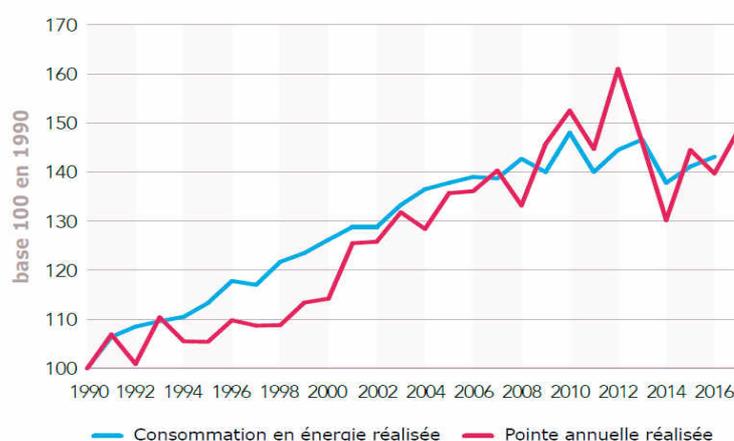
En France métropolitaine, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est celui de la pointe de consommation hivernale. Les pics de demande se produisent lors des vagues de froid qui excèdent largement la consommation électrique moyenne : la puissance appelée augmente alors d'environ 2,4 GW pour chaque baisse d'1°C. Le niveau maximal de puissance appelée à ce jour au niveau national a été atteint le 8 février 2012, lors d'une vague de froid exceptionnelle, à un niveau de 102,1 GW.

Le parc de production national et l'ensemble des moyens de flexibilité doivent donc être dimensionnés en fonction du pic de consommation et non de la demande moyenne annuelle.

Pendant la décennie 2000, la puissance appelée à la pointe de consommation a augmenté deux fois plus rapidement que la consommation annuelle. Depuis, la pointe a globalement tendance à stagner, avec toutefois des évolutions importantes d'une année à une autre, en fonction de la rigueur du climat, comme le montre la

figure suivante.

Figure 70: Evolution de la consommation annuelle d'électricité et de la pointe de puissance appelée – Source : RTE 2018



L'évolution à long terme de la pointe électrique dépend essentiellement de l'évolution des usages thermosensibles de l'électricité, au premier rang desquels le chauffage électrique. La mise en place de la réglementation thermique 2012 a conduit à une baisse de la part de marché du chauffage électrique dans les logements neufs collectifs ainsi qu'une diminution des besoins en chauffage dans ces logements. Au sein des modes de chauffage électrique, la forte progression des pompes à chaleur électriques, qui présentent un appel de puissance moindre, plus régulier et avec une forte inertie thermique, contribue également à réduire la demande d'électricité à la pointe.

Si l'on considère l'ensemble du parc de bâtiments résidentiels et tertiaires, l'évolution de la pointe électrique dépendra en grande partie du rythme des rénovations énergétiques des bâtiments, mais

également de l'évolution de la consommation : nouveaux usages de confort et de loisir, nouveaux équipements, et transferts d'usage (comme la cuisson électrique). Le développement de la mobilité électrique individuelle pourrait également avoir un impact significatif qui sera détaillé plus bas.

Compte tenu de ces évolutions, l'évolution de la consommation à la pointe devrait rejoindre dans les prochaines années celle de la consommation électrique totale tout en demeurant extrêmement thermosensible.

Le bilan prévisionnel 2017 de RTE prévoit ainsi une évolution de la pointe similaire à celle de la consommation d'ici à 2035 qui se traduirait donc par une stagnation voire une diminution des pointes d'appel en puissance sur le territoire français⁷³.

Le mécanisme de capacité

Afin d'assurer le respect du critère de défaillance et d'assurer le passage de la pointe, la France s'est dotée, avec l'adoption de la loi NOME⁷⁴, d'un dispositif d'obligation de capacité, qui a démarré effectivement au 1^{er} janvier 2017. Le principe de ce mécanisme de capacité repose sur l'obligation, pour chaque fournisseur d'électricité, d'apporter la preuve que la consommation de ses clients pourra être couverte dans toutes les situations vis-à-vis desquelles le système vise à se couvrir, même lors des vagues de froid, en détenant suffisamment de garanties de capacité.

La quantité de garanties de capacité que doit posséder chaque fournisseur est déterminée de manière à respecter le critère de défaillance. Elle découle de calculs effectués par RTE, suivant une méthodologie cohérente avec les travaux conduits dans le cadre du bilan prévisionnel. Les garanties de capacité sont délivrées par RTE aux capacités de production et d'effacement, à l'occasion d'une procédure de certification, au cours de laquelle ces capacités s'engagent sur leur disponibilité future lors des périodes de pointe de l'année considérée. Les fournisseurs peuvent donc, pour remplir leur obligation :

- soit utiliser les garanties qu'ils détiennent du fait des moyens de production ou d'effacement qu'ils exploitent en propre,
- soit acquérir des garanties auprès d'autres exploitants de capacités d'effacement ou de production.

L'échange des certificats sur un « marché de capacité » permet aux fournisseurs de couvrir leur obligation au meilleur coût, en sélectionnant les capacités les plus compétitives, et il révèle de manière transparente le prix de la capacité.

Le marché de l'énergie assure une optimisation de l'utilisation des capacités de production et d'effacement des différents acteurs, mais son libre fonctionnement ne garantirait pas le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. L'adjonction du marché de capacité au marché de l'énergie permet de l'assurer.

La mise en œuvre du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a nécessité une approbation de la Commission européenne, celle-ci jugeant que le mécanisme de capacité, comme tous les mécanismes

⁷³ Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France édition 2017, RTE, 2017 disponible sur https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_complet_vf.pdf

⁷⁴ Loi relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité.

de capacité mis en œuvre au sein de l'Union, relevait de la législation européenne sur les aides d'Etat. L'approbation du dispositif par la Commission européenne, a été conditionnée à ce que la France :

- introduise un appel d'offres annuel, visant à garantir un prix fixe de la capacité sur 7 ans aux nouvelles capacités, afin de favoriser – lorsque c'est économiquement avantageux – l'entrée sur le marché de nouvelles capacités de production ou d'effacement. Les appels d'offres sont ainsi conduits de sorte à assurer un gain économique pour la collectivité et de manière à minimiser l'impact de ces contrats de long terme sur le fonctionnement du dispositif actuel. Ils sont assortis de conditions environnementales exigeantes (les capacités lauréates doivent émettre moins de 200gCO₂/MWh) ;
- permette, à compter de 2019, aux contributions étrangères des Etats membres frontaliers de participer directement au mécanisme de capacité et de valoriser les certificats de capacité correspondants, alors que ces contributions n'étaient prises en compte qu'implicitement auparavant.

Le décret du 15 novembre 2018 et les révisions ultérieures des règles du mécanisme de capacité ont permis de décliner ces engagements et de faire évoluer en ce sens le dispositif français.

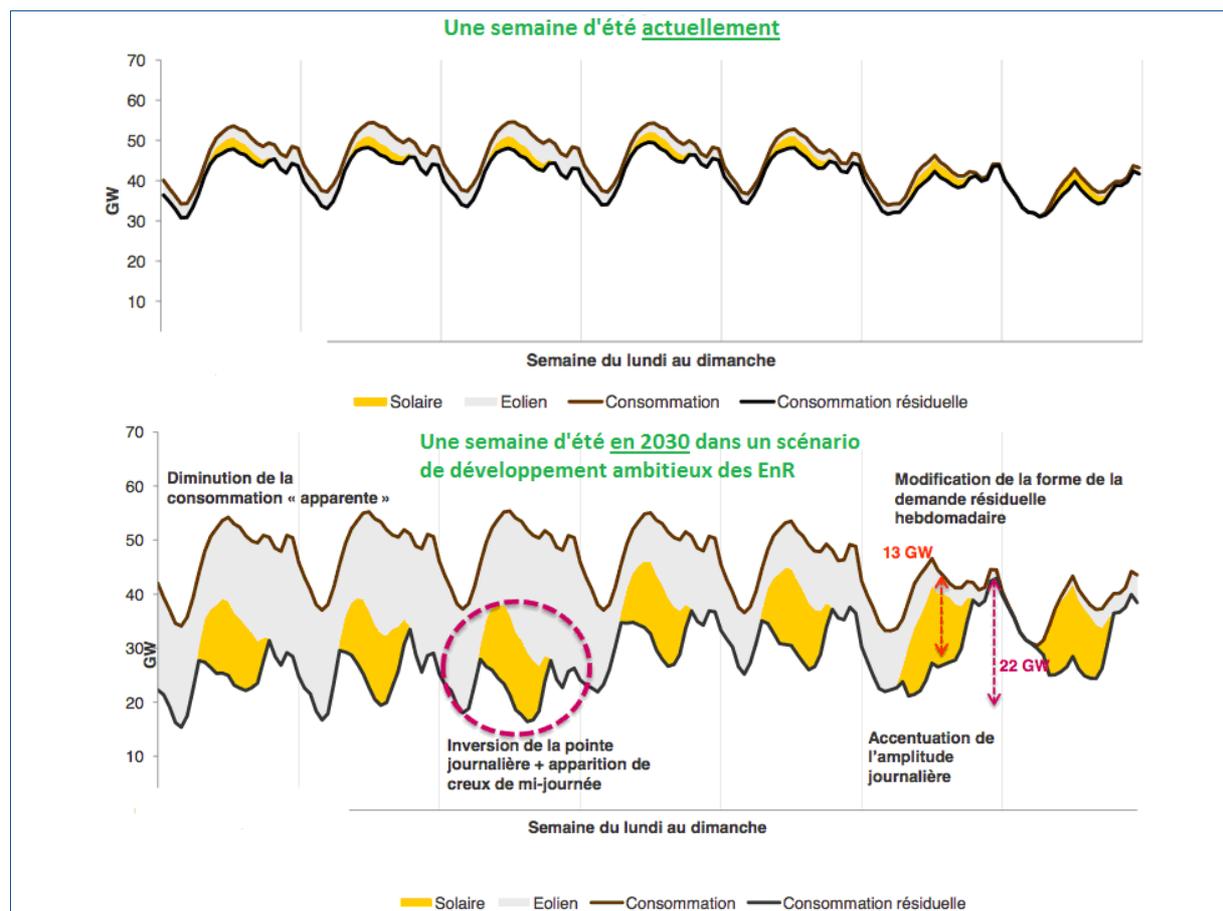
Les prochains mois devraient être marqués par

- La poursuite de l'intégration du mécanisme au niveau européen, avec la conclusion d'accords entre le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français (RTE) et ses homologues européens pour approfondir l'ouverture européenne initiée en 2019;
- La conduite d'un retour d'expérience sur le démarrage du mécanisme après trois années de mise en œuvre, suite à son lancement début 2017, dans le but d'évaluer l'opportunité d'une éventuelle réforme de son fonctionnement;
- L'adaptation du dispositif aux nouvelles exigences issues du paquet pour une énergie propre, adopté l'été dernier, et qui contient plusieurs dispositions relatives aux mécanismes de capacité déployés dans l'Union européenne;

4.4.3.2. L'essor des énergies renouvelables électriques

Le système électrique français est aujourd'hui suffisamment flexible dans son fonctionnement actuel pour pouvoir répondre aux fluctuations de court terme de l'offre et de la demande, aux échelles horaires, journalières ou hebdomadaires. Mais à terme et au-delà de l'horizon de la PPE, l'intégration d'une proportion importante d'énergies renouvelables non pilotables nécessitera des adaptations afin de continuer à assurer l'équilibre offre-demande, aussi bien en termes de sécurité d'approvisionnement qu'en termes de services d'équilibrage. Les simulations effectuées par RTE dans le cadre du bilan prévisionnel sur l'équilibre de l'offre et la demande électrique 2015 ont permis de poser un diagnostic sur le besoin de flexibilité engendré par le développement du photovoltaïque et de l'éolien : l'éolien crée principalement un besoin de flexibilité hebdomadaire, alors que le photovoltaïque crée un besoin de flexibilité horaire et journalier.

Figure 71: Illustration de la variabilité de la demande électrique et de la demande résiduelle aujourd'hui et dans

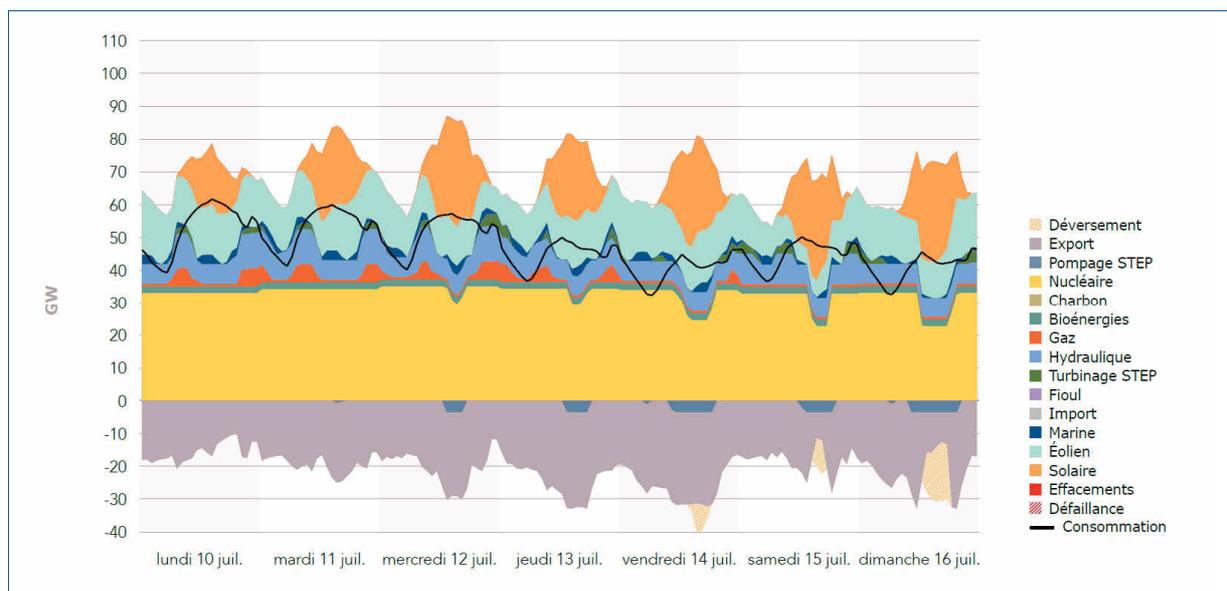


Dans le cadre du bilan prévisionnel de l'équilibre offre et demande électrique 2017, RTE a élaboré plusieurs scénarios (cf. infra). Les scénarios Ampère et Volt s'appuient sur un fort développement du photovoltaïque et de l'éolien, conduisant à horizon 2035 à des niveaux de capacités installées respectivement de 67 GW d'éolien (dont 15 GW d'éolien offshore) et de 48 GW de photovoltaïques pour le scénario Ampère ; et 50 GW (dont 10 GW d'éolien offshore) et 36 GW pour le scénario Volt. Ces niveaux de puissance installée pour l'éolien et le photovoltaïque sont du même ordre de grandeur que la totalité du parc électrique français en 2018, toutes sources de production confondues qui est de 101 GW.

Ces développements massifs de capacités non pilotables devraient modifier l'allure de la consommation résiduelle, c'est-à-dire de la consommation d'électricité nette de la production renouvelable dite « fatale ». Les prévisions anticipent une inversion de la pointe journalière et l'apparition d'un creux dans la demande résiduelle à la mi-journée, reflétant le pic de production photovoltaïque. L'amplitude journalière de la consommation résiduelle s'accroît, tandis que la forme de la demande résiduelle à l'échelle hebdomadaire est modifiée.

Dans les deux scénarios Ampère et Volt, la forte production d'électricité solaire et éolienne en été alimente les exportations, ce qui atténue le besoin de développement de flexibilité à l'échelle nationale. Des déversements ponctuels, c'est-à-dire des situations dans lesquelles la production ne trouve pas de débouchés ni en France ni à l'export, n'apparaissent pas avant l'horizon 2035.

Figure 72: Illustration de la production, de la consommation et des exportations sur une semaine estivale en 2035 (scénario Ampère) - Source : RTE, 2017)



Les autres sources d'énergie renouvelable électrique présentent des caractéristiques globalement bénéfiques à la sécurité d'approvisionnement. Outre l'hydraulique avec stations de pompage (STEP) et l'hydraulique sur lacs, qui sont déjà des sources de flexibilité essentielles pour le système électrique, la production éclusée présente un profil de production régulier avec des marges de manœuvre pour faire varier la production à l'échelle infra-journalière. La production au fil de l'eau ne présente pas de flexibilité mais offre un profil de production régulier.

La production d'électricité en cogénération à partir de biomasse solide ou de biogaz présente un profil de production de base (production sensiblement constante sur toute l'année) ou de semi-base. Comme l'hydraulique par éclusées, elles disposent même d'une certaine flexibilité infra-journalière leur permettant de contribuer à l'atteinte de l'équilibre offre-demande.

Les analyses réalisées par RTE dans le cadre du bilan prévisionnel concluent que l'intégration d'importantes capacités d'énergies renouvelables (plus de 100 GW installées à l'horizon 2035 dans Ampère) ne nécessitera pas de développer de nouvelles flexibilités pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Néanmoins, ce développement des énergies renouvelables électriques non pilotables, soulève de nouveaux défis qui pourront être traités en utilisant tous les leviers de flexibilités existants, notamment la flexibilité de la demande, le stockage et les interconnexions.

Le scénario retenu par le gouvernement dans le cadre de cette programmation conduit à des niveaux d'énergie éolienne de 33,2 à 34,3 GW, et de photovoltaïque de 35,6 à 44,5GW en 2028. Sur la base des études réalisées par RTE, ces niveaux ne nécessitent pas de besoin supplémentaire de flexibilité sur la période de la PPE.

D'autres pays, y compris européens, présentent des taux de pénétration d'énergies renouvelables variables bien plus importants qu'en France sans pour autant subir de défaillance due à un déséquilibre offre-demande (voir exemple de l'Irlande ci-dessous).

4.4.3.3. La fermeture de moyens de production thermiques fossiles⁷⁵

En 2016, le parc électrique français comptait encore 6,67 GW de capacité de production d'électricité au fioul et 2,93 GW de capacité de production au charbon. Le 31 mars 2018, EDF a fermé sa dernière grande centrale de production d'électricité au fioul à Cordemais pour des raisons économiques. Le Gouvernement a de plus, fait part de son intention de fermer les centrales à charbon d'ici 2022 ou d'accompagner leur évolution vers des solutions moins carbonées, dans le cadre du Plan Climat. Cet objectif a été confirmé dans la loi relative à l'énergie et au climat promulguée en novembre 2019. Le Gouvernement a également annoncé qu'il n'y aurait plus de nouveaux projets de centrales à gaz.

La disparition cumulée de ces capacités entre 2016 et 2022 a pour conséquence une baisse de flexibilité de l'offre d'électricité et un besoin accru de mobiliser d'autres moyens de flexibilité.

Les études réalisées fin 2017 par RTE et actualisées en 2018 et 2019 ont confirmé la possibilité de fermer les dernières centrales au charbon d'ici 2022 tout en respectant les critères de sécurité d'approvisionnement tant au plan national que local dans le scénario de référence de la PPE, dans l'hypothèse d'une mise en service de l'EPR de Flamanville au plus tard en 2022.

Les retards de l'EPR de Flamanville annoncés à l'été 2019 ont conduit RTE à réajuster ces analyses dans le bilan prévisionnel 2019 dont une des conclusions est qu'il est possible d'engager dès 2020 la fermeture des premières centrales à charbon, mais que la fermeture de toutes les centrales d'ici 2022 nécessitera des mesures additionnelles, notamment en termes de maîtrise de la consommation à la pointe. Le Gouvernement s'est engagé à mettre en œuvre de telles mesures pour sécuriser l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2022.

RTE a également mis en évidence des difficultés spécifiques de sécurité d'approvisionnement pour l'Ouest de la France en l'absence de l'EPR de Flamanville et conclut que « *la centrale de Cordemais est, en l'état, indispensable au maintien du niveau de sécurité actuel (dans l'Ouest en général et la Bretagne en particulier) jusqu'à la mise en service pérenne de l'EPR de Flamanville* » (Bilan prévisionnel de RTE 2019). Parmi les leviers identifiés par RTE pour maintenir un bon niveau de sécurité d'approvisionnement dans les configurations les plus dégradées, le projet Ecocombust de conversion à la biomasse à partir de bois B porté par EDF permet de répondre à ces difficultés.

Dans tous les cas, les objectifs de sécurité d'approvisionnement électrique seront respectés. Les analyses de RTE ont en effet démontré que le cadre posé par la loi relative à l'énergie et au climat ayant pour objectif de conduire les exploitants des dernières centrales à charbon françaises à arrêter leur exploitation d'ici à 2022 et le décret du 26 décembre 2019 définissant le plafond d'émissions pour les installations de production d'électricité sont compatibles avec les objectifs de sécurité d'approvisionnement.

4.4.3.4. Les enjeux de sécurité d'approvisionnement électrique à 2028

Les prévisions de RTE sur l'équilibre offre-demande

Dans son bilan prévisionnel 2017, RTE s'est livré à un exercice de prospective important, présentant cinq scénarios du système électrique avec des hypothèses sur la production, la consommation, les moyens de flexibilité et d'interconnexion, à horizon 2035, avec des jalons à 2025 et 2030.

Tous les scénarios étudiés font état d'une stagnation ou d'une légère baisse des consommations annuelles d'électricité, même dans le cas d'un développement important de la mobilité électrique. En effet, dans tous les scénarios, les effets baissiers de l'efficacité énergétique égalent ou dépassent les

75 Voir également chapitre 3.4.9. Le parc thermique fossile.

effets haussiers associés aux transferts d'usage. Cette diminution permet de dégager dans la durée des marges de manœuvre en termes de sécurité d'approvisionnement. Les scénarios démontrent également qu'il est possible d'atteindre en 2035 une production électricité renouvelable supérieure à 40 % sans mettre en péril le système électrique.

La fermeture récente des centrales au fioul, le retard dans la mise en service de l'EPR de Flamanville et la perspective de la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022 avec une croissance progressive des énergies renouvelables fait de la période 2022-2023 la période la plus tendue en termes de sécurité d'approvisionnement. Cette question a été traitée plus spécifiquement dans la partie précédente sur la fermeture de moyens de production thermiques fossiles.

RTE avait montré que la fermeture simultanée des centrales à charbon et des tranches nucléaires à 40 ans aboutirait à un non-respect du critère, à moins de développer de manière massive de nouveaux moyens de production dans des délais très courts. Le développement de moyens thermiques aurait généré une augmentation des émissions de gaz à effet de serre et la rentabilité à long terme de ces moyens n'aurait pas été garantie en raison du développement des énergies renouvelables en France et en Europe, qui se poursuivra au-delà de 2025.

S'agissant de la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans, elle devra répondre à deux types d'exigences : des exigences réglementaires (respect du plafonnement de la capacité installée nucléaire en France et respect du seuil de 50% de production d'origine nucléaire dans le mix électrique) et des exigences de sûreté. Concernant les enjeux de sûreté, EDF entame le réexamen périodique de ses réacteurs de 900 MW. Pour ce faire EDF a retenu comme orientation générale de tendre vers les objectifs de sûreté nucléaire fixés pour les réacteurs de 3e génération dont le réacteur de référence EDF est l'EPR. La réponse à cet objectif général passe en préalable par une conformité des installations aux règles applicables qui repose sur la mise en place de contrôles ciblés notamment sur les systèmes de refroidissement et de sauvegarde du cœur, des investigations pour identifier les potentielles faiblesses du programme de maintenance et y remédier et l'analyse exhaustive du traitement des écarts de conformité.

A plus long terme, la nature des risques sur la sécurité d'approvisionnement évolue avec le développement des énergies renouvelables : les épisodes de tension pourront durer moins longtemps et concerner des volumes d'énergie moins importants, mais pourront intervenir plus souvent et notamment en dehors des périodes hivernales. Ces prévisions confirment le besoin d'un développement des flexibilités ainsi que des interconnexions pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans la durée, en bénéficiant du foisonnement des énergies renouvelables au niveau européen.

Le scénario retenu par le gouvernement prend en compte l'ensemble de ces contraintes en proposant un calendrier de fermeture des centrales au charbon et de réacteurs nucléaires, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. La loi relative à l'énergie et au climat a donc repoussé la baisse de la part du nucléaire à 50 % à l'échéance 2035.

La participation du nucléaire à la sécurité d'approvisionnement

A travers le monde, les réacteurs nucléaires fonctionnent le plus souvent à un niveau de puissance constant pour des motifs économiques : il est plus rentable de faire fonctionner les réacteurs à pleine puissance que de ne pas les utiliser car il n'y a pas de gain économique sur le combustible en cas d'arrêt d'un réacteur, contrairement aux énergies fossiles.

A contrario, en France, le parc nucléaire a été conçu pour fonctionner en suivi de charge et ainsi ajuster en permanence la production d'électricité à la consommation. Aujourd'hui, le coefficient de charge moyen du parc français est ainsi relativement bas si on le compare à d'autres références à l'international : il est ainsi de 72 % en France alors que le parc de l'opérateur Exelon aux États-Unis a par exemple un

coefficient de charge de 90 %. Outre les enjeux technologiques et opérationnels que représente ce fonctionnement en suivi de charge, le parc français s'est ajusté économiquement à un tel fonctionnement.

Avec l'intégration croissante des énergies renouvelables, le parc nucléaire devra s'adapter demain à de nouveaux facteurs de variabilité, dans un contexte où la progression concomitante des interconnexions permettra de bénéficier de manière renforcée des capacités flexibles de nos voisins européens pour notre propre sécurité d'approvisionnement.

S'agissant de la participation du nucléaire à la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme, en l'état actuel des technologies, il n'est pas possible de déterminer avec certitude les technologies les plus compétitives pour assurer notre mix électrique à cet horizon, entre le nucléaire et les énergies renouvelables associées à du stockage et d'autres solutions de flexibilité.

La capacité des réseaux électriques à intégrer des sources d'énergies intermittentes, la maturité des technologies de stockage de l'électricité, y compris inter-saisonnier, et la performance économique des différentes filières en raisonnant au coût complet seront des facteurs de décision. Après 2030 et pour l'horizon 2050, ces paramètres devront être combinés pour dessiner le nouveau paysage énergétique de la France et la part respective du nucléaire et des énergies renouvelables : plusieurs scénarios seront expertisés, allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix électrique pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité. En raison de cette incertitude, il est nécessaire de préserver une capacité de construction de nouveaux réacteurs nucléaires appuyés sur une technologie et des capacités industrielles nationales.

Les interactions entre la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz

Les systèmes électrique et gazier sont interdépendants :

- Lorsqu'il y a de grands froids, le chauffage gaz est fortement sollicité et le chauffage électrique également. Il ne doit pas être possible d'interrompre l'approvisionnement des centrales gaz qui sont fortement sollicitées ;
- Une crise électrique peut entraîner des difficultés d'acheminement du gaz, étant donné que le réseau gazier, du réseau de transport jusqu'aux installations chez le client final, ne peut fonctionner correctement sans électricité.

Cette interdépendance devrait s'accroître avec la mise en service d'une nouvelle centrale à gaz à Landivisiau et la fermeture des centrales au fioul et au charbon. Or, les pointes de consommation électrique ayant lieu lors des jours très froids d'hiver, ce qui coïncide avec les pointes de consommation de gaz, un déficit d'approvisionnement en gaz, conjugué à une vague de froid, peut avoir des conséquences sur l'approvisionnement en électricité.

Les dépendances entre les deux systèmes peuvent également être localisées comme en Bretagne ou en PACA où le réseau électrique est contraint, rendant nécessaire le fonctionnement de certaines centrales à gaz. Aujourd'hui, l'approvisionnement en gaz des centrales électriques peut être interrompu en application de clauses d'interruptibilité de leurs contrats d'approvisionnement.

Il convient d'approfondir la coordination existante entre GRTgaz/Térégas (ex TIGF) et RTE pour examiner plus précisément les liens de dépendance entre crises électriques et crises gazières, et en particulier les conséquences d'une crise gazière sur le système électrique, via son effet sur les centrales à gaz, en tenant compte du fait que la demande électrique est beaucoup plus variable dans la journée que la demande gazière, et que le délestage peut être plus facilement mis en place, de manière localisée et tournante, pour l'électricité.

4.4.3.5. Faire évoluer le système électrique pour intégrer une part grandissante d'énergies renouvelables

Évolutions en cours au plan européen

Le 3^{ème} paquet « marché intérieur », adopté par les Etats membres de l'Union européenne en 2009, a mis en place plusieurs outils pour faciliter la construction de l'Europe électrique. Il prévoit notamment l'élaboration de « codes de réseaux », qui visent à harmoniser les pratiques européennes dans le domaine des réseaux, afin d'améliorer la sûreté électrique dans un contexte de développement rapide des énergies renouvelables. Ces codes ont tous été approuvés fin 2016, et sont en cours d'intégration au cadre réglementaire français. Trois de ces codes de réseaux visent à harmoniser les exigences techniques pour les raccordements respectivement des installations de production, de consommation et les lignes à très haute tension à courant continu. Ces éléments visent également à mieux intégrer les énergies renouvelables au fonctionnement du système électrique par un raccordement adapté aux réseaux électriques.

La construction du système électrique de demain

A l'échelle nationale, l'évolution des moyens de production dans le système électrique ne génère pas de nouvelles contraintes techniques sur l'horizon de la PPE. A plus long terme, de nombreuses questions se posent sur les possibilités qu'offrent les énergies renouvelables pour assurer la stabilité du système électrique. Quel que soit le scénario retenu au-delà de la présente programmation, l'évolution du mix électrique reposera sur une baisse des moyens thermiques pilotables au niveau français et européen au profit d'énergies renouvelables notamment éolienne et photovoltaïque. Ces énergies renouvelables représenteront à long terme une part importante du mix électrique, complétés par des moyens hydrauliques, et le cas échéant par des moyens de production nucléaire. Les enjeux posés par la pénétration des énergies renouvelables sont essentiellement liés à :

- la décentralisation du système électrique, avec notamment de plus en plus d'installations raccordées en HTA ou en basse tension, ce qui modifie les pratiques de gestion de flux, et des enjeux de planification importants pour permettre l'accueil de nouvelles capacités de production ;
- la gestion de la variabilité et le maintien de la qualité de la fourniture ;
- l'interfaçage de cette production, via notamment l'électronique de puissance, afin d'assurer la sécurité du système électrique.

Assurer les services système avec des énergies renouvelables

Les services système, en tension et en fréquence (ajustement, équilibrage, etc.) sont actuellement essentiellement fournis par les moyens de production traditionnels. Les énergies renouvelables peuvent déjà aujourd'hui fournir certains de ces services. Les nouvelles installations de production devront même obligatoirement avoir la capacité de remplir ces services, en vertu des codes de réseaux bientôt applicables dans toute l'Union Européenne. En revanche, la question est toujours ouverte pour d'autres services rendus au réseau qui ne semblent actuellement pas pouvoir être rendus en raison de l'interfaçage par de l'électronique de puissance.

Des travaux seront engagées avec les gestionnaires de réseaux, et l'AIE afin d'étudier précisément les services que pourront rendre les énergies renouvelables interfacées par de l'électronique de puissance et

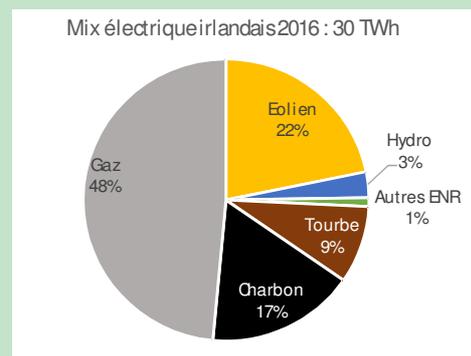
les modifications possibles de la gestion du système électrique afin de garantir le même niveau de sûreté et de qualité de fourniture dans un système avec une part élevée de renouvelables.

Plusieurs exemples dans le monde montrent qu'il est possible d'assurer la stabilité du système électrique à des taux élevés de pénétration d'énergies renouvelables variables par l'adaptation des services d'équilibrage existants et par la mise en place de nouveaux services, comme le démontre par exemple le cas irlandais.

Encadré 14 : Intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique irlandais

En 2016, l'Irlande a produit 30 TWh d'électricité dont 26 % à partir d'énergies renouvelables (ENR). Son parc installé représente un peu plus de 7 GW.

Avec une production électrique variable d'origine éolienne qui représente 22 % de la production nationale et ayant l'ambition d'atteindre 42,5 % d'ENR d'ici 2020, l'Irlande doit continuellement adapter le fonctionnement de son réseau afin d'intégrer une part croissante d'ENR intermittentes. En effet, l'Irlande est très peu interconnectée et a donc besoin de flexibilité pour assurer l'équilibre offre-demande à chaque instant.



En 2010, Eirgrid et SONI (gestionnaires du réseau de transport respectivement Irlandais et Nord-Irlandais), ont identifié une première limite à 50 % de pénétration instantanée d'électricité renouvelable intermittente permettant au système de fonctionner de manière fiable et efficace à la suite d'une perturbation ou d'un événement impactant la fréquence. En effet, les premiers problèmes auxquels le gestionnaire de réseau doit faire face résultent du taux élevé de changement de fréquence du fait d'une faible inertie synchrone et d'un manque de stabilité de la production.

Dans le but d'augmenter graduellement cette limite de 50 %, Eirgrid et SONI ont mis en place le programme "Delivering a Secure Sustainable Electricity System (DS3)". Ce programme met en place progressivement des services répondant aux problèmes potentiels du système (ex : variabilité de la production, moindre inertie, difficulté à maintenir la fréquence), identifiés au moyen d'études techniques. Parmi ces services figurent, par exemple :

- la mise en place d'exigences techniques sur les installations, par exemple une exigence pour les parcs éoliens de fournir de l'inertie « synthétique » (visant à recréer, grâce aux pâles de l'éolienne, en partie l'inertie fournie par les machines tournantes) ;
- le développement de nouveaux produits d'équilibrage, comme la fourniture de puissance réactive dynamique ou le « ramping margin », qui consiste, pour une unité de production donnée, à définir une marge de production qui peut être garantie pendant une certaine durée et qui évolue au cours du temps en fonction du degré de certitude de la production.

Ces différents mécanismes ont permis de limiter la perte de production éolienne (par écrêtement ou pour cause de congestion) à environ 4 % de la production annuelle éolienne, sans avoir recours à des volumes de stockage importants

Depuis mai 2018, Eirgrid a ainsi repoussé sa limite de pénétration des ENR à 65 %. Eirgrid a pour objectif d'atteindre 70 % en 2019 avant 75 % en 2020.

4.4.3.6. La sécurité d’approvisionnement en uranium

Pour les besoins de la production nucléaire, le parc nucléaire français a recours à différents types de combustibles nucléaires conçus à partir d’uranium (UO_x, MO_x ou URE). La France s’inscrit ainsi dans une politique de retraitement de ses combustibles usés, stratégie qui présente un enjeu majeur pour réduire les volumes de déchets radioactifs produits. Cette stratégie sera préservée jusqu’à l’horizon des années 2040, où une grande partie des installations et des ateliers nécessaires au retraitement arrivera en fin de vie.

La sécurité d’approvisionnement en uranium relève d’EDF, qui gère l’ensemble du parc électronucléaire français.

Les besoins de l’électricien en uranium dépendent principalement de :

- l’évolution du parc nucléaire et de ses modalités de fonctionnement ;
- la stratégie de recyclage des combustibles usés, notamment avec l’utilisation du combustible « MOX » qui permet de réduire l’approvisionnement en uranium naturel.

La consommation d’EDF pour le parc français représente environ 8 000 tonnes d’uranium naturel par an, soit environ 13% de la consommation mondiale qui s’élève à environ 59 000 tonnes (données 2017).

Les ressources conventionnelles mondiales sont estimées à 4,6 Mt, ce qui correspond à près de 80 ans de consommation mondiale. Ces ressources sont globalement bien réparties sur le plan géographique avec principalement l’Australie (1,7 MtU), l’Afrique (0,9 MtU), l’Asie Centrale (0,8 MtU), l’Amérique du Nord (0,5 MtU). Le risque de pénurie est donc relativement faible et ce, alors que le marché de l’uranium reste déprimé depuis l’accident de Fukushima-Daiichi, avec un prix moyen très bas de 25 \$/livre en 2019.

Pour renforcer sa sécurité d’approvisionnement, EDF utilise plusieurs leviers :

- la diversification géographique et commerciale des sources d’approvisionnement pour chaque étape du cycle du combustible (la mine, la conversion, l’enrichissement et la fabrication des assemblages). Cette diversification est particulièrement importante sur la mine, puisqu’EDF se fournit principalement dans 5 pays (le Niger, le Kazakhstan, le Canada, l’Australie et la Russie) ;
- la sécurisation contractuelle sur le long terme. Les besoins d’EDF pour chaque étape du cycle sont couverts en règle générale pour une dizaine d’années auprès de ses principaux fournisseurs ;
- la gestion des stocks. EDF conserve des stocks importants d’uranium sur l’ensemble du cycle du combustible nucléaire (mine, conversion, enrichissement, combustible neuf, combustible en réacteur, combustible en réserve). Ces stocks permettent d’assurer un fonctionnement des réacteurs du parc électronucléaire français sur plusieurs années, répondant ainsi aux risques de rupture d’approvisionnement.

L’approvisionnement en uranium ne représente toutefois pas le seul enjeu pour la sécurité d’approvisionnement : la robustesse des procédés industriels de fabrication de ce combustible et des capacités d’entreposage liées à ces activités peuvent également jouer un rôle dans cette perspective. En effet, une interruption longue de certaines usines du cycle, ou une saturation des capacités d’entreposage des combustibles usés pourraient conduire à une interruption contrainte de réacteurs nucléaires sur le territoire.

La réduction des capacités nucléaires a des conséquences sur le cycle du combustible. En particulier, la stratégie de traitement-recyclage du combustible nucléaire est un enjeu majeur pour réduire les volumes

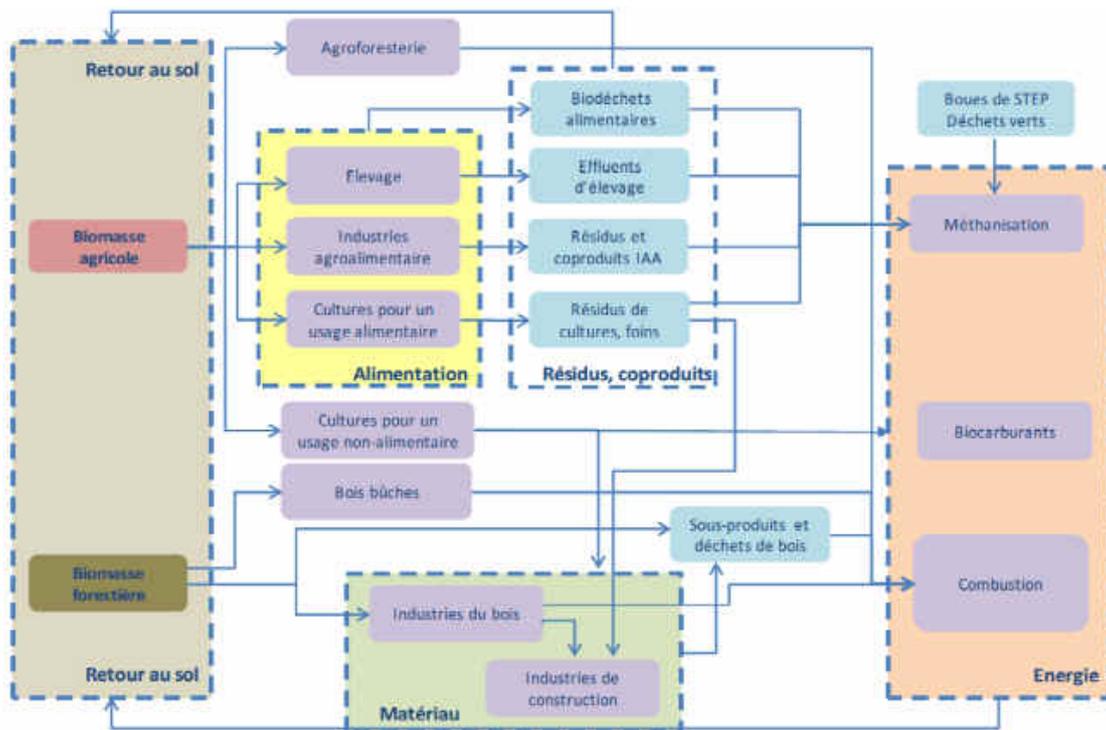
de déchets radioactifs produits. Cette stratégie sera donc préservée sur la période de la PPE et au-delà, jusqu'à l'horizon des années 2040, où une grande partie des installations et des ateliers de l'usine de la Hague arrivera en fin de vie. À cette fin et pour compenser sur la période les fermetures de réacteurs « MOXés » de 900 MWe, le moxage d'un nombre suffisant de réacteurs de 1300 MW sera entrepris afin de pérenniser la gestion du cycle français.

4.4.3.7. La sécurité d'approvisionnement en biomasse

La transition énergétique et l'économie verte nécessitent de maîtriser le recours aux ressources fossiles dans tous les domaines et de mieux valoriser les ressources renouvelables disponibles au niveau national, notamment la biomasse au vu des atouts dont dispose la France en ce domaine. La stratégie nationale bas carbone envisage à long-terme un quintuplement du recours aux usages non-alimentaires de la biomasse (bois-construction, chimie verte, biomatériaux, bioénergies, etc.). Dans ce contexte, la mise en place de stratégies (à l'échelle nationale et à l'échelle régionale) de mobilisation de la biomasse prend tout son sens.

La valorisation énergétique de la biomasse prend sa place au sein d'autres usages. Le schéma ci-dessous illustre le fait que la valorisation énergétique s'inscrit dans une hiérarchie des ressources biomasse qui donne la priorité aux usages alimentaires, puis bio-fertilisants, puis matériaux, puis molécules, puis carburants liquides, puis gaz, puis chaleur, puis électricité. Cette hiérarchie repose sur le principe d'utilisation en cascade de la biomasse : des produits utilisés en matériaux pourront être utilisés en énergie en fin de vie.

Figure 73: Représentation schématique des principaux usages de la biomasse. Source ; Schéma extrait de la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse.



Identification des gisements

Sur la base d'études réalisées au niveau national (cf. encadré ci-dessous), la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse (SNMB) évalue l'offre supplémentaire en biomasse non méthanisée tout usage non-alimentaire confondu horizon 2028, autour de 72 TWh (en comparaison de 2014), dont 36 TWh issus de la forêt, 28 TWh à partir de ressources agricoles et 7,8 TWh issus de déchets.

		2023	2028	
Biomasse non méthanisée	Biomasse forestière	21,9	36,8	
	Biomasse agricole	Cultures (pérennes et CIVE)	0,23	0,29
		Résidus de culture	22,8	23,4
		Agroforesterie	1,5	2,5
	Déchets et autres résidus	Déchets (dont bois en fin de vie), co-produits, élagage, taille	3,4	4,3
		Refus de compostage	2,1	3,5

Offre de biomasse supplémentaire (TWh). La biomasse non méthanisée est en énergie primaire

L'offre totale en biomasse solide non méthanisable à l'horizon 2028 est estimée à 251 TWh, dont 120 TWh pour la biomasse forestière.

		2016	2023	2028	
Biomasse non méthanisée	Biomasse forestière	84	106	120	
	Biomasse agricole	Cultures (pérennes et CIVE)	63 ⁷⁶	86	89
		Résidus de culture			
		Agroforesterie	27 ⁷⁷	28,5	29,5
	Déchets et autres résidus	Déchets (dont bois en fin de vie), co-produits, élagage, taille	5	8,4	9,3
		Refus de compostage		2,1	3,5

76. Pour 2016, le chiffre de 63 TWh comprend les Cultures (principales, pérennes et CIVE) et les Résidus de culture.

77 Estimation DGEC réalisée à partir des données Agreste sur la récolte en forêt pour l'énergie.

Offre totale de biomasse (TWh). La biomasse non méthanisée est en énergie primaire

Ces chiffres, en particulier ceux relatifs à la biomasse forestière, sont tirés de la SNMB (arrêtée en 2018) qui elle-même se base sur les dernières études et données disponibles, notamment une étude IGN-FCBA⁷⁸ de 2015 relative aux disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035. La SNMB détaille les volumes mobilisables à horizon 2023 pour les différents compartiments associés à la biomasse forestière (notamment bois d'œuvre, bois d'industrie-bois énergie, menus bois, produits connexes de scierie). Ces données demanderont à être révisées sur la base des dernières études disponibles, notamment celles réalisées dans le cadre de la réalisation des programmes régionaux de la forêt et du bois⁷⁹. Une étude de consolidation a été lancée en ce sens par l'IGN mi-2019.

Concernant la biomasse méthanisable, la SNMB évalue l'offre supplémentaire en biomasse méthanisable sans déstabilisation des filières autres existante à 30 TWh, pour un gisement total de 40 TWh.

			2023	2028
Biomasse méthanisée	Biomasse agricole	Cultures (pérennes, CIVE)	2,3	2,4
		Résidus de culture	6,7	11,3
	Déchets et autres co-produits	Déchets verts	1,2	1,9
		Boues de STEP	0,2	0,4
		Déchets et co-produits IAA	0,2	0,5
	Effluents		7,8	13,3

Offre de biomasse supplémentaire (TWh) en énergie finale

Le gisement de bois recyclable valorisable en énergie est estimé à 2 Mt, dont 1,1 Mt sont déjà valorisés. Cela correspond à un gisement énergétique supplémentaire d'environ 2 TWh. Des mesures permettant de mobiliser davantage les ressources en biomasse dans le respect d'une gestion durable, dans un souci d'articulation des usages de la biomasse et en articulation avec le programme national forêt-bois permettront d'accompagner le développement du bois énergie. Enfin, une action est en cours actuellement dans le cadre du Comité stratégique de filière bois pour valoriser les déchets de bois.

L'objectif de la politique de valorisation des déchets est de valoriser les déchets de bois sous forme matière, en les détournant de l'incinération. Le plan d'action pour l'économie circulaire encourage avant tout une utilisation en cascade du bois, avec plusieurs cycles de réutilisation et de recyclage.

Les dispositifs de soutien à la valorisation énergétique ne devraient ainsi prévoir l'éligibilité des déchets de bois lorsqu'il est prouvé que ces déchets n'ont pu faire l'objet d'un réemploi ou d'un recyclage (bois malades, déchets créosotés, etc.).

⁷⁸ « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 2015, ADEME-IGN-FCBA

⁷⁹ Dont seuls 4 étaient formellement validés à fin septembre 2019 : Grand Est, Bretagne, Occitanie et Bourgogne Franche Comté.

Les déchets de bois non recyclables devraient pouvoir être éligibles de façon prioritaire aux dispositifs de soutien, sans préjudice de l'application de la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement. L'impact du coût de traitement de ces déchets en amont ou via la valorisation énergétique sur le niveau de soutien nécessaire devra toutefois être étudié.

Si la ressource potentielle est très abondante, la mobiliser dans de bonnes conditions économiques et environnementales nécessitera de la progressivité (cf. en cadré ci-dessous). L'évaluation de l'offre en biomasse supplémentaire disponible montre qu'à l'horizon 2023, une grosse moitié des besoins additionnels devraient être satisfaits à partir de biomasse agricole, majoritairement via l'exploitation des résidus de récoltes, des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), mais également via l'agroforesterie et de façon plus minoritaire par des cultures pérennes. L'atteinte des objectifs de la SNMB requiert donc de développer des instruments adéquats pour permettre la mobilisation de cette biomasse agricole. La forêt devrait contribuer pour une petite moitié du gisement.

La confrontation de cette offre avec la demande supplémentaire identifiée à ce stade montre que les besoins en biogaz peuvent être couverts à partir de ressources domestiques, mais que les besoins énergétiques dans leur ensemble (biocarburants y compris secteur aérien, chaleur et cogénération) ne pourraient être couverts sans une part de recours transitoire aux importations de biomasse. Dans le cas de la trajectoire haute, les besoins en biomasse solide non-méthanisée pourraient même n'être couverts qu'à moitié par la biomasse domestique, nécessitant un fort recours transitoire aux importations.

Toutefois, il est rappelé que la SNMB vise précisément à éviter le recours structurel aux importations en mettant en place les conditions de mobilisation de la ressource domestique, dans le respect des critères de durabilité prévus par la directive RED II de 2018. Sur un plan plus opérationnel, on peut d'ores et déjà remarquer que le cahier des charges du Fonds Chaleur exige que le bois importé soit issu de forêts gérées durablement et certifiées comme tel. On soulignera également que les produits à base d'huile de palme ne sont pas considérés comme des biocarburants et leur utilisation ne fait donc pas l'objet d'une incitation fiscale (exclusion prévue par l'article 266 quindecies du code des douanes).

Encadré 13a : La Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse

La Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), a pour vocation de développer les externalités positives liées à la mobilisation et *de facto* à l'utilisation de la biomasse, notamment pour l'atténuation du changement climatique. Ainsi elle a « notamment pour objectif de permettre l'approvisionnement des installations de production d'énergie : appareils de chauffage domestique au bois, chaufferies collectives industrielles et tertiaires et unités de cogénération ».

Pour être efficace, la SNMB doit permettre de surmonter les difficultés constatées dans le développement de l'offre en biomasse, en bonne synergie avec les autres politiques existantes. Elle a été conçue en lien étroit avec la stratégie nationale bas-carbone et la programmation pluriannuelle de l'énergie, dont elle reprend les objectifs en matière de demande en biomasse à des fins énergétiques. La SNMB s'appuie également sur le Programme National de la Forêt et du Bois. Au plan géographique, elle porte sur 18 régions (la métropole, ainsi que la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, la Réunion et Mayotte). Elle sera articulée avec les schémas régionaux biomasse (SRB) qui sont en cours d'élaboration dans les régions. Elle sera révisée dans l'année suivant l'adoption de la nouvelle PPE puis tous les cinq ans.

La SNMB identifie différentes catégories de biomasse susceptibles d'avoir un usage accru et fixe des objectifs en matière de développement des ressources et de leur mobilisation. Elle formule 72 recommandations afin d'améliorer et d'augmenter la mobilisation de la biomasse domestique, pour couvrir autant que possible les besoins identifiés en matière de biomasse, aussi bien à des fins énergétiques que pour la construction ou les biomatériaux et la chimie-verte. Ces recommandations veillent également à ce que cette mobilisation se fasse de façon durable, via des actions comme privilégier les usages matériaux et à forte valeur ajoutée (en concentrant progressivement l'usage énergétique de la biomasse sur les produits biosourcés en fin de vie non recyclables), rétablir une gestion forestière durable (en conjuguant étroitement bio-économie, adaptation au changement climatique et préservation accrue de la biodiversité), porter une grande attention au renforcement de la qualité des sols notamment agricoles, etc.

La SNMB se fonde sur plusieurs études de niveau national permettant de quantifier la ressource et d'estimer le potentiel additionnel, notamment une étude de l'IGN et du FCBA de 2015 ou encore une étude de l'ADEME de 2013 sur les gisements de biomasse pour la méthanisation, ainsi que des données rassemblées au sein de l'Observatoire national des ressources en biomasse sous maîtrise d'œuvre de FranceAgriMer. Sur cette base la SNMB fixe des objectifs à l'horizon 2023 de mobilisation des ressources supplémentaires forestières, agricoles et de biodéchets :

- La biomasse non-méthanisée supplémentaire (usage possible en matériaux biosourcés, chimie verte, biocarburants ou chaleur-cogénération) est estimée à 52 TWh en équivalent énergie primaire ;
- La production de biogaz supplémentaire est évaluée à 18 TWh.

A moyen-terme, la biomasse agricole contribuerait à près de 80 % de la biomasse disponible.

La SNMB fait l'objet d'un suivi annuel, présenté au Comité d'Information et d'Orientation, dont la composition indicative figure en annexe à la stratégie, puis rendu public. Ce suivi s'inscrit en complémentarité avec ceux des plans sectoriels avec lesquels la SNMB s'articule (PNFB ; plan agroforesterie ; PPE ; plan de prévention et de gestion des déchets ; stratégie bas-carbone etc.).

Un autre facteur d'évolution à considérer pour cette stratégie est la compilation à venir des schémas régionaux biomasse (SRB), en cours d'élaboration dans les régions. La première révision de la stratégie sera l'occasion d'assurer la cohérence avec les SRB.

Encadré 13b : La Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse

Enjeux environnementaux de la SNMB

Concernant les sols et la biodiversité, les interventions plus fréquentes et l'export accru et régulier de bois et rémanents et résidus de culture pourraient se traduire par une perte de fertilité chimique (moins d'éléments nutritifs), physique (tassement) et biologique du sol, une moindre disponibilité d'habitats pour la biodiversité, une réduction des connectivités (trames vertes) à l'échelle des paysages. Ces effets sont à limiter par un prélèvement raisonné de matière, le maintien d'arbres sénescents, une sensibilisation des acteurs à la problématique du compactage des sols et par le retour d'éléments nutritifs (digestats, composts, cendres, etc.).

Globalement, une utilisation accrue d'engrais azotés et de produits phytosanitaires, notamment dans le domaine agricole pourrait affecter la biodiversité, la qualité des sols, de l'air et de l'eau.

Les effets environnementaux constatés dépendront fortement de la mise en œuvre des mesures de connaissance, de sensibilisation, de formation et de rapportage prévues à la fois par la SNMB et par les réglementations sectorielles concernées.

L'impact est considéré comme neutre sur la consommation d'espaces naturels et sur les paysages, à défaut de liens de causalité univoques sur ces enjeux.

Il est à noter qu'une gestion plus dynamique de certaines ressources (forêts, haies, etc.) peut à l'inverse avoir des effets positifs sur la diversité de ces milieux et leur résilience au changement climatique.

L'ensemble de ces enjeux, et les mesures proposées en conséquence, sont développés dans le rapport d'évaluation environnementale de la SNMB.

Orientation stratégique de ces gisements

La biomasse est une ressource rare et continuera à l'être à 2050. C'est pourquoi la programmation pluriannuelle de l'énergie donne des orientations claires pour l'orienter en priorité vers les usages où elle est le plus efficace :

- Pour le bois, la priorité doit être donnée à l'utilisation en chaleur dans un réseau de chaleur ou pour produire de la chaleur industrielle. La cogénération ne doit être réalisée que dans des cas particuliers et la cogénération haut rendement est à privilégier dans ce cas ;
- Pour le biogaz, la priorité doit être donnée à l'injection de biométhane. La cogénération ne doit être réalisée que dans des cas spécifiques, notamment pour les installations de production éloignées des réseaux de gaz ;
- Pour les biocarburants, l'objectif est de ne pas augmenter les carburants de 1^{ère} génération et d'augmenter les carburants de 2nde génération.

4.5. Dimension « Marché intérieur de l'énergie »

4.5.1. Le réseau électrique

Les réseaux électriques constituent un maillon clef de la transition énergétique. Ils connectent les producteurs et les consommateurs, sont les garants de la qualité et de la continuité de la fourniture de

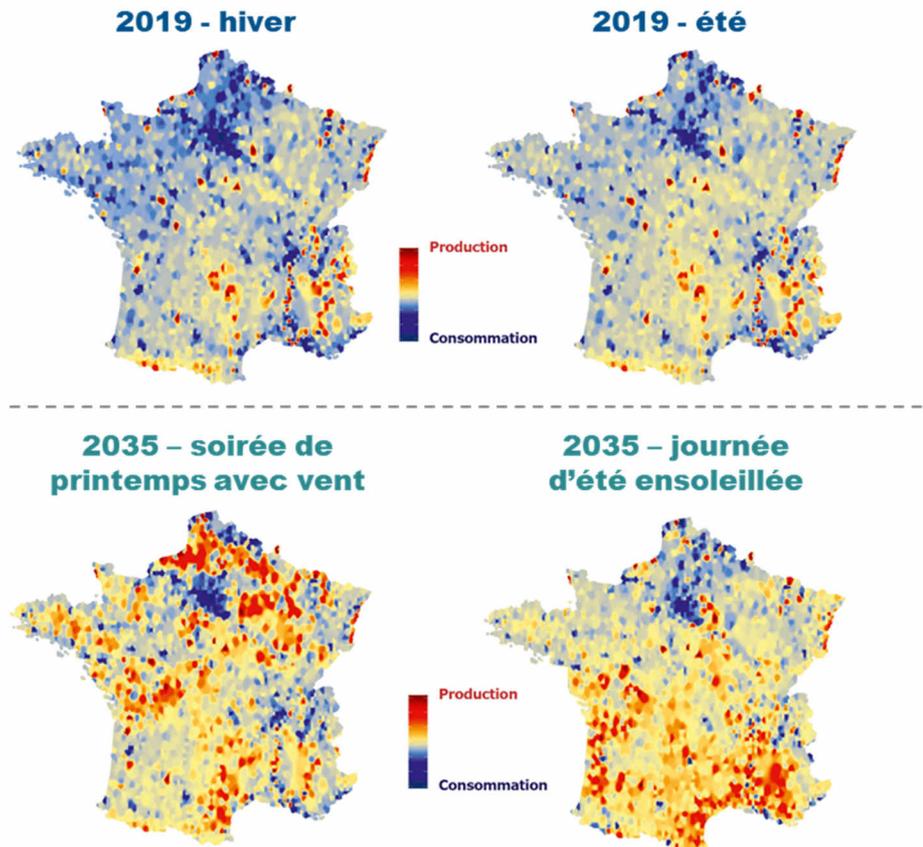
l'électricité et ancrent la France dans le système électrique européen grâce aux interconnexions avec six autres pays.

Le développement massif des énergies renouvelables en cours conduit à un changement de paradigme, avec une modification importante des flux d'électricité sur les réseaux.

Celle-ci se traduit :

- Par une géographie différente des moyens de production
- Par une plus forte variabilité journalière de la production sur le territoire.

Figure 74: Evolution de la répartition géographique production/consommation en électricité (source : RTE)



Le système électrique évolue en effet d'une production historiquement très majoritairement centralisée, constituée de grandes centrales électriques raccordées au réseau de transport, et « descendante » vers les consommateurs via le réseau de distribution, à une production de plus en plus diffuse et plus proche des consommations : depuis plusieurs années, la plupart des nouvelles installations de production d'énergie sont renouvelables et raccordées sur le réseau de distribution.

A la fin du troisième trimestre 2019, 433 000 sites de production étaient raccordés sur le réseau de distribution géré par Enedis, pour un total de 27,5 GW de puissance installée. La très grande majorité de ces sites sont du photovoltaïque de faible puissance. De son côté, l'éolien, s'il représente un nombre limité de sites (environ 1 900 dont 1 700 raccordés sur le réseau de distribution) mais compte pour environ 16 GW de puissance cumulée (dont 13,8 GW raccordée au réseau de distribution).

Les différentes énergies renouvelables électriques présentent des caractéristiques très différentes qui ont des impacts variables sur les réseaux de distribution et de transport. Outre les différences de taille

d'installation, les différences entre les sources d'énergie portent sur les profils de production (variabilité de la production selon les saisons, les jours, les heures), la prévisibilité, ou encore la possibilité de moduler la production⁸⁰. De plus, les qualités d'onde ou le profil de tension de ces productions doivent être pris en compte pour un bon fonctionnement du réseau. L'autoconsommation, avec ou sans injection sur le réseau du surplus non autoconsommé, et éventuellement couplée à du stockage local, peut par ailleurs modifier significativement les profils de consommation des sites concernés tels que vus du réseau (soutirage). L'accélération nette du développement de l'autoconsommation observée ces derniers temps pourrait donc avoir des impacts sur le pilotage du réseau.

L'intégration des énergies renouvelables à grande échelle, et le développement de nouveaux usages de l'électricité comme les véhicules électriques, nécessitent une adaptation du système électrique et le développement de solutions de flexibilité et d'ajustement, qui passent le plus souvent par les réseaux.

Organisation des réseaux électriques

L'exploitation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont des services publics réglementés.

Le réseau public de transport d'électricité sert à acheminer de grandes quantités de courant d'un point à l'autre du territoire mais surtout de « hub » permettant de mutualiser les ressources disponibles et de les faire fonctionner de manière simultanée au moindre coût⁸¹. Il est constitué de toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 000 V sur le territoire métropolitain continental. Il comprend 106 000 km de lignes électriques à haute et très haute tension (HTB) et 2 700 postes électriques. RTE, société anonyme à capitaux publics, en est le seul gestionnaire et propriétaire.

Plus de 90 % de la production électrique française actuelle est injectée sur le réseau de transport, y compris la majeure partie de la production renouvelable (hydraulique), et à l'avenir les fermes d'éoliennes en mer. Ce réseau dessert directement que quelques centaines de consommateurs finaux, pour la plupart de grands consommateurs industriels, qui comptent pour un quart de la consommation d'électricité nationale.

RTE, gestionnaire du réseau de transport, est également chargé de missions spécifiques dans le pilotage du système électrique, notamment à travers la gestion des mécanismes d'équilibrage entre l'offre et la demande en temps réel.

Ce sont les réseaux publics de distribution d'électricité, constitués d'ouvrages de moyenne tension (HTA, entre 1 000 V et 50 000 V) et d'ouvrages de basse tension (BT, inférieure à 1 000 V), raccordés au réseau de transport, qui acheminent l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux.

La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de concessions locales. Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), également appelées autorités concédantes, sont des collectivités territoriales propriétaires des réseaux (communes, le plus souvent regroupées en syndicats départementaux d'énergie, communautés urbaines ou métropoles). Enedis, filiale du groupe EDF, qui couvre 95 % du territoire métropolitain, est aujourd'hui concessionnaire de plus de 600 concessions. Enedis exploite 1,4 million de km de lignes, 778 500 postes de distribution (HTA/BT) et 2 700 postes source (HTB/HTA, qui assurent l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution). Il dessert plus de 36 millions de consommateurs. 5% du territoire métropolitain est desservi par 140 « entreprises locales de distribution » (ELD) dépendant des collectivités locales.

80. Se reporter au chapitre sur la sécurité d'approvisionnement électrique pour plus de détails.

81 Voir introduction du nouveau schéma décennal de développement du réseau, RTE, septembre 2019

Les gestionnaires des réseaux publics d'électricité ont pour principales missions l'exploitation du réseau (dépannage, conduite et pilotage du réseau, raccordement des nouveaux consommateurs ou producteurs), le comptage des quantités d'énergie injectées ou soutirées, et le renouvellement des infrastructures de manière à assurer un maintien en conditions opérationnelles.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Le transport comme la distribution d'électricité sont des services publics dont les tarifs sont régulés et fixés par la Commission de régulation de l'énergie par période de 4 ans. Ces tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui constituent en moyenne un peu moins d'un tiers des factures TTC des consommateurs, couvrent les charges d'investissement et d'exploitation des gestionnaires de réseau RTE et Enedis. En particulier, le niveau des tarifs est établi sur la base des prévisions d'investissement des gestionnaires de réseau, de façon à leur garantir systématiquement des ressources suffisantes pour le maintien ou l'amélioration des infrastructures dont ils ont la charge. Les tarifs sont accompagnés de dispositifs de régulation incitative, afin notamment d'inciter les gestionnaires de réseaux à mieux maîtriser leurs coûts ou à améliorer la qualité de l'alimentation.

Pour les entreprises locales de distribution (ELD) comme pour les gestionnaires de réseau des zones non interconnectées (ZNI), l'ajustement des revenus aux charges réelles supportées est effectué grâce au fonds de péréquation de l'électricité.

Le TURPE est construit sur les principes de péréquation tarifaire (un tarif identique sur tout le territoire) et du « timbre poste » (la tarification est indépendante de la distance parcourue par l'électricité).

La cinquième période tarifaire du TURPE dite « TURPE 5 » est entrée en vigueur au 1^{er} août 2017 et permet des évolutions de la structure tarifaire dans le contexte de la transition énergétique et une régulation spécifique pour le déploiement des compteurs communicants. Ces tarifs comportent notamment l'introduction d'une option à pointe mobile pour la moyenne tension. La Commission de régulation de l'énergie a entamé dès 2017 un processus de consultation afin de préparer la révision des tarifs en 2020 pour mieux prendre en compte les spécificités de l'autoconsommation et des autres nouveaux usages.

Depuis novembre 2017, les petites installations de production à partir d'énergie renouvelables bénéficient d'une prise en charge par le TURPE d'une partie du coût de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité. Cette réfaction tarifaire qui peut aller jusqu'à 40 %, en fonction de la puissance de l'installation, facilite le raccordement des installations qui n'ont généralement pas le choix de leur localisation (panneaux photovoltaïques en toiture notamment).

Le réseau public de transport d'électricité

Les outils de planification des investissements

Les réseaux d'électricité sont des infrastructures à durée de vie longue ; ils requièrent des investissements importants qu'il est nécessaire de planifier longtemps à l'avance. C'est particulièrement vrai pour le réseau de transport, dont l'horizon d'investissement est de l'ordre de la décennie. Cette planification est d'autant plus complexe qu'elle s'appuie sur plusieurs documents, établis à la fois au plan national et européen.

Le 3^{ème} paquet « marché intérieur », adopté par les Etats membres de l'Union européenne en 2009, a instauré une démarche de planification coordonnée des investissements des réseaux de transport : l'association des gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E) doit publier tous les deux ans un plan

décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité européen (TYNDP⁸²). Au plan national, chaque gestionnaire de réseau de transport élabore un schéma décennal de développement du réseau (SDDR), qui doit être cohérent avec le plan établi par ENTSO-E. Il est établi sur la base de l'offre et de la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Il mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements. Chaque année, le schéma décennal est actualisé et soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie, qui peut lui imposer des modifications.

Poursuivre le développement des interconnexions

La construction des interconnexions transfrontalières a historiquement obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement, ainsi qu'à la valorisation à l'export des excédents de la production électrique française notamment la nuit et en été.

Les interconnexions offrent la possibilité d'importer de l'électricité depuis un pays voisin en cas de tension sur l'approvisionnement national, ce qui constitue une solution économiquement efficace. En effet, les interconnexions évitent à la France d'investir dans des capacités supplémentaires pour assurer sa sécurité d'approvisionnement et permet de mutualiser les investissements de production avec les pays voisins. Les échanges transfrontaliers permettent ainsi de disposer de la disponibilité des capacités à l'étranger dont la contribution s'élève en moyenne entre 8 et 10 GW. A court terme, les développements prévus permettront d'augmenter la capacité d'import de 11 GW pour l'hiver 2016-2017 à 13 GW pour l'hiver 2020-2021.

Avec un total de 48 lignes d'interconnexion et 12 projets supplémentaires d'ici à 2030, dont 3 en cours de construction, la France est très bien interconnectée avec ses voisins. La capacité d'interconnexion globale de la France s'élève en 2019 à 17,4 GW en export et 12,5 GW en import, soit un taux d'interconnexion d'environ 11,4 %. Les capacités réellement utilisées en moyenne sont inférieures (de l'ordre de 8 GW à 10 GW), du fait des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques de chaque pays. En 2030 elle devrait dépasser les 26 GW d'interconnexion pour atteindre au moins 16,5%.

Le réseau public de transport d'électricité français est actuellement interconnecté avec 6 pays (Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne, Italie, Espagne et Suisse) comme la figure suivante l'illustre.

82 Ten-Year Network Development Plan ; voir <http://tyndp.entsoe.eu/>

Figure 75: Capacités d'interconnexion en 2017



La construction des interconnexions transfrontalières a historiquement obéi à un motif de sécurité d’approvisionnement, ainsi qu’à la valorisation à l’export des excédents de la production électrique française, notamment la nuit et en été. Les interconnexions offrent également la possibilité d’importer de l’électricité depuis un pays voisin en cas de tension sur l’approvisionnement national, ce qui constitue une solution économiquement efficace au niveau européen, notamment lors des pointes de consommation.

Les interconnexions permettent un foisonnement des aléas géographiques entre pays, et ce de manière d’autant plus efficace que les spécificités de chaque pays réduisent les corrélations des aléas et atténuent les conséquences de l’occurrence de tensions nationales. L’aléa dominant en France est aujourd’hui, et demeurera sur la période de la PPE, la thermosensibilité de la demande ; l’aléa lié à l’intermittence des énergies renouvelables est aujourd’hui dominant dans les pays où le taux de pénétration de ces énergies renouvelables est le plus important (Danemark, Allemagne) ; l’aléa lié à la production hydraulique est dominant dans les pays où son rôle dans la production est majeur (Norvège, Suisse, Portugal). Les interconnexions évitent à la France d’investir dans des capacités supplémentaires pour assurer sa sécurité d’approvisionnement.

Enfin, le développement des interconnexions facilite l’intégration du marché européen de l’électricité ; il permet aux pays limitrophes d’accéder à une électricité au moindre coût en profitant de la complémentarité de leur mix de production.

Le schéma décennal de développement du réseau de transport d’électricité élaboré par RTE en 2019 prévoit de doubler la capacité d’échange d’ici à 2035 (dont 8 GW à horizon 2025) pour atteindre une capacité d’une trentaine de GW. Ces chiffres sont cohérents avec les scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE : deux d’entre eux supposent une capacité d’import de 27 GW et une capacité d’export de 33 GW afin de garantir l’équilibre du système à l’horizon 2035.

Compte tenu des enjeux de flexibilité du système électrique français et européen, il apparaît essentiel de poursuivre les travaux de développement des interconnexions identifiées dans le schéma décennal de

développement du réseau de RTE, et d'étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions au regard d'une analyse coût-bénéfice et de l'acceptabilité des projets.

Grandes orientations des investissements

Le réseau de transport se trouve aujourd'hui confronté à plusieurs tendances. La stabilisation observée de la consommation à l'échelle nationale masque des disparités importantes entre régions, liées notamment aux dynamiques démographiques ; le développement des énergies renouvelables est également très variable localement, notamment en fonction des configurations météorologiques. La modification de la géographie des moyens de production résultant de la transformation du mix conduit à une modification des flux sur le réseau, qui joue un rôle croissant de secours et de solidarité entre les territoires, avec notamment un renforcement attendu des flux sur les lignes en très haute tension à 400 000 V. Le réseau de transport est à ce titre crucial pour permettre l'intégration de grandes quantités d'énergies renouvelables à production variable, conduisant à des aléas de puissance instantanée plus volatils, en France et en Europe, en plus de la gestion des variations de consommation.

Pour répondre à ces enjeux et permettre la transformation du mix prévue par la PPE, RTE a présenté en septembre 2019 une stratégie de transformation du réseau 2020-2035 dans le cadre de son schéma décennal. Par courrier en date du 13 novembre 2019, la Ministre de la Transition écologique et solidaire a accueilli favorablement cette stratégie qui décline de manière opérationnelle la politique énergétique française. Elle a également demandé à ce que l'utilisation des écrêtements des énergies renouvelables soit marginale et fasse l'objet d'un encadrement réglementaire.

Pour mener à bien la stratégie d'adaptation du réseau, les investissements sur le réseau de transport dans la décennie à venir sont estimés en moyenne à de l'ordre de 2 milliards d'euros par an, dont 500 millions d'euros pour le raccordement des nouvelles installations d'éoliennes en mer.

RTE dans son schéma décennal anticipe un besoin de création et renforcement d'ouvrages de l'ordre de 560 km par an entre 2021 et 2035, dont environ 350 km d'adaptations structurelles des réseaux, dont l'essentiel se fera sur le réseau de répartition et en souterrain. Sont concernés le renouvellement du réseau ancien, les interconnexions et le raccordement des renouvelables. Le réseau peut accueillir sans renforcement majeur jusqu'à 50 GW de puissance installée d'énergies renouvelables éoliennes et solaires au total, à condition de mettre en œuvre des moyens de flexibilité. Le seuil de 50 GW devrait être atteint à partir de 2025 : au-delà, des renforcements plus structurants seront nécessaires via le renforcement de certains axes historiques nord-sud notamment. Le réseau devra pouvoir accueillir 10 à 15 GW de capacité de production renouvelable en mer d'ici 2035.

La stratégie de transformation du réseau présentée par RTE en septembre 2019 repose sur l'utilisation de solutions flexibles permettant de limiter lorsque cela est possible les investissements en infrastructure, que ce soit à travers l'amélioration des solutions numériques pour optimiser les flux d'électricité, la participation à la mise en œuvre de solutions contractuelles ou de marché comme le mécanisme « *Flow Based* » pour augmenter les capacités d'échange aux frontières, ou l'incitation à l'évolution des comportements.

Il en résulte une trajectoire d'investissement devant s'approcher de 2 milliards € par an entre 2021 et 2025, qui voit une augmentation significative des coûts liés au raccordement des projets éoliens en mer, une augmentation des coûts de renouvellement de réseau (500 M€/an) et des dépenses d'adaptation (200 M€/an) contenues grâce aux investissements de numérisation des réseaux (250 M€/an) et à l'augmentation des dépenses de maintenance (+25 M€/an), permettant de prolonger la vie des ouvrages et de repousser certains investissements d'adaptation du réseau au-delà de 2025 et surtout 2030, sans dégrader le fonctionnement du système électrique.

L'augmentation des coûts de réseau accompagne la mise en œuvre de la transition énergétique sur la période 2021-2035. La part de dépenses dans le réseau de transport d'électricité demeure de l'ordre de 10 % de l'ensemble des coûts annualisé du système électrique. Rapporté à la production (+ 92 GW d'énergie renouvelable), le coût associé à l'adaptation du réseau pour l'accueil des énergies renouvelable reste limité à l'horizon 2035. Des ordres de grandeur peuvent être précisés pour les énergies renouvelables terrestres, les coûts d'adaptation du réseau représentent 3 à 4 €/MWh (pour un coût au MWh entre 58 à 64 €, qui devrait continuer à baisser d'ici à 2035) et de 10 à 20 €/MWh pour l'éolien en mer, suivant la proximité du réseau existant (pour un coût de 44 €/MWh pour le dernier appel d'offres).

La numérisation des réseaux vise à remplacer les contrôles-commandes des postes électriques, historiquement électromécaniques, par des systèmes numériques, en vue d'un meilleur recueil des informations en temps réel et un meilleur pilotage du système. Les travaux des gestionnaires de réseaux s'accompagnent évidemment d'efforts de recherche indispensables en cybersécurité. Ces travaux sont réalisés sous la supervision de l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI). Les gestionnaires de réseau disposent d'ailleurs d'infrastructures de télécommunications propres qui ont vocation à s'étendre pour cette raison.

Les réseaux publics de distribution d'électricité

Grandes orientations des investissements

Le développement des énergies renouvelables et de nouveaux usages de l'électricité, dont le véhicule électrique, nécessitent de repenser la structure et le pilotage des réseaux de distribution, en basse et en moyenne tension.

Les réseaux de distribution ont été initialement conçus uniquement dans une logique descendante, c'est-à-dire pour acheminer l'électricité vers les zones de consommation. Or ils accueillent aujourd'hui l'essentiel des nouvelles installations d'énergies renouvelables, nécessitant des démarches de modernisation afin de faciliter le fonctionnement bidirectionnel des réseaux.

De plus, le développement de la production décentralisée, notamment dans des zones de consommation peu denses, peut nécessiter la création ou le renforcement des ouvrages de réseau. A cet égard, la localisation des installations de production décentralisée ainsi que la taille des installations par rapport aux capacités d'accueil du réseau sont déterminantes en termes de coûts de raccordement.

En matière d'intégration des véhicules électriques, le déploiement des infrastructures de recharge ouvertes au public devrait connaître une accélération exponentielle. Les investissements dépendent notamment de la nature des bornes installées (recharges rapides ou lentes), qui génèrent plus ou moins de contraintes sur le réseau.

Sur ces deux finalités – le raccordement des énergies renouvelables et le raccordement des infrastructures de recharges des véhicules électriques, l'atteinte des objectifs de la présente programmation pluriannuelle pourrait faire passer les investissements annuels dédiés d'Enedis de près de 350 M€ en 2019 à plus de 900 M€ en 2028.

Ces montants sont à mettre au regard de l'ensemble des investissements d'Enedis sur le réseau de distribution (3 335 M€ prévus en 2019 en dehors du déploiement du compteur Linky, qui est soumis à un cadre d'investissement séparé). D'une manière générale, après une période de moindre investissement dans le renouvellement des réseaux qui s'était notamment traduit par un vieillissement global des infrastructures et la dégradation du temps moyen de coupure, Enedis est entré depuis plusieurs années dans un nouveau cycle d'investissements. Les investissements prévisionnels d'Enedis dans le cadre du TURPE 5 (hors Linky) pour 2020 sont de 3 461 M€, en hausse de 5,8 % par rapport à 2018 (3 269 M€).

Les collectivités, autorités concédantes et propriétaires des réseaux, investissent chaque année de l'ordre de 800 à 900 M€ dans les réseaux de distribution, notamment grâce aux ressources procurées par la TCCFE (taxe sur la consommation finale d'électricité) et indirectement par le TURPE à travers le fonds d'aide aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS Facé) ou les redevances liées aux concessions.

Sur la période 2018-2023, les besoins d'investissements dans les réseaux de distribution d'électricité devraient continuer à croître, pour poursuivre le renouvellement des réseaux existants et s'adapter aux nouvelles sources de production et de consommation présentées ci-dessus.

Parmi les programmes prioritaires figurent la sécurisation et la fiabilisation des postes sources en zone urbaine dense, la prolongation de la durée de vie des réseaux moyenne tension aériens dans les zones rurales ainsi que le renouvellement des câbles souterrains vétustes dans les métropoles. Les investissements, qui se sont historiquement concentrés sur la moyenne tension (HTA) qui constitue « l'ossature » du réseau de distribution, doivent également être développés sur les équipements électriques des postes de distribution et le réseau en basse tension (BT) situé en aval de ces postes, qui dessert l'essentiel des consommateurs, afin de limiter son vieillissement et éradiquer les technologies incidentogènes, notamment les fils nus. L'amélioration de la résilience du réseau vis-à-vis des aléas climatiques (notamment les canicules et crues) est un autre objectif d'importance, spécifiquement visé par le plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC).

Planification et gouvernance des investissements à l'échelle nationale

Au regard de cette croissance des investissements sur le réseau de distribution et du caractère stratégique de ce dernier pour l'intégration des énergies renouvelables et le développement des nouveaux usages électriques, une coordination efficace et une gouvernance claire sont essentielles dans les prochaines années pour un bon pilotage des investissements.

En effet, si les investissements sur les réseaux de distribution résultent toujours des particularités des situations locales (apparition de contraintes réseaux dues au développement de la consommation ou de la production, vieillissement des câbles, etc.), la gouvernance au niveau national doit permettre d'assurer la cohérence des investissements et garantir les équilibres territoriaux.

La loi NOME avait institué dès 2010 les Conférences Départementales, rencontres annuelles placées sous l'égide des préfets, au cours desquelles sont présentés les programmes d'investissements des différents intervenants sur les réseaux publics de distribution d'électricité de chaque département, gestionnaires de réseaux de distribution et autorités organisatrices.

Le « Comité du système de distribution publique d'électricité » (CSDPE) créé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, a démarré son activité en 2017. Il est chargé d'examiner la politique d'investissement de la société Enedis, ainsi que des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et des entreprises locales de distribution d'électricité, en s'appuyant notamment sur les synthèses des travaux des Conférences Départementales afin d'assurer la coordination entre les politiques nationales et locales d'investissements et d'évaluer leur pertinence. L'amélioration de la visibilité sur l'ensemble des investissements et sur l'état détaillé des réseaux de distribution à l'échelle locale est un enjeu clef pour l'exercice de cette coordination et la formulation de propositions d'orientations sur les politiques d'investissement.⁸³

La coopération européenne

La coopération européenne en matière de sécurité d'approvisionnement se concrétise en France en particulier à travers la participation au Forum Pentalatéral de l'Energie (ou Pentaforum), initiative régionale créée en 2005 qui a pour objectifs de fluidifier les échanges d'électricité à travers un meilleur fonctionnement des interconnexions électriques et de renforcer plus généralement la coordination en matière de sécurité d'approvisionnement électrique. Cette initiative s'est révélée être un cadre de coopération privilégié entre ses sept pays membres (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas, Suisse) grâce à un dialogue efficace et une bonne coordination entre les gouvernements, les gestionnaires de réseaux et les régulateurs des pays participants.

Depuis 2015, le Forum a contribué à :

- réaliser deux études d'évaluation de l'équilibre offre-demande du système électrique à la maille du Pentaforum, à partir d'hypothèses partagées et d'une méthodologie commune (modèle probabiliste et heure-par-heure, similaire au bilan prévisionnel de RTE) ;
- réaliser un exercice de coordination de crise électrique avec l'ensemble des parties prenantes de chaque pays du Pentaforum ; cet exercice s'inscrit dans un partage de bonnes pratiques pour la mise en œuvre de la réglementation européenne en vigueur et en cours de développement ;

83. La dimension locale de la gouvernance des investissements est abordée au chapitre 7 « Mobilisation des territoires »

- mettre en place le couplage de marchés de l'électricité fondé sur les flux (*flow based market coupling*) dans la région Centre-Ouest de l'Europe, qui marque une nouvelle étape dans l'intégration des systèmes électriques européens. En utilisant une description plus détaillée du réseau permettant d'optimiser les échanges, la méthode flow-based permet d'améliorer significativement la convergence des prix à l'échéance journalière tout en maintenant un haut niveau de sécurité du réseau. Elle permet non seulement de réduire les coûts de production dans les pays concernés mais aussi de contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement.

A l'avenir, les travaux du Pentaforum s'orienteront vers les questions de flexibilité, d'intégration des marchés infra-journaliers, et de prise en compte explicite des capacités étrangères aux mécanismes de capacité.

Des échanges ont également lieu avec les administrations de la péninsule ibérique au sein du Groupe de Haut Niveau qui a été mis en place suite à la déclaration de Madrid en 2015. La coopération au sein de ce groupe a notamment permis d'avancer de façon significative sur le projet d'interconnexion « Golfe de Gascogne » entre la France et l'Espagne.

Enfin, le règlement 714/2009/CE prévoit le développement de codes de réseaux, ce qui a conduit à l'élaboration d'un règlement européen sur les situations d'urgence et de rétablissement du système électrique. Ce texte est entré en vigueur et s'appliquera à partir de décembre 2018. Il permettra notamment de bénéficier d'une gestion technique harmonisée des crises électriques à l'échelle européenne. Un second code de réseaux établi suivant une ligne directrice sur le fonctionnement du système électrique permet une approche harmonisée à la fois sur la conduite des réseaux de transport en fonctionnement normal ainsi qu'en situation tendue (vague de froid par exemple).

4.5.1.1. Les réseaux électriques intelligents (« *smart grids* »)

La dénomination « réseaux électriques intelligents » ou « *smart grids* » englobe l'ensemble des solutions techniques, s'appuyant souvent sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication, qui permettent aux réseaux de s'adapter et de favoriser les grandes évolutions en cours du système électrique : insertion des énergies renouvelables variables et développement de nouveaux usages de l'électricité, dont la mobilité électrique et l'autoconsommation.

Bénéfices attendus

Les solutions *smart grids* bénéficient à tous les acteurs du système électrique.

Elles favorisent le renforcement du rôle des consommateurs en leur permettant de participer au fonctionnement optimal du système, avec notamment le développement de l'autoconsommation, de l'effacement des consommations ou de la recharge intelligente.

Elles permettent aux gestionnaires de réseaux d'optimiser leur exploitation : notamment, par une connaissance plus fine des contraintes et la possibilité de commander à distance de nombreux éléments des réseaux, ceux-ci peuvent piloter le réseau au plus près de ses limites, le rendre plus résilient aux aléas – par exemple par l'auto-cicatrisation des incidents, et éviter des investissements coûteux. L'optimisation des flux permet également de diminuer les pertes réseaux qui représentent aujourd'hui 8 % de la consommation d'électricité.

Elles favorisent également l'optimisation du parc de production afin d'éviter d'investir dans de nouvelles capacités de production carbonées, en permettant le pilotage de la production renouvelable lorsque cela est possible, et à valoriser de nouvelles sources de flexibilité par stockage.

Pertinence économique

Des études approfondies sur l'intérêt socio-économique à plus long terme des différentes solutions *smart grids* ont été menées par les gestionnaires de réseaux avec l'ADEME. Ces études ont conclu à la pertinence économique de l'ensemble des solutions *smart grids* identifiées par les gestionnaires de réseaux à un horizon 2030⁸⁴, avec des bénéfices nets attendus autour de 400M€ par an pour la collectivité, et un impact particulièrement positif du développement du stockage ainsi que des effacements des acteurs industriels et « gros tertiaires ».

Il est à noter que la pertinence économique de nombreuses technologies *smart grids* est intimement liée au cadre réglementaire et sa capacité à traduire économiquement les services réellement rendus au système électrique.

De nombreux enjeux techniques

Le champ des *smart grids* inclut les enjeux techniques suivants :

- **Les « services système » de réglage en fréquence et en tension, indispensables à la stabilité du système électrique, sont actuellement assurés en grande partie par les grandes installations de production par voie thermique (nucléaire, thermique à flamme).**
- Le stockage d'électricité peut répondre à des besoins très variés pour contribuer au bon fonctionnement du système : stockage de puissance pour répondre à des besoins quasiment instantanés d'équilibrage, stockage infra-journalier destiné à lisser une courbe de charge de consommation ou de production, ou stockage à une échelle de temps plus longue pouvant aller jusqu'à quelques mois visant à s'adapter aux différences entre les profils de production et de consommation à une échelle saisonnière. De multiples technologies existent (batteries, hydrogène, volants d'inertie, stations de pompage...) et les développements doivent se poursuivre pour trouver les optimums technico-économiques.
- Le pilotage de la recharge des véhicules électriques représente un enjeu majeur pour diminuer l'impact sur les réseaux et la gestion de l'équilibre offre/demande ; les solutions « *vehicule to grid* » (VtG) permettront l'injection dans le réseau de l'électricité stockée dans les batteries des véhicules ;
- De nombreuses « briques » des *smart grids* s'appuient sur le développement de solutions logicielles et de télécommunications permettant de disposer d'informations en temps réel sur l'état du réseau et ses contraintes, de traiter efficacement les données produites et d'agir à distance sur les différentes parties du réseau, d'une manière économiquement efficace, de mettre des données à disposition des acteurs du marché. Les réseaux électriques étant une infrastructure vitale, une attention particulière doit être apportée à et la cybersécurité, la multiplication des points d'entrée au réseau et des échanges d'informations étant de nature à accroître leur vulnérabilité.

Les solutions *smart grids* nécessitent l'implication de nombreux types d'acteurs : fournisseurs d'électricité, responsables d'équilibre, agrégateurs, fournisseurs d'équipements techniques pour le réseau ou le comptage, intégrateurs de solutions énergétiques, fournisseurs de solutions logicielles, acteurs des télécommunications, constructeurs automobiles, etc. L'acculturation de chaque catégorie

84 Voir notamment « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents », ADEef, ADEME, Enedis, RTE, juillet 2017, téléchargeable sur <http://www.enedis.fr/la-valorisation-economique-des-smart-grids>

d'acteurs aux fonctionnements et contraintes des autres est un enjeu majeur pour permettre le développement optimal de ces solutions.

Encourager le développement des smart grids

Le développement des *smart grids* ces dernières années s'est structuré autour de la mise en œuvre du plan « réseaux électriques intelligents » publié en 2014 dans le cadre de la Nouvelle France Industrielle. Ce plan vise à consolider les filières électriques et informatiques françaises sur de nouveaux marchés à forte croissance et créateurs d'emplois. Le soutien public a joué un rôle déterminant pour permettre l'innovation dans le domaine des *smart grids*. De nombreuses expérimentations ont été lancées sur le territoire français depuis plusieurs années. Dans le cadre du programme des investissements d'avenir opéré par l'ADEME, plus de 120 M€ de financement ont permis depuis 2011 la réalisation d'une vingtaine de démonstrateurs. Ces démonstrateurs favorisent le regroupement d'acteurs aux expertises complémentaires (gestionnaires de réseaux, industriels, PME/PMI, start-up, laboratoires, collectivités territoriales, etc.) et accélèrent ainsi la mise au point de nouvelles technologies et de nouveaux modèles économiques. Les solutions *smart grids* testées en conditions réelles ont notamment concerné l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux, le développement de briques technologiques pour la modernisation de la gestion du réseau, ou la gestion de la demande en énergie (MDE).⁸⁵

Les travaux de recherche sont également encouragés, par exemple avec l'institut pour la transition énergétique (ITE) SuperGrid, plate-forme de recherche collaborative qui rassemble les compétences de l'industrie et de la recherche publique dans une logique de co-investissement public-privé. Le programme vise au développement de nouvelles technologies pour les réseaux de transport d'électricité, notamment le courant continu haute tension (HVDC). Supergrid bénéficie d'un soutien financier public (État et collectivités) de plus de 80 M€.

L'ensemble de ces dispositions vise à favoriser le développement de la filière afin de bénéficier au plus rapidement des technologies *smart grids*, en France mais également à l'international.

En effet, la pertinence économique des solutions *smart grids* dépend très largement du contexte local : cadre réglementaire, taux de pénétration des énergies intermittentes, prix de l'électricité, niveau d'interconnexion des réseaux avec l'étranger, etc.

Au niveau institutionnel, la France est également très présente dans les instances européennes et internationales qui traitent des sujets *smart grids*, par exemple au sein des groupes de travail de l'Agence Internationale de l'Energie, ou de l'initiative Mission Innovation créée lors de la COP 21 à Paris. Les échanges qui y ont lieu permettent de valoriser l'expertise développée en France et de bénéficier de celle des autres pays.

L'enjeu primordial des données

Le déploiement des technologies *smart grids* est rendu possible par, et s'accompagne de, la production de plus en plus de données portant sur l'état du réseau, les consommations et les productions, à des échelles géographiques et des pas de temps de plus en plus fins. Ces données ouvrent de nouvelles perspectives pour la transition énergétique, au niveau de la gouvernance locale des réseaux, notamment dans sa dimension de planification multi-fluides (électricité, gaz, réseaux de chaleur) :

85. Les programmes régionaux Flexgrid, SMILE et You&Grid sont abordés au chapitre 7 « Mobilisation des territoires »

- Au niveau des consommateurs, la connaissance et l'interprétation des données des compteurs communicants, plus précises et facilement disponibles, peuvent être les supports d'action de maîtrise de l'énergie.
- Au niveau de l'exploitation du réseau, les données permettent d'utiliser les infrastructures au maximum de leur capacité et d'optimiser les investissements.

Des outils internet permettant aux porteurs de projet de mesurer l'impact sur le réseau du raccordement d'installations de production d'électricité renouvelable ou d'infrastructures de recharge de véhicules électriques sont en cours de déploiement, notamment par Enedis ; ils constituent une véritable avancée.

Par ailleurs, de plus en plus de données sur la consommation annuelle à une maille géographique fine – permettant de conserver la confidentialité des informations lorsque celle-ci est nécessaire – ou sur les profils locaux des consommations sont mises à disposition de tous sur des portails « open data ». Ils facilitent l'élaboration de politiques publiques de transition énergétique locale et permettront le suivi et l'évaluation de l'efficacité de ces politiques.

Face à la multiplication des données qui vont être fournies par les *smart grids*, les échanges entre parties prenantes, fournisseurs et utilisateurs des données doivent se poursuivre pour aboutir à une gouvernance de la donnée satisfaisante pour tous et au service de la transition énergétique. La plus grande clarté sur les règles de partage, d'utilisation et de protection des données est un enjeu majeur.

En particulier, les missions des gestionnaires des réseaux publics d'électricité sont appelées à évoluer avec la multiplication des données dont ils ont la charge ; il est nécessaire de s'assurer que tous les acteurs du système électrique puissent avoir accès aux données pertinentes de façons simple, transparente et sécurisée.

Le compteur communicant, un atout majeur

Le déploiement du compteur communicant d'électricité Linky a débuté le 1^{er} décembre 2015 et se poursuivra jusqu'en 2021. On compte déjà plus de 23 millions de compteurs installés.

L'investissement de l'ordre d'environ 5 milliards d'euros est supporté par les gestionnaires de réseaux de distribution à travers le TURPE. Le déploiement se traduit par une première phase fortement capitalistique en début de projet (de 2014 à 2021), suivie d'une deuxième phase d'amortissement. Le modèle économique du compteur est équilibré sur sa durée de vie de 20 ans, c'est-à-dire que les gains compensent les coûts de déploiement, impliquant ainsi un effet neutre à terme sur le tarif.

Le compteur communicant apporte deux principales innovations par rapport aux compteurs existants :

- une mesure beaucoup plus fine de la consommation et des informations relatives à la qualité de l'électricité fournie ;
- une capacité de communication bi-directionnelle : il peut transmettre des informations et recevoir des instructions en s'appuyant sur la technologie du courant porteur en ligne.

Le compteur communicant joue un rôle fondamental dans la modernisation du réseau en permettant d'augmenter significativement l'observabilité du réseau basse tension pour les gestionnaires de réseau, avec notamment un suivi plus fin du niveau de la tension sur le réseau basse tension, ainsi qu'une détection plus rapide des pannes et des anomalies de consommation.

Le compteur favorise l'émergence de services de maîtrise des consommations, auxquels il servira de support. Il permet également le déploiement de nouveaux mécanismes tarifaires, qui permettent de mieux révéler les coûts du système électrique et d'apporter les bonnes incitations, que ce soit au niveau des tarifs d'acheminement (TURPE) ou des offres des fournisseurs d'électricité. En permettant aux

consommateurs de mieux maîtriser leur consommation, il participera à l'optimisation du réseau électrique et des moyens de production.

4.5.1.2. Le développement de la flexibilité de la demande électrique : l'effacement

Les nouveaux usages de l'électricité et leur impact sur le profil de consommation

Les usages de l'électricité évoluent en permanence, avec notamment pour les particuliers le développement continu de nouveaux équipements électriques et électroniques pour le confort et le loisir, l'évolution des besoins en climatisation. De plus, l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 encourage le transfert de certains usages vers l'électricité, dans les transports ou l'industrie. Le développement de la mobilité électrique pourrait en particulier avoir un impact significatif sur le système électrique selon la stratégie retenue pour la gestion de la recharge. Il est ainsi essentiel de développer des solutions d'optimisation de la charge des véhicules électriques (réglementaires, économiques, tarifaire, etc.) afin de lisser la consommation et de limiter les impacts sur le réseau et le système électrique.

Les effacements de consommation, un levier de flexibilité utile au système électrique

Le code de l'énergie définit l'effacement de consommation d'électricité comme l'action visant pour un consommateur donné à baisser temporairement, sur sollicitation, son niveau de soutirage sur les réseaux de transport ou de distribution d'électricité par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée.

Les effacements contribuent à équilibrer en temps réel l'ensemble du système électrique grâce à des délais de mobilisation courts. Les effacements ont vocation à remplacer les moyens de production de pointe comme les centrales thermiques pendant les pointes de consommation hivernales. Ils peuvent également permettre de limiter les besoins de renforcement du réseau et les coûts afférents. Les effacements de consommation peuvent être obtenus de deux manières :

- *soit le consommateur est incité par son fournisseur à réduire sa consommation* lors des périodes de pointe par un prix majoré dans le cadre de son contrat de fourniture : le code de l'énergie parle alors d'effacement indissociable de la fourniture.

Historiquement, ce type d'offres a joué un rôle important, du fait de l'existence de certaines options tarifaires des tarifs réglementés de ventes construites sur ce principe, comme les tarifs « effacement jour de pointe » ou EJP ou les tarifs TEMPO. L'extinction de certains tarifs (tarif EJP bleu depuis 1998 et Tempo bleu professionnel à partir de 2004), ainsi que la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert au 1er janvier 2016, ont conduit à une réduction marquée du volume de ces effacements, lequel se situe désormais en dessous d'un gigawatt et ce, malgré les efforts consentis pour favoriser le développement de ce type d'effacements et en particulier l'ouverture à la concurrence du signal TEMPO en 2014. Cette tendance baissière devrait être infléchie et inversée dans les années à venir grâce au déploiement progressif du compteur Linky d'ici à 2021 qui permettra aux fournisseurs d'énergie de proposer, grâce aux fonctionnalités offertes par ce compteur, des offres différenciées selon les heures, les jours et les saisons, y compris en incluant des pointes mobiles. Cette possibilité de proposer des offres différenciées est d'ailleurs renforcée par l'intégration dans le TURPE 5 de plages horo-saisonnalisées et même, pour certains niveaux de tension, d'un signal de pointe mobile comme c'est le cas pour les professionnels raccordés en moyenne tension HTA.

- *soit l'effacement est réalisé chez le consommateur via l'action d'un opérateur d'effacement*, qui propose un service dissociable d'une offre de fourniture.

Ces dernières années ont également été marquées par une croissance des volumes d'effacements activés par les opérateurs d'effacement, acteurs économiques dont la valeur ajoutée est d'agréger des capacités d'effacement chez des clients finals (industriels, tertiaires ou diffus) et de valoriser ces capacités d'effacement sur les différentes échéances temporelles des marchés de l'électricité, l'agrégation permettant un foisonnement des capacités et une optimisation économique à la main des opérateurs qui peuvent ainsi élaborer des solutions innovantes pour répondre aux besoins en énergie et en capacité du système électrique.

Différents types de consommateurs et d'usages électriques chez ces consommateurs peuvent en pratique être effacés. Chez les particuliers (effacement « diffus »), c'est principalement sur le chauffage électrique, l'eau chaude sanitaire, ou la charge d'un véhicule électrique qu'est effectué l'effacement de la consommation électrique. Chez les consommateurs professionnels, industriels ou tertiaires, les effacements sont réalisés notamment à travers l'interruption d'un procédé de fabrication, par l'arrêt des systèmes de réfrigération dans des entrepôts tertiaires, ou par l'utilisation d'un moyen de production d'électricité local (groupe électrogène) se substituant à un soutirage sur le réseau public d'électricité.

Le cadre de valorisation des effacements de consommation

Afin d'encourager le développement des capacités d'effacement, la France a mené une profonde réforme de son marché de l'électricité visant à ouvrir l'ensemble des mécanismes de marché aux effacements, afin que ceux-ci puissent y participer, au même titre que les installations de production d'électricité.

Les effacements industriels (depuis 2003) et les effacements diffus (depuis 2007) peuvent participer au mécanisme d'ajustement opéré par RTE, qui vise à assurer en temps réel l'équilibre offre-demande et une exploitation sûre du réseau. En 2018, 22,3 GWh d'effacement ont été activés sur le mécanisme d'ajustement, pour une capacité moyenne déposée sur le mécanisme d'ajustement de 727 MW.

Les effacements peuvent également participer aux différentes réserves contractualisées par RTE pour l'équilibrage du système⁸⁶:

- participation aux services système (réserves dites « primaire » et « secondaire ») pour les sites raccordés au réseau de transport depuis l'ouverture d'une expérimentation le 1er juillet 2014. La réserve primaire comptait en 2018 environ 140 MW d'effacement (soit près de 10 % de celle-ci, avec en fin d'année 2018 un niveau moyen de 12% et des pointes à 20%) ;
- participation aux réserves rapide et complémentaire depuis 2011 avec une ouverture progressivement renforcée qui a permis d'atteindre une participation des capacités d'effacement à hauteur de 530 MW en moyenne sur la réserve rapide (environ 50% de la réserve rapide contractualisée) et de 45 MW d'effacement dans la réserve complémentaire en 2018.

Depuis le 1er janvier 2014, les effacements peuvent également être échangés entre acteurs de marché sur le marché de l'énergie, via le mécanisme dit « NEBEF ». Ainsi, pour un fournisseur d'électricité, l'achat de 1 MWh d'électricité produite et de 1 MWh d'électricité effacée sont strictement équivalents. En 2018, 27 GWh d'effacement ont été échangés via ce dispositif.

⁸⁶ Pour mener à bien ses missions d'équilibrage du système et garantir sa sûreté, RTE s'assure de disposer à tout moment de réserves de flexibilité suffisantes pour équilibrer les injections et les soutirages sur le réseau. Certaines de ces réserves (réserves rapides et complémentaires) sont mobilisées via le mécanisme d'ajustement. Chacune de ces réserves fait l'objet de contractualisations entre RTE et des acteurs qui sont ensuite rémunérés pour mettre à disposition des capacités concernées (indépendamment de leur éventuelle sollicitation).

Enfin, les effacements peuvent participer au mécanisme de capacité, opérationnel depuis le 1er janvier 2017.

En complément de ces mécanismes de marché, la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte a également prévu la possibilité de lancer des appels d’offres visant à développer la capacité d’effacement existante en France, de manière à favoriser l’atteinte des objectifs inscrits dans la PPE relativement au développement des flexibilités. La mise en œuvre de ce dispositif a nécessité d’obtenir préalablement la validation du dispositif par la Commission européenne, au titre du régime des aides d’Etat ; procédure d’approbation au cours de laquelle la Commission a souhaité que soient mis en œuvre des critères concurrentiels devant assurer la compétitivité de l’appel d’offres et le caractère proportionné du soutien apporté à la filière. Le dispositif a été formellement approuvé le 7 février 2018 pour une durée de 6 années, allant jusqu’au 31 décembre 2023. Cette approbation a permis de sécuriser la réalisation d’appels d’offres annuels, dont les cibles en volumes pour chaque année sont rappelées ci-dessous.

Trajectoire objectif (en MW)	Volume annuel de l’appel d’offres effacement	Dont catégorie >1MW	Dont catégorie <1MW
2018	2200	1900	300
2019	2500	2000	500
2020	2900	2100	800
2021	2000	1000	1000
2022	1800	500	1300
2023	2000	500	1500

Volumes cibles pour chaque exercice de l’appel d’offres

Au total, pour l’année 2019, le volume de capacités d’effacement disponibles pour assurer la sécurité d’approvisionnement pendant les périodes de pointe peut être estimé à 2 900 MW. Cela correspond à environ 2 300 MW de capacités d’effacement certifiées sur le mécanisme de capacité, auxquels s’ajoutent près de 600 MW d’effacement réalisés par les fournisseurs.

Le gisement actuel d’effacements et les perspectives de développement de la filière

Le chiffre de 2900 MW de capacités d’effacement existantes en France est à mettre en regard du gisement qu’il est techniquement possible de développer et économiquement pertinent de faire émerger. Ce gisement atteignable dépend de plusieurs facteurs, et notamment de l’évolution future du mix électrique, des coûts de déploiement des nouvelles capacités d’effacement et de la valeur que la collectivité est prête à consacrer pour soutenir le développement de cette activité.

Depuis le précédent exercice de la PPE, plusieurs études – parues en 2017 – ont eu pour objet d’évaluer les perspectives de développement de l’effacement en France :

- l'étude de l'ADEME⁸⁷ qui s'intéressait spécifiquement aux effacements industriels et tertiaires ;
- l'étude de RTE⁸⁸ qui, dans la continuité des premiers travaux sur les réseaux électriques intelligents de 2015, se proposait d'établir des cibles de développement pertinentes pour les différentes filières de l'effacement (diffus, tertiaire et industriel) à l'horizon 2030.

Ces travaux permettent de dresser les constats suivants :

- la valeur des effacements est très largement capacitaire (selon l'ADEME 95% des revenus de la filière sont capacitaires) ;
- la poursuite de la diversification du mix électrique devrait renforcer les opportunités de développement de la filière.

Au vu des résultats des études de l'ADEME et de RTE, le chiffre de 5 GW de capacités d'effacements industriels et tertiaires (dont capacité interruptible) constitue une borne haute : ce montant correspondant selon l'ADEME à la fourchette haute du gisement économiquement atteignable avec une rémunération de 60k€/MW⁸⁹, et est confirmé par les estimations de RTE à l'horizon 2030⁹⁰. Toujours selon les analyses du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, à l'heure actuelle, le gisement économiquement pertinent serait voisin de 3 GW. S'agissant de l'effacement diffus, à l'horizon 2030, l'étude réalisée par RTE évoque un potentiel :

- de 300 000 foyers, gros consommateurs, équipés de dispositifs de pilotage en temps réel de la consommation ;
- un pilotage de différents usages – dont le chauffage – via les compteurs communicants : avec 7 millions foyers pour le pilotage de l'eau chaude sanitaire, 5 millions de foyers pour le pilotage des véhicules électriques et 700 000 foyers pour le chauffage.

Au vu de ces éléments, un potentiel d'effacement diffus de l'ordre de 1,5 GW à l'horizon 2030 semble cohérent. Au total, c'est donc un objectif de 6,5 GW de capacité d'effacement – inchangé par rapport à la précédente PPE – qui est visé à l'horizon 2028. L'atteinte de cette cible dépendra néanmoins de l'évolution des coûts de la filière d'ici à cette échéance et de la profondeur des besoins en nouvelles capacités auxquels le système aura à faire face.

Il est en revanche proposé de retenir une approche plus progressive pour le point de passage pour 2023, en ramenant celui-ci à 4,5 GW afin de définir une trajectoire de croissance affinée de la filière vers cet objectif à l'horizon 2028.

Ce rééchelonnement dans l'atteinte de la cible visée pour 2028 – qui ne remet pas en cause le rôle que la filière est amenée à jouer à terme - peut s'expliquer par :

87. L'effacement de consommation électrique en France – Évaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine, ADEME, 2017.

88. Réseaux électriques intelligents. Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble, RTE, juin 2017.

89. Gisement correspondant au scénario « haut » et à une rémunération de 60k€/MW.

90. Voir les conclusions de l'étude précitée de RTE sur les perspectives de développement, à l'horizon 2030, des capacités d'effacement industrielles et tertiaires.

- une vision initialement optimiste sur le besoin en nouvelles capacités à qui, faute de s'être matérialisée, n'a pas permis de justifier économiquement un développement de l'effacement au rythme prévu dans la première PPE ;
- un enjeu de consolidation technique et de renforcement de la fiabilité de la filière, qui a conduit à écarter un certain volume de capacités offertes par le passé par les opérateurs d'effacement, au motif qu'elles ne remplissaient pas les standards de fiabilité légitimement attendues⁹¹;
- un enjeu d'évolution du cadre de soutien à l'effacement, afin de répondre au mieux aux attentes de la filière.

Le cadre dans lequel s'effectue l'appel d'offres effacement est en effet le fruit d'une négociation avec les autorités communautaires en charge de la concurrence ; lesquelles ont imposé la mise en œuvre de mesures visant à assurer la compétitivité de l'appel d'offres et le caractère proportionné du soutien public apporté à la filière.

Des ajustements de ce cadre pourront être envisagés pour tenir compte des résultats des deux premiers appels d'offres organisés. C'est dans cette perspective que plusieurs initiatives complémentaires ont été initiées et sont en cours sur la thématique de l'effacement, parmi lesquelles on peut notamment citer :

- Une mission conduite par Monsieur Philippe Van de Maele relative au développement de l'effacement de consommation et des mesures d'économie d'énergie dans le segment résidentiel ;
- Une réflexion commune menée par la DGEC, l'ADEME, la CRE, RTE et ENEDIS, qui s'est notamment appuyée sur une large concertation de la filière effacement à l'été 2019, et qui vise à analyser le caractère approprié du cadre réglementaire et des dispositifs de soutien existant au regard des objectifs de développement inscrit dans la PPE et à proposer, le cas échéant, des mesures additionnelles pour favoriser l'atteinte de ces derniers.

L'année 2020 sera l'occasion de mettre en œuvre les recommandations complémentaires issues de ces différentes initiatives. Les ajustements proposés devront être compatibles avec le droit communautaire relatif aux aides d'Etat, ce qui pourrait nécessiter, pour certains, des échanges avec les services de la Commission.

Ces ajustements devront être compatibles avec le droit communautaire relatif aux aides d'Etat, ce qui pourrait nécessiter, pour certains, des échanges avec les services de la Commission.

4.5.1.3. Le stockage d'électricité

Le stockage de l'électricité, apporte une réponse aux enjeux liés à la variabilité de la production et de la consommation. Le stockage permet d'aplanir les pointes de production et de transférer l'énergie vers les pointes de consommation et ce à différentes échelles temporelles (allant de quelques secondes/minutes à plusieurs mois voire années en fonction des technologies). Le stockage de l'énergie apparaît ainsi comme une solution complémentaire aux effacements et au déploiement de réseaux intelligents pour accroître la part des énergies renouvelables.

Les services rendus par le stockage pour le système électrique sont de natures différentes :

- Production d'électricité : optimisation de la production (ex : lissage, suivi de charge, déplacement de la production, arbitrage marché) ;

91. Présentation sur les effacements de consommation effectuée lors de la commission d'accès au marché du CURTE organisée le 27 janvier

- Transport et distribution d'électricité : participation aux services systèmes conformément aux codes de réseau, arbitrage avec la construction de nouvelles lignes, optimisation de la gestion du réseau, contrôle de la tension et sécurisation de la distribution ;
- Consommation : diminution de la pointe de consommation, continuité de la fourniture, autoconsommation voire autonomie énergétique sur des sites isolés.

La loi ne fixe aujourd'hui aucun objectif sur le stockage de l'électricité.

État des lieux des technologies

Il existe à ce jour un grand nombre de technologies de stockage d'électricité, chacune avec des coûts, des degrés de maturité et des caractéristiques techniques de puissance, énergie, temps de réponse, durées d'intervalles entre charge et décharge, densité énergétique différentes visant des marchés de stockage centralisé, distribué ou diffus. En permettant de répondre à des services différents, les technologies offrent ainsi une certaine complémentarité les unes par rapport aux autres. Les solutions de stockage d'énergie se divisent en trois catégories principales :

Le stockage « mécanique » :

- les installations utilisant l'énergie mécanique potentielle telles que les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), les barrages hydro-électriques, le stockage d'énergie par air comprimé (CAES – *Compressed Air Energy Storage*), qui sont plutôt des technologies de stockage centralisé et qui sont capables de restituer l'électricité sur des périodes allant de la journée à la semaine ;
- les installations utilisant l'énergie mécanique cinétique telles que les volants d'inertie, qui sont plutôt des moyens de stockage de très court terme.

Le stockage « électrochimique » :

- les piles, batteries, condensateurs sont des technologies de stockage décentralisées ou diffuses plutôt adaptées à un stockage de très court terme (quelques secondes/minutes) ou de court terme (de l'ordre de la journée) ;
- l'hydrogène produit par électrolyse est quant à lui plutôt considéré comme un moyen de stockage inter-saisonnier via le *power-to-gas*, même si l'électrolyseur est également capable de fonctionner rapidement sur demande ;

Le stockage « thermique » :

Par chaleur latente ou sensible (ex : ballons d'eau chaude), pour du stockage de l'ordre de la journée ou de plusieurs jours.

A l'heure actuelle, aucune technologie de stockage d'électricité ne permet de couvrir l'ensemble de ces services simultanément et les services rendus peuvent également dépendre du positionnement de l'installation sur les réseaux électriques.

Encadré 10 : Evolution du prix des batteries Li-ion entre 2004 et 2016 et tendanciel à 2025



Source : BNEF, DGEC

État des lieux du stockage en France

Les STEP et les barrages hydroélectriques constituent actuellement le moyen de stockage à grande échelle le plus important en France (4,3 GW de STEP et 13 GW d'hydraulique avec réservoir). Il est estimé qu'il existe encore un potentiel d'environ 2 GW en France continentale pour cette technologie. Les STEP restent aujourd'hui les seuls moyens de stockage « économiquement compétitifs », même si les conditions de marché actuelles ne permettent pas de rentabiliser un nouvel investissement sans des aides à court terme. A cela s'ajoutent 13 à 20 TWh de stockage thermique via les ballons d'eau chaude.

Les perspectives de développement

Dans des mix électriques comprenant une part très importante d'énergies renouvelables variables, différents types de stockage sont nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande, par exemple :

- A très court terme, des moyens capables de réagir très rapidement, tels que des batteries, volants d'inertie, ou supercondensateurs, sont utiles pour compenser une éventuelle baisse de fréquence, et d'autant plus rapide que le système comportera moins d'inertie avec le développement accru de photovoltaïque ou d'éolien ;
- Des moyens de court terme (journalier) comme des batteries ou des STEP, permettent de passer la pointe du soir, par exemple en utilisant d'éventuels surplus de production solaire à midi pour les restituer à la pointe ;
- Des moyens de plus long terme (infra-hebdomadaires à inter-saisonnier) permettront de pallier par exemple plusieurs jours sans vent ou sans soleil. Il s'agit donc d'un besoin pour des moyens de stockage « longs » auxquelles sont susceptibles de répondre les STEP mais également d'autres technologies de stockage telles que l'hydrogène, le stockage d'énergie par air comprimé, certaines formes de stockage thermique.

Les besoins dans chacun de ces types de stockage sont intrinsèquement liés au mix électrique qui est envisagé en France continentale, mais également à celui de nos voisins européens.

A l'horizon de la PPE, en 2028, avec la pénétration des énergies renouvelables et l'évolution du mix électrique fixés par la présente PPE, il n'y a pas de besoins additionnels de stockage pour assurer l'équilibre offre-demande. Le système électrique métropolitain, intégré au système électrique européen, a déjà suffisamment de résilience.

Ce constat reste valable jusqu'à l'horizon 2035 dans les scénarios Volt et Ampère présentés par RTE dans son bilan prévisionnel 2017 :

- Dans le scénario Volt (40 % d'ENR et 56 % de nucléaire en 2035 – 55 GW), les flexibilités sur la consommation suffisent à répondre aux besoins de flexibilité du système électrique. Les caractéristiques du système telles qu'envisagées par RTE ne permettent pas de rentabiliser les investissements dans des actifs de stockage supplémentaires.
- Dans le scénario Ampère (50 % d'ENR et 46 % de nucléaire en 2035 – 48,5 GW), les besoins en nouvelles flexibilités sont également faibles à l'horizon 2035 et peuvent de la même façon être assurés par de l'effacement. Le stockage reste une solution moins compétitive à cet horizon de temps.

Les analyses de RTE indiquent toutefois que cette absence de besoin de flexibilité nouvelle est dépendante des capacités pilotables installées en France, notamment nucléaires.

Dans une variante du scénario Ampère (« Ampère + »), dans laquelle le parc nucléaire est substitué plus rapidement par des énergies renouvelables en dessous du seuil de 50% et atteint 38,5 GW en 2035, des besoins de flexibilité supplémentaires apparaissent. RTE envisage ainsi les flexibilités suivantes : + 3,5 GW d'effacement, + 2 GW de nouvelles STEP et + 2 GW de stockage par batteries, selon une logique d'additivité des flexibilités plutôt que de concurrence entre elles.

Le développement des énergies renouvelables couplé au déclassement à terme du parc nucléaire existant pourra donc nécessiter après l'horizon de la PPE de nouveaux besoins de flexibilité pour satisfaire l'équilibre offre/demande du système électrique. Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service certains investissements ou développer certaines filières, il est nécessaire de mettre en place des actions au cours de la PPE.

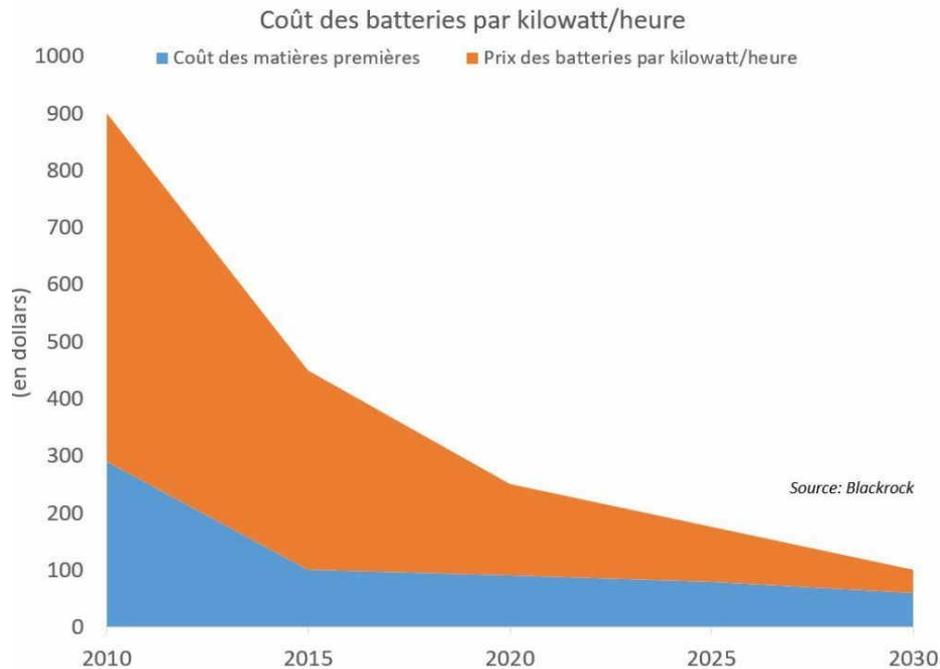
En ce qui concerne les STEP, il est nécessaire d'anticiper les décisions de réaliser ces projets, au regard de la durée des procédures et travaux à engager (près de 10 ans) et dans la mesure où ces décisions doivent être intégrées dans des procédures d'octroi de concession. Un potentiel de développement de 1,5 GW de STEP a déjà été identifié et pourrait être développé dans le cadre de la remise en concurrence des concessions hydro-électriques devant être attribuées avant 2025. Il semble utile de le développer au regard des besoins du système électrique en besoin journalier et infra-hebdomadaire attendus aux horizons 2030 à 2035.

De plus, outre l'hydrogène, plusieurs usages impliquent d'ores et déjà le développement du stockage par batterie d'ici 2028, en lien avec la baisse rapide observée du coût de cette technologie (cf. graphique ci-dessous) :

- l'utilisation de batterie pourrait être envisagée pour fournir des services systèmes (par exemple du réglage primaire et secondaire de fréquence, car les batteries ont des temps de réaction très rapide). Le potentiel de marché accessible reste cependant limité (concurrence avec les moyens de production et d'effacement, réserves totales inférieure à 2 GW) ;
- il peut également être attendu un développement des batteries chez les particuliers, en lien avec le développement de l'autoconsommation, afin de maximiser les taux d'autoconsommation ;

- le développement du véhicule électrique va également diffuser des batteries sur le territoire, donc de nouveaux services de flexibilité associés pourront être testés : c'est le concept du « *vehicule-to-grid* » dans lequel la batterie du véhicule est utilisée comme un moyen de flexibilité (charge ou décharge) lorsque le véhicule est connecté à la borne de recharge ;
- enfin, le stockage pourrait également permettre d'éviter ou de différer des investissements pour le renforcement des réseaux afin d'éviter les congestions locales lorsque les énergies renouvelables produisent en même temps dans des zones contraintes en termes de réseau et ainsi éviter leur écrêtement.

Figure 76: Coût des batteries par kilowatt/heure - Source : Blackrock



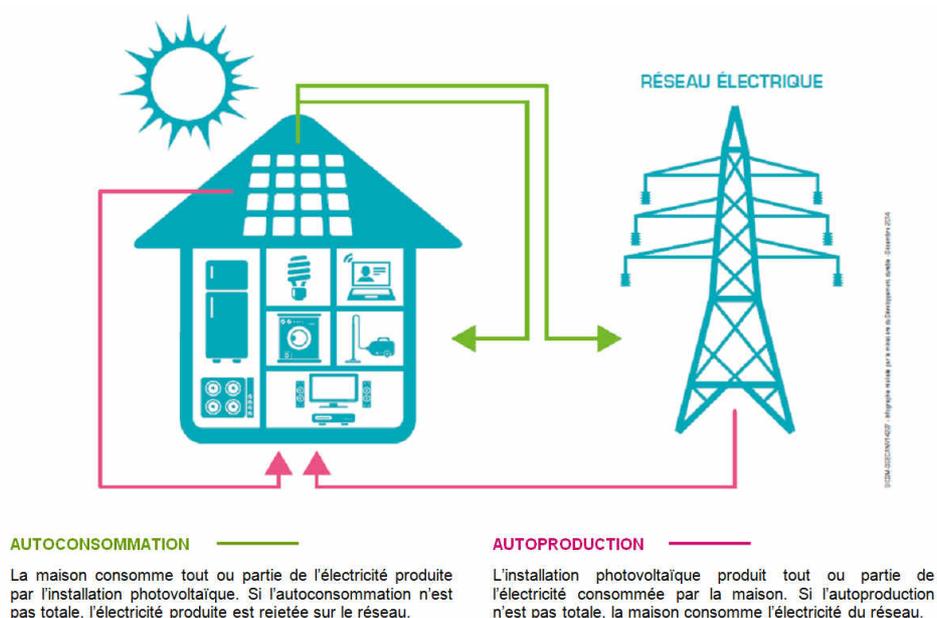
Encadré 11 : Expérimentation d'une ligne virtuelle

La ligne virtuelle « Ringo », conçue par RTE, consistant en un système de stockage-déstockage simultané sur batteries, à trois endroits du réseau, où les lignes sont congestionnées et absorbent une forte proportion d'énergies renouvelables variables. Les batteries testées ont une capacité de 12 MW pour 24 MWh sur chaque site. L'expérimentation se déroulera sur 3 ans (de 2020 à 2023). A partir de 2023, les batteries seront alors exploitées par des tiers et pourront rendre plusieurs services : réglage de la fréquence, ajustement production/consommation, résolution de congestions, etc. L'utilisation de batteries, en substitution de renforcement de réseau, pourrait ainsi trouver un espace économique au cours de la période couverte par la PPE.

4.5.1.4. L'autoconsommation et la production locale de l'énergie

L'autoconsommation individuelle 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.

Figure 77: Illustration des concepts d'autoconsommation et d'autoproduction



Dans la pratique, les sites de consommation auront dans la majorité des cas, besoin de recourir pendant certaines périodes au réseau électrique traditionnel soit pour se fournir en électricité, soit pour injecter l'électricité produite en excédent par leur installation de production locale. Ainsi, fonctionner en autoconsommation ou autoproduction ne signifie pas être en autarcie énergétique.

Le développement de l'autoconsommation individuelle est désormais une réalité et s'est accéléré ces dernières années :

- A la fin du second trimestre 2019, près de 200 MW de capacité étaient raccordés en autoconsommation pour près de 52 000 installations, soit un doublement par rapport au second trimestre 2018.
- En 2019, 90 % des demandes de raccordement ou des déclarations effectuées auprès des gestionnaires de réseau de distribution pour des projets photovoltaïques ont concerné des projets avec de l'autoconsommation.

Les projets d'autoconsommation collective se développent également. Il y a 16 opérations d'autoconsommation collective actuellement en service qui comptent près de 200 participants. Une centaine d'opérations sont en cours de montage courant 2019.

Ce développement devrait se poursuivre grâce, notamment, au déploiement du compteur communicant Linky, qui va accélérer le développement de l'autoconsommation en simplifiant tous les dispositifs de comptage (compteur unique, télé-relève etc.).

Cadre réglementaire et de soutien

La loi définit les notions d'autoconsommation individuelle et collective, qui peut être « simple » ou « étendue ». L'autoconsommation collective « simple » consiste à associer plusieurs consommateurs et producteurs, liés entre eux au sein d'une même personne morale et situés dans un même bâtiment. Depuis la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019, les bailleurs sociaux peuvent être la personne morale organisatrice d'un projet d'autoconsommation collective. L'autoconsommation collective étendue regroupe quant à elle plusieurs consommateurs et producteurs, liés entre eux au sein d'une même personne morale, situés sur le réseau basse tension et respectant des critères, notamment

de proximité géographique, fixés par arrêté ministériel. Le fait que ces critères soient fixés par arrêté permettra un ajustement facilité en cas de besoin.

L'autoconsommation et la production locale d'énergie représentent une opportunité pour la transition énergétique en permettant l'appropriation par les consommateurs de cette transition. Elles sont destinées à se développer et à prendre une place de plus en plus prégnante dans le mix électrique dans un contexte où :

- **les coûts de production des installations d'électricité renouvelable et en particulier photovoltaïques diminuent et où les prix de l'électricité augmentent ;**
- **les citoyens et les collectivités aspirent de plus en plus à un modèle de développement économique local de production d'électricité « verte » qui permette de répondre à leurs propres besoins.**

En particulier, si les projets sont bien dimensionnés au regard des besoins de consommation, l'autoconsommation peut apporter des bénéfices notables pour la collectivité en favorisant les boucles locales de consommation et de production, ce qui permet de limiter la construction de nouvelles lignes ou des renforcements des réseaux de distribution.

Le développement de l'autoconsommation ne doit pas se faire au détriment des autres consommateurs d'électricité et plus largement, ne doit pas remettre en cause le principe de solidarité nationale qui régit la tarification de l'utilisation des réseaux publics. Il convient que la tarification applicable aux auto-consommateurs reflète les bénéfices aussi bien que les coûts qu'ils peuvent engendrer sur le système électrique.

Le cadre législatif et réglementaire spécifique à l'autoconsommation (individuelle et collective) est entré en vigueur en 2017. Il comprend des dispositions pour que les gestionnaires de réseau facilitent les opérations d'autoconsommation notamment en équipant d'un compteur Linky les opérations d'autoconsommation collective, précise les responsabilités des participants, et charge également la Commission de régulation de l'énergie d'élaborer un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) spécifique à l'autoconsommation.

Un cadre de soutien spécifique pour développer l'autoconsommation, a été mis en place :

- **Les petites installations solaires sur bâtiments (<100 kWc) en autoconsommation bénéficient d'un contrat d'achat pendant 20 ans, dans lequel il est prévu une prime à l'investissement versé pendant 5 ans couplée à un tarif d'achat pour le surplus injecté sur le réseau ;**
- **Les installations de puissance comprise entre 100 et 1000 kW, quelle que soit la technologie de production d'électricité renouvelable, bénéficient d'appel d'offres sous forme de prime à l'électricité produite qu'elle soit autoconsommée ou injectée sur le réseau public. Cet appel d'offres vise en particulier les consommateurs des secteurs industriel, tertiaire et agricole, acteurs économiques pour lesquels l'autoconsommation peut apporter les bénéfices les plus importants grâce à la concomitance de la consommation et de la production. Le soutien est construit de telle manière qu'il incite à maximiser le taux d'autoconsommation.**

Ces dispositifs de soutien évolueront afin de rendre éligible à l'arrêté tarifaire les projets en autoconsommation jusqu'à 300 kWc et de rendre l'appel d'offres plus attractifs

Des travaux seront également menés afin de mettre en place les communautés d'énergie, dans le cadre de la transposition des directives (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

4.5.2. Les infrastructures de transport de l'énergie

4.5.2.1. Les réseaux de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur jouent un rôle essentiel pour le développement des énergies renouvelables et la valorisation des énergies de récupération, car ils permettent de mobiliser massivement la biomasse, la géothermie, le solaire, ou encore la récupération de chaleur fatale issue de l'industrie, les unités de valorisation de déchets, etc. La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux d'ici 2030 (référence 2012), ce qui représente un objectif de 39,5 TWh.

Réf. Situation 2012	Situation 2016	Objectif PPE ₂₀₁₆ pour 2018	Objectif bas PPE ₂₀₁₆ pour 2023	Objectif haut PPE ₂₀₁₆ pour 2023
7,9 TWh	13 TWh	15,7 TWh	22 TWh	26,7 TWh

Objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 à la consommation de chaleur renouvelable ou de récupération par les réseaux de chaleur

Pour atteindre la fourchette haute 2023, il faudrait augmenter par 2,8 le rythme de projets.

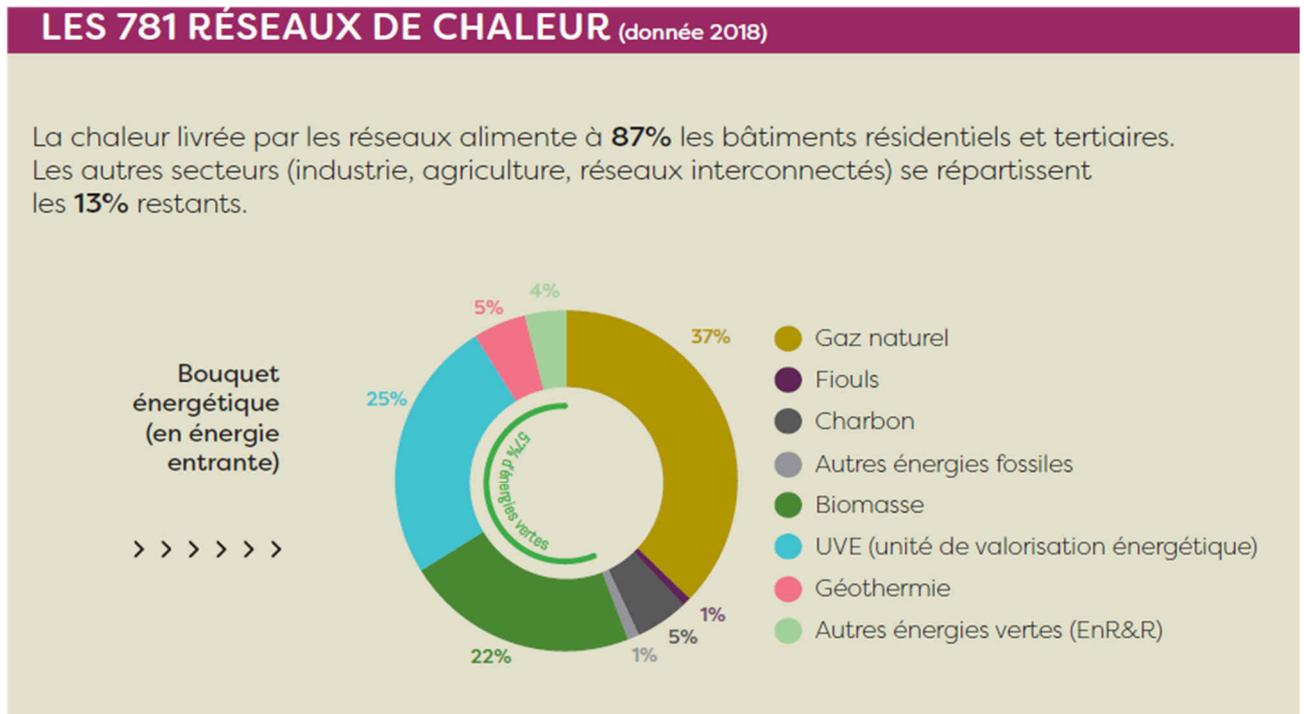
État des lieux de la filière

En 2018⁹², il existe environ 781 réseaux de chaleur en France qui s'étendent sur plus de 5 781 km et produisent 25,4 TWh de chaleur. 23 réseaux de froid s'étendent sur 202 km de réseaux et livrent 1,05 TWh de froid. Les réseaux de chaleur alimentent 2,42 millions d'équivalents-logement⁹³. Si les énergies fossiles continuent de représenter une part importante de l'approvisionnement (dont 37 % de gaz), la part des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ne cesse de progresser et atteint 57,1 % en 2017 contre 27 % en 2005 et 40 % en 2013. La part de la biomasse est celle qui a le plus significativement augmenté. La part de marché, ou le taux de raccordement des bâtiments à un réseau de chaleur EnR&R en France reste faible (de l'ordre de 6% pour une moyenne européenne à 13% en secteur résidentiel et tertiaire) en comparaison à d'autres pays européens (Allemagne 13%, Autriche 18% et Danemark et Finlande à près de 50%)

92. Les données sont issues de l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur réalisée pour le compte du service des statistiques du Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. 669 gestionnaires de réseau ont répondu.

93. Un logement consomme environ 12MWh..

Figure 78: Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2018 – source : SNCU ; enquête nationale annuelle des réseaux de chaleur et de froid édition 2019 (données 2018)



Gisement

Les réseaux de chaleur sont efficaces dans les zones denses. En tenant compte d'une densité minimale de 4,5 MWh livrés par mètre linéaire pour que le réseau soit rentable, le SNCU évalue le potentiel des réseaux de chaleur à une livraison 11 fois plus importante que la livraison de 2012. En croisant ces données avec les gisements en énergies renouvelables et de récupération, l'ADEME estime que le potentiel maximum serait autour de 67 TWh (soit une multiplication par 8,5 par rapport à 2012).

Une analyse des Schémas Régionaux Climat Air Énergie (désormais intégrés dans les SRADDET) de l'exercice précédent montre que seules 3 régions ont décliné un objectif quantitatif pour les réseaux de chaleur. Les SRADDET, qui seront approuvés dans les prochains mois, devront utilement décliner des objectifs dans chaque région (ou à l'échelle des PCAET). Pour cela, il est possible de s'appuyer sur la cartographie nationale du potentiel de développement des réseaux de chaleur⁹⁴ ou encore de l'étude du SNCU qui a édité des cartes de potentiel régional⁹⁵.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendements

94. <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/carte-nationale-de-chaleur-france>

95. Cartographie du potentiel de développement des réseaux de chaleur en France (SNCU/FEDENE/SETEC ENVIRONNEMENT) : <http://www.observatoire-des-reseaux.fr/le-potentiel-de-developpement/>

Les réseaux de chaleur permettent de valoriser les énergies renouvelables et de récupération avec une bonne efficacité énergétique. Le rendement moyen de l'ensemble des réseaux qui participent à l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur est d'environ 85 %. Les nouveaux réseaux sont construits, lorsque le projet le permet, avec un bas niveau de température de départ d'eau (<90°C), ce qui permet de diviser par 2 les pertes par rapport à un régime haute température (150°C). La baisse des températures permet également de maximiser les intégrations des sources possibles basse température (solaire, géothermie, récupération etc.).

Les coûts actuels et prévisibles

Les coûts d'un réseau de chaleur proviennent en grande partie du génie civil lié à la longueur des canalisations enterrées. L'indicateur de densité énergétique (ou densité thermique linéaire), qui s'exprime en MWh d'énergie livrée par mètre de tranchée (MWh/ml) par an est une des caractéristiques de la viabilité d'un réseau de chaleur EnR&R. Les coûts sont très variables et dépendent du type de réseau financé. En se basant sur les données du fonds chaleur qui soutient les créations, densification et extension de réseau, on estime que le coût d'investissement est autour de 1 000 €/mètre linéaire⁹⁶.

Les réseaux de chaleur EnR&R permettent la fourniture d'une énergie compétitive pour les usagers sur le long terme. La stabilité des prix de vente de la chaleur livrée est d'autant plus importante que la part des énergies renouvelables sur le réseau est élevée et que le mix énergétique est varié

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Les réseaux de chaleur génèrent un investissement annuel d'environ 305 M€ (distribution primaire et production de chaleur) et emploient environ 6 800 équivalents temps plein directs (emplois situés dans les activités de la chaîne de valeur). L'emploi local est favorisé lors de la construction, l'approvisionnement et la gestion du réseau au quotidien (génie civil, exploitation maintenance, mobilisation d'ingénieurs, de techniciens, d'ouvriers, et de commerciaux). La compétence française d'ingénierie est largement reconnue et sollicitée à l'export.

Enjeu de densification, création, extension et verdissement

Pour atteindre le facteur 5 fixé par la loi, il est nécessaire de poursuivre la densification/extension/verdissement de réseaux existants, mais également de créer de nouveaux réseaux de chaleur. Le réseau de chaleur est souvent efficace. S'il n'émerge pas, c'est aussi du fait de l'inertie des systèmes en place. C'est pourquoi la réalisation d'une étude de faisabilité devrait permettre aux villes, de prendre conscience de l'intérêt des réseaux de chaleur et de passer à l'action. Les villes sont les unités territoriales compétentes en matière de création et exploitation des réseaux de chaleur.

En complément de la création / densification / extension des réseaux, il faut accélérer la mobilisation des énergies renouvelables et de récupération. Le taux en EnR&R moyen sur l'ensemble des réseaux est actuellement de 56 % (variable d'une année sur l'autre selon les conditions climatiques). La biomasse doit continuer d'augmenter ainsi que la récupération des énergies fatales, en particulier la valorisation de la chaleur des unités de traitement thermique des déchets doit se poursuivre (une action spécifique est à mener sur la dizaine d'unités encore non raccordées à un réseau de chaleur, lorsque c'est compatible avec le plan régional des déchets). La mobilisation du solaire thermique est également susceptible de compléter le bouquet énergétique des réseaux de chaleur vertueux.

96 Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux renouvelables – ADEME – avril 2016

L'outil réglementaire en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2015 vise à imposer la remise d'une analyse coûts / avantages en vue d'étudier la valorisation possible de chaleur fatale dans un réseau⁹⁷. Cette analyse est obligatoire pour toute installation nouvelle de plus de 20 MW ou pour toute modification substantielle⁹⁸. Deux cas sont concernés : une installation industrielle qui doit étudier la possibilité de valoriser sa chaleur fatale dans un réseau existant ou en cours de création, mais également une installation de production d'énergie dans un réseau qui doit en priorité étudier la possibilité de récupérer la chaleur fatale d'installations industrielles existantes à proximité, avant de dimensionner sa puissance. Il est nécessaire de tirer les fruits de cette réglementation.

De plus, il faut maximiser le taux en EnR&R des projets de réseaux de chaleur et des réseaux existants sans remettre en cause la compétitivité pour l'utilisateur final. La directive sur les énergies renouvelables en cours de révision prévoit l'option d'augmenter d'au moins 1 point par an le taux moyen en EnR&R des réseaux à compter de 2020 pour tous les Etats membres dont le taux n'atteint pas 60 %. Sur les 10 dernières années, le taux moyen en EnR&R des réseaux a augmenté de 25 points (soit une moyenne de 2,5 points par an), mais l'enjeu est de poursuivre la croissance sur la période 2020-2030. Pour cela, il est proposé de se fixer un taux indicatif cible de 60 % d'EnR&R dans les réseaux en 2023 (moyenne nationale) puis 65 % à l'horizon 2030, combiné à l'objectif en termes de raccordement d'équivalent logement.

Assurer l'intégration des EnR&R dans les politiques et plans territoriaux

L'intégration des EnR&R doit également se faire au plus proche des projets et pourrait être déclinée à l'échelle du Plan Local d'Urbanisme. De plus, au plan local, une action spécifique pourrait être menée pour faire la promotion du classement de réseau⁹⁹ en s'appuyant par exemple sur les lauréats des labels « éco réseaux ». Ce label s'appuie sur 3 critères : un taux en EnR&R de 50 % minimum, la compétitivité et la mise en place d'une concertation. La réalisation de schémas directeurs toutes énergies est également à développer et systématiser.

Pour favoriser l'acceptation locale des projets et l'information des usagers, il faut encourager la création de comités de concertation entre collectivités, exploitants, abonnés et usagers. Il faudrait également encourager les bailleurs sociaux à décliner des objectifs en EnR&R et de lutte contre la précarité énergétique.

Réseaux de froid renouvelable et de récupération

Il existe plusieurs technologies de production de froid sur réseau :

- les groupes froid à compression avec évacuation des calories par aérothermie (on pourra considérer que cette technologie constitue la solution de référence et qu'elle n'est pas comptabilisée pour l'objectif en EnR&R des réseaux) ;
- les pompes à chaleur sur aquifères superficiels, ou sur eau de surface ;

97. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000029920606&categorieLien=id>

98. Modification conduisant à un coût d'au moins 50 % par rapport au coût d'une unité neuve

99. Le classement d'un réseau de chaleur ou de froid est la procédure qui permet à une collectivité de rendre obligatoire le raccordement au réseau, existant ou en projet, dans certaines zones, pour les nouvelles installations de bâtiments.

- le *free cooling* et le *geocooling* (technologies qui utilisent la température naturelle de l'eau ou du sous-sol sans recours à une pompe à chaleur) ; la technologie des SWAC (*Sea Water Air Conditioning*) ;
- et des technologies de récupération de chaleur fatale comme la machine à absorption ou la pompe à chaleur en montage thermofrigopompe qui permet la production simultanée de chaleur et de froid.

En 2017, les livraisons de froid des réseaux de froid s'élevaient à 1 TWh¹⁰⁰. La production des réseaux de froid repose à 94 % sur des groupes froid à compression. Quelques réseaux fonctionnent au « free cooling » et quelques projets sur boucle d'eau financés par l'appel à projet « Nouvelles technologies Emergentes » du Fonds Chaleur sont en cours de mise en service. Certaines technologies sont d'ores et déjà comptabilisables au titre des énergies renouvelables par la directive européenne 2009/28/CE : il s'agit du free cooling. La révision en cours de cette directive prévoit de définir des critères pour identifier d'autres technologies renouvelables pour la production de froid.

Au niveau français, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération dans les réseaux d'ici 2030. C'est pourquoi depuis 2018 le Fonds Chaleur soutient les technologies considérées comme renouvelables et de récupération au niveau national, sans attendre la définition au niveau européen. C'est pour cette raison que la présente PPE fixe un objectif indicatif de livraison de froid renouvelable et de récupération (cf. infra). La technologie du stockage de chaleur en aquifère pourrait aussi être développée (cf. chapitre sur la géothermie basse et moyenne énergie) et être soutenue dans les programmes de recherche et via l'appel à projets Nouvelles Technologies Émergentes du Fonds Chaleur. L'enjeu pour les réseaux de froid est ainsi de développer une coproduction de chaleur en hiver et de froid en été en faisant appel au stockage thermique en aquifère.

Les enjeux environnementaux

Les réseaux de chaleur présentent des impacts réduits sur l'environnement (hormis les enjeux spécifiques aux filières d'approvisionnement selon le mix énergétique). Ils permettent de centraliser la production d'énergie et de bénéficier de meilleures performances énergétiques et environnementales. C'est notamment vrai pour l'utilisation de la biomasse solide. Sur le plan environnemental, les réseaux de chaleur alimentés majoritairement par des EnR&R permettent des niveaux d'émissions de CO₂ très faibles (50 à 100 gCO₂/kWh pour un réseau biomasse) comparativement à des solutions individuelles fossiles ou à des réseaux alimentés par des énergies fossiles (supérieure à 200 gCO₂/kWh).

Les réseaux de froid présentent un enjeu positif sur l'environnement en tant que moyen de substitution aux groupes froids individuels¹⁰¹. Ils permettent une réduction des fluides frigorigènes, et les technologies sur vecteur eau (aquifères, eau de surface, free cooling) présentent également une alternative à la problématique des îlots de chaleur en milieu urbain. Les réseaux de froid présentent un très faible impact environnemental (environ 16 gCO₂/kWh).

100. Source Enquête sur les réseaux de chaleur 2016

101 L'efficacité énergétique et environnementale est 5 à 10 fois plus efficace que la climatisation électrique classique – Source RAEE et IEE Work Package, 2006

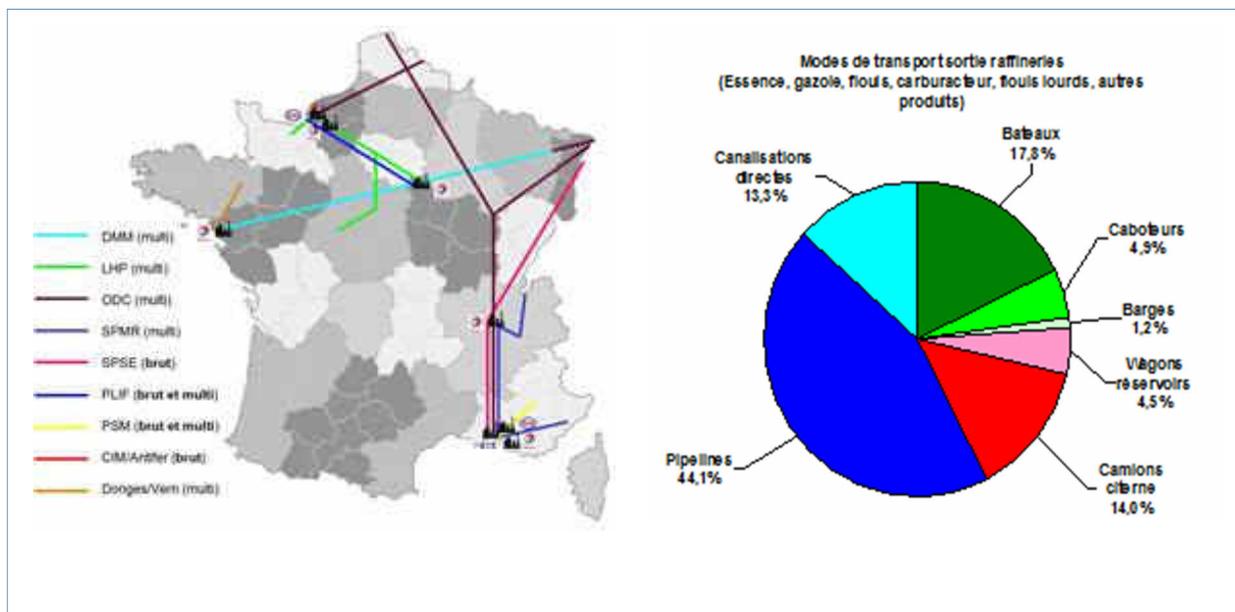
4.5.2.2. Le réseau des carburants liquides

Le réseau de la logistique se compose des dépôts d'importation de produits pétroliers, implantés au plus près des raffineries ou des ports, des canalisations de transport de pétrole brut ou de produits finis, des dépôts intermédiaires avant la livraison finale aux consommateurs au travers du réseau des stations-service. Chaque niveau d'infrastructure est un maillon indispensable pour assurer un bon approvisionnement du territoire. Une diminution de la consommation rendra non rentable le maintien de l'ensemble du maillage et, en particulier, des dépôts intermédiaires.

Les pipelines constituent les seules infrastructures dédiées au transport massif des produits pétroliers. Ils sont utilisés pour acheminer les produits des zones d'importation et de production vers les lieux de consommation. En 2018, les quantités de pétrole brut transportées dans les deux principaux pipelines sont en hausse (2,4 %). Les transports de produits finis restent stables à 34,2 Mt.

Les réseaux de pipelines sont le moyen de transport majoritairement utilisé pour sortir les produits des raffineries et des dépôts d'importation puisqu'ils permettent un transport massif et sûr.

Figure 79: Réseaux de pipeline et modes de transport en sortie des raffineries



Les installations principales pour le transport de pétrole brut sont les suivantes :

- Le pipeline sud-européen (PSE) - 760 km : Il approvisionne les raffineries de Feyzin et de Cressier (Suisse) au départ du grand port maritime de Marseille.
- Le pipeline d'Ile-de-France (PLIF) - 260 km : Il approvisionne la raffinerie de Grandpuits (sud-est de Paris) à partir du port du Havre et peut être utilisé comme moyen de secours pour l'approvisionnement de la raffinerie de Normandie.
- Le pipeline Antifer-Le Havre - 26,5 km : Il transporte du pétrole brut du port d'Antifer au dépôt de la CIM (Compagnie Industrielle Maritime), situé au Havre ; le produit est ensuite acheminé jusqu'aux raffineries de la Basse-Seine.

Transport de produits finis :

- Le pipeline Le Havre-Paris (LHP) - 1380 km : il alimente la région Ile-de-France et les aéroports parisiens. Il dessert également les zones de Caen et d'Orléans-Tours.
- Le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) - 765 km : il alimente la région lyonnaise, la Côte-d'Azur et la Suisse (Genève) à partir de Fos-sur-Mer.
- L'oléoduc de défense commune (ODC) - 2 260 km en France : il représente la partie française du « Central Europe Pipeline System » (CEPS) de l'Organisation du traité de l'Atlantique Nord (OTAN).
- Le pipeline Donges-Melun-Metz (DMM) - 627 km : il traverse la France d'Ouest en Est, du port de Saint-Nazaire à Saint-Baussant. Il alimente la région du Mans et l'Est de la France. Il est interconnecté avec le LHP et l'ODC.

Le fonctionnement des pipelines est intimement lié à la présence de dépôts permettant l'expédition et la réception des produits. L'équilibre mode de transport et capacité de stockage contribue à assurer la sécurité d'approvisionnement en produits pétroliers du territoire.

4.5.2.3. Le réseau gazier

Le réseau gazier permet d'acheminer du gaz naturel depuis des points d'importations, des terminaux méthaniers et des installations de production de biométhane jusqu'aux consommateurs et aux points d'exportations. Il comprend des canalisations de transport, des compresseurs, des réseaux de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel.

Le réseau de transport de gaz naturel

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres avec les autres pays européens, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (réseaux de distribution et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz : filiale à 75 % d'Engie et à 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructures et de la Caisse des Dépôts et Consignations), elle exploite 7 498 km de réseau principal et 24 916 km de réseau régional.
- Teréga : détenu par l'opérateur italien Snam (40,5%), le fonds de l'État de Singapour GIC (31,5%), EDF (18%) et Predica (10%), il exploite 1 155 km de réseau principal et 3 985 km de réseau régional.

Les réseaux de transport de gaz sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le dernier tarif d'utilisation des réseaux de transport, dit « ATRT6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2017. Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de 4 ans, en étant réactualisé au 1^{er} avril de chaque année.

Ces dernières années, le réseau français de transport de gaz naturel a été renforcé de manière à faciliter la circulation du gaz naturel au sein de celui-ci, limiter les risques de congestion, fluidifier les échanges entre le sud et le nord de la France ce qui a permis d'achever le 1^{er} novembre 2018 la fusion des places de marché. Les renforcements comprennent :

- La création de l'Arc de Dierrey par GRTgaz (DN 1200, 308 km), qui a bénéficié du statut de projet d'intérêt commun (PIC) et a représenté un investissement de 1 185 M€, entre Cuvilly et

Voisines (Yonne). Ce projet a été mis en service fin 2015. Il transporte vers l'Est et le Sud du gaz venu de Norvège, des Pays-Bas, de Grande-Bretagne et des terminaux méthaniers situés sur l'Atlantique et la mer du Nord.

- L'infrastructure Val-de-Saône porté par GRTgaz (DN 1200, 190 km) qui a bénéficié du statut de PIC et a représenté un investissement de 744 M€. Ce doublement de l'Artère de Bourgogne entre Etrez (Ain) et Voisines (Haute-Marne) a été mis en service en mis en service en 2018.
- L'infrastructure Gascogne-Midi portée par Teréga (DN 900, 60 km) a bénéficié du statut de PIC, consiste en un doublement partiel de l'artère de Gascogne entre Lussagnet (Landes) et Barran (Gers), mis en service en 2018. Teréga renforce également la station de compression de Barbaïra (Aude), pour un budget évalué à 152 M€.

Des investissements ont par ailleurs été réalisés pour faciliter les échanges de gaz naturel entre la France et les pays voisins, de manière à favoriser le marché intérieur du gaz naturel. Depuis la publication en 1998 de la directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, les capacités d'échange de gaz via des interconnexions gazières entre la France et les pays voisins ont augmenté de près de 50% en entrée et ont été multiplié par 5 en sortie :

- Les capacités des points d'interconnexions de Larrau et Biriadou ont fait l'objet de développements progressifs qui ont permis de faire passer les capacités fermes de la France vers l'Espagne de 70 à 165 GWh/j. Dans le même temps, 225 GWh/j de capacités fermes ont été créées dans le sens Sud-Nord ;
- La mise en service du point d'interconnexion d'Olingue en 2001 a permis d'offrir 220 GWh/j de capacités fermes de la France vers la Suisse et l'Italie ;
- Un renforcement de l'interconnexion d'Obergailbach a permis de porter en 2009 les capacités fermes entre l'Allemagne et la France de 400 à 570 GWh/j ;
- Le nouveau point d'interconnexion d'Alveringem a permis de créer en 2015 270 GWh/j de capacités fermes de la France vers la Belgique.

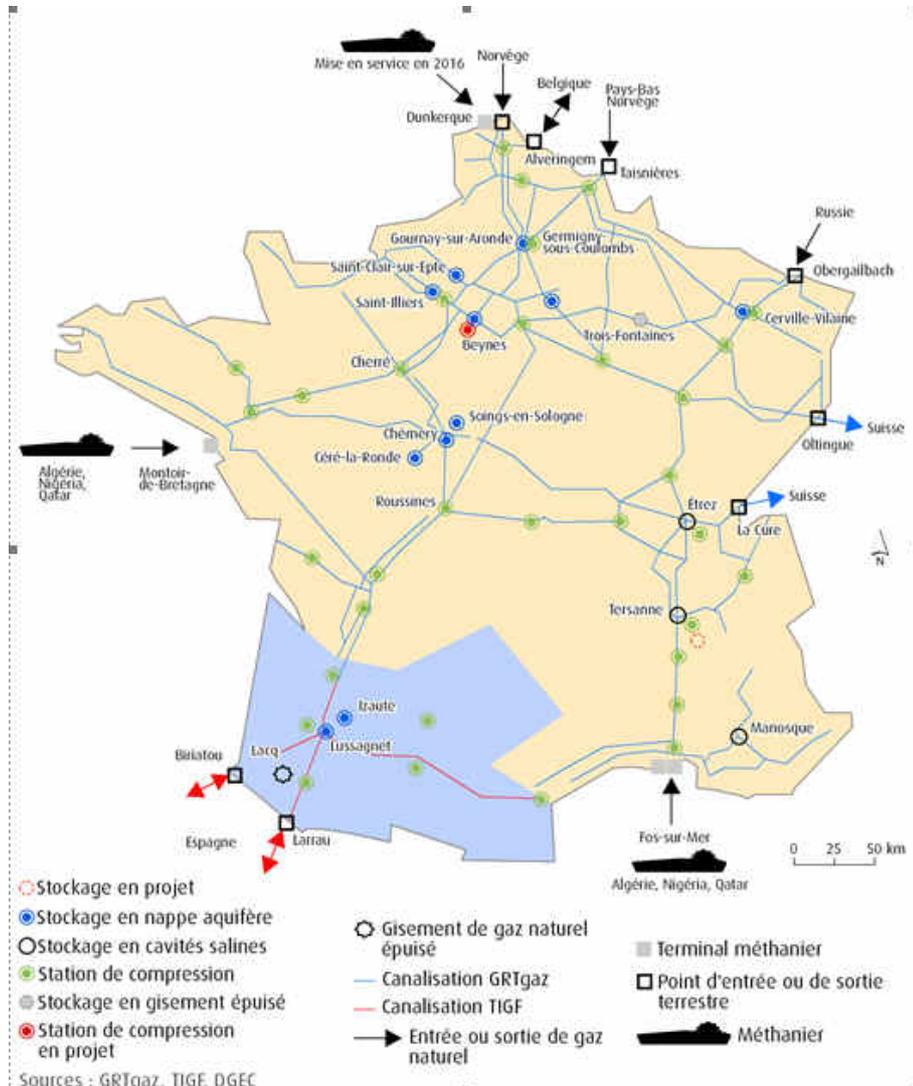
La France fait partie du corridor des interconnexions Nord-Sud de gaz en Europe de l'Ouest, l'un des quatre corridors d'infrastructures énergétiques transeuropéennes identifiés comme présentant des enjeux particuliers pour diversifier davantage les voies d'approvisionnement et améliorer la capacité de livraison de gaz à court terme. La France poursuit l'analyse technique, économique et administrative de projets s'inscrivant dans ce cadre, notamment :

- les projets MidCat et South Transist East Pyrénées (STEP) prévoyant la construction d'un nouveau gazoduc entre la France et l'Espagne à l'est des Pyrénées, ainsi que différents niveaux de renforcement du réseau français. Ces projets figurent dans la liste des projets d'intérêts communs adoptée par la Commission européenne le 23 novembre 2017, au titre qu'ils contribuent à la réalisation des objectifs de l'Europe dans le domaine de l'énergie et du climat et qu'ils constituent un des éléments déterminants pour l'Union de l'énergie ;
- le projet de création de capacités de sortie vers l'Allemagne sur l'interconnexion d'Obergailbach.

Ces analyses visent à évaluer l'intérêt des projets au regard de leurs coûts et ainsi d'éclairer la décision de réaliser ou non ces projets. Au regard des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il convient d'éviter que de nouvelles infrastructures gazières soient réalisées pour un temps trop court pour permettre l'amortissement de leurs coûts. Une vigilance particulière est portée à ce que la part du financement supportée par les consommateurs de gaz naturel ne soit pas supérieure aux bénéfices qu'ils

retireraient d'une nouvelle infrastructure. Par ailleurs, la réalisation éventuelle de nouveaux projets d'infrastructures gazières n'est envisagée que dans le cadre d'un respect de conditions environnementales optimales, conformément aux dispositions du code de l'environnement, et dans le cadre des procédures définies par la loi, en particulier en matière de consultation du public.

Figure 80: Infrastructures gazières



Les réseaux de distribution de gaz naturel

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution.

Les réseaux de distribution de gaz naturel sont la propriété des collectivités locales. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités, par GRDF (filiale d'Engie à 100 %) qui assure la distribution pour environ 96 % du marché, 23 entreprises locales de distribution (ELD – situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), ainsi que quelques autres sociétés disposant d'un agrément.

Ils desservent plus de 9 500 communes françaises et 11 millions de clients (dont la quasi-totalité des communes de plus de 10 000 habitants). Cela ne représente qu'un peu plus du quart des 36 000 communes françaises, mais permet à 77 % de la population française d'avoir accès au gaz naturel.

Les 27 000 communes non desservies en gaz ont aujourd'hui plusieurs possibilités pour accéder à ce type d'énergie :

- L'extension du réseau de gaz naturel existant avec le développement d'un réseau de distribution par l'opérateur de leur choix, après une sélection par voie d'appel à candidatures, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie ;
- Le développement de réseaux propane ;
- Le développement de réseaux isolés de gaz naturel, desservis par du GNL livré par camions (GNL porté), sous réserve de la mise en place d'un cadre réglementaire adapté.

Les enjeux d'une bonne gestion des réseaux de distribution est de progresser sur :

- La bonne connaissance des réseaux : leur capacité, leur fonctionnement, le développement d'applications de télésurveillance, de télé-exploitation et par le déploiement des compteurs communicants ;
- L'intégration de gaz renouvelable en quantité croissante, en levant les freins aux limites de capacité des réseaux.

Le développement des projets d'injection du biométhane pourrait nécessiter d'accroître la flexibilité des réseaux de distribution. En effet, la quantité de biométhane qui peut être injectée dans un réseau de distribution est limitée par les consommations de gaz sur ce réseau. Des renforcements des réseaux gaziers, notamment pour permettre la mise en place de flux rebours du réseau de distribution vers le réseau de transport, pourront être nécessaires pour éviter que des projets de production de biométhane situés à proximité d'un réseau existant ne soient bloqués faute de capacités.

Les compteurs communicants de gaz naturel

L'article L. 453-7 du code de l'énergie fixe un objectif de généralisation des compteurs communicants pour les consommateurs de gaz naturel. Historiquement, ce type de compteurs n'était déployé que sur les sites présentant des consommations élevées, notamment des sites industriels.

Par décision en date du 23 septembre 2014, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique ont approuvé le déploiement du compteur communicant Gazpar par GRDF, qui exploite 95% du réseau de distribution de gaz naturel. Une étude technico-économique a montré que la valeur actuelle nette du projet était positive au périmètre de la collectivité, une fois prises en compte les perspectives de gains pour les consommateurs de gaz naturel associées à la maîtrise de la demande d'énergie induite par le compteur communicant. Après une phase de test, GRDF a initié le déploiement généralisé des compteurs Gazpar le 1^{er} mai 2017. Le déroulement de cette opération, qui concerne 11 millions de compteurs, est programmé jusqu'en 2022. A fin octobre 2019, 4,5 millions de compteurs Gazpar étaient installés, en ligne avec les objectifs.

Le compteur Gazpar permet au consommateur de gaz naturel de disposer d'une facturation basée sur sa consommation réelle, grâce à une technique de transmission à distance des index. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouvent simplifiées. Le consommateur peut utiliser les informations relatives à sa consommation, qui lui sont mises à disposition, pour mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie.

Des compteurs communicants seront également déployés par Greenalp et Régaz-Bordeaux. Des programmes sont étudiés par d'autres gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Les terminaux méthaniers

Quatre terminaux méthaniers sont actuellement en service en France :

- Fos-Tonkin (3 Gm3/an) et Montoir-de-Bretagne (10 Gm3/an), propriétés d'Elengy, filiale à 100 % de GRTgaz.
- Fos-Cavaou (8,2 Gm3/an), détenu par Fosmax LNG, filiale d'Elengy à plus de 70 % et de Total, et exploité par la société Elengy.
- Dunkerque LNG (13 Gm3/an), détenu par, des consortiums composés de Fluxys, gestionnaire du réseau de transport belge, d'Axa Investment Manager, du Crédit Agricole Assurances et des sociétés coréennes IPM et Samsung Asset Management.

En 2018, le gaz naturel liquéfié (GNL) arrivant en France provenait d'Algérie (28 %), du Nigéria (27 %), de Russie (13 %), de Norvège (11 %) et du Qatar (8 %).

Depuis 2011, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens a fortement baissé en raison des prix du gaz naturel, significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe. Les terminaux méthaniers français ont été utilisés en moyenne au tiers de leurs capacités entre 2011 et 2017. Le taux d'utilisation des terminaux méthaniers a fortement rebondi en 2018, dans un contexte marqué par la mise en fonctionnement de nouvelles unités de production de gaz naturel liquéfié.

Les terminaux méthaniers de Dunkerque, Fos-Cavaou et Montoir-de-Bretagne bénéficient de contrats de souscription de leurs capacités s'étendant au-delà de la période couverte par la programmation pluriannuelle de l'énergie, ce qui sécurise leur exploitation à cette échéance de temps.

Une incertitude pèse en revanche sur l'utilisation future du terminal de Fos-Tonkin. En l'absence de nouvelle souscription de capacités par les fournisseurs de gaz naturel, l'exploitation n'est à ce jour garanti que jusqu'à 2020. Différentes options sont étudiées par Elengy, l'opérateur du terminal. Dans l'éventualité d'un arrêt de l'exploitation du terminal de Fos Tonkin, la totalité des capacités d'importation de gaz naturel liquéfié sur la façade méditerranéenne serait assurée par le seul terminal de Fos-Cavaou. Les capacités d'émission resteraient inchangées, au prix toutefois d'une exploitation plus contrainte.

L'hydrogène et les réseaux gaziers

Les enjeux relatifs à l'injection directe d'hydrogène dans les réseaux gaziers est quant à elle à l'étude. Au-delà d'une certaine concentration, l'hydrogène est en effet susceptible de poser des questions de compatibilité techniques et de sécurité pour les réseaux (compatibilité des matériaux, réglages des brûleurs utilisant le gaz, mesure des quantités délivrées...).

4.5.2.4. Les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs

Le développement des carburants alternatifs, à savoir des Gaz Naturel Véhicule, GPL-c, électricité, hydrogène, etc., représente un levier important pour la transition du secteur des transports, en particulier celles du transport routier et du transport fluvial. En effet, ces carburants permettent de limiter la dépendance du secteur à l'égard du pétrole tout en diversifiant les sources d'énergies. Ils permettent également d'atténuer l'impact environnemental des déplacements et représentent une opportunité forte pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de la pollution atmosphérique et des émissions

sonores. Leur développement requiert une implication de l'État et des collectivités territoriales. Il est nécessaire d'assurer de la visibilité aux entreprises pour faciliter les investissements dans la technologie des véhicules à carburant plus propre.

La directive 2014/94/UE du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs a demandé aux États membres de réfléchir à l'évolution de ces sources d'énergie dans le secteur des transports via la rédaction d'un cadre d'action national. La France a publié en 2017 son cadre d'action fixant les bases de développement de ces carburants.

La mise en place et le maintien d'un réseau d'infrastructure de recharge et de ravitaillement est un enjeu majeur pour le développement des carburants alternatifs. La structuration du réseau de distribution s'adapte à chaque carburant : la recharge électrique se structure entre une recharge chez les particuliers et une recharge publique, les points de recharge en hydrogène se structurent en premier lieu via des flottes captives identifiées, le GNL maritime nécessite un développement spécifique lié à une utilisation en tant que carburant marin et le réseau de distribution du GNV se développe dans un souci de mobilité européenne. Le réseau de distribution du GPL est déjà structuré et utilisé.

Encadré 15 : Les carburants alternatifs

Les carburants alternatifs sont définis par la Directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, comme :

« Les carburants ou sources d'énergie qui servent, au moins partiellement, de substitut aux carburants fossiles dans l'approvisionnement énergétique des transports et peuvent contribuer à la décarbonation de ces derniers et à améliorer la performance environnementale du secteur des transports. Ils comprennent notamment :

- l'électricité;
- l'hydrogène;
- les biocarburants au sens de l'article 2, point i) de la directive 2009/28/CE;
- les carburants de synthèse et les carburants paraffiniques;
- le gaz naturel, y compris le biométhane, sous forme gazeuse (gaz naturel comprimé (GNC) et sous forme liquéfiée (gaz naturel liquéfié (GNL)), et
- le gaz de pétrole liquéfié (GPL). »

Réseaux de recharge électrique

Infrastructures de recharge pour véhicules électriques routiers

A ce jour les enjeux concernent principalement les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires légers. La très grande majorité des recharges de véhicules électriques a aujourd'hui lieu à domicile ou sur le lieu de travail, et non pas sur des points de recharge ouverts au public. En particulier, un enjeu important est de faciliter au maximum l'installation des points de recharge dans les bâtiments résidentiels, notamment les copropriétés, car les particuliers bénéficiant de la possibilité de charger leur véhicule à domicile seront en mesure de récupérer plusieurs jours d'autonomie en une nuit.

Néanmoins, afin de permettre le développement de l'itinérance, le déploiement de bornes ouvertes au public est nécessaire, aussi bien sur les grands axes autoroutiers que plus localement, pour les utilisateurs ne disposant pas d'une solution de stationnement et donc de recharge à domicile, ou dans une logique « assurantielle » ou en cas de résidence temporaire (vacances) notamment. Afin de dimensionner les besoins, la Directive européenne 2014/94/UE du 22 octobre 2014 fixe un ratio indicatif d'une borne publique pour dix véhicules électriques, soit un objectif de 100 000 bornes de recharge publique en 2022 si la filière atteint l'objectif de mise en circulation d'un million de véhicules électriques inscrit au contrat stratégique de filière signé avec l'État en mai 2018.

La répartition des bornes ne doit pas être uniforme sur l'ensemble du territoire. Les besoins en recharge publique sont plus importants dans les zones urbaines denses, où le nombre de places de parkings privées est réduit. Ces zones urbaines constituent également l'un des domaines de pertinence du véhicule électrique. Il est donc nécessaire de prévoir un réseau de recharge publique dense. Dans les milieux ruraux, la dispersion de l'habitat facilite l'installation de bornes à domicile et les besoins en recharge publique visent essentiellement à assurer une couverture géographique. Enfin, des bornes de recharge d'une puissance élevée doit être développé le long des grands axes de manière à permettre la circulation des véhicules électriques pour les longs trajets.

Un effort est également nécessaire pour garantir un niveau de service satisfaisant des bornes de recharge et pour fluidifier leur utilisation. L'utilisation du véhicule électrique à batterie pour les trajets à longue distance ne se développera que si l'accès à la recharge à haute puissance est accessible à tous. Il est donc nécessaire de développer un réseau interopérable qui permette aux utilisateurs de recharger leur véhicule sur toutes les bornes sans qu'il leur soit nécessaire de souscrire à un abonnement ou d'accomplir toute autre démarche fastidieuse.

D'une manière générale, l'augmentation massive du nombre véhicules électriques ne devrait pas fragiliser le système électrique français. La consommation totale d'énergie des véhicules électriques à l'horizon de 10 ou 15 ans (jusqu'à 15 millions de véhicules électriques en circulation) peut être absorbée sans difficulté au vu des évolutions des capacités de production et des autres consommations anticipées à ces échéances ; l'enjeu concerne les plutôt les appels de puissance. Le développement de solutions de pilotage de la recharge sera nécessaire pour éviter un impact excessif sur la consommation de pointe en hiver ; a contrario, dans certains cas, la restitution d'énergie par la batterie du véhicule dite « *vehicule to X* » pourrait rendre des services d'équilibrage du réseau.

Alimentation électrique à quai

La mise à disposition d'approvisionnements électriques dans les ports permet aux bateaux de navigation intérieure et aux navires d'éviter le recours aux générateurs embarqués alimentés au fioul lourd lorsqu'ils sont à quai. Le raccordement à quai permet d'éviter d'importantes émissions de gaz à effet de serres et de polluants nocifs pour la santé dans les agglomérations portuaires. Tous les navires n'appellent pas les mêmes puissances : les vraquiers, tankers et porte-conteneurs nécessitent des puissances inférieures à celles des ferrys ; les navires de croisière appellent des puissances importantes vu le dimensionnement des réseaux électriques desservant les aires urbaines adjacentes aux installations portuaires.

Réseaux de distribution de gaz

Gaz naturel véhicules

La France est le premier réseau de stations GNV pour poids lourds en Europe. Le développement des stations de GNV se fait en lien avec celui du biométhane dans un souci de mobilité européenne. Afin d'assurer l'adoption de ce carburant par les transporteurs routier le nombre de stations doit être dimensionné de manière à assurer la couverture des grands axes routiers, ainsi qu'une couverture géographique, qui peut être défini comme une distance ou un temps de trajet maximal pour rejoindre la station la plus proche. Le Cadre d'action national pour les carburants alternatifs a donné des premières lignes directrices de développement, afin d'assurer la disponibilité du GNV sous forme compressée dans les agglomérations et sous forme liquéfiée sur les grands axes. Des appels à projet menés en 2018-2019 dans le cadre du Programme d'investissement d'avenir ont permis la couverture des grands axes structurant désignés par la Commission européenne dans le cadre du réseau transeuropéen de transport et des zones moins desservies. L'ensemble de ces projets doit permettre la création de 119 stations supplémentaires entre 2018 et 2022, à rapporter aux 38 stations accessibles aux poids lourds au lancement des appels d'offre.

On estime à 138 et 326 le nombre minimal de stations nécessaires en 2023 et 2028 respectivement pour alimenter les véhicules fonctionnant au gaz en circulation à cette date. De plus, on estime à 367 et 845 le nombre maximal de stations rentables en 2023 et 2028 respectivement.

Gaz de pétrole liquéfié

La consommation de GPL dans le monde et en Europe est en forte croissance. La France montre une consommation très stable. Le réseau européen a un maillage dense. La France est un des seuls pays européens où le réseau a légèrement diminué ces 10 dernières années. Le réseau est en place et n'a pas besoin d'investissement de la part des acteurs publics. Il n'est pourtant utilisé qu'à 25 % de sa rentabilité économique. Il existe un potentiel pour le développement du marché et le réseau est prêt à accueillir le bio-GPL.

Hydrogène

Le développement des stations de recharge hydrogène se poursuivra selon la logique dite des « flottes captives », qui consiste à aider au déploiement de stations à proximité des acteurs qui font le choix de l'hydrogène. Ainsi, le plan de déploiement de l'hydrogène vise à déployer des écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels :

- 5 000 véhicules utilitaires légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement à l'horizon 2023,
- de 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers, 800 à 2000 véhicules lourds et de 400 à 1000 stations à l'horizon 2028.

4.5.3. Marchés de l'électricité et du gaz, prix de l'énergie

4.5.3.1. Eléments conjoncturels communs à l'électricité et au gaz

La fin d'année 2018 a été marquée par des cours du pétrole records. Dans la continuité du contexte haussier du second trimestre, les prix ont atteint fin septembre leur plus haut niveau depuis quatre ans avec plus de 70 €/bbl de Brent. En moyenne sur le 3^e trimestre 2018, les cours du pétrole s'établissent à 64,5 €/bbl de Brent, soit une augmentation de +2 % par rapport au trimestre précédent. Les marchés ont été animés par les craintes d'approvisionnement restreint, notamment avec les sanctions à l'encontre de l'Iran et la conséquente baisse de production qui pourrait ne pas être suffisamment compensée. L'anticipation de la demande, de son côté, a été rendue délicate par les craintes de guerre commerciale entre les Etats-Unis et la Chine. Les cours du charbon ont augmenté au cours de la fin d'année 2018 et ont atteint en moyenne sur le troisième trimestre 2018 78,3 €/t, soit une hausse de près de 10 % par rapport au trimestre précédent. La croissance de la demande asiatique est toujours un des principaux facteurs derrière la dynamique des marchés. Les prix du charbon ont également suivi la tendance haussière des autres matières premières et ont ainsi atteint un plus haut niveau depuis 2013 avec près de 85 €/t fin septembre.

La hausse du prix du quota de CO₂ amorcée au troisième trimestre 2017 s'est poursuivie au cours du dernier semestre 2018. Alors qu'en 2017 le trimestre se clôturait à un prix de 7,1 €/tCO₂, il se clôture en 2018 à un prix de 21,2 €/tCO₂, signifiant que le prix a presque triplé en un an. Le maximum atteint sur cette période, qui est aussi le maximum depuis dix ans, l'a été début septembre et valait 25,2 €/tCO₂, avant une correction forte néanmoins, les jours suivants. Cette hausse globale s'inscrit dans un contexte général de hausse des matières premières mais a également été impulsée par l'anticipation de la mise en service de la Réserve de Stabilité de Marché début 2019. Il s'échangeait au troisième trimestre 2017, sur les bourses et via les courtiers, 2375 MtCO₂ sous forme d'EUAs contre 2421 MtCO₂ en 2018,

soit un maintien du volume d'échange, après la forte hausse de l'année précédente. Toutefois, le marché se trouvait dans une situation de surachat, ce qui explique, entre autres, le pic de prix de début septembre et sa correction par la suite.

La hausse des combustibles fossiles a un effet direct sur les prix des marchés de gros du gaz (largement corrélés au prix du baril de Brent).

La hausse des prix des combustibles fossiles et des quotas de CO₂ a également un effet sur les prix des marchés de gros de l'électricité : en effet, les interconnexions étant souvent marginales sur le marché français, les technologies fossiles prédominantes chez nos voisins sont souvent les dernières appelées, et contribuent de manière significative à la formation des prix français de gros.

4.5.3.2. Situation actuelle du marché de l'électricité

Consommation

Par comparaison avec le troisième trimestre 2017, la consommation française au cours de la même période en 2018 est restée stable aux alentours de 93 TWh.

Production et échanges

La disponibilité nucléaire a légèrement augmenté, avec un taux de disponibilité moyen de 66,6 % (+1,5 point par rapport au troisième trimestre 2017). Cependant, compte tenu des fortes vagues de chaleur ayant impacté la filière nucléaire, induisant l'arrêt de certains réacteurs, ce taux est inférieur de 8,9 points par rapport au second trimestre 2018 (75,5 %). Ainsi, la production nucléaire s'est établie à 87,3 TWh, soit une hausse de +1,4 % par rapport à la même période en 2017. En comparaison avec l'année 2017, marquée, de manière générale, par un faible niveau d'hydraulicité, la production hydraulique au troisième trimestre 2018 a progressé de +16,7 % pour s'établir à 12,2 TWh (Figure 18). Cependant, elle affiche une baisse de -44,9 % par rapport au trimestre précédent (22,2 TWh). Le trimestre a également été marqué par une baisse de -20 % de la production éolienne (4,1 TWh) par rapport au trimestre précédent. Cette moindre sollicitation de la production hydraulique et la forte baisse de la production éolienne expliquent l'augmentation de +135,5 % de la production issue des moyens fossiles passant de 3,1 TWh à 7,3 TWh. Le taux d'utilisation des filières charbon et gaz (Figures 16 et 17) a ainsi été de 20 % en moyenne au cours du troisième trimestre 2018, contre respectivement 12 % et 11 % lors du trimestre précédent où la production hydraulique avait été très conséquente. Par rapport au troisième trimestre 2017 cette même production fossile affiche une baisse de 11,9 %. Le solde exportateur de la France se porte à 16,5 TWh contre 13,0 TWh au cours du troisième trimestre 2017 (Figure 20) soit une augmentation de +27,0 %.

Les exportations ont augmenté de +6,0 %, avec notamment une hausse de +3,6 % des exportations pendant les heures de pointe et +7,3 % sur des exportations en dehors de ces périodes. Les importations ont chuté de -30,3 %, avec notamment une baisse de -19,3 % des importations pendant les heures de pointe et -37,2 % sur les importations en dehors de ces périodes.

Etat du marché de gros

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2019 a augmenté de +18 % en moyenne par rapport au trimestre précédent, et son équivalent Allemand a augmenté de +20,5 %. Les prix ont atteint respectivement 53,3 €/MWh et 48,6 €/MWh au troisième trimestre 2018. Rapportés à la même période en 2017 ces prix affichent des hausses de +36% en moyenne pour le Calendaire France. Les prix des produits M+1 ont augmenté en moyenne de +48 % par rapport au second trimestre 2018,

et se sont situés à 58,1 €/MWh, ce qui correspond à une hausse d'environ +54 % par rapport au troisième trimestre 2017 (Tableau 2). S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés de produit annuel (Y+1) sont en diminution de -50 % par rapport au troisième trimestre 2017 et en diminution de -14 % par rapport au second trimestre 2018. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en hausse de +60 % par rapport au troisième trimestre 2017 et +39 % par rapport au second trimestre 2018. Enfin, sur le marché Spot les volumes échangés sont stables par rapport à la même période en 2017 mais affichent cependant une baisse de -12 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3).

Etat du marché de détail

Au 30 septembre 2018, 37,6 millions de sites sont éligibles, ce qui représente environ 437 TWh de consommation annuelle d'électricité. Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- **les contrats aux tarifs réglementés de vente (TRV), proposés uniquement par des fournisseurs historiques ;**
- **les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.**

Tableau 1 : Synthèse en nombre de sites				
Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018
Nombre total de sites	32 585 000	32 460 000	5 051 000	5 052 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	6 974 000	6 573 000	1 887 000	1 867 000
▶ Fournisseurs historiques	216 000	145 000	733 000	730 000
▶ Fournisseurs alternatifs	6 758 000	6 428 000	1 154 000	1 137 000
Sites au tarif réglementé	25 611 000	25 887 000	3 164 000	3 185 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	20,7 %	19,8 %	22,8 %	22,5 %

Sources : RTE, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Tableau 2 : Synthèse en consommation annualisée				
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018
Consommation totale des sites	153,53 TWh	152,61 TWh	283,95 TWh	289,37 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	29,11 TWh	27,17 TWh	256,26 TWh	254,63 TWh
▶ Fournisseurs historiques	1,1 TWh	0,75 TWh	135,78 TWh	135,64 TWh
▶ Fournisseurs alternatifs	28,01 TWh	26,42 TWh	120,48 TWh	118,99 TWh
Consommation fournie au tarif réglementé	124,42 TWh	125,44 TWh	27,69 TWh	34,74 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	18,2 %	17,3 %	42,4 %	41,1 %

Etat des lieux au 30 septembre 2018 des marchés de détail de l'électricité (source : CRE)

Au 30 septembre 2018, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

Au cours du troisième trimestre 2018, 2,6% des clients résidentiels ont soit :

- **changé de fournisseur**
- **effectué une mise en service par un fournisseur alternatif**
- **effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.**

Ce taux est en progression constante depuis 2012.

4.5.3.3. Situation actuelle du marché du gaz

Consommation

La consommation de gaz en France au cours du troisième trimestre 2018 est en légère baisse de 3,4 % par rapport par rapport à la même période en 2017. La consommation liée aux sollicitations des centrales à gaz pour pallier aux indisponibilités du parc électrique pendant l'été n'ont pas compensé la baisse de la demande. Dans la continuité du deuxième trimestre, les injections dans les stockages ont été significatives et ont atteint 68 TWh, soit une hausse d'environ 50 % par rapport à la même période en 2017. Les importations de GNL ont baissé de 21 % (-6 TWh), contrebalancées par les importations terrestres qui ont augmenté de 7 % (+7 TWh) par rapport au troisième trimestre 2017.

Etat du marché de gros

Les prix day-ahead ont atteint en moyenne 24,4 €/MWh au PEG Nord, soit une hausse de 16 % par rapport au trimestre précédent mais de 52 % par rapport à la même période en 2017. L'apport faible de GNL et la forte demande d'injection ont notamment soutenu cette augmentation. Les fluctuations du prix du gaz sur les marchés voisins ont été similaires avec un différentiel moyen entre le PEG Nord et le TTF de 0,2 €/MWh. En zone TRS, les prix day-ahead se sont établis en moyenne à 27,0 €/MWh, soit un écart moyen avec la zone PEG Nord relativement élevé (2,6 €/MWh) mais qui s'est fortement réduit sur la fin du trimestre. Cet écart est en lien avec l'offre restreinte de gaz en zone sud et le faible taux de disponibilité de la liaison nord-sud (73 %) qui a ainsi été utilisée à son maximum. A l'instar de tendances haussières observées sur les prix day-ahead, les prix calendaires ont augmenté de 16 % par rapport au trimestre précédent pour s'établir en moyenne à 22,9 €/MWh. Porté par la hausse du prix des matières premières, le prix Calendaire 2019 a atteint fin septembre un plus-haut niveau depuis 2014 avec 26,6 €/MWh.

Etat du marché de détail

L'ensemble du marché représente, au 30 septembre 2018, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 488 TWh. Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- **les contrats aux tarifs réglementés (TRV), proposés uniquement par les fournisseurs historiques ;**
- **les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.**

Tableau 6 : Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018
Nombre total de sites	10 663 000	10 672 000	657 000	660 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	6 229 000	6 126 000	591 000	592 000
▶ Fournisseurs historiques	3 194 000	3 169 000	308 000	316 000
▶ Fournisseurs alternatifs	3 035 000	2 956 000	283 000	277 000
Sites au tarif réglementé	4 434 000	4 546 000	65 000	67 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	28,5 %	27,7 %	43,2 %	41,9 %

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Tableau 7 : Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018	Au 30 septembre 2018	Au 30 juin 2018
Consommation totale des sites	118,6 TWh	118,7 TWh	366,2 TWh	366,3 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	70 TWh	69 TWh	365,2 TWh	365,3 TWh
▶ Fournisseurs historiques	37,4 TWh	37,1 TWh	122,6 TWh	122,6 TWh
▶ Fournisseurs alternatifs	32,6 TWh	31,9 TWh	242,7 TWh	242,7 TWh
Consommation fournie au tarif réglementé	48,6 TWh	49,7 TWh	1 TWh	1 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	27,5 %	26,9 %	66 %	66,3 %

Etat des lieux au 30 septembre 2018 des marchés de détail du gaz (source CRE)

Au 30 septembre 2018, près de 40 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution) et une vingtaine de fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

Le taux de bascule de fournisseur est en progression régulière depuis 2008 : au cours du troisième trimestre 2018, 2,8 % des clients résidentiels ont soit :

- **changé de fournisseur,**
- **effectué une mise en service par un fournisseur alternatif,**
- **effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.**

Pour les clients professionnels ce taux dépasse 4%.

Projections d'évolutions sur la base des politiques et mesures jusqu'en 2040

Les décisions du Conseil d'État des 19 juillet 2017 (pour le gaz naturel : décision n°370321) et du 18 mai 2018 (pour l'électricité : n°413688 et 414656) ont:

- **estimé que les TRV du gaz naturel sont incompatibles avec le droit communautaire, au regard des objectifs d'intérêt général économique poursuivis ;**
- **admis l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité en ce qu'ils permettent de garantir un prix stable de l'électricité, tout en excluant de leur périmètre les sites non domestiques appartenant à des grandes entreprises et en impliquant la nécessité d'une révision périodique de leur pertinence.**

Suite à ces décisions a été engagée depuis plusieurs mois une concertation avec les principales parties prenantes pour définir les modalités de suppression des TRV gaz pour l'ensemble des consommateurs et des TRV électricité pour les grandes entreprises concernées, et les mesures d'accompagnement nécessaires pour les consommateurs et pour assurer le libre jeu de la concurrence. Ces modalités ont été inscrites dans la loi énergie climat du 8 novembre 2019 afin d'assurer une mise en compatibilité dans les meilleurs délais des tarifs réglementés de gaz, tout en assurant une extinction de ceux-ci et la bascule des clients concernés sur des offres de marché d'une manière concurrentiellement ouverte.

Pour l'électricité, des dispositions sont également inscrites dans la loi énergie climat afin d'assurer la mise en compatibilité des dispositions législatives du code de l'énergie relatives aux tarifs réglementés avec les décisions afférentes ainsi qu'avec la directive électricité, qui reconnaît la possibilité de tarifs réglementés de l'électricité, et restreint à compter du 31 décembre 2020 leur périmètre aux seuls consommateurs résidentiels et microentreprises.

4.5.3.4. Précarité énergétique

Les aides au paiement des factures d'énergie : chèque énergie

Le chèque énergie est un titre de paiement attribué aux ménages les plus modestes pour lutter contre la précarité énergétique. Ce dispositif, créé par l'article 201 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, remplace depuis le 1 janvier 2018 les tarifs sociaux de l'électricité et du gaz. Son objectif est double :

- se doter d'un dispositif plus équitable que les tarifs sociaux de l'énergie, qui bénéficie de la même façon à l'ensemble des ménages en situation de précarité, quelle que soit leur énergie de chauffage ;
- améliorer significativement l'atteinte de la cible, pénalisée dans le précédent système par des croisements de fichiers complexes inhérents au dispositif des tarifs sociaux.

Le chèque énergie 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 utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le chèque énergie a été expérimenté en 2016 et en 2017 dans quatre départements (Ardèche, Aveyron, Côtes-d'Armor, Pas-de-Calais). Le montant moyen de l'aide est proche de 150€, modulé en fonction de la composition familiale et du niveau de revenu fiscal de référence (RFR). Les critères d'éligibilité sont :

- le niveau de revenu fiscal de référence par unité de consommation (il doit être inférieur à 7700 euros/UC/an) ;

- le nombre d'unités de consommation (UC) dans le logement ;
- le fait d'avoir un logement imposable à la taxe d'habitation (même si des dérogations sont prévues dans certains cas).

Le bilan de l'expérimentation s'est avéré très encourageant : plus de 82 % des chèques énergie ont été utilisés par les bénéficiaires pour la campagne 2017, ce qui permet de dépasser le nombre de ménages qui bénéficiaient des tarifs sociaux sur ces territoires. Le chèque énergie a été déployé en 2018 sur l'ensemble du territoire national, auprès de 3,6 millions de bénéficiaires. Le gouvernement a revalorisé et modifié le périmètre du chèque énergie en 2019. Le gouvernement a décidé de revaloriser et de modifier le périmètre du chèque énergie en 2019. Les montants du chèque énergie versés en 2018 ont ainsi été augmentés de 50 € en moyenne dès 2019. De plus, le plafond de revenus pour bénéficier du chèque énergie a été relevé de manière à toucher 2,2 millions de foyers supplémentaires dès la campagne d'envoi 2019.

	RFR / UC < 5 600€	5 600€ ≤ RFR / UC < 6 700€	6 700€ ≤ RFR / UC < 7 700€	7 700€ ≤ RFR / UC < 10 700€
1 UC (1 personne)	194 €	146 €	98 €	48 €
1 < UC < 2 (2 ou 3 personnes)	240 €	176 €	113 €	63 €
2 UC ou plus (4 personnes ou plus)	277 €	202 €	126 €	76 €

Montant du chèque énergie en 2019, en fonction du revenu fiscal de référence (RFR) et de la composition du ménage (Unité de Consommation¹⁰²)

Afin d'améliorer la couverture des bénéficiaires, une aide spécifique pour les résidences sociales a été mise en place, afin d'inclure environ 100 000 de leurs résidents dans le dispositif chèque énergie.

Le dispositif de trêve hivernale

Un dispositif de trêve hivernale a été mis en place dans le domaine de l'énergie pour l'ensemble des ménages : il s'agit de l'obligation, pour les fournisseurs, de maintenir la fourniture de gaz naturel et d'électricité entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Les bénéficiaires du chèque énergie sont également protégés des limitations de puissance pour la fourniture d'électricité, et bénéficient de réduction de certains frais (en cas de déménagement ou d'impayés).

Dans le cas où une interruption de fourniture serait envisagée en dehors de la trêve hivernale, sa mise en œuvre fait l'objet d'un encadrement strict pour l'ensemble des ménages (courriers de relance, délais, information des services sociaux par le fournisseur lorsque l'alimentation n'a pas été rétablie dans les cinq jours suivant la coupure).

Les dispositions des certificats d'économie d'énergie (CEE) relatives à la composante de lutte contre la précarité énergétique

La LTECV a créé une obligation spécifique de réaliser des économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (éligibilité déterminée sur la base des revenus du ménage).

¹⁰² UC : unité de consommation (la première personne du ménage compte pour 1 UC, la deuxième pour 0.5 UC et les suivantes pour 0.3 UC).

La première période d'exercice a couvert les deux années 2016-2017, avec un objectif de 150 TWh_{cumac} (à comparer à une obligation CEE "classique" de 700 TWh_{cumac} sur les trois années 2015-2017). L'objectif a été atteint.

Afin de prolonger la dynamique impulsée par la mise en place à travers la LTECV d'une obligation spécifique de réaliser des économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, l'obligation précarité pour la nouvelle période des CEE 2018-2020 a été portée à 400 TWh_{cumac}, en complément des 1200 TWh_{cumac} de l'obligation classique soit 1600 TWh cumac. Ce seront ainsi plus de 2 Mds€ qui devraient être investis par les énergéticiens dans la lutte contre la précarité énergétique. Un décret en cours de parution devrait allonger la période d'un an (2021) à iso contrainte annuelle portant ainsi à 2133 TWh cumac pour la période 2018-2021 le total (1600 entre 2018-2020).

Le programme « Habiter mieux » de l'agence nationale de l'habitat (ANAH)

L'ANAH met en œuvre le programme de lutte contre la précarité énergétique appelé « Habiter mieux ». Ce programme permet d'apporter des aides financières et d'accompagner socialement, techniquement et financièrement les ménages en situation de précarité énergétique pour réaliser leurs travaux de rénovation énergétique. Le programme est financé par le budget propre de l'Agence (notamment alimenté par la vente des quotas de carbone), par une participation des énergéticiens (EDF, GDF-Suez et Total) ainsi que par le produit de la taxe sur les logements vacants dont le montant est passé de 21 à 61 M€ à partir de 2019. Le Grand Plan d'Investissement (GPI) contribue également au financement de l'ANAH, à hauteur de 110 M€/an en 2018 et 2019, puis de 170 M€ à partir de 2020, pour financer la rénovation énergétique.

Les bénéficiaires de ces aides sont les propriétaires occupants et copropriétaires aux ressources les plus modestes, les syndicats de copropriété en difficulté ou fragiles (depuis 2017), ainsi que les propriétaires bailleurs, sans condition de ressources. Le programme prévoit le versement à des ménages occupants sous conditions de ressources de subventions dont le montant représente 25 à 50 % du coût des travaux de rénovation énergétique. Le gain énergétique obtenu à la fin des travaux doit être au minimum de 25 % pour les propriétaires occupants et 35 % pour les propriétaires bailleurs et syndicats de copropriétés.

En 2019, le nombre total de rénovations thermiques s'élève à plus de 106 000 logements. Le programme en 2019 a en effet été marqué par une très forte dynamique sur un dispositif d'aide (Habiter Mieux Agilité), soutenu par une possibilité de cumul avec les CEE.

Le plan pour la rénovation énergétique des bâtiments prévoit ainsi que l'État consacrera 1,2 Mds€ à la lutte contre la précarité énergétique. Dans le parc social, l'objectif est de rénover les passoires thermiques à raison de 100 000 par an, avec le soutien de la Caisse des dépôts, en multipliant les solutions innovantes, avec une enveloppe de 4 Md€ dans le cadre du Grand Plan d'Investissement.

Enfin, le fonds de garantie pour la rénovation énergétique (FGRE) est dimensionné pour accompagner plus de 35 000 ménages aux revenus modestes (éco-prêts) et 6 500 copropriétés (prêts).

4.6. Les données françaises sur la R&D dans le domaine de l'énergie aujourd'hui et les perspectives

4.6.1. Les financements publics actuels de la R&D dans le domaine de l'énergie

Selon une étude annuelle du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES), les dépenses de R&D en énergie financées en 2018 par l'État sous forme de subventions étaient de 1169 M€ dont :

- 515 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (44%),
- 635 M€ sur l'énergie nucléaire, fusion et fission confondues (54%),
- 18 M€ sur les énergies fossiles hors CCUS (<2%),

Les nouvelles technologies de l'énergie incluent : l'efficacité énergétique (industrielle, tertiaire, résidentielle et dans les transports), les énergies renouvelables (solaires, éoliennes, marines, bioénergies, géothermie et hydroélectricité), la capture, le stockage et la valorisation du CO₂, le stockage d'énergie, les réseaux électriques, l'hydrogène et les piles à combustible et la science fondamentale.

La tendance ces dernières années est au renforcement du financement de la recherche publique dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie. En revanche, les montants alloués à l'innovation pour les énergies fossiles ont été drastiquement réduits, en cohérence avec les objectifs nationaux de neutralité carbone à l'horizon 2050.

4.6.2. Les perspectives de soutien de la R&D dans le domaine de l'énergie

La France est engagée dans un vaste mouvement pour une transformation pérenne de l'économie qui se doit d'être plus circulaire, décarbonée et durable. Pour ce faire, la recherche et l'innovation sont des volets incontournables afin d'être en mesure de développer des solutions vertueuses, compétitives et socialement acceptables. Ainsi, la recherche et l'innovation resteront dans les années à venir une des pierres angulaires des politiques nationales en matière de transition énergétique afin d'être en mesure d'atteindre les objectifs fixés à l'horizon 2030.

Comme cela a été décrit au chapitre 3.5.3., les trois premiers volets du programme des investissements d'avenir (PIA), ont permis un soutien très significatif de l'innovation pour le développement de nouvelles technologies décarbonées pour l'énergie. Notamment, le PIA3 doté de près d'un milliard d'euros spécifiquement affectés à la transition écologique, en sus des outils horizontaux, portés notamment par la CDC et BPI a permis de faire émerger des projets indispensables à l'atteinte de nos objectifs.

Pour l'avenir, des réflexions sont initiées sur la configuration d'outils de soutien qui succéderont aux instruments actuels du PIA. Ce soutien que l'on envisage renforcé, devra permettre le développement des technologies permettant une industrialisation massive de solutions décarbonées afin d'être en mesure de répondre très rapidement aux objectifs environnementaux et climatiques fixés, tout en assurant un avantage compétitif à l'industrie française sur des marchés en émergence.

En parallèle, la loi de programmation pluri-annuelle de la recherche est en cours de préparation pour un débat parlementaire prévu courant 2020.

Cette loi porte trois enjeux forts :

- renforcer la capacité de financement des projets, programmes et laboratoires de recherche,
- conforter et renforcer l'attractivité des emplois et des carrières scientifiques,
- consolider la recherche partenariale et le modèle d'innovation français.

Pour ce faire, le cadre législatif pluri-annuel permettra de :

- prendre en compte le **temps intrinsèquement long de la recherche** et de redonner du temps et de la visibilité aux laboratoires.
- donner **un cadre cohérent et durable** aux réformes engagées pour démultiplier les effets de l'investissement public en recherche.
- préparer un cadre en parfaite résonance avec le programme **Horizon Europe** qui entrera en vigueur en 2021.

Identifier les **grands programmes de recherche** qui seront conduits pour répondre aux besoins de la nation, tout en donnant toute sa place à la recherche dite "de base", qui repousse les frontières de la connaissance.

5. ANALYSE D'IMPACT DES POLITIQUES ET MESURES PLANIFIEES

5.1. Incidences des politiques et mesures planifiées décrites dans la section 3 sur le système énergétique et sur les émissions et absorptions de gaz à effet de serre, avec une comparaison par rapport aux projections sur la base des politiques et mesures existantes (telles qu'elles sont décrites dans la section 4)

5.1.1. Projections concernant l'évolution du système énergétique et les émissions et absorptions de gaz à effet de serre ainsi que, le cas échéant, les émissions de polluants atmosphériques conformément à la directive (UE) 2016/2284 fondées sur les politiques et mesures planifiées au moins jusqu'à dix ans après la fin de la période couverte par le plan (y compris pour la dernière année de la période couverte par le plan), en incluant les politiques et mesures pertinentes de l'Union

Le scénario « avec mesures supplémentaires » (AMS) vise à respecter les objectifs que la France s'est fixée en termes d'énergie et de climat, à court, moyen et long terme. Il dessine une trajectoire possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la neutralité carbone en 2050, objectif structurant du scénario. Ce scénario a servi de référence pour la révision en 2018 de la Stratégie Nationale Bas-Carbone et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Le calcul des budgets carbone et les orientations du projet de SNBC 2 (présentées dans la section 3) sont issus des travaux de scénarisation et de projections AMS.

Afin de construire ce scénario, une réflexion centrée sur une France neutre en carbone a d'abord été menée. Cela a permis d'explorer différentes voies et d'identifier certains passages obligés pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques du pays dans chacun des secteurs.

Il s'agit d'un scénario de long-terme puisqu'il traite des questions énergétiques et climatiques à l'horizon 2050. A court-terme, il explique les transformations possibles dans les différents secteurs au vu des mesures de politiques publiques portées par le gouvernement ainsi que des contraintes de développement des technologies bas-carbone et du contexte macro-économique international.

5.1.1.1. Synthèse du scénario et des projections AMS par secteur

Transports

L'objectif de neutralité à horizon 2050 implique une décarbonation quasi complète du secteur des transports, soit par passage à des motorisations électriques, soit par passage au biocarburant et au biogaz. Une part de carburants non biosourcés est toutefois réservée à l'horizon 2050 pour le transport aérien et les soutes maritimes internationales.

Il est fait l'hypothèse d'une demande de mobilité croissante mais découplée progressivement de la croissance économique et de fortes hypothèses en termes d'efficacité et de type de motorisation. Le scénario mobilise l'ensemble des cinq leviers suivants : décarbonation de l'énergie consommée par les véhicules ; performance énergétique des véhicules afin de limiter les consommations énergétiques ; maîtrise de la croissance de la demande ; report modal ; et optimisation de l'utilisation des véhicules

pour le transport de voyageurs comme de marchandises.

L'électrification, environ deux à trois fois plus efficace que les solutions thermiques en termes de rendements énergétiques au niveau du véhicule, est privilégiée à long terme, en particulier pour les véhicules particuliers (100 % de vente de véhicules particuliers neufs sont électriques dès 2040). Elle se développe de manière ambitieuse puisqu'il est supposé une multiplication par 5 des ventes de véhicules électriques d'ici 2022 (correspondant à l'engagement du Contrat stratégique de la filière Automobile 2018-2022). En 2030, le scénario atteint une part de 35 % de voitures particulières électriques et de 10 % de voitures particulières hybrides rechargeables dans les ventes de véhicules neufs. Des efforts importants sont également réalisés concernant l'efficacité des véhicules, en particulier les véhicules thermiques. Le scénario vise notamment un niveau de 4l/100km pour les ventes en 2030. Les véhicules électriques neufs atteignent quant à eux un niveau de 12,5 kWh/100 km à l'horizon 2050 (environ 40 % de consommation en moins par rapport à aujourd'hui).

Un mix plus équilibré (gaz renouvelable, électricité, biocarburants) est recherché pour le transport de marchandises du fait de contraintes plus importantes sur les motorisations associées à ce type de transport. L'électrification est plus lente que pour les véhicules particuliers. Des efforts d'efficacité énergétique importants sont également réalisés pour les poids lourds : en fonction du type de motorisation, des gains d'efficacité entre 35 et 40 % sont obtenus à l'horizon 2050.

Les gains d'efficacité énergétiques et la décarbonation concernent l'ensemble des modes de transport. Le scénario prévoit notamment un développement progressif des biocarburants dans l'aviation jusqu'à 50 % à horizon 2050. Le transport maritime et fluvial est entièrement décarboné pour les émissions domestiques à horizon 2050 et décarboné à 50 % pour les soutes internationales.

Le scénario fait l'hypothèse d'une maîtrise de la hausse du trafic à la fois pour le transport de personnes et pour le transport de marchandises, d'un report modal vers les mobilités actives, les transports collectifs et les transports massifiés ainsi que l'optimisation de l'usage des véhicules.

Le trafic de voyageurs en voyageurs-km tous modes confondus augmente de 26 % entre 2015 et 2050 mais de manière plus modérée que dans un scénario tendanciel notamment grâce au développement du télétravail et à la limitation de l'étalement urbain. Le report modal est encouragé. La part modale du vélo est multipliée par 4 dès 2030. Les transports collectifs se développent fortement avec une progression de leur part modale de 7 points, de même que les mobilités partagées et le covoiturage. Au total, cela permet de contenir le trafic de voitures particulières qui baisse d'environ 2 % entre 2015 et 2050.

Le trafic de marchandises en tonnes-km croît de 40 %, mais de manière plus limitée que dans un scénario tendanciel grâce au développement de l'économie circulaire et des circuits courts. Le fret ferroviaire et fluvial se développe. Le taux de chargement de poids lourds augmente. La croissance du trafic poids lourds est contenue à 12 % d'ici à 2050.

Figure 81: Consommation d'énergie finale des transports domestiques dans l'AMS

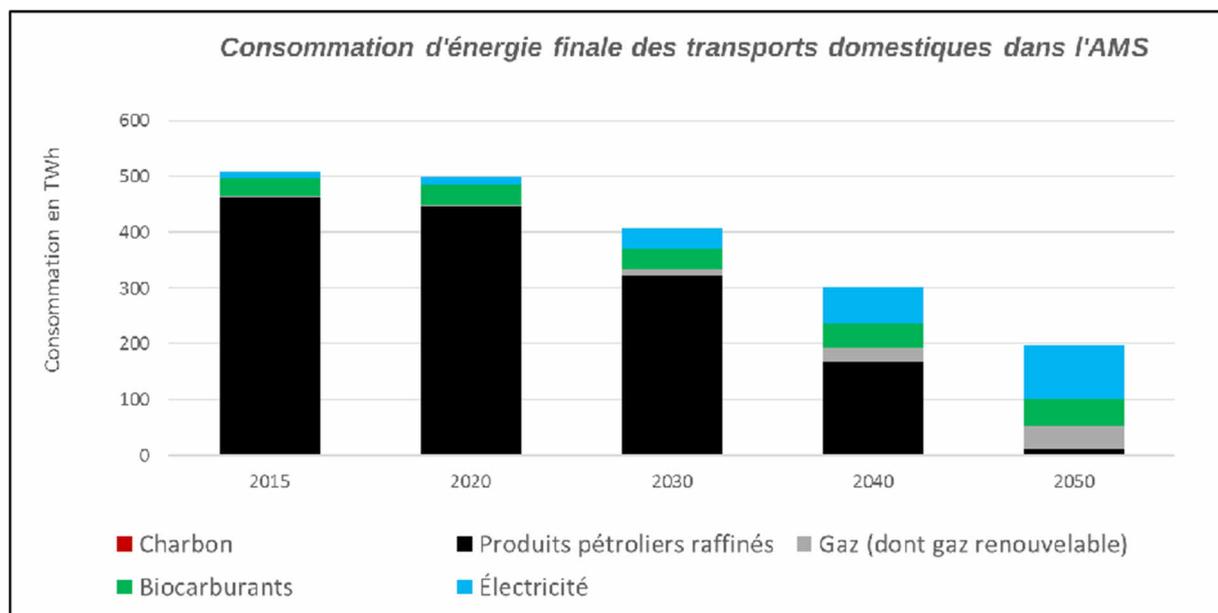
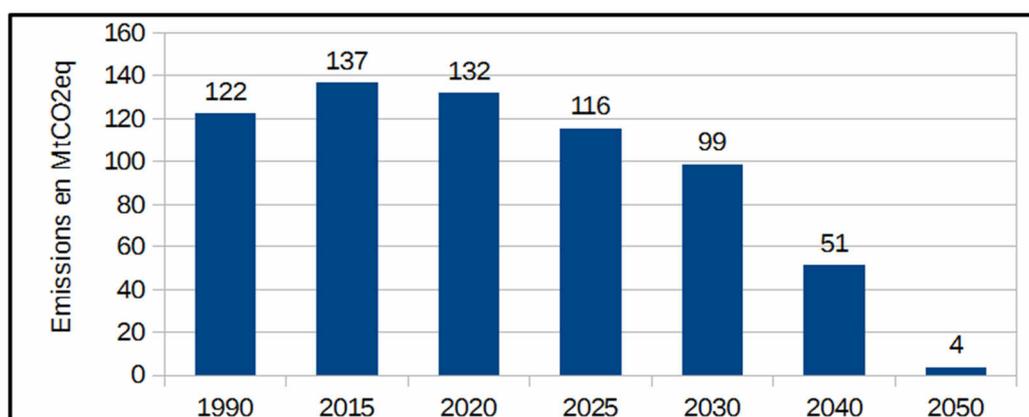


Figure 82: Émissions du secteur transport dans l'AMS



Bâtiments

Pour ce secteur, le scénario fait l'hypothèse d'un renforcement progressif de la réglementation environnementale pour la construction neuve, en particulier via l'introduction d'un critère d'émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment. Les hypothèses démographiques amènent à considérer que le volume de construction neuve diminue continuellement jusqu'en 2050.

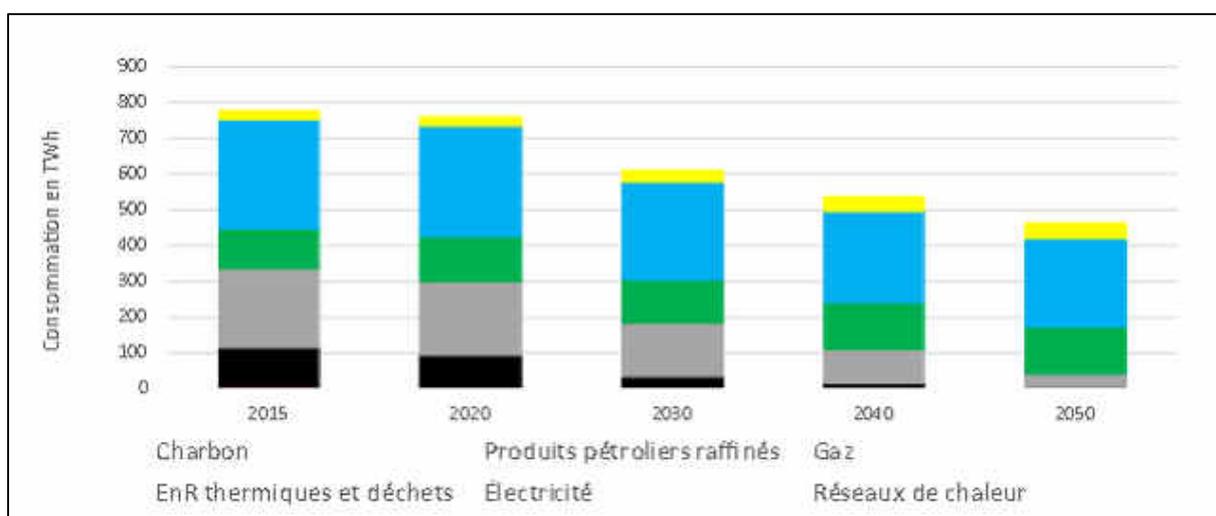
Le scénario suppose également qu'une grande majorité du parc de bâtiments, en commençant par les logements les plus énergivores, est rénovée afin d'atteindre l'objectif d'un parc 100 % BBC (Bâtiments Basse Consommation) en moyenne en 2050. Dans le secteur du résidentiel, le rythme de rénovation

atteint environ 370 000 rénovations complètes équivalentes¹⁰³ en moyenne sur la période 2015-2030 puis augmente pour atteindre 700 000 de rénovations complètes équivalentes en moyenne sur la période 2030-2050. Le secteur tertiaire connaît une évolution du rythme de rénovation similaire.

Le mix énergétique est totalement décarboné. Cela repose sur l'électrification des usages hors chauffage et un mix énergétique plus varié pour ce dernier usage, avec notamment un recours important aux pompes à chaleur et aux réseaux de chaleur urbains. Des gains d'efficacité de l'ensemble des équipements utilisés dans les bâtiments sont supposés.

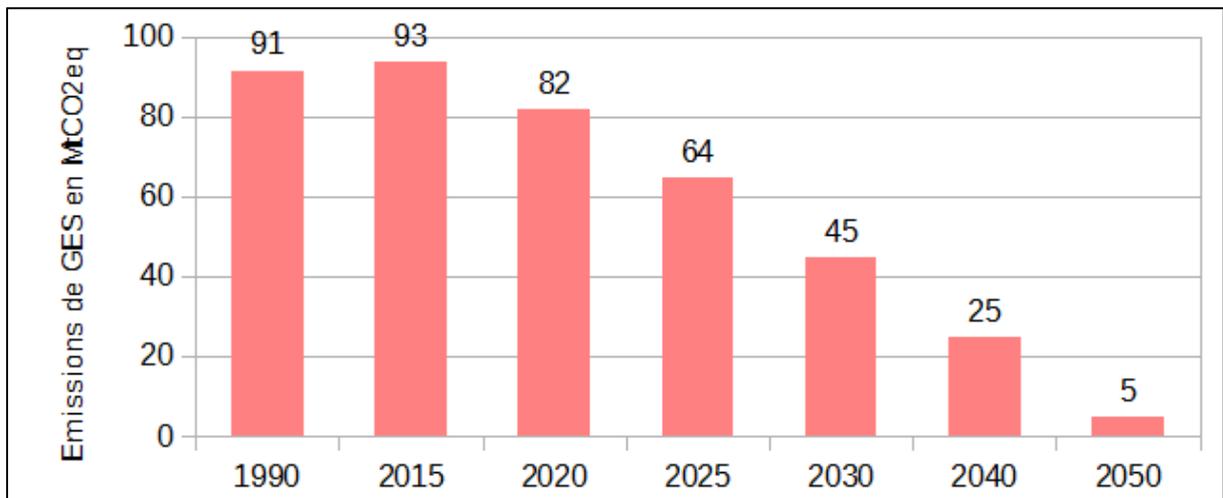
Le scénario recourt également à une baisse du besoin énergétique sur certains postes grâce à la diffusion de technologies permettant de le réduire (système de gestion intelligent, mitigeur efficace, etc.), à une organisation des bâtiments différente (design bioclimatique) et à des comportements individuels vertueux (température de chauffage abaissée de 1°C à l'horizon 2050).

Figure 83: Consommation d'énergie finale des bâtiments dans l'AMS



103 Le gain énergétique réalisé lors d'une rénovation complète équivalente correspond au gain réalisé lors de la rénovation de l'ensemble d'un bâtiment à un niveau très performant. Le scénario ne suppose pas de répartition entre rénovation par étapes ou rénovation une fois.

Figure 84: Émissions du secteur bâtiments dans l'AMS



Agriculture

Le scénario repose sur la mise en œuvre de l'ensemble des leviers techniques de réduction des émissions de gaz à effet de serre au maximum de leur potentiel (cultures de légumineuses, optimisation du cycle de l'azote, réduction des excédents protéiques dans les rations animales, pratique du labour, etc.), sur l'évolution des systèmes agricoles (agroforesterie, agriculture biologique, élevages à l'herbe, limitation de l'artificialisation), sur la modification de la demande intérieure (alignement sur les repères nutritionnels à l'horizon 2035, baisse du gaspillage alimentaire) et sur une production croissante d'énergie et de matériaux biosourcés par le système agricole.

En termes de consommation d'énergie, l'efficacité énergétique et la maîtrise des besoins permettent d'obtenir une division par deux de la consommation à l'horizon 2050. Une électrification importante a lieu via le recours aux pompes à chaleur ou aux tracteurs électriques lorsque cela demeure possible.

Le secteur de l'agriculture joue un rôle important dans la production de ressources énergétiques biosourcées, en particulier via la valorisation de ses déchets. Près de deux tiers de la biomasse mobilisée à l'horizon 2050 provient directement ou indirectement du secteur agricole.

Figure 85: Émissions de gaz à effet de serre dans l'agriculture dans l'AMS

Emissions de gaz à effet de serre du secteur agricole dans l'AMS

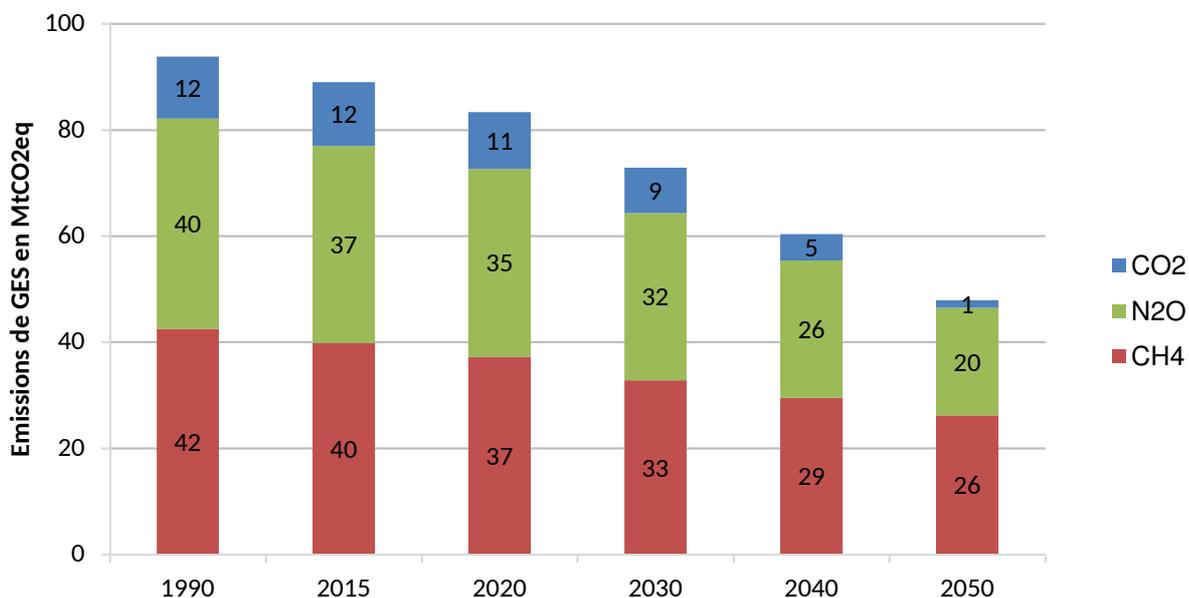
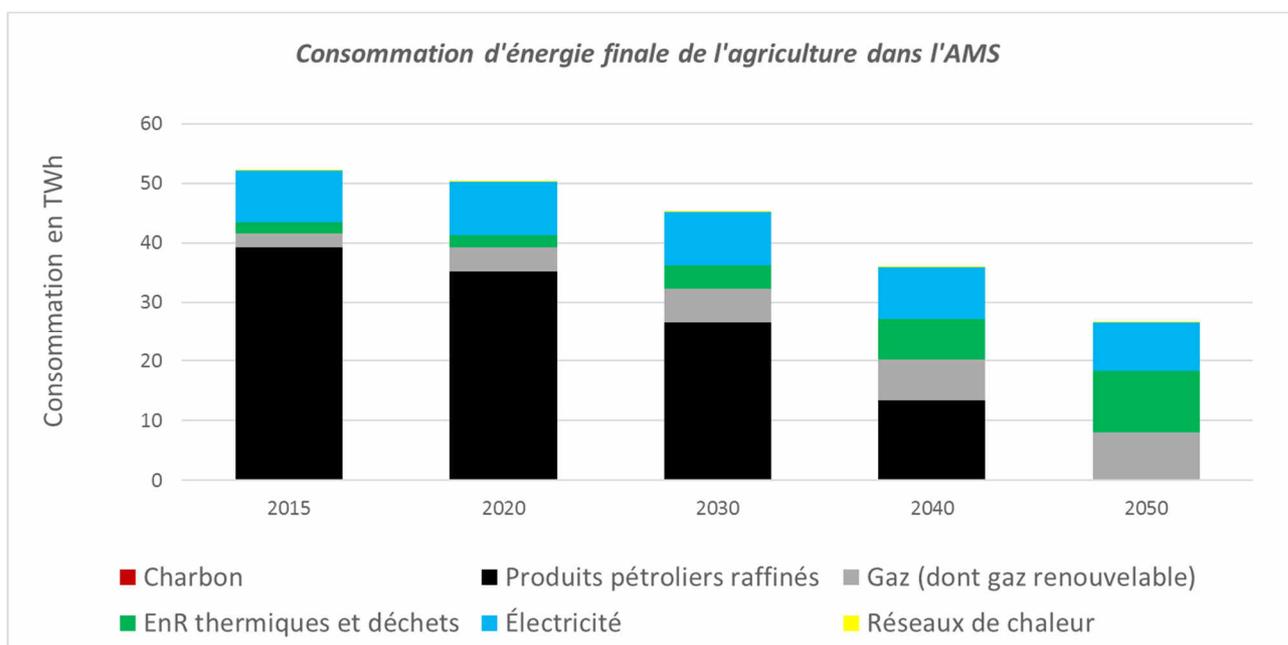


Figure 86: Consommation d'énergie finale de l'agriculture dans l'AMS

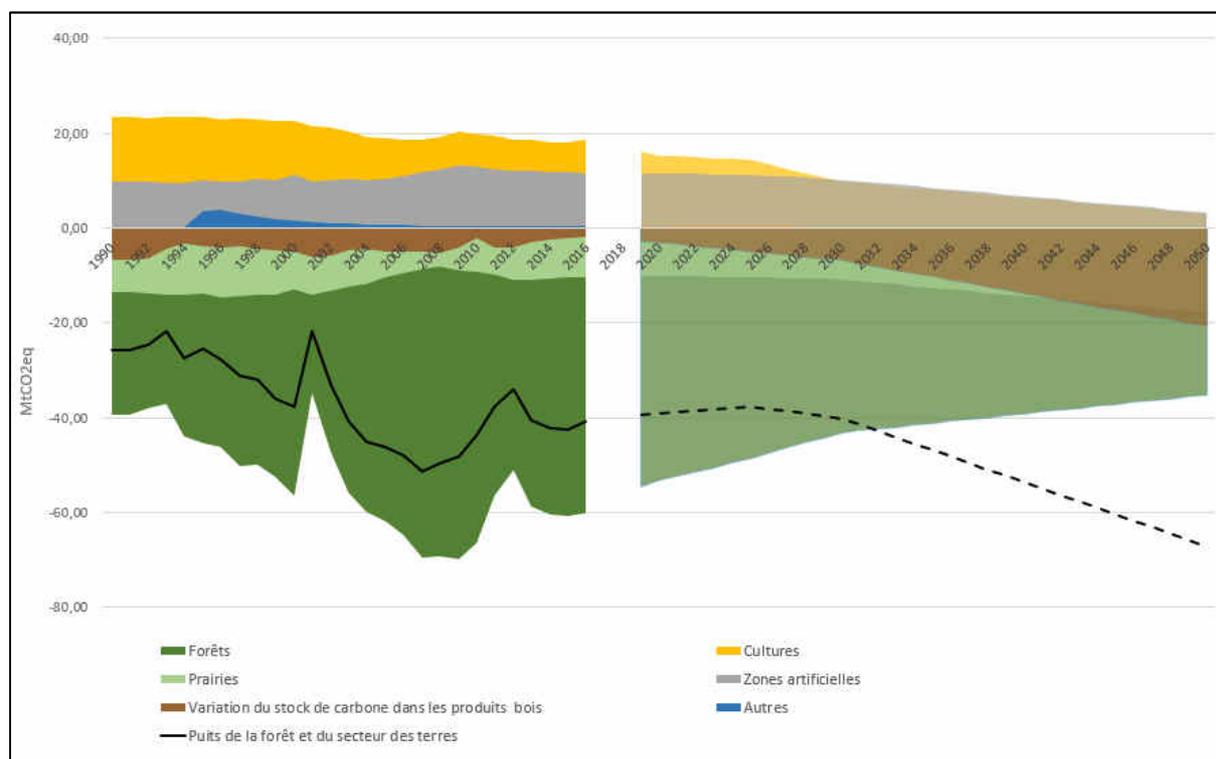


Forêt/Secteur des terres

La forêt contribue au scénario en tant que puits de carbone, ainsi que par la production de matériaux biosourcés pouvant se substituer à des matériaux très émetteurs, et par la production de biomasse (bois énergie, produits connexes des industries de transformation du bois, et déchets bois). Une gestion intelligente et durable de la forêt permet d'augmenter progressivement la pompe à carbone tout en améliorant sa résilience face aux risques climatiques et en préservant mieux la biodiversité. La surface forestière s'accroît, encouragée par l'afforestation. La récolte augmente progressivement pour passer de 44 Mm³ en 2015 à 59 Mm³ en 2030 et 75 Mm³ en 2050, ce qui demande des efforts importants de mobilisation en rupture avec la tendance actuelle, notamment dans la forêt privée. L'usage du bois comme matériau est très fortement encouragé par rapport à l'usage énergétique pour le bois sortant de forêt. La production de produits bois à longue durée de vie (notamment utilisés dans la construction) triple entre 2015 et 2050, ce qui augmente le puits de carbone des produits bois. En aval, une meilleure collecte des produits bois en fin de vie permet d'augmenter la production de ce type de biomasse. Au final, le puits de la filière forêt-bois est maintenu malgré une baisse du puits dans les forêts actuelles engendrée par l'augmentation de récolte, grâce au puits des produits bois et des nouvelles forêts.

Le graphique ci-dessous indique l'évolution du puits du secteur des terres dans son ensemble englobant les terres forestières ainsi que les autres terres (cultures, prairies, terres artificialisées...). Grâce à la gestion forestière, l'atteinte de l'objectif de zéro artificialisation nette en 2050 et à la prise en compte du carbone stocké dans les terres agricoles, ce puits net augmente entre 2030 et 2050, après avoir peu évolué entre 2015 et 2030.

Figure 87: Historique (trait plein) et projection (trait pointillé) du puits de la forêt et du secteur des terres entre 1990 et 2050



Industrie/déchets

Dans le secteur industriel, le scénario repose sur l'efficacité et l'électrification des procédés. Les gains d'efficacité énergétique varient en fonction des filières. En 2030, le scénario suppose des gains entre 10 % et 30 %. En 2050, les gains augmentent entre 20 % et 40 %. Le taux d'électrification augmente quant à lui légèrement entre 2015 et 2030 (de 38 % à 43%) puis plus rapidement jusqu'en 2050 pour atteindre plus de 70 % de la consommation finale à cet horizon.

Une économie circulaire est mise en place avec des taux de recyclage qui augmentent drastiquement et un recours poussé à l'écoconception. Les déchets sont quasi-entièrement valorisés.

Le secteur industriel voit également ses émissions non-énergétiques diminuer grâce au recours plus important aux matériaux ayant des impacts carbone faibles (ciment bas carbone, chimie biosourcée, hydrogène décarboné, etc.). L'utilisation plus systématique du bois dans les matériaux devrait également permettre de diminuer le recours à des matériaux ayant une empreinte carbone plus élevée.

La compétitivité de l'industrie est préservée face aux industries concurrentes venant des régions du monde avec des exigences climatiques inférieures, afin de garder un niveau de production similaire à 2015 et donc de limiter les imports aux contenus carbone trop élevés.

Figure 88: Consommation d'énergie finale dans l'industrie

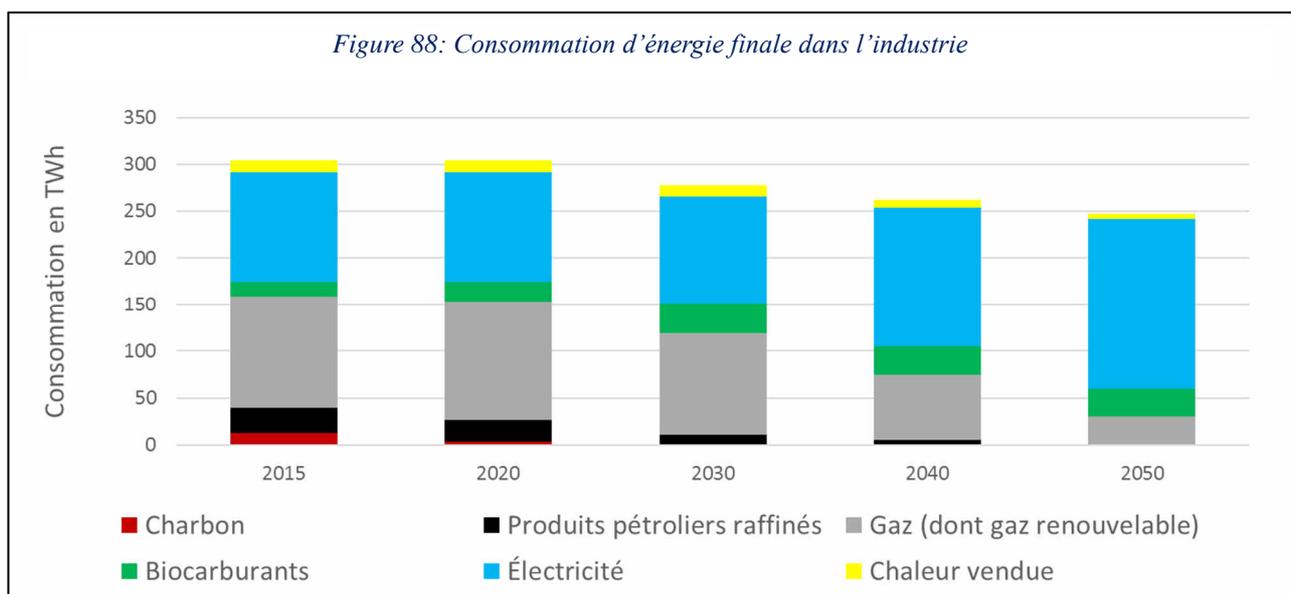
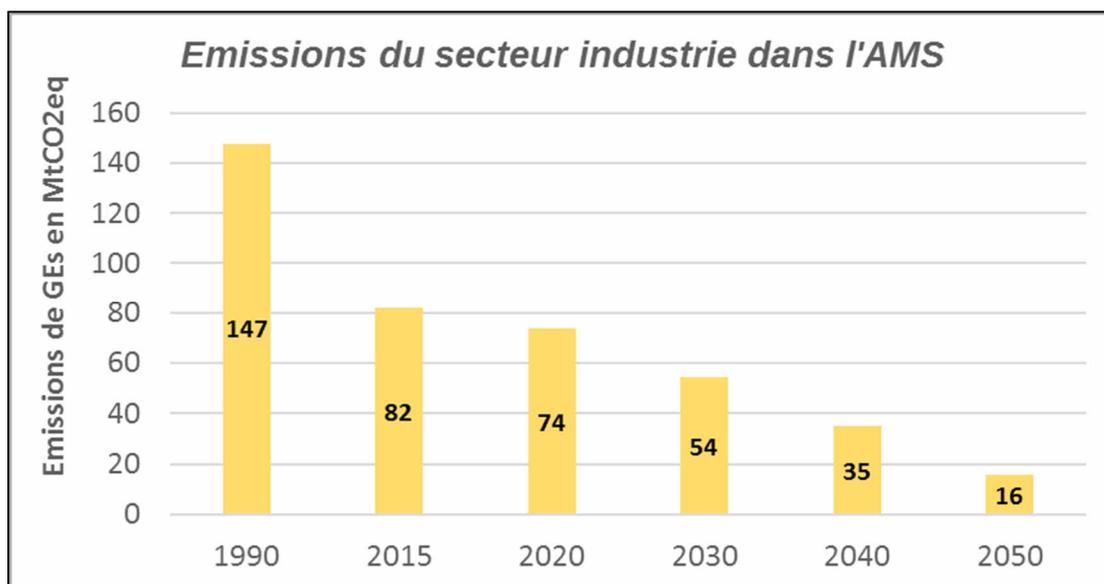


Figure 89: Emissions du secteur de l'industrie dans l'AMS



Production d'énergie et CSC

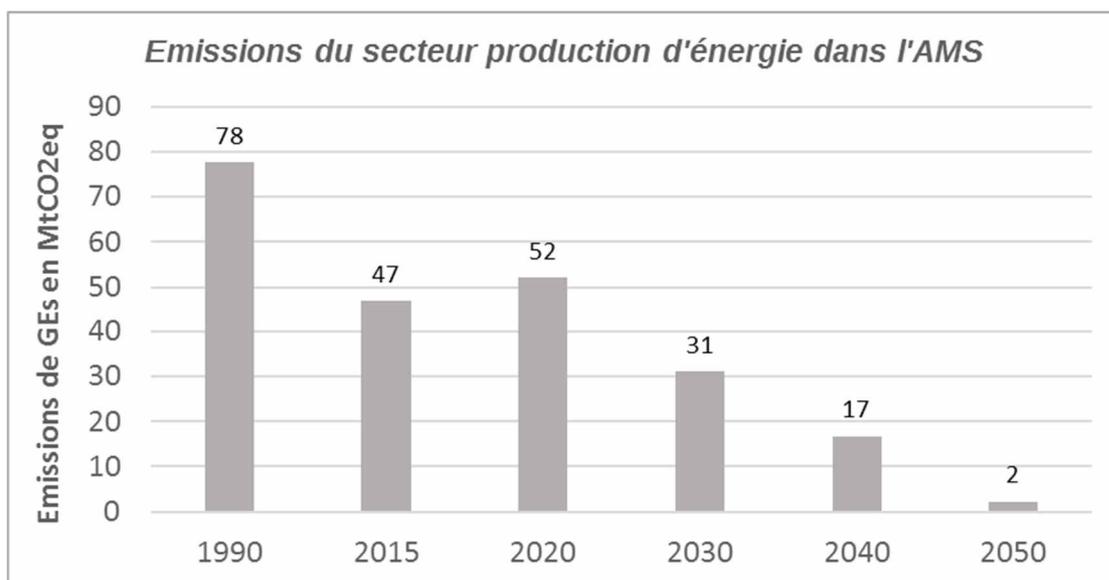
Le secteur énergétique est quasi-complètement décarboné¹⁰⁴. Le mix énergétique à 2050 est composé de chaleur renouvelable et de récupération (90 à 100TWh), de biomasse (400 à 450 TWh) et d'électricité décarbonée (solde restant de 600 à 650 TWh, dont une partie utilisée pour des conversions vers d'autres vecteurs d'énergie finale : hydrogène, gaz...). En 2050, la production de gaz renouvelable se situe dans une fourchette de 195 à 295 TWh¹⁰⁵. La part du gaz utilisé dans le secteur résidentiel et tertiaire décroît fortement.

Les technologies de capture et stockage du carbone (CSC) sont également mobilisées, de manière prudente. En 2050, elles permettraient d'éviter environ 6 MtCO₂/an dans l'industrie et de réaliser annuellement une dizaine de MtCO₂ d'émissions négatives sur des installations de production d'énergie à partir de biomasse (BECSC).

Figure 90: Emissions du secteur de la production d'énergie dans l'AMS

104 La décarbonation n'est que « quasi-complète » compte-tenu des fuites résiduelles « incompressibles » de gaz renouvelables.

105 Le haut de la fourchette correspond à une conversion au gaz de l'ensemble des poids lourds non électrifiés, de l'ensemble des consommations non électrifiées de chaleur dans les bâtiments et à la production de plus d'électricité à partir de gaz. Il resterait alors uniquement des consommations de biomasse solide dans l'industrie et des consommations de biocarburants dans le transport aérien. L'hydrogène est inclus dans ces estimations.

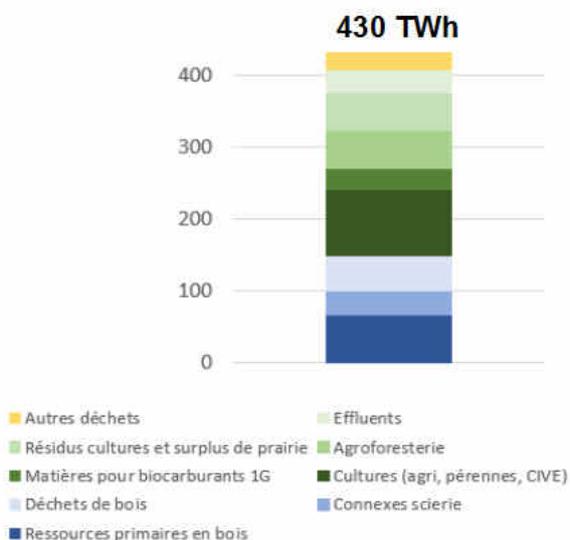


Quelques enseignements du scénario

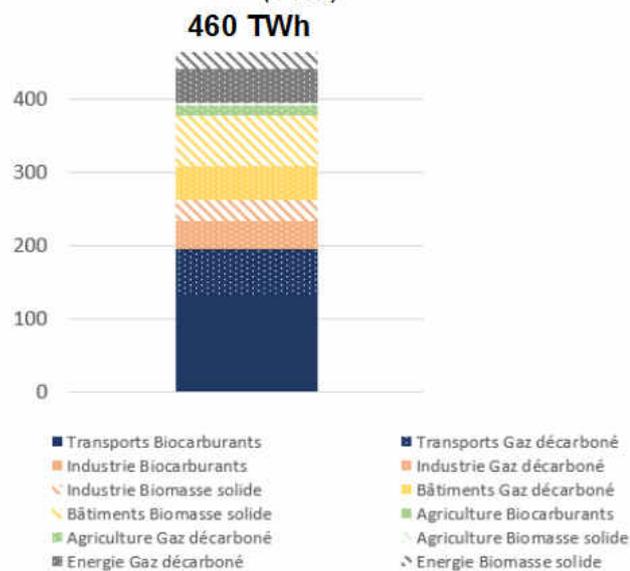
La décarbonation quasi-complète de la production d'énergie nécessite de se reposer uniquement sur les sources d'énergie suivantes : ressources en biomasse (déchets de l'agriculture et des produits bois, bois énergie, etc.), chaleur issue de l'environnement (géothermie, pompes à chaleur, etc.) et électricité décarbonée. Vu la structure actuelle de l'économie très tournée vers les combustibles liquides et gazeux, une tension certaine résulte sur les ressources en biomasse. Une allocation de ces ressources a donc été réalisée en orientant ces ressources en priorité vers les usages à haute valeur ajoutée et ayant peu de possibilités de substitution. Le graphique ci-dessous indique la répartition indicative prise dans le scénario. On observe un léger dépassement de la consommation de ressources en biomasse vis-à-vis du potentiel de production de ressources en biomasse. Des travaux ultérieurs à la SNBC permettront d'ajuster le scénario sur ce point particulier. Ce léger dépassement n'est pas de nature à modifier en profondeur les résultats de modélisation et ne remet donc pas en cause la trajectoire.

Figure 91: Répartition des potentiels de production et des secteurs de consommation de biomasse dans l'AMS

Potentiel de production en ressources en biomasse (TWh PCS)

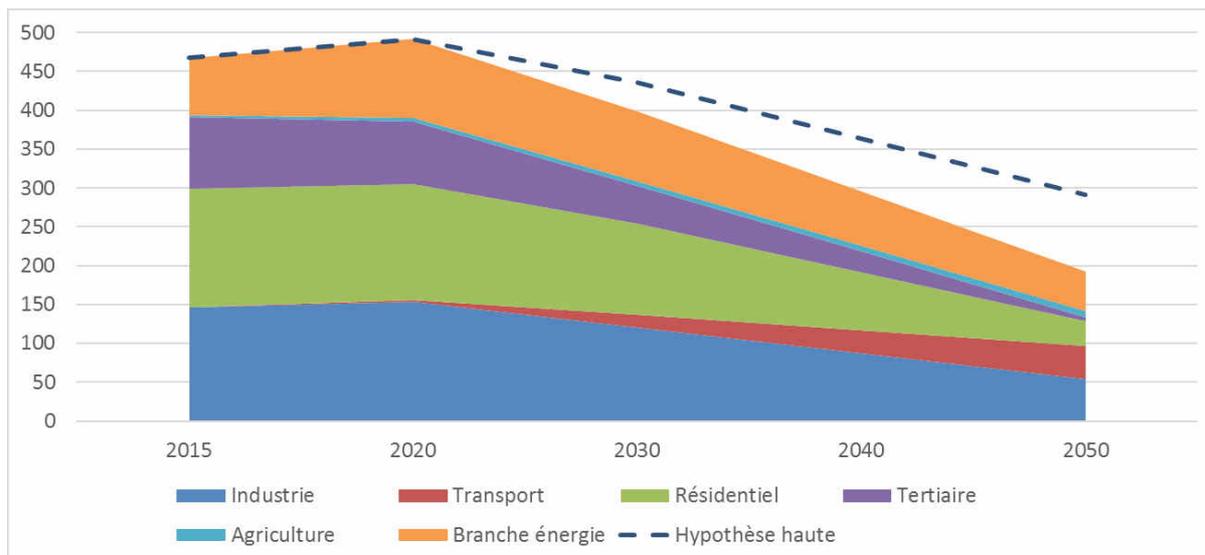


Consommation de ressources en biomasse (TWh)



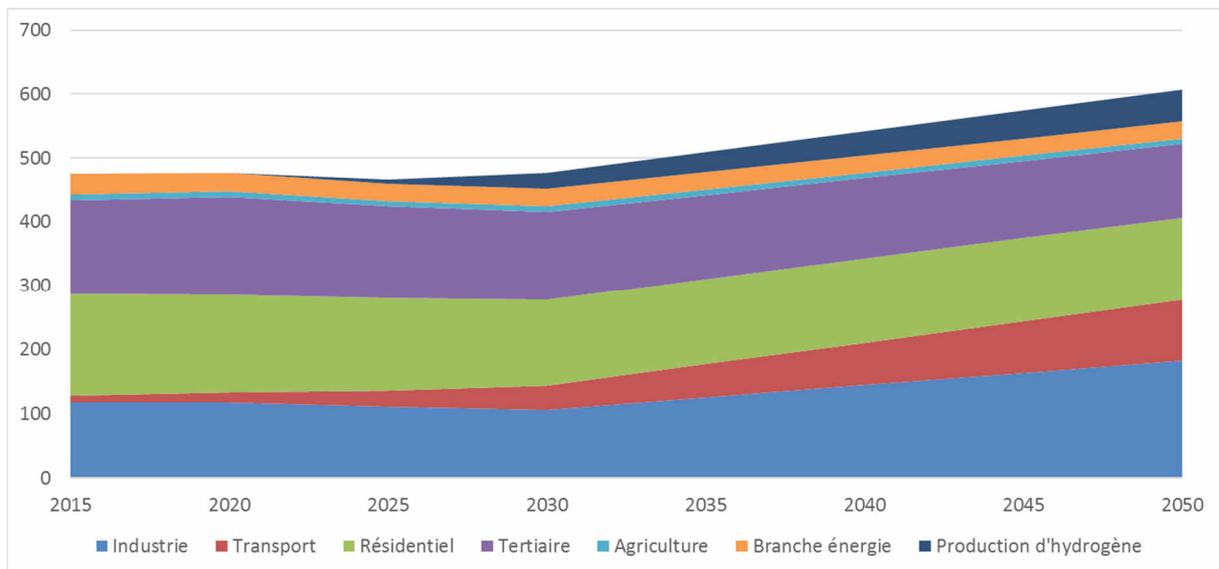
La contrainte sur la biomasse impose ainsi qu'à l'horizon 2050, la consommation en gaz devra diminuer et que dans le même temps, la consommation d'électricité devrait augmenter comme l'indiquent les deux graphiques ci-dessous, malgré la forte baisse de la consommation d'énergie à cet horizon. Le premier indique la trajectoire sectorielle de la consommation nationale de gaz dans le cas de l'hypothèse basse du scénario. La consommation totale de gaz dans le cas de l'hypothèse haute y est également représentée.

Figure 92: Consommation totale de gaz dans le scénario AMSe



Le second présente la consommation nationale d'électricité hors pertes de réseau.

Figure 93: Consommation totale d'électricité dans le scénario AMS

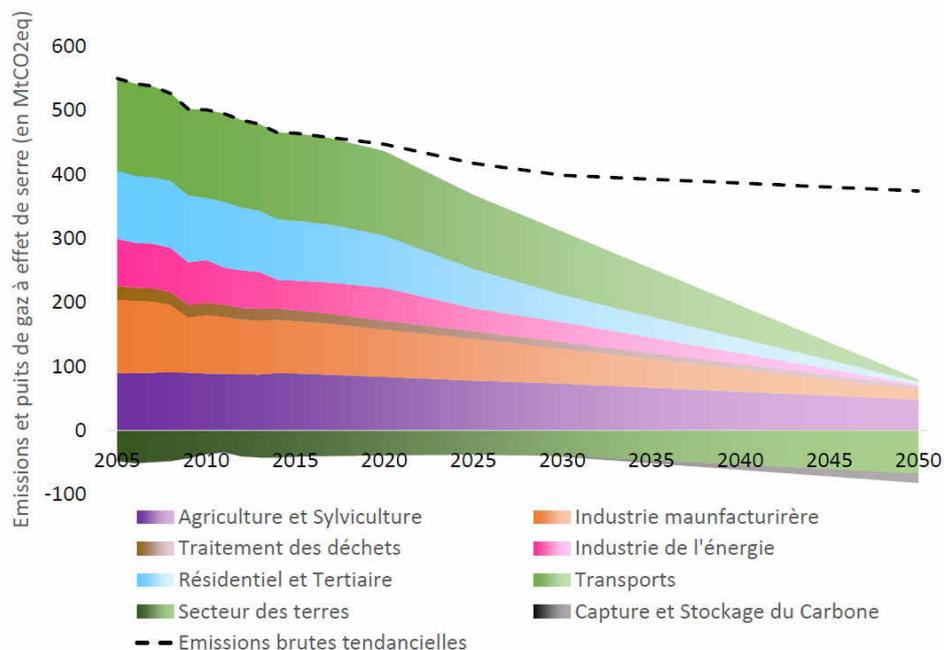


5.1.1.2. Trajectoire de réduction des émissions du scénario AMS par secteur et respect des objectifs 2030 et 2050

Trajectoire de réduction des émissions

La trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre résultant du scénario AMS, déclinée par secteurs, est présentée sur le graphique ci-après.

Figure 94: Trajectoire des émissions et des puits de gaz à effet de serre sur le territoire national entre 2005 et 2050 dans le scénario AMS



Réductions des émissions de gaz à effet de serre par secteur

Les réductions des émissions par secteur à l'horizon 2050 sont présentées dans le tableau suivant :

Secteurs	Réduction des émissions par secteur du scénario AMS par rapport à 2015
Transports	-97%
Bâtiment	-95%
Agriculture/sylviculture (hors UTCATF)	-46%
Industrie	-81%
Production d'énergie	-95%
Déchets	-66%
Total (hors UTCATF)	-83%
UTCATF	64%

Ainsi, les secteurs quasi décarbonés en 2050 dans le scénario AMS (transports, bâtiment et production d'énergie) présentent les réductions d'émissions les plus élevés (supérieurs à -95 % par rapport à 2015). Inversement et schématiquement, les secteurs pour lesquels des émissions résiduelles incompressibles ont été considérées en 2050 selon les connaissances actuelles (agriculture/sylviculture, industrie et déchets) présentent des réductions d'émissions plus faibles.

Si le secteur de l'agriculture et de la sylviculture présente les réductions d'émissions les plus faibles, les efforts envisagés dans le scénario AMS sur ce secteur ne sont pas moins ambitieux que sur les autres secteurs. Les hypothèses prises en compte à l'horizon 2050 marquent en effet une modification très substantielle des pratiques agricoles françaises par rapport à 2015, en particulier :

- Baisse de 25 % du cheptel bovin laitier,
- Baisse de 33 % du cheptel bovin autre que laitier,
- Baisse de 82 % du surplus azoté,
- Couverture des sols maximisée avec notamment :
 - Augmentation de 84 % des cultures intermédiaires pièges à nitrates,
 - Augmentation de 60 % des cultures intermédiaires à vocation énergétique.

Enfin, les réductions des émissions du secteur UTCATF mettent bien en évidence les hypothèses prises en compte pour ce secteur, à savoir une maximisation de la pompe à carbone par rapport à 2015 (+64 %) tout en mobilisant de la biomasse pour diriger plus de bois dans l'économie.

Respect des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Cette trajectoire permet de respecter les objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre de la France aux horizons 2030 et 2050 :

Horizon	Objectif	Référence	Résultats du scénario AMS
2030	-40 % d'émissions GES par rapport à 1990 (hors UTCATF et hors CSC)	Loi de transition énergétique pour la croissance verte	-43%
2030	-37 % par rapport à 2005 hors UTCATF et hors secteurs soumis au marché carbone européen (EU ETS)	Cadre européen énergie climat 2030	-42%
2050	Neutralité carbone	Plan climat 2017	Atteinte de la neutralité carbone (avec une marge de 2 MtCO ₂ eq)

Projections d'émissions de polluants atmosphériques dans le scénario AMS

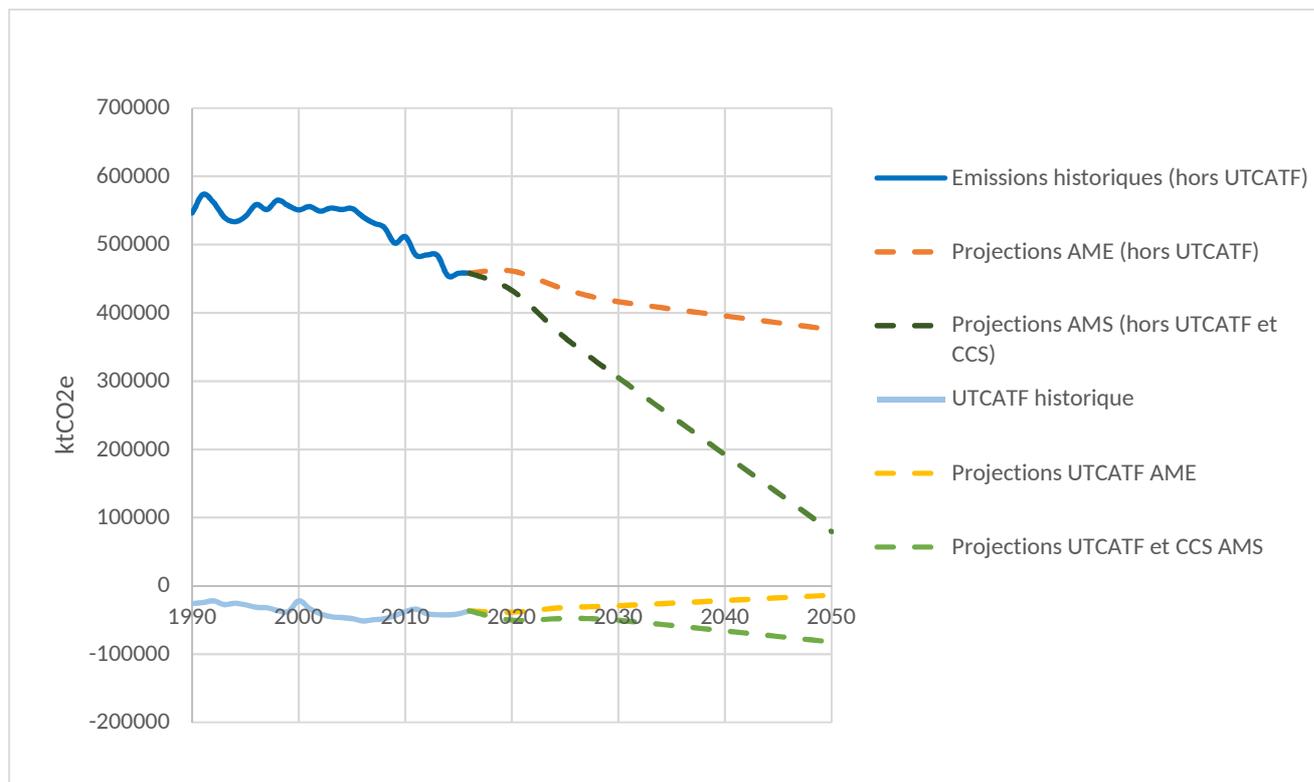
Les émissions de polluants de l'air dans le scénario AMS ont été quantifiées.

	2005	2020	2030
SO ₂ (kt)	457,9	94,8	81,8
NO _x (kt)	1416,9	656,5	376,8
COVNM (kt)	1163,5	590,9	521,1
NH ₃ (kt)	624,7	596,9	517,1
PM _{2,5} (kt)	259,7	151,9	118,4

5.1.2. Évaluation des interactions entre les politiques et mesures existantes et les politiques et mesures planifiées, et entre ces politiques et mesures et les mesures de l'Union en matière de politique climatique et énergétique

La figure ci-dessous permet de comparer les projections des scénarios AME et AMS.

Figure 95: Comparaison projections AME et AMS



Les réductions des émissions dans le scénario AMS par rapport au scénario AME aux horizons 2030 et 2050 sont présentées dans le tableau suivant :

Secteurs	Réduction des émissions par secteur du scénario AMS par rapport au scénario AME	
	2030	2050
Transports	-21%	-97%
Bâtiment	-32%	-88%
Agriculture/sylviculture (hors UTCATF)	-11%	-38%
Industrie	-26%	-78%
Production d'énergie	-47%	-96%
Déchets	-27%	-37%
Total (hors UTCATF et hors CCS)	-25%	-79%
UTCATF	38%	393%
Total (avec UTCATF et CCS)	-30%	-101%

Le scénario AMS pousse bien plus loin les efforts en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables par rapport au scénario tendanciel AME, permettant une décarbonisation quasi complètes des secteurs des transports, du bâtiment et de la production d'énergie en 2050.

Les secteurs pour lesquels des émissions résiduelles incompressibles ont été considérées en 2050 selon les connaissances actuelles (agriculture/sylviculture, industrie et déchets) présentent des réductions d'émissions plus faibles, mais néanmoins significatives par rapport à l'AME.

Enfin, le scénario AMS mobilise de manière modérée la technologie de capture et stockage du carbone (CSC) pour accroître le puits. En 2050, elles permettraient d'éviter environ 6 MtCO₂/an dans l'industrie et de réaliser annuellement une dizaine de MtCO₂ d'émissions négatives sur des installations de production d'énergie à partir de biomasse.

5.2. Incidences macroéconomiques et, dans la mesure du possible, sanitaires, environnementales et sociales, ainsi que sur l'emploi, l'éducation et les qualifications, y compris au regard d'une transition juste, (en termes de coûts et avantages et de rapport coût-efficacité) des politiques et mesures planifiées décrites à la section 3, au moins jusqu'à la dernière année de la période couverte par le plan, avec une comparaison avec les projections fondées sur les politiques et mesures existantes

Le scénario SNBC-PPE a fait l'objet d'une évaluation macro-économique réalisée par deux équipes de modélisation¹⁰⁶ ainsi que d'une analyse des impacts sociaux sur la facture des ménages et la précarité énergétique¹⁰⁷. Les principaux résultats sont disponibles dans le rapport d'accompagnement de la SNBC qui est publié sur le site du ministère.

5.2.1. Impacts macro-économiques

Les résultats de l'évaluation macro-économique suggèrent un double dividende, à la fois économique et environnemental, de la stratégie SNBC à long terme. La transition énergétique modifie peu la trajectoire tendancielle de PIB. La transition énergétique procurerait un supplément de PIB de l'ordre de 1% à 2% de PIB en 2030 et de l'ordre de 3% de PIB à horizon 2050 par rapport au scénario tendanciel. Elle engendrerait par ailleurs la création de 300 000 à 500 000 emplois supplémentaires à l'horizon 2030 et de 700 000 à 800 000 emplois à l'horizon 2050 par rapport au scénario tendanciel, dans un contexte de transition bas-carbone international et de recyclage efficace de la fiscalité carbone.

L'emploi augmente dans tous les secteurs de l'économie sauf dans les secteurs des combustibles fossiles, des centrales thermiques à flamme et nucléaires ainsi que du transport routier de marchandise.

L'essentiel des créations d'emplois indirects et induits est réalisé dans le tertiaire puisque ce secteur représente 80 % du PIB.

Sur le volet des compétences, l'État, notamment au travers du Plan d'investissement dans les compétences soutiendra :

- **les « démarches prospectives compétences » des branches professionnelles (à titre d'exemple, ce soutien a permis le lancement en 2019 de l'engagement de développement de l'emploi et des compétences (EDEC) de la filière électricité) ;**
- **la formation des demandeurs d'emploi aux métiers de la transition énergétique au travers d'un appel à projet dédié « 10k vert » ;**
- **l'évolution des formations :**
 - **formation initiale : Les ministères certificateurs vont organiser chaque année une revue de :**

¹⁰⁶CIREDD avec le modèle Imaclim et Ademe et CGDD avec le modèle ThreeME

¹⁰⁷CGDD avec le modèle Prometheus

- **l'évolution de leur diplôme et du niveau d'intégration des dimensions d'interdisciplinarité et de maîtrise systémique, qui sont indispensables à la conduite de la transition énergétique ;**
- **l'attractivité des diplômes ayant une dimension transition énergétique ;**
- **l'opportunité de réviser les diplômes de chaque Commissions Professionnelles Consultatives (CPC) sous conseil des branches professionnelles. Le MTES continuera à alimenter les travaux des CPC des ministères certificateurs afin de veiller à la bonne prise en compte de la transition écologique dans les référentiels ;**
- **formation continue : dans le cadre de ses futures missions, France compétences animera la réflexion autour de l'actualisation de l'évolution des métiers et des besoins d'adaptation des formations professionnelles tout au long de la vie. Les branches seront chargées de faire évoluer les référentiels de leurs métiers ainsi que les formations continues spécifiques de leur secteur (CQP) lorsque le besoin sera identifié. La question sera posée au moins tous les deux ans.**

5.2.2. Impacts sociaux

La transition énergétique présente des bénéfices à long terme sur la facture des ménages, les gains de performance énergétique l'emportant sur les hausses de prix des énergies. Sur la période de transition l'impact sur le budget des ménages est variable : coûts des investissements dans la rénovation des logements ; hausse de facture énergétique pour les ménages chauffés au gaz et au fioul dans des logements mal isolés n'ayant pas encore fait l'objet de travaux de rénovation ; gains sur la facture énergétique pour les ménages effectuant la transition rapidement. Si les investissements dans la transition énergétique sont rentables sur le long terme, la phase de transition nécessite ainsi un accompagnement, particulièrement à destination des ménages aux revenus modestes.

La SNBC2 et PPE2 ont toutes deux fait l'objet d'une évaluation environnementale stratégique.

Si les ménages peuvent être impactés, à consommation d'énergie constante, par certaines mesures visant à favoriser la transition énergétique, il est crucial de leur permettre de s'inscrire au mieux dans cette transition et d'y contribuer en préservant leur pouvoir d'achat. Les actions destinées à les aider à baisser leur consommation permettent de réduire les factures globales des ménages malgré la hausse éventuelle des prix. Les ménages les plus vulnérables doivent faire l'objet d'une attention particulière, afin de faire de la transition énergétique une transition solidaire.

Pour atteindre cet objectif, des mesures incitatives sont mises en œuvre, afin de permettre aux ménages d'améliorer l'efficacité énergétique de leur logement et de leurs déplacements, et ainsi de réduire leur consommation d'énergie, donc leurs factures. Ces dispositifs ont trois buts :

- **accompagner et inciter les ménages à poursuivre leur chemin vers la transition énergétique ;**
- **limiter l'impact sur le pouvoir d'achat des ménages ;**
- **protéger les ménages les plus vulnérables, dans un souci de justice sociale.**

Dans ce contexte, plusieurs mesures déjà existantes seront prolongées et d'autres seront mises en œuvre à la fois pour le logement et pour la mobilité. Ces mesures comprennent notamment des mesures fiscales incitatives visant à favoriser les comportements vertueux, en encourageant les usagers des énergies les plus polluantes à se tourner vers des usages plus propres. Pour accompagner les ménages dans leurs efforts d'adaptation de leur logement à la transition énergétique, des dispositifs sont mis en place sur deux plans :

- **un effort de sensibilisation et d'information sera mené à l'occasion du déploiement des dispositifs et de leur mise en œuvre. C'est par exemple l'objectif de la campagne FAIRE, portée par l'ADEME ;**
- **plusieurs dispositifs visent à aider les ménages à financer l'amélioration de qualité énergétique de leur logement : parmi les principaux outils, le CITE, et le programme « Habiter mieux » de l'ANAH qui a poursuivi en 2019 sa montée en puissance. Ces dispositifs permettent d'aider les ménages, en ciblant prioritairement les plus modestes, à réaliser des travaux d'amélioration de la performance énergétique de leur logement, afin de faire diminuer leur consommation d'énergie et donc leurs factures. Ces deux dispositifs évoluent en 2020 pour les rendre plus incitatif (transformation du CITE en prime ; fusion de cette prime avec le dispositif Habiter Mieux Agilité de l'Anah pour améliorer l'incitation financière aux ménages modestes et très modestes).**

La mobilité est l'autre grand pilier de la transition énergétique pour les ménages, d'autant plus importante que les formes de la mobilité, mais aussi ses modalités, sont amenées à évoluer dans les années à venir. Deux mesures d'envergure sont mises en œuvre pour accélérer le renouvellement du parc automobile, en faveur de véhicules neufs, plus performants sur le plan environnemental en accordant une aide renforcée aux ménages plus précaires :

- **le bonus pour l'acquisition d'un véhicule électrique neuf est maintenu à un niveau élevé (27 % du prix d'acquisition dans la limite de 6 000 € pour les véhicules de moins de 45 000 € en 2020) tout en intégrant progressivement les gains technologiques et d'usage, avec une enveloppe budgétaire en augmentation de 50 % par rapport à 2019 (395 M€ en 2020, maintenue en 2021) ;**
- **en 2018, puis en 2019, la prime a été étendue pour poursuivre le remplacement d'un grand nombre de véhicules anciens par des véhicules neufs ou d'occasion ayant des émissions beaucoup plus faibles :**
 - **le plafond d'émission des véhicules achetés éligibles a été abaissé à 117 gCO₂/km (contre 130 gCO₂/km en 2018) ;**
 - **la prime est doublée pour les ménages aux revenus les plus modestes et pour les actifs dans les cinq premiers déciles de revenu habitant à au moins 30 kilomètres de leur lieu de travail ou obligés à de longs déplacements dans le cadre de leur activité professionnelle : 3 000 € pour un véhicule thermique et 5 000 € pour un véhicule électrique ou hybride rechargeable, neuf ou d'occasion ;**
 - **la prime est revalorisée pour rendre plus attractive la conversion vers un véhicule électrique ou hybride rechargeable : elle s'élève à 2 500 € pour l'achat d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable avec une autonomie suffisante, neuf ou d'occasion, quel que soit le niveau de revenu ;**
 - **les véhicules Crit'Air 1 ne sont plus éligibles à l'achat pour les ménages les plus aisés ;**

Une autre mesure vise la mise en place d'un « forfait mobilités durables » qui permettra aux employeurs privés et publics de contribuer aux frais de déplacement domicile-travail en covoiturage ou en vélo de leurs salariés. Ce forfait pourra s'élever à 400 €/an en franchise d'impôts et de cotisations sociales.. Le vélo pourra aussi bénéficier du remboursement des frais de déplacement lors de trajets effectués par les salariés lors de déplacements professionnels.

L'affirmation du droit à la mobilité se traduit par la recherche d'une couverture du territoire par des infrastructures et des services de mobilité adaptés, notamment en renforçant l'organisation des dessertes par des réseaux de transport collectif ou des solutions de mobilité adaptées aux faibles densités de

certaines territoires. Il implique également une vigilance forte et constante sur les enjeux d'accessibilité de ces services, notamment pour les personnes en situation de handicap ou à mobilité réduite mais aussi pour les personnes en situation de vulnérabilité économique, sociale et énergétique qui peuvent nécessiter des dispositifs d'accompagnement particuliers.

A côté de ces deux mesures principales, le gouvernement met en place des incitations financières qui permettront de permettre aux autorités organisatrices de la mobilité d'organiser par elles-mêmes ou de contribuer au financement de services de mobilité à caractère social, mais aussi de verser des aides individuelles à la mobilité, afin de faciliter l'accompagnement individualisé des personnes fragiles notamment dans l'accès à l'emploi et la formation.

Le développement progressif des offres d'effacement diffus agrégé, accompagné par l'appel d'offres effacement, permettra par ailleurs, tout en mettant au service de l'équilibre du réseau les consommations résidentielles d'électricité, de développer de nouveaux leviers de compétitivité du prix de l'électricité pour les particuliers, avec un gain de pouvoir d'achat et une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie.

Pour protéger les ménages les plus vulnérables dans un souci de justice sociale, le gouvernement a généralisé en 2018, le chèque énergie, dont le montant moyen est plus élevé que celui des tarifs sociaux de l'énergie auxquels il se substitue. Son montant a été augmenté de 50 € en 2019, et le nombre de ménages éligibles étendu pour toucher les 20 % des ménages ayant le moins de revenus, soit un élargissement de la base de 2,2 millions de ménages.

Les ménages à revenus modestes peuvent également bénéficier des aides des fonds de solidarité logement dans les départements. Les fournisseurs d'énergie sont par ailleurs incités à agir en faveur des publics démunis par le biais des certificats d'économie d'énergie (CEE) précarité, reconduits et renforcés en 2018. Ces CEE permettront aussi de déployer des programmes d'accompagnement vers la mobilité durable des territoires enclavés et des publics en situation de vulnérabilité économique ou sociale.

L'obligation précarité pour la nouvelle période des CEE 2018-2020 a été portée à 400 TWh cumac, en complément des 1 200 TWh cumac de l'obligation classique soit 1 600 TWh cumac. Ce seront ainsi plus de 2 Mds€ qui devraient être investis par les énergéticiens dans la lutte contre la précarité énergétique tous secteurs confondus. Un décret en cours de parution devrait allonger la période d'un an (2021) à iso contrainte annuelle portant ainsi à 2 133 TWh cumac pour la période 2018-2021 le total (1 600 entre 2018-2020).

Ainsi, le Gouvernement met en place des outils à destination des ménages pour que l'atteinte des objectifs de la PPE se fasse dans les meilleures conditions de solidarité et de justice sociale.

5.2.3. Impacts environnementaux de la SNBC

L'évaluation environnementale stratégique du projet de SNBC 2 met en évidence des incidences notables probables positives sur les enjeux environnementaux suivants :

- **La limitation des émissions de gaz à effet de serre**, objectif premier de la stratégie, grâce aux orientations faites pour l'ensemble des secteurs émetteurs ou à potentiel de stockage ;
- **Le renforcement de la résilience des territoires face au changement climatique et la limitation des risques naturels**, grâce aux orientations portant sur l'aménagement du territoire et le secteur du bâtiment ;

- **La limitation de l'épuisement des ressources et le développement de l'économie circulaire**, grâce aux orientations sur la prévention et la gestion des déchets, la valorisation des ressources locales et la promotion de matériaux biosourcés.
- **La préservation de la qualité des sols et de l'eau et la gestion de l'espace**, grâce aux orientations dans les secteurs agriculture et forêt-bois visant à diminuer les pollutions dans les sols et à y augmenter le stockage de carbone. La stratégie propose également des orientations visant spécifiquement à limiter l'artificialisation des sols. Le développement de procédés et technologies bas-carbone ainsi que l'installation de nouvelles infrastructures doivent cependant être étudiés avec attention pour éviter des incidences en termes de pollution des sols et des eaux. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie contient des recommandations environnementales à ce sujet.

L'évaluation environnementale stratégique soulève également quelques autres points d'attention, en particulier sur :

- **La préservation de la biodiversité et la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers**. Le recours accru à la biomasse peut engendrer des impacts indirects liés à l'intensification et à l'extension des systèmes de productions agricoles et forestiers. Les recommandations environnementales de la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse visent spécifiquement à limiter ce type d'impacts ;
- **La gestion des ressources minérales non énergétiques** associée au développement des énergies renouvelables et de l'électrification dans les transports (production de batteries, de panneaux photovoltaïques, réseaux...), et à la rénovation énergétique des bâtiments. Ces enjeux sont notamment pris en compte de manière plus opérationnelle dans les Programmes Pluriannuels de l'Énergie, le Plan National pour la rénovation énergétique et le Plan ressources pour la France ;
- **La qualité de l'air**, potentiellement impactée par le recours à la biomasse et sa combustion, et par les actions de rénovations énergétiques des bâtiments (maintien de la qualité de l'air intérieur avec les systèmes de ventilation). Cet enjeu est intégré dans les orientations de la SNBC et pris en compte de manière plus opérationnelle dans le Plan National de Réduction des Polluants Atmosphériques et dans le Plan de Rénovation Énergétique de l'Habitat. À noter également des incidences probables positives de la SNBC sur la qualité de l'air extérieur, en lien notamment avec les orientations portant sur la décarbonation de l'énergie et l'électrification massive des transports.

5.3. État des lieux des besoins en investissements

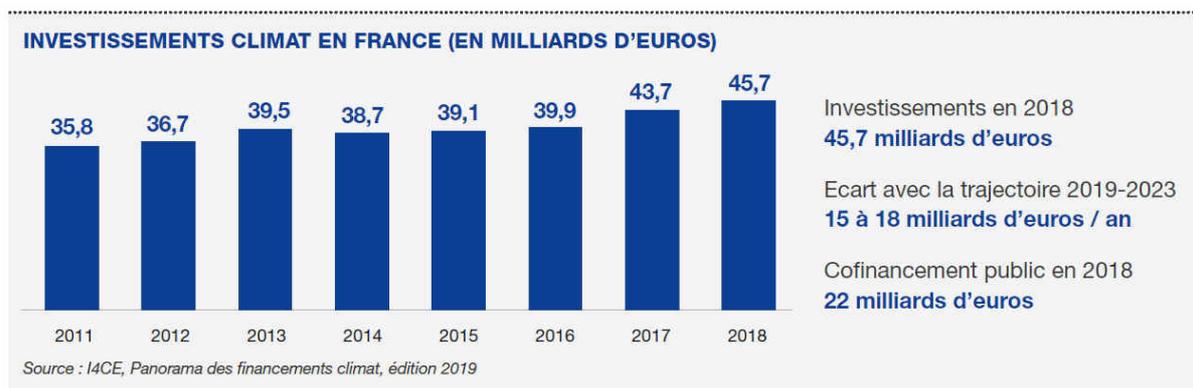
5.3.1. Flux d'investissements existants

Les investissements climat en France en 2017

Le Panorama des financements climat est un programme de recherche porté par I4CE – Institute for Climate Economics - et soutenu par l'ADEME. Il recense annuellement les dépenses d'investissement en faveur du climat en France et analyse la manière dont ces dépenses sont financées. Cette étude couvre à la fois les investissements privés, engagés par les ménages et les entreprises, et les investissements des organismes publics : Etat, collectivités, bailleurs sociaux et gestionnaires d'infrastructures.

Selon le Panorama des financements climat publié en 2019¹⁰⁸, les investissements climat atteignent 45,7 milliards d'euros en 2018, en progression de 17% au cours des trois dernières années et de 4,6% entre 2017 et 2018. Ces investissements se répartissent de la manière suivante : 19,5 milliards d'euros d'investissement sont consacrés à l'efficacité énergétique, 11,4 milliards d'euros à la construction d'infrastructures durables dans le secteur des transports et des réseaux, 7,5 milliards d'euros au déploiement des énergies renouvelables, 4,9 milliards d'euros au développement et la prolongation du parc nucléaire et 2,3 milliards d'euros dans la forêt et les procédés industriels non-énergétiques.

Investissements climat en France (en milliards d'euros) :



Les ménages réalisent 37 % des investissements, soit 17,0 milliards d'euros en 2017. Leurs investissements se concentrent dans le secteur du bâtiment pour la construction et la rénovation des logements et dans celui des transports pour l'acquisition des véhicules particuliers. Les entreprises réalisent 13,6 milliards d'euros d'investissement en 2017. Elles interviennent dans tous les secteurs, et représentent la quasi-totalité des montants investis dans la production d'énergie, l'industrie et l'agriculture. Les investissements du secteur public qui regroupe l'Etat, les collectivités, les bailleurs sociaux et les gestionnaires d'infrastructures représentent 15,1 milliards d'euros, principalement dans le secteur des transports pour la construction et l'entretien des infrastructures.

5.3.2. Les dépenses budgétaires et fiscales pour la lutte contre le changement climatique

Chaque année, le Gouvernement rend compte au Parlement des dépenses publiques de l'Etat relevant de sa politique climatique dans le document de politique transversale (DPT) « Lutte contre le changement climatique »¹⁰⁹. Ce document réalise la synthèse de l'effort budgétaire complet de l'ensemble des services de l'Etat en termes de lutte contre le changement climatique.

L'approche retenue dans le DPT pour rendre compte de l'effort de l'Etat repose sur l'application d'une « part climat » qui vise à capter la contribution réelle d'un programme à la lutte contre le changement climatique. Pour comparaison, le Panorama des financements climat précité comptabilise l'intégralité de ces investissements dans son étude. Une différence de périmètre existe également concernant les

¹⁰⁸ <https://www.i4ce.org/wp-core/wp-content/uploads/2018/11/I4CE-Panorama-des-financements-climat-r%C3%A9sum%C3%A9-2018-FR.pdf>

¹⁰⁹ https://www.performance-publique.budget.gouv.fr/sites/performance_publique/files/files/documents/dpt-2019/DPT2019_climat.pdf

dépenses de recherche et développement que le DPT comptabilise et qui ne relèvent pas à ce stade du périmètre couvert par l'étude d'I4CE.

Selon le DPT 2019, le total des dépenses budgétaires et fiscales globales contribuant à la lutte contre le changement climatique atteint **10 847 M€ pour l'année 2019** (9 727 M€ de dépenses budgétaires en autorisation d'engagement et 1 140 M€ de dépenses fiscales).

Les dépenses budgétaires contribuant à la lutte contre le changement climatique ont augmenté de 24,8 % entre 2017 et 2019 tandis que les dépenses fiscales ont baissé de 44,9 %. La baisse importante des dépenses fiscales s'explique principalement par la diminution en 2019 de la dépense fiscale liée au Crédit d'Impôt Transition Énergétique (réduction de 52 % du montant total du crédit d'impôt entre 2019 et 2017). Ce crédit d'impôt a en effet été recentré sur les équipements présentant les effets de levier les plus importants en excluant les portes, fenêtres et volets isolants du champ d'application du crédit d'impôt en 2018 (rapport coût-bénéfice environnemental jugé insuffisant).

Certaines mesures dont le financement est retenu dans le cadre du DPT génèrent également des recettes fiscales. C'est le cas par exemple de la taxation des véhicules les plus polluants (malus) dans le cadre du dispositif de bonus-malus automobile qui a vocation à équilibrer les dépenses engendrées par le bonus attribué aux véhicules les plus économes. Par ailleurs, depuis 2017, une part des recettes de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) est fléchée vers le compte d'affectation spécial transition énergétique (CAS TE) qui finance notamment le soutien aux énergies renouvelables électriques, à l'effacement de consommation électrique et à l'injection de biométhane.

La politique climatique s'appuie également sur des affectations de ressources, dont une partie finance spécifiquement des actions participant à la politique d'atténuation du changement climatique sans transiter par le budget général de l'État. Par exemple, l'Agence Nationale de l'Habitat (Anah) est principalement financée depuis 2013 par le produit des recettes issues de la mise aux enchères des quotas de l'EU ETS. En 2017, l'Anah a ainsi bénéficié de ressources générées par la vente des quotas à hauteur de 313 M€. L'Anah pilote le programme Habiter Mieux, qui propose un accompagnement et des aides financières aux propriétaires occupants à faibles ressources pour faire des travaux de rénovation permettant un gain énergétique.

5.3.3. Hypothèses prospectives sur les investissements au regard des politiques et mesures prévues

Le montant des investissements annuels moyens nécessaires à la transition énergétique et climatique est estimé entre 45 à 85 Mds€/an pour les trois prochains budgets carbone (2019-2023, 2023-2028, 2028-2032) dont 15 à 25 Mds€ pour les bâtiments (principalement dans la rénovation), 20 à 50 Mds€ pour les transports (essentiellement en lien avec le développement des véhicules bas-carbone), et 10 Mds€ pour l'énergie et les réseaux électriques.

Les estimations ci-dessus correspondent aux investissements nécessaires à la transition énergétique au sens large et prennent en compte par exemple la totalité du coût des véhicules faiblement émetteurs ou la totalité des infrastructures de transport faiblement émettrices. Il est possible d'évaluer au sein de ces investissements la part correspondant aux surcoûts par rapport à des investissements qui n'intégreraient pas l'objectif de transition énergétique (prise en compte uniquement du surcoût des véhicules bas carbone par rapport à leur équivalent thermique, prise en compte de la « part climat » des infrastructures en considérant que les infrastructures répondent également à d'autres objectifs). En adoptant cette comptabilité plus restrictive, le besoin d'investissements annuels supplémentaires nécessaires pour la transition énergétique est estimée entre 25 Mds et 40 Mds € pour les trois prochains budgets carbone.

Les montants correspondants aux deux méthodes (prise en compte des « coûts totaux » ou des « surcoûts uniquement ») sont détaillés dans les tableaux ci-dessous pour chacune des périodes des budgets carbone (montants annuels moyens par période), puis pour la période allant jusqu'en 2050.

Méthode « coûts totaux » (en Mds€/an)

	2019-2023	2024-2028	2029-2033	2034-2050
Bâtiment	14	18	22	28
Transports	21	36	52	85
Energie et réseaux	11	10	11	13
Total	46	64	85	126

Méthode « surcoûts » (en Mds€/an)

	2019-2023	2024-2028	2029-2033	2034-2050
Bâtiment	14	18	22	28
Transports	3,5	6,5	10	18
Energie et réseaux	7	5,5	6	8
Total	24,5	30	38	54

Il faut noter que certains de ces investissements pourront générer des économies d'usage importantes (par exemple en matière de véhicules décarbonés ou de rénovation énergétique). Des investissements publics et privés conséquents seront donc nécessaires pour réussir l'atteinte de la neutralité carbone. Cela ne veut pas dire qu'il faudra à chaque fois mobiliser des moyens nouveaux. Une partie des investissements à réaliser correspond en fait à des dépenses qui auraient de toute façon eu lieu, par exemple pour construire des logements et pour renouveler le parc automobile. L'enjeu est que ces investissements participent à la décarbonation de l'économie.