

# **ANNEXE 1**

## **Les modes de propulsion alternatifs : avion électrique, hydrogène, agro-carburants et électro-carburants.**

**Extraits du Référentiel ISAE-Sup'Aéro « Aviation et climat » (mai 2022)**

Quelques conseils pour aborder cette annexe : séparer votre groupe de travail en deux. La moitié travaillera sur la partie sur l'électricité, l'hydrogène et les électrocarburants (parties 6.1, 6.2 et 6.3.3). L'autre moitié travaillera sur les carburants liquides (partie 6.3, à l'exception de 6.3.3).

# Chapitre 6

## Décarboner le carburant

Trois pistes sont actuellement envisagées pour décarboner les carburants de l'aviation, *i.e.* remplacer le carburant d'origine fossile par des sources d'énergie moins émettrices de  $\text{CO}_2$  : l'électricité, l'hydrogène et les carburants alternatifs pour l'aviation. Il est important de souligner qu'il s'agit de vecteurs et non de sources énergétiques. Il faut donc tout d'abord les produire, ce qui peut engendrer des pertes de rendement et donc des besoins accrus en énergie primaire, ainsi que des émissions supplémentaires de  $\text{CO}_2$  si les méthodes de production ne sont pas suffisamment décarbonées. Ces vecteurs sont discutés dans les sections 6.1, 6.2 et 6.3 et une rapide discussion de leurs potentiels et limites est menée dans la partie 6.4. Ces sections sont organisées par **type de vecteur énergétique embarqué** dans l'avion, et non par motorisation : ainsi, on différenciera l'électricité (section 6.1) et l'hydrogène (section 6.2) même si l'hydrogène peut être utilisé dans une pile à combustible pour alimenter un moteur électrique. Les systèmes propulsifs électriques (ainsi que des solutions d'hybridation) ont été discutés dans la partie 5.6 et l'on se concentre ici sur les vecteurs énergétiques.

### 6.1 L'électricité

On s'intéresse à un avion tout électrique qui embarquerait l'intégralité de son énergie sous forme électrique stockée dans des batteries<sup>a</sup>. Il s'agit donc d'un avion à propulsion électrique comme ceux étudiés dans la section 5.6 où les avantages et limites de la partie chaîne propulsive ont été discutés. La différence tient dans les batteries électriques dont les spécificités sont discutées ici.

L'intérêt climatique d'un avion tout-électrique est que l'avion n'a aucune émission pendant le vol : puisqu'aucun kérosène n'est brûlé, les émissions de  $\text{CO}_2$ , de  $\text{NO}_x$ , de vapeur d'eau et de particules fines sont totalement suppri-

---

a. Une autre possibilité est d'embarquer des panneaux photovoltaïques qui génèrent l'électricité en vol comme l'avion Solar Impulse de Bertrand Piccard. Si cet avion solaire a connu une forte notoriété médiatique lors de son tour du monde, cette solution n'est pas envisageable à l'échelle commerciale et sort donc du cadre de ce rapport. En effet, si l'on utilisait la technologie de l'avion HB-SIB qui a fait le tour du monde, il faudrait plus de  $14\,000\text{ m}^2$  de panneaux photovoltaïques pour faire voler un petit avion régional, ce qui représente la superficie de presque deux terrains de football.

mées, ne causant ainsi aucun impact climatique pendant le vol. Les émissions potentielles se situent donc pendant la phase de production de l'électricité et dépendent de l'efficacité énergétique de l'avion (qui dicte la quantité d'électricité à produire) ainsi que du facteur d'émission du mix électrique. Ce facteur dépend fortement du lieu considéré. Par exemple, l'intensité carbone de l'électricité vaut 132 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ au niveau mondial et 9,9 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ en France où l'électricité est produite majoritairement par de l'énergie nucléaire bas-carbone (cf. section 1.4).

### Densité d'énergie massique

L'impact des batteries sur l'efficacité énergétique réside principalement dans l'augmentation de la masse de l'appareil induite par la densité d'énergie massique des batteries qui est plus faible que celle du kérosène. En effet, la densité énergétique des meilleures batteries actuelles est inférieure à 1 MJ kg<sup>-1</sup><sup>NAS16,87</sup> alors que celle du kérosène vaut 43 MJ kg<sup>-1</sup>, ce qui implique que stocker une même quantité d'énergie nécessite une masse 43 fois supérieure. L'impact global sur la masse d'énergie embarquée sous forme de batterie dépend d'autres facteurs comme le rendement de la chaîne de puissance ou la masse de l'avion, cf. ci-dessous pour plus de détails. La densité énergétique des batteries est donc actuellement la limite qui détermine la taille (nombre passagers) et la distance franchissable d'un avion. Les avions tout électriques sont aujourd'hui envisagés pour l'aviation légère : avec une densité de 0,92 MJ/kg, Eviation prévoit de mettre en service en 2022 un avion tout électrique, Alice, qui transportera 9 passagers sur 1000 km<sup>a</sup>. Sous une hypothèse de densité énergétique de 2,9 MJ/kg, une étude récente menée par Gnadt *et al.*<sup>53</sup> estime que des avions tout électriques permettant de franchir une distance de 900 km avec 180 passagers serait possible. Néanmoins, les prévisions actuelles sont que des densités de l'ordre de 1,5 MJ/kg à 2,2 MJ/kg seront peut-être atteignables dans une dizaine d'années<sup>84,88</sup>, ce qui correspond à des densités qui permettraient de réaliser des avions court-courrier permettant de franchir des distances de l'ordre de 500 km<sup>84</sup>. Des ingénieurs de la NASA<sup>89</sup> concluent quant à eux qu'un « grand avion transsonique » tout électrique ne pourra pas entrer en service avant 2045.

### Impact climatique

Même avec des densités massiques très élevées de 2,6 MJ kg<sup>-1</sup>, l'avion court-courrier (800 km, 180 passagers) tout électrique considéré par Gnadt *et al.*<sup>53</sup> serait significativement plus lourd que son équivalent conventionnel, avec une masse maximale au décollage de 109,5 t au lieu de 42 t. Malgré le gain d'efficacité de la chaîne électrique, cette masse plus importante se traduit par un besoin énergétique accru : ainsi, cet avion électrique doit embarquer 103 GJ d'énergie quand son équivalent conventionnel ne nécessite que 65 GJ<sup>b</sup>.

a. [Alice specification](#), consulté le 8 mars 2021.

b. L'exemple du Cessna Caravan illustre cette diminution de l'efficacité énergétique. En 2020, un Cessna Caravan entièrement électrique a fait un vol de trente minutes. Il est envisagé que cet avion puisse faire 160 km avec 4 à 5 passagers à bord, quand l'avion original à motorisation thermique peut faire jusqu'à 1980 km avec 10 à 14 passagers. Sources : [First Flight of MagniX eCaravan Showcases Maturity of Electric Aviation](#), Aviation Today, 29 mai 2020 et [Cessna Caravan](#), Cessna, consulté le 10 mars 2021.

| Paramètre         | Unité               | Valeur   |
|-------------------|---------------------|----------|
| Densité massique  | MJ kg <sup>-1</sup> | min 42,8 |
| Densité volumique | g l <sup>-1</sup>   | 775–840  |
| Densité volumique | MJ l <sup>-1</sup>  | min 33,2 |

TABLEAU 6.1 – Valeurs récapitulatives du kérosène, spécifications du jet fuel A-1 par la norme ASTM D1655. La densité volumique est donnée à 15 °C : la valeur en g l<sup>-1</sup> est spécifiée par la norme ASTM D1655, la valeur en MJ l<sup>-1</sup> est obtenue par calcul à partir des valeurs précédentes.

Par ailleurs, l'intensité carbone de l'électricité vaut 132 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ au niveau mondial, alors que la combustion du kérosène émet 88 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ (en incluant les émissions liées à la production). Pour que l'avion tout électrique de Gnadt *et al.* devienne intéressant d'un point de vue climatique, il faut attendre au moins jusqu'à 2045 dans les scénarios volontaristes pour que l'intensité carbone du mix électrique mondial soit suffisamment basse<sup>53</sup>. L'aviation électrique n'a donc de sens que si l'on développe parallèlement une électricité décarbonée. Par ailleurs, si l'on considère uniquement le segment court-courrier (800 km) qui ne représente que 5 % des émissions de CO<sub>2</sub> de l'aviation commerciale<sup>GZR19</sup>, on peut donc penser que les avions tout électriques n'auront qu'un impact marginal sur la baisse des émissions de l'aviation commerciale.

Pour conclure, un point de vigilance concerne la durée de vie des batteries. En effet, leur utilisation intensive, à comparer à celle d'une voiture par exemple, pourrait nécessiter un remplacement fréquent, ce qui pourrait avoir un impact significatif sur l'analyse en cycle de vie d'un avion, notamment à cause de l'activité minière engendrée par l'extraction du lithium et des métaux nécessaires à la fabrication des batteries actuelles.

## 6.2 L'hydrogène

### Généralités

L'avion à hydrogène est la solution mise en avant par Airbus via son plan ZEROe<sup>a</sup> et soutenue en 2020 par le plan de relance gouvernemental<sup>b</sup>. D'un point de vue historique, il s'agit d'une solution technique qui a été envisagée dès les années 1950 dans le cadre d'un projet militaire américain (projet Suntan). La NASA a exploré en profondeur le concept dans les années 1970, alors que du côté soviétique un premier prototype d'avion à propulsion à hydrogène a volé en 1988 (le Tupolev 155).

L'hydrogène (terme générique qui désigne en fait le dihydrogène H<sub>2</sub>) est un vecteur énergétique intéressant car il a une densité massique d'énergie trois fois plus élevée que le kérosène (cf. les tableaux 6.1 et 6.2). Ainsi, 1 kg d'hydrogène contient autant d'énergie que 3,3 kg de kérosène, ce qui veut dire qu'il faut embarquer une masse de carburant trois fois plus faible pour fournir la même quantité d'énergie. Au vu des discussions précédentes sur l'avion tout électrique

a. [ZEROe – Towards the world's first zero-emission commercial aircraft](#), Airbus, consulté le 3 mars 2021.

b. [Présentation du plan de soutien à l'aéronautique](#), Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, 12 juin 2020.

| Paramètre                                          | Unité               | Valeur |
|----------------------------------------------------|---------------------|--------|
| Densité massique                                   | $\text{MJ kg}^{-1}$ | 119,96 |
| Densité volumique (1 bar)                          | $\text{MJ l}^{-1}$  | 0,01   |
| Densité volumique (350 bar)                        | $\text{MJ l}^{-1}$  | 2,9    |
| Densité volumique (700 bar)                        | $\text{MJ l}^{-1}$  | 4,8    |
| Densité volumique (liquide, $-253^\circ\text{C}$ ) | $\text{MJ l}^{-1}$  | 8,5    |

TABLEAU 6.2 – Valeurs récapitulatives de l’hydrogène. La densité volumique est obtenue en considérant la densité massique indiquée.

et le problème majeur de la masse des batteries, cet avantage est primordial.

Néanmoins, la densité volumique d’énergie de l’hydrogène liquide est quatre fois plus faible que celle du kérosène. Pour une quantité d’énergie donnée, il faut un volume quatre fois plus important pour la stocker sous forme d’hydrogène liquide que sous forme de kérosène, ce qui nécessite de revoir l’architecture des avions pour embarquer des réservoirs plus volumineux. Soit le volume utile sera moins important, soit l’architecture sera moins efficace d’un point de vue aérodynamique mais dans les deux cas, cela diminue l’efficacité. L’hydrogène peut aussi être utilisé sous forme gazeuse mais les problèmes de volume sont accentués : même à 700 bar, pression colossale qui nécessite des réservoirs extrêmement lourds pour y résister, la densité de l’hydrogène est presque deux fois plus faible que sous forme liquide. L’hydrogène doit donc être embarqué sous forme liquide, ce qui nécessite de le maintenir à  $-253^\circ\text{C}$  dans des réservoirs cryogéniques plus lourds que les réservoirs à kérosène.

### Pile à combustible ou turbine à gaz

L’hydrogène liquide embarqué peut alors être utilisé de deux manières distinctes. La première, via une pile à combustible qui réalise la réaction inverse de l’électrolyse de l’eau et produit de l’électricité à partir de l’hydrogène stocké et de l’oxygène de l’air. Dans ce cas, on perd en rendement à cause de la phase inverse de l’électrolyse, mais cette perte est compensée par l’utilisation d’un moteur électrique au rendement élevé (cf. section 6.1). Cette solution est limitée par la densité de puissance massique des piles à combustible.

La seconde manière d’utiliser l’hydrogène est de le brûler dans une turbine à gaz. Cette solution nécessite une modification des moteurs actuels, par exemple l’ajout d’un échangeur thermique afin de réchauffer l’hydrogène liquide ou encore un régulateur de flux pour réduire le débit massique de carburant pour une même poussée moteur (pour compenser la densité massique d’énergie plus élevée de l’hydrogène)<sup>Gmb03</sup>. Enfin, ces deux solutions peuvent être combinées dans une propulsion hybride. Par exemple, l’hydrogène pourrait être utilisé pour le décollage dans des turbines à combustion à même de fournir la puissance nécessaire, puis dans une pile à combustible pour le reste du vol.

### Impact sur l’efficacité énergétique

L’utilisation de l’hydrogène implique donc une diminution de la masse de carburant embarqué et un meilleur rendement dans le cas des piles à combustible, mais ces avantages sont potentiellement contre-balançés par une augmentation

| Source                                         | Type  | Court-courrier | Moyen-courrier | Long-courrier |
|------------------------------------------------|-------|----------------|----------------|---------------|
| Clean Sky <sup>McK20</sup>                     | P/T/H | -4 %           | +22 %          | +42 %         |
| Verstraete <sup>90</sup>                       | T     | +18 %          | +5 %           | -12 %         |
| Renewables in transport 2050 <sup>SZWR16</sup> | P     | -10 %          | -10 %          | -10 %         |
| CRYOPLANE <sup>Gmb03</sup>                     | T     | +14 à<br>+18 % | +10 %          | +9 à<br>+14 % |

TABLEAU 6.3 – Différentes estimations de l’efficacité énergétique d’un avion à hydrogène par rapport à un avion conventionnel. Lecture : selon l’étude Clean Sky, un avion long-courrier à hydrogène consommerait 42 % d’énergie en plus qu’un avion long-courrier conventionnel. La deuxième colonne indique le type d’avion à hydrogène considéré dans l’étude : turbine à gaz (T), pile à combustible (P) ou hybride (H).

de la masse des réservoirs (et éventuellement de la motorisation dans le cas d’une pile à combustible), un volume utile plus faible (ou alors une efficacité aérodynamique réduite) et des problématiques de gestion thermique. La consommation énergétique finale dépend aussi de la manière dont l’hydrogène est utilisé : dans une pile à combustible, une turbine à gaz ou bien de manière hybride. Ces différents facteurs font que les prévisions de l’impact sur l’efficacité énergétique des futurs avions à hydrogène divergent fortement d’une source à l’autre comme on peut le voir sur le tableau 6.3. L’étude de 2020 de Clean Sky<sup>McK20</sup> indique que l’efficacité par rapport à un avion conventionnel se détériore avec la distance, ce que l’on peut attribuer à la diminution de l’efficacité aérodynamique, alors que l’article de Verstraete de 2015<sup>90</sup> conclut à l’inverse que l’efficacité s’améliore avec la distance, notamment dû au gain de poids. Ces divergences peuvent être dues à plusieurs raisons, comme l’architecture retenue (par exemple l’emplacement du réservoir) ou encore les missions considérées. Des travaux sont encore nécessaires pour confirmer et affiner les résultats.

### Impact climatique

Au-delà de ces aspects énergétiques, une filière décarbonée de production de l’hydrogène reste à développer. En effet, à l’heure actuelle plus de 95 % de l’hydrogène produit au niveau mondial l’est à partir d’énergie fossile, principalement par vaporéformage du méthane. Il s’agit d’une production extrêmement carbonée qui engendre plus de 12 kg de CO<sub>2</sub> par kilogramme d’hydrogène produit<sup>91</sup> : il s’agit d’un index d’émission très important comme l’illustreront les calculs effectués dans la section 6.4. Néanmoins, on peut aussi produire de l’hydrogène par électrolyse de l’eau : cela nécessite de l’électricité qui, si elle est produite de manière décarbonée, peut permettre de produire de l’hydrogène bas-carbone. Comme pour l’aviation électrique discutée dans la section 6.1, une aviation basée sur l’hydrogène n’a de sens que si l’on développe en parallèle une production d’électricité décarbonée.

En dehors de la production de l’hydrogène, l’avion à hydrogène peut générer des impacts climatiques durant la phase d’usage. Dans le cas d’une pile à combustible, qu’il faut aussi produire, cette dernière ne génère que de l’eau et son impact climatique dépend des conditions dans lesquelles elle est rejetée. Le cas de l’hydrogène utilisé dans une turbine à gaz est différent. La combustion

de l'hydrogène continue à générer des  $\text{NO}_x$  ainsi que de l'eau mais les autres émissions ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_x$ , suie) sont supprimées. Les émissions en eau sont plus importantes ce qui favorise la formation de traînées, néanmoins les cirrus éventuellement induits ont des propriétés microphysiques et optiques différentes qui diminueraient le forçage radiatif par rapport aux cirrus induits par les traînées des moteurs thermiques. Prenant en compte ces deux effets, Ponater *et al.*<sup>92</sup> concluent à une diminution de l'effet du forçage radiatif de l'ordre de 20 %, *i.e.* l'impact climatique des traînées de condensation d'un avion à hydrogène est de l'ordre de 20 % plus faible que celui d'un avion conventionnel. Ils étudient aussi des scénarios de transition vers une flotte d'avions à hydrogène avec des mises en service progressives d'avions à hydrogène à partir de 2015–2020, et aboutissent à la conclusion d'une réduction de l'impact climatique à horizon 2050 entre 15 et 50 % dans un contexte de hausse du trafic. En regard de cette hypothèse sur la date de mise en service, il est intéressant de noter qu'Airbus dans son plan ZEROe et Clean Sky dans son dernier rapport prévoient des mises en service entre 2030 et 2040.

### Autres aspects

Enfin, bien que nous n'abordions pas cette question, la sécurité est un enjeu important pour l'hydrogène, notamment en raison des risques de fuite, d'inflammabilité et de détonation. L'élaboration des règlements de sécurité et des standards, déjà débutée à l'Organisation européenne pour l'équipement de l'aviation civile (EUROCAE), sera alors un processus nécessairement long et complexe. De la même façon, des enjeux existent aussi sur le ravitaillement, le stockage (potentiellement cryogénique) et la distribution au sol (nécessitant des infrastructures) de l'hydrogène.

## 6.3 Les carburants alternatifs pour l'aviation

### 6.3.1 Généralités

Le kérosène actuellement utilisé dans les avions est obtenu par raffinage du pétrole brut qui vient directement des réserves géologiques : il s'agit donc d'un kérosène fossile. Le kérosène fossile le plus utilisé dans l'aviation, le jet fuel A-1, est un mélange de plusieurs composés chimiques appelés hydrocarbures. Un hydrocarbure est un composé organique constitué exclusivement d'atomes de carbone et d'hydrogène qui forment une chaîne (éventuellement avec des cycles et/ou des liaisons doubles) de formule chimique générique  $\text{C}_n\text{H}_m$  où  $n$  est appelé le nombre de carbones. Plus de 70 % de la masse du jet fuel A-1 est composée d'hydrocarbures constitués uniquement de liaisons simples<sup>a</sup> avec un nombre  $n$  de carbones compris entre 9 et  $16^{\text{RFL}+17}$ . Par ailleurs, au plus 25 % de la masse du jet fuel A-1 est constituée d'aromatiques.

Plusieurs voies de conversion permettent de produire du kérosène à partir de sources de carbone et d'hydrogène, dont les principales sont représentées sur la figure 6.1. Dans ce rapport, nous appellerons **carburant alternatif pour l'aviation** (ou AJF pour l'acronyme anglais *Alternative Jet Fuel*) un kérosène

a. Il s'agit donc soit d'alcanes, de formule chimique  $\text{C}_n\text{H}_{2n}$  et qui n'ont pas de cycle, soit de cycloalcanes, de formule chimique  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$  et qui ont un cycle.

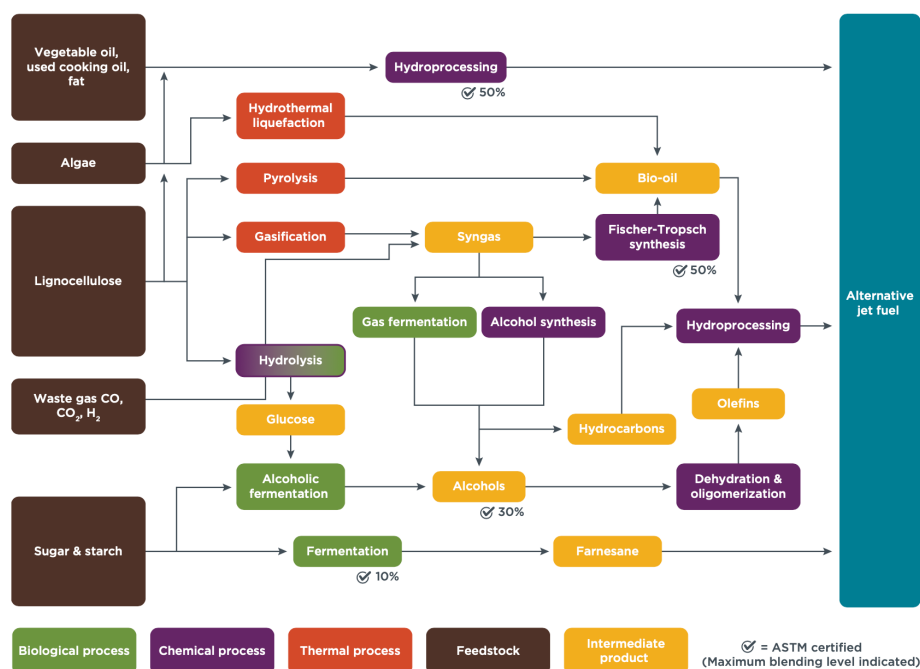


FIGURE 6.1 – Principales voies de conversions des carburants alternatifs en fonction de leur matière première. Les biocarburants de première génération sont produits à partir d’huiles, de sucre et d’amidon ; les biocarburants de deuxième génération à partir de lignocellulose ; les biocarburants de troisième génération à partir d’algues ; et les électrocarburants à partir de CO<sub>2</sub> et d’hydrogène. D’après la figure 2 de El Takriti *et al.* OPS21.

obtenu par un tel procédé et sans matière première fossile<sup>a</sup>. Comme nous le verrons plus loin, cela n’implique pas nécessairement que ces carburants ne sont pas associés à des émissions de carbone fossile, car de telles émissions peuvent avoir lieu pendant ou en amont de leur production. Néanmoins, si ces voies de conversion sont suffisamment décarbonées, elles permettent alors de réduire les effets CO<sub>2</sub> de l’aviation. La figure 6.2 correspond à une compilation bibliographique sur les facteurs d’émissions des différents carburants alternatifs pour l’aviation que nous allons introduire par la suite. Par ailleurs, les biocarburants émettent moins de particules non volatiles<sup>93</sup>, ce qui, selon des résultats préliminaires récents, semble réduire la formation de traînées de condensation et donc les effets non-CO<sub>2</sub>. Les carburants alternatifs sont donc aussi envisagés pour lutter contre les effets non-CO<sub>2</sub>, cf. section 7.1.2 pour plus de détails.

Par ailleurs, la composition chimique des carburants alternatifs étant très proche de celle du kérosène d’origine fossile, ces carburants peuvent être utilisés, éventuellement mélangés à du kérosène fossile, dans les avions actuels : on parle de carburant *drop-in*. Il s’agit d’un avantage considérable par rapport aux autres

a. De nombreuses dénominations peuvent être rencontrées dans la littérature, telles que carburant renouvelable pour l’aviation (*Renewable Jet Fuel* ou RJF) ou carburant durable pour l’aviation (*Sustainable Aviation Fuel* ou SAF). Cependant, elles ne font pas l’objet d’une définition claire. Par exemple, l’OACI énumère neuf procédés de conversion qui ont été approuvés pour la production de SAF, dont deux utilisent du carbone fossile (pétrole) comme intrant, voir la page web [Conversion processes](#) de l’OACI, consultée le 20 avril 2022.



FIGURE 6.2 – Émissions de gaz à effet de serres de différents carburants alternatifs pour l'aviation (incluant les électrocarburants sous la dénomination PtL). Les ronds pleins incluent les émissions LUC (*Land Use Change*), les ronds non-colorés ne les incluent pas. D'après la figure 3 de El Takriti *et al.*<sup>OPS21</sup>.

solutions de décarbonation présentées précédemment (électricité et hydrogène) qui nécessitent d'importants développements technologiques qui retardent d'autant leur adoption. Néanmoins, à ce jour, la réglementation impose encore que ces carburants alternatifs soient mélangés avec du kérosène d'origine fossile, le taux d'incorporation représentant la part de carburant alternatif dans le carburant final. Sept voies de conversion sans matière première d'origine fossile sont aujourd'hui certifiées par le standard D7566 d'ASTM International, l'organisme de standardisation qui certifie notamment les carburants pour l'aviation<sup>a</sup> : cinq voies de production permettent de produire un carburant alternatif avec un taux d'incorporation maximal de 50 % et deux voies avec un taux d'incorporation maximal de 10 %. Cette législation est susceptible d'évoluer, Airbus et Boeing ayant ainsi récemment réalisé des essais avec 100 % de carburant alternatif<sup>b</sup>, ce qui pourrait nécessiter la modification de certains systèmes des avions actuels.

Dans le cadre de ce rapport nous classerons les carburants alternatifs en deux types suivant la source du carbone utilisée (et qui dicte in fine la source énergétique nécessaire pour sa production, à savoir biomasse ou électricité) :

- si la source de carbone est de la biomasse, on parle de **biocarburant**<sup>c</sup>. Il s'agit de l'ensemble des processus de conversion illustrés sur la figure 6.1 à l'exception de ceux qui utilisent comme matière première les gaz (*Waste gas*  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ );
- si la source de carbone est du  $CO_2$ , on parle d'**électrocarburant**<sup>d</sup> car ce  $CO_2$  est alors combiné avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Ainsi, ces carburants alternatifs sont produits à partir de  $CO_2$ , d'eau et d'électricité. Sur la figure 6.1, il s'agit du processus de conversion qui utilise les gaz comme matière première.

### 6.3.2 Biocarburants pour l'aviation

#### Voies de production

La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques pouvant se transformer en vecteur énergétique utilisable pour des activités humaines : il y a la biomasse d'origine végétale (résidus alimentaires, bois, feuilles) et celle d'origine animale (par exemple, gras d'animaux). Cette matière organique est constituée d'eau et de matières carbonées et contient donc les éléments nécessaires (carbone et au moins une partie de l'hydrogène) pour produire du carburant alternatif, alors appelé biocarburant. Plusieurs voies de conversion, présentées dans le tableau 6.4, sont possibles en fonction de la matière première. Elles ont différents degrés de maturité comme le montre la figure 6.3 qui indique leurs indices FRL (*Fuel Readiness Level*).

a. [Conversion processes](#), OACI, consulté le 21 janvier 2021.

b. [Un Airbus A380 réalise avec succès un vol avec de l'huile de friture dans un moteur](#), La Dépêche, 28 mars 2022 et [Boeing opte pour le carburant 100 % renouvelable](#), Portail de l'IE, 26 janvier 2021.

c. On trouve aussi parfois la dénomination d'agrocarburant. Le suffixe bio- réfère à l'origine de ces carburants, à savoir la biomasse, mais n'a rien à voir avec l'agriculture biologique. Ces carburants sont parfois appelés *Biomass-to-Liquid* ou BtL.

d. Dans le cadre de ce rapport, on entendra par électrocarburant un carburant alternatif produit à partir d'électricité. Cette dénomination est parfois utilisée dans une acception plus large et englobe tous les carburants produits à partir d'électricité, liquides ou gazeux, et notamment l'hydrogène. Les électrocarburants de ce rapport correspondent donc aux carburants parfois appelés *Power-to-Liquid* ou PtL.

| Matière première        | Voies de conversion possibles |
|-------------------------|-------------------------------|
| Huiles végétales        | HEFA, CH                      |
| Sucre/amidon            | ATJ, APR, DSHC                |
| Lignocellulose, déchets | FT, LTJ, HDCJ (HTL)           |

TABLEAU 6.4 – Les voies de conversion à partir des huiles végétales (hormis huiles de cuisson usagées) et le sucre ou l’amidon sont celles qui exploitent les organes de réserve des plantes et produisent les biocarburants de première génération. Les biocarburants de deuxième génération exploitent la lignocellulose et les déchets (ainsi que les huiles de cuisson usagées). HEFA : Hydrogenated esters and fatty acids; CH : Catalytic hydrothermolysis; HDCJ : Hydroprocessed depolymerized cellulosic jet; HTL : Hydrothermal Liquefaction; FT : Fischer–Tropsch; LTJ : Lignin to jet; DSHC : Direct sugar to hydrocarbons; APR : Aqueous phase reforming; ATJ : Alcohol to jet. D’après Wei *et al.*<sup>94</sup>.

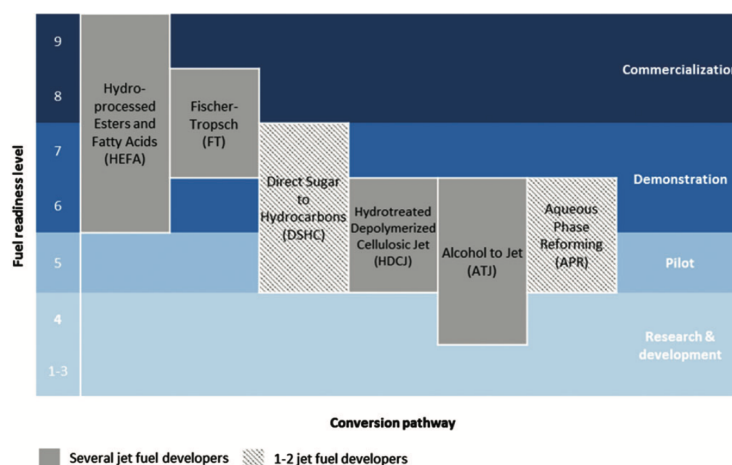


FIGURE 6.3 – Indices FRL pour différentes voies de conversion. D’après la figure 2 de Mawhood *et al.*<sup>95</sup>.

Les plantes stockent l’énergie dans leurs organes de réserve : graines de céréales ou des oléagineux, racines de la betterave ou encore fruits du palmier à huile. Les biocarburants de première génération sont ceux qui exploitent ces organes de réserve pour transformer l’énergie qu’ils contiennent sous forme de kérosène. On distingue deux types de voies de conversion selon la manière dont la plante stocke l’énergie. Soit la plante stocke l’énergie sous forme de glucides (sucre ou amidon, c’est le cas par exemple du maïs), soit sous forme de lipides (c’est le cas du colza, du tournesol, du palmier à huile et, dans une moindre mesure, du soja). Dans le premier cas, la voie de conversion vise à transformer des sucres en kérosène (voies à partir de *Sugar & starch* de la figure 6.1), et dans le deuxième cas, à transformer des huiles végétales en kérosène (voies à partir de *Vegetable oil* de la figure 6.1).

Les biocarburants de deuxième génération exploitent quant à eux la matière lignocellulosique de la plante, *i.e.* la matière qui constitue sa structure : tiges du maïs par exemple dans le cas des résidus agricoles, ou bien bois. Sur la figure 6.1 il s’agit des voies de conversion à partir de *lignocellulose* : résidus agricoles et fo-

restiers, cultures énergétiques dédiées (notamment miscanthus et millet vivace<sup>a</sup> pour les plantes herbacées, et saule et peuplier pour les plantes ligneuses) ainsi que déchets municipaux solides. Cette catégorie inclut aussi les biocarburants produits à partir d’huiles de cuisson usagées et de gras animal (*Used cooking oil, fat* sur la figure 6.1), qui ne viennent pas directement des organes de réserve des plantes, ce qui induit un certain flou dans cette classification entre première et deuxième génération. Sauf lorsque la matière première est de l’huile ou de la graisse, ces biocarburants de deuxième génération sont appelés **carburants de synthèse** car, comme on le verra plus loin, leur processus de conversion implique une étape de gazéification qui sépare les atomes de carbone et d’hydrogène qui sont recombinaison plus tard par la réaction de synthèse Fischer–Tropsch<sup>b</sup>.

Les biocarburants de troisième génération s’appuient principalement sur l’utilisation de micro-organismes comme des micro-algues (voies de production à partir de *Algae* sur la figure 6.1).

## Production et disponibilité des matières premières

Pour le secteur aérien, seuls les biocarburants de première génération produits à partir de colza, de soja ou d’huile de palme ont aujourd’hui atteint un stade de production industrielle significative. Pour le secteur des transports plus globalement, 154 milliards de litres de biocarburant ont été produits en 2018, dont une part significative est de l’éthanol produit à partir de cultures sucrières et céréalières. Ces 154 milliards de litres ont représenté 3,4 % de la consommation du secteur des transports<sup>IEA19b</sup>, et 0,01 % de cette production (soit 15 millions de litres) étaient des biocarburants à destination de l’aviation. Ces 15 millions de litres ont représenté 0,004 % de la consommation de l’aviation mondiale en 2018<sup>c</sup>.

Les biocarburants pour l’aviation produits à ce jour sont principalement de type HEFA (cf. annexe C) et produits à partir d’huiles végétales (à partir de cultures dédiées type huile de palme ou de colza, ou bien d’huiles de cuisson usagées) et de graisse animale<sup>Ern17</sup>. Neste, le plus gros producteur de biocarburant pour l’aviation, annonce pouvoir réduire de 80 % les émissions de gaz à effet de serre. Néanmoins, à l’heure actuelle, cette production est basée en partie sur de l’huile de palme et pose de nombreux problèmes socio-environnementaux dénoncés par les associations environnementales<sup>KH20</sup>.

Comme on le verra plus loin, les carburants de type HEFA peuvent être intéressants d’un point de vue climatique s’ils sont produits à partir de certaines matières premières comme les huiles de cuisson usagées. Néanmoins, ces matières constituent un gisement limité<sup>96,97</sup> (par exemple de l’ordre de 1 EJ pour les huiles de cuisson<sup>96</sup>, alors que l’aviation a utilisé environ 14 EJ en 2018) ce qui justifie le développement d’autres voies de production, notamment par la synthèse Fischer–Tropsch qui peut utiliser des matières premières au gisement

a. En anglais, *switchgrass*.

b. Étant donné que les électrocarburants impliquent également une étape de synthèse pour combiner des atomes de carbone et d’hydrogène, les électrocarburants entrent également dans la catégorie des carburants de synthèse, voir la section 6.3.3.

c. Selon l’AIE, 15 millions de litres de biocarburants pour l’aviation ont été produits en 2018<sup>IEA19b</sup> et l’aviation commerciale a consommé 337 Mtep d’énergie, ce qui correspond à un volume de presque 400 milliards de litres et donc un rapport de  $0,015/400 \approx 0,004$  %. L’OACI estime de son côté une production de 6,8 millions de litres de biocarburants en 2018<sup>ICA19c</sup>, ce qui représenterait alors moins de 0,002 % de la consommation.

potentiel plus important comme les cultures bioénergétiques à base de lignocellulose ou les résidus agricoles et forestiers<sup>96,97</sup>. Cette voie a un rendement plus faible qu'HEFA (de l'ordre de 40 % pour Fischer–Tropsch contre 75 % pour HEFA<sup>94,98–100</sup>) et accentuera donc la pression sur les ressources en biomasse<sup>98</sup>. Ici, le rendement est défini comme le rapport entre le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de la biomasse en entrée et le PCI du carburant en sortie. Il ne prend donc pas en compte l'énergie additionnelle qu'il faut éventuellement fournir au système pour produire le biocarburant. Son intérêt est de pouvoir évaluer la quantité de biomasse nécessaire pour produire une quantité de biocarburants donnée. Il faut noter que le calcul de ce rendement prend en compte tous les produits énergétiques issus du processus de conversion de la biomasse : or, le produit final des réactions HEFA et Fischer–Tropsch consiste en un mélange d'hydrocarbures de différentes longueurs dont seule une partie est utile pour l'aviation (le kérosène). On définit ainsi la sélectivité comme le pourcentage du produit final utilisable pour l'aviation, qui varie entre 25 et 70 %<sup>103,104</sup> (cf. annexe C). Le choix de la sélectivité dépend du type de carburant visé, principalement diesel ou kérosène. Les débouchés étant aujourd'hui plus nombreux pour le diesel, la sélectivité (du kérosène) est en pratique assez faible.

La voie Fischer–Tropsch est bien maîtrisée, mais uniquement à partir de matière première fossile (charbon et gaz naturel) : cette voie de production a notamment été développée par l'Allemagne pendant la Seconde Guerre mondiale. À partir de lignées celluloseuses en revanche, elle en est au stade de démonstrateur industriel avec un indice FRL de 7/8<sup>95,101,102</sup> : le projet BioTfuel vise par exemple à avoir démontré la technologie en 2021<sup>a</sup>. Les biocarburants de troisième génération en sont eux au stade de recherche de laboratoire.

### Analyse en cycle de vie et émissions de gaz à effet de serre

L'évaluation des émissions de gaz à effet de serre liées aux biocarburants est délicate (cf. notamment les fortes variations sur la figure 6.2) et constitue un sujet activement discuté dans la communauté scientifique. Elle nécessite de faire une analyse en cycle de vie détaillée en considérant les trois sources et puits d'émissions suivants :

- A/ la combustion du biocarburant ;
- B/ sa production ;
- C/ les émissions induites par le changement d'usage des sols.

**A/ La combustion du biocarburant.** La combustion d'un biocarburant est habituellement considérée comme neutre en terme d'émissions de CO<sub>2</sub>. Le raisonnement est que le carbone libéré dans l'atmosphère lors de la combustion est d'origine végétale et non fossile : ainsi, le CO<sub>2</sub> libéré dans l'atmosphère par la combustion d'un biocarburant a au préalable été absorbé par la matière végétale depuis l'atmosphère par photosynthèse, où il est donc relâché après avoir été transformé en kérosène puis brûlé.

Il est important de réaliser que ce raisonnement repose sur une convention de comptabilité carbone et non sur une réalité physique. En effet, du point de vue purement climatique, seuls comptent les flux de carbone vers et depuis l'atmosphère : la combustion d'un biocarburant émet approximativement autant

a. [BioTfuel: vers un développement des biocarburants de 2e génération](#), Total, consulté le 21 février 2021.

de CO<sub>2</sub> qu'un carburant d'origine fossile, et l'absorption du CO<sub>2</sub> par la biomasse est indépendante de l'usage qui en sera fait. Par ailleurs, le carbone capté par la biomasse n'est pas physiquement celui qui a été émis par la combustion du carburant.

Cette convention présente des intérêts, mais implique aussi des risques d'erreurs de comptabilité carbone qui ont été abondamment discutés dans la littérature scientifique<sup>105-108</sup>, par les conseils scientifiques des agences environnementales européenne<sup>Com11</sup> et américaine<sup>Boa12</sup> et par le GIEC<sup>SBA+14</sup>. Creutzig *et al.*<sup>109</sup> expliquent ainsi que « la perception de neutralité est liée à une mauvaise compréhension des lignes directrices pour les inventaires de GES [...]. La neutralité carbone est valable si les pays tiennent compte du changement d'usage des sols dans leurs inventaires pour la bioénergie autoproduite »<sup>a</sup>.

En fait, la « neutralité » d'une émission ne peut se justifier qu'en comparant le flux net de carbone dans deux cas : un cas avec l'émission et un cas sans l'émission. Ce scénario alternatif est appelé scénario contre-factuel ou *counter-factual* en anglais<sup>b</sup>. La neutralité est alors justifiée si le bilan net des émissions de CO<sub>2</sub> est le même dans les deux cas. Ainsi, comme la combustion du biocarburant émet du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère qui n'aurait pas été émis en l'absence du dit biocarburant, il faut que cette émission soit compensée par une absorption **additionnelle**, *i.e.* qui n'aurait pas été présente sans le biocarburant. C'est le sens du mot « accrue » dans la citation suivante du GIEC, qui concerne la bioénergie de manière générale mais s'applique au cas particulier des biocarburants [SBA+14, p 877] : « si la production de bioénergie doit générer une réduction nette des émissions, elle doit le faire en compensant ces émissions par une absorption nette accrue de carbone par le biote et les sols »<sup>c</sup>. Par exemple, si l'on part d'une situation sans biocarburant où de la biomasse est produite à un endroit donné (le scénario contre-factuel), puis que, toutes choses égales par ailleurs, on utilise cette biomasse pour produire du biocarburant, alors l'hypothèse de neutralité n'est pas justifiée puisque l'on a uniquement ajouté un flux d'émission sans créer d'absorption additionnelle<sup>105</sup>.

La citation précédente du GIEC montre clairement que considérer que l'hypothèse de neutralité de la combustion repose en fait sur un principe de compensation : une émission à un instant et un endroit donné est compensée par une absorption équivalente, possiblement à un autre endroit et à un autre moment. Or, puisque l'additionnalité repose par définition sur un scénario qui n'aura pas lieu (le scénario contre-factuel), il est impossible de la garantir et on ne peut donc qu'estimer sa vraisemblance. Or, ce problème a tendance à être sous-estimé. Ainsi, une étude sur les projets de compensation du *Clean Development Mechanism* de l'ONU a montré que 85 % des projets envisagés avaient une faible probabilité d'être additionnels<sup>CHF+16</sup>.

a. La citation originale et complète est la suivante : « The neutrality perception is linked to a misunderstanding of the guidelines for GHG inventories, e.g., IPCC – Land Use, Land-Use Change and Forestry (2000) states “Biomass fuels are included in the national energy and carbon dioxide emissions accounts for informational purposes only. Within the energy module biomass consumption is assumed to equal its regrowth. Any departures from this hypothesis are counted within the Land Use Change and Forestry Model.” Carbon neutrality is valid if the countries account for LUC in their inventories for self-produced bioenergy ».

b. Il y a en fait un choix subjectif à faire le concernant, par exemple un scénario contre-factuel tendanciel ou un scénario contre-factuel considérant d'autres futurs possibles.

c. La citation originale est la suivante : « If bioenergy production is to generate a net reduction in emissions, it must do so by offsetting those emissions through increased net carbon uptake of biota and soils ».

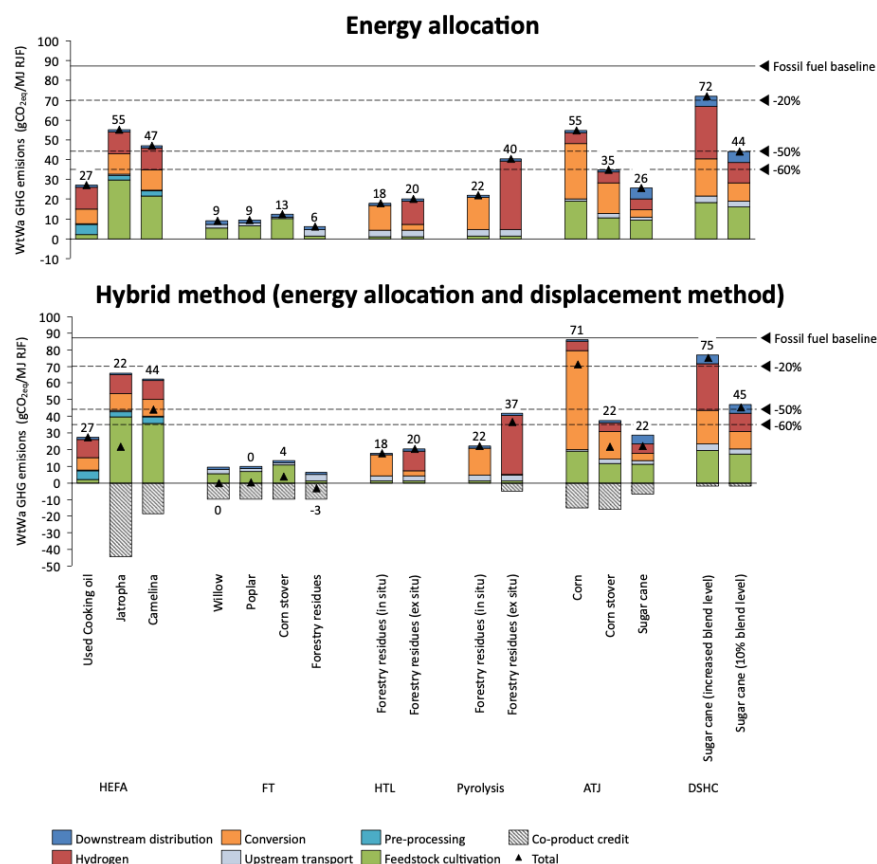


FIGURE 6.4 – Émissions de gaz à effet de serre liées à la production des biocarburants. D'après la figure 3 de de Jong *et al.*<sup>110</sup>.

Pour que la combustion puisse être considérée comme neutre, il faut donc que l'analyse en cycle de vie du biocarburant soit effectuée de manière rigoureuse et exhaustive. Comme l'illustre l'exemple de l'additionnalité discutée ci-dessus, le point le plus délicat est de comprendre l'influence de la production du biocarburant sur les émissions liées aux changements d'usage des sols, qui seront discutées plus bas.

**B/ Production.** Le deuxième poste d'émission des biocarburants est leur production. Cela inclut la culture et le transport de la biomasse, ainsi que la production, le transport et la distribution du biocarburant. Des facteurs d'émission pour différentes voies de production et différentes matières premières sont illustrées sur la figure 6.4. On peut voir trois postes principaux d'émission : la culture (surtout pour les biocarburants à partir de maïs ou de canne à sucre), la conversion de la biomasse en biocarburant, et enfin l'hydrogène. En effet, la plupart des voies de production (avec l'exception notable de Fischer-Tropsch) ont besoin d'hydrogène pour transformer la biomasse en carburant, par exemple lorsqu'il y a besoin d'une phase d'hydrogénation pour casser les liaisons doubles entre atomes de carbone. Par ailleurs, cette figure illustre que les émissions attribuées à un biocarburant dépendent de la méthodologie utilisée pour l'analyse en cycle

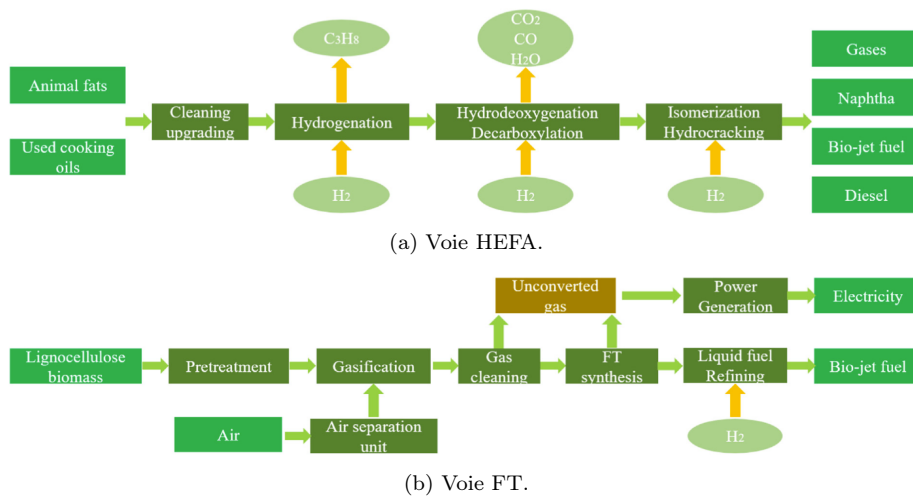


FIGURE 6.5 – Détails des voies HEFA et FT. D'après les figures 1 et 4 de Wei *et al.*<sup>94</sup>.

de vie, qui détermine la manière dont les co-produits sont traités. En effet, on voit sur la figure 6.5 que l'on obtient d'autres produits que le kérosène lors de sa production, soit des hydrocarbures avec d'autres degrés de raffinage, ou de l'électricité dans le cas de FT. La figure 6.4 montre que les biocarburants de deuxième génération produits par la voie FT à partir de forêts à rotation courte ou de résidus forestiers ont les plus faibles émissions de gaz à effet de serre, de l'ordre de 6 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ à 10 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ.

**C/ Émissions induites par les changements d'usage des sols.** On distingue classiquement deux types d'émissions liées aux changements d'usage des sols :

**Un changement direct d'usage des sols (DLUC)** est une conversion d'un sol quelconque (forêt, culture alimentaire, etc.) pour la culture de matières premières pour la bioénergie, entraînant une variation du stock de carbone de ces sols ;

**Un changement indirect d'usage des sols (ILUC)** se produit lorsqu'un sol est converti quelque part en réponse à une augmentation de cultures bioénergétiques autre part. Bien que l'ILUC ne puisse pas être directement mesuré ou observé, il peut être évalué à l'aide de modèles.

Pour prendre un exemple concret, si un champ de blé est remplacé par un champ de miscanthus, en réponse à quoi une forêt est supprimée pour faire pousser du blé, le remplacement du champ de blé est comptabilisé dans les émissions DLUC et le remplacement de la forêt dans les émissions ILUC.

Les émissions LUC (DLUC + ILUC) prennent en compte<sup>111,EE15</sup> :

- la végétation naturelle : variation du carbone dans la biomasse vivante aérienne et souterraine pour les forêts, les terres cultivées et les pâturages ;
- la biomasse agricole : changements de carbone dans la biomasse agricole, y compris la biomasse aérienne et souterraine comme les racines et rhizomes ;

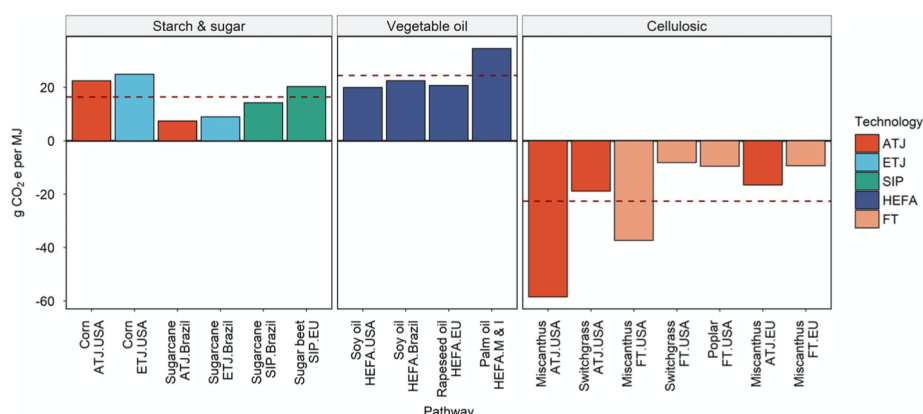


FIGURE 6.6 – Émissions des biocarburants liées au changement d’usage des sols avec une période d’amortissement de 25 ans. D’après la figure 2 de Zhao *et al.*<sup>111</sup>.

- le carbone organique du sol : changements de carbone dans le sol ;
- l’oxydation des tourbières : émissions du sol provenant du drainage des tourbières en Indonésie et en Malaisie ;
- les terres cultivées non utilisées : lorsque la remise en production de terres cultivées inutilisées entraîne des émissions, par exemple si le taux de séquestration de la terre inutilisée est plus important que celui de la terre cultivée ;
- la séquestration perdue : prise en compte du fait que, si une forêt convertie ne l’était pas, elle continuerait à stocker du carbone.

Lorsque tous ces termes sont comptabilisés, la combustion du biocarburant peut bien être considérée comme neutre, comme discuté précédemment.

Par ailleurs, l’estimation des émissions LUC nécessite de fixer un horizon temporel. En effet, plusieurs des émissions décrites ci-dessus n’arrivent qu’une fois, par exemple le carbone libéré par une tourbière convertie en culture bioénergétique. Il faut donc répartir cette émission instantanée sur un horizon temporel qui doit être fixé de manière subjective : l’estimation qui en résulte reflète donc nécessairement des jugements de valeur<sup>SBA+14</sup>. Enfin, nous ne détaillons pas ce sujet, mais la temporalité des émissions et absorptions est aussi importante. Par exemple, émettre du CO<sub>2</sub> qui ne sera compensé que dans 20 à 30 ans exacerbe le problème du réchauffement climatique qui est aussi un problème de court terme. Dans le cas des biocarburants, ce problème peut par exemple se poser pour les rotations lignocellulosiques qui, même à rotation courte, mettent plusieurs années à grandir. L’analyse de cycle de vie *dynamique* a notamment été développée pour prendre en compte ce problème<sup>112</sup>.

La valeur des émissions LUC induites par la production de biocarburants est un sujet activement considéré dans la littérature scientifique<sup>113, 114, dHV+17, EE15, SWH10</sup>. Dans ce rapport nous présenterons les valeurs rapportées dans l’article récent de Zhao *et al.*<sup>111</sup> dont les résultats sont présentés dans la figure 6.6 et qui viennent compléter, pour les biocarburants, la figure 6.2 en incluant notamment le miscanthus. On voit ainsi que les biocarburants de première génération ont des émissions LUC positives, entre 10 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ et 35 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ, alors que les biocarburants de deuxième génération ont eux des émissions LUC négatives, jusqu’à presque -60 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ dans le cas de la voie de production ATJ à

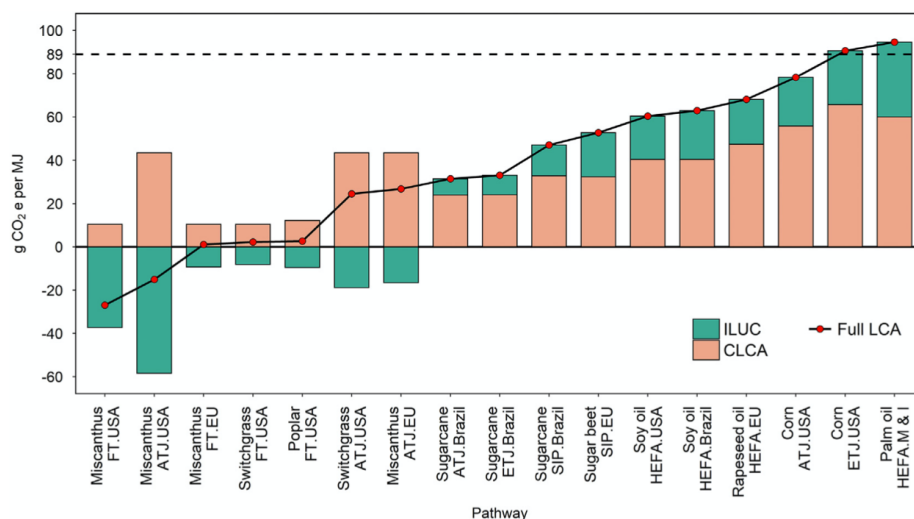


FIGURE 6.7 – Émissions totales des biocarburants incluant les émissions LUC de la figure 6.6. Pour ces calculs, une durée d’amortissement de 25 ans est considérée pour les émissions liées au changement d’usage des sols. D’après la figure 6 de Zhao *et al.*<sup>111</sup>.

partir de miscanthus américain. Ces émissions négatives traduisent le fait que ces cultures stockent du carbone dans les sols en même temps qu’elles grandissent. Néanmoins, cet effet est amené à s’arrêter une fois le sol saturé en carbone, ce qui peut prendre une vingtaine d’années en fonction du sol de départ<sup>115</sup>.

La figure 6.7 présente les émissions totales liées aux biocarburants, lorsque l’on prend en compte les émissions liées à la production et les émissions LUC. La meilleure voie de production est la voie FT à partir de miscanthus, qui a des émissions globales négatives. Sur les 17 méthodes de production envisagées, les 7 meilleures sont par la voie FT ou ATJ, et à partir de miscanthus, millet vivace ou peuplier, entre  $-28 \text{ gCO}_2\text{-eq/MJ}$  à  $30 \text{ gCO}_2\text{-eq/MJ}$ .

On notera aussi que certains biocarburants de première génération peuvent être bénéfiques d’un point de vue climatique, la voie de production ATJ à partir de canne à sucre brésilienne émettant ainsi  $30 \text{ gCO}_2\text{-eq/MJ}$ . Ces cultures suscitent un débat sur la compétition avec les ressources alimentaires qui ont conduit l’Union européenne à limiter en 2018 à 7 % leur part dans la consommation énergétique finale du secteur des transports<sup>a</sup>. Ils continuent néanmoins à être activement développés dans des pays où l’espace est une ressource a priori moins limitée comme le Brésil<sup>b</sup> ou les États-Unis. Les biocarburants de deuxième génération limitent ces problèmes puisqu’ils peuvent être cultivés sur des terres impropres aux cultures de première génération. Néanmoins, ils ne font pas complètement disparaître la pression sur les meilleures terres agricoles puisque leur rendement dépend de la qualité du sol<sup>117</sup>.

a. Communiqué de presse, [Énergie: nouvel objectif de 32 % d’énergies renouvelables d’ici 2030 conclu par les députés et les ministres](#), Parlement européen, 14 juin 2018.

b. Malgré cela, la pression sur les terres est une des raisons importantes de la déforestation amazonienne. On notera par exemple à ce titre l’article de West *et al.*<sup>116</sup> qui souligne les défaillances des programmes de compensation visant à protéger la forêt amazonienne.

## Incertitudes

Nous concluons cette partie en mentionnant les fortes incertitudes qui pèsent sur l'estimation des émissions de gaz à effet de serre liées. D'une part, ces émissions dépendent de multiples facteurs comme l'endroit où la biomasse est cultivée, ce que l'on retrouve dans la figure 6.7 qui précise l'origine des matières premières. D'autre part, l'estimation des émissions ILUC utilise des modèles basés sur les observations des réponses économiques passées pour prédire quelles terres seront affectées par un changement d'usage des sols, ce qui induit beaucoup d'incertitudes à cause du grand nombre d'hypothèses considérées, des différences potentielles entre les périmètres concernés, ainsi que des questions de gouvernances locales. Selon Plevin *et al.*<sup>118</sup>, ces incertitudes sont d'ordre épistémique et ne pourront pas être réduites à l'avenir, il conviendrait donc toujours de rapporter des plages de valeur.

### 6.3.3 Électrocarburants

Les électrocarburants sont des carburants alternatifs dont le carbone provient de dioxyde de carbone : ce dioxyde de carbone réagit avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau pour former du kérosène alors appelé électrocarburant, le préfixe électro- faisant référence au fait que l'électricité est la seule source énergétique nécessaire pour produire ces carburants. Comme nous allons le voir, cette électricité est nécessaire pour l'électrolyse de l'eau et éventuellement pour la capture de CO<sub>2</sub> atmosphérique.

#### Origine du CO<sub>2</sub>

Le dioxyde de carbone peut provenir de deux sources : de l'atmosphère (on parle alors de capture directe de l'air ou DAC, pour *direct air capture* en anglais) ou bien de sources ponctuelles industrielles qui émettent du CO<sub>2</sub> comme les centrales à charbon, les cimenteries ou encore les aciéries. Le CO<sub>2</sub> peut en effet être produit par plusieurs procédés industriels comme la calcination, la fermentation et surtout par la combustion d'énergies fossiles. Les sources industrielles offrent des gaz plus concentrés en CO<sub>2</sub> que l'atmosphère : leur concentration peut atteindre 35 % pour des aciéries et même 100 % (CO<sub>2</sub> pur) pour certains procédés thermochimiques comme la production d'ammoniac alors que, comme on l'a vu dans le chapitre 1, la concentration de CO<sub>2</sub> atmosphérique est de l'ordre de 0,04 %. Cette différence de concentration influence fortement l'efficacité totale du processus de production des électrocarburants qui peut passer de 38 à 48 %<sup>119</sup>. À court terme, les sources industrielles semblent plus réalistes car les technologies de capture du CO<sub>2</sub> atmosphérique n'existent pour l'instant qu'à l'état de démonstrateur et présentent un coût financier et énergétique important<sup>120, Mal17</sup> ; par ailleurs, même les scénarios de décarbonation les plus optimistes prévoient que ces industries continueront à émettre du CO<sub>2</sub> dans un futur proche. Néanmoins, ce choix peut poser à plus long terme des problèmes importants en incitant les industries fortement émettrices de CO<sub>2</sub> à ne pas diminuer leurs émissions. On rentre alors dans des problématiques de réglementation et de comptabilité des émissions : quand un avion brûle de l'électrocarburant dont le CO<sub>2</sub> aura préalablement été capté auprès d'une cimenterie, les émissions doivent-elles être attribuées à l'avion ou à l'usine ? Si cette question peut sembler anodine et facilement résolue par une simple répartition moitié-moitié, la

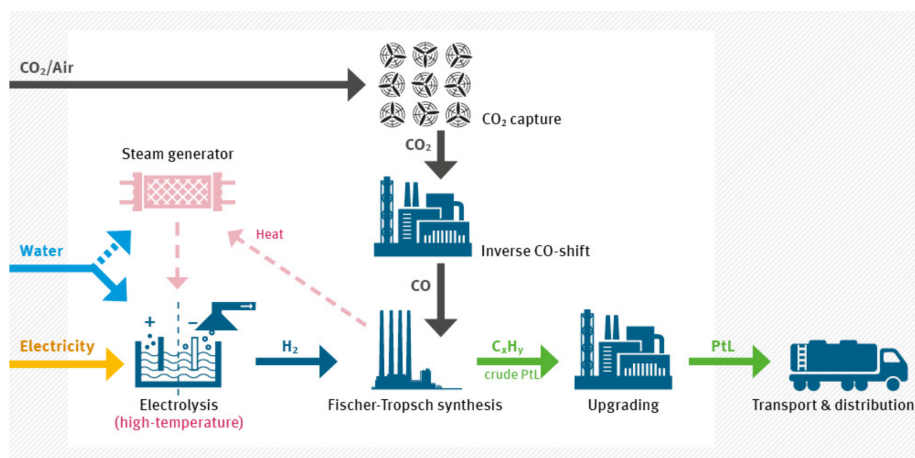


FIGURE 6.8 – Processus de production d’électrocarburant par la voie Fischer–Tropsch. La flèche rose pointillée correspond à l’utilisation potentielle de la chaleur dégagée pendant la synthèse de Fischer–Tropsch pour produire l’hydrogène par électrolyse à haute température, au rendement plus élevé. Cette technologie est en cours de développement. D’après la figure 3 de Schmidt *et al.*<sup>SWR<sup>+</sup>16</sup>.

complexité des processus réglementaires de certification rend la situation plus compliquée. Christensen et Petrenko cite par exemple un scénario « pire-cas » où une même réduction d’émissions de CO<sub>2</sub> serait comptabilisée à la fois dans la directive européenne RED II, dans le mécanisme d’échange de quotas carbone EU-ETS, et dans les standards CO<sub>2</sub> des véhicules<sup>CP17</sup>, cf. aussi le rapport de l’institut Cerulogy qui mentionne ce problème<sup>Mal17</sup>.

### Voies de production

Deux voies principales sont considérées pour la production des électrocarburants : la voie dite Fischer–Tropsch (représentée sur la figure 6.8) et la voie dite méthanol. Ces deux voies de conversion nécessitent de produire de l’hydrogène par électrolyse de l’eau. Dans la voie méthanol, cet hydrogène réagit directement avec le CO<sub>2</sub> pour produire du méthanol qui est alors transformé en hydrocarbures. Dans la voie Fischer–Tropsch, le CO<sub>2</sub> est d’abord dissocié en monoxyde de carbone (CO) par la réaction RWGS (*reverse water-gas-shift*) qui réagit alors avec l’hydrogène pour produire du gaz de synthèse, à partir duquel les hydrocarbures sont produits par la voie Fischer–Tropsch (cf. la partie 6.3.2 sur les biocarburants). En raison de l’étape de synthèse, les électrocarburants entrent également dans la catégorie des carburants de synthèse, comme les biocarburants de deuxième génération utilisant la voie Fischer–Tropsch. Les voies méthanol et Fischer–Tropsch ont un rendement énergétique quasiment identique, entre 38 et 48 % suivant la source de CO<sub>2</sub> utilisée, et qui pourrait potentiellement être amélioré jusqu’à 60 % avec des techniques d’électrolyse de l’eau à haute température qui sont encore au stade de développement<sup>119,121</sup>. Comme pour les biocarburants, ces rendements ne prennent pas en compte la sélectivité, *i.e.* la part du produit final sous forme de kérosène pour l’aviation.

## Avantages et inconvénients potentiels

Les émissions des électrocarburants dépendent de l'index d'émission du mix électrique alimentant l'électrolyseur et le système de capture du CO<sub>2</sub>. Comme on le verra dans la section 6.4, remplacer le kérosène par des électrocarburants produits à partir du mix électrique mondial actuel augmenterait les émissions de CO<sub>2</sub> car le mix mondial est fortement carboné, avec un index d'émission d'environ 132 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ<sup>a</sup>. En revanche, à partir d'électricité bas-carbone dont l'index d'émission vaut environ 5,5 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ<sup>b</sup>, les gains en terme d'émissions peuvent être substantiels<sup>c</sup>.

Au-delà des aspects climatiques, les électrocarburants présentent potentiellement de nombreux autres avantages, notamment comparés aux biocarburants, par exemple en terme de consommation d'eau<sup>119</sup>.

a. Voir la note de bas de page a en page 28.

b. Dans le cadre de ce rapport, nous considérons comme bas-carbone de l'électricité produite à partir d'énergie solaire, éolienne, hydraulique ou nucléaire. Le chiffre de 5,5 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ est obtenu en moyennant les facteurs d'émission de ces sources bas-carbone d'électricité avec une pondération représentative de leur part respective dans la production électrique mondiale actuelle. Ainsi, selon l'AIE<sup>IEA20c</sup>, ces sources d'électricité représentaient en 2018 respectivement 49 %, 14 %, 6 % et 30 % de la production mondiale d'électricité bas-carbone, et leurs index d'émission valent respectivement selon le GIEC 6, 3, 12 et 3 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ (valeurs médianes disponibles dans le tableau A.III.1 de l'annexe III du cinquième rapport d'évaluation<sup>SBF+14</sup>).

c. On trouve parfois un index d'émission de 1 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ d'électrocarburant produit, cf. par exemple Schmidt *et al.*<sup>SWR+16</sup>. C'est un indice extrêmement faible puisque l'indice d'émission le plus faible des énergies renouvelables est de l'ordre de 3 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ pour l'éolien<sup>SBF+14</sup>. En fait, cette valeur de 1 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ correspond à une norme comptable en considérant que l'électricité utilisée pour produire l'électrocarburant a été produite pendant une période « hors-pic » où la centrale de production électrique (éolienne ou solaire photovoltaïque) n'aurait pas produit d'électricité s'il n'y avait pas eu de possibilité de la stocker sous forme d'électrocarburant. D'autres valeurs, plus proches de la réalité physique et de celles que nous utiliserons par la suite, sont présentées dans la figure 6.2.

d. Résolution A38-18, paragraphe 32 j, OACI, [Résolutions de l'Assemblée en vigueur](#), 4 octobre 2013.