

ÉLECTRO-CARBURANTS EN 2050

Quels besoins en
électricité et CO₂ ?

RAPPORT FINAL

Oct
2023



EXPERTISES

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Contributions techniques - ADEME : BODINEAU Luc, SACHER Pierre, ANTOINE Loïc, TOMA Oksana, EL KHAMLICHI Aïcha, BICHOT Aurélie, COTTIGNIES Marc, DORE Nicolas, CAUNEAU Philippe, BARBUSSE Stéphane

Directions : Direction Entreprises et Transitions Industrielles ; Direction Bioéconomie et Energies Renouvelables ; Direction Villes et Territoires Durables

Ce qu'il faut retenir

- Les électro-carburants, ou e-carburants, sont des carburants liquides ou gazeux, synthétisés à partir d'hydrogène – produit à partir d'électricité par électrolyse de l'eau – et de CO₂ : e-kérosène, e-méthanol, e-ammoniac, e-méthane. Encore à l'état de pilotes industriels, ils constituent l'un des leviers de décarbonation future des activités des secteurs aéronautique et maritime, en remplacement des carburants fossiles actuellement utilisés, et de façon complémentaire aux biocarburants.
- Les récents règlements européens ReFuelEU Aviation et FuelEU Maritime fixent, de 2025 à 2050, des objectifs ambitieux d'incorporation progressive de carburants durables pour l'aviation (minimum de 70% en 2050) ou de baisse d'intensité en gaz à effet de serre (GES) des carburants des navires (baisse de 80% à l'horizon 2050). La Directive européenne relative aux énergies renouvelables donne par ailleurs un cadre pour les carburants alternatifs utilisables dans le domaine des transports. L'une des exigences de cette Directive porte sur la nature du CO₂ entrant dans la composition de ces carburants, qui ne pourra pas être d'origine fossile au-delà de 2040. Cette mesure évite ainsi de pérenniser des filières qui seraient construites sur du CO₂ et des ressources fossiles, et de minimiser l'impact gaz à effet de serre de la chaîne globale. Dans ce contexte, la France vient également de mettre en consultation un projet de stratégie sur le captage, le stockage et l'utilisation du CO₂.
- Cet avis évalue les volumes d'électricité (utilisée pour produire de l'hydrogène) et de CO₂ biogénique (*) qui seraient nécessaires pour atteindre ces objectifs en 2050. Dans cet exercice de prospective aux limites, on suppose une production en France de l'intégralité des besoins en e-carburants, dans une logique de souveraineté, en croisant deux paramètres déterminants :
 - Le niveau des trafics aérien et maritime : deux scénarios ont été modélisés – demande basse basée sur les scénarios Transition(s) 2050 de l'ADEME et demande haute basée sur ceux des filières professionnelles. Soit une demande d'énergie en 2050 35% inférieure à celle d'aujourd'hui pour le scénario demande basse, et 70% supérieure à celle d'aujourd'hui pour le scénario demande haute.
 - La performance des procédés de production de ces e-carburants, ceux-ci étant en cours de développement et présentant donc des incertitudes quant à leur efficacité réelle à moyen terme (rendements, sélectivités des réactions).
- Les résultats de cet exercice varient entre un besoin en électricité et en CO₂ biogénique à 2050 respectivement entre 44 et 175 TWhé (soit environ 13 réacteurs nucléaires EPR) et entre 5,8 et 18,6 MtCO₂. Ces volumes de ressources nécessaires, très conséquents dans le scénario le plus énergivore, qui rendraient le bouclage énergétique et climatique complexe dans un système contraint, sont à mettre en perspective :
 - Des projections de production électrique bas carbone et/ou renouvelable nationales, chiffrées à 525 TWhé dans le scénario S2 de l'ADEME ou 688 TWhé par RTE dans le scénario N2 Futurs Energétiques ;
 - Des gisements de CO₂ biogéniques disponibles en 2050 : 16 MtCO₂ dans le scénario le plus favorable (scénario S3 de l'ADEME). Mobiliser un tel gisement repose sur des efforts importants de l'industrie et des pouvoirs publics pour le développement d'infrastructures dédiées à la collecte et au transport de ce CO₂. L'utilisation du CO₂ biogénique entre par ailleurs en concurrence avec la nécessité de le stocker dans le sol et le sous-sol pour atteindre la neutralité carbone.
- Dans les scénarios où les leviers de sobriété des usages (augmentation modérée des trafics) sont mis en œuvre, les ressources mobilisées en 2050 s'élèvent de 44 à 68 TWhé d'électricité et de 5,8 à 7,3 MtCO₂ pour les besoins en CO₂ biogénique. Dans ce cas, les objectifs européens de décarbonation sur l'aérien et le maritime semblent atteignables.
- Ainsi, le déploiement « raisonné » des e-carburants, souhaitable pour ne pas pénaliser les autres secteurs qui auront besoin d'électricité et de CO₂ pour se décarboner (industrie et transport notamment), nécessiterait la priorisation des ressources électriques et CO₂ à l'échelle nationale, par exemple au sein de la future Stratégie Française Energie Climat, en parallèle de politiques court terme de modération de la croissance du trafic international, et de report vers d'autres modes de déplacement pour les courts courriers.
- La présente évaluation présente plusieurs limites et appelle des approfondissements futurs :
 - La localisation sur le territoire des unités de production des e-carburants est à envisager selon plusieurs facteurs : proximité d'une source de CO₂ biogénique, disponibilité du réseau électrique pour le raccordement de l'électrolyseur.
 - Une évaluation environnementale complète des e-carburants sur l'ensemble de la chaîne. Les e-carburants ont une empreinte carbone non nulle qui devra être précisée, selon le mode de production et les ressources utilisées.
 - Cet avis ne prend pas en compte les aspects économiques, notamment la compétitivité des productions en France et à l'étranger dans le cadre d'éventuelles importations.
 - Un tel scénario pourrait nécessiter le développement de captage direct de CO₂ dans l'air (Direct Air Capture), mais les impacts additionnels liés au déploiement de cette technologie, non mature, seraient également à prendre en compte (consommation importante d'énergie thermique et électrique).

(*) : on considère comme CO₂ biogénique le CO₂ issu d'une utilisation énergétique ou matière d'une ressource biomasse (ex : bioraffinage, combustion de biomasse en industrie ou pour alimenter des réseaux de chaleur urbains) ou d'une ressource contenant partiellement de la biomasse (ex : déchets, combustible solide de récupération, gaz partiellement renouvelable). Dans ce dernier cas, le CO₂ biogénique est calculé au prorata de la part massique de bioressources alimentant le procédé.

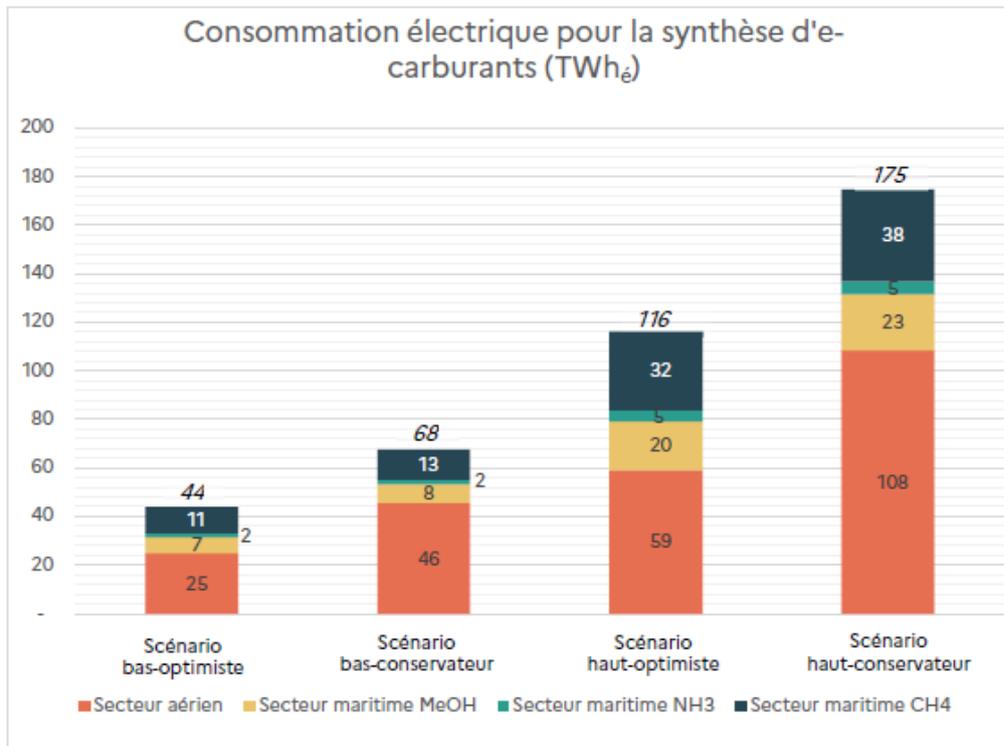


Figure 6 : Estimation des besoins en électricité (en TWh_e) selon la demande et les hypothèses technologiques

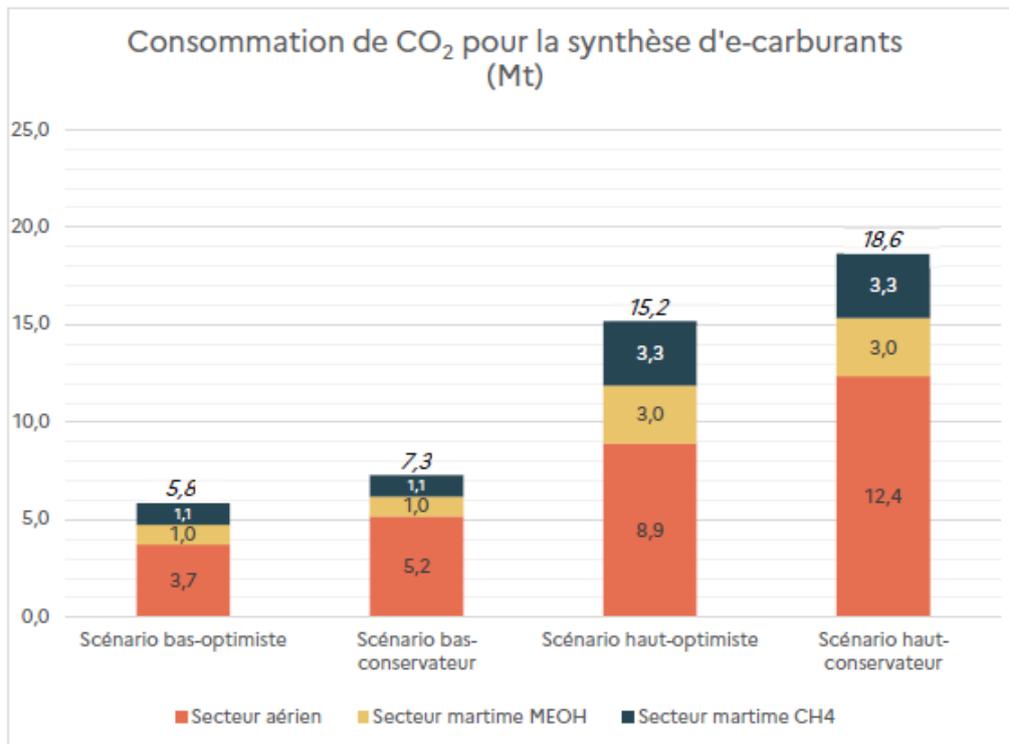


Figure 7 : Estimation des besoins en CO₂ selon la demande et les hypothèses technologiques

SOMMAIRE

1. PREAMBULE	6
2. ÉTATS DES LIEUX : DEFINITIONS ET FINALITES DES E-CARBURANTS	6
2.1. DEFINITION ET PERIMETRE ETUDIE.....	6
2.2. DEFINITION ET PERIMETRE ETUDIE.....	8
2.2.1. Secteur de l'aérien (ReFuelEU Aviation).....	8
2.2.2. Secteur du maritime (FuelEU Maritime).....	9
2.2.3. Autre secteurs impactés.....	10
3. ESTIMATION DES BESOINS ENERGETIQUES ET CO₂ POUR LE DEPLOIEMENT DES E-CARBURANTS	11
3.1. LES INTRANTS COMMUNS AUX DIFFERENTS PROCEDES.....	11
3.2. LE PROCEDE FISCHER-TROPSCH.....	12
3.2.1. Généralités de fonctionnement.....	12
3.2.2. Éléments d'incertitude.....	13
3.2.3. Bilan des hypothèses retenues.....	15
3.3. PRODUCTION D'E-CH ₄ , E-MEOH ET E-NH ₃	17
3.3.1. La méthanation.....	17
3.3.2. La méthanolisation.....	17
3.3.3. Haber-Bosch (NH ₃).....	17
3.4. GISEMENTS DISPONIBLES EN ELECTRICITE ET CO ₂	18
3.4.1. Gisement en électricité.....	18
3.4.2. Gisement en CO ₂	19
3.5. ANALYSE DES BESOINS POUR LES E-CARBURANTS.....	20
3.5.1. Présentation des scénarios et des rendements de chaîne de synthèse.....	20
3.5.2. Besoins en électricité.....	21
3.5.3. Besoins en CO ₂	22
3.5.4. Besoins thermiques et électriques en cas de recours à la technologie DAC.....	22
3.5.5. Analyse de la production de naphta et impact sur l'industrie pétrochimique....	23
4. CONCLUSIONS	24
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	27
INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES	28

1. Préambule

Les carburants de synthèse, aussi appelés électro-carburants, sont au cœur des stratégies de réduction des émissions des carburants aériens et maritimes, car ils constituent l'un des leviers de décarbonation pour ces secteurs.

Des décisions structurantes sont à même d'être prises dans les prochains mois et prochaines années : définition réglementaire, établissement de cibles d'incorporation obligatoires, mise à jour des travaux prospectifs de l'Etat, inscription dans les stratégies d'accélération, planification des infrastructures nécessaires, etc.

A ce titre, l'Etat a récemment mis en consultation sa stratégie CCUS¹ relative au captage, au stockage et à l'utilisation du carbone. Le recours aux carburants de synthèse s'appuyant sur les sources de CO₂ biogénique pour les années à venir y est bien confirmé.

Ce contexte, mêlant accompagnement des filières et refonte des stratégies liées aux carburants de synthèse a amené l'ADEME à s'interroger sur les volumes de CO₂ et d'électricité que représenterait un déploiement significatif de ces carburants à horizon 2050, au vu des ambitions affichées par l'Europe.

Dans ce contexte, cette note vise à :

- évaluer les ordres de grandeurs des quantités de CO₂ et d'électricité nécessaires au déploiement des électro-carburants selon plusieurs scénarios ;
- donner des recommandations aux pouvoirs publics.

2. États des lieux : définitions et finalités des e-carburants

2.1. Définition et périmètre étudié

Les carburants de synthèse incluent, dans leur définition la plus large ⁽¹⁾, tout carburant issu d'une source différente que le raffinage du pétrole brut. Selon le carburant visé, le procédé diffère :

- réaction de Fischer-Tropsch pour la production d'un mix kérozène/diesel/naphta,
- méthanolisation pour la production de méthanol,
- méthanation pour la production de méthane,
- ou encore Haber-Bosch pour la production d'ammoniac.

Dans tous les procédés réactionnels ci-dessus, de l'hydrogène est utilisé en intrant, ou est généré comme intermédiaire via une gazéification (biomasse, charbon, etc.).

Lorsque l'hydrogène est en intrant et est issu d'électrolyse de l'eau, on parle d'électro-carburant (ou e-carburant, e-fuel) étant donné que le contenu calorifique du carburant est initialement issu d'une source d'électricité. L'amalgame carburant de synthèse et e-carburant est souvent fait en raison de l'absence d'intérêt environnemental à produire des carburants de synthèse à partir de ressources fossiles (charbon ou gaz naturel) et qu'un carburant de synthèse produit à partir d'hydrogène issu de biomasse rentrerait dans la famille des biocarburants.

Il n'existe à ce jour pas de définition unique des carburants de synthèses et des e-carburants : selon les sources uniquement les carburants à base carbone ^(2,3) y sont inclus, d'autres incluent l'ammoniac ^(4,5). Cette note choisit d'intégrer l'ammoniac dans les e-carburants, étant donné l'importance pressentie de cette molécule pour la décarbonation du secteur maritime.

Les filières de production de carburants (e- et bio-) reposent au final sur des intrants électriques (et CO₂) ou biomasse. La synthèse de ces carburants hydrocarbonés peut donc être envisagée par deux voies complémentaires permettant d'optimiser les mix de production en fonction des ressources disponibles sur les différents territoires. La Figure 1 ci-dessous montre les interconnexions des voies technologiques liées aux carburants et les secteurs industriels qui sont influencés.

¹ <https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/actualites/consultation-sur-la-strategie-nationale-ccus>

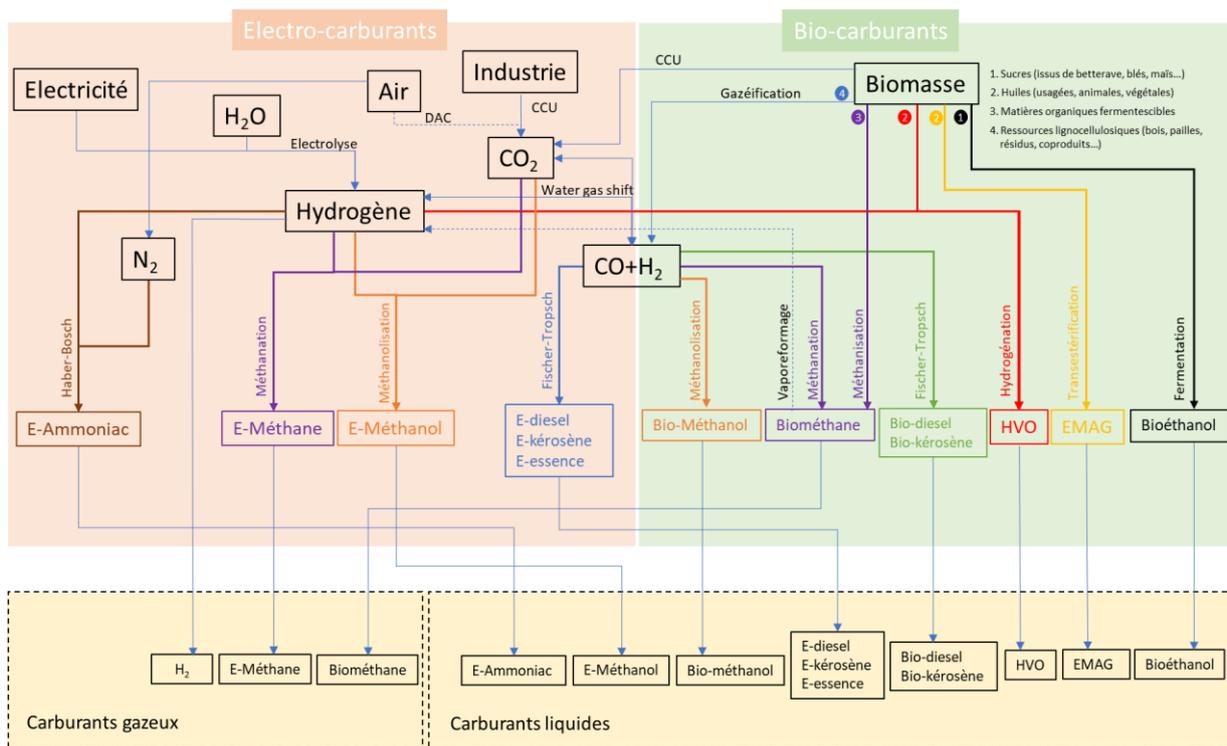


Figure 1 : schéma des différentes voies de production d'électro et bio carburants (crédit Conseil Régional PACA)

La définition des e-carburants « durables », c'est-à-dire considérés comme ayant un impact climatique suffisamment faible pour pouvoir être déployés dans un contexte de transition énergétique, est en passe d'être validée au niveau européen. Cette définition s'appuie en particulier sur deux actes délégués adossés à la Directive Energie Renouvelable (RED II), récemment adoptés par l'Union Européenne en juin 2023^{2,3}. Ces définitions feront foi pour les cibles ambitieuses de l'Europe et de la France pour déployer des e-carburants. Toutes les catégories introduites ci-dessous (RFNBO, carburant bas carbone, hydrogène renouvelable électrolytique, hydrogène bas-carbone) doivent respecter un critère d'abattement GES⁴ de 70% par rapport à une référence de 94 gCO₂eq/MJ. On distingue :

Terme	Définition
RFNBO	Acronyme signifiant « Renewable Fuel of Non Biological Origin » regroupant ⁽⁶⁾ les carburants de synthèse issus d'hydrogène renouvelable et de certains types de CO ₂ (cf. ci-dessous). Cette famille de carburant regroupe également l'hydrogène renouvelable électrolytique et l'ammoniac issu d'hydrogène renouvelable électrolytique.
Carburant bas carbone	Cette famille de carburant regroupe ⁽⁷⁾ les carburants à base de carbone recyclé, les carburants de synthèse issus d'hydrogène bas carbone et de certains types de CO ₂ (cf. ci-dessous). De même, cette famille de carburant regroupe également l'hydrogène bas carbone et l'ammoniac issu d'hydrogène bas carbone.
H ₂ renouvelable électrolytique	Produit à partir d'électrolyse, l'hydrogène est considéré comme renouvelable s'il respecte les conditions d'additionnalité, de corrélation géographique et temporelle avec la source renouvelable, comme détaillé dans l'acte délégué dédié ⁽⁸⁾ .

² Règlement délégué (UE) 2023/1184 de la Commission du 10 février 2023 complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant une méthodologie de l'Union définissant des règles détaillées pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique

³ Règlement européen (UE) 2023/1185 de la Commission du 10 février 2023 complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant un seuil minimal de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les carburants à base de carbone recyclé et en précisant la méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants liquides et gazeux renouvelables destinés aux transports, d'origine non biologique, et aux carburants à base de carbone recyclé

⁴ Gaz à Effet de Serre

H₂ bas carbone	Hydrogène produit à partir d'électrolyse utilisant de l'électricité nucléaire, à partir de pyrolyse de méthane ou à partir de vaporeformage de méthane avec captage et stockage du CO ₂ . Pour atteindre la cible d'abattement, le recours à cette dernière voie demande a minima ⁽⁹⁾ un captage en postcombustion et un stockage pérenne du CO ₂ .
CO₂ compatible	Le texte ⁽¹⁰⁾ en adoption au niveau Européen distingue trois types de CO ₂ pouvant être utilisés pour produire des carburants bas carbone ⁵ ou des RNFBO : Le CO ₂ biogénique Le CO ₂ issu de captage à l'air (DAC ou Direct Air Capture) Le CO ₂ fossile capté à l'émission, mais uniquement jusqu'en 2036 pour le CO ₂ capté sur une usine de production d'électricité et jusqu'en 2041 pour le CO ₂ capté sur tout autre activité industrielle.

Tableau 1 : Termes utiles à la définition des e-carburants

Les implications de ces définitions de l'hydrogène et du CO₂ « éligible » seront discutées dans la suite de cette note. Si la cible d'abattement GES de 70% peut être atteinte avec du CO₂ fossile, c'est parce que la comptabilité carbone européenne considère que la réutilisation du CO₂ sans stockage permanent (CCU) ne permet pas d'abattre les émissions du site industriel de captage. Les émissions sont donc entièrement allouées au site industriel émetteur de CO₂, et non au e-carburant qui sort de l'unité de production.

Maintenant que tous les termes sont définis, le terme « e-carburant » sera préféré à carburant de synthèse pour la suite de cette note, pour insister sur la consommation d'électricité comme source d'énergie. Cela exclut de facto l'utilisation d'hydrogène bas carbone issu de vaporeformage de méthane + CCS comme intrant dans la mesure où ce n'est pas l'option privilégiée en France dans les stratégies. Le e-diesel, ainsi que l'e-essence, sont des e-carburants mais ils ne seront pas analysés dans le présent document : certains pays comme l'Allemagne envisagent ⁽¹¹⁾ le recours à ces carburants pour le transport routier via des imports, mais il existe des alternatives largement plus efficaces énergétiquement et environnementalement ^(12,13) (électrique batterie, électrique hydrogène).

En synthèse, les e-carburants étudiés sont :

- Le e-kérosène
- Le e-méthanol
- Le e-méthane
- Le e-ammoniac

2.2. Définition et périmètre étudié

Les e-carburants (e-kérosène, e-méthane, e-méthanol, e-ammoniac) sont clairement identifiés par l'Europe pour décarboner les carburants aériens (via ReFuelEU Aviation) et, de manière moins directive, les carburants maritimes (via FuelEU Maritime).

2.2.1. Secteur de l'aérien (ReFuelEU Aviation)

Le texte réglementaire exigeant l'utilisation d'e-carburant dans le secteur aérien, autrement dit l'e-kérosène, vient de sortir fin avril d'une phase de débat entre les différentes instances de l'Union Européenne. Le compromis adopté intègre finalement les carburants bas carbone comme éligibles pour atteindre les cibles d'incorporation d'e-carburants, pour cette note cela signifie que de l'électricité nucléaire pourrait être utilisée⁶ pour la synthèse d'e-carburants.

⁵ La méthodologie CO₂ concernant les e-carburants bas carbone reste en cours de définition par la directive gaz, via un acte délégué dédié. Il est cependant probable que l'approche soit similaire à cette définition du CO₂ éligible pour les RNFBO et carburants à bas de carbone recyclé.

⁶ Il faut préciser que la définition européenne des carburants bas carbone reste à ce jour incomplète, notamment sur la question de l'additionnalité des moyens de production électrique

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Taux d'incorporation de SAF⁷ (e-kérosène et biokérosène)	2 %	6 %	20 %	34 %	42 %	70 %
<i>Part minimale de e-carburants (e-kérosène uniquement)</i>	-	1,2 % (sur 2030-2031) 2 % (sur 2032-2034)	5 %	10 %	15 %	35 %

Tableau 2 : Evolution du taux d'incorporation restrictif des carburants durables dans l'aviation, selon le compromis adopté.

La sous-cible dédiée au e-kérosène est particulièrement structurante pour le lancement d'une filière d'e-carburant ainsi que pour estimer les volumes nécessaires.

Le trafic aérien, similairement au maritime, se distingue entre le trafic domestique et les soutes internationales. Par convention dans cette note, seront pris en compte 50% des consommations énergétiques des soutes internationales dans les demandes affichées pour ces secteurs, considérant que le pays de départ et d'arrivée des échanges internationaux ont des responsabilités égales dans le ravitaillement.

Pour l'année 2019, la consommation du trafic aérien en France représentait ⁽¹⁴⁾ 56,4 TWh (dont 20,9 TWh pour les vols domestiques).

A horizon 2050, deux projections sont étudiées dans le cadre de cette note, un scénario de demande basse basé sur le scénario S2 Transition(s) 2050 de l'ADEME (intégrant une part importante de sobriété / réduction des usages) et un scénario de demande haute représentatif des visions portées par les filières / industriels (intégrant une augmentation des usages) :

	Scénario « demande basse »	Scénario « demande haute »
Référence	S2 Transition(s) 2050	Scénario SA I-Care & ADEME ⁽¹⁵⁾
Demande énergétique à 2050	29,3 TWh	69,8 TWh
Part d'e-kérosène	35%	
Demande énergétique d'e-kérosène	10,3 TWh	24,4 TWh

Tableau 3 : Scénarios de demande pour le secteur aérien

La demande énergétique globale se base sur les deux scénarios de demande estimés par les sources mentionnées. La part d'e-kérosène dans le mix énergétique est calée sur la part minimale du compromis évoqué plus haut, soit 35% en 2050.

2.2.2. Secteur du maritime (FuelEU Maritime)

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cible de réduction de l'intensité GES des carburants	- 2 %	- 6 %	- 14,5 %	- 31 %	- 62 %	- 80 %

Tableau 4 : Objectifs de décarbonation des carburants pour le secteur maritime, selon le compromis adopté

Les objectifs avancés par FuelEU Maritime ne sont pas prescriptifs sur les technologies à mobiliser : l'abattement GES peut donc être atteint avec tout biocarburant, RFNBO et carburant bas carbone.

⁷ Sustainable Aviation Fuel ou « carburant durable pour l'aviation » inclue les biocarburants durables et les e-carburants

Pour l'année 2019, la consommation du secteur maritime et fluvial représentait ⁽¹⁶⁾ 12,2 TWh (dont 2,3 TWh pour le transport national), en considérant uniquement 50% des routes internationales, similairement à l'aérien. Au vu des profils d'usage et des alternatives possibles, le secteur fluvial n'a pas été considéré comme un consommateur d'e-carburants dans le futur. Le e-diesel est peu présent dans les feuilles de route de la filière, du fait de son coût de fabrication, il n'a donc pas été inclus par simplification.

A horizon 2050, deux projections sont étudiées dans le cadre de cette note, un scénario de demande basse basé sur le scénario S3 Transition(s) 2050 de l'ADEME (intégrant une augmentation relativement limitée de la demande) et un scénario de demande haute intégrant une multiplication par 2,5 de la demande, représentatif de la vision portée par les acteurs de la filière maritime :

	Scénario « demande basse »	Scénario « demande haute »
Référence	S3 Transition(s) 2050	Feuille de route « Filière maritime » ⁽¹⁶⁾
Demande énergétique à 2050	15,5 TWh	46,4 TWh
Part de carburants alternatifs		92%
Part d'e-carburants		70%
Demande énergétique d'e-carburants	10,9 TWh	32,7 TWh
dont e-CH ₄ (36%)	5,52 TWh	16,5 TWh
dont e-MeOH (28%)	4,42 TWh	13,2 TWh
dont e-NH ₃ (6%)	0,98 TWh	2,92 TWh

Tableau 5 : Scénarios de demande pour le secteur maritime

La demande énergétique globale se base sur les scénarios de demande estimés par les sources mentionnées. La part de carburants alternatifs et d'e-carburants (respectivement 92% et 70%) a été calculée sur la base de la feuille de route de la filière maritime⁹, qui cherche une compatibilité avec les objectifs Européens de décarbonation des carburants (80%) : cette projection tient compte du contenu carbone résiduel des carburants alternatifs utilisés. La pénétration respective des différents e-carburants est définie par leur facilité de déploiement, donnant une grande part de marché au méthane ainsi qu'à long terme au méthanol.

2.2.3. Autre secteurs impactés

La mise en place des réglementations susmentionnées exercera une influence sur différentes filières en dehors de la mobilité, on peut mentionner trois secteurs d'importance :

➤ Les industries émettrices

Dans un contexte de décarbonation des sites industriels existants, des industries se tournent vers le captage du CO₂. Celui-ci peut être inévitablement lié à l'activité, comme le CO₂ issu de la décarbonation du calcaire pour la production de ciment, ou émis de manière concentrée dans le cadre d'un procédé historique comme pour la production d'ammoniac. En l'absence de proximité géographique entre ces industries et de potentiels sites de stockage du CO₂ (ou d'adéquation économique au stockage), ces acteurs se tournent vers la valorisation de ce CO₂, avec comme clients de premier plan les producteurs d'e-carburant.

Ce couple producteur-client sur le CO₂ se retrouve dans une majorité des projets connus de production d'e-carburant. On comprend alors la portée de la décision européenne d'exclure le CO₂ fossile comme intrant permettant de synthétiser des RFNBO ou des carburants bas carbone à moyen terme (2036-2041) : les projets accolés aux industries fortement émettrices ne pourront se réaliser qu'avec un recours à des combustibles issus de la biomasse et ne pourront qualifier de RFNBO ou de carburants bas carbone que les produits fabriqués à partir de la fraction biogénique des émissions captées. A contrario, une ouverture au CO₂ fossile de façon définitive, comme proposé sous certaines conditions par les filières industrielles, pérenniserait le recours à des combustibles fossiles sur ces sites (à l'exception des émissions liées à la décarbonation).

Dans tous les cas, le développement d'un projet d'e-carburant doit se questionner en fonction de la source de CO₂ : le projet verrouillera l'industriel dans son rôle d'émetteur, empêchant potentiellement une solution d'électrification directe ou indirecte. Un cas d'école est l'ammoniac, où le couplage avec un projet CCU ne permet pas d'envisager une fermeture du vaporeformeur de méthane pour le substituer

⁹ Travaux conduits dans le cadre de l'article 301 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, dite « loi Climat et résilience »,

par un électrolyseur, ce qui est pourtant une voie fortement incitée⁹ par les objectifs RED d'incorporation d'hydrogène électrolytique dans l'industrie. Les stratégies respectives de l'émetteur de CO₂ et du producteur d'e-carburant peuvent ainsi différer en cours de projet, en fonction des évolutions de la réglementation et du prix des énergies, ce qui donne des incertitudes sur la sécurisation des investissements nécessaires (financement, engagements). D'autre part, la réutilisation du CO₂ induit une gestion de la répartition de la valeur économique et environnementale entre l'émetteur et le producteur d'e-carburant, qui est un vrai sujet d'arbitrage dans les premières unités en cours de configuration.

➤ La filière plastique

Au-delà des consommations d'intrants, il faut aussi noter que la production d'e-carburant à partir du procédé Fisher-Tropsch engendre la co-production de naphta. En 2021, la consommation de naphta pour alimenter les vapocraqueurs, permettant d'alimenter une grande partie de l'industrie des plastiques, s'élevait ⁽¹⁷⁾ à 5,8 Mt. A horizon 2050, cette consommation de naphta par les vapocraqueurs pourrait s'orienter vers une baisse notable pouvant excéder -50 %¹⁰, réduisant ainsi les débouchés pour ce co-produit.

Selon les volumes générés par le procédé Fischer-Tropsch, cette co-production de naphta pourrait aussi avoir un effet induit de limiter les potentielles évolutions de cette filière pétrochimie en maintenant la technologie des vapocraqueurs au naphta, au détriment d'une autre voie potentielle de décarbonation de cette filière qui pourrait se baser sur l'électrification des procédés couplée au changement d'intrant en se basant sur la filière MTO (Méthanol to Olefine, filière également basée sur la transformation d'hydrogène et CO₂), ce qui pose plus largement la question des choix de stratégie industrielle qui seront à opérer et qui sont fortement liés entre filière pétrochimie et production d'e-carburants. Une réglementation particulièrement engageante sur la fin des plastiques pourrait même conduire à ce que la coproduction de naphta représente un coût plutôt qu'un bénéfice pour les unités Fischer-Tropsch.

➤ Le réseau électrique

La synthèse d'e-carburant est liée au déploiement d'électrolyseurs de forte puissance, de l'ordre de plusieurs centaines de MW_e par unité industrielle. Le raccordement électrique des électrolyseurs est considéré comme un enjeu de premier plan dans la décarbonation des zones industrielles : en l'absence d'infrastructure CO₂ et/ou H₂, les électrolyseurs dédiés aux e-carburants seront localisés à proximité de la zone de captage du CO₂, comme constaté dans les premiers projets de déploiement à l'étude (Hynovera, France KerEAUzen, ReUze, Hynovi). Les renforcements de ligne électrique nécessitant de larges ouvrages et investissements, le raccordement d'électrolyseur doit être réfléchi vis-à-vis du besoin d'électrification directe de la zone afin d'éviter un ralentissement, voire une impossibilité technique de fournir une puissance électrique suffisante à la zone industrielle pour électrifier ses procédés.

3. Estimation des besoins énergétiques et CO₂ pour le déploiement des e-carburants

3.1. Les intrants communs aux différents procédés

➤ Le CO₂

Pour tous les e-fuels traités dans cette note, hormis l'ammoniac, il est nécessaire de disposer d'une source de CO₂. Celui-ci peut être capté sur des fumées industrielles. Ce CO₂ est considéré soit comme entièrement biogénique, soit comme entièrement fossile, soit comme un mix des deux en fonction des intrants consommés par l'industrie émettrice. Le CO₂ peut aussi être issu des procédés de fermentation biologique comme la méthanisation ou la fermentation alcoolique : ce CO₂ est considéré comme biogénique.

Le CO₂ peut aussi être capté dans l'air avec la technologie de Direct Air Capture (DAC).

⁹ La production d'hydrogène à destination de l'industrie (hors raffinage et coproduction, soit essentiellement l'ammoniac et les futurs projets de sidérurgie par réduction directe) doit être >42% renouvelable d'ici 2030 ou alternativement >22% renouvelable et <23% fossile avec recours à l'hydrogène bas carbone.

¹⁰ En raison de l'effet conjoint de l'interdiction des emballages plastiques à usage unique en 2040 ⁽¹⁸⁾, d'un mix hydrocarbures diminuant la part de naphta liée à la flexibilisation des fours de pyrolyse pour d'autres coupes telles que le GPL et d'une intensification des recyclages (mécaniques et chimiques par dépolymérisation notamment) augmentant la part des matières premières recyclés.

En fonction des différents procédés de captage de CO₂ et du niveau de concentration du CO₂ dans les fumées, de l'électricité et/ou de la chaleur peuvent être utilisées, afin de le séparer et le concentrer. Dans le cadre d'un couplage avec une production de e-fuels, une partie de ces consommations thermiques peuvent être apportées par les procédés de transformation de e-fuels (Fischer-Tropsch, méthanolisation, méthanation catalytique). Dans le cas du captage des fumées, tout ou partie de la chaleur nécessaire peut aussi être apportée par le site émetteur (récupération de chaleur fatale).

L'analyse fine de ces besoins thermiques et les synergies avec les procédés industriels et de production des e-fuels ne seront pas effectuées dans cette note qui se concentrera sur les besoins en CO₂ et électricité, mais cela reste néanmoins un point d'attention fort qui nécessitera des approfondissements et des retours d'expérience issus des premiers démonstrateurs.

	Captage fumées	Captage air (DAC)
Consommation électrique (MWh _e /tCO ₂)	0,2	0,5
Consommation thermique (MWh _{th} /tCO ₂)	0,6 ⁽¹⁹⁾	1,5

Tableau 6 : Hypothèses de consommation d'électricité et de chaleur pour la fourniture d'une t CO₂ ⁽²⁰⁾

➤ L'hydrogène

L'hydrogène électrolytique est le dénominateur commun à tous les e-carburants étudiés dans cette note. Les rendements actuels des électrolyseurs sont proches de 60%_{PCI}. Les projections des constructeurs à horizon 2040 ou 2050 laissent entrevoir des gains de rendements de cette production d'hydrogène. Cependant, ce procédé et son rendement sont des éléments importants dans la chaîne de production des e-fuels et il est nécessaire d'évaluer l'impact d'une absence de progression des rendements, hypothèse très conservatrice, sur les consommations de production des e-fuels.

Au final, cela revient à considérer deux rendements possibles des électrolyseurs : 60%_{PCI}, actuel, et 70%_{PCI}, rendement envisagé pour des électrolyseurs en 2050.

	Hypothèse basse	Hypothèse haute
Rendement de l'électrolyse	60%	70%

Tableau 7 : Hypothèses de rendement de l'électrolyse

La technologie d'électrolyse haute température, aujourd'hui TRL 5/6, a été analysée dans la production de e-fuels dans le rapport de l'Académie des technologies car elle présente de forte synergie sur la chaleur avec les procédés Fischer-Tropsch et le DAC, tout en apportant un gain de rendement sur l'électrolyse ⁽²¹⁾. Cette technologie n'a pas été considérée dans le cadre de cette note pour éviter une sous-estimation des besoins électriques basée sur une technologie encore incertaine. En effet, les dégradations inhérentes à la température de fonctionnement et les puissances d'électrolyseurs disponibles ne sont pas compatibles avec une production industrielle de RFNBO pour 2030 et cette compatibilité reste très hypothétique pour 2040, voire 2050¹¹. La prise en compte d'un niveau de pénétration de cette technologie pourrait être un élément de précision à apporter dans les futurs exercices, mais tout en intégrant dans les modélisations la dégradation plus importante inhérente à la température de fonctionnement plus élevée.

3.2. Le procédé Fischer-Tropsch

3.2.1. Généralités de fonctionnement

Le procédé Fischer-Tropsch est historiquement un procédé de polymérisation de CO et H₂ qui permet de produire des produits hydrocarbonés. Dans le cadre des e-fuels, la source de carbone est le CO₂. Une première réaction du CO₂ avec de l'hydrogène permet de produire du CO (Reverse Water Gas Shift, ou RWGS).

Le procédé Fischer-Tropsch seul permet d'avoir un mélange de différents composés hydrocarbonés, (cf Figure 2). Dans une optique de maximisation du kérosène produit, la philosophie de l'orientation de la réaction change : les chaînes longues sont favorisées. Le procédé Fischer-Tropsch est alors couplé avec

¹¹ Le rendement PCI fréquemment énoncé pour cette technologie se situera aux alentours de 85%, en considérant un apport de chaleur externe.

un hydrotraitement (hydrocraquage) permettant de casser ces longues chaînes et de maximiser la sélectivité vers le kérosène ou le diesel. C'est en quelque sorte un raffinage simplifié de ces coupes.

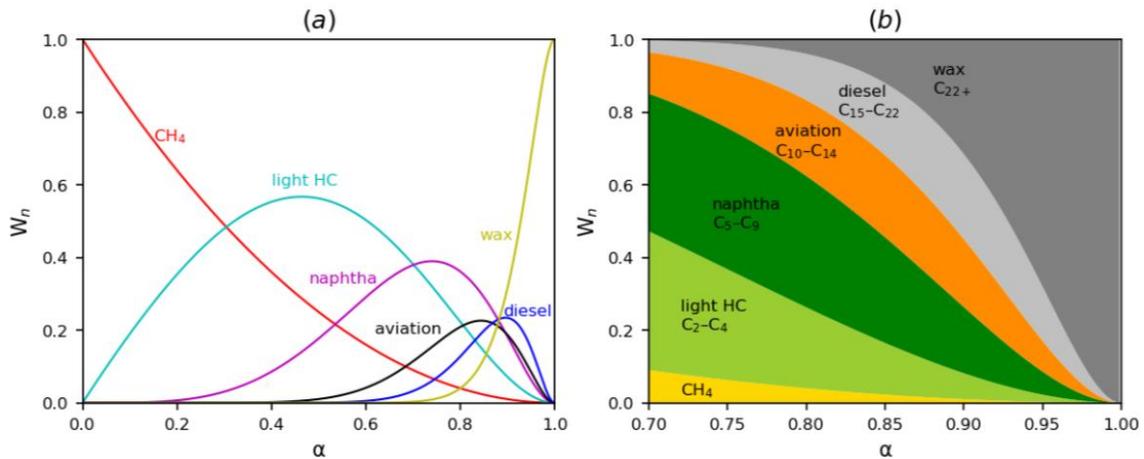


Figure 2 : Croissance et répartition des chaînes carbonées en fonction du paramètre-Alpha pour le procédé Fischer-Tropsch (facteur de probabilité de croissance des chaînes hydrocarbonés, dépendant des conditions de réactions et du catalyseur)⁽²²⁾ Attention, l'échelle des abscisses du schéma de droite commence à 0,7 Wax : Cires ; light HC : hydrocarbures légers

Finalement, la réaction Fischer-Tropsch (FT) est une étape d'un procédé global que l'on peut appeler Power-to-FT, qui est un ensemble de réactions permettant la production de e-kérosène à partir d'hydrogène et de CO₂ : RWGS, FT et hydrotraitement/raffinage. Ce procédé, même avec le recours à l'hydrotraitement, ne permet pas une sélectivité à 100% vers le kérosène. Des coupes diesel, naphtha ou gazeuses sont nécessairement co-produites avec le kérosène. Ce point sera détaillé dans le paragraphe suivant.

3.2.2. Éléments d'incertitude

Sans existence de démonstrateurs de taille industrielle et en fonctionnement de production de e-fuels par Fischer-Tropsch, la majorité des données sont issues des données constructeurs ou d'études. Les consommations en intrants (CO₂, Hydrogène ou électricité) peuvent être impactées par de nombreux éléments d'incertitude. Ci-dessous une série d'éléments portant sur l'intégralité de la chaîne de production et influençant le bilan global de recours à ce procédé FT et sur lesquels un retour d'expérience des premiers démonstrateurs sera nécessaire.

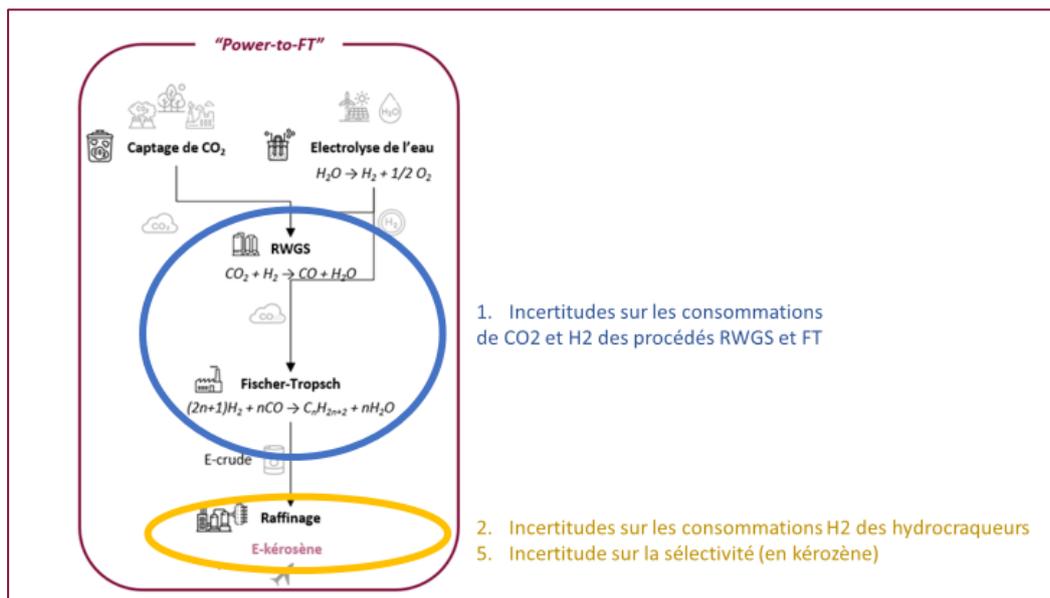


Figure 3 : Etapes et incertitudes de la synthèse d'e-kérosène⁽²³⁾

Dans la suite de ce paragraphe, une tentative de quantification de ces différentes incertitudes sera réalisée afin d'évaluer leur impact isolément mais aussi de manière cumulée sur les consommations d'électricité et de CO₂.

➤ **Source bibliographique décrivant les consommations du procédé FT**

Certaines sources bibliographiques évaluent les consommations d'hydrogène et de CO₂ nécessaires pour produire de l'e-crude. L'e-crude¹² est le produit en sortie directe de l'unité de Fischer-Tropsch, donc sans avoir encore été raffiné dans les hydrocraqueurs qui permettent d'optimiser la sélectivité vers le e-kérosène ou le e-diesel.

Source bibliographique	Issues de Klüh, 2022 ⁽²⁴⁾	Issues de Fasihi, 2017 ⁽²⁵⁾	Issues de IAC Partners, 2022 ⁽²³⁾
Quantité d'hydrogène (TWh _{PCI} /Mt _{e-crude})	18,3	17,8	13,9
Quantité de CO ₂ (Mt/Mt _{e-crude})	3,8	3,3	3,2

Tableau 8 : Consommations d'hydrogène et de CO₂ par Mt d'e-crude

Le couplage des réactions RWGS et de la polymérisation des chaînes carbonées dans le procédé Fischer Tropsch montre une incertitude sur les consommations des intrants. La publication de Klüh & Gaderer engendre une surconsommation d'hydrogène et de CO₂ par rapport à la publication IAC Partners. La publication de Fasihi et al est au final proche de l'étude Klüh sur la consommation d'hydrogène et proche de IAC Partners sur la consommation de CO₂. Dans la suite de cette note, la sensibilité de cette hypothèse sera testée sur les deux études les plus éloignées sur l'hydrogène et le CO₂, et qui sont aussi les deux plus récentes : Klüh & Gaderer et IAC Partners.

➤ **Consommation d'hydrogène des hydrocraqueurs**

Le traitement de l'e-crude produit consomme de l'hydrogène afin de casser les chaînes carbonées tout en permettant d'éviter la formation de coke lors de cette étape. Les taux d'hydrogène en entrée de ce procédé varient fortement en fonction des catalyseurs et de la composition de l'e-crude. Cependant, des publications mentionnent des taux d'incorporation d'hydrogène à hauteur de 6 à 15% en masse lors des expérimentations sur ce procédé ⁽²⁶⁾. Il est cependant difficile d'évaluer les consommations d'hydrogène uniquement à partir de ces données car des recirculations d'hydrogène sont possibles. L'étude IAC Partners estime la consommation d'hydrogène à 1,7% en masse d'e-crude à traiter. Cette valeur sera prise comme valeur basse. Une valeur à 6% sera considérée comme valeur haute, mais sans référence bibliographique pour la justifier, uniquement en se basant sur un taux d'incorporation mentionné ci-dessus dans un cas sans recirculation de l'hydrogène.

	Hypothèse basse	Hypothèse haute
% en masse d'H ₂ pour le raffinage de l'e-crude	2%	6%

Tableau 9 : Hypothèses de consommations d'hydrogène lors du raffinage de l'e-crude

➤ **Sélectivité en e-kérosène du couplage Fischer-Tropsch et hydrotraitement**

Le couplage du procédé Fischer-Tropsch avec l'hydrotraitement des coupes lourdes permet d'orienter la production vers des carburants spécifiques, essentiellement vers le kérosène en raison de l'absence d'autre solution adaptée pour répondre à la réglementation ReFuelEU Aviation. Cependant, il subsiste une part de co-produits dans ces procédés : des coupes légères gazeuses ou liquides. Le naphta n'est pas de l'essence car dispose d'un faible indice d'octane, mais peut être valorisé dans l'industrie chimique pour alimenter les vapocraqueurs. Ces unités permettent la production d'alcane et d'alcènes légers, précurseurs importants pour l'industrie des matières plastiques. Les sélectivités en e-kérosène + e-diesel fréquemment énoncées ou publiées varient entre 65% et 85%, comme l'illustre la Figure 4 ci-dessous.

¹² Pétrole brut

Table 6. GtL final products composition (vol%). Abbreviations: liquefied petroleum gas, LPG.

	LPG	Naphtha	Middle distillates		Lubes & Wax	Comment
			Jet fuel / Kerosene	Diesel		
Fleisch et al. [32]		15-25	65-85		0-30	
Brown [33]	5	20	75			typical GtL
Velocys [34]		20	80			
Chedid et al. [35]	6	26			68	
NPC [36]		25	70		5	
Khalilpour, Karimi [37]	5	20	75			
Bao [38]	3	30	67			
FVV [39]		15	25	60		Diesel mode
		25	50	25		Kerosene mode

Figure 4 : Différentes répartitions des coupes en sortie de couple de procédé Fischer-Tropsch et hydrotraitement ⁽²⁵⁾

Les annonces et publications récentes orientent le procédé vers la production de e-kérosène avec une grande majorité des valeurs variant entre 60 et 70%, une sélectivité en e-kérosène à 80% se retrouve dans les projets soumis à l'ADEME dans l'AAP Carburants aériens durables. L'étude I-Care réalisée en 2022 ⁽¹⁵⁾ table sur une valeur cible de 60%, qui sera considérée ici comme hypothèse basse. Comme hypothèse haute, cette étude se basera sur une valeur de 70%.

Une valeur supérieure semble trop optimiste et peut être non représentative du vieillissement des catalyseurs de Fischer-Tropsch ^(27, 28, 29) qui favorise la formation des coupes légères et gazeuses, pénalisant au cours du temps la sélectivité.

	Hypothèse basse	Hypothèse haute
Sélectivité de l'hydrotraitement	60%	70%

Tableau 10 : Hypothèses de sélectivité du raffinage pour la production d'un produit spécifique (ex kérosène)

3.2.3. Bilan des hypothèses retenues

Sur la base des éléments détaillés ci-dessus sur le procédé Fischer-Tropsch, une succession de cas représentant l'éventail de consommations de CO₂ et d'électricité est détaillée dans le Tableau 11 :

Analyses de sensibilité	e-kérosène				
	Toutes hypothèses optimistes	Consommation du procédé FT	Consommation en H ₂ de l'hydrotraitement	Sélectivité de l'hydrotraitement	Rendement d'électrolyse
Consommation du procédé FT	Basse	Haute	Haute	Haute	Haute
Consommation en H ₂ de l'hydrotraitement	2%	2%	6%	6%	6%
Sélectivité de l'hydrotraitement	70%	70%	70%	60%	60%
Rendement d'électrolyse	70% _{PCI}	70% _{PCI}	70% _{PCI}	70% _{PCI}	60% _{PCI}
Consommation de CO ₂ (Mt/TWh)	0,36	0,43	0,43	0,51	0,51
Consommation d'électricité (TWh _e /TWh)	2,4	3,2	3,3	3,8	4,4

Tableau 11 : Consommations de CO₂ et d'électricité par TWh de kérosène en fonction de différentes hypothèses (Cas 1 étant le cas regroupant l'ensembles des hypothèses optimistes)

La Figure 5 ci-dessous illustre l'influence de ces incertitudes sur la consommation d'électricité globale. Le cumul des incertitudes sur la chaîne de production de e-fuel peut quasiment doubler les besoins électriques par rapport au cas optimiste.

Deux incertitudes présentes sur le cœur du procédé Fischer-Tropsch nécessiteront des compléments bibliographiques ou des retours d'expérience des premiers démonstrateurs :

- Les consommations de CO₂ et d'hydrogène par le procédé Fischer-Tropsch lui-même
- La sélectivité en kérosène de l'ensemble des procédés mis en œuvre pour la synthèse des e-carburants.

La consommation d'hydrogène pour les hydrotraitements (raffinage) est un élément à considérer dans le rendement de la chaîne de production, mais l'incertitude n'est pas de premier ordre sur la consommation électrique globale.

Enfin, le rendement des électrolyseurs est un élément aussi de premier ordre mais dont l'impact est plus large que la production des e-fuels et impacte les autres usages de l'hydrogène (production d'engrais, mobilité hydrogène, décarbonation de la production d'acier).

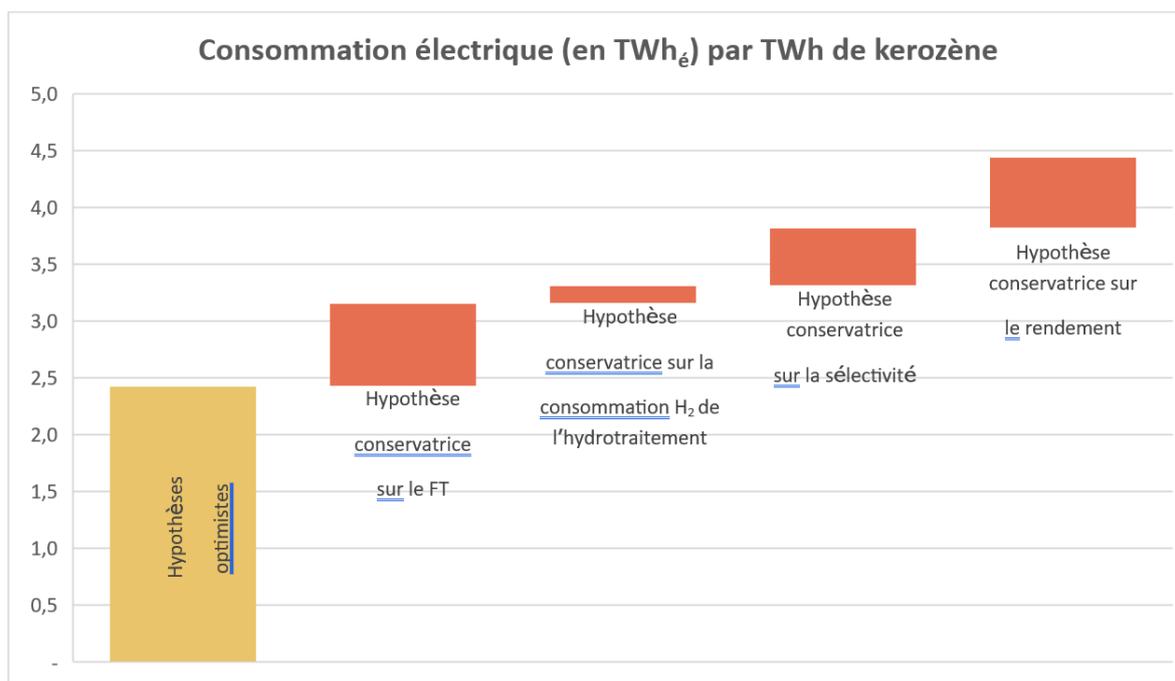


Figure 5 : Décomposition des influences des hypothèses prises sur le procédé Fischer-Tropsch

Sur la base de ces différents éléments modélisant la chaîne de production de e-kérosène par le procédé Fischer-Tropsch et pour la suite de cette note deux groupements d'hypothèses, optimiste et conservateur, seront considérées pour les évaluations des consommations de CO₂ et d'électricité.

Scénario	e-Kérosène	
	Cas optimiste Fischer-Tropsch et électrolyse	Cas conservateur Fischer-Tropsch et électrolyse
Consommation de CO ₂ (Mt/ TWh)	0,36	0,51
Consommation d'électricité (TWh _e /TWh)	2,4	4,4

Tableau 12 : Consommations de CO₂ et d'électricité par TWh d'e-kérosène en fonction de groupement d'hypothèses (optimistes-conservatrices)

3.3. Production d'e-CH₄, e-MeOH et e-NH₃

3.3.1. La méthanation

Le procédé de méthanation repose sur la réaction simplifiée d'hydrogénation du CO₂ suivante :



La méthanation peut être réalisée soit dans des réacteurs catalytiques soit par voies biologiques. Les rendements énergétiques étant proches, uniquement la méthanation catalytique sera utilisée pour les calculs. Cependant, les valorisations thermiques ne sont pas identiques entre ces deux voies de production d'e-méthane. Dans le cadre d'une analyse plus fine sur les intégrations thermiques avec notamment les procédés d'alimentation en CO₂, une différenciation des voies biologiques et catalytiques pourrait être nécessaire.

Scénario	e-CH ₄	
	Cas optimiste électrolyse ($\eta_{\text{PCI}} = 70\%$)	Cas conservateur électrolyse ($\eta_{\text{PCI}} = 60\%$)
Consommation de CO ₂ (Mt/ TWh)	0,20	0,20
Consommation d'électricité (TWh _e /TWh)	1,8	2,0

Tableau 13 : Consommations de CO₂ et d'électricité par TWh d'e-méthane⁽³⁰⁾ selon le rendement d'électrolyse

3.3.2. La méthanolisation

Le méthanol est classiquement produit à partir d'un syngaz issu de ressources fossiles. L'e-méthanol est produit à partir d'hydrogène électrolytique et de CO₂. Le procédé simplifié d'hydrogénation du CO₂, sans passer par les réactions intermédiaires, est régi par l'équilibre suivant :



A cet égard, la production d'une tonne de e-méthanol à partir d'hydrogène électrolytique et de CO₂ requiert⁽³¹⁾ :

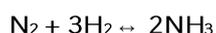
- 0,199 tH₂
- 1,46 t CO₂

Scénario	e-Méthanol	
	Cas optimiste électrolyse ($\eta_{\text{PCI}} = 70\%$)	Cas conservateur électrolyse ($\eta_{\text{PCI}} = 60\%$)
Consommation de CO ₂ (Mt/ TWh)	0,23	0,23
Consommation d'électricité (TWh _e /TWh)	1,5	1,8

Tableau 14 : Consommations de CO₂ et d'électricité par TWh d'e-méthanol selon le rendement d'électrolyse

3.3.3. Haber-Bosch (NH₃)

Le procédé de production d'ammoniac à partir d'hydrogène est largement déployé. Ce procédé Haber Bosch est implanté au sein des unités de production d'ammoniac (engrais) ; il est actuellement alimenté par de l'hydrogène produit par reformage de méthane. La réaction mise en jeu est la suivante :



Ce procédé peut être adapté à l'hydrogène produit électrolytiquement. Les consommations du procédé Haber Bosch¹³ sont détaillées ci-dessous, sur la base des données sur le PTS Ammoniac¹⁴ en cours :

Scénario	e-Ammoniac	
	Cas optimiste électrolyse ($\eta_{\text{PCI}} = 70\%$)	Cas conservateur électrolyse ($\eta_{\text{PCI}} = 60\%$)
Consommation de CO ₂ (Mt/ TWh)	0	0
Consommation d'électricité (TWh _é /TWh)	1,7	1,9

Tableau 15 : Consommations de CO₂ et d'électricité par TWh d'e-ammoniac en fonction du rendement d'électrolyse

3.4. Gisements disponibles en électricité et CO₂

Comme identifié en partie précédente, la synthèse d'électro-carburants demande des quantités significatives d'électricité et, mis à part pour l'ammoniac, de CO₂. Avant d'estimer les besoins selon les scénarios haut et bas, il convient d'examiner quels sont les gisements actuels et projetés, afin de disposer d'éléments de comparaison.

3.4.1. Gisement en électricité

En ordre de grandeur pour la situation actuelle, en 2021 la France a produit ⁽³²⁾ 522,9 TWh d'électricité, l'électricité renouvelable (hors biomasse) s'élevant à 109,5 TWh.

Concernant une projection à 2050, des quantifications relatives aux scénarios prospectifs de l'ADEME et de RTE sont prises en référence. Parmi les scénarios de RTE, le N02 a été préféré, au vu des modélisations plus approfondies menées en 2022 par RTE sur ce scénario. Selon l'importance du recours à la sobriété, de l'électrification ainsi que de la relance de capacités nucléaires, les quantités projetées d'électricité renouvelable sont significativement différentes.

Scénarios de transition	S2 Transition(s) 2050	S3_EnR Transition(s) 2050	N02, Futurs énergétiques	N02_ réindustrialisation, Futurs énergétiques
Production d'électricité TWh	525,9	660	688,3	808,6
Dont renouvelable (hors bioénergies) TWh	442,7	567,4	419,9	531,6

Tableau 16 : Projections de production d'électricité à horizon 2050

Tous les scénarios cités sont proches d'avoir un mix électrique totalement bas carbone ou renouvelable. Deux ordres de grandeur de gisement totaux sont ainsi pertinents pour cette note : environ 500TWh d'électricité renouvelable et entre 500 et 800TWh d'électricité renouvelable ou bas carbone en cas de déploiement massifs de capacités de production d'électricité. Il faut insister sur le fait que ce sont des gisements totaux, dimensionnés pour répondre aux besoins de tous les secteurs d'activités (résidentiel, tertiaire, industrie, mobilité routière), la mobilité aérienne et maritime n'étant qu'un secteur parmi d'autres. A ce titre, RTE a alloué au maximum 63 TWh¹⁵ pour les e-carburants dans ses différents scénarios, l'ADEME a alloué au plus 18 TWh_é dans ses scénarios pour la production d'e-carburants.

¹³ La consommation indiquée n'intègre pas la consommation du séparateur d'air (ASU) permettant de récupérer l'azote nécessaire à la réaction du procédé Haber Bosch.

¹⁴ Plan de Transition Sectoriel, ciblé sur chacun des 9 secteurs industriels énérgo-intensifs, [pour en savoir plus](#)

¹⁵ Calculé avec un rendement optimiste d'électrolyse (70%_{PCI}), sur la base des 44,3TWh_{H₂, PCI} fléchés dans le scénario Hydrogène+

3.4.2. Gisement en CO₂

La donnée prioritaire à évaluer est le gisement de CO₂ biogénique, étant donné la définition du CO₂ utilisable pour synthétiser des e-carburants qui ne permet d'utiliser à terme que du CO₂ biogénique ou du CO₂ issu de DAC (présentant une pénalité énergétique et économique, cf. partie sur les besoins en CO₂). Les estimations dans cette partie supposent qu'en cas de mix de CO₂ biogénique et CO₂ fossile (exemple: combustion de gaz réseau partiellement décarboné), une allocation des émissions est possible, c'est-à-dire qu'un captage sur cette source de CO₂ pourra revendiquer la part exclusivement biogénique (système « mass balance »), comme ce qui semble permis par l'acte délégué dédié ⁽¹⁰⁾.

Par retour d'expérience sur les dossiers présentés à l'ADEME, une installation de production de carburant de synthèse a besoin d'un certain effet de volume pour atteindre l'équilibre économique notamment à cause de l'hydrogène (coût important des électrolyseurs et du FT qui a été développé pour des grands tonnages). En cas de couplage direct avec une installation émettrice de CO₂ (c'est-à-dire, en l'absence d'infrastructure de transport de CO₂), seuls les émetteurs de plus de 200ktCO₂/an ont été comptabilisés comme gisement. Ce constat est particulièrement vrai pour les unités de Fischer-Tropsch. par simplification il a été étendu aux autres unités de production (méthanation, méthanolisation). En supposant l'existence d'une infrastructure de transport de CO₂ permettant de mutualiser entre plusieurs sites émetteurs un flux de CO₂ suffisant pour rentabiliser une installation de production de carburants de synthèse, un seuil à 30ktCO₂/an a été considéré pour estimer les gisements de CO₂ disponibles.

Selon le registre des émissions polluantes ⁽³³⁾ (IREP), en 2021 le gisement de CO₂ biogénique captable s'élève à :

- 6,5Mt CO₂/an pour les sites émetteurs de plus de 200kt CO₂/an, soit 33% des émissions totales de CO₂ biogénique. Cela concerne 17 sites en France.
- 16,6 Mt CO₂/an pour les sites émetteurs de plus de 30kt CO₂/an, soit 84% des émissions totales de CO₂ biogénique. Cela concerne 153 sites en France.

A titre de comparaison, les émissions (fossiles et biogéniques) industrielles des sites émettant plus de 0,2MtCO₂/an, dès lors considéré comme pouvant actuellement accueillir une unité de captage, s'élèvent ⁽³⁴⁾ à 55MtCO₂ en 2021.

A l'horizon 2050, la quantité de CO₂ biogénique utilisable est soumise à de fortes incertitudes : importance de la décarbonation du réseau de gaz, recours au bois énergie en industrie et pour les réseaux de chaleur urbains, électrification des procédés, développement d'une infrastructure dédiée au transport de CO₂, compétition avec le stockage d'émissions biogénique constituant un puits de carbone... Une première estimation a été réalisée sur la base des scénarios S2 et S3 de Transition(s) 2050, avec comme sources de CO₂ biogénique : les bioraffineries, les industries consommatrices de biomasse et/ou de gaz partiellement renouvelable ainsi que les unités de valorisation énergétique (UVE) et les réseaux de chaleur (urbains et industriels)¹⁶. Les émetteurs industriels présentant une forte disparité en termes de volume captable, la part constatée en 2021 des émissions captables (33% >200kt, 84% >30kt) a été prise par simplification. Les UVE et bioraffineries ont été considérées comme grands émetteurs par défaut. Les réseaux de chaleur urbains ont été supposés comme étant des émetteurs diffus, soit aucune installation >200ktCO₂/an et 84% des installations de >30ktCO₂/an.

CO ₂ b captable (Mt/an)	S2, gisement >200kt	S2, gisement >30kt	S3, gisement >200kt	S3, gisement >30kt
Industrie	6,85	17,43	4,80	12,23
UVE	2,02	2,02	6,48	6,48
Bioraffineries	2,62	2,62	4,90	4,90
Réseaux de chaleur urbains	0	10,06	0	9,69
Total	11,49	32,13	16,18	33,30

Tableau 17 : Emissions de CO₂ biogénique captable à horizon 2050, en MtCO₂/an

Le premier facteur de sensibilité provient des réseaux de chaleur : une modélisation plus fine de ce gisement serait nécessaire pour apporter une meilleure estimation.

¹⁶ Le CO₂ biogénique issu des CSR (Combustibles Solides de Récupération) a été comptabilisé lorsque ceux-ci sont valorisés pour décarboner le gaz réseau. En revanche, le CO₂ issu des CSR utilisés en cimenterie n'a pas été considéré.

3.5. Analyse des besoins pour les e-carburants

3.5.1. Présentation des scénarios et des rendements de chaîne de synthèse

Pour synthétiser les variations de demande et les hypothèses de performance des technologies, quatre scénarios sont utilisés pour représenter les volumes nécessaires pour la synthèse des e-carburants, du scénario le moins consommateur de ressources (scénario bas-optimiste) jusqu'au scénario le plus consommateur de ressources (scénario haut-conservateur) :

- Scénario bas-optimiste :

La demande en e-carburants suit une trajectoire basse (10,3 TWh aérien, 10,9 TWh maritime), les rendements et sélectivité des chaînes de synthèse suivent des hypothèses optimistes.

- Scénario bas-conservateur :

La demande en e-carburants suit une trajectoire basse (10,3 TWh aérien, 10,9 TWh maritime), les rendements et sélectivité des chaînes de synthèse suivent des hypothèses conservatrices.

- Scénario haut-optimiste :

La demande en e-carburants suit une trajectoire haute (24,4 TWh aérien, 32,7 TWh maritime), les rendements et sélectivité des chaînes de synthèse suivent des hypothèses optimistes.

- Scénario haut-conservateur :

La demande en e-carburants suit une trajectoire haute (24,4 TWh aérien, 32,7 TWh maritime), les rendements et sélectivité des chaînes de synthèse suivent des hypothèses conservatrices.

Comme exposé précédemment, des hypothèses variables ont été appliquées pour le rendement de l'électrolyse (concernant toutes les chaînes de synthèse) ainsi que pour le procédé de Fischer-Tropsch (concernant uniquement l'e-kérosène). Ces variabilités se ressentent dans le Tableau 18, un approfondissement de ce travail pourrait considérer différentes hypothèses spécifiques au méthanol, ammoniac et méthane.

		Hypothèses optimistes	Hypothèses conservatrices
e-kérosène	Consommation d'H ₂ (TWh _{H₂} /TWh)	1,7	2,7
	Consommation d'électricité (TWh _é /TWh)	2,4 (η = 42%)	4,4 (η = 23%)
e-méthane	Consommation d'H ₂ (TWh _{H₂} /TWh)	1,4	1,4
	Consommation d'électricité (TWh _é /TWh)	1,9 (η = 53%)	2,3 (η = 43%)
e-ammoniac	Consommation d'H ₂ (TWh _{H₂} /TWh)	1,2	1,2
	Consommation d'électricité (TWh _é /TWh)	1,7 (η = 59%)	1,9 (η = 53%)
e-méthanol	Consommation d'H ₂ (TWh _{H₂} /TWh)	1,1	1,1
	Consommation d'électricité (TWh _é /TWh)	1,5 (η = 67%)	1,8 (η = 56%)

Tableau 18 : Consommations et rendements des chaînes énergétiques des e-carburants

Les rendements calculés ci-dessus, considérés entre le réseau électrique et le produit e-carburant fini (mais excluant le transport du e-carburant, sa distribution et le rendement moteur), montrent la faible efficacité générale des chaînes de synthèses pour les e-carburants (23% à 67%). Un rendement minimal (jusqu'à 23%) est calculé pour le e-kérosène, notamment en raison de la sélectivité du Fischer-Tropsch, le naphta a été considéré comme un sous-produit, ne rentrant pas dans le calcul de rendement du carburant kérosène.

3.5.2. Besoins en électricité

Les quatre scénarios exposés précédemment mènent à des estimations de consommation électrique très différentes. Le facteur de premier ordre reste la demande : à hypothèses technologiques égales, le passage d'un scénario bas à un scénario haut augmente la consommation électrique d'un facteur 2,6. Le deuxième facteur est l'incertitude des performances des technologies mises en œuvre, qui induit une variabilité de +50% en cas d'hypothèses conservatrices.

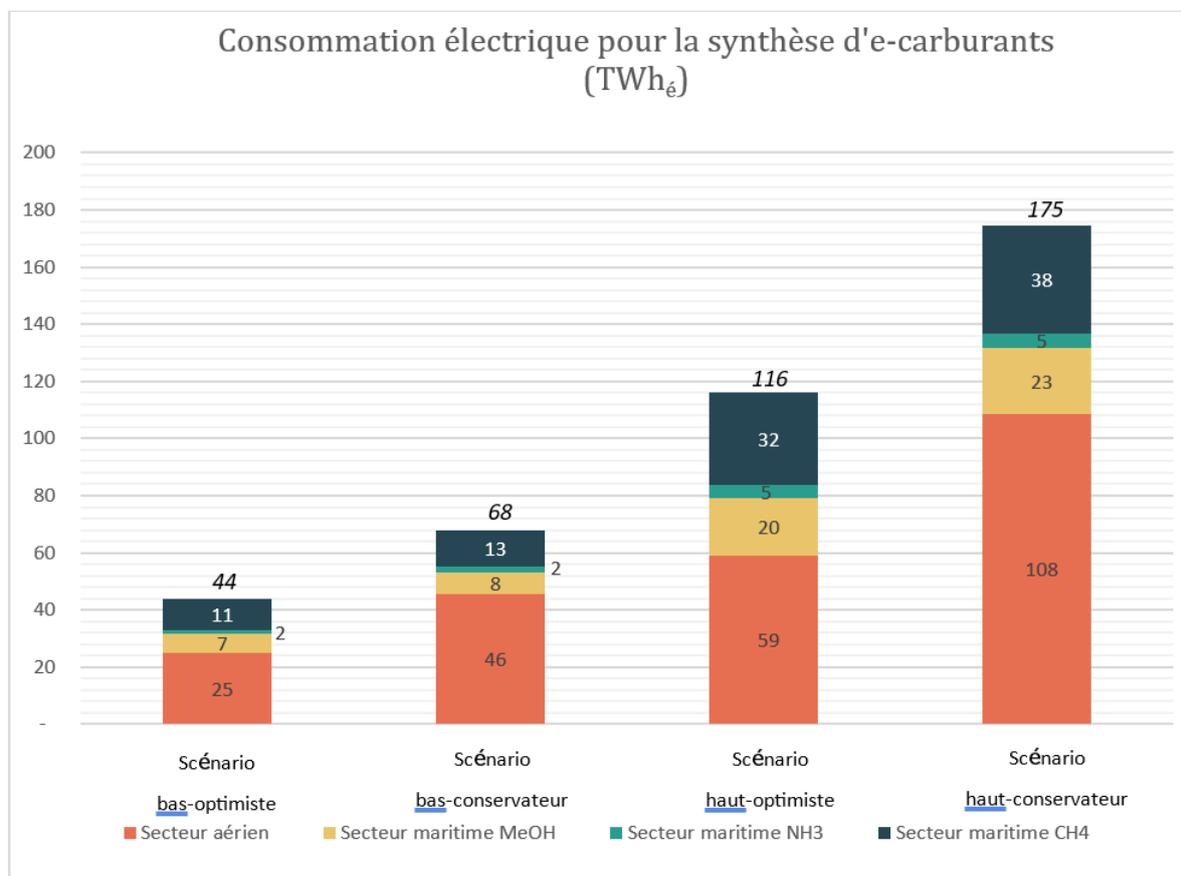


Figure 6 : Estimation des besoins en électricité (en TWh_e) selon la demande et les hypothèses technologiques

Les besoins s'étalent donc autour de 44 à 68 TWh_e en cas de sobriété sur la demande (scénario ADEME) et autour de 116 à 175 TWh_e en cas de scénario prospectifs proposés par les filières professionnelles. Les gisements préalablement chiffrés sont de bons indicateurs pour mettre ces chiffres en perspective. Seul le scénario le moins énergivore (bas-optimiste) est comparable avec le scénario de RTE ayant le plus recours aux e-carburants (63TWh_e). Le scénario le plus énergivore (haut-conservateur) alloue 3 fois plus d'électricité aux carburants de synthèse que la variante Hydrogène+ de RTE et 9 fois plus d'électricité que le S2 de l'ADEME. Ces estimations montrent que le secteur des e-carburants pourrait être de loin le secteur le plus consommateur d'hydrogène électrolytique à horizon 2050, avec un rythme de déploiement particulièrement ambitieux. A titre de comparaison, le secteur de l'acier consommait, via l'hydrogène, ~20 TWh_e et le secteur de l'engrais ~8TWh_e dans les scénarios Transition(s) 2050 de l'ADEME.

Comparativement aux chiffres globaux de 700 TWh d'électricité bas-carbone et de 500 TWh d'électricité renouvelable en 2050¹⁷, les besoins en électricité montrés par les scénarios modélisés sont de premier ordre. Etant donné qu'il s'agit d'un bouclage énergétique global, il est plus pertinent d'estimer les moyens de production additionnels qu'il faudrait mettre en œuvre pour absorber cette demande :

- Un scénario bas-optimiste représente a minima 3 réacteurs EPR (13 TWh annuels par unité)⁽³⁵⁾
- Un scénario haut-conservateur représente a minima 13 réacteurs EPR

¹⁷ Qui n'inclue pas de production liée à la variante « hydrogène+ » de RTE, celle-ci étant une analyse de sensibilité sans rétroaction sur le mix électrique des scénarios. La référence si situe autour de 6 TWh_e dédiés aux e-carburants.

3.5.3. Besoins en CO₂

Autre intrant principal pour la synthèse des e-carburants, le CO₂ est également nécessaire en quantités plus ou moins importantes selon les scénarios.

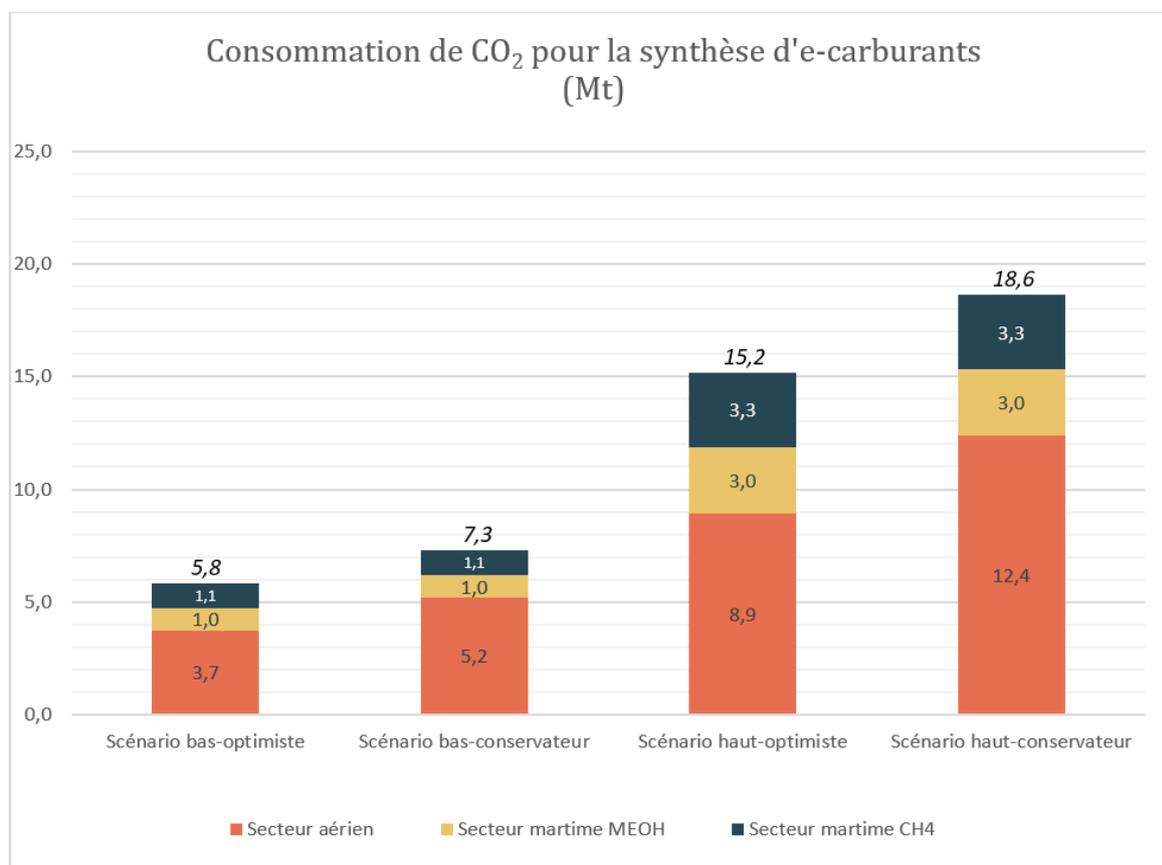


Figure 7 : Estimation des besoins en CO₂ selon la demande et les hypothèses technologiques

Un facteur trois est constaté entre le scénario le moins consommateur (bas-optimiste) et le scénario le plus consommateur (haut-conservateur), en montant jusqu'à 18,6MtCO₂. Les estimations de gisement de CO₂ à 2050 montrent qu'en cas de scénario de demande haute, le recours à des émetteurs diffus (<200kt), et donc à des infrastructures de transport du CO₂ (ou éventuellement à du DAC), pourrait être nécessaire pour subvenir aux besoins des e-carburants. Pour aller plus loin, une spatialisation des sources permettrait de mieux comprendre la possibilité de mobiliser les gisements.

3.5.4. Besoins thermiques et électriques en cas de recours à la technologie DAC

La technologie Direct Air Capture (DAC) consiste à capter le CO₂ de l'atmosphère. Etant donné que les concentrations sont bien plus faibles qu'un flux de CO₂ en sortie de combustion ou de procédé, la pénalité énergétique pour capter la molécule est plus importante.

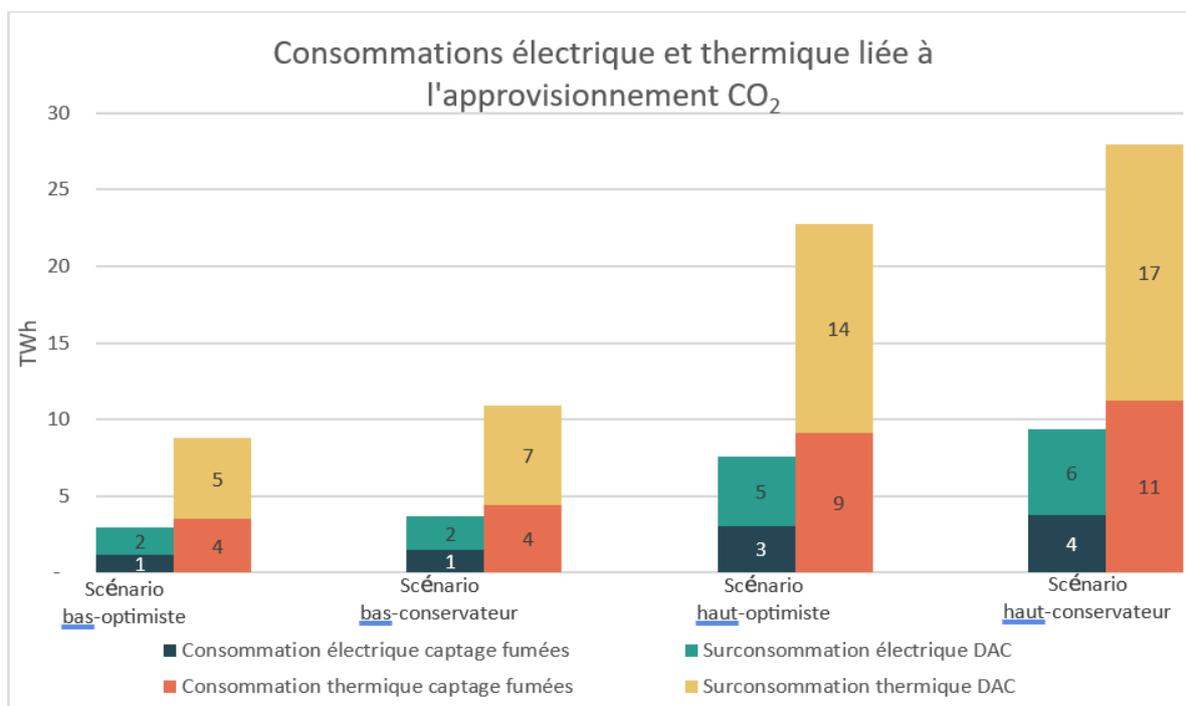


Figure 8 : Différences de consommations énergétiques selon le recours ou non au DAC

Une analyse de sensibilité a été conduite pour représenter les impacts d'un recours au DAC sur la totalité de la production des e-carburants. Le résultat montre que des surconsommations thermiques et électriques significatives entrent en jeu, de 5 à 17 TWh_{th} et 2 à 6 TWh_e supplémentaires selon les scénarios, dans un système électrique déjà contraint. La consommation thermique donne un enjeu de couplage des procédés industriels afin de récupérer la chaleur perdue sur site industriel ou lors de la synthèse des carburants (par exemple sur l'unité de Fischer-Tropsch). Ces résultats, pertinents dans le cas d'une demande haute en CO₂ seraient à comparer avec les impacts d'installations de réseaux de CO₂.

3.5.5. Analyse de la production de naphta et impact sur l'industrie pétrochimique

Le naphta, principal coproduit du procédé Fischer-Tropsch lors de la synthèse de kérosène, est principalement consommé dans l'industrie pétrochimique. En se basant sur une baisse de la consommation de ce secteur exprimée précédemment (actuellement à 5,8Mt), la consommation en 2050 pourrait être de 2,9 Mt.

	Scénario bas-optimiste	Scénario bas-conservateur	Scénario haut-optimiste	Scénario haut-conservateur
Co-production de e-naphta (Mt)	0,35	0,55	0,84	1,3
Extrapolation bio et e-naphta (Mt)	0,7	1,1	1,7	2,6

Tableau 19 : Coproduction de naphta liée au procédé Fischer-Tropsch pour la production de e-kérosène et biokérosène

Les volumes engendrés par les procédés Fischer-Tropsch alimentés en biomasse et en hydrogène électrolytique sont inférieurs à cette demande projetée de 2,9 Mt dans tous les scénarios.

Cependant, au-delà de ces chiffres, une nouvelle offre en naphta verrouille la filière pétrochimique sur la technologie des vapo-craqueurs au naphta. C'est une opportunité de décarbonation pour la filière plastique, mais qui lui impose un choix de plan de transition parmi d'autres, ce qui doit faire l'objet d'une concertation avec les acteurs et l'ensemble de la filière concernée.

4. Conclusions

- a. Dans le scénario le plus énergivore, les besoins s'établissent à 175 TWh_e (soit environ 13 réacteurs EPR) et 18,6 MtCO_{2b}. Bien que les gisements de CO₂ biogénique et d'électricité renouvelable à 2050 soient difficiles à quantifier, de tels volumes rendent le bouclage énergétique et climatique encore plus complexe dans un système contraint. Qui plus est, le faible rendement énergétique du Fischer-Tropsch rajoute une tension sur ces gisements limités. De nombreux autres secteurs dépendent de ces ressources pour atteindre une neutralité climatique systémique : stockage du CO₂ biogénique comme puits de carbone (BECCS), électrification des mobilités, de l'industrie et des bâtiments, électrification indirecte via l'hydrogène pour décarboner l'industrie et le transport lourd, etc. **Ainsi la priorisation d'usage doit être pensée lors de la planification afin d'éviter une cannibalisation des gisements (d'électricité et de CO₂ biogénique) par un rapide déploiement d'unités d'e-carburants qui nuirait à la décarbonation des autres secteurs, rendant ainsi impossible un bouclage énergétique et climatique à horizon 2050. Une mesure possible pour limiter ce risque serait de définir des quotas maximums d'allocation des ressources (électricité, CO₂, pour 2030 et 2050) pour la production d'e-fuel pour les différents secteurs au sein de la prochaine SFEC-PPE et des différentes stratégies sectorielles (hydrogène, CCUS, transports, produits biosourcés et carburants durables...)**

- b. Le facteur de sensibilité prépondérant pour les volumes d'électricité et de CO₂ à mobiliser pour déployer les e-carburants est le niveau de demande des secteurs consommateurs, que ce soit pour le secteur maritime ou pour le secteur aérien. Au vu de la difficulté à décarboner ces secteurs et des volumes considérables mis en jeu dans le cas d'une « demande haute » (jusqu'à 175 TWh_e et 18,6 MtCO_{2b}), **mettre en place des politiques de réduction des trafics à moyen et long terme est une nécessité via notamment le report modal pour certains usages (court et moyen-courriers ré orientés vers le ferroviaire par exemple)**. Pour le maritime, cela passe notamment par la baisse des vitesses des navires et par le recours à l'assistance vélique (ou par la baisse des importations). Ce n'est toutefois pas la ligne retenue dans la réglementation européenne (cible relative de réduction de l'empreinte carbone des carburants), des objectifs absolus pourraient donc être mis en place. **Les volumes d'électricité et de CO₂ très élevés militent également pour réserver ces e-carburants sur ces secteurs les plus difficiles à décarboner et donc de ne pas les envisager pour les usages routiers (légers ou même lourds)**. Ces usages routiers peuvent en effet être couverts par une chaîne de traction électrique (batterie, hydrogène) ainsi que par le bioGNV dans des conditions techniques, environnementales et économiques plus pertinentes.

Un facteur clé pour influencer la trajectoire de demande est la transposition des obligations européennes en politiques publiques, avec une réflexion à mener à l'échelle française pour identifier les bons outils de soutien publics parmi ceux existants (obligation réglementaire, fiscalité, tarification incitative, aides à l'investissements voire au fonctionnement, ...). **Il est également nécessaire de bien articuler les outils de soutien entre les différentes filières, en particulier ceux issus de la stratégie d'accélération "produits biosourcés et carburants durables" et ceux issus de la stratégie relative au déploiement de la filière H₂ (la production d'H₂ étant l'une des briques nécessaires au déploiement de la filière e-carburant).**

A date, au regard des dispositifs existants et réflexions en cours, **le signal prix est de premier ordre pour rationaliser la demande en transport (et progressivement faire baisser la demande énergétique), une répercussion directe des coûts de production des e-carburants sur les consommateurs finaux (transport de personnes ou de marchandises) serait ainsi efficace (ex : répercussion sur le prix du billet d'avion).**

Par ailleurs, le mécanisme de la TIRUERT¹⁸, avantageant d'ores et déjà l'incorporation d'e-kérosène dans les carburants aériens, pourra être amené à prendre plus en plus d'ampleur : intégration du secteur maritime, augmentation progressive des seuils d'incorporation et du tarif de la taxe. **L'amplification du rôle de ce financement TIRUERT par taxation incitative dans le secteur des transports devra s'articuler également avec en parallèle une priorisation du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène vers la sidérurgie et la chimie (ammoniac), secteurs essentiels pour la souveraineté alimentaire et manufacturière, en lien avec la priorisation des usages exprimés ci-dessus.**

¹⁸ Taxe Incitative Relative à l'Incorporation d'Energie Renouvelable

L'alternative de subventionner au fonctionnement la production d'e-carburant, au-delà des premières unités, présenterait le désavantage de faire porter le coût des filières aérienne et maritime sur l'ensemble des consommateurs, ce qui n'inciterait pas à des réductions sectorielles de la demande et à une baisse des usages.

- c. Le gisement estimé en CO₂ biogénique se chiffre au maximum à **16MtCO_{2b}** en considérant **uniquement les grands émetteurs (>0,2MtCO₂/an)** et au maximum à **32MtCO_{2b}** en incluant les **émetteurs diffus (>30ktCO₂/an)**, en cas de recours à des infrastructures de transport de CO₂. Dans les scénarios de demande haute, avec un besoin allant jusqu'à 18,6MtCO_{2b}, les grands émetteurs (>0,2MtCO₂/an) de CO₂ biogénique pourraient ne pas constituer un gisement suffisant pour le déploiement d'e-carburants, en compétition avec le recours à la séquestration des émissions biogéniques (BECCS) qui constitue l'un des puits de carbone. A titre illustratif, dans le scénario S3 de Transition(s) 2050 de l'ADEME, le gisement de grands émetteurs est de 16 MtCO_{2b} et le BECCS a été utilisé jusqu'à 21MtCO_{2b}, allant jusqu'à capter des émetteurs diffus. **Une forte utilisation du CO₂ biogénique pour ces carburants réduira les puits de type BECCS et nous éloignera de la neutralité carbone.** Cette autre limite est un argument supplémentaire pour s'inscrire dans une trajectoire de demande basse (jusqu'à 5,8Mt CO_{2b}), où le CO_{2b} serait une ressource suffisante, s'affranchissant du déploiement de réseaux CO₂ ou de captage du CO₂ atmosphérique (DAC).
- d. Cet exercice de quantification montre, au-delà des limites constatées pour les scénarios de demande haute, que **les scénarios de demande basse qui mobilisent des leviers de sobriété des usages, pourraient permettre d'atteindre les cibles de décarbonation européennes sur l'aérien et le maritime, tout en mobilisant de façon raisonnable les ressources en électricité (44 à 68 TWh_a) et en CO_{2b}.**
- e. **La production d'e-carburants est liée à l'importance des usages énergétiques de la biomasse par plusieurs aspects.** L'articulation de la demande avec les biocarburants est une interaction directe mais il faut également considérer l'utilisation à grande échelle de CO₂ biogénique : **ce besoin en CO₂ biogénique induit une dépendance du développement de e-carburants au développement des usages énergétiques de la biomasse** ; celle-ci ne sera possible qu'avec la décarbonation de la chaleur par la biomasse en industrie et réseaux de chaleurs, mais également avec la décarbonation du gaz (méthanisation, pyrogazéification et power-to-gas), le réseau étant à plus de 80% de décarbonation dans les scénarios ADEME considérés. Ce constat est propre aux exercices prospectifs : la décarbonation d'une filière ne peut se réfléchir sans dépendre ou influencer d'autres filières.
- f. Un point non abordé dans cette note est **la localisation des unités de production d'e-carburants.** Celle-ci est contrainte par de nombreux facteurs : proximité d'une source de CO₂ biogénique, couplage avec un électrolyseur venant avec les enjeux de raccordement au réseau électrique inhérents, acheminement des carburants vers les ports et aéroports, acheminement du naphtha vers une plateforme pétrochimique, accès aux fonciers disponibles... Ces problématiques sont territoriales, la construction de feuille de route carburants de synthèse dans les différents projets ZIBAC prévus au cours des deux prochaines années dans les principales zones industrielles émettrices en est un exemple.
- g. Devant l'importance des besoins énergétiques engendrés par la production d'e-carburants sur le territoire français, la solution de l'import des e-carburants pourrait sembler évidente. Cependant, les exercices prospectifs montrent que tout système énergétique est contraint : un pays ayant un fort potentiel électrique (ex : solaire, éolien) n'aura pas nécessairement un potentiel d'utilisation de la biomasse aussi important qu'en France. Le bouclage énergétique et climatique des pays qui se positionnent comme exportateurs d'e-carburants n'est pas proprement discuté dans les feuilles de route technologiques. Etant donné qu'une réduction de l'impact anthropique du dérèglement climatique ne peut s'apprécier qu'au niveau mondial, lancer une politique d'import sans évaluer si cela conduira à ralentir la décarbonation des pays d'export serait contre-productif.

Ce travail ayant porté uniquement sur une approche technique, d'autres travaux resteraient à mener pour compléter ce travail, évoqués ci-après :

- Compléter cette approche ressources (en électricité et CO₂ biogénique) par **une évaluation environnementale des e-carburants (ACV)** qui est nécessaire pour avoir une vision des différents

impacts environnementaux de ces vecteurs et ce, sur l'ensemble de leur cycle de vie. A titre d'exemple, l'étude d'IAC Partners a estimé l'impact climatique de la production en France d'une tonne d'e-kérosène entre 1 tCO₂eq et 2,75 tCO₂eq, selon l'approvisionnement électrique retenu, par rapport à 3,82 tCO₂eq/t pour la combustion de kérosène conventionnel. L'abattement représente donc au mieux 74%.

- **Affiner la modélisation** relative aux différentes briques techniques mobilisées :
 - o Au-delà de la brique de captage du CO₂, la prise en compte des flux thermiques pour les différents procédés (méthanolisation, méthanation, Fischer-Tropsch; Haber-Bosch) serait à compléter.
 - o La pression en eau et les couplages possible sur cet intrant entre les procédés.
 - o Des sensibilités plus approfondies pourraient être menées sur les performances des technologies de méthanolisation, méthanation et Haber-Bosch, de manière similaire au Fischer-Tropsch.
 - o De plus, **l'approche prise pour l'e-méthane devrait être différenciée** : possibilité d'accéder à des plus petits émetteurs de CO₂ biogénique, notamment la méthanisation, en se basant sur les infrastructures gaz pour le transport du e-méthane produit.

- **Creuser l'impact des différents scénarios de coproduction de « e-naphta » sur les feuilles de route de décarbonation de la filière oléfines**, le naphta étant l'un des principaux intrants des vapocraqueurs d'oléfines actuels (le e-naphta pouvant être l'un des leviers de décarbonation possibles parmi d'autres leviers – électrification du vapocraqueurs, nouvelle filière méthanol-to-oléfines nécessitant également de l'hydrogène, ... en plus de la réduction de la demande en plastiques).

- Une **analyse géopolitique et économique** serait intéressante : impact d'EU ETS Aviation, exposition aux imports et lien avec le MACF, offre française et avantages comparatifs avec autres pays.

Références bibliographiques

- (1) Definition of Synthetic Fuel. In Dictionary of Energy (Second Edition); Cleveland, C. J., Morris, C., Eds.; Elsevier: Boston, 2015; pp 515–583. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-096811-7.50019-6>.
- (2) Lehtveer, M.; Brynolf, S.; Grahn, M. What Future for Electrofuels in Transport? Analysis of Cost Competitiveness in Global Climate Mitigation. *Environ. Sci. Technol.* **2019**, *53* (3), 1690–1697. <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b05243>.
- (3) Sherwin, E. D. Electrofuel Synthesis from Variable Renewable Electricity: An Optimization-Based Techno-Economic Analysis. *Environ. Sci. Technol.* **2021**, *55* (11), 7583–7594. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c07955>.
- (4) Grahn, M.; Malmgren, E.; Korberg, A. D.; Taljegard, M.; Anderson, J. E.; Brynolf, S.; Hansson, J.; Skov, I. R.; Wallington, T. J. Review of Electrofuel Feasibility—Cost and Environmental Impact. *Prog. Energy* **2022**, *4* (3), 032010. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac7937>.
- (5) IFPEN. Tout savoir sur les carburants de synthèse (e-fuels). <https://www.ifpennergiesnouvelles.fr/print/pdf/node/1558>.
- (6) Proposition de DIRECTIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL modifiant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil, le règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil et la directive 98/70/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil; 2021. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:52021PC0557> (accessed 2023-03-30).
- (7) Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on Common Rules for the Internal Markets in Renewable and Natural Gases and in Hydrogen; 2021. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0803&qid=1640002501099> (accessed 2023-03-30).
- (8) Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs. https://energy.ec.europa.eu/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos_en (accessed 2023-03-21).
- (9) ADEME. Impact climatique de l'hydrogène "bleu." La librairie ADEME **2022**.
- (10) Delegated regulation for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels and annex. https://energy.ec.europa.eu/delegated-regulation-minimum-threshold-ghg-savings-recycled-carbon-fuels-and-annex_en (accessed 2023-03-21).
- (11) Germany asks EU for wiggle room on combustion engine phaseout. [www.euractiv.com. https://www.euractiv.com/section/alternative-renewable-fuels/news/germany-asks-eu-for-wiggle-room-on-combustion-engine-phaseout/](https://www.euractiv.com/section/alternative-renewable-fuels/news/germany-asks-eu-for-wiggle-room-on-combustion-engine-phaseout/) (accessed 2023-04-03).
- (12) Ueckerdt, F.; Bauer, C.; Dirnhaichner, A.; Everall, J.; Sacchi, R.; Luderer, G. Potential and Risks of Hydrogen-Based e-Fuels in Climate Change Mitigation. *Nat. Clim. Chang.* **2021**, *11* (5), 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>.
- (13) E-fuels too inefficient and expensive for cars and trucks, but may be part of aviation's climate solution – study. Transport & Environment. <https://www.transportenvironment.org/discover/e-fuels-too-inefficient-and-expensive-cars-and-trucks-may-be-part-aviations-climate-solution/> (accessed 2023-04-03).
- (14) Commissariat général au développement durable, C. général au développement durable. Bilan énergétique de la France pour 2019. Bilan énergétique de la France pour 2019. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2019/28-55-transport-stabilite-de-la-consommation.php> (accessed 2023-03-23).
- (15) I-Care; ADEME. Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien. <https://librairie.ademe.fr/cadic/7365/elaboration-scenarios-transition-ecologique-secteur-aerien-rapport.pdf> (accessed 2023-03-29).
- (16) Direction Générale des Affaires Maritimes, de la Pêche et de l'Aquaculture; Cluster Maritime Français. Feuille de route de décarbonation de la filière maritime. https://www.mer.gouv.fr/sites/default/files/2023-04/23059_Feuille%20de%20route%20de%20carbonation_compressed.pdf (accessed 2023-04-09).
- (17) Commissariat Général au Développement durable. L'activité de la pétrochimie en France en 2021 - DATA-LAB. https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2022-06/datalab_essentiel_279_activite_petrochimie_2021_juin2022.pdf (accessed 2023-04-04).
- (18) La loi anti-gaspillage pour une économie circulaire. Ministères Écologie Énergie Territoires. <https://www.ecologie.gouv.fr/loi-anti-gaspillage-economie-circulaire> (accessed 2023-03-24).
- (19) Données ADEME.
- (20) Peters, R.; Wegener, N.; Samsun, R. C.; Schorn, F.; Riese, J.; Grünwald, M.; Stolten, D. A Techno-Economic Assessment of Fischer–Tropsch Fuels Based on Syngas from Co-Electrolysis. *Processes* **2022**, *10* (4), 699. <https://doi.org/10.3390/pr10040699>.
- (21) Académie des technologies. La Décarbonation Du Secteur Aérien Par La Production de Carburants Durables; 2023. <https://www.academie-technologies.fr/wp>

- content/uploads/2023/03/Rapport-decarbonation-secteur-aerien-production-carburants-durables-AT-Mars-2023.pdf (accessed 2023-03-29).
- (22) ETIP Bioenergy. Biomass to Liquid (BTL) via FISCHER-TROPSCH, a brief review. <https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/ft-liquids> (accessed 2023-03-31).
- (23) IAC Partners. Etude Sur Le Potentiel Des Carburants de Synthèse En France; 2022.
- (24) Kluh Daniel; Gaderer Matthias. Integrating a Fischer-Tropsch Fuel Production Process into Pulp Mills. *Chemical Engineering Transactions* **2022**, 94, 13–18. <https://doi.org/10.3303/CET2294002>.
- (25) Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia* **2016**, 99, 243–268. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>.
- (26) Boyer, C.; Gazarian, J. M.; Lecocq, V.; Maury, S. M.; Forret, A. M.; Schweitzer, J. M.; Souchon, V. Development of the Fischer-Tropsch Process: From the Reaction Concept to the Process Book. *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles* **2016**, 71 (3). <https://doi.org/10.2516/ogst/2015032>.
- (27) IFPEN | Perte de sélectivité en synthèse Fischer-Tropsch: enquête à haut débit. IFPEN. <https://www.ifpennergiesnouvelles.fr/breve/perse-selectivite-en-synthese-fischer-tropsch-enquete-debit> (accessed 2023-03-29).
- (28) Hazemann, P.; Decottignies, D.; Maury, S.; Humbert, S.; Meunier, F. C.; Schuurman, Y. Selectivity Loss in Fischer-Tropsch Synthesis: The Effect of Cobalt Carbide Formation. *Journal of Catalysis* **2021**, 397, 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2021.03.005>.
- (29) Hazemann, P.; Decottignies, D.; Maury, S.; Humbert, S.; Meunier, F. C.; Schuurman, Y. Selectivity Loss in Fischer-Tropsch Synthesis: The Effect of Carbon Deposition. *Journal of Catalysis* **2021**, 401, 7–16. <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2021.07.009>.
- (30) Storengy. Plaquette Méthanation.
https://www.storengy.com/sites/default/files/mediateque/pdf/2023-01/PLAQUETTE%20METHANATION%20WEB_EN_1.pdf (accessed 2023-03-29).
- (31) Pérez-Fortes, M.; Schöneberger, J. C.; Boulamanti, A.; Tzimas, E. Methanol Synthesis Using Captured CO₂ as Raw Material: Techno-Economic and Environmental Assessment. *Applied Energy* **2016**, 161, 718–732. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.067>.
- (32) Production – Production totale: RTE Bilan électrique 2021. https://bilan-electrique-2021.rte-france.com/production_totale/# (accessed 2023-04-03).
- (33) Installations industrielles rejetant des polluants. Géorisques. <https://www.georisques.gouv.fr/installations-industrielles-rejetant-des-polluants> (accessed 2023-04-04).
- (34) European Commission. EU ETS- Union Registry, verified emissions for 2022. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en (accessed 2023-04-14).
- (35) Flamanville 3 est le premier réacteur EPR français de génération III+. Framatome. <https://www.framatome.com/fr/clients/nucleaire/flamanville-3/> (accessed 2023-04-05).

Index des tableaux et figures

TABLEAUX

Tableau 1 : Termes utiles à la définition des e-carburants.....	8
Tableau 2 : Évolution du taux d'incorporation restrictif des carburants durables dans l'aviation, selon le compromis adopté.....	9
Tableau 3 : Scénarios de demande pour le secteur aérien.....	9
Tableau 4 : Objectifs de décarbonation des carburants pour le secteur maritime, selon le compromis adopté.....	9
Tableau 5 : Scénarios de demande pour le secteur maritime.....	10
Tableau 6 : Hypothèses de consommation d'électricité et de chaleur pour la fourniture d'une tCO ₂ 24	12
Tableau 7 : Hypothèses de rendement de l'électrolyse.....	12
Tableau 8 : Consommations d'hydrogène et de CO ₂ par Mt d'e-crude.....	14
Tableau 9 : Hypothèses de consommations d'hydrogène lors du raffinage de l'e-crude.....	14
Tableau 10 : Hypothèses de sélectivité du raffinage pour la production d'un produit spécifique (ex kérozène).....	15
Tableau 11 : Consommations de CO ₂ et d'électricité par TWh de kérosène en fonction de différentes hypothèses (Cas 1 étant le cas regroupant l'ensembles des hypothèses optimistes).....	15
Tableau 12 : Consommations de CO ₂ et d'électricité par TWh d'e-kérosène en fonction de groupement d'hypothèses (optimistes-conservatrices).....	16
Tableau 13 : Consommations de CO ₂ et d'électricité par TWh d'e-méthane ⁽³⁰⁾ selon le rendement d'électrolyse.....	17
Tableau 14 : Consommations de CO ₂ et d'électricité par TWh d'e-méthanol selon le rendement d'électrolyse.....	17

Tableau 15 : Consommations de CO ₂ et d'électricité par TWh d'e-ammoniac en fonction du rendement d'électrolyse.....	18
Tableau 16 : Projections de production d'électricité à horizon 2050	18
Tableau 17 : Emissions de CO ₂ biogénique captable à horizon 2050, en MtCO ₂ /an	19
Tableau 18 : Consommations et rendements des chaînes énergétiques des e-carburants.....	20
Tableau 19 : Coproduction de naphta liée au procédé Fischer-Tropsch pour la production de e-kérosène et biokérosène.....	23

FIGURES

Figure 1 : Schéma des différentes voies de production d'électro et bio carburants (crédit Conseil Régional PACA)	7
Figure 2 : Croissance et répartition des chaînes carbonées en fonction du paramètre-Alpha pour le procédé Fischer-Tropsch (facteur de probabilité de croissance des chaînes hydrocarbonés, dépendant des conditions de réactions et du catalyseur). ²⁶ Attention, l'échelle des abscisses du schéma de droite commence à 0,7 Wax : Cires ; light HC : hydrocarbures légers.....	13
Figure 3 : Étapes et incertitudes de la synthèse d'e-kérosène ²⁷	13
Figure 4 : Différentes répartitions des coupes en sortie de couple de procédé Fischer-Tropsch et hydrotraitement ²⁹	15
Figure 5 : Décomposition des influences des hypothèses prises sur le procédé Fischer-Tropsch.....	16
Figure 6 : Estimation des besoins en électricité (en TWh _e) selon la demande et les hypothèses technologiques.....	21
Figure 7 : Estimation des besoins en CO ₂ selon la demande et les hypothèses technologiques	22
Figure 8 : Différences de consommations énergétiques selon le recours ou non au DAC	23

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



Electro-carburants en 2050

Quels besoins en électricité et CO₂ ?

Les électro-carburants, ou e-carburants, sont des carburants de synthèse, produits à partir d'hydrogène – produit à partir d'électricité par électrolyse de l'eau – et de CO₂ : e-kérosène, e-méthanol, e-ammoniac, e-méthane.

Ces nouveaux carburants sont un des leviers identifiés pour réduire la dépendance des secteurs aéronautique et maritime aux ressources fossiles et abaisser leur empreinte climatique. Les nouveaux règlements européens ReFuelEU Aviation et FuelEU Maritime donnent un cadre pour leur développement jusqu'en 2050.

L'ADEME propose dans cet avis une première estimation des ressources en électricité et en CO₂ biogénique qu'il serait nécessaire de mobiliser pour produire sur le territoire national ces carburants à l'horizon 2050.

Deux paramètres clés entrent en ligne de compte : l'évolution de la demande (c'est-à-dire le niveau de trafic aérien et maritime) et la performance réelle des procédés de production qui seront mis en œuvre.

Les évaluations menées estiment entre 44 et 175 TWhé/an et entre 5,6 et 18,6 MtCO₂/an les besoins d'électricité et de CO₂ biogéniques. Pour les valeurs les plus hautes, ces ressources très conséquentes seront difficiles à mobiliser et le bouclage énergétique et matière sera complexe.

A l'inverse, un déploiement raisonné de ces électro-carburants, c'est-à-dire associé à des mesures de sobriété sur les usages aéronautiques et maritimes, rend les objectifs atteignables.