



ACADÉMIE
DES SCIENCES
INSTITUT DE FRANCE

Rapport du Comité de prospective en énergie de
l'Académie des sciences - Janvier 2024

Quelles perspectives énergétiques pour la biomasse ?



SOMMAIRE

Résumé exécutif	4
Rapport : Quelles perspectives énergétiques pour la biomasse ?	5
1. La biomasse	8
a. Présentation générale	8
b. La biomasse agricole	8
c. La biomasse forestière	10
d. Les déchets	10
e. Le contenu énergétique de la biomasse	10
2. Les différentes formes de bioénergies et leurs limites	12
a. Le bois	12
b. Le biogaz et le biométhane	12
c. Les biocarburants liquides	18
d. Quelques (autres) inconvénients sérieux de la biomasse	22
3. La biomasse en France aujourd’hui et demain	25
a. La situation actuelle de l’utilisation de la biomasse	25
b. Les perspectives : utilisation de la biomasse à l’horizon 2050	26
i. La Stratégie Nationale bas Carbone-SNBC	26
ii. Les conditions d’une utilisation appropriée de la biomasse	27
4. Les potentiels de ressources en biomasse mobilisables	27
a. Analyses globales	27
b. Analyses sectorielles	30
i. Le bois énergie	30
ii. Le gaz	31
Conclusions	33
Recommandations	35
Contributeurs au rapport	36
Secrétariat éditorial	36
Membres du Comité de prospective en énergie de l’Académie des sciences	37
Personnalités auditionnées dans le cadre de l’étude	38
Abréviations, acronymes, symboles et formules utilisés	39
Liste des tableaux et figures du rapport	40
Bibliographie complète (par ordre alphabétique d’auteurs)	41

Le débat public concernant l'avenir du mix énergétique français à l'horizon 2050 a longtemps été réduit à la seule considération de son volet électrique, dans une opposition entre énergie nucléaire et énergies renouvelables (EnR). Pourtant, la part non-électrique de notre consommation énergétique constitue clairement aujourd'hui un des principaux défis de la transition climatique et énergétique. Actuellement issue du pétrole, du gaz et du charbon, elle constitue l'angle mort des divers scénarios énergétiques disponibles, alors qu'elle restera encore indispensable, notamment dans le secteur de la mobilité et de la production de chaleur.

Le Comité de prospective en énergie (CPE) de l'Académie des sciences examine ici les ressources énergétiques et carbonées pouvant être tirées de la biomasse, qui présente des atouts certains en permettant le stockage de l'énergie sous forme de biogaz ou de biocarburants, et les perspectives raisonnables offertes par celles-ci dans le mix énergétique national à l'horizon 2050. Le présent rapport se focalise sur les aspects scientifiques et technologiques, sans occulter certaines considérations environnementales, économiques, sociales, et de souveraineté nationale, abordés à la lumière de la littérature disponible et de l'audition d'experts des divers domaines considérés.

Après avoir défini la notion de biomasse dans sa diversité, le rapport décrit les différentes bioénergies possibles et leurs limites. Les utilisations actuelles de la biomasse en France sont évaluées et comparées aux perspectives envisagées à l'horizon 2050 au regard du potentiel réellement mobilisable, pour lequel il existe une grande variation dans les estimations proposées, et des technologies nécessaires à sa transformation, qui restent, pour la plupart, coûteuses et de faible maturité. Ainsi, cette analyse montre notamment que le besoin d'énergie non-électrique, tel qu'il est défini dans le scénario de référence fourni par Réseau de transport d'électricité (RTE), sera difficile – pour ne pas dire impossible – à atteindre avec la seule biomasse produite en France : le bouclage énergétique 2050 passera nécessairement par un maintien d'importations de gaz naturel et par de nouvelles importations de biomasse et/ou de bioénergie introduisant des dépendances nouvelles et exportant les risques associés à leur utilisation massive.

Le rapport rappelle que la bioénergie reste l'énergie la moins favorable en termes d'empreinte spatiale et que la biomasse a, sur toute la chaîne des valeurs, un faible retour énergétique. Sa plus grande mobilisation, qui ne devra pas se faire au détriment de la sécurité alimentaire humaine et animale, ni au détriment des éco-services rendus par la biosphère, aura des impacts environnementaux certains qu'il faudrait estimer avec rigueur. Enfin, le remplacement de la pétrochimie industrielle par une nouvelle « carbochimie biosourcée » va nécessiter des efforts considérables d'adaptation des procédés et de recherche et développement dans le domaine de la catalyse, de la chimie de synthèse et des biotechnologies.

Ces conclusions conduisent le CPE à formuler des recommandations concernant :

1. La nécessaire amélioration de la concertation entre les divers organismes et agences pour aboutir à une estimation rigoureuse et convergente des ressources potentielles,
2. La réalisation de bilans carbone des diverses filières et d'analyses en termes de retour énergétique des investissements envisagés, pour s'assurer de la soutenabilité et du gain en carbone qui ne sont pas acquis pour le moment,
3. Le soutien au déploiement de la recherche et développement des filières de biocarburants de seconde génération pour accroître leur maturité industrielle,
4. La poursuite du développement d'une chimie organique de synthèse biosourcée,
5. La priorité à établir dans l'utilisation de la biomasse pour les usages qui ne pourront être décarbonés par l'électricité, passant par une politique publique permettant de résoudre les conflits d'usages,
6. La nécessité de concertation des politiques énergétique et agroalimentaire de notre pays.

RAPPORT - QUELLES PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES POUR LA BIOMASSE ?

La question de la place de la biomasse dans la transition énergétique est majeure. Tous les scénarios énergétiques à l'horizon 2050, construits à partir d'une Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) imposant des objectifs très ambitieux¹ en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES), sollicitent la biomasse pour une très grande diversité d'utilisations. Dès lors, la question de la disponibilité des ressources et de la priorisation des usages devient d'une importance capitale : producteurs de biocarburants, entreprises gazières, industriels du transport aérien, industrie chimique, ou encore opérateurs des réseaux de chaleur, tous convoitent les mêmes huiles de cuisson, graisses animales, déchets agricoles, pour alimenter leurs procédés avec de l'énergie bas-carbone.

Les objectifs de diminution, puis de disparition, des énergies fossiles imposent de trouver des alternatives pour une grande partie carbonées car tous les secteurs consommateurs d'énergie ne pourront pas être électrifiés (transport lourd, aviation², fret maritime, production de chaleur dans une part significative). Aussi, gardons à l'esprit que, demain, même sans ressources carbonées fossiles, le carbone restera nécessaire pour la production de carburants, solvants, polymères, plastiques, médicaments, et pour remplacer la pétrochimie par une nouvelle chimie organique verte et biosourcée dans l'industrie chimique. Ces alternatives reposeront pour l'essentiel sur la biomasse et le CO₂. La biomasse et le CO₂, comme sources de carbone, devront représenter une capacité d'énergie de plusieurs centaines de térawatt-heure (TWh).

Une fois le contexte posé, il est intéressant d'examiner le scénario français le plus emblématique, à savoir le

scénario de référence de Réseau de transport d'électricité (RTE), proposé en 2021 (Figure 1). Même si une réévaluation à la hausse des besoins en électricité est à considérer, comme l'Académie des sciences et l'Académie des technologies l'ont déjà fait remarquer³, et comme RTE en convient aujourd'hui⁴, trois grandes tendances apparaissent dans ce scénario à l'horizon 2050 (Figure 1) :

1. Une diminution de la consommation d'énergie finale (de 1600 TWh⁵ aujourd'hui à 1100 TWh) dont l'ampleur, discutable, ne sera pas traitée ici ;
2. Une augmentation très importante, mais probablement insuffisante, de la consommation finale d'électricité (de l'ordre de 600-650 TWh dans le scénario de référence) faisant passer la part de l'électricité dans la consommation d'énergie de 25% aujourd'hui à plus de 55% ;
3. En conséquence, une diminution drastique de la part non-électrique de la consommation, qui atteindrait au moins 450 TWh, et une substitution totale des énergies fossiles par des EnR, essentiellement carbonées, sous les états solide, liquide ou gazeux.

Notons que, pour l'état gazeux, la notion de « gaz décarboné », largement utilisée, notamment par RTE (Figure 1), est ambiguë. Elle inclut le biométhane (CH₄) qui n'est -évidemment- pas décarboné mais dont le bilan carbone est théoriquement nul, dans la mesure où sa combustion n'émet que du CO₂ précédemment capturé directement dans l'air par les organismes photosynthétiques (comme les plantes). Notons que le « gaz décarboné » inclut aussi l'hydrogène (H₂) quand il est produit par électrolyse de l'eau, ce qui ne sera pas traité dans le présent rapport consacré à l'utilisation de

1.

	Actuel (2021)	Objectifs SNBC (2050)
Émissions GES (en Mt CO ₂ eq)	418	80
Absorptions GES (en Mt CO ₂ eq)	14	80

Voir Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Suivi de la Stratégie Nationale Bas-Carbone](#) », juin 2023.

². L'Union européenne a fixé un quota de de 6% de carburants durables en 2030 pour l'aviation, de 34 % en 2040 et 70% en 2050 (Directive ReFuelEU Aviation), voir Conseil européen : « [Accord du Conseil et du Parlement pour décarboner le secteur de l'aviation](#) », Communiqué de presse 25 avril 2023.

³. Académie des technologies, « [Perspective de la demande française d'électricité d'ici 2050](#) », Avis, 10 mars 2021 ; Académie des sciences, « [L'apport de l'énergie nucléaire dans la transition énergétique, aujourd'hui et demain](#) », Avis, 8 juillet 2021.

⁴. En septembre 2023, RTE rectifiait à la hausse le scénario 2050 de référence publié en 2021 en fixant un objectif de 580 à 640 TWh d'électricité en 2035, soit 12% de plus que son scénario précédent et 30% de plus qu'aujourd'hui, ce qui correspond à une augmentation de 10 TWh par an entre 2025 et 2035 ! Ceci s'explique évidemment par le développement de la mobilité électrique, l'électrification de l'industrie et celle du chauffage. Voir : Réseau de transport d'électricité, « [Bilan prévisionnel Edition 2023. Futurs énergétiques 2050 ; 2023-2035 : première étape vers la neutralité carbone](#) » 2023.

⁵. Rappelons que, sur les 1600 TWh de consommation d'énergie, 700 TWh correspondent à de la production de chaleur, fournis à 77% par des énergies fossiles.

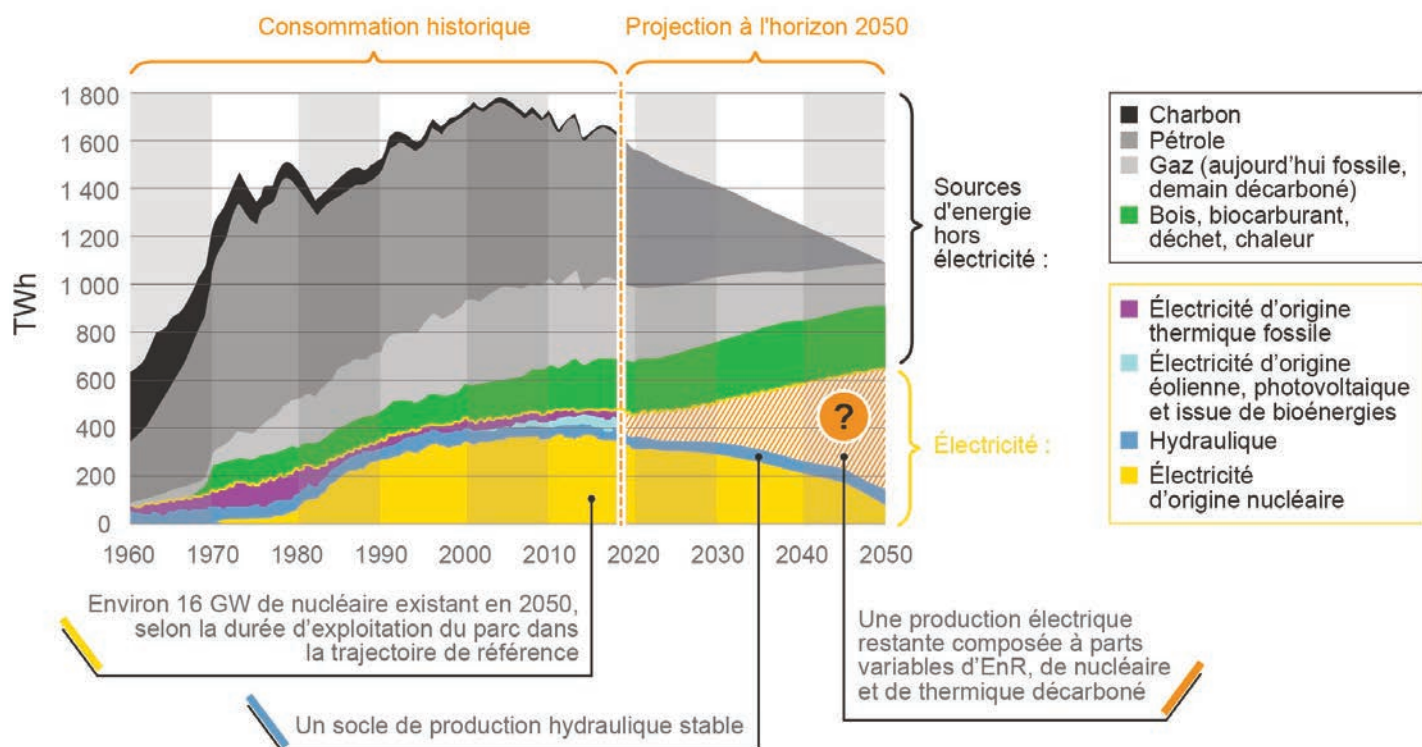


Figure 1. Scénario de référence RTE⁸.

la biomasse⁶. Enfin, une partie de cette énergie pourrait être fournie par des carburants de synthèse et des gaz de synthèse (méthane), qui ne font pas intervenir de biomasse et ne seront pas non plus discutés ici.

La part non-électrique de la consommation d'énergie est en grande partie destinée à la production de chaleur (secteurs résidentiel, industriel et tertiaire) et de carburants pour le transport mais aussi à la substitution du pétrole dans la pétrochimie actuelle (polymères, plastiques, textiles, détergents, adhésifs, médicaments, etc.)⁷.

Notons que de sérieuses incertitudes subsistent, concernant :

1. La part d'énergie nucléaire dans une production électrique significativement accrue,
2. La part souhaitable d'énergies intermittentes (éolien et solaire) dans un contexte où les capacités de stockage d'énergie resteront, encore probablement, faibles. Le stockage est assuré actuellement par des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et pourrait l'être, à l'avenir, sous forme d'H₂ pour le stockage inter-saisonnier, et de méga-batteries⁹ ;
3. Les apports par échanges transfrontaliers¹⁰, en dépit des affirmations optimistes de RTE sur les capacités de foisonnement¹¹.

⁶. La réalité est plus complexe car H₂ peut être produit à partir de biomasse (gazéification), mais cette production reste marginale.

⁷. Actuellement environ 1/6 du pétrole est consommé pour la pétrochimie et des usages non énergétiques (environ 10 Mtep).

⁸. D'après la figure intitulée « Évolution de la consommation totale d'électricité et de la consommation d'énergie finale pour les autres énergies en France » du rapport Réseau de transport d'électricité, « [Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050](#) », Résultats de l'étude, octobre 2021.

⁹. Fontecave M. et Grand D. « [Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes](#) », *Comptes rendus. Chimie*, Tome 24 (2021) pp.331-50.

¹⁰. Grand D. et Fontecave M. « [Le foisonnement éolien : les limites d'un mix à forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes](#) ». *Comptes rendus. Chimie*, Tome 26 (2023) pp.63-75.

¹¹. Dans les scénarios 2050 de RTE, une augmentation considérable des capacités d'interconnexions transfrontalières (de 12 à 39 GW) est mise en avant pour assurer la flexibilité électrique, en faisant l'hypothèse d'un foisonnement éolien suffisant. À cela s'ajoute une augmentation des capacités de STEP (de 5 à 8 GW) et des capacités d'effacements (de 5 à 17 GW).

Ces incertitudes conduisent à anticiper un besoin important de capacités électriques pilotables, notamment pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande lors des pics de consommation (niveaux de puissance d'au moins 135 gigawatt (GW) contre, aujourd'hui, 95 GW). Il sera aussi probablement nécessaire, dans le cas où les pays voisins, en déficit de solutions de flexibilité comme nous, ne pourront pas subvenir à nos besoins, de disposer de centrales à gaz et donc de gaz renouvelable (en particulier de biométhane issu de la biomasse) avec une capacité de puissance qui pourrait être au moins de l'ordre d'une vingtaine de GW¹².

Si la question du mix électrique a été amplement discutée au cours des dernières années en France, avec un « retour en grâce » de l'énergie nucléaire, préconisé avec insistance et depuis de nombreuses années par l'Académie des sciences¹³, il apparaît clairement que la part non-électrique de notre consommation est la moins bien comprise et la moins bien traitée - pour ne pas dire oubliée - dans les rapports et scénarios disponibles laissant potentiellement croire que seule la question électrique mérite d'être étudiée. La part non-électrique constitue une sorte d'angle mort des divers scénarios¹⁴, en dépit de l'évidence que produire environ 500 TWh d'énergies non électriques sans pétrole, ni gaz, ni charbon, mais avec essentiellement de la biomasse, constitue probablement le défi le plus sérieux de la transition énergétique. Le présent rapport vise à apporter des éléments scientifiques et technologiques solides pour relever ce défi.

Ainsi, il s'avère nécessaire d'analyser le potentiel en bioénergies, c'est à dire l'ensemble des énergies dérivées de la biomasse végétale. Cette biomasse peut être utilisée directement comme source d'énergie par combustion (production de chaleur et/ou d'électricité) ou indirectement après conversion en carburants (notamment bioéthanol, biodiesels, biogaz, hydrogène, gaz de synthèse). Ces transformations peuvent être

basées sur des procédés biologiques, chimiques ou mécaniques, au cours desquels une partie du contenu énergétique de la biomasse est perdue, ce qui n'est d'ailleurs pas toujours pris en compte dans l'évaluation du potentiel énergétique. De fait, il convient de faire la distinction, en termes de contenu énergétique, entre l'entrée et la sortie des transformations, entre la biomasse brute limitée par les ressources et la biomasse nette disponible pour la consommation. La bioénergie est considérée comme étant renouvelable et neutre en carbone, puisque, théoriquement, la quantité de CO₂ fixée dans la biomasse par photosynthèse équivaut à celle réémise lorsque cette biomasse est utilisée comme source d'énergie. Mais nous verrons plus loin que la réalité est plus complexe. Après avoir présenté à quoi correspond la biomasse, son potentiel énergétique et l'ensemble des limitations de son usage comme source d'énergie, le présent rapport visera à répondre aux questions suivantes :

- (i) Quelle est la quantité de biomasse nécessaire à la production d'énergie dans le contexte des scénarios récents dépourvus d'énergie fossile à l'horizon 2050¹⁵ ? ;
- (ii) Sur quelles ressources compter pour une utilisation à des fins énergétiques de la biomasse la plus soutenable possible, étant donné :
 - o Les conflits d'usage potentiels multiples, notamment avec la production alimentaire (populations humaines et animaux), dont l'acuité s'est renforcée depuis le début de la guerre en Ukraine ;
 - o La nécessité de conserver une part de résidus de récoltes/moissons pour assurer la régénération du carbone des sols et donc de ne pas extraire la totalité de la biomasse produite ;
 - o Les divers impacts écologiques potentiellement négatifs de sa production (agriculture plus intensive, émissions de GES, utilisation accrue de l'eau, etc.) ?

¹². Le parc des turbines à gaz à cycle combiné (CCGT), qui contribue à assurer l'équilibre électrique offre-demande et donc l'équilibre du réseau électrique en apportant à la fois des capacités mobilisables et de l'inertie au système (par le biais des machines tournantes qu'ils mettent en œuvre), représente 6,5 GW de capacités installées (dont 5 GW en cogénération et 0,5 GW par des turbines à combustion), pour une production de l'ordre de 40 TWh.

¹³. Académie des sciences « [Les réacteurs modulaires de faible puissance \(SMR\) : état des lieux et perspectives](#) », Rapport octobre 2022 ; Académie des sciences « [L'apport de l'énergie nucléaire dans la transition énergétique, aujourd'hui et demain](#) », Avis juillet 2021 ; Académie des sciences « [Considérations sur l'électronucléaire actuel et futur](#) », Rapport juin 2021.

¹⁴. Scénarios 2050 les plus récents, notamment ceux de la SNBC, de RTE et de l'ADEME.

¹⁵. Cf. réf 14.

1. La biomasse

a. Présentation générale

Notons que, dans la littérature, de nombreuses définitions et classifications de la biomasse et de ses différentes composantes coexistent et rendent les comparaisons entre les études délicates.

De façon générale, la biomasse désigne l'ensemble de la matière vivante ou issue du vivant, végétale et animale, présente sur Terre. Une partie de celle-ci peut être utilisée pour produire de l'énergie ou des carburants. Nous pouvons remarquer que les bioénergies, comme l'énergie hydraulique et les énergies géothermiques, sont les EnR de stock, alors que les autres EnR (éolienne, solaire) sont des énergies de flux.

L'énergie issue de la biomasse est considérée comme une « énergie zéro-carbone » car la quantité de CO₂ qu'elle émet au cours de sa combustion est identique à celle fixée lors de sa synthèse, par la photosynthèse naturelle, un mécanisme biologique fascinant existant chez les plantes et autres organismes dits photosynthétiques, macro ou microscopiques, capables d'utiliser l'énergie solaire pour convertir le CO₂ de l'air en matière organique carbonée, dont une partie sera stockée sous la forme de molécules organiques riches en énergie. Cette matière riche en énergie peut être transformée en gaz (méthane) ou en carburants liquides (bioéthanol, biodiesels, biokérosènes, etc.).

De fait, l'exploitation de la biomasse à des fins énergétiques est la seule technologie permettant, d'une part, la capture directe du CO₂ atmosphérique à un prix nul et, d'autre part, sa transformation sans apport d'énergie. Ceci reste théorique, pour ne pas dire fallacieux, car, comme nous le verrons, chaque étape allant de la culture de la biomasse à son utilisation comme source d'énergie, en passant par sa récolte, est accompagnée de consommation d'énergie et d'émissions de CO₂, au point que diverses analyses montrent que le bilan carbone n'est pas toujours très avantageux.

Pour la suite, retenons la définition donnée par le Parlement et le Conseil Européen¹⁶ selon laquelle la biomasse est « la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture, des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment industriels ainsi que des déchets municipaux et assimilés lorsqu'ils sont d'origine biologique ».

Ces éléments étant posés, une première classification simple consiste à différencier la biomasse sèche ou lignocellulosique (bois, pailles, espèces herbacées, cultures énergétiques, etc.) et la biomasse humide (déchets agricoles et déchets agroalimentaires pour 96%, déchets de stations d'épuration et ordures ménagères pour 4%). Et si la valorisation de la seconde est accessible aujourd'hui techniquement (notamment par la méthanisation), c'est encore loin d'être le cas pour la première, plus réfractaire à la transformation. Les types de biomasse peuvent également être classés en fonction de leur origine : agriculture (biomasse agricole), forêts (biomasse forestière), déchets urbains et industriels (voir encadré « La biomasse et ses différentes formes »). Les dispositions législatives et réglementaires françaises actuelles permettent de développer une liste précise des nombreux types de biomasse existant.

b. La biomasse agricole

Son intérêt principal réside dans son cycle court, c'est-à-dire qu'elle se renouvelle rapidement après récolte, sur un pas de temps inférieur ou égal à un an. Issue de l'agriculture et des prairies pour l'essentiel¹⁷, elle contribue aujourd'hui aux bioénergies à hauteur d'environ 45-50 TWh (environ 15% des EnR).

Pour la production des bioénergies, la biomasse végétale provient de cultures dédiées¹⁸ ou de résidus issus des cultures annuelles à vocation alimentaire disponibles en grande quantité (5 Mt de paille de céréales) et de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE).

¹⁶. Directives 2003/30/EC, 009/28/EC et 2018/2001.

¹⁷. La surface agricole utilisée en France est environ de 27 Mha, soit, environ, 49% de la surface métropolitaine. Elle se répartit en terres arables (18 Mha), cultures permanentes (1 Mha), surfaces en herbes (10 Mha). Elle est utilisée pour l'alimentation et la production de bioénergies.

¹⁸. Blé, maïs, colza, betteraves pour la production de biocarburants dits de première génération (1G) comme le bioéthanol ou les biodiesels ; miscanthus, taillis à courte rotation (saules, peupliers) pour la production de biocarburants dits de seconde génération (2G), à partir de matériaux lignocellulosiques. Les Gisements pour ces biocarburants 2G sont limités et les technologies encore loin d'être matures industriellement.

¹⁹. (page 9) Définie selon le [dictionnaire d'agroécologie](#) comme « une culture implantée entre la récolte d'une culture principale et le semis de la culture suivante pendant une période plus ou moins longue, appelée interculture. Les cultures intermédiaires sont destinées à être restituées au sol et n'ont pas vocation à être exportées de la parcelle. » Le premier rôle de ces cultures est le piégeage d'azote. Il s'agit de Brassicacées, de Fabacées et de Poacées.

AGRICULTURE (BIOMASSE AGRICOLE)



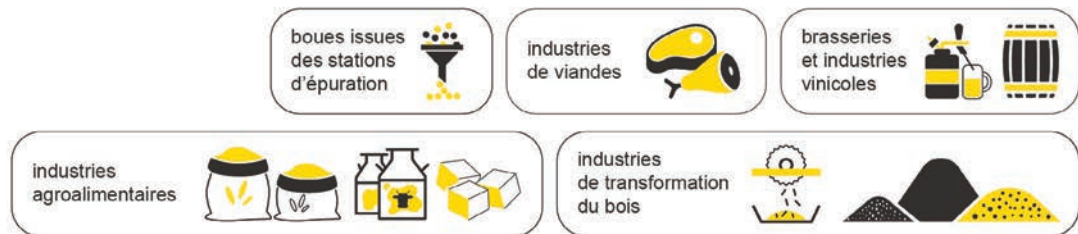
FORÊTS (BIOMASSE FORESTIÈRE)



DÉCHETS URBAINS



DÉCHETS INDUSTRIELS



La biomasse et ses différentes formes

Les types de biomasse peuvent être classés en fonction de leur origine : agriculture (biomasse agricole), forêts (biomasse forestière), déchets urbains et industriels. On distingue :

- Les produits et co-produits de l'agriculture : la biomasse agricole est constituée de cultures annuelles (céréales, oléagineux, cultures industrielles, notamment maïs, blé, colza, canne à sucre), de résidus de cultures annuelles (pailles, cannes de maïs, sarments, fanes de betteraves, etc.), d'effluents d'élevage (fumiers, lisiers), de cultures intermédiaires¹⁹, de cultures intermédiaires à vocation énergétique, ou CIVE, (cultures d'automne (seigle, avoine) récoltées au printemps, cultures d'été (avoine, maïs, tournesol), récoltées en automne, saules, miscanthus, taillis à courte rotation), de plantes à fibres (lin, chanvre), de résidus de cultures pérennes (bois de vigne et vergers), issus de silos (plateformes de stockage de grains), plantes à parfum (lavandes), de surplus d'herbes, de haies et taillis (agroforesterie) ;
- Les produits et co-produits de l'exploitation forestière : la biomasse forestière est constituée du bois utilisé, d'une part, pour la construction ou l'industrie (notamment papeteries), et, d'autre part, pour l'énergie avec le bois dédié (bûches, granulés) et les résidus des industries du bois (copeaux, plaquettes, chutes des scieries, déchets de transformation) ;
- Les déchets urbains : déchets verts, huiles alimentaires usagées et déchets ménagers ;
- Les déchets industriels : issus des industries de transformation du bois (copeaux, sciures, boues issues de la pâte à papier) et des industries agroalimentaires - qu'elles soient céréalière, sucrière, laitière, rizière, - des industries de viandes (abattoirs), des brasseries et industries vinicoles. Les boues issues des stations d'épuration sont également incluses.

c. La biomasse forestière

Si la biomasse forestière est en effet renouvelable, la neutralité carbone de son usage énergétique est à relativiser en raison des différences d'échelles de temps entre les processus à l'origine de son utilisation (par combustion, sur un pas de temps de l'ordre d'un an entre récolte et utilisation) et de sa reconstitution (plusieurs décennies, entre 20 et 100 ans, soit le pas de temps nécessaire pour reconstituer une forêt). Ce décalage entre absorption naturelle lente de CO₂ et émissions rapides de GES conduit à des émissions nettes de CO₂ et donc à un bilan carbone négatif. Cela justifie que cette biomasse de cycle long, et le bois en particulier, soit peu sollicitée dans les scénarios 2050 et que son utilisation soit favorisée pour un usage non énergétique (produit-bois), avec la possibilité d'utiliser les co-produits de cette industrie forestière comme bois-énergie²⁰.

Par ailleurs, notons que si la surface couverte par la forêt française (en métropole, 17 Mha²¹, soit 31% du territoire) est en croissance continue (+ 85.000 ha/an depuis 1985, la surface a doublé depuis 1850), permettant des prélèvements croissants (aujourd'hui de l'ordre de 56 Mm³/an, soit 62% de l'accroissement naturel net²²), le puits de carbone forestier connaît malheureusement une baisse continue depuis une vingtaine d'années²³. Ceci est dû aux destructions de la forêt par les tempêtes et les feux, à un vieillissement et une mortalité croissants (maladies, insectes, champignons), à l'augmentation des prélèvements de bois et à une artificialisation croissante des surfaces. La filière forestière présente un déficit commercial élevé (7 milliards €), étant donné que ses importations de produits transformés sont supérieures à ses exportations de bois brut. Plusieurs rapports fournissent de plus amples informations sur ce sujet²⁴.

d. Les déchets

Cette ressource présente l'avantage de ne pas être prélevée sur des puits de carbone mais son usage énergétique est évidemment émetteur de CO₂, par combustion et lors de la collecte et du transport. La France produit environ 350 Mt de déchets, soit environ 510 kg par habitant et par an. Dans ce total, 240 Mt proviennent du secteur de la construction. Une centaine de Mt de déchets non minéraux non dangereux (contre 12 Mt de déchets dangereux) peuvent être théoriquement récupérés, recyclés et valorisés²⁵.

Les déchets de biomasse représentent environ 40 Mt (21 Mt de déchets ménagers, 12 Mt de déchets animaux et végétaux, 7 Mt de déchets du bois). Si l'on admet qu'une tonne d'ordures ménagères peut produire environ 1,5 MWh d'énergie (7 tonnes de ces déchets équivalent à 1 tonne de fioul), le potentiel énergétique total de ces déchets ne dépasse pas 30 TWh et il reste, pour le moment, très peu exploité²⁶. En 2020, en France, 64,4% des déchets (tous déchets confondus) ont été valorisés sous forme de matière (recyclage matière et remblaiement), 26,3% ont été stockés (mise en décharge) et 7,7% ont été incinérés avec récupération d'énergie.

e. Le contenu énergétique de la biomasse

La biomasse est une ressource pauvre en atomes d'hydrogène (H), ce qui en fait un mauvais candidat pour la production d'H₂, et riche en oxygène, ce qui réduit sa densité énergétique massique. Elle peut être représentée par une molécule moyenne de formule C₆H₉O₄, doté d'un rapport H/C de 1,5, mais comportant, en masse, 50% de carbone (C), 6% d'H, 44% d'oxygène (O). Le **tableau 1** propose une comparaison de la biomasse avec les hydrocarbures liquides, le méthane et l'H₂.

²⁰. Aujourd'hui, le bois-énergie correspond à environ une centaine de TWh.

²¹. Auxquels s'ajoutent 8,2 Mha outre-mer, dont 8 Mha en Guyane.

²². Production forestière française brute : 90 Mm³/an. Production nette (en tenant compte de la mortalité annuelle moyenne de 9 Mm³/an) : 81 Mm³/an. Source : Audition de J.Fosse - Président Centre INRAE Hauts-de-France - par le CPE le 20 mars 2023.

²³. (i) Académie des sciences « [Les forêts françaises face au changement climatique](#) », Rapport juin 2023 ; (ii) Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « [La biomasse et la neutralité carbone](#) », Rapport mars 2023.

²⁴. Voir notamment : (i) France stratégie « [Vers une planification de la filière forêt-bois](#) », Note d'analyse juillet 2023 ; (ii) Académie des sciences « [Les forêts françaises face au changement climatique](#) », Rapport juin 2023 ; (iii) IGN 2022 « [Inventaire forestier national ; mémento](#) », édition 2022. 35 p.

²⁵. Ministère de la Transition Ecologique et de la Cohésion des territoires « [Bilan de la production de déchets en France](#) », Novembre 2022.

²⁶. Dans les décharges, qui émettent du méthane, on ne récupère que l'énergie de la matière organique par décomposition et pas le pouvoir calorifique des plastiques et autres produits issus du pétrole. Le pouvoir méthanogène des déchets dépend de la quantité de matière organique. On compte en général entre 100 et 150 m³ de biogaz, à 50% de CH₄, par tonne de déchet. L'ADEME estime une production de 2,4 TWh pour les 20 millions de tonnes de déchets ménagers.

	Rapport H/C	Pouvoir calorifique (MJ/kg)
Biomasse	1.5	18-20
Hydrocarbures liquides	2	40-45
Méthane	4	50
Hydrogène		120

Tableau 1. Comparaison du rapport H/C et du pouvoir calorifique de la biomasse, des hydrocarbures liquides et du méthane.

La biomasse est moins dense en énergie que les hydrocarbures fossiles (pétrole ou kérosène), car elle est partiellement oxydée, et se situe ainsi en dessous de ces derniers dans l'échelle des énergies standard de formation (Figure 2). Elle est la seule ressource carbonée renouvelable contenant de l'énergie. La fossilisation de la biomasse a eu pour effet de transformer des ressources peu denses en énergie en ressources plus denses, par perte des atomes d'oxygène.

La figure 2 présente l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie qu'il faut fournir pour produire un vecteur énergétique dense en énergie à partir d'un substrat

moins dense (du bas vers le haut de l'échelle). Il est 7 fois moins coûteux énergétiquement de produire du H₂ par reformage de CH₄ (40 kJ/mol H₂), qui constitue aujourd'hui pratiquement la seule technologie utilisée pour la production d'H₂ (mais qui génère du CO₂) que de le produire par électrolyse de l'H₂O (280 kJ/mol H₂), qui est la technologie rêvée pour une production d'H₂ dit vert, car bas-carbone.

La valeur donnée dans le cas de H₂O est pour l'état liquide (241 kJ/mol pour l'état gazeux). L'enthalpie standard de formation des corps purs (H₂ par exemple) est nulle.

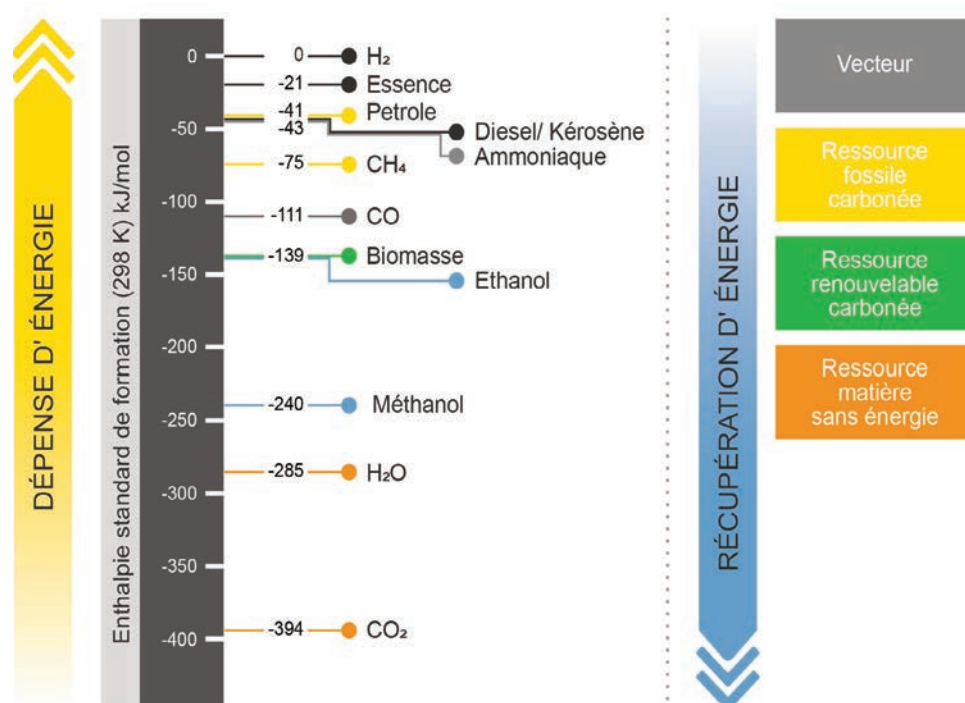


Figure 2. Enthalpies standard de formation de composés carbonés, NH₃, H₂O et H₂²⁷. Produire un composé situé en haut de l'échelle (par exemple H₂) à partir de précurseurs du bas de l'échelle (par exemple H₂O) demande de l'énergie (électrolyse). Produire un composé du bas de l'échelle (par exemple CO₂ ou H₂O) à partir de précurseurs du haut de l'échelle (par exemple un hydrocarbure) fournit de l'énergie (combustion). Les données d'enthalpies standard de formation permettent de calculer l'énergie consommée ou fournie par la réaction considérée (par différence entre les enthalpies de formation des produits et les enthalpies de formation des réactifs). Ainsi, produire des hydrocarbures et du méthane à partir de la biomasse (biocarburants) est moins énergivore que de le faire à partir du CO₂ (carburants de synthèse).

²⁷. Figure modifiée d'après Boissonnet G. « Usages énergétiques des biomasses ; éléments d'une analyse thermodynamique et systémique » *Reflets de la Physique*, à paraître.

2. Les différentes formes de bioénergies et leurs limites

a. Le bois

Parmi les usages du bois aujourd'hui, sont distingués :

- Les usages à longue durée, qui retardent les émissions, avec le bois d'œuvre (charpentes, constructions, menuiserie, ameublement, etc.), possédant la valeur économique la plus importante, et le bois d'industrie (panneaux, papier, cartons, chimie verte, etc.) ;
- Les usages émettant du CO₂ très rapidement, comme le bois-énergie (combustion du bois essentiellement pour la production de chaleur, seule ou en cogénération avec l'électricité) mais qui permet de valoriser les sous-produits de l'exploitation forestière, les résidus de scieries et de papeteries ou les rebuts de construction.

D'après le rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de 2023²⁸, en 2019 le bois d'œuvre (20,0 Mm³) et le bois d'industrie (10,5 Mm³) constituaient la majeure partie de l'utilisation commerciale du bois, devant le bois-énergie (8,1 Mm³) et l'autoconsommation non commercialisée (17 Mm³ environ). Le bois-énergie a connu une légère croissance sur la dernière décennie en raison d'une consommation plus forte de bûches et de plaquettes pour la cogénération, les chaufferies collectives et industrielles, et d'une demande domestique accrue. Avec une consommation de 110 TWh²⁹ environ aujourd'hui, il est la principale EnR (dont il représente 30%), devant les énergies hydraulique, éolienne et solaire. Il est utilisé principalement (90%) pour la production de chaleur (chauffage des particuliers, des collectivités et de l'industrie, avec environ 20 TWh dans les réseaux de chaleur³⁰) et également pour la production d'électricité et la production de biocarburants (valorisation des cellulose, hémicellulose et lignine).

Nous l'avons déjà dit, mais il convient de le répéter, l'usage du bois énergie doit être limité en raison de multiples inconvénients, à savoir (i) un bilan carbone négatif³¹, (ii) l'affaiblissement des puits de carbone forestiers, (iii) la dégradation de la qualité de l'air due à l'émission de particules toxiques, (iv) le bilan énergétique mitigé dû, notamment, à l'important séchage nécessaire et au transport et (v) la compétition avec le bois-construction et le bois-industrie.

b. Le biogaz et le biométhane

L'intérêt de développer le biogaz comme substitut du gaz naturel semble faire l'unanimité. Cela s'explique par le fait (i) qu'il existe déjà des technologies qui permettent de transformer, à grande échelle, la biomasse en biogaz, (ii) que ce gaz pourrait être très utile comme source d'énergie pilotable pour équilibrer l'offre et la demande électrique (pointes de consommation) et (iii) qu'il existe déjà des infrastructures gazières développées, denses et de grande capacité, connectées au système gazier européen et au système électrique français, avec des capacités de stockage massif (de l'ordre de 140 TWh) et de longue durée.

Le biogaz, qui contient du biométhane mélangé à d'autres gaz (CO₂, CO, H₂), peut être produit à partir de biomasse végétale, de déchets domestiques, agricoles, de décharges et sites d'enfouissement d'eaux usées ou encore de fumiers/purins (**Figure 3 ; Tableau 2**). Il est naturellement produit dans des zones humides ou par la fonte du permafrost. En France, le biogaz est essentiellement utilisé, après purification, pour devenir du biométhane (ou gaz naturel renouvelable), par injection dans les réseaux de gaz (pour « décarboner » le réseau de gaz) et non pour la production d'électricité. Cela permet de maintenir en opération les nombreux réseaux et stockages de gaz naturel.

²⁸ Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « [La biomasse et la neutralité carbone](#) », Rapport mars 2023.

²⁹ 90 TWh proviennent de bois-bûches.

³⁰ La France est le premier pays européen pour la consommation de bois pour le chauffage.

³¹ La combustion du bois émet plus de CO₂ par unité d'énergie produite (4,2 tCO₂/tep) que la combustion du pétrole (3,1 tCO₂/tep) ou du gaz (2,4 tCO₂/tep). Données GIEC.

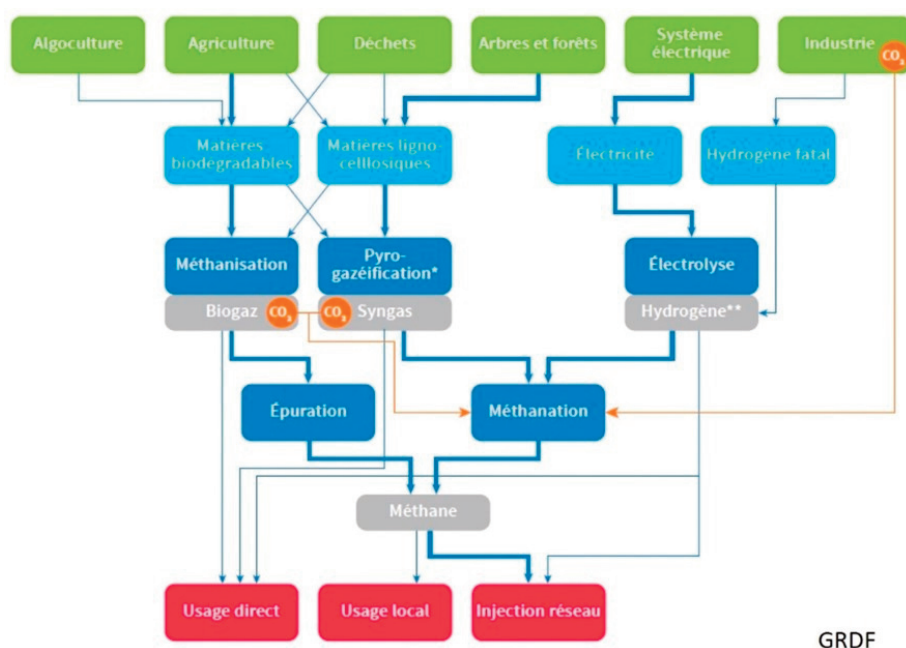


Figure 3. Production de biogaz et de gaz renouvelable³²

Procédé	Principe	Commentaires	Produit et coût
Méthanisation	Production de méthane en utilisant des micro-organismes qui dégradent la matière organique.	Biomasse fermentescible.	Biométhane 100-150 €/MWh
Pyro-gazéification	Production de méthane à partir de matières organiques, principalement du bois, par un procédé thermo-chimique.	Biomasse ligneuse, déchets carbonés. <i>Maturité faible.</i>	
<i>Power-to-gas</i>	Production de méthane par réaction de H ₂ (produit par électrolyse de l'H ₂ O en utilisant de l'électricité renouvelable) avec du CO ₂ (méthanation).	e-méthane (méthane de synthèse). <i>Maturité faible.</i>	> 150-200 €/MWh (pour un prix de l'électricité de 60-90 €/MWh)
Extraction du Gaz naturel			20-25 €/MWh (avant 2021), 30-50 €/MWh (aujourd'hui)

Tableau 2. Production de biogaz renouvelable³³.

³². Source : ADEME, GRDF, GRTgaz « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », Synthèse de l'étude.

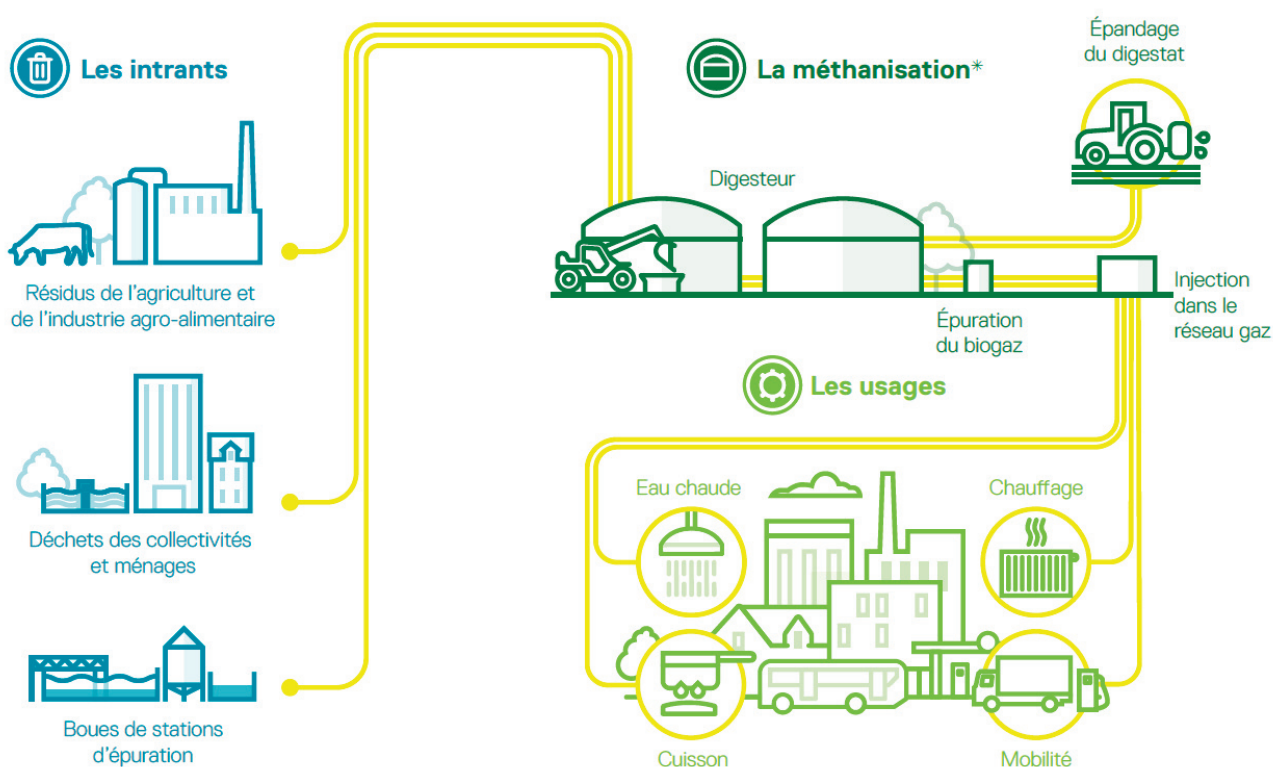
³³. Source GRDF.

Le biométhane correspond à du méthane produit à partir de ressources biologiques. Il est parfaitement identique au méthane, qui constitue la majeure partie du gaz naturel fossile, et possède évidemment les mêmes propriétés, notamment la même densité énergétique. La transformation de la biomasse passe d'abord par la production de biogaz qui contient du méthane, mélangé avec du CO₂, de l'eau, du gaz de synthèse (CO/H₂) et des impuretés comme H₂S. Le biométhane est obtenu par purification du biogaz.

Grâce à cette épuration, le biométhane peut être injecté dans des réseaux de gaz naturel ou utilisé pour alimenter des véhicules. Il ne représente aujourd'hui qu'environ 13 TWh dans notre consommation énergétique, soit moins de 1% de la consommation totale et 3,8% de la consommation d'EnR³⁴. La Loi de

transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)³⁵ fixait pour objectif de porter à 10% la part de gaz renouvelable dans la consommation française de gaz à l'horizon 2030, soit environ 30 à 40 TWh. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)³⁶ de 2020 a revu ces objectifs à la baisse. Elle prévoit deux scénarios à l'horizon 2028, l'un avec une part de gaz renouvelable dans la consommation de gaz de 7% (soit 24 TWh, dont 14 TWh injectés dans les réseaux), l'autre avec une part à 10% (soit 32 TWh, dont 22 TWh injectés).

La voie de production privilégiée du biogaz, la plus mature sur le plan industriel et aujourd'hui mise en œuvre à relativement grande échelle, est celle de la méthanisation (Figure 4).



* Dégradation de la partie fermentescible des intrants, en l'absence d'oxygène, pour produire du biogaz.

Figure 4. Production de biogaz et biométhane par méthanisation³⁷.

³⁴. Les 13 TWh sont répartis en (i) 6 TWh injectés dans les réseaux de gaz, (ii) 2,8 TWh pour la production d'électricité et (iii) 4,5 TWh pour la production de chaleur.

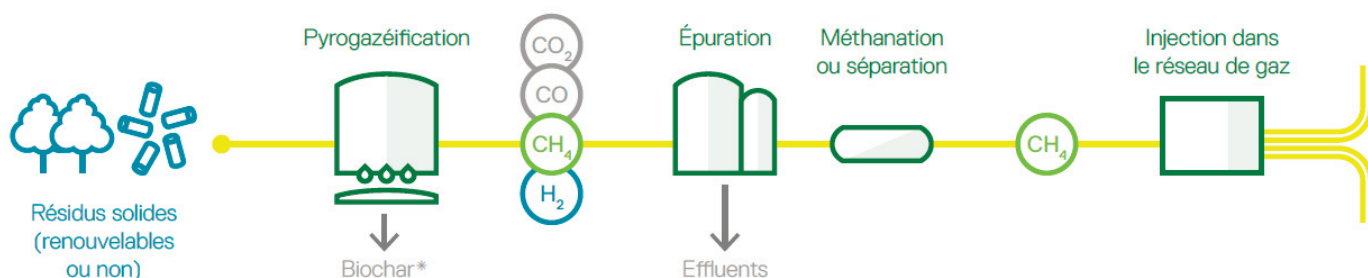
³⁵. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Loi de transition énergétique pour la croissance verte | Ministères Écologie Énergie Territoires](#) », 2017.

³⁶. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Programmations pluriannuelles de l'énergie \(PPE\) | Ministères Écologie Énergie Territoires](#) », 2023.

³⁷. GRT Gaz « [Panorama des gaz renouvelables](#) », Brochure 2022.

La méthanisation consiste à convertir la biomasse fermentescible (essentiellement déchets organiques issus de l'agriculture et de l'élevage, ordures ménagères, déchets de l'industrie alimentaire et boues de stations d'épuration) en méthane, par action de microorganismes capables de dégrader la matière organique en anaérobie. Le produit du procédé est un mélange de CH_4 et de CO_2 (biogaz) qui peut être utilisé directement pour produire de l'électricité ou de la chaleur, ou purifié en biométhane pour être injecté dans les réseaux de gaz naturel. À la fin de l'année 2022, il existait en France 1600 sites de méthanisation³⁸ utilisant essentiellement de la

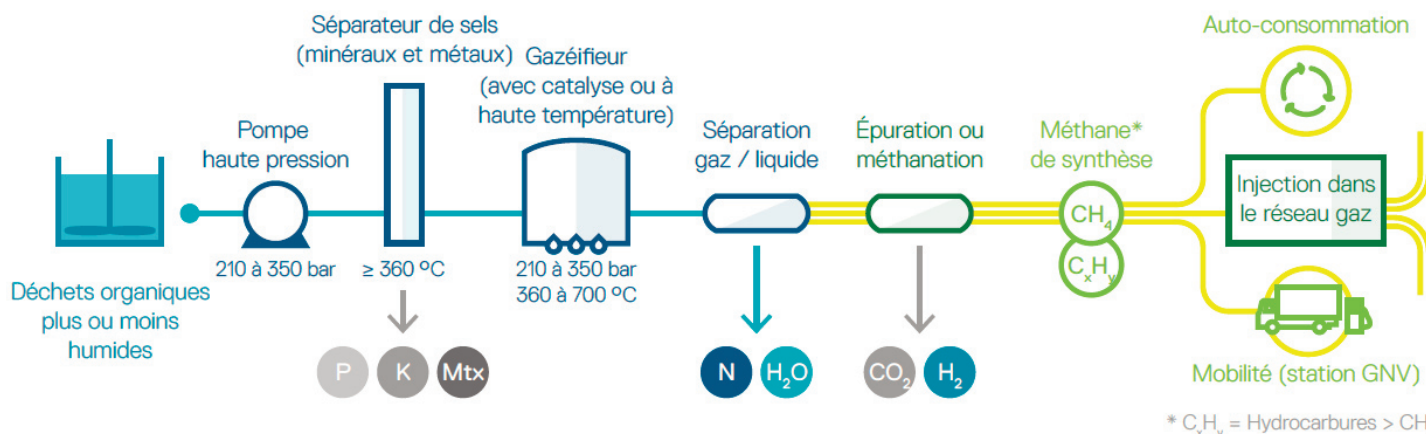
biomasse agricole (cas de 90% de la biomasse méthanisée) responsables presque entièrement de la production actuelle des 13 TWh de biogaz. Le digestat, produit résiduel de la méthanisation, peut être valorisé comme puissant fertilisant renouvelable dans les cultures. Par épandage sur les terres agricoles, il peut contribuer à diminuer l'usage d'engrais chimiques, même s'il faut s'assurer que cette alternative soit exempte d'impacts environnementaux problématiques (notamment pollutions métalliques, odeurs, pollutions microbiennes, micropolluants chimiques résiduels issus de l'épuration des eaux usées).



* Le biochar est un amendement du sol issu de la pyrolyse de biomasse.

*Le biochar est un amendement du sol issu de la pyrolyse de biomasse.

Figure 5. La pyrogazéification³⁹.



* C_xH_y = Hydrocarbures > CH_4

Figure 6. La gazéification hydrothermale⁴⁰.

³⁸. Dont environ 600 sites pour la production de biométhane injecté dans les réseaux et environ 1000 pour la production de chaleur et d'électricité.

³⁹. GRT Gaz « [Panorama des gaz renouvelables](#) », Brochure 2022.

⁴⁰. *Ibid.*

Les autres procédés de transformation de la biomasse en méthane comme la pyrogazéification⁴¹ et la gazéification hydrothermale⁴² ne sont pas encore matures (Figures 5 et 6). Concernant la production de biogaz par pyrogazéification, notons que, même si la filière n'a pas encore démarré, une soixantaine de projets industriels existent, visant l'injection dans les réseaux gaziers. Les premières unités seront peut-être fonctionnelles en 2024, avec l'objectif de valoriser par cette technologie 3 Mt de déchets par an, et de produire 6 TWh de biométhane à l'horizon 2030. De son côté, la gazéification hydrothermale ne fait pas encore l'objet de projets industriels.

Le niveau de maturité industrielle est encore plus faible en ce qui concerne la production de méthane de

synthèse par hydrogénation du CO₂ (stratégie *power-to-gas*), qui ne fait pas intervenir de biomasse et qui est encore très loin derrière la méthanisation du point de vue de l'efficacité énergétique et du coût économique du procédé. Il s'agit de faire réagir de l'H₂ vert (électrolytique) avec du CO₂ capturé (en particulier au niveau des grands sites d'émissions de CO₂, comme les cimenteries, les usines métallurgiques et les méthaniseurs) au cours d'une réaction appelée méthanation (Figure 7).

Notons enfin que le biogaz se forme naturellement également dans les sites d'enfouissement des déchets et dans les décharges, où il peut être récupéré et purifié pour injection du biométhane dans les réseaux de gaz⁴⁴.

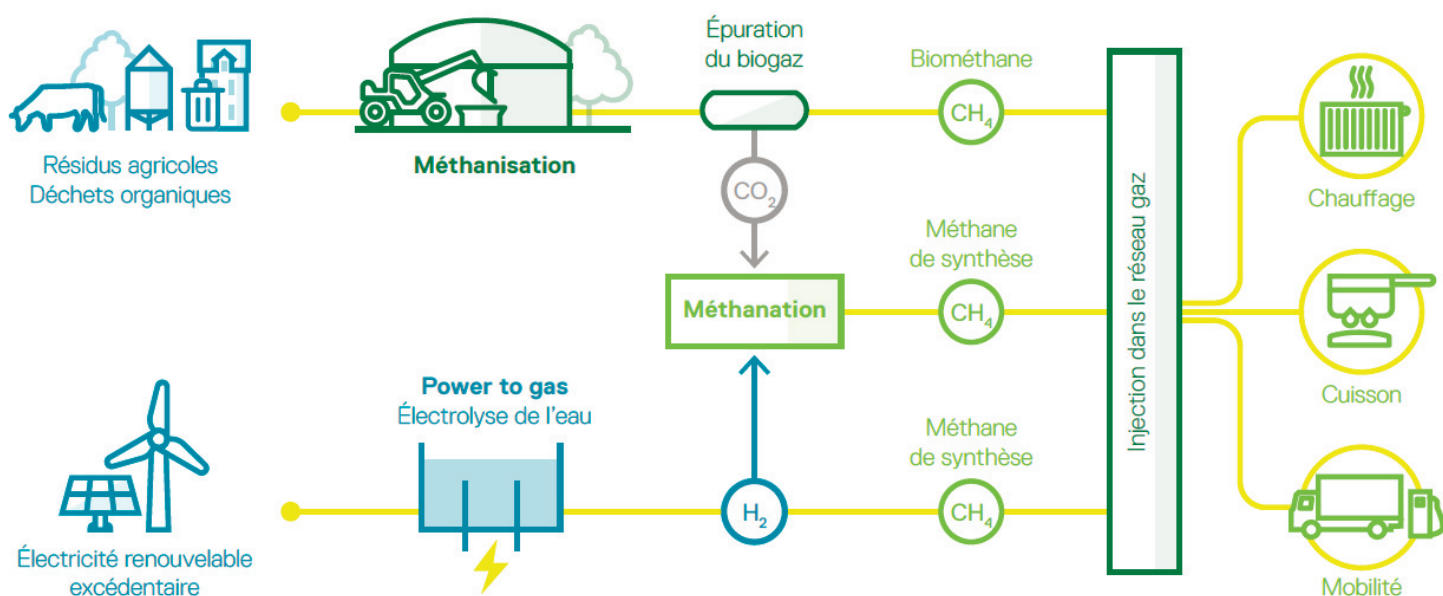


Figure 7. Production de biométhane par méthanation (hydrogénation du CO₂)⁴³.

⁴¹. La pyrogazéification consiste en un chauffage (pyrolyse et gazéification) de la matière carbonée (ressources difficilement valorisables comme les résidus de bois, le bois de démolition, les combustibles solides de récupération, c'est-à-dire essentiellement la biomasse sèche) à haute température (400-500°C), avec des rendements de 70-80%, avec valorisation de la chaleur co-produite. On produit des biochars solides et un mélange de gaz, qu'il faut ensuite purifier. Cette stratégie permet de répondre à l'obligation de valoriser énergétiquement ce type de déchets de moins en moins exportables ou mis en décharge et ne pouvant faire l'objet d'une valorisation matière (loi AGEC, sept. 2021).

⁴². Procédé de conversion thermochimique à haute pression (2 10-350 bars) et haute température (350-700°C) conduisant à un gaz riche en méthane et ne produisant pas de polluants atmosphériques (NO_x, CO, particules). Les intrants sont des déchets humides, boues et résidus organiques liquides qui ne peuvent pas retourner au sol (digestats non épandables, boues industrielles, boues de STEP, stations d'épuration, non digérées). Les rendements sont en général élevés (70-80%), avec de hauts taux de conversion carbone (> 90%).

⁴³. GRT Gaz « [Panorama des gaz renouvelables](#) », Brochure 2022.

⁴⁴. Voir par exemple les travaux de l'entreprise Waga energy. <https://waga-energy.com/fr/>.

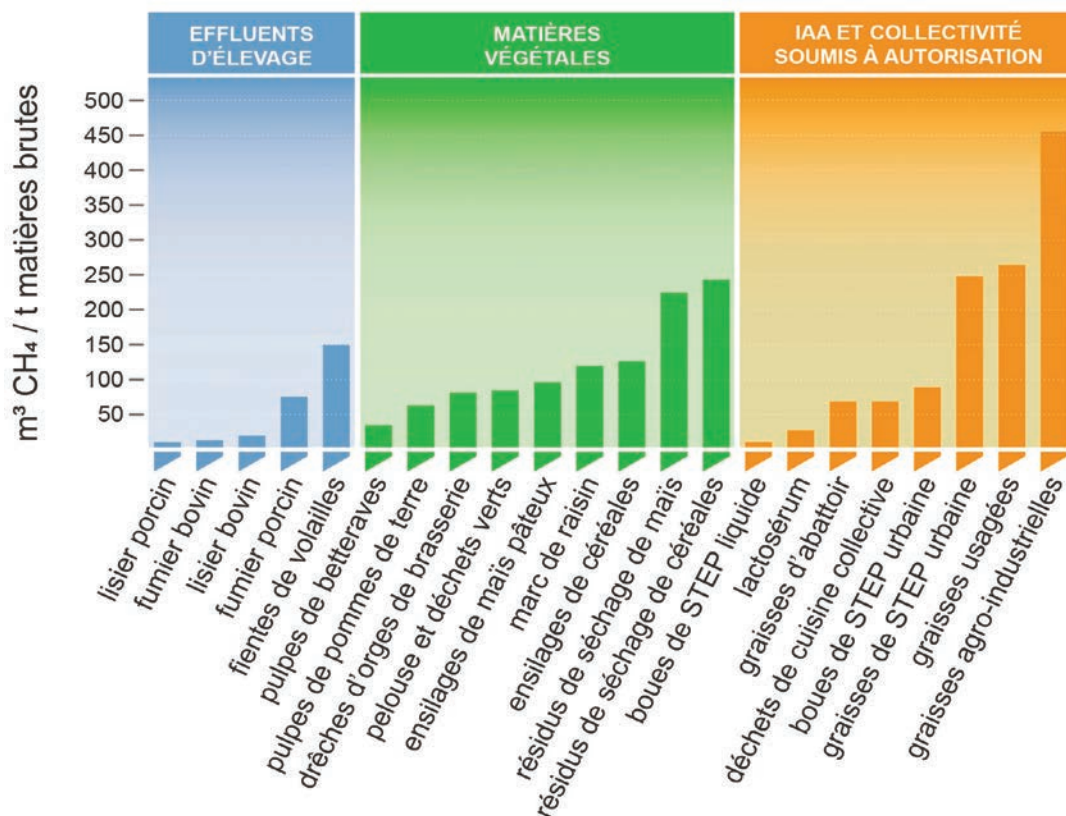


Figure 8. Le potentiel méthanogène des intrants de la méthanisation⁴⁵.

Tous les substrats n'ont pas les mêmes pouvoirs méthanogènes. La figure 8 illustre cette réalité, montrant que les effluents d'élevage sont les moins méthanogènes (10-150 m³ CH₄ / tonne matière brute) et que, dans chaque classe d'intrants, de grandes disparités sont observées. Par exemple, pour les déchets des industries agroalimentaires et des collectivités, les valeurs s'étalent entre 70 m³ CH₄/tonne matière brute pour les graisses d'abattoir et 400 m³ CH₄/tonne matière brute pour les graisses agro-industrielles.

Les usages potentiels de ce biogaz sont multiples et les besoins affichés vont, selon les scénarios, de 200 TWh (SNBC et RTE) à un peu plus de 300 TWh (ADEME et Association Française du Gaz⁴⁶).

Il s'agit d'abord de remplacer le gaz naturel dans l'industrie, à hauteur d'une centaine de TWh⁴⁷, dans la

mesure où tous les procédés industriels et notamment ceux qui nécessitent de très hautes températures ne pourront pas être électrifiés. Le secteur de la mobilité est également concerné car pour le transport par autobus, camions lourds ou le transport maritime (90% du trafic mondial des marchandises), le biométhane constitue une alternative crédible aux carburants fossiles actuels, à hauteur d'une cinquantaine de TWh⁴⁸. D'autre part, nous l'avons évoqué, le gaz jouera un rôle essentiel pour la flexibilité du système électrique, à hauteur d'une centaine de TWh. Enfin, puisque tout ne pourra pas être électrifié dans le bâtiment au moyen de pompes à chaleur, le gaz va continuer à jouer un rôle majeur dans le chauffage (résidentiel et tertiaire), pour un besoin de l'ordre de 100 TWh également. Une stratégie de dé-fossilisation intéressante des bâtiments peut consister en une électrification hybridée avec le gaz (pompes à chaleur hybrides).

⁴⁵. Figure modifiée d'après Raulin F. « Innovations dans le traitement des déchets : la méthanisation », *The Conversation*, décembre 2016.

⁴⁶. Association France Gaz (AFG) « Les nouveaux gaz, l'énergie des territoires, piliers d'une transition énergétique réussie », Mars 2022.

⁴⁷. L'industrie utilise aujourd'hui environ 130 TWh de gaz naturel, soit 35% de l'énergie dépensée par le secteur.

⁴⁸. Aujourd'hui, il y a environ 15.000 véhicules qui utilisent du GNV (Gaz naturel Véhicule), pour l'équivalent de 3TWh, et certains scénarios (AFG) anticipent d'ici 10 ans près de 10 fois plus de véhicules, soit 20% du parc, utilisant du gaz (pour un total de 33 TWh dont 26 de BioGNV). Pour le transport maritime l'AFG prévoit environ 15 TWh.

c. Les biocarburants liquides

Le développement de ces biocarburants constitue un point essentiel de la transition énergétique, tant les besoins en alternatives au pétrole liquide sont grands, notamment dans le secteur de la mobilité, gros émetteur de GES (environ 85 milliards de litres consommés en France par an, dont 50 milliards pour le transport routier).

Les biocarburants liquides se divisent en trois familles dits de première (1G), deuxième (2G) ou troisième génération (3G). Seuls les premiers (Figure 9) sont développés à l'échelle industrielle et comptent pour plus de 90% des biocarburants présents sur le marché, tandis que les deux autres sont encore au stade de la R&D, malgré des dizaines d'années d'efforts.

Les biocarburants 1G correspondent essentiellement aux bioéthanol et biodiesels. Une surface de 800.000 ha - soit 3% de la surface agricole utilisée (SAU) - est aujourd'hui consacrée à la production de ces carburants. Seuls 38% des volumes d'huile de colza incorporés dans les carburants sont d'origine française et le reste est importé, rappelant que, à l'heure actuelle, le passage aux biocarburants ne contribue qu'en partie à la souveraineté énergétique.

Le bioéthanol (1,1 milliard de litres en 2020) est mélangé à l'essence (E5/E10/E85) et provient pour l'essentiel de cultures sucrières (betterave, canne à sucre) et céréalières (blé, maïs) par extraction de l'amidon des parties comestibles de la plante, conversion en sucres puis fermentation des sucres et production d'alcool. Les biodiesels et carburants pour l'aviation (2,9 milliards de litres en 2020) sont des esters d'acides gras lipidiques, obtenus à partir d'huiles végétales (tournesol, colza) pour l'essentiel, mais aussi d'huiles animales. Après estérification et hydrogénation, puis hydroisomérisation et hydrocraquage, ces produits sont mélangés au diesel (B7/B10).

Le conflit d'usage avec la production alimentaire est le principal problème des biocarburants 1G et conduit l'industrie à redoubler d'efforts pour le développement des biocarburants 2G.

Les biocarburants 2G (Figure 10) sont plus intéressants et leur développement devrait être privilégié malgré les difficultés technologiques. Ils n'entrent pas en compétition avec la production alimentaire car ils peuvent exploiter la partie non

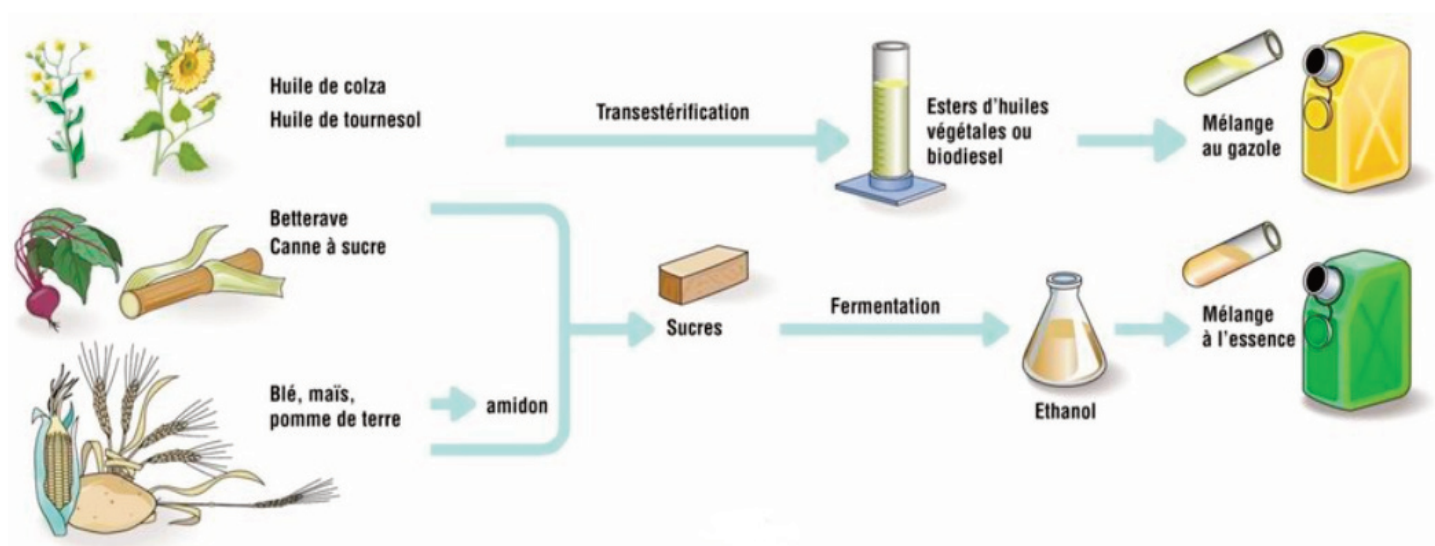


Figure 9. Biocarburants conventionnels de première génération (1G)⁴⁹.

⁴⁹. IFP Energies Nouvelles « Quel avenir pour les biocarburants ? ».

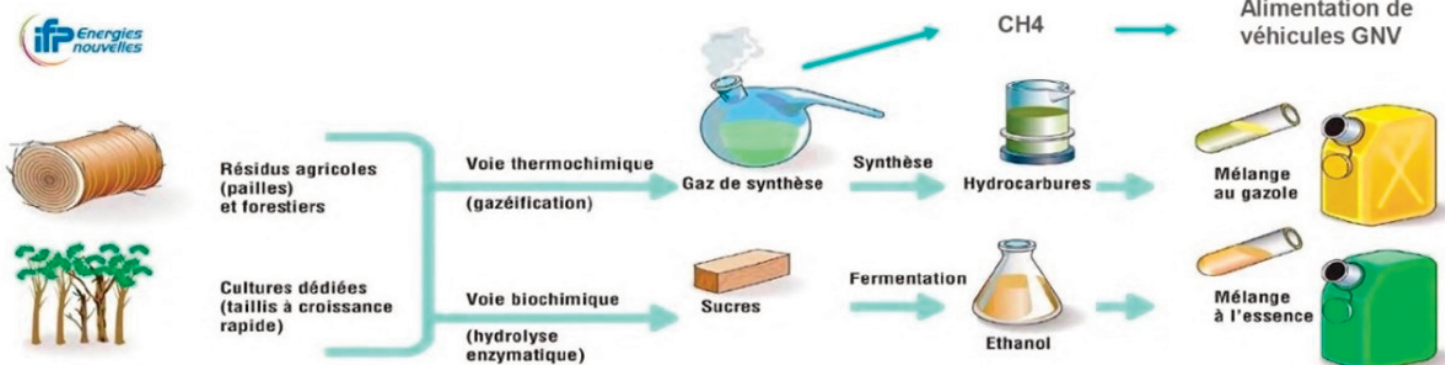


Figure 10. Biocarburants avancés (deuxième génération, 2G)⁵¹.

comestible de la plante ainsi que les plantes et, plus largement, toute ressource non comestible. Il peut s'agir de résidus agricoles (pailles) ou forestiers (bois) ou de cultures dédiées non alimentaires (taillis à croissance rapide). 70% de la biomasse d'une plante est constituée d'un mélange de cellulose, hémicellulose et lignine, très riches en sucres et en énergie.

Ces polymères très hétérogènes sont cependant difficiles à extraire et à dégrader. La lignine correspond à un ensemble de polymères de composés phénoliques qui ne peuvent être dégradés que par oxydation (essentiellement par des champignons aérobies). La cellulose peut être hydrolysée en sucres fermentescibles par des enzymes (cellulases) produites par divers microorganismes. Cette transformation est particulièrement difficile quand la cellulose est associée à la lignine (matériaux lignocellulosiques) et, dans ce cas, un prétraitement mécanique et chimique est nécessaire.

Le bioéthanol 2G peut être ensuite obtenu, comme le bioéthanol 1G, par fermentation des sucres issus de la cellulose. Le biokérosène peut être dérivé du bioéthanol, par déshydratation en éthylène, suivie d'oligomérisation et d'hydrogénation. Les biodiesels et carburants pour l'aviation peuvent être également obtenus par gazéification de cette même biomasse conduisant à la production de gaz de synthèse

(mélange CO/H₂ dont le rapport peut être ajusté par ajout d'H₂ vert) qui peut ensuite être transformé en hydrocarbures de synthèse par des procédés thermiques et catalytiques de type Fischer-Tropsch⁵⁰ et par hydrogénation.

Depuis juin 2023, une nouvelle réglementation européenne (REDIII)⁵² contraint les États membres à incorporer 29% de carburants bas-carbone (biocarburants et carburants de synthèse) dans le secteur du transport à l'horizon 2030. Notons que cet objectif est irréaliste.

En France, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2020 fixe, à l'horizon 2028, un objectif d'incorporation de 3,8% de biocarburants dans l'essence et 2,8% dans le gazole.

Les carburants 3G (Figure 11) exploitent la capacité de microorganismes photosynthétiques (microalgues et cyanobactéries) à produire, par photosynthèse, des quantités massives d'huiles qui peuvent être facilement collectées, transestérifiées pour donner des biodiesels mélangeables au gazole, ou hydrogénées fournissant des hydrocarbures mélangeables à l'essence et au kérosène. Cependant, les technologies sont encore très insuffisamment performantes malgré de nombreuses tentatives, y compris de la part de grands industriels de l'industrie pétrolière (comme Exxon).

⁵⁰. TISSOT B. « FISCHER-TROPSCH procédé », Encyclopædia Universalis.

⁵¹. IFP Energies Nouvelles « Quel avenir pour les biocarburants ? ».

⁵². European Commission « Renewable Energy Directive ».

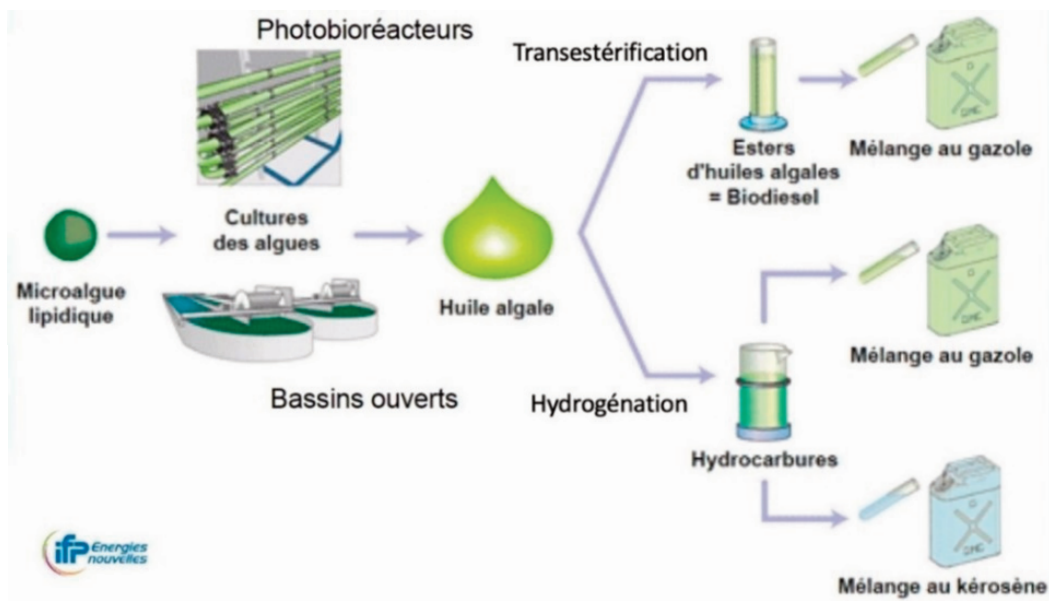


Figure 11. Biocarburants issus de microalgues lipidiques (troisième génération, 3G)⁵³.

Quelques mots concernant le secteur de l'aviation

Notons que, même si le secteur aérien n'est pas le plus gros émetteur de GES⁵⁴, il fait l'objet d'une attention particulière de la part des media. Le défi pour l'industrie aéronautique est considérable car ses alternatives sont limitées en matière d'énergies neutres en carbone, comparées à celles qui existent pour les systèmes au sol, qui peuvent s'appuyer sur l'électrification et des sources d'énergies éolienne, solaire, hydroélectrique, géothermique et nucléaire.

Les perspectives d'une électrification des avions avec stockage d'électricité sont lointaines car les densités d'énergie et de puissance actuellement disponibles dans les meilleures batteries (Figure 12) restent beaucoup trop faibles. Pour espérer remplacer le kérosène et les turbines à gaz des avions de transport actuels, des calculs montrent qu'il faudrait pouvoir disposer de batteries avec une densité énergétique d'environ 6.000 Wh/kg et d'une densité de puissance de l'ordre de 2.000 W/kg pour qu'un avion électrique équipé de batteries puisse assurer une mission équivalente à celle des avions court et moyen-courriers du type de l'Airbus A320. Avec des valeurs maximales aujourd'hui de 240 Wh/kg et 300 W/kg, les gains à obtenir sont de l'ordre d'un facteur 25 en termes de densités énergétiques, et d'un facteur 6 en termes de puissances énergétiques.

L'hydrogène (H₂) est également envisagé pour remplacer le kérosène dans le transport aérien. Cependant, son utilisation est confrontée à toute une série de limitations sérieuses liées à la faiblesse de sa masse volumique et à la nécessité de le stocker sous forme liquide à une température de -250 °C. Ce combustible pourrait peut-être permettre des vols sur des distances du type de celles couvertes par les avions court et moyen-courriers actuels mais il est peu probable qu'il puisse être utilisé sur des longs courriers. L'utilisation de l'hydrogène soulève aussi de nombreuses questions scientifiques et techniques qu'il faudra résoudre avant d'espérer l'utiliser pour faire voler des avions de ligne (Tableau 3).

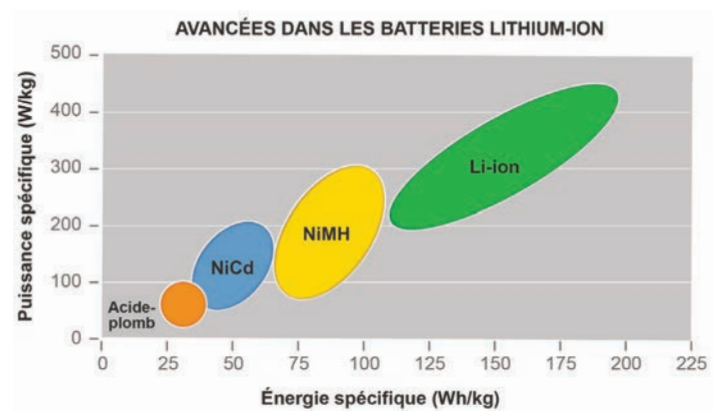


Figure 12. Densité d'énergie et de puissance des batteries⁵⁵.

⁵³. IFP Energies Nouvelles « [Quel avenir pour les biocarburants ?](#) ».

⁵⁴. Ce secteur ne représente, en France, que 2,5% des émissions totales de GES et environ 7% des émissions liées aux transports.

⁵⁵. Figure modifiée d'après Center for advanced life cycle engineering "Battery Research Group" University of Maryland.

Production	Développer la production d'hydrogène basée sur des sources d'énergie bas-carbone pour assurer une réduction effective des émissions de GES
Opérations	Assurer l'approvisionnement et la manipulation en toute sécurité de l'hydrogène dans les aéroports : inerte les réservoirs d'hydrogène, développer un processus adéquat de remplissage des réservoirs, éviter les effets électrostatiques dans le processus de ravitaillement, assurer l'intégrité structurelle des réservoirs
Stockage	Gérer le stockage de l'hydrogène à bord et concevoir des systèmes d'alimentation en hydrogène gazeux des moteurs
Combustion	Développer des procédés adaptés à la combustion de l'hydrogène assurant la stabilité de flamme, une faible sensibilité aux perturbations et une production d'oxydes d'azote réduite
Sécurité	Considérer avant tout les problèmes de sécurité inhérents à l'utilisation de l'hydrogène

Tableau 3. Synthèse de quelques-uns des défis des avions à hydrogène.

Ainsi, pour encore longtemps, les avions voleront avec des carburants liquides dont les besoins iront en augmentant⁵⁶. La décarbonation du secteur aérien impose donc que progressivement le kérosène fossile soit remplacé par des carburants durables, des biocarburants liquides à court terme et des carburants liquides de synthèse à plus long terme.

En avril 2023, le Conseil et le Parlement européen se sont mis d'accord sur les objectifs suivants⁵⁷ (initiative *ReFuelsEU Aviation*) :

- Incorporation de 2% de carburants durables dans le carburant aérien en 2025 pour atteindre 70% en 2050 par étapes (6% en 2030, 20% en 2035, 34% en 2040, 42% en 2045) ;
- Les carburants durables pour l'aviation⁵⁸ correspondent : (i) aux biocarburants (issus de résidus agricoles et forestiers, biodéchets, huiles de cuisson usagées, certaines graisses animales, déchets plastiques non recyclés), (ii) aux carburants de synthèse (e-kérosène produit par hydrogénation du CO₂ et dont la part doit être de 1,2% en 2030,

5% en 2035 pour atteindre 35% en 2050) et (iii) à l'hydrogène ;

- Les carburants issus de plantes utilisées pour l'alimentation humaine et animale et des cultures vivrières sont exclus.

Ces objectifs se traduisent, pour la France, par des volumes considérables (480.000 tonnes de carburants durables pour l'aviation en 2030 et 6 millions de tonnes en 2050, pour un volume total actuel de kérosène consommé de 8 millions de tonnes⁵⁹). En juin 2023, le Président Macron a d'ailleurs fixé un objectif de production de carburants durables pour l'aviation de 500.000 tonnes à l'horizon 2030⁶⁰. Cela paraît particulièrement ambitieux quand on sait qu'on ne produit actuellement en France pratiquement aucun carburant durable pour l'aviation, même s'il existe un certain nombre de projets⁶¹.

À l'heure actuelle, notons que la production des biocarburants 2G, à partir de biomasse lignocellulosique ou de déchets non recyclés (comme le

⁵⁶. L'entreprise Airbus prévoit que le nombre de passagers transportés dans le monde aura doublé en 2030, par rapport à 2010.

⁵⁷. Voir Conseil européen « [Accord du Conseil et du Parlement pour décarboner le secteur de l'aviation](#) », Communiqué de presse 25 avril 2023.

⁵⁸. Ou SAF, en anglais, pour *Sustainable Aviation Fuels*.

⁵⁹. La production mondiale actuelle de SAF est de 300.000 tonnes, soit 0,1% des volumes totaux consommés, qui vont passer de 300 millions de tonnes aujourd'hui à 450 millions de tonnes en 2050 en raison de l'augmentation du trafic aérien.

⁶⁰. Vie publique « [Déclaration de M. Emmanuel Macron, président de la République, sur la souveraineté et la planification écologique de la filière aéronautique française](#) », à Villaroche, le 16 juin 2023.

⁶¹. En juin 2023, TotalEnergies annonce être capable de produire 0,5 million de tonnes de carburants durables en 2028 et 1,5 million de tonnes au niveau mondial en 2030. TotalEnergies consacre 400 millions € à la transformation de sa raffinerie de Grandpuits, en Seine-et-Marne, en « plateforme zéro pétrole », dont une grande partie pour les SAF. Le 25 juillet 2023, Engie annonce le projet « KerEAUzen » de production de 70.000 tonnes par an d'« e-kérosène » par la combinaison d'hydrogène bas carbone et de CO₂. Il devrait couvrir environ 1% des besoins français en carburant durable en 2035. La décision finale d'investissement est attendue pour fin 2026 pour une mise en service en 2028.

plastique)⁶² ou de carburants de synthèse⁶³ reste très limitée et que le prix de ces carburants alternatifs est 4 à 8 fois plus élevé que le prix du kérosène (environ 1 €/L). Ainsi, à court terme, la seule possibilité réside dans la transformation d'huiles alimentaires usagées en carburants durables pour l'aviation. Malheureusement, le gisement total est limité à 50-100.000 tonnes.

L'Académie des technologies a publié, en février 2023, un rapport très complet⁶⁴ sur la décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables, qui estime que, compte tenu des ressources disponibles et des conflits d'usages potentiels, les carburants durables pour l'aviation issus de la biomasse ne pourront pas représenter plus de 20% des besoins en 2050. Un rapport récent de Transport et Environnement (T&E)⁶⁵, organisation européenne non gouvernementale, estime leur potentiel à 10%. Nous sommes ainsi loin du compte et le complément pourra difficilement provenir uniquement de molécules de synthèse (e-fuel). L'Académie des technologies estime à 37 MWh la consommation d'électricité nécessaire pour en fabriquer une tonne. Avec ce chiffre, l'objectif de 500.000 tonnes de carburants durables pour l'aviation en 2030 et de 6 millions de tonnes en 2050 en France nécessiterait de disposer, spécifiquement pour ce secteur, de 18 TWh d'électricité nécessairement décarbonée en 2030, puis 220 TWh en 2050⁶⁶. T&E calcule que le secteur aurait alors besoin en Europe de 660 TWh d'énergie décarbonée par an en 2050, ce qui absorberait 25% de l'électricité durable alors produite en Europe⁶⁷.

d. Quelques (autres) inconvénients sérieux de la biomasse

Au-delà des problèmes évoqués plus haut,

l'exploitation de la biomasse est confrontée à des limitations inhérentes à sa nature même.

Le premier inconvénient réside dans la faible densité d'énergie surfacique, étroitement liée au faible rendement de la photosynthèse naturelle⁶⁸. Ainsi, si la production de bioénergies devait être appelée à se développer massivement, cela nécessiterait une utilisation massive, probablement difficilement acceptable par nos sociétés, de la surface terrestre pour la production de biomasse dédiée. Pour donner un ordre de grandeur, si l'objectif était donné de remplacer le pétrole par des biocarburants pour alimenter la moitié du parc automobile (~30 millions de véhicules au total), en faisant l'hypothèse que la moitié de ce parc resterait thermique et l'autre moitié serait électrique, il faudrait y dédier 25% de la SAU, ce qui est évidemment inacceptable. C'est avec ce même exemple du secteur du transport que H. Michel, Prix Nobel de Chimie, a évoqué le « *Non Sense of Biofuels* »⁶⁹. Il démontre, en effet, que les rendements faibles de la photosynthèse et du véhicule thermique, comparés à ceux des cellules photovoltaïques, du stockage de l'électricité dans les batteries et du véhicule électrique expliquent pourquoi la filière soleil→biocarburants→voiture thermique nécessite 250 fois plus de surface que la filière soleil→photovoltaïque→batteries→voiture électrique. Une étude récente⁷⁰ comparant les différentes sources d'énergies établit rigoureusement que les bioénergies sont la lanterne rouge des énergies en termes de densité surfacique d'énergie (TWh/km²) et de puissance surfacique (W/m²). Ces résultats sont résumés dans la figure 13.

Un deuxième inconvénient réside dans le coût énergétique de la valorisation de la biomasse, qui est souvent passé sous silence dans l'évaluation de ses

⁶². La filière n'est pas opérationnelle pour le moment.

⁶³. Pour les carburants de synthèse, notons aussi les besoins supplémentaires massifs en électricité que les e-carburants nécessitent, spécifiquement pour la production d'hydrogène.

⁶⁴. Académie des technologies « [La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables](#) », Rapport février 2023.

⁶⁵. Transport et environnement (T&E) « [Comment décarboner l'aviation en Europe d'ici 2050 ?](#) », Rapport mars 2022.

⁶⁶. Pour donner un ordre de grandeur : 220 TWh correspond à la production électrique fournie par 20 réacteurs nucléaires de type EPR de 1,6 GW.

⁶⁷. La comparaison des 220 TWh pour la seule France aux 660 TWh donnés par T&E interpelle à première vue. Mais vu que le chiffre pour la France est basé sur 70% de SAF et celui de l'UE sur 10% seulement, cela devient compatible, puisqu'à 10% la part française serait ramenée à 32 TWh soit 5% de la part UE (à peu près compatible avec le rapport des populations).

⁶⁸. Rendement inférieur à 1% pour les plantes terrestres et de l'ordre de 3-4% pour les microalgues les plus efficaces.

⁶⁹. Michel H. "The nonsense of biofuels" *Angew. Chem. Int. Ed.* 2012, 51, 2516 – 2518.

⁷⁰. Noland JK, Auxepaules J, Rousset A, Perney B, Foletti G. "Spatial energy density of large-scale electricity generation from power sources worldwide", *Sci Rep*, 2022, 12, 21280.

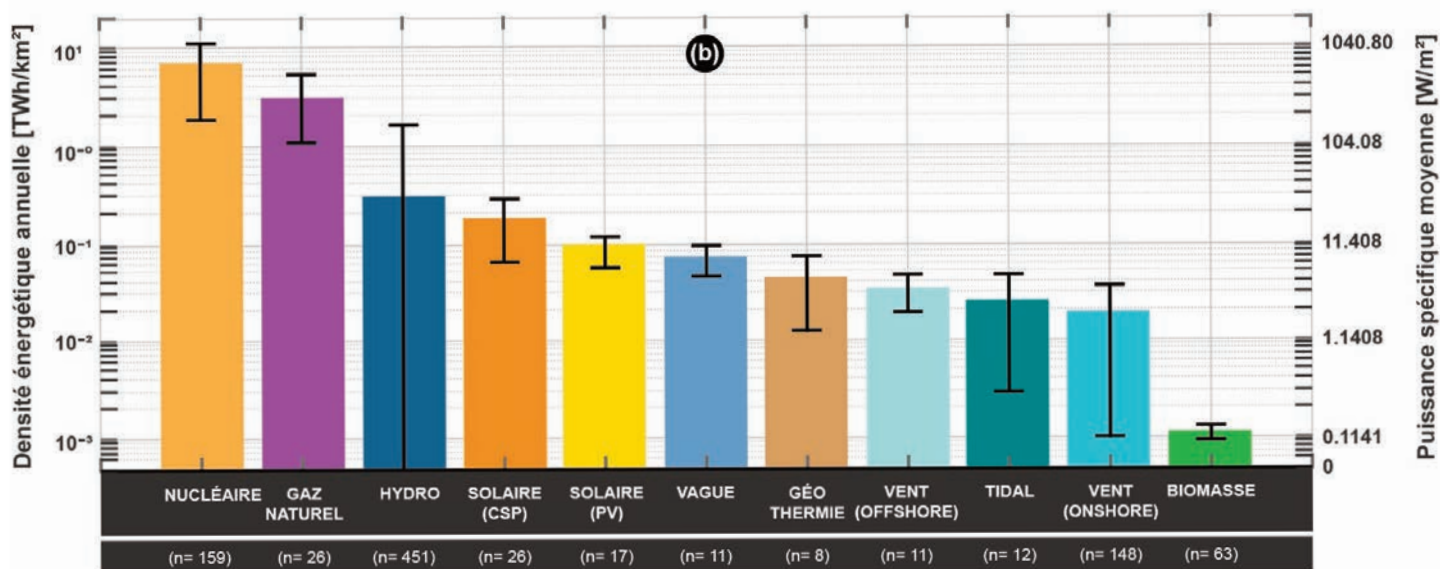


Figure 13. Valeurs moyennes et écarts types de la densité énergétique annuelle (TWh/km²) ou de la puissance spécifique mesurée en (W/m²) pour différentes sources d'énergie⁷¹, en échelle logarithmique.

potentialités. Ce coût peut être mesuré à l'aide d'un paramètre appelé retour énergétique sur investissement⁷². Une étude récente⁷³ montre, comme c'était attendu, que plus les sources sont diffuses et plus le retour énergétique sur investissement est faible : le retour énergétique sur investissement de la biomasse

ne dépasse pas 4, valeur la plus basse parmi les diverses sources d'énergie (Figure 14). Notons cependant qu'il s'agit d'une moyenne, les valeurs s'étalant de 2 (éthanol à partir du maïs) à 8 (alcool à partir de la canne à sucre) en fonction du type de ressource et du type de bioénergie produite⁷⁴.

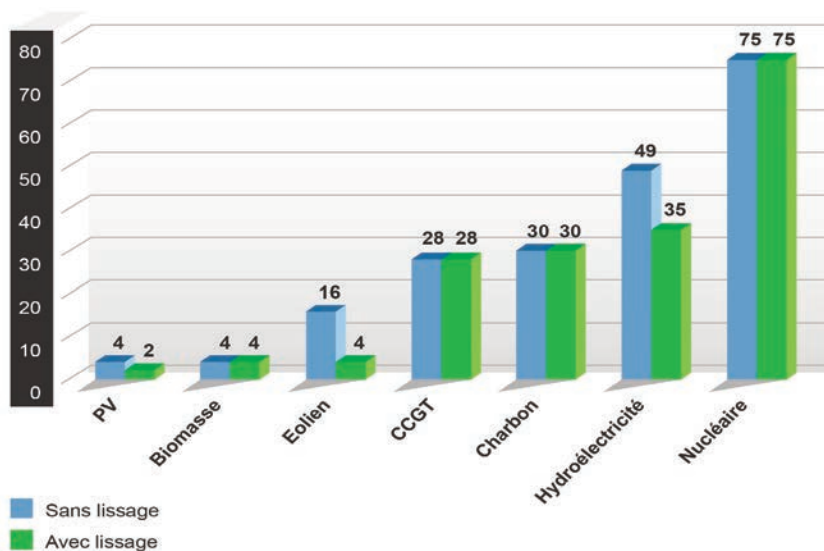


Figure 14. Retour énergétique sur investissement des principales technologies de production d'énergie électrique⁷⁵.

Pour les sources pilotables, les valeurs lissées et non lissées sont identiques ; pour les sources intermittentes, le stockage de l'énergie permettant d'obtenir une production régulière et en équilibre avec la demande est pris en compte. L'acronyme CCGT ('Combined Cycle Gas Turbine') correspond aux centrales à gaz à cycle combiné. Dans le cas de l'hydroélectricité « au fil de l'eau » considérée par les auteurs, la valeur lissée correspond à la mise en place de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

⁷¹ Ibid. Modifié d'après figure 14.

Les chiffres concernant la biomasse sont issus de la méta-analyse de van Zalk J. & Behrens P. "The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the US", *Energy Policy*, 2018, 23, 83-91.

⁷² En anglais EROI : Energy Return of Investment, rapport de l'énergie mise à disposition (Eout) à l'énergie investie pour l'obtenir (Ein) : $EROI = E_{out}/E_{in}$.

⁷³ Bonhomme G. et Treiner J. L'EROI et son importance dans l'évaluation des performances des systèmes énergétiques, *Annales des Mines* n°111, juillet 2023, s'appuyant sur Weißbach D. et al. "Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants", *Energy*, 2013, 52, pp. 210-221.

⁷⁴ Leopoldina National Academy of Sciences "Bioenergy-Chances and Limits", Statement 2011.

⁷⁵ Bonhomme G. et Treiner J. L'EROI et son importance dans l'évaluation des performances des systèmes énergétiques, *Annales des Mines* n°111, juillet 2023

Un troisième inconvénient provient du fait que les bioénergies ne sont pas neutres en carbone, contrairement à ce qui est généralement affirmé. Si, évidemment, les quantités de CO₂ émises pendant la combustion de la biomasse correspondent aux quantités de CO₂ absorbées pendant sa production naturelle par photosynthèse, il n'en reste pas moins que toute la chaîne de production puis mobilisation de la biomasse, de la culture à l'utilisation, implique toute une série de procédés, de molécules carbonées (engrais, pesticides), de machines (travail du sol, transport) qui émettent du CO₂. Le bilan carbone n'est pas toujours favorable, comme c'est le cas, en particulier, de la production des biocarburants 1G, bioéthanol et biodiesels.

Un quatrième frein au développement des bioénergies provient de leur coût (Tableau 2). Compte tenu de l'état des technologies actuelles, le coût de production du biométhane oscille entre 100 et 150 € par MWh⁷⁶. Même si la volatilité du prix du gaz naturel est grande⁷⁷, les prix seront vraisemblablement plus proches, à l'avenir, de ceux qui ont existé avant 2021, en dessous de 50 € par MWh. Un petit calcul montre que, pour un consommateur de gaz raccordé au réseau consommant 15 MWh/an, le coût du passage du gaz naturel au biogaz se traduirait par une augmentation de sa facture annuelle au moins d'un facteur 2,5⁷⁸. S'il n'y a pas suffisamment de biométhane disponible, ce qui est probable, et que le gaz est constitué en partie par du méthane de synthèse beaucoup plus cher (de l'ordre de 200 € par MWh), avec une hypothèse de 80 € par MWh pour le prix de l'électricité nécessaire pour la méthanation du CO₂⁷⁹, la facture finale sera alourdie d'autant. Ces estimations sont à prendre avec précaution et restent dépendantes évidemment du prix de l'électricité, qui a connu une grande variabilité en 2022. En fonction des prix de l'électricité, qui pourraient redevenir plus raisonnables si le marché européen était réformé, si le

nucléaire conservait une forte contribution à la production électrique nationale et si les EnR électriques continuaient à voir leur coût diminuer⁸⁰, la substitution du gaz par l'électricité pour le chauffage et la cuisson des ménages et pour produire une partie de la chaleur industrielle pourrait apparaître comme étant la stratégie la plus économique. En d'autres termes, il vaut peut-être mieux électrifier les bâtiments et l'industrie que de passer du gaz naturel au biogaz, évidemment si les capacités de production électrique suivent la demande qui va être durablement croissante.

Une dernière contrainte majeure, traitée dans le chapitre suivant, est la limite imposée par les gisements de biomasse. Avant de traiter celle-ci, notons que l'ensemble des inconvénients étudiés ci-avant a récemment conduit à un ensemble de conclusions particulièrement négatives quant à la production de biocarburants. Citons, par exemple, un rapport de la Cour des Comptes⁸¹ qui, en 2021, tire les enseignements suivants de la politique française de développement des biocarburants :

- Pas d'amélioration observée en termes d'indépendance énergétique : le solde global des échanges commerciaux en biocarburants est déficitaire (470 M€) et la part des biocarburants produite en France diminue : 68% en 2014 et 48% en 2019 ;
- Les impacts sur le prix des denrées alimentaires sont négatifs ;
- L'utilisation de la surface agricole utile (SAU) est abusive ;
- Le bilan environnemental est négatif et le bilan carbone décevant.

Une étude américaine intéressante⁸² établit un bilan de la politique américaine du soutien aux biocarburants entre 2005 et 2022⁸³ et conclut « [...] que de profonds progrès en matière de technologie et

⁷⁶. Lafond D, Cayla JM, Magois S, « [Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz](#) », *La revue de l'énergie*. N° 660, janvier-février 2022 ; ADEME, GRDF, GRTgaz « [Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?](#) », Synthèse de l'étude.

⁷⁷. Elle s'est manifestée, par exemple, en 2022 par des prix sur le marché de référence qui ont atteint plus de 100€ par MWh, notamment en raison de la guerre en Ukraine et de la reprise post-Covid.

⁷⁸. Pour un prix du gaz naturel de 40 € par MWh et un prix du biogaz à 100 € par MWh.

⁷⁹. La méthanation est la réaction $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$, qui requiert une grande quantité d'électricité pour la production d'H₂ par électrolyse de l'eau. Le coût évalué du méthane de synthèse ne tient pas compte du coût de la capture et du transport du CO₂ !

⁸⁰. Même si ce coût ne prend en général pas en compte les coûts supplémentaires de réseau, de stockage et de capacités pilotables associée.

⁸¹. Cour des comptes « [La politique de développement des biocarburants](#) », Décembre 2021.

⁸². Lark et al. "Environmental outcomes of the US Renewable Fuel Standard" *Proc Natl Acad Sci*, 2022, 119 e2101084119.

⁸³. Directive RFS: Renewable Fuel Standard-2005. Voir : [Alternative Fuels Data Center: Energy Policy Act of 2005](#).

de politique sont encore nécessaires pour obtenir les avantages environnementaux escomptés de la production et de l'utilisation des biocarburants. »⁸⁴.

L'essentiel des biocarburants est de type 1G, comme le bioéthanol issu du maïs (87%) et cela est associé à une augmentation :

- De 30% du prix du maïs,
- De 8.7% (+ 2.8 Mha) de la surface cultivée de maïs,
- De 3-8% de l'utilisation des engrais,
- De 3-5% de la quantité de polluants dans l'eau,

Alors que l'intensité carbone du bioéthanol⁸⁵ n'est que légèrement inférieure à celle de l'essence (0 à -24% par rapport à l'essence « gasoline »).

3. La biomasse en France aujourd'hui et demain

a. La situation actuelle de l'utilisation de la biomasse

L'utilisation de la biomasse est, aujourd'hui, (Figure 15, données 2021) certes limitée mais significative puisque, sur une consommation totale de 1650 TWh et une consommation d'EnR de 320 TWh environ, la biomasse et les déchets comptent pour environ 170 TWh (soit 52% des EnR et 10% de l'énergie totale consommée). Il faut noter que le bois compte, à lui seul, pour 110 TWh (35% de l'ensemble des EnR et 65% de la biomasse). D'après un rapport récent de la CRE⁸⁷, l'utilisation de la biomasse en France correspond à 50 millions de tonnes de matière sèche issues de la

Consommation énergie 2019			Production énergie 2019		
État 2019	Énergie TWh	%	État 2019	Énergie TWh	%
Consommation électrique	468	29,1	Production d'électricité	535	100
Autres consommations	1143	70,9	Nucléaire	379	70,8
Pétrole	626	38,9	Éolien	34	6,3
Gaz	328	20,4	Solaire	12	2,3
Charbon	11	0,7	Hydraulique	60	11,1
EnR thermique	177	11,0	Biomasse	10	1,8
			Gaz	37	6,9
Total consommation	1611	100	Charbon/pétrole	4	0,7

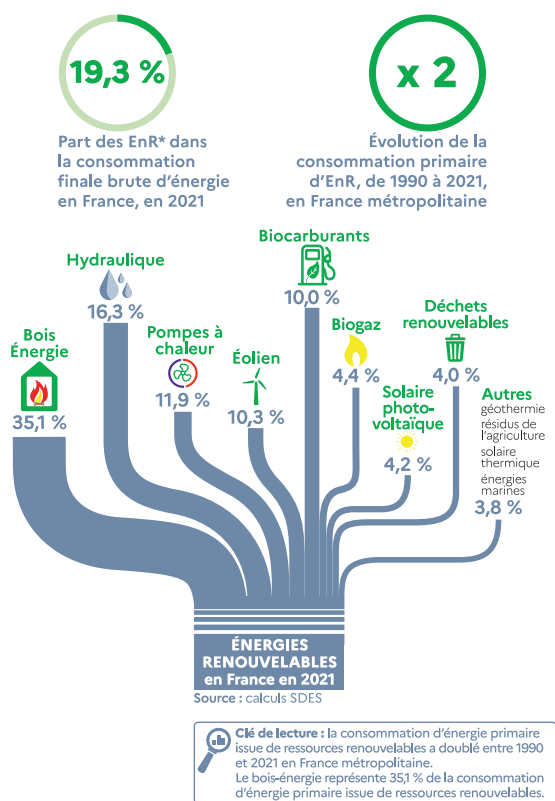
Tableau 4. Consommation d'énergie et production électrique en France (2019)⁸⁶. À gauche, les consommations des différentes sources ; à droite, les contributions énergétiques à notre production électrique.

⁸⁴. Traduit d'après l'extrait "Our findings suggest that profound advances in technology and policy are still needed to achieve the intended environmental benefits of biofuel production and use".

⁸⁵. L'Intensité carbone est ici exprimée en kg CO₂/kWh produit.

⁸⁶. Fontecave M. et Grand D. « [Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes](#) », *Comptes rendus. Chimie*, 2021, 24:331-50.

⁸⁷. Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « [La biomasse et la neutralité carbone](#) », rapport mars 2023.



EnR ~320 TWh

EnR thermiques : 216 TWh

Biomasse >55% des EnR

Bois	112 TWh
Biocarburants (Éthanol : 7 TWh ; biodiesels : 25 TWh)	32 TWh
Déchets	10 TWh
PAC	38 TWh
Biogaz	12 TWh
Autres	12 TWh

(Géothermie, solaire thermique)

EnR électriques : 104 TWh

Éolien	33 TWh
Hydro	52 TWh
Solaire	13 TWh
Biomasse	5 TWh

(Biogaz < 2 TWh déchets/biomasse)

Figure 15. Poids des différentes EnR dans le mix énergétique français⁸⁸.

forêt (53%), de la matière végétale hors forêts (43,5%) et de la matière animale (2,9%). Cette biomasse est destinée à la combustion et à la production de chaleur (44,6%), elle sert à fabriquer des produits bois et des produits biosourcés (21,4%) et des biocarburants (20,3%). Une partie de cette biomasse sert à la méthanisation (4,6%) et le reste (8,9%) est pour l'essentiel exporté. Comme nous l'avons dit plus haut, la production de chaleur constitue une part importante de notre consommation énergétique (environ 700 TWh) et près d'un quart de cette énergie est fournie par des ressources renouvelables, le bois étant la ressource majoritaire.

b. Les perspectives : utilisation de la biomasse à l'horizon 2050

(i) La Stratégie Nationale Bas-Carbone - SNBC

Comme nous l'avons vu, le futur énergétique de la France impose théoriquement un accroissement de l'utilisation de la biomasse. En considérant les chiffres de la SNBC-2⁸⁹ à l'horizon 2050, est visée une augmentation de la consommation de bioénergies qui passerait de 170 TWh à environ 370 TWh en 2050, soit une multiplication par 2,2, évidemment considérable. Plus précisément, ces 370 TWh proviendraient de 450 TWh de ressources de biomasse brute se répartissant en :

- 110 TWh de combustibles solides (bois pour la combustion directe) ;
- 140 TWh de biomasse brute donnant 100 TWh de combustibles liquides, ou biocarburants pour couvrir notamment les besoins du transport aérien⁹⁰ ;
- 200 TWh transformés en 160 TWh de gaz⁹¹.

⁸⁸. Données 2021 : Ministère de la Transition énergétique « [Chiffres clés des énergies renouvelables](#) », septembre 2022.

⁸⁹. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Suivi de la Stratégie Nationale Bas-Carbone](#) », juin 2023.

⁹⁰. Le transport aérien consomme en 2021, 7,1 Mt de kérosène soit environ 83 TWh. Le transport routier individuel et collectif et le transport routier de marchandises consomment en 2020, 38 Mtep correspondant à 443 TWh.

⁹¹. Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « [La biomasse et la neutralité carbone](#) », Rapport mars 2023.

Ces ressources seraient obtenues, d'après la SNBC-2, par le biais d'un mélange de biomasse agricole (250 TWh), de biomasse forestière (100 TWh) et de déchets (100 TWh). Comme nous pouvons le voir, par comparaison avec les données de la **figure 15**, ces objectifs correspondent à une augmentation massive de consommation de biogaz (passant de 12 à 160 TWh), une augmentation des biocarburants liquides moins importante mais significative (de 32 à 100 TWh) et une stabilisation de la biomasse solide. Par ailleurs, remarquons que, pour arriver à 1 100 TWh de consommation totale d'énergie dont 640 TWh d'électricité (scénario RTE de référence - **figure 1**) et 370 TWh de bioénergies, il reste encore à trouver une centaine de TWh supplémentaire non fossiles.

(ii) Les conditions d'une utilisation appropriée de la biomasse

L'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques est complexe car elle est soumise à un certain nombre de contraintes et de limites. Leur analyse est nécessaire si l'on veut faire des bioénergies une ressource vertueuse des points de vue du coût énergétique réel, du coût économique, des impacts environnementaux et des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie (de la culture à l'utilisation). Pour ce faire, nous devons prendre en compte :

- La consommation en énergie pour la production d'engrais et de pesticides, l'utilisation de machines agricoles, le transport des biomasses et leur conversion en produits carbonés (biocarburants, biogaz). De l'énergie est consommée dans le traitement de la lignocellulose, dans la distillation de l'éthanol, dans l'extraction des lipides et dans les transports divers. Cette dépense énergétique peut être analysée en termes de retour énergétique d'investissement déjà évoqué ;
- Les émissions de GES (CO₂, CH₄, N₂O) associées à la culture de la biomasse (engrais notamment), à l'utilisation de machines et de moyens de transport ;
- Les impacts sur la qualité des sols associés à une agriculture plus intensive ;
- La consommation d'eau associée ;
- Les limites en ressources minérales (phosphates par exemple) ;
- Les limites des surfaces pouvant être dédiées aux bioénergies, étant données les surfaces déjà exploitées pour l'alimentation humaine et animale, et donc non disponibles.

Autrement dit, une exploitation soutenable et acceptable de la biomasse énergétique implique que celle-ci se développe :

- Sans compétition avec la biomasse alimentaire ni avec la biomasse déjà exploitée, en privilégiant les terres dégradées avec peu de plantes en croissance. Cet aspect est particulièrement important dans le contexte géopolitique actuel (guerre entre l'Ukraine et la Russie), qui rappelle l'importance de la sécurité et de la souveraineté alimentaires. Cette nécessité a été en partie oubliée en Europe : il y a 20 ans, l'Union Européenne était exportatrice d'huiles végétales et, depuis qu'elle produit des biocarburants, elle est devenue importatrice ;
- Sans déforestation excessive, notamment pour maintenir des puits de carbone élevés. Ceci explique en particulier que les scénarios 2050 n'envisagent qu'une faible augmentation de l'exploitation de la biomasse forestière ;
- Avec un respect des rythmes de croissance des plantes conduisant à n'exploiter que les pousses annuelles ;
- Avec une stratégie de dé-fossilisation des moyens de collecte, transport, et conversion pour limiter les émissions de GES ;
- Avec une attention toute particulière aux impacts environnementaux négatifs (surconsommation d'eau, appauvrissement des sols, etc.) ;
- Sans impact social, essentiellement en limitant le coût de ces nouvelles bioénergies afin que la facture énergétique de chacun, et en particulier des plus fragiles économiquement, ne se trouve augmentée (elle le sera) exagérément, dans un contexte déjà marqué par l'explosion du coût de l'énergie par rapport aux 20 dernières années.

4. Les potentiels de ressources en biomasse mobilisables

a. Analyses globales

Le point le plus critique, si nous souhaitons, comme c'est envisagé dans la plupart des scénarios de la transition énergétique, intégrer la biomasse de façon significative dans le mix énergétique futur, réside dans la connaissance la plus fine possible des ressources en biomasse disponibles. Cette analyse n'est pas simple en raison des nombreuses incertitudes de méthodologies de quantification des gisements en biomasse et des nombreux paramètres difficiles à quantifier devant

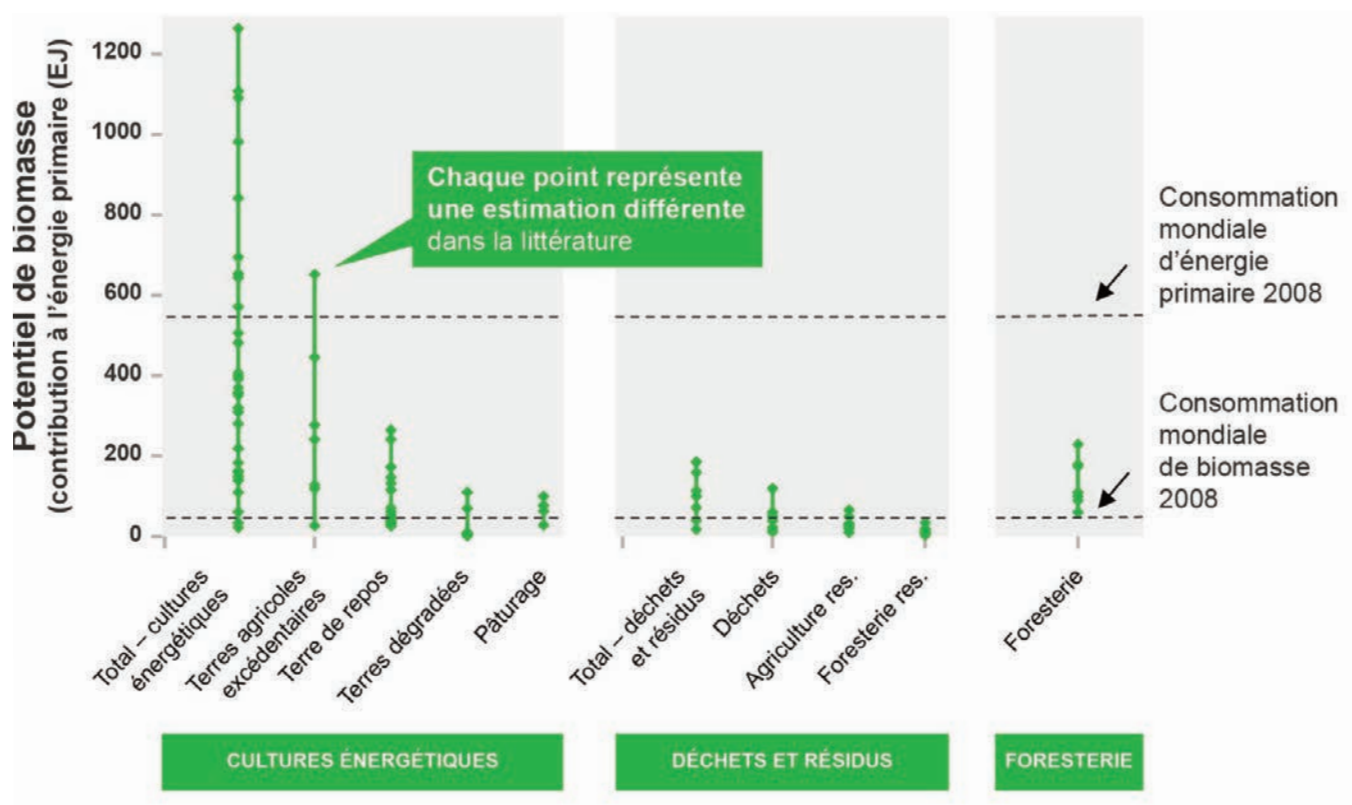


Figure 16. Estimations du potentiel mondial total de la biomasse⁹⁴. Les estimations du potentiel total de la biomasse mondiale varient considérablement, surtout en ce qui concerne la rigueur et la méthodologie utilisés pour appliquer les « critères de durabilité ».

être pris en compte. Il faut, en particulier, considérer les compétitions d'usages, les émissions réelles de CO₂ et les coûts économiques de chacune des filières, les impacts futurs du changement climatique sur ces gisements, les impacts des changements d'usages des sols sur l'environnement et les puits de carbone. Il est généralement admis que les calculs doivent être faits en considérant les contraintes suivantes : (i) pas de concurrence avec la production alimentaire ; (ii) pas de concurrence avec la biomasse actuellement exploitée ; (iii) pas d'utilisation du stock et une exploitation de la pousse annuelle seule.

Il n'est pas étonnant, dans ces conditions, d'observer une grande variabilité de résultats dans les études visant à estimer la quantité de ressources en biomasse. La meilleure illustration de cette variabilité est donnée dans un rapport de l'European Transition Commission (ETC)⁹² de juillet 2021, qui fait le bilan d'un grand

nombre de ces études et conclut que les estimations des ressources mondiales en biomasse varient d'un facteur 100 (de 10 à 1000 EJ/an⁹³, soit 2.800 à 280.000 TWh/an en regard d'une consommation mondiale d'énergie primaire de 168.000 TWh en 2019) (Figure 16) !

Par la suite, nous nous limiterons aux études concernant la France, en rappelant qu'il s'agit, en fonction des scénarios, de trouver entre 420 et 500 TWh (460 TWh pour le scénario RTE de référence- Figure 1) d'énergie non électrique d'ici 2050.

L'énergie non électrique se répartit entre, d'une part, des énergies carbonées non fossiles renouvelables, dont la plus grande partie sera issue de la biomasse (bois, biogaz et biocarburants), d'autre part, d'H₂ (gaz vert renouvelable) et enfin d'un peu de géothermie et

⁹². Energy Transitions Commission "Bioresources within a net-zero emissions economy: making a sustainable approach possible", Juillet 2021.

⁹³. Un EJ représente un Exa Joule soit 10¹⁸ J ; 1 EJ = 278 TWh.

⁹⁴. Energy Transitions Commission "Bioresources within a net-zero emissions economy: making a sustainable approach possible", Juillet 2021.

de solaire thermique⁹⁵. Malheureusement, il n'existe en France qu'un nombre limité d'études du potentiel de la biomasse. Elles sont rarement globales et généralement limitées à des sous-ensembles : biomasse agricole (estimations de la SNBC⁹⁶ et de France Stratégie⁹⁷), biomasse forestière (France Stratégie⁹⁸), gaz renouvelable (ADEME en collaboration avec GRDF et GRTgaz⁹⁹ ou AFG¹⁰⁰).

La SNBC, par exemple, prévoit un potentiel énergétique en biomasse atteignant 450 TWh en 2050, dont 250 TWh pour la biomasse agricole (soit 5 fois plus qu'aujourd'hui, où elle équivaut à 45 TWh), 100TWh pour la biomasse forestière (comme aujourd'hui) et 100 TWh pour les déchets (soit 7 fois plus qu'aujourd'hui). Ces biomasses sont transformées pour les besoins de l'industrie, du transport et du bâtiment en 160 TWh de biogaz, 110 TWh de combustible solide (bois essentiellement) et 100 TWh de biocarburants liquides. Des valeurs comparables ont été fournies par l'ADEME : en 2022, cette agence publie une série de quatre scénarios énergétiques à l'horizon 2050¹⁰¹, tous caractérisés par une part massive, très discutée -pour ne pas dire irréaliste- des EnR dans la consommation énergétique¹⁰². Nous discutons ici des scénarios S3 et S4, les moins extrêmes¹⁰³. Dans le scénario S3, la consommation de gaz passe de 434 TWh en 2015 à 219 TWh en 2050 avec environ 200 TWh de gaz renouvelable (biogaz et e-gaz) et 20 TWh de gaz naturel, tandis que le scénario S4 envisage une consommation de gaz de 370 TWh en 2050, avec environ 155 TWh de gaz renouvelable (biogaz sans e-gaz), 170 TWh de gaz naturel et 45 TWh d'imports de gaz renouvelable (Figure 17). Dans ces deux scénarios, c'est la méthanisation qui fournit la plus grande partie du biométhane (120-140 TWh). En ce qui concerne les biocarburants liquides, leur niveau passe de 35 TWh aujourd'hui à environ 95 et 110 TWh en 2050, scénarios S3 et S4 respectivement, avec une part très

importante de biocarburants avancés (impliquant une montée en puissance importante des biocarburants 2G issus de sources lignocellulosiques), et un faible développement des électro-carburants.

Si le poids de la biomasse forestière dans la SNBC est conforme aux attentes, le niveau des disponibilités en biomasse agricole et en déchets semble peu raisonnable, comme l'a conclu, pour la biomasse agricole, une étude de France Stratégie¹⁰⁴ parue en 2021. Ce rapport établit, avec l'hypothèse d'un scénario dans lequel les pratiques agricoles restent proches des pratiques existantes, un potentiel supplémentaire de 82 TWh (64 TWh méthanisable et 18 TWh non méthanisable) qui donne au maximum un potentiel total de 130 TWh, soit pratiquement la moitié des estimations de la SNBC (Figure 18).

Deux autres scénarios ont été évalués par France Stratégie, basés sur des hypothèses d'évolutions fortes des pratiques et usages agricoles sur le long terme, avec un développement de cultures intermédiaires (passant de 9 TWh aujourd'hui à 43 TWh, soit 5 fois plus). Le scénario le plus extrême mobilise un développement de pratiques agroécologiques à grande échelle, avec 60% de la SAU occupée par de l'agriculture biologique, conduisant de fait à une baisse des rendements, une introduction plus importante de légumineuses et d'oléagineux, et une baisse plus marquée du cheptel. Tous ces scénarios impliquent une utilisation massive de la SAU, probablement peu réaliste. Les résultats de ces différentes projections permettent d'envisager une mobilisation de ressources supplémentaires en biomasse de 99-124 TWh (répartis en 88 TWh méthanisables et 34 TWh non méthanisables pour la valeur la plus haute). Ces résultats tendent à montrer de façon inattendue qu'une production accrue de biomasse agricole serait possible malgré une baisse de rendements et une moindre implication de l'agriculture conventionnelle.

⁹⁵. Environ une centaine de TWh fournis par l'hydrogène, la géothermie, le solaire thermique, etc.

⁹⁶. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Stratégie Nationale Bas-Carbone](#) », juillet 2022.

⁹⁷. France Stratégie « [La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?](#) », juillet 2021.

⁹⁸. Source : audition de J.Fosse - Président Centre INRAE Hauts-de-France – par le CPE de l'Académie des sciences le 20 mars 2023.

⁹⁹. ADEME, GRDF, GRTgaz « [Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?](#) », Synthèse de l'étude.

¹⁰⁰. Association France Gaz (AFG) « [Les nouveaux gaz, l'énergie des territoires, piliers d'une transition énergétique réussie](#) », Mars 2022.

¹⁰¹. ADEME « [Transition\(s\) 2050. Choisir maintenant, agir pour le climat](#) », Synthèse 2021.

¹⁰². Entre 80 et 90%, pour les scénarios S1, S2 et S3 et 70% pour le scénario S4.

¹⁰³. Ces scénarios font l'hypothèse d'une baisse drastique de la consommation de 1770 TWh en 2015 à 790-1070 TWh pour les scénarios S1, S2 et S3, tandis que le scénario S4 propose une consommation de 1360 TWh en 2050, plus raisonnable.

¹⁰⁴. France Stratégie « [La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?](#) » juillet 2021.

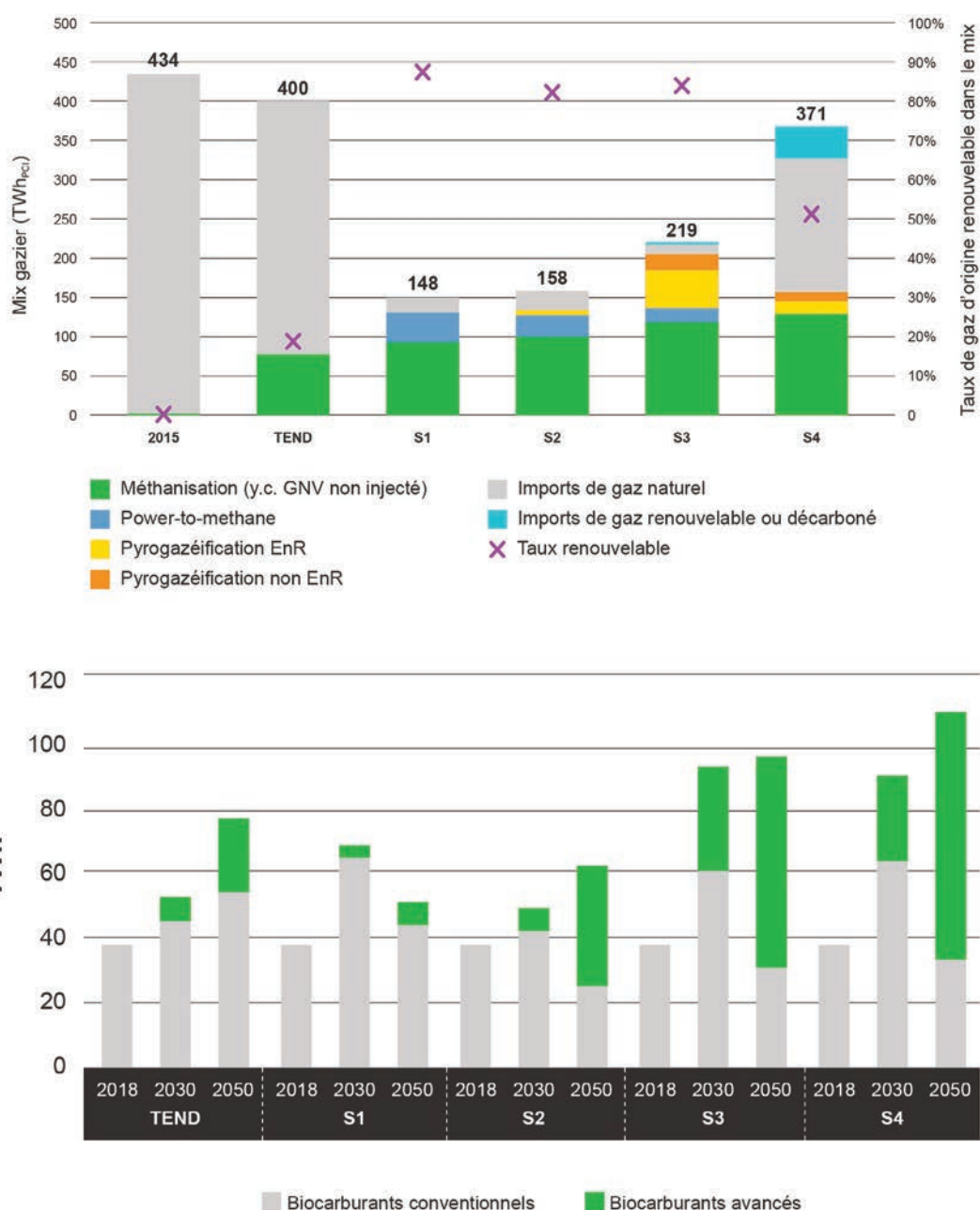


Figure 17. Scénarios ADEME 2022¹⁰⁵. En haut : mix gazier en 2015 et 2050 ; en bas : Part des carburants conventionnels et avancés en 2018, 2030, 2050.

Avec 124 TWh supplémentaires de biomasse agricole qui s'ajoutent à 45 TWh utilisés actuellement, le potentiel total maximal ne dépasse néanmoins pas 170 TWh, très en dessous des 250 TWh estimés par la SNBC.

b. Analyses sectorielles

(i) Le bois énergie

Une analyse récente menée par France-Stratégie¹⁰⁶ montre que l'évaluation des disponibilités en bois-énergie est extrêmement difficile à établir. Néanmoins,

¹⁰⁵. ADEME « Transition(s) 2050. Choisir maintenant, agir pour le climat », Synthèse 2021.

¹⁰⁶. Source : audition J.Fosse - Président Centre INRAE Hauts-de-France - par le CPE de l'Académie des sciences le 20 mars 2023

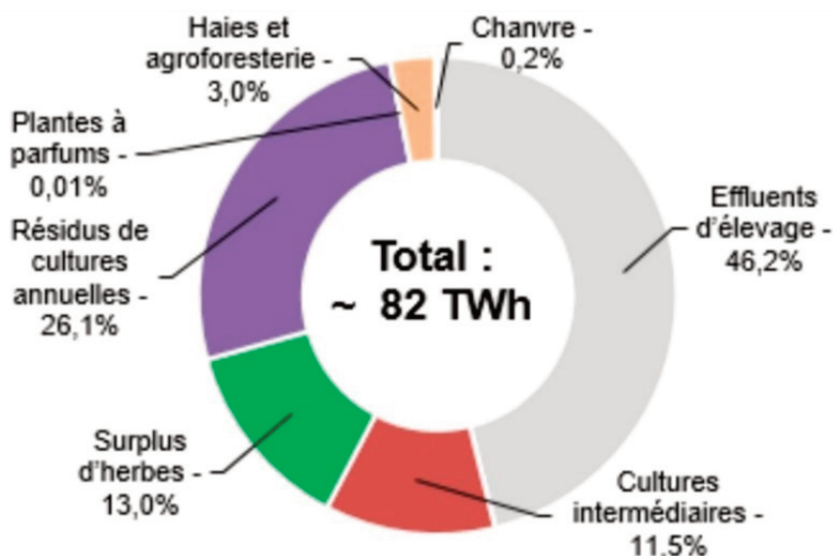


Figure 18. Répartition du potentiel énergétique des volumes supplémentaires de biomasse agricole disponibles¹⁰⁷.

plusieurs estimations sont proposées, à l'horizon 2035 et 2050, s'appuyant, en particulier, sur différents scénarios précédemment évoqués¹⁰⁸. Pour 2050, l'analyse conduit à des gisements de 90 TWh lorsque la gestion de cette ressource est extensive, avec un allègement des prélèvements et la prise en compte des impacts négatifs potentiels du réchauffement climatique (mortalité croissante, productivité diminuée et réduction des puits de carbone). Cela conduit à 185 TWh pour des scénarios fondés sur les gestions les plus intensives impliquant une hausse des prélèvements. À l'horizon intermédiaire 2035, le scénario extensif, de « sylviculture constante », conduit à une disponibilité supplémentaire de 14-23 TWh tandis que le scénario « dynamique progressif » conduit à 50-60 TWh. Notons également que les scénarios les plus intensifs présentent de nombreux inconvénients notamment à travers leurs impacts négatifs sur les capacités de séquestration du carbone par les forêts. Une grande incertitude sur ces résultats provient du fait qu'ils sont établis avec des hypothèses de ventilation des usages du bois selon les tendances actuelles et non sur la demande future. Or, à l'avenir, les risques de conflits d'usage entre bois d'œuvre, bio-

industrie et bois-énergie sont sérieux. Au regard de ces chiffres, y compris les plus élevés, l'objectif de la version 2020 de la PPE de 160 TWh de chaleur à partir du bois en 2028 (110 TWh aujourd'hui), apparaît irréaliste.

(ii) Le gaz

Dans le rapport ADEME/GRDF/GRTgaz de 2018¹⁰⁹, le potentiel total de ressources primaires renouvelables pour la production de gaz renouvelable est estimé à 620 TWh, qui se traduit en 460 TWh effectivement consommables et injectables dans le réseau (en tenant compte des rendements de 94% pour la méthanisation, 70% pour la gazéification et 66% pour la méthanation). Ces 620 TWh sont répartis de la façon suivante : 390 TWh de biomasse (230 TWh du bois et de ses dérivés, 130 TWh de l'agriculture, 15 TWh de déchets industriels et alimentaires et biodéchets, 15 TWh d'algues), 205 TWh d'électricité pour la production de e-méthane, 25 TWh d'énergies de récupération. Le gaz utilisable proviendrait pour 30% de la méthanisation (jusqu'à 140 TWh), pour 40% de la pyrogazéification (jusqu'à 180 TWh) et pour 30% de la stratégie *power-to-gas* (140 TWh). La valeur de

¹⁰⁷. France Stratégie « [La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?](#) » juillet 2021.

¹⁰⁸. (i) ADEME « [Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035](#) » TOME 1, 2016, 91 p. (ii) Roux A. Colin A. Dhôte J.-F. Schmitt B. (coord.) « [Filière forêt-bois et atténuation du changement climatique. Entre séquestration du carbone en forêt et développement de la bioéconomie](#) », Quæ eds, 2020, Versailles. (iii) du Bus de Warnaffe G. Angerand S. « [Gestion forestière et changement climatique - Une Nouvelle Approche de la Stratégie Nationale d'Atténuation](#) » 2020.

¹⁰⁹. ADEME, GRDF, GRTgaz « [Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?](#) », Synthèse de l'étude.

460 TWh de gaz renouvelable consommable est très supérieure aux 200 TWh, déjà critiquables, de la SNBC et semble peu réaliste.

Notons, par ailleurs, que le chiffre de 205 TWh d'électricité est colossal puisqu'il correspondrait à environ une trentaine de réacteurs nucléaires de 0,9 GW, ou une vingtaine de réacteurs EPR de 1600 GW, pour la seule production de e-méthane. Aussi, l'affirmation selon laquelle 205 TWh d'électricité produirait 140 TWh d'e-méthane est inexacte : en réalité, c'est au mieux 50 à 70 TWh d'e-méthane qui pourraient être produits¹¹⁰.

Ce même rapport ADEME/GRDF/GRTgaz considère, par ailleurs, que la demande de gaz, aujourd'hui de 460 TWh, s'abaissera en 2050 à une valeur comprise entre 276 et 361 TWh selon les scénarios, ce qui permet à ses auteurs de conclure que le potentiel de gaz renouvelable est largement suffisant pour satisfaire cette demande. Le

coût global estimé serait compris entre 100 et 150€ par MWh (le coût le plus élevé correspondant au scénario comportant le plus de méthanation), le mix étant ajusté pour les différents niveaux de demande (méthanisation et pyrogazéification en général mobilisées au maximum, et *power-to-gas*, le plus coûteux, en variable d'ajustement pour le bouclage offre-demande).

La plupart de ces scénarios manquent de crédibilité dès lors qu'ils font une large place à la méthanation d'une part et à la pyrogazéification d'autre part, reposant toutes deux sur des technologies peu matures et coûteuses. Avec au maximum 140 TWh de biométhane issu de la méthanisation, ce rapport est en phase avec le scénario SNBC mais se place bien au-dessus des estimations de France Stratégie.

Pour finir, mentionnons les chiffres fournis par l'AFG dans un rapport de 2022¹¹¹. Il y est estimé un potentiel mobilisable, à l'horizon 2050, de 335 TWh de biogaz, obtenu par méthanisation (pour 135 TWh), mais aussi

En TWhPCS	Méthanisation	Pyrogaz	Gazeification hydro-thermale	Méthanation e-CH ₄	Total
SNBC PPE (2020)	130-140	24-85		6	230
ADEME/GRDF/GRTgaz (2018)	140	180		140	460
ADEME (2021)	104-141	0-74 S3=74 ; S4=31		0-40 S3=22 ; S4=0	255
France-Stratégie (2021)	138 (109 biomasse agricole + 29 déchets)				138
AFG (2022)	135	90	50	60	335

Tableau 5. Bilan des études sur le potentiel français mobilisable de biogaz (en TWh_{PCS}).

¹¹⁰. Si l'on considère la réaction de Sabatier : $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$ et si par électrolyse de l'eau 55 TWh d'électricité produisent 1 Mt H₂ (rendement de 60%), on aboutit aux résultats suivants : 205 TWh fournissent 3,7 Mt H₂ qui doivent réagir, en respectant la stoechiométrie de la réaction, avec 20 Mt CO₂ (qu'il faudra capturer !) pour fournir 7,5 Mt de CH₄, soit 120 TWh (avec 1t CH₄ = 15,6 MWh), et non 140 TWh. Par ailleurs ce calcul suppose que la réaction de Sabatier a un rendement de 100% ce qui n'est pas le cas. Son rendement est de l'ordre de 55-60% (voir : Thema M. et al. "Power-to-Gas Electrolysis and methanation review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 112 :775-87) et elle demande de l'énergie (réaction à 300-400°C). On n'a pas tenu compte de l'énergie de capture du CO₂ ni de son transport, ni de la compression et du transport de H₂. Donc avec 205 TWh d'électricité (30 réacteurs nucléaires), on arrive, en réalité, au mieux à 50-70 TWh de biométhane. Voir Fontecave M. et Grand D. « Stockage d'énergie : les rendements problématiques de la filière Power-to-Gas-to-Power », *Science et pseudo-sciences* n°340, avril/juin 2022.

¹¹¹. Association France Gaz (AFG) « Les nouveaux gaz, l'énergie des territoires, piliers d'une transition énergétique réussie », Mars 2022.

massivement par des technologies, nous l'avons dit, encore peu matures comme la pyrogazéification (90 TWh), la gazéification hydrothermale (50 TWh) et la méthanation (60 TWh). Ce sont sur ces objectifs que GRTgaz se projette désormais, considérant ses précédents scénarios de 2018, discutés plus haut, beaucoup trop ambitieux et donc irréalistes : 320 TWh de gaz renouvelable à l'horizon 2050, répartis en 130 TWh issus de la méthanisation, 90 TWh de la pyrogazéification, 50 TWh de la gazéification hydrothermale et 50 TWh de la méthanation¹¹².

La confrontation des données fournies par ces études (Tableau 5) montre les grandes disparités existant dans les estimations proposées. Le potentiel total varie entre 138 et 460 TWh, soit un rapport de 3,5 entre les études disponibles. Si le potentiel en méthanisation est cohérent d'une étude à l'autre (autour de 140 TWh), les plus hautes valeurs du potentiel total sont obtenues avec des contributions massives de technologies coûteuses et dont la maturité est encore faible, comme la gazéification hydrothermale et la méthanation. Nous pouvons ainsi douter du réalisme de ces estimations, même si évidemment des progrès techniques, aujourd'hui encore incertains, peuvent contribuer à rendre ces technologies plus accessibles à l'avenir. Néanmoins, comme déjà indiqué pour les estimations ADEME/GRDF/GRTgaz, rappelons que la méthanation n'est viable qu'avec une production électrique massive destinée uniquement à la production de e-méthane. Il en ressort que le niveau de 450-500 TWh d'énergie non électrique (comme dans le scénario RTE) sera impossible à atteindre avec uniquement de la biomasse.

Conclusions

- De grandes incertitudes existent concernant la quantité réelle de ressources en biomasse disponibles, et des valeurs très différentes sont fournies par les diverses analyses existantes (qui ne considèrent d'ailleurs souvent pas les mêmes définitions et périmètres de la biomasse). Ces études s'accordent néanmoins sur un déficit notable de ressources par rapport aux besoins d'énergie affichés, même avec des hypothèses de baisse de la consommation. Il faut donc envisager que le bouclage énergétique 2050 sera réalisé à l'aide

d'importations de biomasse et/ou de bioénergie (biocarburants, biogaz), introduisant de nouvelles dépendances et exportant les risques socio-écologiques associés à l'utilisation massive de la biomasse, ainsi que par un maintien d'importations de gaz naturel.

- La production d'engrais et de pesticides, l'utilisation de machines pour le semis de cultures puis la récolte, le transport et la transformation de la biomasse ont des coûts énergétiques importants qui impactent négativement son potentiel bioénergétique. La biomasse a, sur toute la chaîne de valeur, un retour énergétique relativement faible. De fait, il est souvent difficile d'obtenir un retour énergétique sur investissement substantiellement supérieur à un.

Par ailleurs, la biomasse correspond à un ensemble de gisements diffus sur l'ensemble du territoire, présentant un caractère saisonnier et périssable. Son usage local permettrait de limiter les coûts (économiques et environnementaux), tout en nécessitant de nouveaux aménagements en infrastructures énergétiques, de nouveaux investissements et des coûts d'exploitation en adéquation avec le maillage territorial souhaité. Ce type d'analyse fait cruellement défaut dans les scénarios privilégiant la biomasse.

- L'exploitation accrue de la biomasse nécessitera une intensification de l'agriculture qui ira de pair avec de plus forts impacts environnementaux de celle-ci et notamment d'une augmentation de : (i) la production de gaz à effet de serre (CO₂, N₂O, CH₄), (ii) l'utilisation d'engrais et de pesticides, (iii) l'utilisation d'eau pour irriguer les cultures. Les bilans énergétiques et bilan carbone des filières ne sont pas toujours bons et ceci remet en cause l'affirmation selon laquelle la bioénergie est soutenable et neutre en carbone, par nature. L'évaluation des impacts environnementaux de l'exploitation de la biomasse manque actuellement de rigueur.
- Les rendements de la photosynthèse naturelle sont faibles (1% à 4% pour les microalgues les plus efficaces), bien plus faibles que les rendements des panneaux photovoltaïques (10 à 20%) ou du solaire thermodynamique, de sorte que la bioénergie reste l'énergie la moins favorable en termes d'empreinte spatiale. Ceci est particulièrement critique quand

¹¹². Audition de T. Trouvé, Directeur Général de GRTgaz, par le CPE de l'Académie des sciences le 3 octobre 2023.

elle entre en compétition avec la production agroalimentaire, ou la production électrique (fermes éoliennes et solaires) qui tend à se développer. Notons que l'adoption de la politique européenne "De la ferme à la table", qui envisage de passer à 30% d'aliments issus de l'agriculture biologique, nécessitera d'augmenter la surface cultivée à des fins alimentaires si nous voulons garder une relative indépendance, éviter de recourir à des importations, et limiter l'envolée des prix agricoles dans les pays les plus pauvres. Des solutions pourront provenir de la culture sélective de plantes et des technologies génétiques (OGM, biologie synthétique) visant une biomasse moins consommatrice d'espace, d'eau et d'engrais, ou plus sélective pour des produits d'intérêt (bioéthanol). Cependant ces stratégies demandent des efforts de recherche car les progrès dans ces domaines sont lents.

- Les vecteurs énergétiques les plus appropriés sont l'éthanol, le biodiesel et le biogaz (méthane) car leur production a déjà atteint une certaine maturité industrielle et peut se faire à une échelle significative. Cependant, la production de biocarburants de première génération -bioéthanol à partir de sucres et d'amidon, biodiesel à partir d'huiles végétales- entre en compétition avec la production alimentaire et est difficilement justifiable dans des zones très peuplées. Par ailleurs, les retours énergétiques sur investissement de ces biocarburants sont, le plus souvent, faibles. À l'inverse, la production de biocarburants de seconde génération (bioéthanol, biobutanol, biodiesels ou alcènes), à partir de cellulose et lignocellulose, issus du bois ou de pailles, par des procédés chimiques, enzymatiques et biologiques en est encore à un stade de R&D, sans avoir atteint la maturité technologique et industrielle.
- Le biogaz peut être produit par fermentation à partir de biomasse végétale, de déchets domestiques et agricoles, d'eaux usées, de fumiers/purins, avec une grande efficacité (méthanisation). Un sous-produit liquide, appelé digestat, peut être utilement valorisé comme engrais, permettant de fournir aux terres cultivées l'azote et le phosphore nécessaires, même si l'épandage n'est pas exempt de problèmes. En France, le biogaz est essentiellement utilisé par injection dans les réseaux de gaz (dans un objectif de décarbonation de ceux-ci) et non pour la production d'électricité. Si en effet pour l'instant

cette option est pertinente car la France dispose d'une électricité décarbonée, le biogaz à l'avenir pourrait être de plus en plus utilisé pour la production d'électricité (dont les besoins vont augmenter massivement), notamment pour assurer les pointes de consommation.

- La biomasse peut être convertie en gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$) par pyrolyse. Ce dernier est un bon substrat pour la production chimique de méthanol et d'hydrocarbures à longue chaîne (Fischer-Tropsch). Cependant la montée en puissance de cette technologie nécessite encore des efforts de recherche et de développement.
- La combustion des biocarburants est un processus plus complexe que celui des carburants fossiles conventionnels, essentiellement constitués d'hydrocarbures saturés, alors que les biodiesels sont d'une plus grande hétérogénéité structurale. Elle nécessite la mise au point de nouveaux procédés catalytiques, limitant notamment la formation de sous-produits toxiques. D'une manière générale, le remplacement de la pétrochimie industrielle par une nouvelle « carbochimie biosourcée » va nécessiter des efforts considérables d'adaptation des procédés de combustion et de recherche et développement dans le domaine de la catalyse et des procédés de la chimie de synthèse.

- **Poursuivre l'estimation précise des ressources, avec une analyse détaillée des différentes biomasses**, notamment au moyen d'une plus grande concertation entre les différentes agences (France Stratégie, GRDF, ADEME). La biomasse devrait être principalement issue de divers déchets, ce qui passera par une analyse fine des ressources en déchets exploitables, probablement limitées. **La mobilisation de la biomasse forestière pour des débouchés énergétiques devrait être évitée au maximum.**
- **Évaluer rigoureusement**, ce qui est encore très insuffisamment le cas, **le bilan carbone de chacune des filières ainsi que leurs retours énergétiques sur investissement**, pour tenir compte des pertes en énergie et des émissions de gaz à effet de serre durant tout le cycle de vie, de la culture à la combustion de biomasse. Ces analyses sont indispensables pour s'assurer de la soutenabilité et du gain en carbone des filières envisagées.
- **Déterminer les limites d'utilisation de la biomasse en termes de surface disponible dédiée à la production d'énergie**, sachant que cette source d'énergie possède la plus faible densité énergétique (environ 0,001 TWh/km²) et que la production des bioénergies ne devrait pas se faire aux dépens de la production alimentaire ou des éco-services assurés par la biosphère.
- **Limiter**, d'une manière générale, **la production/consommation de carburants de première génération**, qui restent associés à de faibles retours énergétiques sur investissement. En conséquence, poursuivre les efforts en R&D dans le domaine des biocarburants de seconde génération, ou biocarburants avancés, encore loin de la maturité industrielle.
- **Soutenir la recherche et le développement visant à améliorer les procédés de conversion de la biomasse** encore insuffisamment matures comme la pyrogazéification (qui a l'avantage de traiter des sources lignocellulosiques souvent difficiles à convertir), la gazéification hydrothermale ainsi que les technologies de capture et valorisation du CO₂ (méthanation, hydrogénation, électroréduction).
- **Développer une nouvelle chimie organique de synthèse** à partir de précurseurs/substrats issus de la biomasse, une « carbochimie biosourcée », par des efforts accrus en recherche fondamentale, technologique et industrielle. C'est cette nouvelle chimie « verte » qui permettra à l'industrie chimique de poursuivre la production de composés synthétiques essentiels (médicaments, solvants, polymères, fibres, etc.).
- En raison des nombreux conflits d'usage et des limites objectives des gisements de biomasse (il n'y en aura pas assez pour tous les usages), **établir un ordre de priorité pour son utilisation**. Cette liste devrait comporter les usages qui ne pourront pas être décarbonés par l'électricité, comme une partie de la production de chaleur à haute température dans l'industrie, l'alimentation des réseaux de chaleur, la mobilité lourde (marine et aérienne), la production de composés organiques à haute valeur ajoutée, aujourd'hui principalement issus de la pétrochimie. Cela nécessitera la mise en place de mécanismes de concertation des différentes filières et une véritable politique publique, afin que l'arbitrage ne se fasse pas uniquement par les prix.

CONTRIBUTEURS AU RAPPORT

Auteurs (ordre alphabétique)

Marc FONTECAVE,
Collège de France, membre de l'Académie des sciences

Sébastien CANDEL
Centrale Supélec, membre de l'Académie des sciences

Relecteurs

Jean-Claude DUPLESSY
CNRS, membre de l'Académie des sciences

Robert GUILLAUMONT
Université Paris-Saclay, membre de l'Académie des sciences

Jacques LASKAR
CNRS, membre de l'Académie des sciences

Jean WEISSENBACH
CNRS, membre de l'Académie des sciences

Juliette ROCHET
Directrice des Comités, avis et rapports de l'Académie des sciences

Illustrations

Oksana PISHKO

SECRETARIAT ÉDITORIAL

Juliette ROCHET
Directrice des comités, avis et rapports de l'Académie des sciences.

Florent GOZO
Adjoint de la directrice des comités, avis et rapports de l'Académie des sciences.

MEMBRES DU COMITÉ DE PROSPECTIVE EN ÉNERGIE (CPE) DE L'ACADÉMIE DES SCIENCES

Roger BALIAN

Sébastien BALIBAR

Yves BRÉCHET

Catherine BRÉCHIGNAC

Édouard BRÉZIN

Sébastien CANDEL

Catherine CESARSKY

Bruno CHAUDRET

Vincent COURTILLOT

Antoine DANCHIN

Jean-Claude DUPLESSY

Marc FONTECAVE - président du Comité

Robert GUILLAUMONT

Pierre JOLIOT

Jacques LASKAR

Guy LAVAL

Olivier PIRONNEAU

Thierry POINSOT

Michel POUCHARD

Daniel ROUAN

Didier ROUX

Patrice SIMON

Jean-Marie TARASCON

Jean WEISSENBACH

Francis-André WOLLMAN

Hélène OLIVIER-BOURBIGOU

Responsable de programme et coordinatrice de l'ensemble de la recherche fondamentale - IFP Énergies nouvelles
6 octobre 2020

Alice L'HOSTIS

Directrice - Centre Technique national du Biogaz et de la Méthanisation (CTBM)
11 janvier 2021

Julien THUAL

Expert service valorisation des déchets, méthanisation - ADEME
11 janvier 2021

Thierry CAQUET

Directeur Scientifique Environnement Biogaz - INRAE
11 janvier 2021

Julien FOSSE

Président Centre INRAE Hauts-de-France
20 mars 2023

A. William RUTHERFORD

Chair of the Biochemistry of Solar Energy, Imperial College London
24 avril 2023

Thierry TROUVÉ

Directeur général GRTgaz
3 octobre 2023

Céline HEIDRECHÉID

Directrice Gaz Renouvelables - GRTgaz
3 octobre 2023

ABRÉVIATIONS, ACRONYMES, SYMBOLES ET FORMULES UTILISÉS DANS LE RAPPORT

Abréviation et acronymes

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.
AFG	Agence Française du Gaz, aujourd'hui France Gaz.
CIVE	Culture intermédiaire à vocation énergétique.
CRE	Commission de régulation de l'énergie.
EnR	Énergie renouvelable.
EPR	<i>Evolutionary power reactor.</i>
GES	Gaz à effet de serre.
LTECV	Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
PCI	Pouvoir calorifique inférieur.
PCS	Pouvoir calorifique supérieur.
PPE	Programmations pluriannuelles de l'énergie.
REDIII	Révision de la directive européenne pour les énergies renouvelables, juin 2023.
R&D	Recherche et développement.
RTE	Réseau de transport d'électricité.
SAU	Surface agricole utile.
SNBC	Stratégie Nationale Bas-Carbone du Gouvernement, adoptée pour la première fois en 2015.
SNBC-2	Stratégie Nationale Bas-Carbone révisée, en vigueur depuis 2020.
STEP	Stations de transfert d'énergie par pompage.
T&E	Transport et Environnement, organisation européenne non gouvernementale.

Symboles et formules chimiques

CH₄	Formule chimique du méthane.
CO	Formule chimique du monoxyde de carbone.
CO₂	Formule chimique du dioxyde de carbone.
H₂	Formule chimique du dihydrogène, gaz souvent appelé plus simplement hydrogène.
H₂O	Formule chimique de l'eau.
H₂S	Formule chimique du sulfure d'hydrogène, ou hydrogène sulfuré.
N₂O	Formule chimique du monoxyde de diazote.
ha	Symbole de l'hectare (unité de surface valant 10.000m ²).
W	Symbole du watt (unité de puissance) ; 1MW = 10 ⁶ W et 1GW = 10 ⁹ W.
Wh	Symbole du watt-heure (unité d'énergie) ; 1MWh=10 ⁶ Wh ; 1GWh = 10 ⁹ Wh ; 1TWh=10 ¹² Wh.

LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES DU RAPPORT

Tableaux

- Tableau 1.** Comparaison du rapport H/C et du pouvoir calorifique de la biomasse, des hydrocarbures liquides et du méthane.
- Tableau 2.** Production de biogaz renouvelable.
- Tableau 3.** Synthèse de quelques-uns des défis des avions à hydrogène.
- Tableau 4.** Consommation d'énergie et production électrique en France (2019).
- Tableau 5.** Bilan des études sur le potentiel français mobilisable de biogaz.

Figures

- Figure 1.** Scénario de référence RTE.
- Encart** La biomasse et ses différentes formes.
- Figure 2.** Enthalpies standard de formation de composés carbonés, NH_3 , H_2O et H_2 .
- Figure 3.** Production de biogaz et de gaz renouvelable.
- Figure 4.** Production de biogaz et biométhane par méthanisation.
- Figure 5.** La pyrogazéification.
- Figure 6.** La gazéification hydrothermale.
- Figure 7.** Production de biométhane par méthanation (hydrogénation du CO_2).
- Figure 8.** Le potentiel méthanogène des intrants de la méthanisation.
- Figure 9.** Biocarburants conventionnels de première génération (1G).
- Figure 10.** Biocarburants avancés (deuxième génération, 2G).
- Figure 11.** Biocarburants issus de microalgues lipidiques (troisième génération, 3G).
- Figure 12.** Densité d'énergie et de puissance des batteries.
- Figure 13.** Valeurs moyennes et écarts types de la densité énergétique annuelle en TWh/km^2 ou de la puissance spécifique mesurée en W/m^2 pour différentes sources d'énergie.
- Figure 14.** Retour énergétique sur investissement des principales technologies de production d'énergie électrique.
- Figure 15.** Poids des différentes EnR dans le mix énergétique français.
- Figure 16.** Estimations du potentiel mondial total de la biomasse.
- Figure 17.** Scénarios ADEME 2022.
- Figure 18.** Répartition du potentiel énergétique des volumes supplémentaires de biomasse agricole disponibles.

BIBLIOGRAPHIE COMPLÈTE (PAR ORDRE ALPHABÉTIQUE D'AUTEURS)

1. Académie des sciences « [Considérations sur l'électronucléaire actuel et futur](#) », Rapport juin 2021.
2. Académie des sciences « [L'apport de l'énergie nucléaire dans la transition énergétique, aujourd'hui et demain](#)», Avis juillet 2021.
3. Académie des sciences « [Les forêts françaises face au changement climatique](#) », Rapport juin 2023.
4. Académie des sciences « [Les réacteurs modulaires de faible puissance \(SMR\) : état des lieux et perspectives](#) », Rapport octobre 2022.
5. Académie des technologies « [Perspective de la demande française d'électricité d'ici 2050](#) », Avis mars 2021.
6. Académie des technologies « [La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables](#) », Rapport février 2023.
7. ADEME « [Transition\(s\) 2050. Choisir maintenant, agir pour le climat](#) », Synthèse 2021.
8. ADEME « [Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035](#) ». TOME 1, 2016, 91 p.
9. ADEME, GRDF, GRTgaz « [Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?](#) », Synthèse de l'étude 2018.
10. Association France Gaz (AFG) « [Les nouveaux gaz, l'énergie des territoires, piliers d'une transition énergétique réussie](#) » Mars 2022.
11. Boissonnet G. « Usages énergétiques des biomasses ; éléments d'une analyse thermodynamique et systémique. », *Reflets de la Physique*, à paraître.
12. Bonhomme G. et Treiner J. « [L'EROI et son importance dans l'évaluation des performances des systèmes énergétiques](#) », *Annales des Mines* n°111, juillet 2023.
13. Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « [La biomasse et la neutralité carbone](#) », Rapport mars 2023.
14. Conseil européen « [Accord du Conseil et du Parlement pour décarboner le secteur de l'aviation](#) », Communiqué de presse 25 avril 2023.
15. Cour des comptes « [La politique de développement des biocarburants](#) », Décembre 2021.
16. du Bus de Warnaffe G. Angerand S. « [Gestion forestière et changement climatique - Une Nouvelle Approche de la Stratégie Nationale d'Atténuation](#) » 2020.
17. Energy Transitions Commission « [Bioresources within a net-zero emissions economy: making a sustainable approach possible](#) », Juillet 2021.
18. European Commission « [Renewable Energy Directive](#) ».
19. Fontecave M. et Grand D. « [Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes](#) », *Comptes rendus - Chimie*, 2021, 24 :331-50.
20. Fontecave M. et Grand D. « [Stockage d'énergie : les rendements problématiques de la filière Power-to-Gas-to-Power](#) », *Science et pseudo-sciences* n°340, avril/juin 2022.
21. France Stratégie « [La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?](#) », juillet 2021.
22. France stratégie « [Vers une planification de la filière forêt-bois](#) », Note d'analyse juillet 2023.
23. Grand D. et Fontecave M. « [Le foisonnement éolien : les limites d'un mix à forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes](#) ». *Comptes rendus. Chimie*, Tome 26, 2023, pp.63-75.
24. GRT Gaz « [Panorama des gaz renouvelables](#) », Brochure 2022.
25. IFP Energies Nouvelles « [Quel avenir pour les biocarburants ?](#)».
26. IGN 2022 « [Inventaire forestier national ; mémento](#) », édition 2022. 35 p.
27. Lafond D, Cayla JM, Magois S, « [Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux gaz](#) », *La revue de l'énergie*. N° 660, janvier-février 2022.
28. Lark et al. « [Environmental outcomes of the US Renewable Fuel Standard](#) » *Proc Natl Acad Sci*, 2022, 119 e2101084119.

-
29. Leopoldina National Academy of Sciences ["Bioenergy-Chances and Limits"](#), Statement 2011.
30. Michel H. ["The nonsense of biofuels"](#) *Angew. Chem. Int. Ed.* 2012, 51, 2516 – 2518.
31. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Programmations pluriannuelles de l'énergie \(PPE\) | Ministères Écologie Énergie Territoires](#) », 2023.
32. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Loi de transition énergétique pour la croissance verte | Ministères Écologie Énergie Territoires](#) », 2017.
33. Ministère de la Transition Écologique et de la Cohésion des territoires « [Bilan de la production de déchets en France](#) », Novembre 2022.
34. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Stratégie Nationale Bas-Carbone](#) », juillet 2022.
35. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires « [Suivi de la Stratégie Nationale Bas-Carbone](#) », juin 2023.
36. Ministère de la Transition énergétique « [Chiffres clés des énergies renouvelables](#) », septembre 2022.
37. Noland JK. Auxepaules J. Rousset A. Perney B. Faletti G. ["Spatial energy density of large-scale electricity generation from power sources worldwide"](#) *Sci Rep*, 2022, 12, 21280.
38. Raulin F. « [Innovations dans le traitement des déchets : la méthanisation](#) », *The Conversation*, décembre 2016.
39. Réseau de transport d'électricité « [Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050](#) », Résultats de l'étude, octobre 2021.
40. Réseau de transport d'électricité « [Bilan prévisionnel Edition 2023. Futurs énergétiques 2050 ; 2023-2035 : première étape vers la neutralité carbone](#) » 2023.
41. Roux A. Colin A. Dhôte J.-F. Schmitt B. (coord.) « [Filière forêt-bois et atténuation du changement climatique. Entre séquestration du carbone en forêt et développement de la bioéconomie](#) », Quæ eds, 2020, Versailles.
42. Tissot B. « [FISCHER-TROPSCH procédé](#) », *Encyclopædia Universalis*.
43. Transport et environnement (T&E) « [Comment décarboner l'aviation en Europe d'ici 2050 ?](#) », Rapport mars 2022.
44. van Zalk J. & Behrens P. ["The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the US"](#), *Energy Policy*, 2018, 23, 83–91.
45. Vie publique « [Déclaration de M. Emmanuel Macron, président de la République, sur la souveraineté et la planification écologique de la filière aéronautique française](#) », à Villaroche, le 16 juin 2023.
46. Waga energy <https://waga-energy.com/fr/>.
47. Weißbach D. et al. ["Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants"](#), *Energy*, 2013, 52, pp. 210-221.



ACADÉMIE
DES SCIENCES

23, quai de Conti - 75006 Paris
academie-sciences.fr