

Partie 3 -

Substitution par les énergies renouvelables : analyse de bouclage sur l'offre

Pour répondre à la demande résiduelle d'énergie qui reste nécessaire après la réduction des besoins grâce à la mise en œuvre des actions de sobriété et d'efficacité, le scénario négaWatt donne la priorité aux énergies renouvelables. Dans le modèle utilisé, le développement progressif de ces dernières permet de déterminer le rythme de la réduction du recours aux sources fossiles d'une part, fissiles d'autre part, tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement énergétique pour répondre à l'ensemble des besoins. Les contraintes de sûreté liées notamment au vieillissement du parc nucléaire sont également prises en compte dans la réflexion.

Dans une approche prudente et réaliste, la montée en puissance des énergies renouvelables tient compte, pour chaque type de ressource, de technologie et de vecteur, à la fois des potentiels physiques disponibles à court, moyen et long terme, des capacités et des limites technico-économiques de chaque filière, et des contraintes de leur intégration dans les différents réseaux.

Dans cette perspective, le scénario négaWatt cherche à tirer le meilleur parti de la diversité et de la complémentarité des énergies renouvelables qui, outre leur abondance, ont comme principaux avantages un caractère inépuisable, un moindre impact sur l'environnement et une très grande diversité.

Ce sont généralement les énergies renouvelables électriques qui focalisent le plus l'attention : pourtant, l'électricité ne représente aujourd'hui que 25 % de nos besoins énergétiques finaux. Le scénario négaWatt prévoit que cette contribution passe à 38 % en 2050 grâce notamment au développement de l'éolien et du photovoltaïque, plus marginalement des énergies marines, qui viennent s'ajouter à l'hydro-électricité historique.

Mais c'est la biomasse qui, d'un point de vue quantitatif, constitue la première ressource énergétique en couvrant près de la moitié des besoins en 2050. On mobilise pour cela une grande variété de gisements et on fait appel à un large éventail de techniques pour leur exploitation et leur utilisation sous forme solide, gazeuse ou liquide. Enfin, le solaire thermique et la géothermie apportent un complément indispensable sous la forme de flux de chaleur locale notamment dans le bâtiment.

Sauf indication contraire, l'ensemble des données de production qui vont suivre sont exprimées en Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS), reflétant ainsi bien mieux le contenu énergétique des ressources.

1. Production d'énergie - la biomasse

Comme pour l'évolution du secteur agricole décrite précédemment, le scénario négaWatt s'articule dans ce domaine avec les projections du scénario Afterres2050 développé par l'association Solagro, dans lequel la valorisation des connexes, des résidus et des déchets issus de la production et de la consommation de produits agricoles, agro-alimentaires et sylvicoles ainsi que du traitement des eaux usées permettent non seulement de faire face aux besoins en énergie, mais aussi en matériaux « bio-sourcés ». Ces derniers viennent se substituer aux matériaux classiques issus de ressources non-renouvelables et participent ainsi aux économies d'énergie dans d'autres secteurs que l'agriculture comme le bâtiment ou l'industrie.

À terme, l'évolution du système agricole libère des espaces qui peuvent être utilisés pour une production spécifique de biomasse-énergie, mais la dynamique entre l'offre et la demande n'impose à aucun moment sur la durée du scénario de développer des cultures énergétiques qui viendraient concurrencer la production alimentaire.

Au total, les ressources issues de la biomasse s'élèvent en 2050 à 410 TWh d'énergie primaire, soit un triplement par rapport à la situation actuelle. La répartition de cette ressource et son évolution dans le scénario négaWatt sont décrites dans le Tableau 85 : Biomasse : ressources brutes (TWh PCI) (Annexe 4).

1.1. Le bois énergie

Le bois énergie représente aujourd'hui 110 TWh d'énergie primaire (base PCI), dont 48 TWh provenant directement de la forêt, 17 TWh de ressources hors forêt (haies, arbres urbains, etc.), et 45 TWh des industries de première et seconde transformation, incluant les liqueurs noires, ainsi que du bois de récupération (données détaillées dans l'Annexe 4 - Tableau 86 : Origine du bois énergie).

1.1.1. La forêt

Le scénario Afterres vise à réduire les importations de bois et dérivés (pâte, papier), notamment de bois non certifié provenant de la déforestation, et à augmenter la part du bois dans la construction. La consommation de bois d'industrie augmente également : en effet, la diminution de la consommation de papiers cartons, permise par des efforts de sobriété et un plus fort taux de recyclage, est compensée par une augmentation de l'utilisation de produits dérivés du bois en remplacement des matières issues de la pétrochimie. La filière bois est aujourd'hui l'un des principaux postes déficitaires du commerce extérieur.

L'enjeu est d'augmenter significativement les prélèvements, de maintenir un haut niveau de production tout en améliorant les services écosystémiques rendus et la valeur écologique des systèmes forestiers, dans un contexte climatique qui devrait devenir de moins en moins favorable¹⁶.

Il existe peu de scénarios prospectifs sur la forêt française à long terme. On peut signaler les travaux du Conseil Général de l'Alimentation, de l'Agriculture et des Espaces Ruraux (CGAAER)¹⁷, effectués avant la révision de la méthode d'inventaire. Son scénario « développement durable » misait sur un volume prélevé de 129 Mm³, pour une forêt de 17 millions d'hectares.

Les hypothèses d'Afterres2050 sont plus prudentes. Elles intègrent deux facteurs qui tiennent compte d'objectifs environnementaux et organisationnels :

¹⁶ *Construire une société soutenable : quelle production pour quels usages du bois des forêts françaises ?* Les Amis de la Terre, Mai 2009.

¹⁷ *La forêt française en 2050 – 2100 : Essai de prospective*. Juin 2008. Jean-Marie Bourgau, coordonnateur, CGAAER (Conseil général de l'agriculture, de l'alimentation et des espaces ruraux). Présidé par le ministère de l'agriculture et de l'agroalimentaire, le CGAAER assure des missions d'audit, de conseil, de prospective et d'accompagnement des ministres.

- le taux de prélèvement global sur un massif forestier ne doit pas dépasser 75 %¹⁸ de l'accroissement annuel ;
- le taux d'exploitation des forêts dites « de production » du territoire métropolitain (soit 15,4 millions d'hectares aujourd'hui) ne doit pas dépasser 95 %.

Ces ratios tiennent compte de contraintes écologiques et de la non accessibilité de certaines parcelles. Il en résulte un taux de prélèvement maximal de 70 %. Appliqué à une production biologique totale de l'ordre de 140 à 160 Mm³, les quantités mobilisables sont de l'ordre de 100 Mm³.

Les statistiques sur la forêt française sont produites principalement par l'IGNf¹⁹, qui réalise régulièrement un inventaire national. Les modes de calcul ont été profondément révisés en 2011, conduisant à une remise en cause de nombreuses données statistiques²⁰. Il est nécessaire de revenir sur ces questions qui sont au cœur des controverses sur le rôle productif de la forêt.

La production biologique annuelle de ces 15,4 millions d'hectares était de 50 Mm³ en 1970, elle est actuellement de 86,4 Mm³ par an de « bois fort tige » selon le Mémento 2012 de l'IGNf, ce qui correspond à environ 130 Mm³ de bois total.

Dans le scénario Afterres2050, la surface de la forêt française augmente de 1 million d'hectares, et on considère que l'augmentation tendancielle de la production biologique annuelle va plafonner à un niveau de l'ordre de 105 Mm³/an (bois fort tige), avant de diminuer.

Les prélèvements actuels sont de 41,8 Mm³ de bois fort tige, et environ 62 Mm³ de bois total, en comptant les quantités « autoconsommées », notamment pour le bois énergie²¹. Soit environ 50 % de la production biologique annuelle.

Dans le scénario Afterres, ces prélèvements atteignent environ 110 Mm³ en 2050, avec une augmentation d'environ 50 % de la production de bois d'œuvre et de bois industrie. La production de bois énergie est de 50 Mm³ (hypothèses chiffrées et détaillées dans l'Annexe 4 - Tableau 87 : Biomasse : production de bois et prélèvements).

Le scénario s'appuie sur les prospectives réalisées par l'IRSTEA²² ou le FCBA²³ qui évaluent le potentiel en bois d'œuvre supplémentaire à 10 Mm³ dès 2020 : par prudence, le scénario Afterres considère que ce volume n'est atteint qu'en 2050.

Le bois énergie issu directement de la forêt provient pour l'essentiel des opérations sylvicoles (éclaircies) et de bois « lié » au bois d'œuvre (houppiers) : la filière bois énergie est complémentaire de la filière bois d'œuvre, et non en concurrence. Il est indispensable d'associer toute politique en faveur du bois énergie à une politique forestière qui vise à maximiser les bénéfices économiques et environnementaux par l'association des filières.

¹⁸ Note de position : *Production, gestion et utilisation du bois énergie*, France Nature Environnement Août 2010.

¹⁹ Institut national de l'information géographique et forestière.

²⁰ *Rapport de la mission d'expertise sur les méthodes de l'IFN*, Charles Dereix, Jean-Jacques Lafitte, Jean-Pierre Puig, Juillet 2011.

²¹ Les quantités de bois non comptabilisées par l'Enquête Annuelle de Branche sont dites « autoconsommées », ce qui inclut également les circuits de proximité (entraide, échanges avec les voisins, amis, famille), des ventes non assujetties à la TVA, ainsi qu'une quantité inconnue mais minoritaire de ventes illégales du point de vue du droit fiscal et/ou du droit social.

²² *Biomasse forestière disponible pour de nouveaux débouchés énergétiques et industriels*, IRSTEA (ex-CEMAGREF), 2009.

²³ *Perspective de valorisation de la ressource de bois d'œuvre feuillus*, FCBA, Février 2011. Cette étude donne un potentiel de 10 Mm³ supplémentaires pour le bois d'œuvre feuillus en 2020.

Une partie du bois énergie est issue de l'exploitation de formes traditionnelles comme les taillis, ou à partir de peuplements à faible valeur comme bois d'œuvre. La sylviculture peut améliorer ces peuplements pour transformer, lorsque cela est utile et nécessaire, des taillis en futaies à objectif de production de bois d'œuvre.

Le scénario Afterres ne prévoit pas de développement massif des TCR (Taillis à Courte Rotation), sauf applications spécifiques (par exemple le traitement des eaux usées).

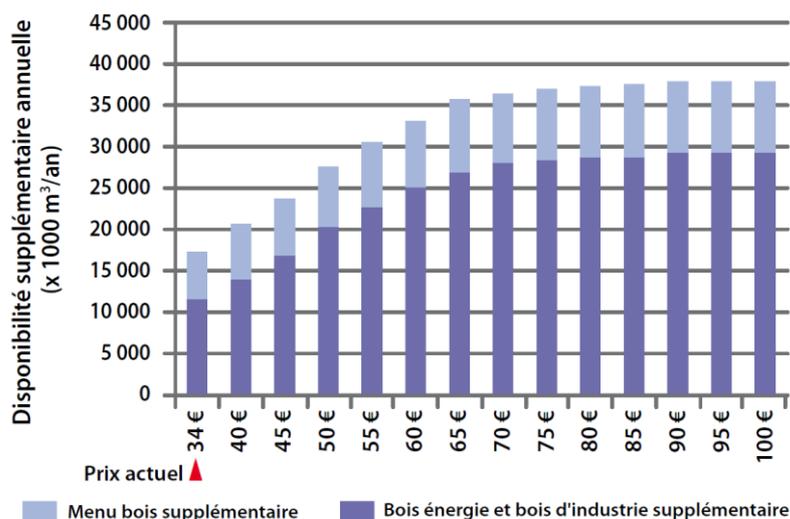
Selon l'étude sur la disponibilité en bois énergie réalisée par le groupement IFN/FCBA/Solagro²⁴ en 2009 pour le compte de l'ADEME, la ressource disponible supplémentaire en bois-industrie/bois-énergie (BIBE) en 2020 est de 30 Mm³ pour la forêt (hors peupleraies et haies). Ce chiffre tient compte des contraintes environnementales, notamment des besoins en minéraux sur les sols sensibles, qui limitent l'exportation des menus bois.

En revanche il ne tient pas compte des contraintes organisationnelles (pistes d'accès, morcellement de la propriété forestière, notamment privée, qui recèle l'essentiel du potentiel supplémentaire), ni économiques.

Seule la moitié du potentiel est disponible dans les conditions économiques actuelles. Mais un doublement du prix du bois « bord de route »²⁵ rendrait exploitable la quasi-totalité de la ressource.

Une hausse de 30 €/m³ de bois (soit un quasi doublement par rapport au prix moyen actuel) correspond à une augmentation de 20 € du baril de pétrole brut (un m³ de bois vaut environ 1,5 baril de pétrole brut).

Afterres2050 fait l'hypothèse que d'ici 2050, l'augmentation du prix de l'énergie rendra cette ressource plus compétitive, et la disponibilité sera assurée grâce à l'amélioration des conditions de mobilisation (gestion de la forêt privée morcelée, logistique, structuration de la filière).



Source : IFN/FCBA/SOLAGRO

Figure 56 : Impact du prix moyen du bois bord de route sur la disponibilité supplémentaire de bois industrie/bois énergie (BIBE) ET de menus bois (MB)

²⁴ Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020. Rapport final, Novembre 2009, Antoine Colin et al. Etude réalisée pour le compte de l'ADEME par l'Inventaire Forestier National (IFN), avec l'institut technologique Forêt Cellulose Bois Ameublement (FCBA) et Solagro. Voir <http://www.dispo-boisenergie.fr>

²⁵ On distingue le cours du bois sur pied et le prix du bois façonné et débité, appelé « bois bord de route ».

1.1.2. L'agroforesterie et les arbres hors forêt

Les arbres hors forêt fournissent aujourd'hui environ 7 Mm³ de bois énergie. Leur contribution augmenterait significativement avec le développement des infrastructures agro-écologiques (haies, bosquets, arbres isolés, ripisylves, etc.) qui comportent très souvent des formations arborées, et avec l'agroforesterie. L'agroforesterie fournit à terme du bois d'œuvre, mais cette production ne devient significative qu'à long terme. À moyen terme, les infrastructures agro-écologiques et l'agroforesterie fournissent surtout du bois destiné à l'énergie, et ce débouché constitue une forme d'encouragement au développement de ces pratiques.

1.1.3. Les déchets de bois

Les déchets de bois constituent une « ressource dérivée » provenant soit de la transformation de la ressource primaire directement issue des formations arborées (forêt et arbres hors forêt), scieries et usines de trituration, soit des produits en fin de vie : déchets d'emballage, papiers et cartons non recyclables, meubles et menuiseries en fin de vie, déchets issus de la déconstruction (charpentes, parquets, huisseries), traverses de chemin de fer, poteaux, palettes, etc.

Cette « ressource dérivée » est égale à la ressource primaire, aux pertes près (incendie, termites) et avec un différentiel de temps qui tient compte de la durée de vie des différents matériaux. L'augmentation de la production primaire se traduit donc par une augmentation de la ressource secondaire avec un décalage de quelques années (pour les produits à courte durée de vie comme la majorité des papiers) à quelques décennies (pour les produits à durée de vie longue comme le bois de construction). Le scénario Afterres prévoit une utilisation plus importante du bois dans la construction, ce qui se traduit par une augmentation de la production de produits connexes de scierie qui seront destinés pour l'essentiel à la production d'énergie. Le taux de récupération des déchets de bois augmente, notamment à partir des chantiers de déconstruction. L'ensemble de ces évolutions conduit à une augmentation de 40 % de la production d'énergie à partir des déchets de bois.

1.2. Le biogaz

Le biogaz voit sa production multipliée et atteint 140 TWh en 2050. Il est d'origine agricole à plus de 90 %.

On considère que la méthanisation devient un standard de toute production agricole, qu'il s'agisse des systèmes d'élevage comme de cultures. Elle pourra prendre des formes multiples, comme aujourd'hui : depuis des unités à la ferme jusqu'aux installations collectives territoriales.

La méthanisation est utilisée à la fois comme outil de production d'énergie à partir des diverses ressources agricoles disponibles sur un territoire, mais également comme un outil d'optimisation de la fertilisation. Elle participe efficacement au recyclage de l'azote d'origine organique, de manière à limiter les besoins en engrais azotés.

1.2.1. Biodéchets, déjections d'élevage, résidus de culture

Actuellement la principale production de biogaz provient des déchets des ménages et des entreprises : biodéchets, boues de station d'épuration, effluents industriels, déchets agro-alimentaires, etc. On assiste dans Afterres2050 à un double phénomène : une part croissante de ces déchets sont méthanisés, mais la quantité de déchets diminue grâce à la réduction des pertes et gaspillages. Les biodéchets fournissent 8 TWh en 2050.

De la même façon, la quantité de déjections d'élevage diminue, en lien avec la diminution des cheptels et l'augmentation du temps de pâture, mais le taux de mobilisation en méthanisation augmente. Le potentiel estimé en 2050 est 12 millions de tonnes de matières sèches, produisant 22 TWh. Le taux de mobilisation

tient compte des ressources trop dispersées pour pouvoir alimenter une unité de méthanisation, mais il est élevé, de l'ordre de 90 %.

La généralisation de la méthanisation des déjections d'élevage contribue à réduire très significativement les émissions de gaz à effet de serre générées par le stockage de ces déjections.

Afterres2050 prévoit de mobiliser un quart des résidus de culture pour alimenter des unités de méthanisation. La diminution des cheptels conduit à réduire les quantités de paille utilisées en litière animale. Le taux de mobilisation de la paille augmente néanmoins par rapport à aujourd'hui. La méthanisation conserve l'intégralité du potentiel humique de la paille et de sa valeur fertilisante (éléments minéraux). Elle transforme moins de la moitié du carbone total en biogaz, qui est autant d'énergie non disponible pour la vie du sol. Il faut donc limiter les prélèvements ou les compenser, d'autant que la paille joue un effet structurant pour le sol. Un taux de prélèvement de 25 % des pailles, dont 60 % du contenu en carbone total restitué aux sols, est compatible avec les objectifs de conservation des sols. La généralisation des pratiques de couverts permanents et de travail superficiel du sol contribue à maintenir des sols riches en matière organique. Le potentiel total en 2050 est de 37 TWh.

1.2.2. Les ressources fourragères

Le scénario Afterres2050 prévoit une diminution du cheptel bovin, permettant de libérer des prairies destinées aujourd'hui à l'élevage animal. En 2050, environ 20 % de la production d'herbe des prairies sont ainsi libérées, permettant d'obtenir 10 millions de tonnes de matières sèches qui alimentent des unités de méthanisation, ce qui génère 28 TWh de biogaz.

Les cultures intermédiaires sont collectées et méthanisées, toujours dans une double vocation de production d'énergie et d'engrais vert.

Les cultures intermédiaires sont récoltées en vert, c'est-à-dire qu'elles présentent une valeur fourragère mais les grains n'atteignent jamais le stade de maturité, et peuvent donc être utilisées comme aliment pour le bétail. Dans Afterres2050, elles sont cependant destinées en grande partie à la production d'énergie. Leur potentiel de récolte est estimé à près de 20 millions de tonnes de matières sèches, sur un peu moins de 18 millions d'hectares de terres arables. Il tient compte des contraintes inhérentes à ces productions : la production n'est en effet pas récoltable en cas de trop faibles rendements, soit en raison de la nature des sols, soit en raison des aléas climatiques qui peuvent modifier fortement les récoltes d'une année sur l'autre. Le potentiel de ces cultures intermédiaires est estimé à 47 TWh.

1.2.3. La méthanisation au cœur de la durabilité des agrosystèmes

Dans le scénario Afterres, la méthanisation est l'un des composants clé de la mutation agroécologique. Le schéma général est le suivant.

Les unités de méthanisation seront en grande partie des équipements collectifs accessibles à l'ensemble des agriculteurs d'un territoire dont la taille n'excède pas le canton. Ces équipements collectifs sont de tailles aussi diverses que le sont les terroirs agricoles. Ils peuvent concerner un très petit nombre d'exploitations agricoles, ou des groupes de plusieurs dizaines. Les matières méthanisées reflètent le tissu économique local, avec un mélange de déjections d'élevage, de résidus de culture, de cultures intermédiaires, d'herbe, de déchets des industries agroalimentaires, de biodéchets des collectivités locales ou des entreprises.

Ces installations ne sont pas réservées aux régions d'élevage. Elles concernent également les régions de grande culture, où elles sont conçues tout d'abord comme un moyen de produire des engrais verts à partir de ressources renouvelables : cultures intermédiaires et herbe, avec une proportion importante de légumineuses dans ces cultures intermédiaires. La méthanisation minéralise les matières organiques et transforme l'azote qu'elles contiennent en ammoniac, directement utilisables par les plantes, à la différence de l'azote organique. L'apport de digestat aux moments clé de la croissance des plantes permet

d'optimiser les rendements : la méthanisation est l'une des seules manières d'obtenir de l'azote sous une forme minérale, donc immédiatement assimilable.

Le fait de pouvoir disposer d'un revenu direct à partir du biogaz issu des engrais verts est un encouragement à la généralisation de ceux-ci, ce qui est un facteur de réduction de l'érosion, de limitation des pertes d'azote par volatilisation ou par lessivage, et d'amélioration du bilan humique. Ces pratiques sont associées à des techniques de culture simplifiées allant jusqu'au non labour, qui permet d'éviter de détruire l'humus et de préserver l'activité biologique des sols. Au contraire, cette vie des sols est stimulée par la présence de cultures intermédiaires, qui revient à élargir la période de croissance végétale sur presque toute l'année, et non uniquement lors de la croissance de la culture principale, comme dans les systèmes conventionnels. Ces pratiques exploitent significativement plus d'énergie solaire puisque la durée de l'activité photosynthétique est nettement allongée, ce qui se traduit par une augmentation de la fonction de puits de carbone de l'agriculture. Les surfaces exploitées selon ces principes stockent plus de carbone qu'elles n'en perdent, comme c'est le cas usuellement en agriculture conventionnelle.

Ces agrosystèmes peuvent être comparés aux prairies naturelles, puisque ce sont des terres arables mais qui sont couvertes de végétation en permanence, ne sont pas labourées, et reçoivent une fertilisation d'origine organique similaire à des apports de fumier. Les bénéfices induits sont multiples : économie de produits phytosanitaires, engrais, énergie directe et indirecte, réduction des fuites (nitrates, ammoniac) et émissions (méthane, protoxyde d'azote, particules), augmentation de la biodiversité et de l'activité biologique des sols.

En région d'élevage bovin, la méthanisation apporte un complément d'activité qui permet de consolider les exploitations agricoles. L'alimentation des méthaniseurs est différente car généralement l'assolement comporte moins de terres arables et plus de prairies naturelles. Les unités de méthanisation reçoivent des déjections d'élevage, des résidus de culture et cultures intermédiaires sur les terres arables.

Le scénario Afterres propose également de compléter cette recette avec du foin, c'est-à-dire de l'herbe de fauche des coupes tardives, dont la valeur fourragère est moyenne. L'objectif est de permettre aux éleveurs d'améliorer leur revenu tout en réduisant leur cheptel, et de conserver les mêmes surfaces de prairies naturelles permanentes qu'aujourd'hui. Celles-ci sont en effet menacées par la crise de l'élevage bovin, due principalement à l'augmentation du prix des céréales et des aliments pour le bétail. Ce phénomène est amené à durer et à s'amplifier. Sauf à augmenter le prix du lait et de la viande bovine pour le consommateur, les élevages bovins et les surfaces de prairies naturelles continueront à décliner comme c'est le cas actuellement.

Ces « nouveaux » débouchés pour l'herbe sont en réalité à rapprocher des prairies utilisées autrefois par les animaux de traits, bœufs et chevaux, qui représentaient une part importante de l'assolement.

1.3. Les agrocarburants

On considère que 1,8 million d'hectares sont utilisés aujourd'hui pour la production d'agrocarburants. Dans le scénario Afterres, ce chiffre diminue à moyen terme et ne remonte qu'à partir de 2035, lorsque la triple transition – nutritionnelle, agricole et énergétique – sera suffisamment engagée pour rendre à nouveau légitime l'utilisation de terres arables pour des productions non alimentaires.

En 2050, les surfaces destinées à ces usages représentent environ 2,3 millions d'hectares. Les agrocarburants produits en 2050 seront certainement différents de ceux d'aujourd'hui (carburants dits de seconde ou de troisième génération à partir de plantes entières, ou sous-produits issus de bioraffineries).

Pour avoir un ordre de grandeur de leur potentiel énergétique, on peut néanmoins donner une estimation sur la base des productions actuelles. Ces 2,3 millions d'hectares permettent de produire par exemple 3 Mt de céréales et 4 Mt de graines d'oléagineux, soit une production brute d'énergie de 29 TWh, plus 6 millions de tonnes de drèches (en matière sèche) et de tourteaux utilisables en alimentation animale.

Les modes d'obtention des carburants à partir de matières végétales seront sensiblement différents. Il est probable que certaines filières dites de 2^{nde} génération soient disponibles à cette date, intégrées à des solutions de type « bioraffinerie » de transformation de matières végétales en différents produits biosourcés (par exemple en substitution aux produits issus de la pétrochimie), et générant des coproduits utilisables comme combustibles ou carburants.

1.4. Vecteurs énergétiques et énergies finales issus de la biomasse

La biomasse est convertie en différents vecteurs énergétiques :

- Les combustibles représentent les biomasses utilisées de manière directe par les usagers finaux : il s'agit principalement du bois-énergie utilisé dans l'habitat, sous forme de bûches ou de combustibles élaborés (granulés par exemple), et des produits issus du bois utilisés notamment dans l'industrie du bois (connexes de scieries, liqueurs noires) ou dans des chaufferies dédiées à un établissement unique ;
- L'électricité est produite à partir de centrales de cogénération ;
- Le vecteur chaleur comptabilisé ici est l'énergie thermique livrée aux usagers finaux ; il englobe la chaleur délivrée par les réseaux de chaleur, et la chaleur cogénérée par les centrales produisant de l'électricité, du gaz de synthèse, ou des carburants ;
- Le vecteur gaz comprend le biométhane issu de la méthanisation et le méthane produit par la méthanation de syngas issu de la gazéification ;
- Les carburants liquides sont les carburants produits à partir des plantes, huile et éthanol ; les carburants de seconde génération ne sont pas modélisés ici.

Les quantités d'énergie sont exprimées ici en valeur PCS. Le scénario décrit les différents modes de conversion de l'énergie primaire en vecteurs énergétiques, avec une estimation des pertes d'une part, et des consommations d'énergie nécessaires à ces conversions d'autre part. La somme des vecteurs énergétiques et des pertes est égale à la production primaire. Les dépenses d'énergie nécessaires à la transformation des ressources primaires en vecteurs énergétiques sont comptabilisées dans les consommations de la « branche énergie » du bilan énergétique global.

Dans le résidentiel, la consommation de chauffage au bois se stabilise à très court terme. Elle augmente en effet actuellement de 2 % par an (en données corrigées du climat), sous l'effet de deux facteurs : nombre d'usagers et taux d'utilisation (des usagers irréguliers devenant des usagers réguliers, le bois passe d'une énergie d'appoint à l'énergie de base). A partir de 2020, les facteurs de diminution des consommations unitaires - amélioration des rendements des appareils et isolation des logements - l'emportent sur les facteurs d'augmentation du nombre des usagers.

Cette évolution s'accompagne également d'une forte diminution des émissions atmosphériques polluantes grâce au remplacement total des appareils peu performants, notamment les cheminées ouvertes et les foyers fermés anciens, avant 2030. Les bâtiments basse consommation qui consomment du bois énergie utilisent des appareils à granulés, adaptés à ces niveaux de consommation, y compris dans l'habitat collectif.

Dans l'industrie, la consommation ne diminue pas, car la biomasse se substitue massivement aux combustibles fossiles dans la quasi-totalité des applications. Il en va de même pour les grands établissements du secteur tertiaire à forte consommation unitaire, qui sont en mesure de se doter de chaufferies biomasse performantes.

La fourniture de chaleur *via* les réseaux augmente fortement : le Grenelle de l'Environnement a fixé un objectif de triplement d'ici 2020 du nombre de logements desservis par les réseaux de chaleur, l'intégralité

de la hausse de la fourniture associée provenant d'énergies renouvelables ou de récupération. Le scénario négaWatt est en cohérence avec ces objectifs.

La production de gaz renouvelable issu de la biomasse augmente de manière spectaculaire, avec 57 TWh de méthane dès 2030 et 210 TWh en 2050, avec à terme une répartition de 53 % issus de la voie biologique (méthanisation) et 47 % issus de la voie thermo-chimique (gazéification). Ces objectifs sont cohérents avec les travaux prospectifs réalisés par les opérateurs de réseaux de gaz²⁶.

La production de carburants liquides diminue à court et moyen terme, faute de ressources satisfaisantes pour ces formes d'énergie. Elle augmente à nouveau à partir de 2040, sous réserve que la transition alimentaire et agricole ait eu lieu également.

Données chiffrées et détaillées dans l'Annexe 4 - Tableau 88 : Biomasse : vecteurs énergétiques et énergies finales

²⁶ Voir notamment *Biométhane de gazéification : évaluation du potentiel de production en France en 2020 et 2050*, Février 2013, CRIGEN pour GrDF ; et *Vers un système gazier 100 % décarboné*, Juillet 2013, E-Cube pour GRTGaz.

2. Production d'énergie : les énergies renouvelables électriques

La quasi-totalité des besoins en électricité sont couverts par les sources renouvelables à partir de 2040, avec une production annuelle de l'ordre de 330 TWh, soit une multiplication par plus de cinq comparé à aujourd'hui. La première contribution est celle de l'éolien, qui représente 55 % du total en 2050, puis vient le photovoltaïque (24 %), l'hydraulique (20 %) et enfin les énergies marines (2 %) utilisant la force des marées et courants.

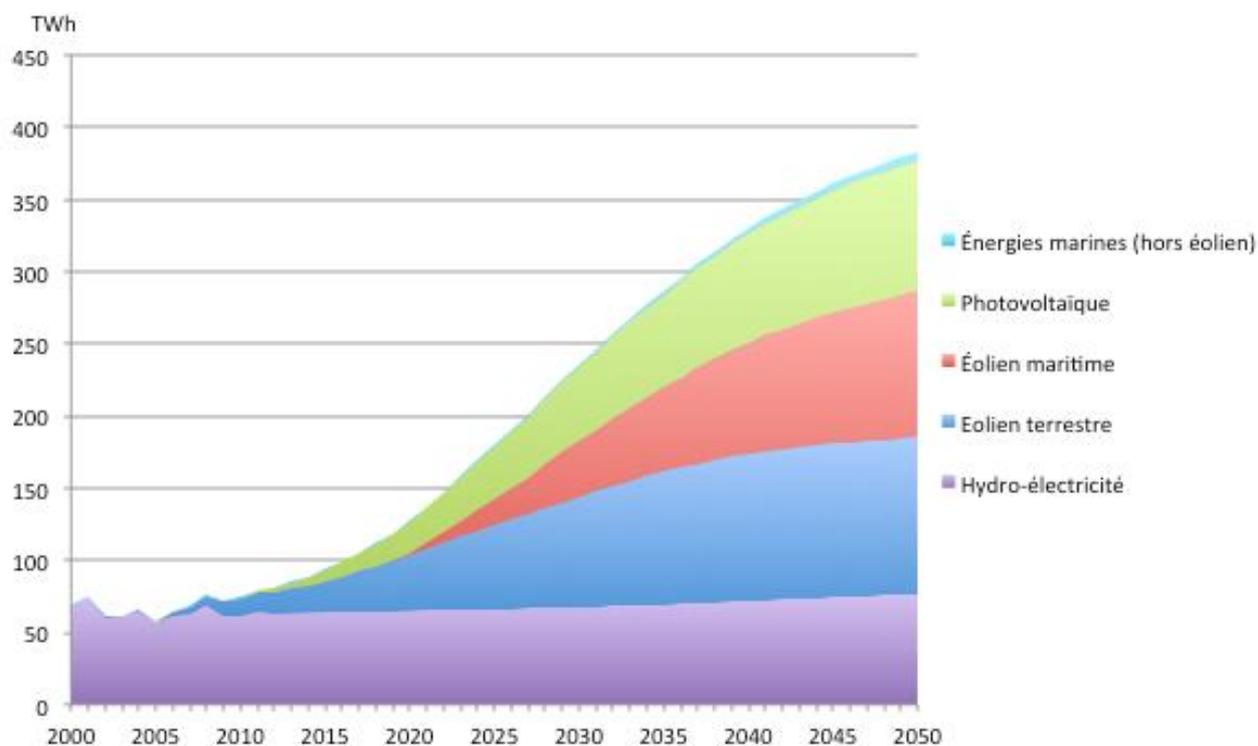


Figure 57 : Développement des énergies renouvelables électriques

Alors que le potentiel de développement de l'hydro-électricité, dont la croissance s'est faite par vagues successives entre la fin du XIX^{ème} siècle et le début des années 1960, est aujourd'hui fortement limité du fait de la saturation des sites adaptés, de la concurrence d'usage de l'eau et de la nécessité de protéger les milieux naturels, l'éolien et le photovoltaïque ont pour point commun de disposer à la fois de gisements physiques très largement supérieurs aux besoins de production et de technologies suffisamment matures pour pouvoir envisager un déploiement massif dès aujourd'hui. Des progrès notables en termes de performance et de coût sont encore à prévoir dans le cadre du processus continu d'amélioration qui les caractérise, même si des facteurs externes comme l'intégration au réseau ou le droit de l'urbanisme peuvent agir comme des freins à leur développement.

La situation n'est pas la même pour les énergies marines hors éoliennes : si la diversité des côtes françaises leur offre probablement un gisement important quoique dans des conditions très différentes d'un endroit à l'autre, les technologies nécessaires à leur déploiement à grande échelle sont loin d'avoir atteint un stade de maturité suffisant pour que l'on puisse affirmer sans risque de se tromper qu'elles seront en mesure de contribuer significativement à l'approvisionnement électrique de la France de demain.

C'est ce constat qui a conduit les concepteurs du scénario négaWatt à être très prudents, voire conservateurs, quant à la part des énergies marines dans le mix électrique qu'ils envisagent pour 2050. Si les expérimentations en cours ouvraient la voie d'une production significative, cette nouvelle corde à l'arc des énergies renouvelables viendrait renforcer la robustesse des projections réalisées.

Ainsi, l'agrégation des dynamiques retenues pour chacune des filières d'électricité renouvelable permet de décrire une évolution du parc en puissance installée, mais aussi en énergie produite annuellement en s'appuyant sur des données historiques moyennes de production. Ceci permet de garantir un premier niveau de sécurité d'approvisionnement en vérifiant l'équivalence annuelle entre les besoins en électricité issus de l'évolution de la consommation et la quantité d'électricité produite par les différentes filières renouvelables venant se substituer aux moyens de productions conventionnels, notamment nucléaires.

Ce premier niveau d'équilibre annuel n'est toutefois pas suffisant puisque tout réseau électrique exige pour son fonctionnement normal un équilibre « à tout instant » entre l'offre et la demande. Ce point est d'autant plus sensible que l'électricité se stocke très mal et qu'il faut donc être en mesure de faire face en permanence à tout événement imprévu susceptible de provoquer un *black-out*, événement dont les conséquences peuvent être catastrophiques pour la sécurité nationale, l'économie et la vie quotidienne de nos concitoyens.

Le scénario négaWatt prend en compte cette contrainte par un modèle d'équilibre offre-demande au pas horaire détaillé dans le chapitre suivant consacré au rôle des réseaux.

2.1. L'énergie éolienne

2.1.1. L'éolien terrestre

L'éolien terrestre est maintenant une technologie mature et fiable, et pour laquelle la France bénéficie à la fois d'un potentiel remarquable, le second d'Europe, et de trois grands régimes de vents décorrélés.

L'éolien terrestre est à ce titre un composant essentiel de la production électrique nationale dans le scénario négaWatt : la production éolienne passe de 15 TWh en 2013 à 109 TWh en 2050, avec des aérogénérateurs de puissance unitaire moyenne passant de 2,10 MW (2009) à 3,50 MW (2050).

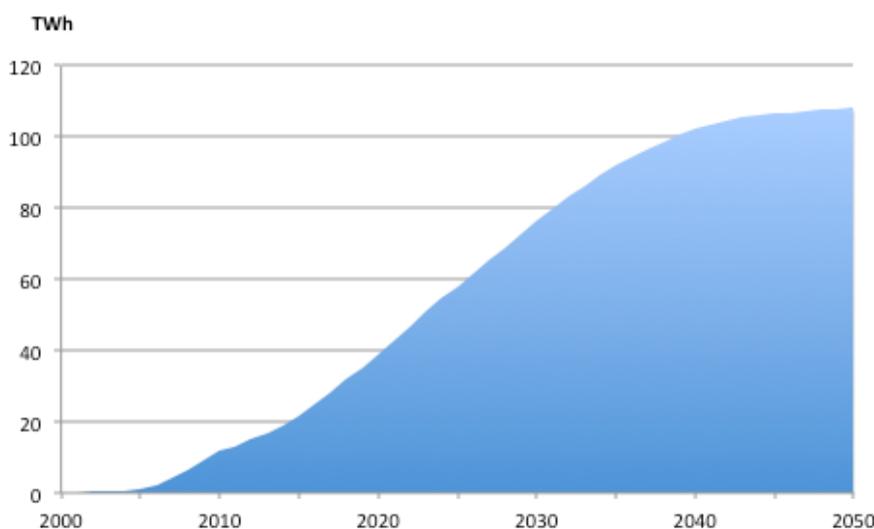


Figure 58 : Eolien terrestre : évolution de la production

Pour y parvenir, la puissance installée annuellement croît progressivement jusqu'à + 1750 MW/an en 2020-2023. Elle se maintient ensuite à partir de cette date jusqu'à 2030 à un niveau proche (+ 1600 MW/an) avant de redescendre régulièrement jusqu'à un niveau constant de + 150 MW/an vers 2045. L'augmentation de la puissance installée n'est alors plus liée à une croissance en volume du nombre de mats mais à des substitutions et améliorations du parc existant.

Pour rappel et à titre comparatif, l'objectif annuel du gouvernement est de + 1300 MW par an, et l'augmentation réelle annuelle de la puissance installée a été de + 740 MW en 2012, en recul à + 630 MW en 2013. Toujours à titre comparatif, l'Allemagne installe depuis plusieurs années plus de 2000 MW/an.

Au total, la puissance totale installée en éolien terrestre envisagée dans le scénario négaWatt s'élève à 19300 MW en 2020 (très proche des objectifs nationaux, 19000 MW en 2020), puis à 35800 MW en 2050 et 48500 MW en 2050.

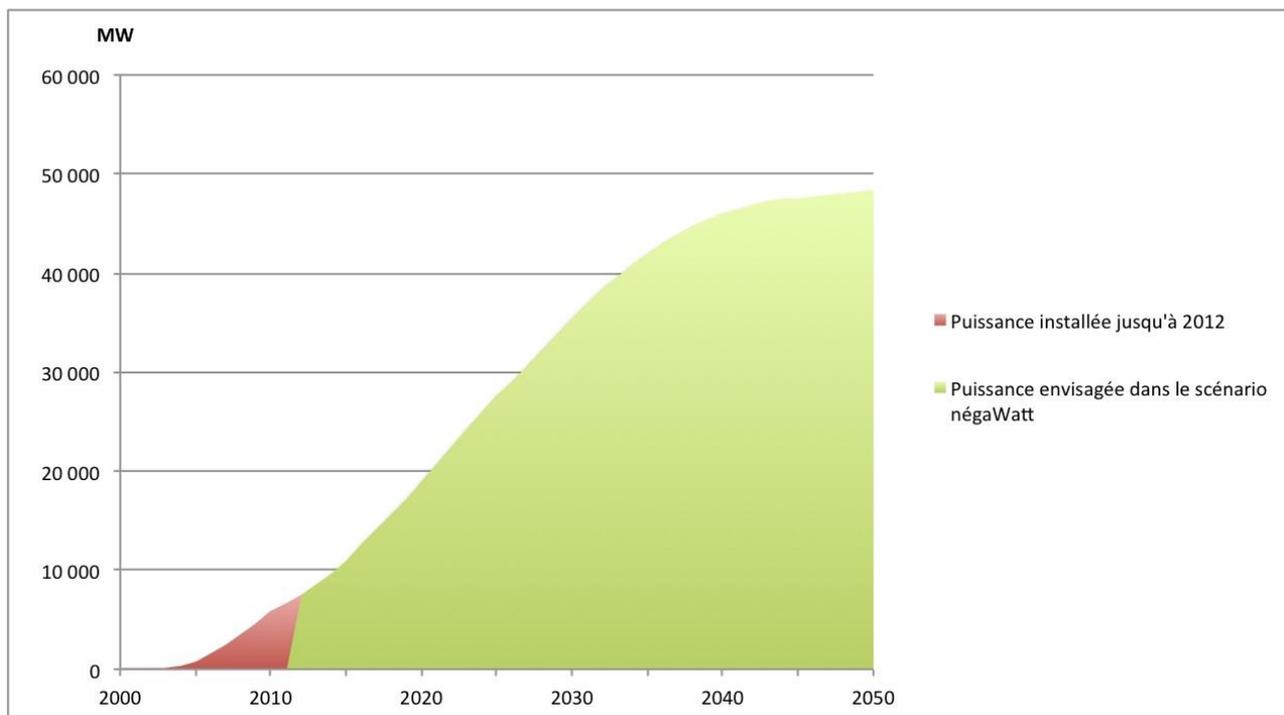


Figure 59 : Eolien terrestre : évolution de la puissance installée

Le nombre d'éoliennes terrestres est de l'ordre de 8 800 en 2020 puis double sur la période 2020-2035 pour atteindre un niveau de 15 600 à la fin de cette étape. Ce nombre croît ensuite à un rythme moins rapide sur les 15 années suivantes (17 400 en 2050).

Il est intéressant de noter que l'énergie produite augmente d'un facteur 8 en 2050 par rapport à la production actuelle, alors que nombre total de mats en 2050 correspond simplement à un triplement du nombre des installations.

Cette différence est due :

- à l'augmentation de la taille unitaire des éoliennes et donc de leur puissance ;
- pour une moindre mesure, à l'augmentation du productible (augmentation du taux de disponibilité, gain sur le rendement d'exploitation).

Cette évaluation prospective ne tient pas compte du développement récent des éoliennes pouvant produire à des régimes de vent plus faibles, ce qui ouvre la voie à des équipements mieux répartis spatialement dans des zones moins ventées (en Aquitaine par exemple).

Enfin la production par le "petit éolien" n'a pas été évaluée : ce type de machine peut s'avérer intéressant en zones rurales ventées, mais sa contribution à la production totale éolienne reste marginale.

2.1.2. L'éolien maritime

2.1.2.1. Eolien offshore "posé" (ou "planté")

Cette technologie permet d'installer des éoliennes posées sur des fondations implantées sur les hauts-fonds dans les zones maritimes proches des côtes. Cette technologie est maintenant en plein déploiement industriel avec de nombreux retours d'expérience et 4700 MW déjà en service en Europe²⁷, soit de l'ordre de 2000 turbines installées (mais toujours aucune en France).

L'éolien offshore sur fondation présente cependant différentes contraintes :

- il nécessite d'importants travaux sous-marins pour les fondations, ce qui limite le potentiel aux zones maritimes de moins de 30 à 40 m de profondeur donc assez proche des côtes, là où les conflits d'usage et les contraintes spatiales et visuelles peuvent être fortes ;
- l'érection du mat, des pales et de la génératrice doit se faire sur les fondations, avec des équipements spécifiques de transport et de levage : il n'est pas possible, contrairement aux éoliennes offshore flottantes ancrées, d'effectuer le montage à terre sur une barge puis de remorquer celle-ci sur site ;
- pour tous travaux lourds de réparation, d'entretien ou de "repowering" (remplacement d'une éolienne par un aérogénérateur de puissance supérieure), il est nécessaire d'intervenir directement sur l'éolienne sur site, opération plus contraignante que le remorquage d'une éolienne flottante sur sa barge.

Pour toutes ces raisons, dans le scénario négaWatt la puissance envisagée en éolien offshore "posé" est au niveau de celle prévue dans les deux appels d'offre lancés par le gouvernement - et avec une progressivité proche - soit 6000 MW principalement installée entre 2020 (900 MW) et 2030 (5300 MW).

La production éolienne correspondante est de 1,6 TWh en 2020 - année où les premières éoliennes offshore sont installées - et de 16,2 TWh en 2030. Elle progresse ensuite plus modérément jusqu'à 18,6 TWh en 2050.

La puissance unitaire des éoliennes croît de 5 MW (2020) à 8 MW (dès 2035) : Siemens, leader mondial de l'éolien offshore, produit d'ores et déjà des turbines offshores de 6 MW, et étudie des machines de 10 MW).

2.1.2.2. Eolien offshore "flottant" (ou "ancré")

Avec cette technologie, l'éolienne n'est plus "posée" (fondée) sur les hauts-fonds marins, mais elle s'appuie sur une barge flottante, ancrée sur les fonds jusqu'à 200 m de profondeur.

²⁷ Eurobaromètre des énergies renouvelables, 2012, http://www.energies-renouvelables.org/observer/stat_baro/observ/baro-jde12.pdf



Figure 60 : Eolienne « flottante », ou « ancrée »

Cette technologie offre un remarquable potentiel de développement :

- les parcs éoliens peuvent être installés très au large, l'éolien offshore flottant s'affranchissant des problèmes d'acceptation visuelle et limitant les conflits d'usage ;
- elle autorise de ce fait des éoliennes de plus grande hauteur, donc de plus grande puissance (jusqu'à 10 MW) ;
- les régimes de vent sont à la fois plus élevés et plus réguliers au large ;
- la technologie des barges ancrées est bien connue de l'industrie parapétrolière ;
- les contraintes sont moindres à la construction que l'offshore "posé" : pas de fondations immergées, érection et pré-montage à terre, transport de l'éolienne érigée sur barge remorquable, etc. ;
- les zones potentielles de déploiement peuvent se situer au large des agglomérations urbaines littorales et donc des points de consommation les plus importants.

Pour toutes ces raisons, l'éolien offshore "ancré" est considéré dans le scénario négaWatt comme une filière à fort potentiel au regard des solutions fixes ("plantés") ou des autres énergies marines.

L'implantation de fermes offshore sur barges sur l'arc Méditerranée (fortement consommateur et très peu producteur d'électricité) et en Atlantique pourrait se faire à partir d'équipements réalisés sur des chantiers navals, points d'appui pour la maintenance et l'entretien.

Au total, la puissance installée en éolien offshore ancré envisagée dans le scénario négaWatt ne démarre véritablement qu'en 2021, au terme d'une phase pilote. Elle progresse à 2200 MW en 2025, puis croît régulièrement jusqu'à 7500 MW en 2030, 18000 MW en 2040 et 24000 MW en 2050.

La production éolienne correspondante est de 5,5 TWh en 2025 puis s'élève à 23 TWh en 2030, 60 TWh en 2040 et 82,0 TWh en 2050, avec des aérogénérateurs de puissance unitaire augmentant comme pour l'éolien offshore "posé" de 5 MW (2020) à 8 MW (2035-2050).

Au total la puissance éolienne terrestre et en mer installée atteint 78000 MW en 2050 (48000 MW en 2030), pour une production annuelle de 209 TWh (115 TWh en 2030).

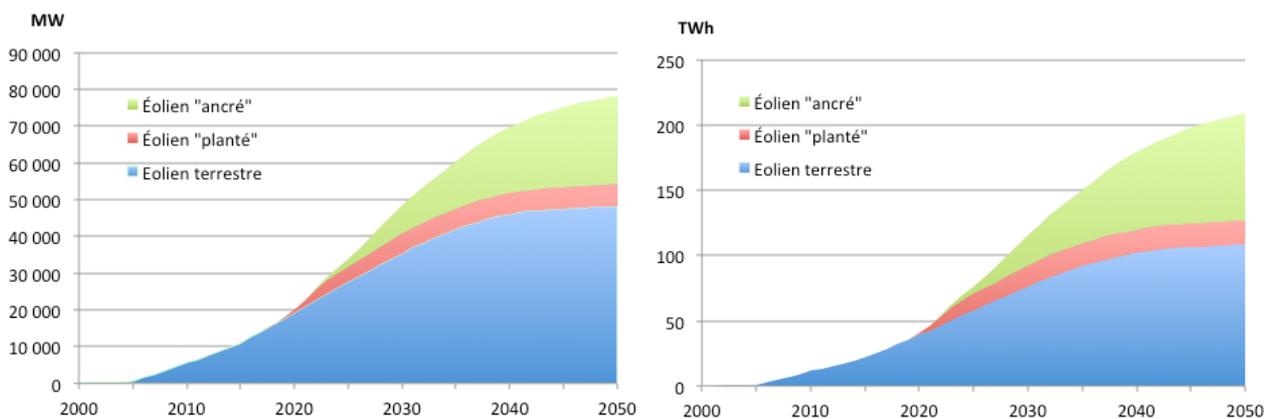


Figure 61 : Éolien : évolution de la puissance installée et de la production

2.2. Le solaire photovoltaïque

Au sein de l'Union européenne, la France figure parmi les pays bénéficiant de l'un des meilleurs gisements solaires, avec la particularité de détenir le record d'écart entre les régions les plus et les moins ensoleillées : en effet, l'irradiation annuelle varie de 1 100 kWh par m² de surface plane au sol dans le Nord-Pas-de-Calais à plus de 2 000 en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, soit un écart d'un facteur proche de 2.

Compte tenu des rendements de conversion constatés pour les solutions commercialisées aujourd'hui, ceci permet de produire, en fonction du lieu, dans des conditions optimales d'orientation (plein Sud, inclinaison de 30° par rapport à l'horizontale) et en l'absence de toute ombre portée, entre 800 et 1500 kWh d'électricité par kW de puissance installée, ce qui correspond à un champ de modules de 8 à 10 m² selon la technologie employée.

Le scénario négaWatt table sur une production solaire photovoltaïque de 90 TWh en 2050. Si l'on prend de manière prudente une productivité moyenne observée par exemple à Lyon de 1100 kWh par kW installé, les 90 TWh d'électricité photovoltaïque attendus pour 2050 nécessitent une puissance totale installée de l'ordre de 80000 MW, soit une multiplication par 25 des 3700 MW en service fin 2013. À titre indicatif l'objectif issu du Grenelle de l'environnement est de 5400 MW installés en 2020, objectif 10 fois inférieur à notre voisin allemand (35000 MW installés fin 2013 pour un objectif 2020 de 54000 MW).

Avec les performances actuelles des systèmes photovoltaïques, cette puissance de 80000 MW requiert l'installation d'une surface totale de panneaux d'environ 900 km², soit un carré de 30 km de côté : à titre de comparaison, cette surface est 20 fois inférieure aux 1,8 millions d'hectares évoqués plus haut qui sont aujourd'hui consacrés à la production d'agrocultures, et elle est du même ordre de grandeur que la surface agricole perdue chaque année en France entre 2006 et 2010 pour la création d'infrastructures et de zones d'activité.

La lente mais constante amélioration des rendements²⁸ que l'on peut raisonnablement attendre dans les années et les décennies à venir est susceptible d'alimenter une réduction tendancielle de cette surface, mais les effets palpables de cette amélioration tarderont à se faire sentir du fait de l'allongement de la

²⁸ On parle ici du rendement de conversion de la lumière solaire en électricité par un système complet (environ 18 % actuellement), mais, à la différence des systèmes thermodynamiques, les 82 % de « pertes » n'ont aucune incidence négative sur l'environnement puisqu'il s'agit de lumière.

durée de vie des panneaux : actuellement supérieure à 30 ans, elle devrait atteindre voire dépasser 40 ans dans les prochaines décennies²⁹.

On conservera donc comme référence le chiffre de 900 km² (ou 90 000 ha), qui représentent 0,16 % des 552 000 km² de la superficie du territoire métropolitain : au-delà de la surabondance de la ressource primaire, on voit donc que le photovoltaïque ne pose *a priori* aucun problème d'occupation de l'espace, d'autant plus que l'on peut s'attendre à ce que la production soit majoritairement issue d'installations sur bâtiments et non au sol (voir plus loin).

Les 80000 MW de puissance installée totale du parc photovoltaïque sont atteints progressivement par l'installation de 2000 MW en moyenne chaque année à partir de 2014, à mettre en regard des 1500 MW de puissance nouvellement installée enregistrés en 2011, l'année historiquement de plus forte activité de l'industrie photovoltaïque en France.

Cette moyenne sur plusieurs décennies masque en fait trois périodes successives contrastées : la première qui court jusqu'en 2020 est celle d'une montée en puissance relativement rapide de la filière passant de 1600 MW par an en 2014 à 2900 MW en 2020 ; la seconde, entre 2020 et 2025, est marquée par la stabilité du marché annuel autour de ce chiffre de 2900 MW par an; la troisième, qui s'étale sur les 25 années suivantes, voit une lente érosion de la puissance installée annuellement qui passe de 2900 MW en 2025 à 500 MW en 2050.

Le marché annuel en fin de période reste toutefois nettement supérieur à ce dernier chiffre puisqu'il faut ajouter le marché de renouvellement des systèmes qui commence à apparaître entre 2030 et 2035 et augmente logiquement dans des proportions similaires à celles qu'a connu le marché des nouvelles installations 20 ou 25 ans plus tôt.

Au total, le rythme de développement du parc photovoltaïque apparaît tout à fait raisonnable d'un point de vue industriel et opérationnel puisque les volumes installés annuellement restent dans tous les cas inférieurs à ceux observés récemment dans des pays comparables comme l'Allemagne (7000 MW par an en 2011 et 2012, 3300 MW en 2013) ou l'Italie (9500 MW en 2011, 3400 MW en 2012 et 3100 MW en 2013).

Si le scénario négaWatt envisage de manière relativement précise la montée en puissance de la filière photovoltaïque au service de la transition énergétique, c'est dans une approche qui reste assez globale en se contentant d'évoquer une répartition indicative entre les deux principaux modes d'implantation que sont d'une part les systèmes liés à des bâtiments (2/3 de l'énergie produite), qu'ils soient posés en intégration ou en surimposition, d'autre part ceux qui sont installés au sol ou sur structure porteuse comme les ombrières de parking (1/3 de l'énergie produite).

Il ne donne en revanche pas d'indication sur la structure du parc en termes de localisation, de répartition sectorielle, de type d'implantation et de gamme de puissances, considérant que cette structure sera déterminée par un grand nombre d'éléments de natures très différentes dont la modélisation, outre qu'elle serait difficile à réaliser et toujours sujette à caution, n'apporterait pas d'arguments supplémentaires à la crédibilité de la méthode et de ses résultats.

Cette indication, largement suffisante en première approche, n'interdit pas d'aller plus loin dans l'analyse des principaux déterminants d'une répartition qui se voudrait optimale d'un point de vue technico-économique, en vue par exemple d'apporter des éléments pertinents de décision pour l'élaboration des politiques publiques.

²⁹ Il s'agit de la durée sur laquelle les fabricants garantissent une baisse du rendement initial inférieure à une certaine limite, aujourd'hui typiquement -10 % sur 30 ans, à ne pas confondre avec la durée de vie « commerciale » des systèmes qui correspond à celle des contrats d'achat, généralement de 20 ans.

Il est largement admis que le photovoltaïque a vocation à être installé prioritairement au plus près des points de consommation, y compris dans les zones urbaines et jusque dans le centre des villes où vivent et travaillent plus de 80 % de la population.

Cette option qui répond à des motivations de rationalité énergétique (réduction des pertes de transport et de distribution) et économique (optimisation des investissements et du fonctionnement des réseaux) est rendue possible par les caractéristiques intrinsèques de la technologie comme l'absence totale de nuisances de fonctionnement (pas de bruit, pas de rejets ni d'effluents, pas de pièces en mouvement) et une fiabilité réduisant les besoins de maintenance à leur plus simple expression.

Dans cette optique, on pense bien entendu d'abord à la pose en toiture ou en façade des bâtiments neufs ou existants de façon à fournir tout ou partie de l'électricité qui est consommée à l'intérieur par les appareils en fonctionnement, et contribuer ainsi à la réalisation des « bâtiments à énergie positive » (BEPOS) qui devraient devenir la norme à partir de 2020 dans le cadre de l'évolution de la réglementation thermique des bâtiments (RT 2012).

La poursuite de ce raisonnement de bon sens conduit à la logique « d'autoconsommation » qui est de plus en plus souvent mise en avant par les décideurs qui craignent une augmentation incontrôlée du poids de la fameuse « CSPE » (Contribution au Service Public de l'Electricité) sur la facture des ménages ou par certains acteurs qui pensent ainsi réduire les besoins d'investissement dans les réseaux publics d'électricité, mais cette approche séduisante en apparence est rapidement confrontée à de sérieuses limites.

La première est celle de la corrélation entre la consommation électrique d'un bâtiment et son « potentiel photovoltaïque », qui peut certes être avérée dans certains cas, mais n'a rien de systématique ni de spontané : la surface totale bâtie *stricto sensu* étant, d'après le recensement de 2010, de l'ordre de 8 500 km², il suffirait théoriquement de recouvrir un peu plus de 10 % des toitures existantes pour fournir la totalité de la production photovoltaïque attendue, mais on comprend bien qu'appliquer ce ratio à chaque bâtiment individuellement n'a aucun sens.

Si la consommation annuelle moyenne d'électricité spécifique d'un ménage français peut effectivement être couverte par 25 à 50 m² de panneaux installés sur le toit de sa maison individuelle, cette image qui vient rapidement à l'esprit n'est pas sans soulever quelques questions, à commencer par la difficulté de faire de même en habitat collectif puisque la surface ensoleillée disponible par logement peut rapidement s'avérer insuffisante.

Ainsi, des études techniques menées dans le cadre de projets d'éco-quartiers en région parisienne ont montré que, même dans le cas de bâtiments très performants avec des conditions optimales d'ensoleillement, il devient très difficile, du fait d'un ratio insuffisant entre surface construite et surface exposée au soleil, de fournir l'équivalent de la consommation annuelle d'électricité dans des immeubles de logements ou de bureaux de plus de 4 à 5 étages, sans compter les contraintes multiples (autres usages, ombrages, classement, ...) qui réduisent fortement les surfaces effectivement adaptées.

De fait, la disponibilité de surfaces correctement ensoleillées constitue le principal facteur limitant au développement du photovoltaïque en milieu urbain dense, là où se concentrent pourtant les consommations les plus importantes : même une valorisation optimale des toitures et des façades de tous les bâtiments en termes de production d'énergie ne pourra suffire à atteindre des taux significatifs de couverture de la consommation par une production photovoltaïque.

Nous avons la chance de pouvoir profiter de la densité d'un réseau électrique développé pour faire face aux besoins de consommation, et qui peut donc très facilement accueillir de la production locale en quantité. Dans ce contexte, il serait intéressant de chercher à exploiter les nombreux autres types de surfaces déjà artificialisées qui peuvent recevoir une couverture photovoltaïque, tels que les tranchées routières ou ferroviaires, les aires de stationnement et les parkings, les abords d'infrastructures, les quais de gare et certains espaces publics, etc.

En milieu rural à l'inverse, où les bâtiments agricoles offrent souvent de grandes surfaces de toitures propices à l'installation de systèmes photovoltaïques, c'est la capacité du réseau de distribution à évacuer une production qui pourra difficilement être consommée sur place qui constitue le principal facteur limitant, le coût de son renforcement pouvant rapidement devenir prohibitif.

Dans ce cas, il sera parfois préférable d'envisager le regroupement en un seul point sous la forme de « centrales villageoises » sur des équipements publics, voire de parcs au sol de puissance moyenne, des systèmes photovoltaïques qui seraient autrement raccordés sur des extrémités de réseau.

Quant aux zones pavillonnaires et commerciales péri-urbaines qui se sont développées parfois à outrance, elles se situent du point de vue du potentiel photovoltaïque entre ces deux extrêmes : on y trouve à la fois des surfaces disponibles importantes sur les toits des maisons individuelles, des bâtiments commerciaux ou des entrepôts logistiques, et une densité de réseau suffisante pour accueillir des puissances photovoltaïques significatives, moyennant si nécessaire l'adaptation des conditions d'exploitation notamment en été, lorsque la production est maximale et la consommation minimale, de façon à éviter les surtensions potentiellement dommageables pour les appareils en fonctionnement. Cela passe, par exemple, par l'écrêtement tournant de puissance injectée qui permet d'augmenter sensiblement la puissance totale raccordable sur un même transformateur en répartissant de manière équitable les pertes entre les producteurs raccordés.

Dernier domaine d'application du photovoltaïque raccordé au réseau, les parcs au sol de moyenne ou grande puissance (de quelques centaines de kW à plusieurs dizaines de MW) auront aussi leur rôle à jouer dans l'éventail des types d'installation dans une optique plus industrielle, proche de celle de l'éolien terrestre, à la condition impérative qu'ils ne contribuent pas à leur tour à l'artificialisation des terres agricoles ou des espaces naturels.

Cette contrainte ne pose aucun problème autre que la mise en place d'une réglementation adaptée, puisque, dans l'hypothèse où les parcs au sol fourniraient effectivement le tiers de la production photovoltaïque prévue par le scénario négaWatt en 2050, soit 30 TWh par an, ils occuperaient moins de 2 % des 4 à 5 millions d'hectares de terrains déjà artificialisés, avec une préférence pour la typologie des « zones appropriées » exemptes de conflit d'usage établie dès 2008 par le ministère de l'Écologie (figure ci-dessous) dans le cadre d'un arbitrage qui ne peut qu'être confié aux acteurs locaux, notamment les collectivités locales dans la perspectives de leurs propres stratégies et politiques énergétiques.

Zones présentant un faible potentiel de conflit (zones appropriées)
<ul style="list-style-type: none">• Terrains vagues à proximité d'habitations (friches)• Surfaces artificialisées (ex. zones de parking – ajout d'un nouvel usage)• Zones industrielles• Sites présentant une pollution antérieure et ayant accueilli de grandes installations techniques (ex. friches industrielles)• Zones tampons le long de grandes artères, installations antibruit• Zones de stockage de déchets, terrils• Surfaces à haut niveau d'imperméabilisation sans fonctions écologiques ou esthétiques particulières• Autres surfaces en friches utilisées autrefois pour la construction• Zones de déprise, milieux fermés

Figure 62 : Liste des zones présentant un faible potentiel de conflit d'usage pour l'installation de parcs photovoltaïques au sol

(Extrait du « Guide sur la prise en compte de l'environnement dans les installations photovoltaïques au sol – l'exemple allemand » - ministère de l'Écologie, janvier 2009)

On voit donc au final que l'intégration du photovoltaïque dans l'environnement urbain comme rural ne pose pas de problèmes rédhibitoires dès lors que les interactions avec les autres usages et les diverses contraintes liées à l'urbanisme sont identifiées et prises en compte et qu'un certain nombre de règles sont clairement établies à cet effet.

Une démarche similaire devra être suivie pour ce qui est de l'intégration au réseau électrique de la production photovoltaïque, qui est l'autre grand enjeu de la filière, mais les rapides progrès déjà enregistrés en matière de ce qu'il est convenu d'appeler les « réseaux intelligents » (ou Smart Grids) ne peuvent que rendre très optimiste d'abord sur la capacité d'accueil des infrastructures déjà existantes notamment au niveau de la distribution (moyenne et basse tension), d'autre part sur le coût des éventuels besoins d'adaptation qui resteront probablement marginaux au moins sur le moyen terme.

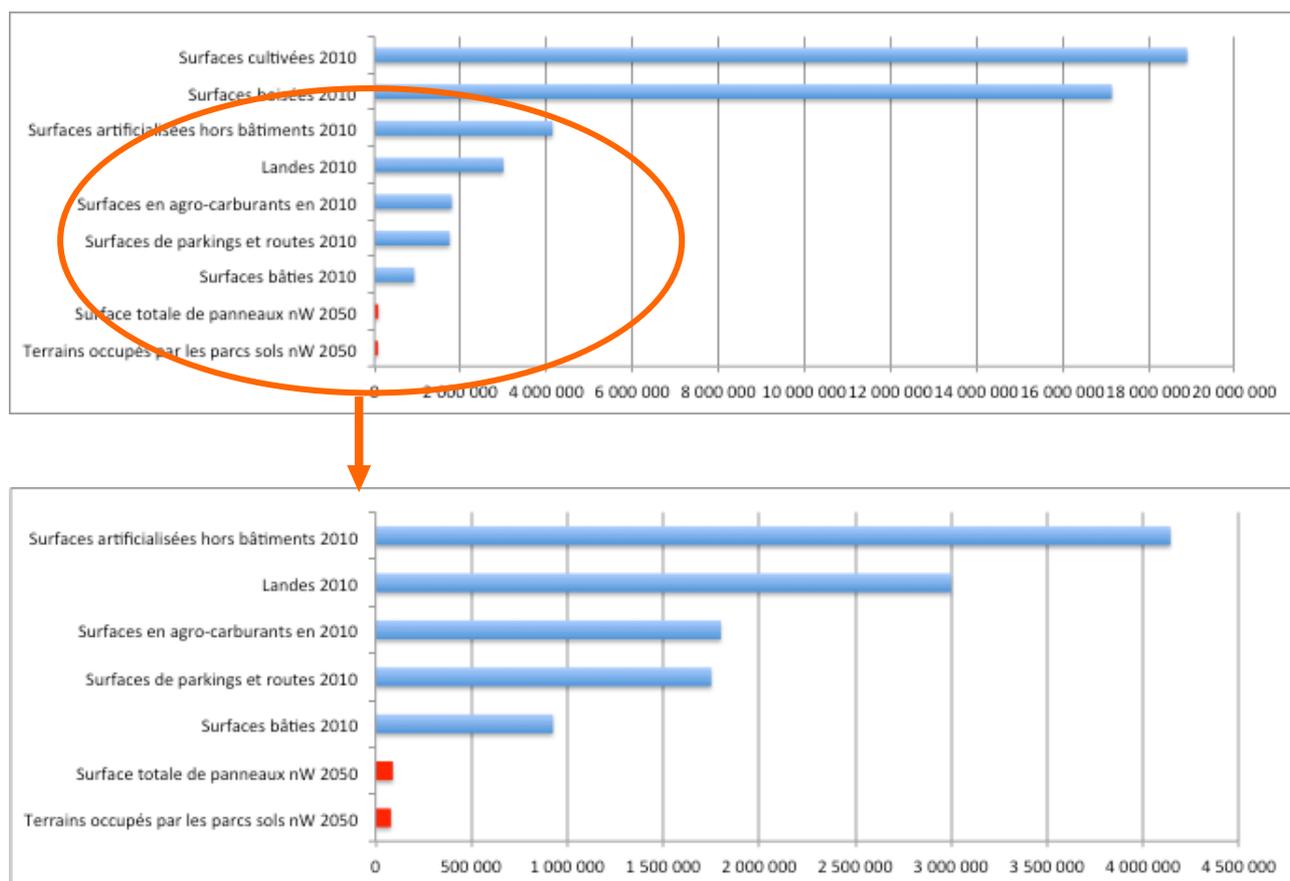
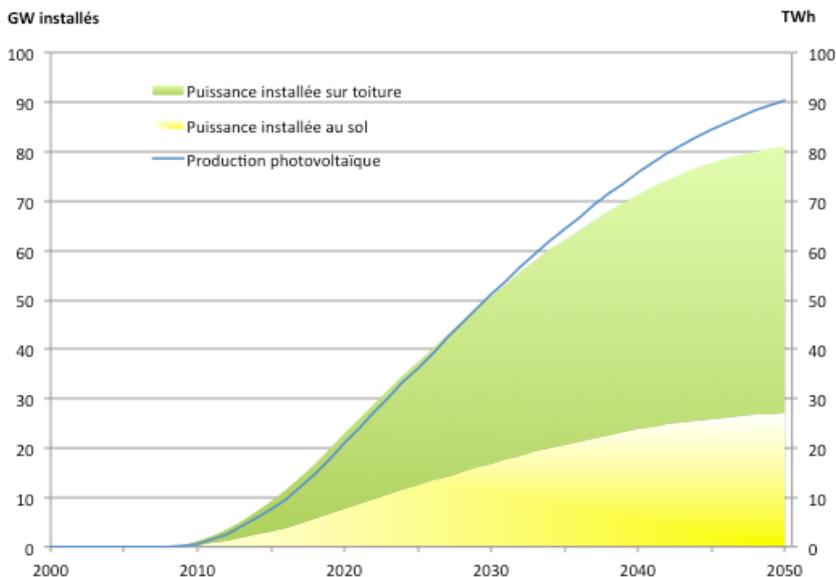


Figure 63 : Surfaces artificialisées en 2010 et surfaces occupées par le photovoltaïque en 2050, en hectares

Dans le scénario négaWatt, l'évolution envisagée du parc photovoltaïque est donc la suivante :



L'écart qui se creuse entre la puissance installée (zones verte et jaune) et la puissance installée (courbe bleue) témoigne de la prise en compte d'une amélioration modeste mais permanente du rendement de conversion des systèmes photovoltaïques, aujourd'hui généralement inférieur à 20% de l'énergie solaire incidente (lumière) qui pourrait être portée à 25% en 2050.

Figure 64 : Photovoltaïque : évolution de la puissance installée et de la production

2.3. La production hydraulique

L'hydro-électricité est aujourd'hui la source d'électricité renouvelable la plus développée en France. Logiquement, c'est également celle qui subit le moins d'évolutions dans le scénario négaWatt.

Aucune modification de la puissance installée n'est envisagée pour les grands ouvrages actuels : les ouvrages au fil de l'eau, éclusés ou de lac sont conservés, sous réserve de la réalisation d'aménagements permettant de diminuer l'impact environnemental de certains ouvrages. Si, dans de très rares cas, l'effacement d'ouvrages représente la seule solution acceptable, une baisse de la puissance hydraulique installée pourra être envisagée. Par ailleurs, aucun nouveau grand ouvrage n'est prévu dans le scénario négaWatt.

La petite hydraulique présente de son côté un potentiel de développement non négligeable. Sa puissance installée évolue de 200 MW en 2010 à 3500 MW en 2050.

Enfin, la puissance installée des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) reste inchangée mais leur taux d'utilisation est augmenté.

Ces évolutions entraînent une augmentation de la production d'électricité d'origine hydraulique : d'une valeur actuelle comprise entre 60 et 70 TWh (en fonction des conditions météorologiques notamment), elle atteint 77 TWh en 2050.

2.4. Les énergies marines

Dans le scénario négaWatt, les énergies marines regroupent les technologies utilisant l'énergie des vagues (houlomotrice), des courants marins (énergie hydrolienne), et celle des marées (énergie marémotrice).

Il ne comprend donc pas l'éolien offshore ("posé" et "flottant") et l'énergie issue de la biomasse marine (méthanisation des algues) qui sont comptabilisés séparément. Pour rappel, le périmètre d'analyse du scénario ne concerne pas la production ultra-marine, où l'énergie thermique des mers (ETM), la climatisation par eau de mer (SWAC) et l'énergie osmotique (potentiel physico-chimique produit par la différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce) peuvent trouver des applications spécifiques.

Les ressources sont potentiellement considérables : la France métropolitaine (Corse incluse) dispose d'une longueur de côtes de 5 800 km³⁰, avec des gisements localisés mais intéressants. Il n'existe pas de projection détaillée à moyen ou long terme, mais un récent rapport d'une mission d'étude sur les énergies marines renouvelables fournit quelques indications³¹ :

- la France détient après l'Angleterre l'essentiel du potentiel hydrolien en Europe. Le potentiel français serait compris entre 2000 et 3000 MW, voire 5000 à 6000 MW (soit 13 à 23 TWh/an) si l'on va jusqu'aux îles Anglo-Normandes. Le stade commercial devrait être atteignable en 2020 ;
- l'énergie des vagues et de la houle présente en France un potentiel théorique bien plus important, de l'ordre de 400 TWh. EDF estime que le potentiel qui serait exploitable en l'état actuel de la technique est en fait de l'ordre de 40 TWh³². Il est principalement situé sur la façade atlantique où les vagues sont en moyenne plus importantes.

Le GICAN (Groupement des Industriels des Constructions et Activités Navales) considère pour sa part³³ que 3500 MW d'hydrolien pourraient être installés, et 2000 MW en énergie des vagues et énergie thermique des mers.

Cependant ces technologies, prometteuses, restent encore assez peu matures :

- il reste à résoudre de nombreux problèmes techniques et de corrosion ;
- les coûts d'équipements et d'exploitation sont encore assez incertains ;
- les impacts environnementaux éventuels restent à mieux identifier.

En conséquence, la projection envisagée dans le scénario négaWatt reste très prudente :

- aucune autre usine marémotrice n'est construite, celle de la Rance poursuivant son exploitation (puissance inchangée de 250 MW) ;
- pour les autres énergies marines houlomotrice et hydrolienne, la puissance équipée s'élèverait à 240 MW en 2030, puis à 670 MW en 2040 et 1390 MW en 2050.

La production correspondante, aujourd'hui de 0,5 TWh (La Rance) s'accroîtrait ainsi à 0,7 TWh en 2020³⁴ et 1,7 TWh en 2030 pour décoller progressivement et atteindre 6,5 TWh en 2050.

³⁰ <http://www.shom.fr/les-activites/projets/delimitations-maritimes/espaces-francais/>

³¹ *Rapport de la mission d'étude sur les énergies marines renouvelable* - CGDD-CGEIET, mars 2013

³² *op. cit.* - page 26

³³ <http://www.actu-environnement.com/ae/news/emr-hydroliennes-eoliennes-flottantes-gican-emplois-2030-17574.php4>

³⁴ À titre indicatif, le plan d'action pour les énergies renouvelables de la France fixe l'objectif de 0,91 TWh produits en 2020.

3. Production d'énergie : autres énergies renouvelables

3.1. Le solaire thermique

Comme évoqué dans le paragraphe consacré au solaire photovoltaïque, la France bénéficie d'un fort gisement solaire aujourd'hui largement sous-exploité. Le potentiel de développement du solaire thermique reste donc très important, et peut être décliné en quatre cibles prises en compte dans le scénario négaWatt :

- CESI : Chauffe-Eau Solaire Individuel dans l'habitat individuel ;
- SSC : Système Solaire Combiné (en maison individuelle) dans l'habitat, permettant de produire de la chaleur pour le chauffage de la maison en plus de l'eau chaude sanitaire. Les SSC sont essentiellement installés dans des maisons existantes, mais après réhabilitation thermique permettant une forte réduction des besoins de chauffage qui amènent les consommations à environ 50 kWh/m². Dans le neuf, les maisons individuelles atteignant un niveau passif n'ont quasiment pas besoin de système de chauffage, et un SSC ne se justifie plus ;
- CESC : Chauffe-Eau Solaire Collectif dans l'habitat et dans le tertiaire ;
- CIND : production de Chaleur basse ou moyenne température pour l'INDustrie.

Les solaires combinés en logement collectif ne sont pas pris en compte dans ce scénario car leur potentiel de développement est considéré comme marginal, ou pour le moins lié à beaucoup d'inconnues. Si, comme cela commence à être le cas dans les pays germaniques, les réalisations de SSC en collectif ou sur réseaux de chaleur se diffusent, les économies engendrées par ce développement se rajouteront au potentiel estimé ci-dessous.

Dans le scénario négaWatt, le potentiel est estimé de la manière suivante :

- Calcul des surfaces de toitures disponibles pour les logements individuels et les logements collectifs : pour cela on part des surfaces habitables des maisons individuelles et des logements (projection 2050, compte tenu des hypothèses décrites au paragraphe 1.1.2), sur lesquelles on applique successivement :
 - un facteur d'étage pour tenir compte du fait que le ratio surface de toiture sur surface habitable est d'autant plus faible que le nombre d'étages est élevé. On retient une valeur de 0,67 pour les maisons individuelles et de 0,38 pour les immeubles collectifs. Cette dernière valeur est calculée en tenant compte de la distribution des logements collectifs en fonction du nombre d'étages (données INSEE) ;
 - un coefficient de toiture de 40 % pour tenir compte à la fois des parties de toiture mal orientées et de celles rendues indisponibles par différents équipements (cheminées, fenêtres de toit, cages d'ascenseur, matériel de ventilation, installations photovoltaïques, etc...)

Ce calcul permet de vérifier que les hypothèses de taux d'équipement et de surfaces unitaires faites ci-dessous conduisent à des taux d'occupation des toitures disponibles acceptables. On arrive ainsi en 2050 à moins de 10 % des surfaces disponibles utilisées en maison individuelle (7% pour le logement collectif et 6% pour le tertiaire).

- Estimation des surfaces unitaires par équipement :
 - pour les CESI : baisse progressive de 4,5 m² (2010) à 2 m² (2050) par maison équipée. Cette baisse est pour une partie liée à l'amélioration de l'efficacité des systèmes, pour une autre

à la suppression des surdimensionnements observés actuellement, et enfin et surtout à une baisse des consommations d'eau chaude sanitaire par plus de sobriété ;

- pour les SSC : 10 m² par maison équipée, soit une surface qui reste stable entre 2010 et 2050. L'essentiel des réductions s'est opéré avant, entre les années 2000 et 2010 puisque la surface moyenne des capteurs solaires est passée de 13,3 à 10,4 m². Les raisons de cette réduction des surfaces sont analogues à celles évoquées plus haut pour le CESI : amélioration de l'efficacité et réduction des besoins de chauffage apportée par une réhabilitation thermique des maisons ;
- pour les CESC en collectif : 1,5 m² par logement. Contrairement aux CESI, la surface moyenne a été maintenue entre 2010 et 2050 : ceci permet qu'une partie de plus en plus significative des pertes de distribution, importantes en collectif du fait de la nécessité du maintien en température des réseaux bouclés, soit également couverte par des apports solaires, au fur et à mesure de la baisse de la demande en eau chaude.
- Estimation d'un taux d'équipement par cible en 2050 :
 - pour les CESI : 48 % des maisons équipées ;
 - pour les SSC : 24 % des maisons équipées ;
 - pour les CESC en collectif : 44 % des logements équipés.

Pour les CESC en tertiaire, on considère que 5 % des surfaces de toitures disponibles sont équipées. Pour l'industrie, les cibles potentielles sont les besoins de chaleur basse température et moyenne température.

A partir de plusieurs simulations calées sur les besoins de chauffage et/ou d'eau chaude sanitaire en 2050 conformes aux objectifs de sobriété explicités dans les paragraphes précédents, une estimation de la moyenne nationale des productivités en kWh utiles par cible (correspondant à une réduction des besoins) est réalisée :

- pour les CESI : 267 kWh/m² de capteur solaire ;
- pour les SSC : 281 kWh/m² de capteur solaire ;
- pour les CESC en logement : 300 kWh/m² de capteur solaire ;
- pour les CESC en tertiaire : 300 kWh/m² de capteur solaire.

Aucune distinction géographique quant aux zones de diffusion prioritaires des différents systèmes n'a été introduite : en effet, si l'irradiation varie environ d'un facteur 1 à 1,7 du Nord au Sud de la France, la productivité ne varie que d'un facteur 1 à 1,2, toutes choses égales par ailleurs, parce que les besoins de chaleur pour le chauffage ou la production d'eau chaude sont plus élevés au Nord qu'au Sud.

Enfin, les rendements des systèmes d'appoint sont ensuite appliqués pour permettre d'obtenir les économies correspondantes en énergie finale.

Pour l'industrie, le potentiel de développement du solaire thermique est obtenu à partir de la répartition des besoins de chaleur dans l'industrie entre les besoins dits « basse température » (< 100°C), « moyenne température » (entre 100 et 500°C) et « haute température » (> 500°C). Même si certaines technologies (paraboles notamment) permettent d'obtenir des températures très élevées, supérieures à 1000 ou 2000°C, le développement à grande échelle du solaire thermique sur les usages haute température n'a pas été envisagé dans le scénario négaWatt. Les moyennes températures peuvent être atteintes facilement par des capteurs à concentration linéaire, développés d'ores et déjà à l'échelle industrielle, notamment pour la production d'électricité par voie thermodynamique. Quant aux basses températures, elles font appel aux mêmes types de capteurs solaires plans sélectifs que ceux utilisés dans le résidentiel ou le tertiaire.

Les apports solaires sont calculés directement à partir des productivités en énergie finale, et intègrent donc les rendements des systèmes d'appoint. Les valeurs suivantes sont retenues :

- pour les usages basse température dans l'industrie : 600 kWh/m² de capteur solaire ;
- pour les usages moyenne température dans l'industrie : 500 kWh/m² de capteur solaire.

Les graphiques suivants présentent l'évolution des surfaces de solaire thermique installées par type de bâtiment :

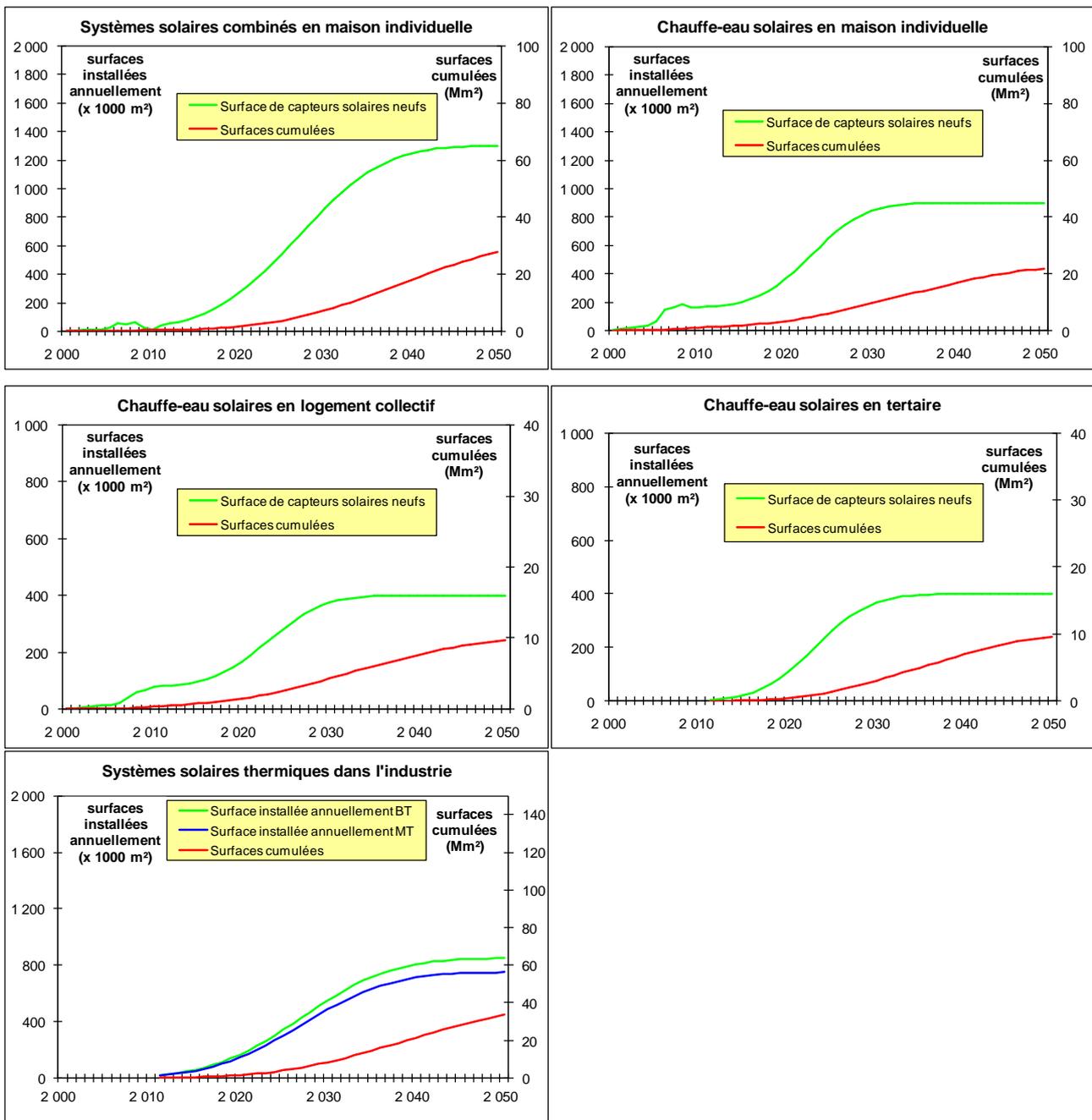


Figure 65 : Évolution des surfaces de capteurs solaires thermiques installés pour les différents usages envisagés.

Finalement en 2050, on obtient les résultats suivants :

- surface de capteurs solaires thermiques installés : 102 millions de m², soit 9,5 % des surfaces disponibles en maison individuelle et 6,5 % en logement collectif (le potentiel de toiture utilisable est loin d'être atteint). Cela représente environ 1,4 m²/habitant ;
- contribution en énergie finale : 39 TWh (soit presque 5 % de l'énergie finale totale) :
 - environ 38 % de l'ECS pour les maisons individuelles et 37 % pour les logements collectifs ;
 - 7 % du chauffage des maisons individuelles ;
 - 27 % de l'ECS du tertiaire ;
 - 14 % des besoins thermiques de l'industrie.

3.2. La géothermie

Dans le scénario négaWatt, ce terme correspond aux techniques d'exploitation énergétique des roches chaudes à environ 200°C, pour la production d'électricité le plus souvent cogénérée (électricité + chaleur). Les productions correspondantes n'incluent donc pas la géothermie de surface (basse énergie) ou bien de profondeur sur des nappes phréatiques à basse ou moyenne température³⁵, ni bien sûr le potentiel dans les DOM-COM puisque ceux-ci ne sont pas dans le périmètre d'analyse du scénario.

La géothermie à haute énergie consiste à réaliser de forages pour atteindre ces roches chaudes profondes, avec un puits d'exhaure et un (ou plusieurs) puits de rejet, le fluide soutiré circulant ainsi en boucle fermée. En surface, le fluide soutiré passe dans un échangeur qui transfère sa chaleur vers un autre fluide permettant de faire fonctionner une turbine.

La ressource existe surtout :

- dans le Massif central ;
- dans le Bassin rhénan où un fossé d'effondrement s'est rempli de dépôts du tertiaire et du quaternaire et présente le gradient géothermal le plus élevé de France métropolitaine, jusqu'à + 10°C par 100 m. Une unité-pilote a été réalisée à Soultz-sous-Forêts en Alsace. Elle puise de la chaleur jusqu'à 200°C entre 4 500 et 5 000 mètres de profondeur.

Cette technologie présente certaines difficultés : risques de pertes de l'eau injectée, et problèmes de corrosion dus à la saumure sur les échangeurs. Il convient avant tout de s'assurer que l'exploitation ne provoque pas d'incidence sur les éventuelles ressources thermales en surface.

Cependant, la géothermie à haute énergie dispose d'une caractéristique particulièrement précieuse pour un mix de production électrique visant 100 % de renouvelables : elle est adaptée à la production en base, de l'ordre de 7000 à 7500 h/an, soit 80 à 86 % de disponibilité.

De plus, grâce aux progrès réalisés sur les performances des échangeurs et les cycles thermodynamiques, il est désormais envisageable de produire de l'électricité en cogénération à une profondeur moindre que le pilote de Soultz-sous-Forêts, ce qui permettrait de répondre à des besoins de chaleur locaux. Selon le Bureau de recherches Géologiques et Minières (BRGM) de telles applications pourraient être envisagées d'ici 5 à 10 ans.

³⁵ La géothermie basse ou moyenne température, verticale ou horizontale, n'est pas explicitement indiquée dans les résultats du scénario négaWatt. Seules les consommations d'électricité des systèmes correspondants sont intégrées aux bilans, à partir des Coefficients de Performance pris en compte dans le scénario.

En tenant compte de ces contraintes et de ces perspectives, la production par cogénération électricité et chaleur haute température de la géothermie à haute énergie a été évaluée dans le scénario négaWatt de façon prudente, avec un déploiement surtout à moyen terme (2024-2037).

Pour un taux d'utilisation moyen de 7000 h à puissance nominale et pour un rendement de conversion de 30 %, la puissance électrique installée s'élève à 420 MW en 2030, pour atteindre un plafond à 820 MW en 2037, les sites les plus intéressants étant alors équipés. La chaleur cogénérée fait l'objet d'une récupération partielle, évoluant en fonction de la demande sur les réseaux de chaleur entre 5 et 10 TWh.

La production électrique correspondante est de 0,4 TWh en 2020 et 2,9 TWh en 2030. Elle croît à 5,7 TWh en 2037 pour rester ensuite à ce niveau de production.

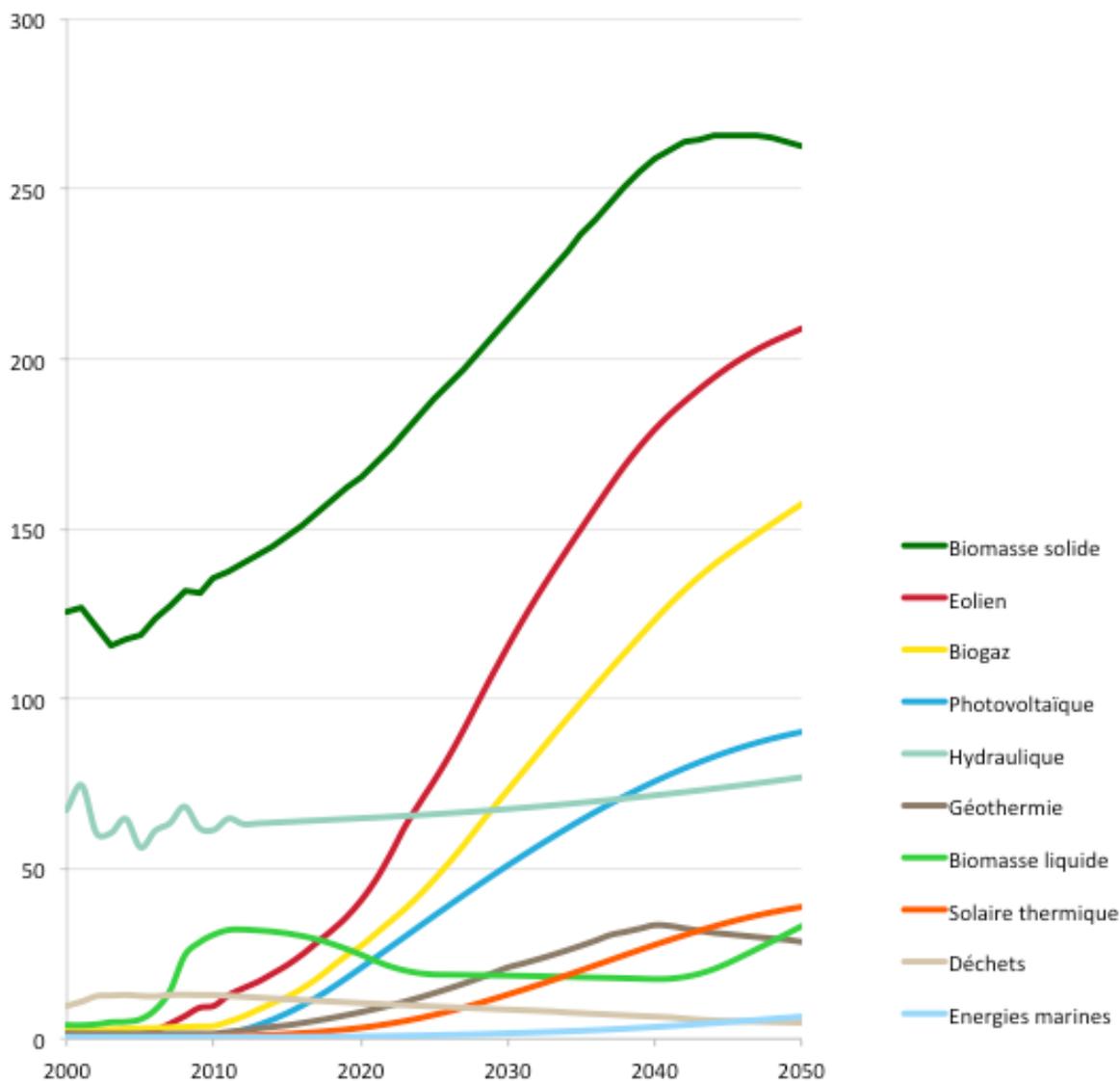


Figure 66 : Développement des différentes filières renouvelables dans le scénario négaWatt (en TWh)

Au final, un développement réaliste des énergies renouvelables conduit, en 2050, à une ressource disponible sur le territoire de plus de 900 TWh sur un total de 1 010 TWh de besoins en énergie primaire. Ainsi, la société française du scénario négaWatt, avec 90 % d'énergies renouvelables, a réussi en 2050 sa transition énergétique.

4. Production d'énergie : les énergies fissiles et fossiles

4.1. Le nucléaire

L'effacement progressif de la production d'électricité nucléaire au fur et à mesure de la montée en puissance des renouvelables permet d'envisager à terme un abandon complet de cette énergie qui représente en 2010 plus de 75 % de la production d'électricité française. Le scénario négaWatt applique dans cette perspective une logique très pragmatique : il s'agit, dès que le développement des alternatives par une combinaison sobriété-efficacité-renouvelables le permet, de fermer les réacteurs sans les remplacer, selon un rythme prenant en compte à la fois les enjeux de sûreté et l'évolution des besoins énergétiques.

La démarche consiste donc d'abord à considérer le besoin d'électricité correspondant aux différents usages, puis la part qui peut au fil des ans être couverte par les énergies renouvelables. La différence, qui est chiffrée en besoin annuel de production (en TWh) en tenant compte heure par heure de l'exigence d'équilibre entre l'offre et la demande, indique le niveau de production non renouvelable qu'il est nécessaire de maintenir.

En croisant ce besoin avec l'état de vieillissement des réacteurs nucléaires, qui influence fortement le niveau de sûreté du parc, on peut déterminer le rythme de fermeture des réacteurs. Le cas échéant, les énergies fossiles, notamment le gaz naturel, assurent le complément de manière transitoire en attendant que les « alternatives négaWatt » soient disponibles.

Le vieillissement du parc est un problème délicat. Un certain nombre des réacteurs ont d'ores et déjà atteint voire dépassé une durée d'exploitation de 30 ans, qui avait été jugée comme un horizon maximal raisonnable lors de leur conception. L'industrie nucléaire veut se fixer désormais un objectif de 40 ans sur lequel on ne dispose d'aucun retour d'expérience. Dans le contexte de réévaluation de la sûreté suite à l'accident de Fukushima, cette limite constitue en tout état de cause un maximum absolu : aucun renforcement des dispositifs de sûreté ne pourra en effet remettre à niveau la conception initiale de ces réacteurs ni compenser l'usure de composants impossibles à remplacer.

Il faut compter avec l'effet de « falaise » de la pyramide des âges du parc : 80 % des réacteurs, représentant plus de 60 % de la production électrique actuelle, ont été mis en service entre 1977 et 1987 (et tous les autres dans la décennie suivante, à l'exception du dernier fin 1999). Il est donc nécessaire de prévoir, à l'image de la règle introduite dès 2000 dans l'accord d'abandon du nucléaire en Allemagne, une certaine flexibilité sur l'âge de fermeture des réacteurs autour d'une moyenne visée, en fonction de différents critères liés à la sûreté.

Une modélisation du rythme de sortie réacteur par réacteur permet de trouver un optimum entre ces différentes contraintes. La fermeture du parc comprend trois phases.

Dans la première, la surcapacité du parc actuel et les réserves d'exportation permettent de fermer rapidement les réacteurs les moins sûrs, en commençant par les plus anciens. On ferme ainsi jusqu'à 3 500 MW de capacité par an.

Le rythme de fermeture se stabilise ensuite à un niveau plus modéré de 2 500 MW par an environ. Ce rythme régulier est essentiel pour permettre aux renouvelables de prendre le relais.

Enfin, le rythme s'accélère à nouveau dans les dernières années, où l'on ferme jusqu'à 4 000 MW par an : il s'agit, même si cela peut toucher les réacteurs les plus récents avant leurs 40 ans, de gérer la fin du repli industriel.

La sortie du nucléaire ne concerne en effet pas que les réacteurs : ceux-ci ont besoin pour fonctionner d'usines (pour la préparation et la fabrication du combustible, pour la prise en charge des déchets, etc.), mais aussi de structures d'évaluation et de contrôle. Cela n'a pas de sens, du point de vue industriel et

économique comme de celui de la sûreté, de prolonger ou de renouveler ces moyens pour le fonctionnement de quelques réacteurs pendant quelques années seulement.

Ainsi, le dernier réacteur du parc est fermé en 2033, ce qui correspond à un abandon de la production nucléaire en 22 ans. Ce rythme calculé au plus juste sans être volontariste est le fruit d'un optimum étroit entre les différentes contraintes. Il s'agit d'un côté, de fermer les réacteurs à un rythme suffisant pour respecter les enjeux de sûreté : la fermeture de chaque réacteur doit intervenir entre sa trentième et sa quarantième année de fonctionnement. De l'autre côté, il faut faire en sorte que la production nucléaire reste aussi proche que possible du besoin de compléter la production des renouvelables, afin de minimiser le recours au gaz fossile pour assurer la transition et d'éviter un pic non maîtrisé de l'usage de ce dernier.

La mise en regard de ces objectifs avec la nécessaire cohérence industrielle conduit à un croisement des contraintes au cours des prochaines décennies : dans la première partie de la période, c'est le rythme de développement des efforts sur la consommation et sur les renouvelables qui est dimensionnant ; à l'inverse, vers la fin de la période, c'est le vieillissement du parc qui constitue la principale contrainte avec un « point de resserrement » en 2027.

C'est pourquoi il est indispensable d'engager rapidement le processus d'abandon du nucléaire pour permettre en 15 ans un niveau suffisant de développement des alternatives avant le « mur » des 40 ans du parc. Au final, cette analyse multi-contraintes montre surtout que la fenêtre est étroite : elle se situe entre 2030 et 2035, et elle se joue dans les prochaines années.

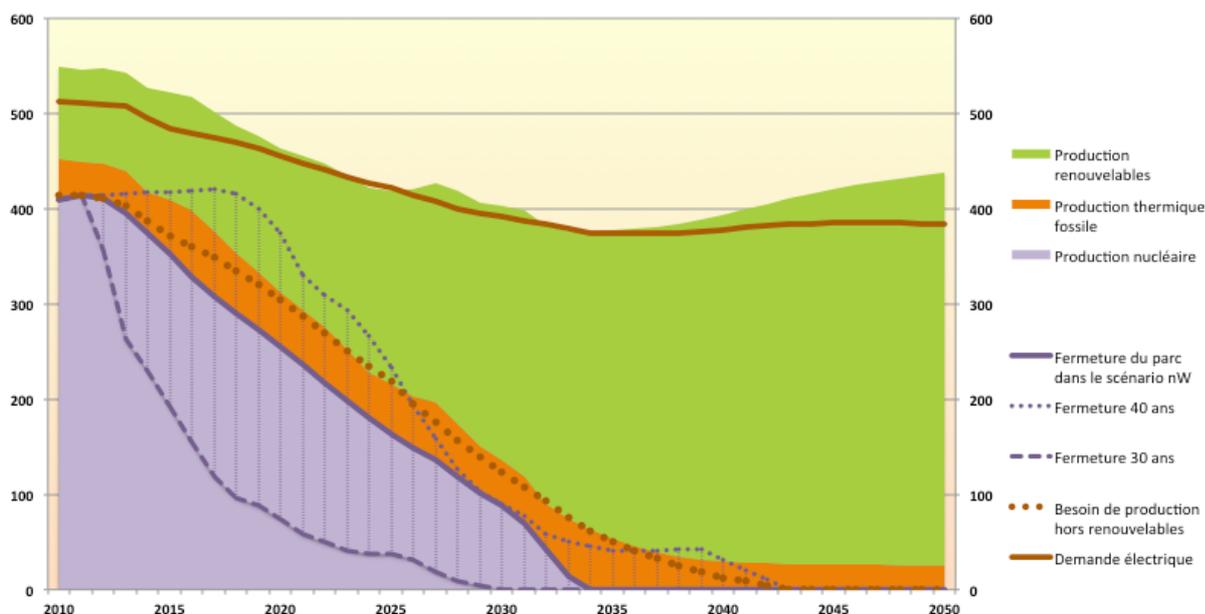


Figure 67 : Optimisation des contraintes sur le rythme de fermeture du parc de réacteurs nucléaires

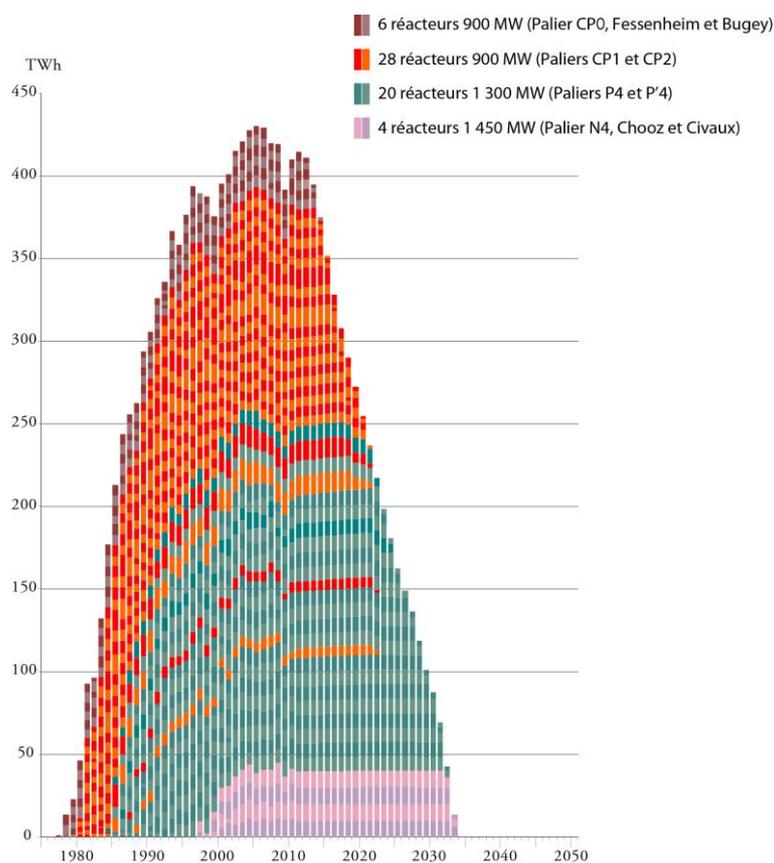


Figure 68 : Le parc nucléaire dans le scénario négaWatt (en TWh)

4.2. Les énergies fossiles

À terme, la différence entre la production d'énergies renouvelables et les besoins totaux, environ 10 % de ces derniers en 2050, représente la part résiduelle d'énergies fossiles qui sont encore nécessaires.

Partant de plus de 70 % de consommation de pétrole, gaz naturel fossile et charbon en 2010, la France peut en moins de quarante ans s'affranchir quasiment en totalité de sa très forte dépendance aux hydrocarbures. La consommation d'énergies fossiles est près de 15 fois plus faible en 2050 qu'en 2010, mais leurs utilisations sont de natures différentes.

Pétrole

Comme c'est déjà le cas aujourd'hui, en 2050 l'usage du pétrole subsiste essentiellement dans les transports. Il est réservé principalement à l'alimentation du secteur aérien - le scénario négaWatt restant très prudent sur les carburants alternatifs au kérosène. Il est également utilisé dans le parc résiduel de véhicules thermiques ne pouvant fonctionner au gaz du fait du trop fort éloignement du réseau de distribution, en milieu rural.

La consommation de pétrole, évaluée à plus de 850 TWh en 2010, atteint 48 TWh en 2050. Sa diminution suit l'évolution de la consommation de pétrole dans le secteur des transports.

Charbon

La consommation de charbon, déjà faible en 2010 (151 TWh) au regard d'autres pays industrialisés, devient presque anecdotique en 2050 (13 TWh). Son utilisation se fait intégralement dans le secteur industriel, à la fois comme matière première indispensable dans la sidérurgie et pour répondre à des besoins de chaleur de certains processus industriels.

Gaz naturel fossile

Le gaz fossile vient compléter la production de gaz d'origine renouvelable pour l'ensemble de ses usages. En 2050, il représente environ 16 % de l'ensemble du gaz consommé.

La consommation de gaz fossile est relativement stable de 2010 à 2035 : elle oscille entre 424 et 543 TWh, contre 501 TWh aujourd'hui. Ce « plateau » est en fait la traduction de deux phénomènes opposés : d'un côté le recours temporaire à des centrales au gaz comme solution de transition pour assurer l'équilibre électrique en accompagnement de la fermeture progressive des réacteurs nucléaires ; de l'autre, la forte diminution de consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment, où le gaz est le principal combustible utilisé.

Les quantités de gaz fossile nécessaires à la production d'électricité n'excèdent jamais 80 TWh par an, si bien que cette augmentation temporaire reste globalement inférieure aux économies de gaz réalisées par la rénovation énergétique et par la substitution de gaz renouvelable, qu'il s'agisse de biogaz ou de gaz de synthèse.

Une sortie complète de l'usage des énergies fossiles pour atteindre 100 % d'énergies renouvelables serait envisageable à l'horizon 2050 mais demanderait des efforts supplémentaires qui pourraient s'avérer coûteux et complexes : il faudra le cas échéant en mesurer l'intérêt et la pertinence au regard de l'ensemble des paramètres. Sans l'exclure, le scénario négaWatt ne la prévoit pas explicitement.

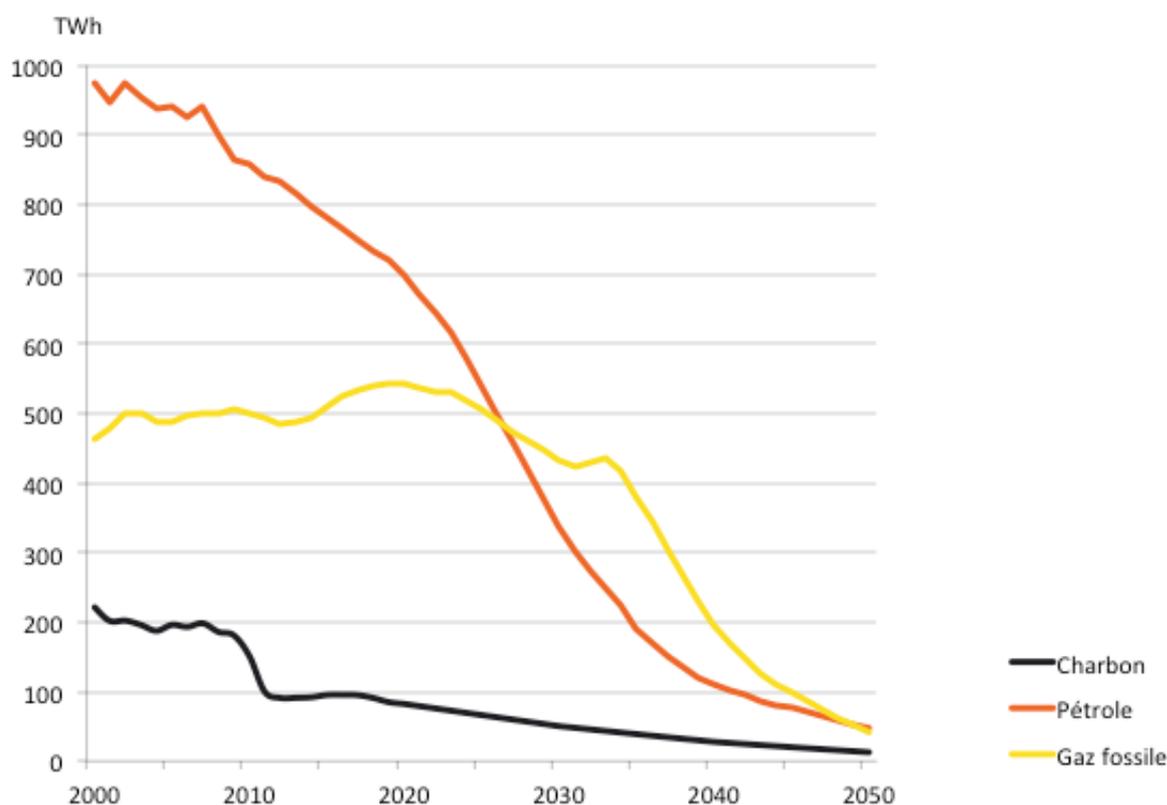


Figure 69 : Évolution des consommations de pétrole, de gaz naturel fossile et de charbon

5. L'équilibre offre-demande : le rôle primordial des réseaux

On a vu à travers les chapitres précédents que la combinaison de la réduction des consommations grâce aux actions de sobriété et d'efficacité dans les différents secteurs d'activités, et de la substitution progressive des énergies renouvelables aux sources fossiles et nucléaires permet d'assurer en permanence un équilibre global entre l'offre d'énergie caractérisée par la disponibilité des ressources primaires et la demande d'énergie représentée par la consommation finale.

Mais cet équilibre global, pour essentiel qu'il soit afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, ne suffit pas à garantir le fonctionnement permanent dans des conditions acceptables d'un système énergétique qui se doit de répondre à tout instant, et non simplement en moyenne annuelle, aux besoins de l'économie et des habitants.

5.1. Le cas particulier de l'électricité

Dans cette perspective, c'est le système électrique qui représente l'enjeu le plus sensible du fait de ses caractéristiques physiques, puisque l'équilibre offre-demande instantané est dans son cas un impératif absolu sous peine d'effondrement (black-out) et que l'on sait que l'électricité se stocke très mal.

Cette problématique n'est pas spécifique aux énergies renouvelables, elle est consubstantielle de l'existence même des réseaux électriques depuis leur origine et les opérateurs desdits réseaux ont appris depuis longtemps à trouver des réponses adaptées pour faire face aux fluctuations permanentes de l'offre et de la demande, parfois dans des proportions très importantes sur des pas de temps très réduits.

Le caractère fluctuant et *a priori* non pilotable d'une production éolienne et photovoltaïque massive introduit de fait une difficulté supplémentaire dans l'équation, mais cette introduction ne se fait pas d'emblée ni de manière soudaine puisque le développement de ces filières est progressif et s'étale sur plusieurs dizaines d'années.

L'impact de l'évolution de l'offre et de la demande en électricité dans le scénario négaWatt sur l'équilibre offre-demande a été étudié de manière fine, heure par heure jusqu'en 2050.

5.1.1. L'évolution de la demande

Dans le modèle d'équilibre offre-demande constitué pour cet exercice, l'évolution de la demande en électricité a été déterminée de la façon suivante : 31 usages de l'électricité ont été pris en compte, regroupant l'ensemble des usages actuels. Chacun de ces usages a été associé d'une courbe de charge normée horaire, permettant ainsi de reconstituer la puissance appelée heure par heure.

Ces courbes de charge ont été établies à partir de sources diverses et variées, en fonction des secteurs :

- courbes de charge issues de mesures faites *in situ* pour le résidentiel hors chauffage ;
- pour les usages soumis à des aléas (chauffage, éclairage), les courbes de charge ont été couplées aux données météorologiques ;
- pour l'industrie, les reconstitutions des courbes de charge ont été faites à partir d'une connaissance sectorielle : type de process (en particulier process continue des électro-intensifs), amplitude des horaires de travail (2x8, 3x8, décrochage week-end ou non) ;
- pour le transport ferroviaire de voyageurs, ce sont les statistiques de trafic passager journalier et d'horaires qui ont permis de reconstituer les courbes de charge ;
- véhicules électriques : courbes de charges issues des données RTE.

Résidentiel	Chauffage rés
	ECS rés
	Cuisson rés
	Climatisation rés
	Lavage rés
	Froid rés
	Eclairage rés
	Electronique de loisir
	Gestion & hygiène
Tertiaire	Chauffage
	ECS
	Cuisson
	Climatisation
	Eclairage
	Eclairage public
	Informatique
	Gestion bâtiment
	Secteurs hors bâtiments
Industrie	Métaux ferreux
	Métaux non ferreux
	Equipement
	Chimie
	Matériaux de construction
Mobilité	Agroalimentaire
	Trains
	Transports urbains
	VE - recharge lente
	VE - recharge rapide
Auti	VE-marchandise
	Agriculture
	Eurodif

Figure 70 : Liste des usages de l'électricité recensés

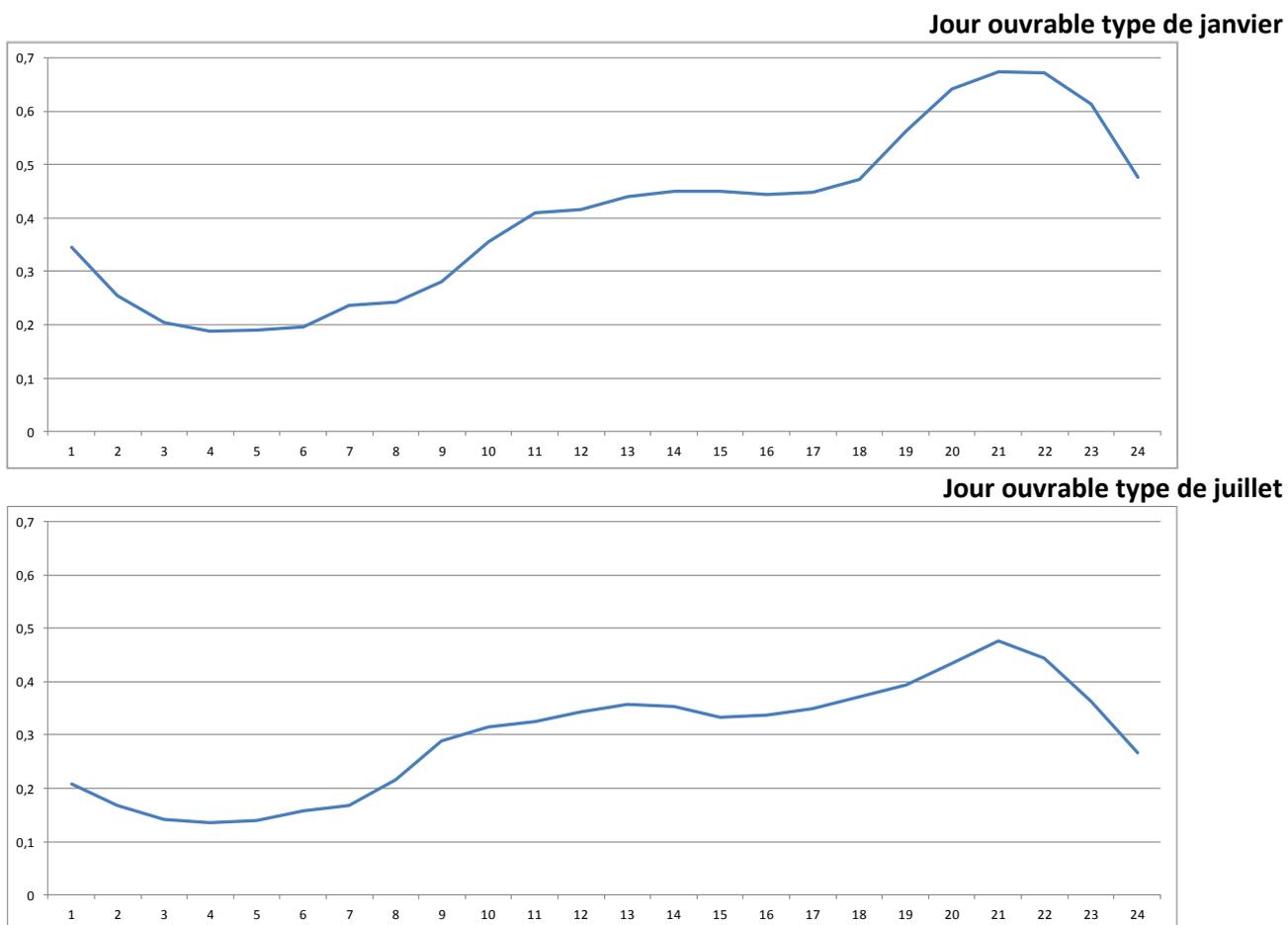


Figure 71 : Exemple de courbe de charge d'un usage : l'audio-visuel

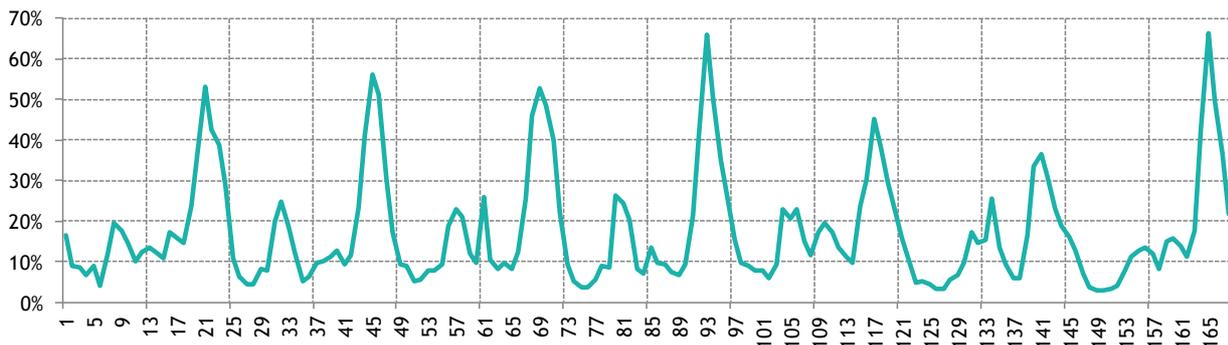


Figure 72 : Exemple de courbe de charge d'un usage : l'éclairage résidentiel au mois de mars

	<u>2010</u>	<u>2011</u>	...	<u>2050</u>
Energie	E_{2010}	E_{2011}	...	E_{2050}
	\times	\times	...	\times
Courbe de charge normée	$\begin{bmatrix} \sigma_{2010}^1 \\ \sigma_{2010}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2010}^{8760} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \sigma_{2011}^1 \\ \sigma_{2011}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2011}^{8760} \end{bmatrix}$...	$\begin{bmatrix} \sigma_{2050}^1 \\ \sigma_{2050}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2050}^{8760} \end{bmatrix}$
	=	=	=	=
Puissance appelée	$\begin{bmatrix} P_{2010}^1 \\ P_{2010}^2 \\ \vdots \\ P_{2010}^{8760} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} P_{2011}^1 \\ P_{2011}^2 \\ \vdots \\ P_{2011}^{8760} \end{bmatrix}$...	$\begin{bmatrix} P_{2050}^1 \\ P_{2050}^2 \\ \vdots \\ P_{2050}^{8760} \end{bmatrix}$

Figure 73 : Pour chaque usage, méthode de reconstitution de la puissance électrique appelée

Au regard de ce travail, deux évolutions majeures apparaissent dans le scénario négaWatt : la baisse de la puissance moyenne appelée au cours de l'année, qui traduit la diminution globale des consommations d'électricité (-12 % entre 2010 et 2050), et surtout les baisses de la puissance maximale appelée au cours de l'année (96700 MW en 2010, 54000 MW en 2050) et des écarts de puissance appelée, qui découlent de la suppression quasi-générale du chauffage électrique direct (à effet joule) et de la rénovation thermique des logements, entraînant une forte diminution du gradient thermique³⁶ (2300 MW/°C en 2011, environ 400 en 2050).

³⁶ Le gradient thermique représente, pour une diminution d'1°C en hiver, la puissance électrique supplémentaire à fournir au réseau pour alimenter les bâtiments munis de chauffages électriques lors de la pointe de consommation à 19h.

Aujourd'hui c'est bien la demande qui représente la majeure partie de la contrainte pour l'équilibre offre-demande, comme le rappelle régulièrement le Réseau de Transport d'Electricité (RTE) dans ses bilans prévisionnels. La forte baisse de la contrainte sur la demande envisagée dans le scénario négaWatt permet de l'augmenter du côté de l'offre.

5.1.2. L'évolution de l'offre

À l'instar de la demande, l'offre évolue considérablement dans le scénario négaWatt, avec une très forte augmentation des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque principalement) et un arrêt de la production d'électricité nucléaire, comme décrit précédemment.

Dans le modèle d'équilibre offre-demande, l'ensemble des moyens de production est réparti en 50 filières :

- filière de production non-dispatchable : courbe de production fixée *a priori* :
 - o éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau, etc.
- filière de production dispatchable appelée selon *merit order* prédéfini :
 - o nucléaire ;
 - o gaz de réseau - gaz naturel fossile progressivement remplacé par du biogaz ;
 - o combustible solide - charbon puis biomasse solide ;
 - o combustible liquide - fioul puis partiellement biomasse liquide.
- filière dispatchable à stocks finis (hydraulique de barrage) et stockage/conversion (STEP & méthanation) – optimisation annuelle.

Pour les filières non-dispatchable, le productible horaire est calculé à partir de la puissance installée et de sa disponibilité : pour chacune des filières, année par année, la courbe de disponibilité normée horaire associée à la puissance installée permet de reconstituer la puissance horaire.

$$\begin{array}{cccc}
 & \mathbf{2010} & \mathbf{2011} & \dots & \mathbf{2050} \\
 \text{Productible} & \mathbf{Pr}_{2010} & \mathbf{Pr}_{2011} & \dots & \mathbf{Pr}_{2050} \\
 & \times & \times & \dots & \times \\
 \text{Courbe de productible} & \begin{bmatrix} \sigma_{2010}^1 \\ \sigma_{2010}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2010}^{8760} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \sigma_{2011}^1 \\ \sigma_{2011}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2011}^{8760} \end{bmatrix} & \dots & \begin{bmatrix} \sigma_{2050}^1 \\ \sigma_{2050}^2 \\ \vdots \\ \sigma_{2050}^{8760} \end{bmatrix} \\
 \text{normée} & & & & \\
 & = & = & = & = \\
 \text{Puissance produite} & \begin{bmatrix} P_{2010}^1 \\ P_{2010}^2 \\ \vdots \\ P_{2010}^{8760} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} P_{2011}^1 \\ P_{2011}^2 \\ \vdots \\ P_{2011}^{8760} \end{bmatrix} & \dots & \begin{bmatrix} P_{2050}^1 \\ P_{2050}^2 \\ \vdots \\ P_{2050}^{8760} \end{bmatrix} \\
 \text{horaire} & & & &
 \end{array}$$

Figure 74 : Reconstitution de la production horaire des filières non-dispatchables

Pour les filières dispatchables, chacun des moyens de production est associé année par année d'un taux de disponibilité normée horaire, pour reconstituer la puissance horaire.

L'évolution de l'ensemble des sources de production d'électricité, en puissance et en énergie, sont rappelées dans le Tableau 89 : Évolution des sources de production d'électricité.

5.1.3. L'équilibre offre-demande électrique

Les évolutions de l'offre et de la demande ainsi reconstituées, le modèle assure heure par heure, année par année, l'équilibre production-consommation d'électricité en faisant appel à de la flexibilité par ordre de mérite négaWatt.

5.1.3.1. Piloter la demande et l'offre flexible

Le pilotage de l'offre et de la demande présente l'avantage indéniable de n'entraîner aucune perte d'énergie.

La demande

Aujourd'hui RTE dispose de capacités d'effacement de la consommation à travers plusieurs mécanismes³⁷ :

- les options tarifaires (offres EJP ou Tempo) ; ces offres procurent globalement une réduction de la puissance appelée de l'ordre de 2100 MW ;
- les mécanismes d'ajustement (contrats bilatéraux entre des consommateurs d'électricité et leur fournisseur), qui représentent un potentiel d'effacement de l'ordre de 700 MW ;
- l'effacement diffus chez les particuliers, à travers le dispositif Ecowatt (pour l'instant en vigueur uniquement en Bretagne et en PACA).

Les capacités totales d'effacement représentent donc actuellement environ 3000 MW.

L'apparition des réseaux intelligents pourra très certainement permettre une augmentation de l'effacement diffus, mais la diminution des usages thermiques de l'électricité entraînera également une moins grande flexibilité. Par mesure de prudence, cette valeur de 3000 MW est donc conservée jusqu'en 2050 dans le scénario négaWatt.

L'offre

Les capacités de pilotage de la production renouvelable n'augmentant pas non plus dans ce scénario : la croissance envisagée de la micro-hydraulique se concentrera dans des petites installations, au fil de l'eau, non pilotables, afin de limiter les conséquences environnementales de ces nouvelles installations.

Ces capacités de pilotage voient néanmoins augmenter leur contribution relative puisque la puissance maximum appelée sur le réseau diminue au fil des ans.

5.1.3.2. Utiliser le réseau de transport

En maillant davantage certaines zones du territoire et en renforçant le réseau de transport, la zone d'interconnexion entre la production et la consommation peut être augmentée, tout en permettant de foisonner davantage les aléas de production (éolien et photovoltaïque). Le développement déjà programmé des interconnexions entre pays européens va clairement dans ce sens.

Dans le scénario négaWatt, ce développement du réseau de transport n'est pas pris en compte. Au-delà de la question de l'acceptabilité des ouvrages, l'objectif est de montrer que la transition énergétique peut se faire sans le concours des pays voisins. Les échanges intra-européens qui auront forcément lieu ne viendront que faciliter une situation d'ores et déjà soutenable.

Ce choix méthodologie est également guidé par la méconnaissance du paysage énergétique européen à l'horizon 2050. Nul ne sait si nos voisins présenteront un bilan déficitaire ou excédentaire, ni s'ils disposeront de davantage de moyens pilotables qu'aujourd'hui.

³⁷ RTE - *Bilan prévisionnel* - Édition 2012.

Malgré cette hypothèse conservatrice, sur le territoire national le réseau de transport continue à être fortement sollicité afin de relier les zones de production et de consommation. L'utilisation de ce réseau entraîne des pertes comprises entre 1 et 10 % en fonction de la distance parcourue et de la nature des ouvrages rencontrés.

5.1.3.3. Stocker l'électricité

Comme le fait déjà RTE de façon très régulière, le scénario négaWatt fait appel aux STEP pour permettre un stockage d'énergie en période excédentaire et un appel à ces moyens de production en cas de déficit des moyens classiques. Les STEP permettent d'obtenir en quelques minutes une quantité importante d'électricité (puissance de 4300 MW) mais sur une courte période. Elles répondent donc très bien au besoin de stockage intra-journalier mais sont peu pertinentes pour répondre au besoin de stockage de plusieurs semaines, nécessaire en cas de forte puis faible production éolien+photovoltaïque.

Le taux de pertes associées à ce moyen de stockage est évalué à 25 %.

À l'opposé de certains autres exercices, le scénario négaWatt ne prévoit pas d'augmentation de la puissance installée des STEP, pour cause d'acceptabilité et d'impact environnemental de ces nouveaux ouvrages.

D'autres technologies de stockage présentent des potentiels de développement : stockage à air comprimé, stockage sous forme électrochimique (batteries lithium-ion, vanadium ou sodium-soufre), volant d'inertie, ou encore l'avènement des véhicules électriques parfois présentés comme un « parc de batteries sur roues ».

Mais si chacune de ces solutions peut avoir un certain domaine de pertinence, toutes se heurtent plus ou moins rapidement à un ou plusieurs facteurs limitant comme une faible disponibilité de sites propices ou de certaines matières premières, un coût d'investissement qui pourrait rester très probablement élevé pour des raisons structurelles, la difficulté de dégager un modèle économique viable, sans oublier le casse-tête pour le réseau électrique de la régulation des puissances et des vitesses de charges d'un nombre important de véhicules 100 % électriques si la flotte devait se développer à grande échelle.

Au-delà de ces limites individuelles, force est de constater que même mises bout-à-bout ces solutions ne sont pas en mesure de répondre sur le moyen-long terme à la fois aux enjeux quantitatifs et à l'exigence de flexibilité d'une production dont la part fluctuante augmente de manière continue : elles ne peuvent apporter que des réponses partielles et de toutes façons insuffisantes à la principale problématique qu'est le stockage d'une quantité importante d'énergie sur une longue période (plusieurs semaines).

5.1.3.4. Transformer l'électricité en méthane

Comme évoqué dans le paragraphe précédent, aucun système de stockage actuel ou envisagé ne permet de stocker de grandes quantités d'électricité. Or le développement significatif de moyens de production variables, tels que l'éolien et le photovoltaïque, nécessite de disposer de tels moyens de stockage afin de valoriser les excédents de production.

Seule la transformation des quantités de plus en plus importantes d'électricité disponible à coût marginal lors de ces périodes de production excédentaire en molécules à fort contenu énergétique, stockables et utilisables de diverses manières, est susceptible de fournir une solution à la hauteur des enjeux : on pense bien entendu à la production d'hydrogène (H₂) par électrolyse de l'eau, un procédé bien connu, parfaitement maîtrisé et exploité de longue date dans l'industrie.

Cette nouvelle application « au fil des excédents » par nature fluctuants nécessitera d'améliorer les performances techniques et économiques des procédés en adaptant les technologies de type « alcalines » aujourd'hui les plus courantes, qui ont été optimisées pour un fonctionnement « en base », ou de développer de nouvelles filières à membranes comme les « PEM » ou les « SOEC », mais, quelque soit la ou les voies qui seront privilégiées, cela pourra se faire par simple évolution et sans « rupture » puisque toutes les « briques de base » qui sous-tendent ces technologies sont aujourd'hui disponibles.

L'hydrogène une fois produit peut être utilisé directement dans l'industrie ou, *via* des piles à combustibles, dans certaines applications commerciales stationnaires (co-génération) ou mobiles (véhicules), ou encore être injecté dans le réseau de gaz naturel – mais dans des proportions limitées pour des raisons de sécurité, l'hydrogène étant un gaz particulièrement explosif et volatil.

Toutefois, ici encore un certain nombre de facteurs limitant ne permettent pas d'envisager raisonnablement l'avènement d'une « société de l'hydrogène » que certains prédisent : l'absence d'une infrastructure de transport et de distribution adaptée aux risques, le coût des diverses filières de piles à combustible qui tarde à décroître malgré les promesses faites il y a plus de vingt ans qui s'ajoute à celui de la nécessaire révolution de l'industrie automobile, les risques de tension sur les matières premières à haute valeur ajoutée se trouvant en compétition avec d'autres usages (platine) militent pour un recours modéré au vecteur hydrogène dans les usages finaux.

Dans ce contexte l'une des voies les plus prometteuses pour sa valorisation est celle de sa combinaison avec du dioxyde de carbone (CO₂) de façon à produire du gaz méthane (CH₄) à travers le processus dit de « méthanation », aussi connu sous le nom de « réaction de Sabatier »³⁸, selon la formule $4H_2 + CO_2 \Rightarrow CH_4 + 2H_2O$ (il y a aussi production d'eau, la moitié à peu près de celle utilisée pour l'électrolyse).

Le méthane synthétique issu de la méthanation peut être injecté dans le réseau public de distribution ou de transport du gaz, où il vient s'ajouter au bio-méthane issu de la purification du biogaz dont les molécules sont en tous points semblables, de façon à remplacer le gaz naturel fossile et à augmenter progressivement la part de gaz renouvelable dans tous les usages qui peuvent en être faits.

La transformation de l'hydrogène en méthane permet de s'affranchir des limitations d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz et de bénéficier ainsi à plein d'une infrastructure existante de transport et de distribution, et surtout d'une très grande capacité de stockage, estimée à plus de 150 TWh en France (près de la moitié de la consommation annuelle de gaz en 2050), ce qui positionne cette solution au tout premier rang en termes de quantité et de durée.

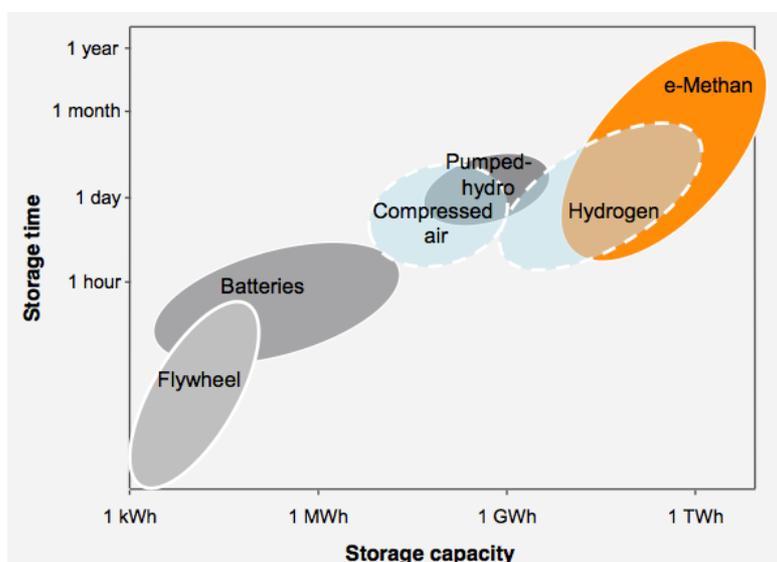


Figure 75 : Capacité et temps de décharge des différents moyens de stockage de l'électricité (source Etoqas)

³⁸ Du nom du chimiste français Paul Sabatier, originaire de Carcassonne, qui l'a découverte avant de recevoir le prix Nobel en 1912 et de donner son nom à une célèbre université toulousaine.

En outre, comme l'électrolyse, la méthanation est un procédé couramment utilisé de longue date dans l'industrie, notamment pour la synthèse de l'ammoniac. Elle ne nécessite donc pas de rupture technologique mais une simple adaptation à un contexte technique, industriel et économique différent, ce qui est d'autant plus à portée de main que l'on dispose pour cela d'une quinzaine d'années avant d'avoir besoin d'un outil de dimension industrielle.

Dans le scénario négaWatt, les premières unités de méthanation voient le jour à partir de 2021, mais c'est surtout après 2035 que la production de méthane de synthèse devient significative. Les installations pourront présenter des puissances installées allant de quelques kW à plusieurs dizaines de MW.

	2010	2020	2030	2040	2050
Puissance installée (MW élec)	0	0	5 500	18 400	20 000
Production de méthane de synthèse (TWh)	0	0	2	15	47

Tableau 13 : Méthanation : Puissance installée et production annuelle

La production de méthane de synthèse (électrolyse + méthanation) dégage d'importantes quantités de chaleur qui, si elles sont récupérées, permettent d'obtenir un rendement global de l'ordre de 70-75 % (rendement de la production de méthane de synthèse à partir d'électricité). Le scénario négaWatt fait le choix d'une hypothèse de rendement extrêmement prudente et conservatrice puisque cette valeur est fixée à seulement 51 % en 2050 (47 % en 2025). Au cours de cette année, 92 TWh d'électricité (soit 28 % de la production brute) sont ainsi convertis en 47 TWh de méthane de synthèse, représentant 16 % de la consommation totale de gaz (287 TWh) et davantage que la consommation de gaz fossile (42 TWh).

Mélangé au gaz fossile et aux autres sources de gaz renouvelable (biogaz et gazéification de la biomasse solide), ce méthane de synthèse contribue à la couverture des besoins pour les nombreux usages auxquels est en mesure de répondre le vecteur gaz, dont la flexibilité est encore plus étendue que celle de l'électricité, non seulement dans le bâtiment (chauffage, eau chaude, cuisson) et l'industrie (chaleur haute température, chimie), mais aussi dans les transports grâce à la motorisation type GRV, ainsi le cas échéant que dans la production d'électricité, mais de manière très marginale puisque la problématique d'origine n'est pas le manque mais l'excès d'électricité et qu'une nouvelle étape de conversion du gaz vers l'électricité dégraderait inutilement le rendement global de la chaîne énergétique.

5.1.3.5. Production conventionnelle et déconnexion des renouvelables

Si l'ensemble des moyens détaillés précédemment ne permet pas de répondre à la demande d'électricité, l'appel à des moyens conventionnels de production d'électricité sera envisagé, par ordre de mérite croissant :



Figure 76 : Ordre de mérite des moyens conventionnels appelés

Le faible rendement de ces productions thermiques et leurs externalités sont à éviter autant que possible : seuls quelques cycles combinés gaz et turbine à combustible liquide restent en 2050, en cogénération dans la majorité des cas.

À l’opposé, en cas d’excès de production renouvelable ne pouvant être absorbé par les moyens de stockage précédemment détaillés, les moyens de production éoliens ou photovoltaïques peuvent être déconnectés du réseau. Dans le scénario négaWatt, en 2050, 17 TWh d’électricité sont ainsi supposés « perdus » et non valorisés. Cet ordre de grandeur est tout à fait acceptable d’un point de vue économique et ne remet nullement en question le modèle économique des moyens de production installés.

Avant d’être perdue, cette production excédentaire d’électricité peut aussi être valorisée auprès de nos voisins européens si ces derniers sont en déficit de production au cours de nos périodes d’excédent, dans la limite des capacités des interconnexions (hypothèse non prise en compte dans ce scénario, comme détaillé au § 5.1.3.3).

L’ensemble des mécanismes d’ajustement entre l’offre et la demande d’électricité permet de garantir un approvisionnement fiable en électricité en tout point du territoire, pendant toute la durée de la transition énergétique décrite dans le scénario négaWatt. Loin des anathèmes couramment apportés au caractère imprévisible des systèmes de production éoliens et photovoltaïque, le système électrique peut aisément intégrer une part prépondérante de ces énergies variables sans pour autant menacer la sécurité d’approvisionnement. Seule la mise en place d’installations de production de gaz de synthèse reste une condition pour valoriser en carburant ou combustible les excédents de production renouvelable.

L’établissement de ce nouveau mix énergétique présentant un aléa plus fort sur la production nécessite en parallèle de diminuer l’aléa sur la consommation, ce que prévoit précisément le scénario négaWatt à travers son plan ambitieux de rénovation thermique des bâtiments et la suppression quasi-généralisée du chauffage électrique direct (à effet Joule). La complémentarité des trois piliers de la démarche négaWatt prend ici tout son sens.

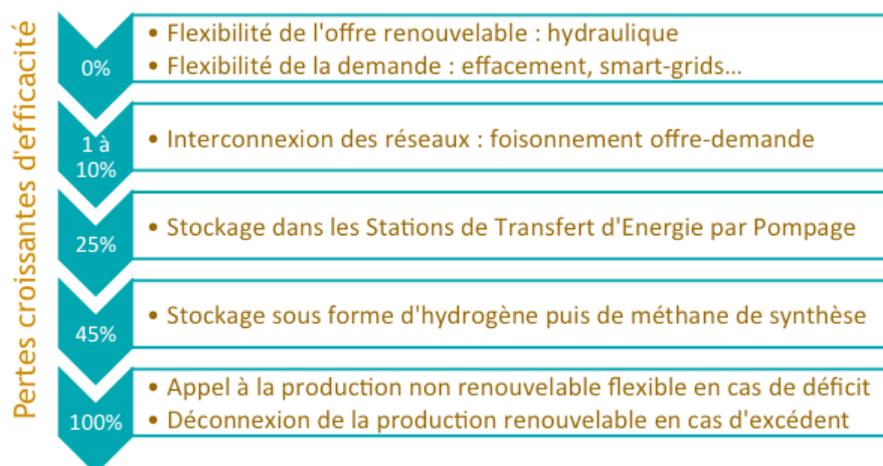


Figure 77 : Ordre de mérite des mécanismes d’ajustement entre l’offre et la demande d’électricité dans le scénario négaWatt

5.2. De l'équilibre électrique à l'écologie industrielle

La production d'hydrogène et la méthanation, que les anglophones rassemblent sous le vocable commun de « Power-to-Gas », donnent un exemple particulièrement illustratif de la complémentarité entre les différents vecteurs énergétiques : partant d'une problématique de gestion d'excédents électriques qui deviennent de plus en plus structurels au fur et à mesure de la pénétration des sources fluctuantes, elles apportent une réponse qui va au-delà de la question posée.

Loin de se résumer à une simple technique de stockage d'électricité, elles s'inscrivent dans une logique systémique bien élaborée en contribuant de manière significative à la substitution dans les transports du pétrole importé - qui jouit aujourd'hui d'un monopole quasi absolu - par du gaz à 90 % renouvelable et produit sur le territoire national. Cela constitue une solution bien plus pertinente, efficace et robuste qu'une généralisation des véhicules électriques - qui ont néanmoins un rôle à jouer dans la transition énergétique, mais principalement dans les milieux urbains - ou qu'un développement à grande échelle des agrocarburants produits à partir de cultures dédiées.

Pour cela, la méthanation devra s'insérer dans un environnement physique, propre à chaque territoire. Si l'accès aux excédents d'électricité ne devrait pas présenter un problème majeur, puisque cette dernière se transporte relativement bien, l'accès direct à une portion du réseau de gaz en capacité d'accueillir les volumes produits est évidemment une nécessité.

Une autre contrainte réside dans l'accès à une source de CO₂ que la cohérence avec les prémisses de la démarche négaWatt doit naturellement conduire à préférer d'origine renouvelable : les meilleurs candidats dans cette optique sont le CO₂ extrait du biogaz³⁹, les stations d'épuration des eaux usées, les chaufferies et autres sites de combustions de biomasse, voire la capture dans l'air, ainsi que les cimenteries et aciéries bien qu'elles soient alimentées par des sources non-renouvelables dans la mesure où ces dernières, qui sont aussi des matières premières de process, ne sont pas substituables.

Enfin, la réaction de méthanation est « exothermique », elle produit de la chaleur dont une partie à haute température - 200 à 300°C - peut alimenter des process industriels et une autre à basse température - 50 à 70°C - est bien adaptée aux réseaux de chauffage urbain. La chaleur se transportant mal, il y a un intérêt économique à disposer à proximité immédiate de débouchés de valorisation, ce qui incite fortement à développer une approche de type « écologie industrielle » pour le choix d'implantation des sites de production.

À l'opposé de la logique de concurrence entre vecteurs et entre réseaux qui prévaut actuellement, c'est la coordination et la coopération entre opérateurs aux différentes étapes de chaînes énergétiques plus diversifiées qu'aujourd'hui qui constitue la clé de voûte du système énergétique décrit par le scénario négaWatt.

Dans cette perspective, les collectivités locales qui sont propriétaires des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur (auxquels on peut ajouter les réseaux de froid, de transports en commun, d'eau potable, d'eaux usées et d'information), qui disposent de prérogatives en matière de planification urbaine, d'aménagement du territoire et de programmation énergétique qui ont tendance à se renforcer, et qui se trouvent au contact direct des acteurs économiques et des citoyens, ont un rôle prépondérant et structurant à jouer dans l'identification des interactions pertinentes entre gisements et vecteurs présents sur leurs territoire et dans la mise en œuvre des actions permettant de les exploiter au mieux.

³⁹ Le biogaz brut contient entre 50 et 60 % de méthane (CH₄) et entre 40 et 50 % de dioxyde de carbone (CO₂) qu'il est nécessaire d'ôter si l'on veut obtenir du bio-méthane, injectable dans le réseau de gaz.

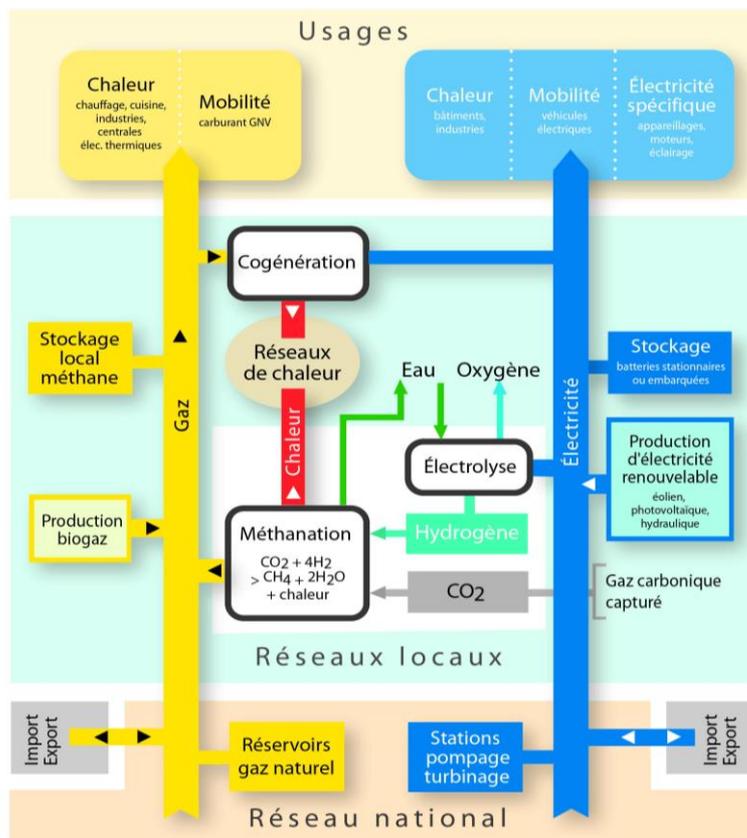


Figure 78 : Complémentarité des réseaux et rôle de la méthanation

Annexe 4 - production d'énergie - hypothèses et résultats

Tableau 85 : Biomasse : ressources brutes (TWh PCI)

		2010	2030	2050
Bois énergie issu de la forêt	TWh	48	106	132
Connexes de scierie	TWh	45	20	22
Déchets issus du bois	TWh		38	40
Bois énergie espaces arborés hors forêt	TWh	17	29	40
Biogaz issu de déchets	TWh	6	10	8
Biogaz issu de déjections d'élevage	TWh	0	19	22
Biogaz issu de résidus de cultures	TWh	0	23	38
Biogaz issu de cultures intermédiaires	TWh	0	26	47
Biogaz ex-prairies	TWh	0	5	28
Résidus de culture utilisés en combustion	TWh	0	1	2
Agrocarburants 1ère génération	TWh	28	15	13
Agrocarburants 2nde génération	TWh	0	0	16
TOTAL	TWh	145	292	408

Note : les rubriques utilisées ci-dessus ne sont pas entièrement comparables aux autres sources statistiques provenant des ministères en charge de l'énergie d'une part, de la forêt d'autre part.

Tableau 86 : Origine du bois énergie

		Mm3 bois rond ou équ.	TWh PCI (E primaire)
Ressources primaires	Forêt	18,5	48
	Hors forêt	6,6	17
Ressources dérivées	Déchets industrie du bois	11,6	30
	Liqueurs noires	3,6	9
	Déchets de récupération	2,2	6
	Total	42,5	110

Source : SSP - Service de la Statistique et de la Prospective du Ministère de l'Agriculture

Tableau 87 : Biomasse : production de bois et prélèvements

		2012	2030	2050
Bois d'œuvre	Mm3	22	29	30-32
Bois d'industrie	Mm3	12	16	17-18
Bois énergie	Mm3	22	41	44-50
Pertes d'exploitation	Mm3	6	9	9-10
TOTAL	Mm3	62	94	108-110
Production biologique :				
- bois fort tige	Mm3	86	102	96-105
- bois total	Mm3	129	153	143-158
Taux de prélèvement		49%	61%	70%

Tableau 88 : Biomasse : vecteurs énergétiques et énergies finales

Données en TWh PCS	2010	2030	2050
Combustibles	117	132	109
- dont résidentiel	88	81	59
- dont tertiaire	8	16	14
- dont industrie	20	34	36
Vecteur électricité	2	11	6
Vecteur chaleur	12	37	28
Vecteur gaz	-	67	233
- dont biométhane	-	39	137
- dont syngas		29	96
Carburants liquides	25	15	27
Energie finale	157	262	403
Pertes non récupérées	13	41	51
Energie primaire utilisée	170	304	453
Consommations	4	24	46

Tableau 89 : Évolution des sources de production d'électricité

		2010	2020	2030	2040	2050
Nucléaire	MW	63 120	39 630	13 870	0	0
	TWh	409,3	254,2	86,0	0,0	0,0
Energies fossiles	MW	22 341	24 206	24 062	14 458	6 208
	TWh	63,4	101,7	73,7	21,6	3,3
- dont charbon	MW	6 828	0	0	0	0
	TWh	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0
- dont pétrole	MW	7 249	4 749	4 756	4 735	4 697
	TWh	5,8	5,5	1,3	0,7	0,2
- dont gaz fossile	MW	8 264	19 457	19 307	9 723	1 511
	TWh	35,2	96,2	72,4	21,0	3,1
Biomasse	MW	551	1 449	4 552	12 529	14 450
	TWh	2,7	6,6	17,5	29,6	31,3
- dont biomasse solide	MW	533	1 084	955	1 717	2 386
	TWh	2,6	4,8	4,0	6,3	6,8
- dont biogaz	MW	18	365	3 598	10 812	12 064
	TWh	0,1	1,8	13,5	23,3	24,5
Hydraulique	MW	24 919	25 700	26 335	27 270	28 505
	TWh	66,2	71,3	75,9	79,9	85,2
Eolien	MW	5 660	19 969	48 379	69 709	78 259
	TWh	9,7	40,6	115,5	179,3	209,0
- dont terrestre	MW	5 660	19 099	35 549	46 049	48 299
	TWh	9,7	39,0	76,3	102,1	108,4
- dont maritime	MW	0	870	12 830	23 660	29 960
	TWh	0,0	1,6	39,2	77,2	100,6
Photovoltaïque	MW	1 049	22 799	50 749	71 319	81 109
	TWh	0,6	20,9	51,0	75,7	90,3
Energies marines	MW	250	296	489	921	1 640
	TWh	0,5	0,7	1,6	3,5	6,5
Géothermie	MW	0	64	419	818	818
	TWh	0,0	0,4	2,9	5,7	5,7
Déchets	MW	414	338	276	226	185
	TWh	1,9	1,6	1,3	0,8	0,4
TOTAL	MW	118 304	134 451	169 132	197 250	211 174
	TWh	554,3	498,0	425,4	396,2	431,7
- dont renouvelables électriques	MW	31 878	68 764	125 952	169 219	189 513
	TWh	77,0	133,6	244,0	338,4	391,0
- dont renouvelables	MW	32 843	70 615	131 200	182 792	204 966
	TWh	81,7	142,2	265,7	374,6	428,4