

Démarche des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir »

Atelier H₂ et CO₂ : CCU grâce aux projets d'e-molécules

Synthèse des échanges

Description : Ce document présente une synthèse des discussions ayant eu lieu lors de l'atelier du 13 mai 2025 organisé par NaTran et Teréga sur le « CCU grâce aux projets d'e-molécules », ainsi que les retours écrits des participants/invités reçus après l'atelier.

Sommaire

1	Introduction	3
2	Liste des organismes participants	3
3	Synthèse courte en quelques points clés	4
3.1	Point abordé lors de l'atelier et restitué dans la synthèse	4
3.2	Consommation totale de kérosène de l'aviation dans les scénarios	4
3.3	Scénarios de production des e-SAF en France	5
3.4	Marché du e-méthanol	6
3.5	Freins liés à la production des e-molécules	6
3.6	Manque de contrats d'off-take de long terme des producteurs d'e-molécules	6
3.7	Besoin de subventions publiques	7
3.8	Facteurs d'implantation géographique des projets de production d'e-molécules	7
3.9	Approvisionnement en H ₂ et réseau de transport d'H ₂	8
3.10	Approvisionnement en CO ₂ et réseau de transport de CO ₂	8
4	Présentation détaillée des discussions ayant eu lieu à l'atelier	9
4.1	Scénarios demande en carburants d'aviation durables	9
4.1.1	Introduction	9
4.1.2	Consommation totale de kérosène de l'aviation dans les scénarios	10
4.1.3	Trafic aérien	11
4.1.4	Mix d'énergie supposés dans les scénarios	11
4.1.5	Gains d'efficacité énergétique	12
4.2	Scénarios de production des e-carburants pour l'aérien en France	13

4.2.1	Mise en œuvre des premières unités de production d'e-molécules en France ...	13
4.2.2	Difficulté à trouver des débouchés des co-produits de la production des e-molécules.....	15
4.2.3	Potentiels volumes d'imports des e-molécules en concurrence à la production française	15
4.2.4	Potentiels exports de la production française d'e-molécules.....	17
4.2.5	Infrastructures pétrolières permettant de transporter le e-kérosène produit.....	17
4.3	Marché du e-méthanol	19
4.4	Freins à la production française des e-molécules	20
4.4.1	Vision d'ensemble des freins à la production d'e-molécules en France	20
4.4.2	Contrats de vente de long terme des carburants de synthèse produits	21
4.4.3	Besoin de subventions publiques	25
4.5	Implantation géographique des projets de production d'e-molécules en France	25
4.6	Approvisionnement en H₂ et réseau de transport d'H₂.....	27
4.7	Approvisionnement en CO₂ et réseau de transport de CO₂	29
4.7.1	Introduction.....	29
4.7.2	Intérêt des producteurs d'e-molécules à se raccorder au réseau de transport de CO ₂	29
4.7.3	Enjeu de qualité du CO ₂	30
4.7.4	Enjeu de la valorisation du CO ₂ fossile des cimenteries selon la réglementation européenne.....	30
4.7.5	Intérêt de la collecte et de la valorisation du CO ₂ émis par les méthaniseurs	32

1 Introduction

Ce document présente une synthèse des discussions ayant eu lieu lors de l'atelier du 13 mai 2025 organisé par NaTran et Teréga sur le « CCU grâce aux projets d'e-molécules ». Cette note ne reflète donc pas les opinions de NaTran et Teréga mais documente les échanges et retours non confidentiels.

L'atelier a regroupé 88 participants, dont 76 participants hors NaTran et Teréga, et 12 collaborateurs NaTran et Teréga. L'atelier a été partagé en 5 groupes d'une vingtaine de personnes chacun, dont 2 groupes dédiés spécifiquement au sujet de l'hydrogène et des e-molécules, et 3 groupes dédiés au sujet du CO₂ et des e-molécules.

Les ateliers ont été animés par Eglantine KUNLE et Matthieu ACKER (NaTran), et Emilie MAUGER, William RAHAIN et Stéphanie BODIN (Téregा).

Les entités représentées par les participants externes à NaTran et Teréga sont des **industriels, des pouvoirs publics, des centres de recherche et des associations d'acteurs**. La liste des participants est détaillée plus bas dans le document.

Pour préparer l'atelier, **une note d'une cinquantaine de pages a été partagée en amont** aux invités. Elle contenait de nombreuses informations relatives :

- **À l'évaluation du marché des e-molécules en France et présentation des scénarios proposés par NaTran et Teréga**
 - o Analyse du marché aérien (carburants durables)
 - o Analyse du marché du e-méthanol (pour l'aérien, le maritime et la chimie)
- **Aux éléments clés dans la réalisation des projets de production d'e-molécules :**
 - o Facteurs de choix d'implantation géographiques des porteurs de projet de production d'e-molécules
 - o Subventions publiques
 - o Concurrence internationale
 - o Contrats de vente long terme des e-molécules produites
- **Aux stratégies d'approvisionnement en CO₂ des projets de production d'e-molécules**
- **Aux stratégies d'approvisionnement en H₂ des projets de production d'e-molécules**

Ces points ont été discutés avec les participants. Une courte synthèse des points clés partagés par eux est proposée ci-après, ainsi qu'un compte-rendu détaillé, et complété de recherches post-ateliers.

2 Typologie des organismes ayant participé aux ateliers e-molécules (hors NaTran et Teréga)

Typologie des acteurs participants à l'atelier e-molécules (H ₂ et CO ₂)	Part %
Investisseurs	3%
Fournisseurs d'énergie & Producteurs d'énergie	28%
Instituts de recherche	6%
Agences administratives	3%
Gouvernement français	3%

Autorité administrative indépendante	8%
Collectivités (régions) et agences de développement économiques régionales	11%
Associations professionnelles	8%
Acteurs de l'innovation	3%
Industriels	6%
Gestionnaires de réseau de distribution	3%
Acteurs du stockage	3%
Gestionnaire des infrastructures de transport des énergies	0%
Cabinets de conseil	0%
Prestataires de services énergétiques / décarbonation	11%
Autres	6%
TOTAL	100%

3 Synthèse courte en quelques points clés

3.1 Points abordés lors de l'atelier et restitués dans la synthèse

Les points abordés lors de l'atelier et restitués dans cette synthèse sont :

- **Scénarios de consommation** de carburants d'aviation en France
- **Scénarios de production** d'e-SAF en France
- **Marché du e-méthanol**
- **Freins liés à la production d'e-molécules**, dont particulièrement la difficulté à signer des contrats d'off-take de long terme
- **Besoin de subventions publiques**
- **Facteurs d'implantation géographique** des projets de production d'e-molécules
- **Approvisionnement en H₂** et réseau de transport d'H₂
- **Approvisionnement en CO₂** et réseau de transport de CO₂

3.2 Consommation totale de carburant d'aviation dans les scénarios

Les discussions sur les scénarios de consommation de carburants d'aviation durables ont porté principalement sur trois points : la consommation totale de carburants, l'évolution du mix d'énergie de l'aérien et l'évolution des gains d'efficacité énergétique.

Concernant la **consommation totale de carburants d'aviation**, quelques participants ont proposé **d'élargir le spectre des scénarios** de consommation totale de kérosène en créant une variante plus basse que le scénario « C » et une variante plus haute que le scénario « A ». Cela peut être réalisé par des variantes sur les hypothèses de gains d'efficacité énergétique et d'évolution du trafic aérien.

Les discussions ont fait apparaître le **rôle central de la réglementation** (notamment les règles d'incorporation **dans le déploiement des e-carburants**). Un **risque a été explicité de contournement des objectifs réglementaires de ReFuelEU Aviation**. Ce contournement consisterait à décomposer les vols long-courriers Europe-Monde en un vol long-courrier jusqu'à des hubs aux frontières de l'UE (par ex. Maghreb, Turquie) et des court-courriers vers l'Europe. Cela permettrait de comptabiliser moins de consommation de kérosène sujette aux mandats d'incorporation européens, et donc aux compagnies aériennes d'acheter moins de carburants durables et dépenser moins.

Concernant les mix d'énergie des carburants d'aviation, les participants étaient dans l'ensemble **d'accord pour utiliser les seuils réglementaires de ReFuelEU Aviation**, déjà jugés ambitieux, comme référence pour les hypothèses de mix énergétiques.

Néanmoins, un participant a proposé de faire **un scénario avec un retard de 5 ans** dans les années d'application des mandats d'incorporation de ReFuelEU Aviation (cible 2030 décalée à 2035 par ex.).

Par ailleurs, les participants ont expliqué que la production des biokérosènes « HEFA » à partir d'huiles (usagées ou végétales) serait très probablement limitée par manque d'intrants entre 2030 et 2035.

Concernant les gains d'efficacité énergétiques, les participants ont jugé l'évolution de ces gains en 2050 trop élevée et peu crédible. Ils souhaiteraient faire un scénario avec des gains plus faibles.

3.3 Scénarios de production des e-SAF en France

Concernant les scénarios de production des e-SAF en France, les discussions ont porté sur :

- **Le réalisme des volumes de production d'e-SAF scénarisés à court terme (2030)**
- **Les potentiels imports d'e-SAF de l'étranger** et l'intensité de la concurrence future entre production nationale et imports
- **Les infrastructures de transport de kérosène (oléoducs)**

Concernant les scénarios de démarrage à court terme de la production d'e-SAF en France, les participants ont expliqué que les projets étaient en phase de développement donc certains d'entre eux ne réussiront probablement pas à se concrétiser et d'autres auront probablement du retard. **Un début de production en 2030 a été jugé peu réaliste, l'horizon 2032/2033 a été jugé plus réaliste.**

Par ailleurs, un participant a évoqué que **ces retards pourraient accentuer les difficultés des fabricants européens d'électrolyseurs à trouver des clients** (cf McPhyl).

Les participants ont indiqué que **les durées de construction et mise en service des projets de production d'e-SAF de 4 ans (4 à 6 ans) après la FID¹** (et donc après les études FEED² qui durent 2 à 3 ans).

Enfin, les participants ont mentionné qu'un des enjeux des porteurs de projet de production d'e-molécules était de **trouver des débouchés de valorisation de leurs co-produits** (e-diesel et e-naphta). Or peu de demande existerait pour ceux-ci. À titre d'exemple, un participant a expliqué que le procédé Fischer-Tropsch produit environ 70% de kérosène et 30% de co-produits, mais que l'optimisation des procédés pouvaient permettre d'atteindre 80% de kérosène et 20% de co-produits.

Concernant les potentiels volumes d'import d'e-molécules de l'étranger, en concurrence avec la production française, les participants ont dit voir peu de concurrence à court terme, car peu de projets e-SAF seraient annoncés à l'international contrairement au e-methanol et au e-NH3. Ils ont cependant expliqué qu'elle **pourrait être significative à moyen terme**, notamment d'Asie, d'Amérique Nord/Sud. Celle-ci serait néanmoins plus limitée pour le Moyen-Orient et le

¹ FID : Final Investment Decision / Décision Finale d'Investissement

² FEED : Front-End Engineering and Design / Etudes d'avant-projet et d'ingénierie de base

Maghreb en raison d'un manque de CO₂ biogénique, ces régions se focalisant sur la production d'e-NH₃ (ne nécessitant pas de CO₂ biogénique).

Le CO₂ biogénique est important car selon la réglementation européenne (actes délégués de RED III), dès 2041, seuls le CO₂ biogénique et le CO₂ issu de l'atmosphère (DACC) seront autorisés pour produire des carburants qualifiés de RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), c'est-à-dire des carburants respectant les objectifs de ReFuelEU Maritime sur la part de RFNBO dans les mix énergétiques des avions s'avitaillant aux aéroports européens.

Concernant les infrastructures de transport de kérosène par oléoducs, les participants ont recommandé à NaTran et Teréga de discuter avec les gérants d'oléoducs pour étudier comment l'e-SAF pourrait être acheminé en France/Europe, et en quelle mesure la transformation d'oléoducs **unidirectionnels en bidirectionnels** serait possible, souhaitée par les gérants, et avec quels délais.

3.4 Marché du e-méthanol

Le marché du e-méthanol a été **peu évoqué**.

Néanmoins, les participants ont mentionné l'intérêt de **prendre en compte la voie methanol-to-jet (MTJ) dans le chiffrage des consommations d'H₂ et de CO₂** des scénarios.

3.5 Freins liés à la production des e-molécules

De manière générale, les participants ont expliqué **que les difficultés principales rencontrées par les porteurs de projet de production d'e-molécules sont l'approvisionnement en CO₂, les verrous technologiques et le manque de contrats d'off-take signés**.

Ils ont estimé que les problématiques du foncier, du raccordement électrique, du raccordement aux réseaux d'H₂ et CO₂, d'acceptabilité sociale et de financement (hors problème de contrats off-take) représentaient des difficultés d'un second ordre.

3.6 Manque de contrats d'off-take de long terme des producteurs d'e-molécules

Concernant la difficulté de signer des contrats d'off-take des e-molécules produites avec des acheteurs sur le long terme (10 à 15 ans), les participants ont expliqué que ce point était contraignant puisque **ces contrats sont nécessaires pour obtenir des financements bancaires « sans recours », comme le rappelait également la Banque Européenne d'Investissement (BEI)**³.

Ils ont expliqué que **les « off-takers » ne sont pas prêts à signer aujourd'hui**, et qu'aucun projet d'e-molécules n'avait signé à date de contrat d'off-take.

À ce titre, la Commission Européenne parle⁴ d'une **défaillance de marché** et d'une **impasse d'investissements**.

Plusieurs **raisons** ont été évoquées par les participants :

- D'abord, les **pénalités de ReFuelEU Aviation** ne sont pas encore définies clairement.
- Ensuite, les acheteurs potentiels (compagnies aériennes) voient de **grandes incertitudes sur l'évolution à venir des coûts de production des e-molécules, et de leurs**

³ "Financing sustainable liquid fuel projects in Europe – Identifying barriers and overcoming them", Banque Européenne d'Investissement (BEI), 2025

⁴ "REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL - The ReFuelEU Aviation SAF flexibility mechanism", Commission Européenne, 27/02/2025 (Document 52025DC0059, COM/2025/59 final)

prix de marché. De plus, les compagnies aériennes anticiperaient une baisse des coûts de production d'e-SAF à court terme (dans 3-5 ans) via les effets d'apprentissage des premières usines (« first-of-a-kind ») et des économies d'échelle (côté équipementiers par ex.).

Face à cette incertitude et à l'anticipation de la baisse des coûts de production, **les compagnies aériennes préféreraient attendre quelques années que les coûts baissent pour signer des contrats**, plutôt que de signer maintenant et de risquer d'être « piégées » dans des contrats non compétitifs pour 10 ou 15 ans, et d'être ainsi moins compétitives que les compagnies voisines.

Pour pallier cette difficulté, un participant a recommandé à NaTran et Teréga de regarder les propositions de l'initiative « SkyPower »⁵.

Celle-ci propose notamment de créer un intermédiaire de marché entre producteurs et consommateurs d'e-SAF. Cet intermédiaire achèterait l'e-SAF aux producteurs avec des contrats long-termes (10 à 15 ans) et le revendrait aux consommateurs (compagnies aériennes) avec des contrats court termes (3 à 5 ans). Les producteurs seront sélectionnés par des enchères, pour ne retenir que les plus compétitifs (des coûts de production les plus bas aux plus élevés). Les acheteurs seraient également sélectionnés par enchères, selon les prix et les volumes pour lesquels ils se déclarent prêts à acheter l'e-SAF (des prix les plus élevés au plus bas).

Puisque cet intermédiaire signerait des contrats d'off-take long-termes avec les producteurs, cela leur permet de sécuriser les revenus, d'obtenir leur financement bancaire, et de prendre leur décision finale d'investissement (FID). Côté acheteurs, cela permettrait d'acheter ces e-SAF, sans (trop) s'exposer au risque de baisse des coûts de production des e-SAF à court terme.

L'intérêt des enchères côté acheteurs est de révéler les prix d'e-SAF que les compagnies aériennes seraient prêtes à payer et de les sélectionner sur les prix qu'elles proposent (des plus élevés au plus bas), afin de calibrer au mieux d'éventuelles subventions.

L'intermédiaire producteurs/consommateurs financerait l'écart entre le prix « prêt à payer » des compagnies et les coûts de production des producteurs. Ce mécanisme serait similaire à celui déjà mis en place par le gouvernement allemand (« H2Global ») concernant l'hydrogène et ses produits dérivés.

Une analyse plus approfondie des freins et solutions à la signature de contrats d'off-take pour les producteurs et leur sécurisation de financement pourrait être réalisée ultérieurement.

3.7 Besoin de subventions publiques

Les participants ont expliqué que **les subventions publiques étaient nécessaires pour lancer les (premiers) projets** de production d'e-molécules (cf « AAP Carb Aéro »). Le respect des mandats d'incorporation de ReFuelEU Aviation a été jugé **non crédible sans subventions**.

3.8 Facteurs d'implantation géographique des projets de production d'e-molécules

Les participants ont validé les facteurs proposés par les opérateurs et expliqué que les facteurs les plus importants étaient de sécuriser un approvisionnement en CO₂ biogénique de qualité (purifié, certain) et un foncier adéquat.

⁵ « [Five key policy interventions to unlock the scale-up of e-SAF in the EU – Preliminary Annex](#) » de SkyPower, mars 2025

Ce foncier devrait permettre :

- Un **accès à des infrastructures pétrolières** (dépôts, oléoducs) **ou ferroviaires** pour transporter et stocker les e-molécules, d'autant plus que la consommation de kérosène est saisonnière, alors que la production est continue.
- Une **main d'œuvre qualifiée de type « raffinerie »**
- Un **potentiel import maritime d'e-méthanol pour produire du e-SAF par methanol-to-jet**

La possibilité de se raccorder à des réseaux d'H₂, de CO₂ et d'électricité n'a pas été jugée comme le facteur le plus important. En effet, les producteurs d'e-molécules envisagent pour la plupart une production d'H₂ sur site (en propre), et une alimentation directe en CO₂ de l'émetteur vers l'usine d'e-fuels, notamment par canalisations de CO₂.

3.9 Approvisionnement en H₂ et réseau de transport d'H₂

Les participants ont exprimé leur souhait de se raccorder au réseau de transport d'H₂ lorsqu'il sera disponible à proximité, afin de :

- **Sécuriser leur approvisionnement en H₂**
- **Pouvoir accéder à de larges volumes d'H₂** permettant à l'usine de s'agrandir à l'avenir
- Bénéficier potentiellement d'un **H₂ à un prix plus compétitif**
- Accéder à du **stockage d'hydrogène peu coûteux**

Les participants ont expliqué que **ce raccordement se ferait plutôt dans un second temps**, au moins 10 ans après la mise en service, soit à **l'horizon 2035-2040**, car avant les projets comptent produire leur hydrogène directement sur site.

Ils ont précisé que **les électrolyseurs des usines d'e-molécules produiront en continu** et non en flexible, dans un premier temps du moins.

Les raisons sous-jacentes sont que :

- **La production d'H₂ flexible** pour une usine d'e-molécules **est jugée trop complexe** en termes de stockage d'H₂ pour alimenter en continu les réacteurs (Fischer Tropsch, méthanisation)
- **Les porteurs de projet visent à minimiser les besoins de CAPEX** pour faciliter la recherche de financements. Or, un électrolyseur flexible doit être « surdimensionné » en puissance installée pour produire la même quantité d'hydrogène chaque année sur un nombre d'heures plus faible.

3.10 Approvisionnement en CO₂ et réseau de transport de CO₂

Les participants ont validé l'intérêt de se raccorder au réseau de transport CO₂ lorsqu'il sera disponible à proximité, afin de diversifier leurs sources d'approvisionnement de CO₂, d'accéder à du CO₂ « certain » (celui du réseau), et de diminuer ainsi leur risque de rupture de continuité d'approvisionnement en CO₂.

Ce risque de rupture d'approvisionnement en CO₂ a été qualifié de **risque majeur**. À court terme, les projets de production d'e-molécules envisagent en effet d'être raccordés à un nombre restreint d'émetteurs. Or, leurs émissions pourraient baisser à l'avenir en raison de changement de procédés des industriels, de baisses de leur production industrielle, d'un arrêt de leur production, de pannes, ou encore de maintenances.

L'accès au réseau de transport de CO₂ permettrait aux projets d'e-molécules d'être alimenté par une multitude d'émetteurs, ce qui renforcerait leur sécurité d'approvisionnement.

En outre, le réseau leur permettrait potentiellement d'accéder à du stockage de CO₂ en conduite. Néanmoins, les participants ont expliqué que **le stockage du CO₂ sur site ne posait pas de difficultés**.

Par ailleurs, les participants ont alerté sur **l'enjeu important de la qualité du CO₂** (part issue du réseau), car les procédés catalytiques de production des e-molécules sont très sensibles à la pureté du CO₂.

Concernant le potentiel de **collecte du CO₂ des méthaneurs**, les participants ont indiqué percevoir un intérêt, avec des **projets déjà en étude** de groupements de méthaneurs, dont les émissions sont de l'ordre de grandeur de 1 à 3 kt CO₂ / an / site.

Ils ont exprimé un **intérêt à mener des études sur les schémas de collecte optimaux**, à l'échelle locale, en termes de zone de chalandise, de volumes minimaux et de pertinence économique.

Ils ont mentionné que la **méthanation** (production d'e-méthane) serait également une voie de valorisation du CO₂ biogénique à étudier.

Enfin, les participants ont mentionné une **obligation actuelle en domaine public de poser des canalisations de CO₂ en acier plutôt qu'en PE** (Polyéthylène), moins onéreuses. Cette obligation bloquerait aujourd'hui des porteurs de projet à mettre en œuvre leur projet de collecte de CO₂ biogénique. Le club biogaz de l'ATEE aurait fait des recommandations en ce sens à l'administration.

4 Présentation détaillée des discussions ayant eu lieu à l'atelier

4.1 Scénarios demande en carburants d'aviation durables

4.1.1 Introduction

Les scénarios de NaTran et Teréga sur l'évolution de la demande en carburants durables pour le secteur aérien sont fondés sur 3 éléments :

- L'évolution du **trafic aérien**
- L'évolution de **l'efficacité énergétique** de la flotte d'avions s'avitailant aux aéroports français
- L'évolution du **mix d'énergie** consommée dans les avions

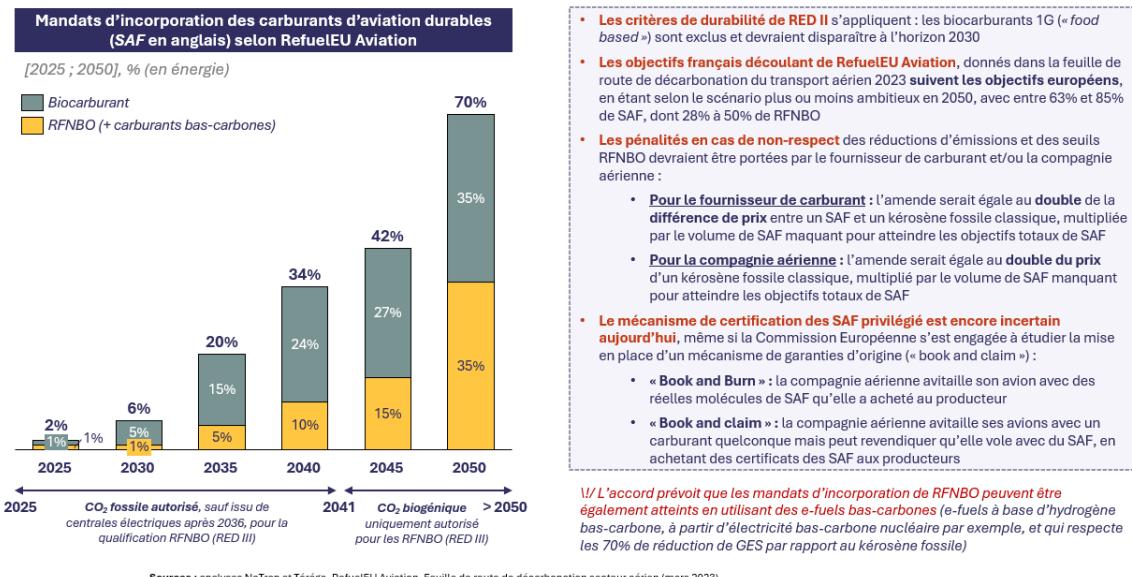
L'évolution du **mix d'énergie** des avions avait été définie en une part de kérosène fossile, une de carburants synthétiques (e-fuels, hors H₂ direct), une d'H₂ direct, et celle des biocarburants.

Les parts de carburants durables (e-fuels et biocarburants), et spécifiquement des carburants RFNBO, ont été fixées aux seuils réglementaires minimums de la réglementation européenne **RefuelEU Aviation**.

Les carburants **RFNBO** désignent les e-fuels RFNBO, l'H₂ direct RFNBO et la part RFNBO des e-bio-kérosène. Le terme RFNBO désigne les carburants renouvelables d'origine non biologique, par exemple les carburants faits à partir d'hydrogène et de CO₂ (e-fuels). Le caractère renouvelable s'applique au caractère renouvelable de l'électricité utilisée dans la production d'e-fuels et d'hydrogène direct.

Pour rappel, la **réglementation européenne ReFuelEU Aviation** impose un **taux d'incorporation minimum** de carburants durables et de RFNBO dans les mix d'énergie consommées par les avions des compagnies aériennes. Ces taux sont précisés dans la slide ci-dessous (issue des annexes de la note partagée en amont des ateliers).

Pour l'aérien, l'UE et la France fixent entre 2025 et 2050 des mandats d'incorporation des carburants durables, dont une part minimale de carburant renouvelable d'origine non biologique (RFNBO)



Les 3 scénarios conçus par NaTran et Teréga, les **scénarios « A », « B » et « C »**, supposent tous trois **les mêmes mix d'énergie**. Ils diffèrent uniquement sur les hypothèses d'évolution du trafic aérien et de gains d'efficacité énergétique.

Les participants aux ateliers ont émis plusieurs remarques concernant les hypothèses d'évolution du trafic aérien, d'efficacité énergétique et de mix d'énergie sous-jacents aux scénarios NaTran et Teréga. Ces remarques sont explicitées ci-après.

4.1.2 Consommation totale de kérósène de l'aviation dans les scénarios

Un participant a évoqué que malgré la scénarisation des trois leviers, **les volumes finaux de demande de carburants aériens sont assez proches entre les 3 scénarios** de NaTran et Teréga.

Ce participant a proposé de combiner le scénario « A » d'évolution du trafic aérien (le haut) avec le scénario « B » de gain d'efficacité énergétique (plus bas que A) pour **obtenir une consommation de carburants d'aviation plus élevée que dans le scénario « A »**.

Il a également proposé de concevoir une **sensibilité avec une consommation de carburants d'aviation plus basse que le scénario « C »** (actuellement le plus bas proposé par NaTran et Teréga).

Par ailleurs, plusieurs participants ont évoqué un **risque de contournement des objectifs réglementaires de ReFuelEU Aviation**. Ce risque correspond au risque que les avions long-courriers arrivant initialement en Europe directement, s'arrêteraient désormais dans des pays frontaliers avec l'Union Européenne, en proposant à leurs voyageurs d'utiliser un vol court-courrier vers l'aéroport européen. Les objectifs de ReFuelEU Aviation ne s'appliqueraient alors qu'au vol court-courrier, et non au vol long-courrier. **Cela permettrait à la compagnie aérienne de réduire la consommation de kérósène soumise aux mandats d'incorporation de ReFuelEU**

Aviation, et donc d'acheter moins de carburants durables et de diminuer ses coûts opérationnels.

Par exemple, un vol long-courrier Pékin – Bruxelles pourrait être décomposé en un vol long-courrier Pékin – Istanbul, puis un vol moyen-courrier Istanbul – Bruxelles, afin que les cibles réglementaires ne s'appliquent qu'au trajet Istanbul-Bruxelles et non Pékin-Bruxelles, engendrant une consommation de carburants durables requise plus faible pour la compagnie aérienne.

Les scénarios de consommation de kérèsène en France semblaient pertinents aux participants, mais « à périmètre constant ». **Si la stratégie de contournement évoquée est mise en œuvre par les compagnies aériennes**, les profils des vols (long vs court-courriers) évolueraient en diminuant les vols long-courriers au profit des court-courriers, ce qui **diminuerait de manière conséquente la consommation de kérèsène totale en France et en Europe**.

4.1.3 Trafic aérien

Concernant le trafic aérien et les gains d'efficacité énergétique, NaTran et Teréga ont précisé que les hypothèses ont été reprises des scénarios de la « Feuille de route de décarbonation secteur aérien » (mars 2023), étude de l'ADEME « Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final » (septembre 2022), de la manière suivante :

- **Scénario A (NaTran & Teréga)** : Scénario « A » de l'étude de l'ADEME (avec « effet prix »)
- **Scénario B (NaTran & Teréga)** : Scénario « Action » de la feuille de route (avec « effet prix »)
- **Scénario C (NaTran & Teréga)** : Scénario « C » de l'étude de l'ADEME (avec « effet prix »)

L'« effet prix » désigne la prise en compte de la baisse de la demande en transport aérien due à une hausse des prix des billets, due elle-même à l'incorporation croissante de carburants durables plus onéreux que le kérèsène fossile dans les mix énergétiques des avions. Les études de l'ADEME et de la feuille de route le prennent en compte dans leurs scénarios.

4.1.4 Mix d'énergie supposés dans les scénarios

Concernant les mix d'énergie considérés dans les scénarios des opérateurs, un participant a demandé à NaTran et Teréga **pourquoi des scénarios n'avaient pas été envisagés avec des parts de carburants durables supérieures aux seuils réglementaires**.

Les éléments de réponse partagés par les opérateurs lors de l'atelier sont que **ces seuils réglementaires avaient été déjà jugés ambitieux**, étant donné les difficultés potentielles à augmenter fortement la production d'électricité renouvelable à moyen-long terme pour alimenter les usines de production des e-fuels, les problématiques de foncier et de coûts de production de ces carburants durables, etc...

Les participants ont en majorité approuvé de conserver les seuils réglementaires dans les hypothèses d'évolution des mix d'énergie de l'aviation, sans proposer des scénarios allant au-delà.

Néanmoins, un participant a **proposé de concevoir un scénario dans lequel la réglementation serait ajustée pour « donner » plus de temps au marché d'augmenter l'incorporation des carburants d'aviation durables**. Ce scénario pourrait par exemple prendre en compte **un retard de 5 ans** des dates d'application des mandats d'incorporation (le mandat pour 2030 serait décalé à 2035 et ainsi de suite).

Limite de production des biokérèsènes « HEFA » prochaine :

Par ailleurs, les participants ont exprimé des points de vue concernant le **potentiel de production dans un avenir proche des biokérosènes**.

Dans la note préparée en amont de l'atelier, NaTran et Teréga avaient proposé un partage plus fin des biocarburants entre les **différentes voies de production des biocarburants** (FT-SPK, ATJ-SPK, HEFA, e-bio-kérosène).

Les opérateurs ont évoqué que le processus « FT-SPK » (Fischer-Tropsch) consomme de la biomasse lignocellulosique (résidus de bois, pailles, tiges, etc...), le processus « ATJ-SPK » (Alcool-to-Jet) de la biomasse fermentable (canne à sucre, ou autres) et « HEFA » des huiles (huiles usagées de cuisson, huiles végétales).

Une participante a précisé que les scénarios de l'IEA plafonneraient **l'usage des huiles végétales** pour produire des biokérosènes dès l'horizon 2035. Un autre participant a estimé qu'il était encore possible de répondre aux obligations de SAF de 2030 (6%) avec des huiles, mais **pas nécessairement après 2030**.

Ces remarques sont cohérentes avec le rapport de la Commission Européenne évaluant l'intérêt d'un mécanisme de flexibilité pour l'achat et la revendication de la consommation des carburants d'aviation durables en Europe. Ce rapport⁶ a été publié en Février 2025.

À la page 31, il est mentionné que « *The Commission notes that – given the constraints on the availability of biomass feedstock such as **used cooking oil (UCO**) – developing and scaling up advanced aviation biofuels and synthetic aviation fuels production and supply in the EU **as from 2030** will be necessary [...]* ».

Doute sur l'arrivée dès 2040 d'une consommation d'hydrogène directe dans l'aérien :

Quelques participants ont émis des doutes sur l'arrivée en 2040 des premiers avions à hydrogène direct. **L'utilisation d'H₂ directe a été jugée « très peu probable, même à 2045**, compte tenu de l'arrêt de tous les programmes de développement d'avions H₂ ».

Ce doute fait notamment écho au report en février 2025 du projet d'avion à hydrogène d'Airbus (projet « ZEROe »). Celui-ci devait être mis en service initialement en 2035, mais pourrait être décalée de 5 à 10 ans, selon une publication syndicale. Cela se traduirait par une baisse de 25% des ressources dédiées au projet, ainsi qu'à la fin d'un démonstrateur de pile à combustible prévu sur un A380 et d'autres sous-projets (source⁷).

4.1.5 Gains d'efficacité énergétique de l'usage des carburants d'aviation

Les participants ont également discuté des hypothèses de gains d'efficacité énergétique prises par NaTran et Teréga dans leurs scénarios.

Un participant a demandé quel était le **périmètre des gains d'efficacité énergétique** pris en compte dans la scénarisation des opérateurs. La réponse de NaTran et Teréga a été que les gains d'efficacité énergétiques sont au périmètre le plus complet possible, en intégrant les gains liés à l'optimisation aérodynamique des avions, aux gains des moteurs, aux remplissages des appareils et l'optimisation des trajectoires de vol, etc... Ce périmètre était celui utilisé dans l'étude de l'ADEME et la feuille de route de décarbonation de la filière sur lesquelles les opérateurs se sont appuyés.

⁶ « [REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL - The ReFuelEU Aviation SAF flexibility mechanism](#) », Commission Européenne, 27/02/2025 (Document 52025DC0059, COM/2025/59 final)

⁷ « [Pourquoi Airbus reporte son projet d'avion à hydrogène](#) », Usine Nouvelle, 7 février 2025

Un participant a estimé que **les scénarios avec de forts gains d'efficacité énergétique étaient peu crédibles et qu'il serait intéressant d'ajouter un scénario avec un gain d'efficacité encore plus faible** que ceux proposés.

Un autre participant a indiqué de même qu'un gain de 30%, sur l'ensemble de la flotte, entre 2025 et 2050, lui semblait trop important.

4.2 Scénarios de production des e-carburants pour l'aérien en France

4.2.1 Mise en œuvre des premières unités de production d'e-molécules en France

Une mise en service des premières unités de production d'e-molécules plutôt à l'horizon 2032-2033 vs 2030 :

Un participant a expliqué que **les projets sont en phase de développement et qu'il y aura donc des « pertes »** (des projets qui n'arrivent pas au bout) **et des délais**. Il a indiqué que **les dates de mise en service des projets annoncés d'e-molécules ne seraient sûrement pas respectées**.

Un participant a expliqué que **la technologie e-fuels n'était pas mature**, donc que les scénarios seraient à revoir en tenant compte d'une croissance beaucoup plus lente de la production d'e-fuels. Il a ajouté que « *Il semble important de refléchir à la maturité des technologies d'e-fuels, qui est faible et ne sera atteinte que dans bien plus d'années que le montre les exercices prospectifs* ».

Il a ajouté que les scénarios de consommation de carburants d'aviation durables étaient trop ambitieux et ceux de production en France « *beaucoup trop optimistes* ».

En comparaison, il a expliqué que l'objectif de 10% de biocarburants pour véhicules, qui était fixé en 2012, n'avait pas été atteint en 2022, et cela « *6 ans après le lancement de la politique biocarburants en France, en utilisant des technologies éprouvées (bioéthanol et biodiesel) avec des filières organisées* ». En comparant avec la filière e-fuels, qui n'a, selon lui, pas aujourd'hui de filière H₂ et CO₂ matures et organisées, **la possibilité de croissance rapide de la production d'e-fuels en France a été jugée trop optimiste**.

Un autre participant a expliqué que « **tous les projets annoncés ne se réaliseront pas, et c'est normal !** » et que les **critères clés de succès** seraient :

- Un accès à des ressources de CO₂ fiables et diversifiées
- Une proximité avec la logistique de consommation de kérosène
- L'acceptabilité sociale de ces projets de raffineries

Un **score de probabilité de succès pourrait être estimé** pour évaluer la probabilité que les projets d'e-molécules voient le jour, à l'aune des critères clés de succès évoqués ci-dessus. À ces critères pourrait être ajoutée l'obtention de subventions publiques pour les études d'ingénierie avancée (FEED) (cf l'appel à projets « Carb Aéro »).

Le ministère de l'énergie des Etats-Unis, le « U.S. Department of Energy⁸ », a proposé des **hypothèses de taux de succès** des projets liés à la production d'hydrogène entre les différentes phases des projets, c'est-à-dire des hypothèses sur la part des projets qui réussissent à passer d'une phase à l'autre, à chaque phase. Ces **phases** sont :

- Annonce

⁸ ["Update 2024 – Pathways to Commercial Liftoff : Clean Hydrogen"](#), US Department of Energy, December 2024

- Etude de faisabilité
- Etudes d'ingénierie avancées (FEED)
- Décision finale d'investissement (FID)
- Mise en service commerciale (COD – Commercial Operation Date)

Les facteurs de succès retenus sont dans leur méthodologie « Project Development Funnel Risk-Adjustement Methodology » (Annexe 2) sont :

Phase de début	Annonce	Etude de faisabilité	FEED	FID
Phase d'arrivée	Etude de faisabilité	FEED	FID	COD
Taux de succès (min-max)	40% (30%-50%)	60% (55%-65%)	90%	98%

Taux de succès entre phases de développement des projets de production d'hydrogène [selon l'US Department of Energy](#), aux USA

Ces taux de succès ont été estimés à partir des taux de succès constatés sur les projets d'énergie renouvelable électrique aux Etats-Unis (éoliens, solaires).

Les **taux de succès** dans le secteur des carburants de synthèse seraient à définir, pourraient être mis en regard des taux envisagés pour la production d'hydrogène ci-dessus, et dépendront également de la volonté politique à soutenir ces projets en trouvant les solutions permettant de lever leurs difficultés principales.

Un autre participant a expliqué qu'il y avait une incertitude sur les délais d'installation et de mise en service des projets de capture du CO₂ du côté des émetteurs.

Concernant l'hydrogène, un participant a expliqué que **les délais de réalisation des projets d'e-molécules annoncés pourraient être d'environ 5 ans. Ce délai induirait des difficultés pour les fabricants des électrolyseurs qui ont du mal à trouver des clients.** Ces « glissements » de planning induiraient donc des incertitudes et des difficultés sur la trésorerie des producteurs d'électrolyseurs.

La remarque de ce participant peut être mise en regard des **récentes actualités concernant les fabricants électrolyseurs en Europe, notamment celles relatives à McPhy et John Cockerill.**

Durées de développement des projets après la FID :

Selon un participant, la durée de développement des projets après la FID (études détaillées, construction et mise en service) est d'environ **4 ans**. Il a précisé que cela était à comparer à la durée de développement d'une raffinerie fossile de plutôt 5 ans (hors construction des infrastructures adjacentes). Il a recommandé d'analyser les études de l'initiative « SkyPower » à ce sujet.

Ces durées de construction annoncées peuvent être mises en regard du rapport de l'EASA (European Union Aviation Safety Agency) [« Report : State of the EU SAF market in 2023 – Fuel reference prises, SAF capacity assesments »](#) de 2023 (en page 34). Celui-ci présente les durées de développement des projets suivantes :

- **Etudes d'ingénierie** (« Front-End Engineering Design (FEED) ») : **2-3 ans**
- **Construction de l'usine** (exécution du projet) : **3-4 ans**
- **Mise en service de l'usine** (calibration des équipements, inspections de sécurité, tests des équipements) : **1-2 ans**

La FID est prise à la suite des études d'ingénierie, à la réception des autorisations administratives (« permitting »), et avant le début de la construction de l'usine. Après la FID, la durée de construction et de mise en service de l'usine serait donc de **4 à 6 ans**.

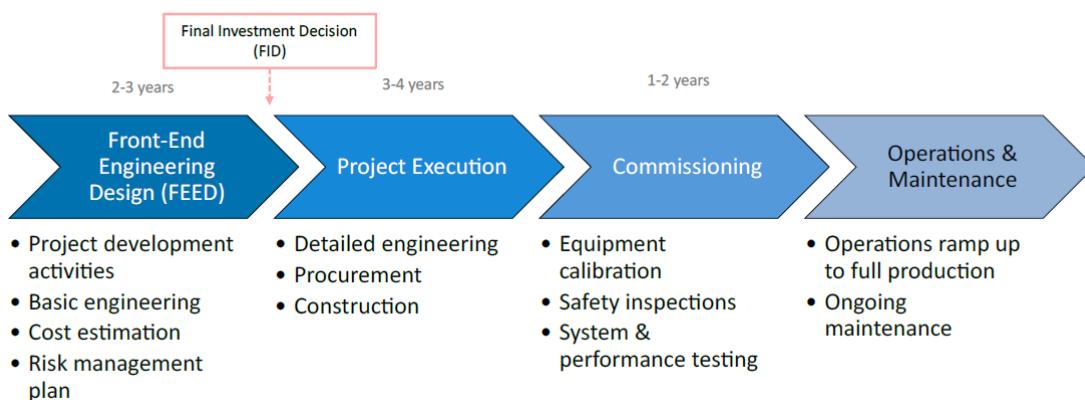


Figure présentant les temps de développement des projets du document [« Report : State of the EU SAF market in 2023 – Fuel reference prises, SAF capacity assesments »](#) de l'EASA de 2023 (figure 8, page 34)

4.2.2 Difficulté à trouver des débouchés des co-produits de la production des e-molécules

Dans la note partagée par les opérateurs aux participants aux ateliers, NaTran et Teréga avaient expliqué considérer un **taux de sélectivité de 70% pour la production d'e-kérosène**. Cela signifie que les produits issus des procédés de production d'e-kérosène se composeraient de 70% d'e-kérosène et de 30% d'autres co-produits comme le e-naphta et l'e-diesel.

À ce titre, un participant a expliqué que le procédé Fischer-Tropsch produit en effet environ 70% de kérosène et 30% de co-produits, mais que l'optimisation des procédés pouvaient permettre d'atteindre 80% de kérosène et 20% de co-produits.

Enfin, un autre participant a expliqué que l'objectif des porteurs de projet d'e-molécules était de **minimiser les co-produits en sortie**, puisqu'il n'y aurait pas ou peu d'incitation du marché à les valoriser.

Il a précisé à ce titre que l'e-diesel comme co-produit pouvait être utilisé dans le transport routier proche des aéroports. Cependant, l'e-naphta coutait 5 fois plus cher que le naphta fossile et n'intéresserait donc pas les industriels consommateurs (ceux qui produisent des précurseurs du plastique, éthylène et propylène, avec des vapocraqueurs par exemple).

4.2.3 Potentiels volumes d'imports des e-molécules en concurrence à la production française

NaTran et Teréga ont souhaité interroger les participants des ateliers sur leur vision d'une potentielle concurrence future entre production nationale d'e-molécules et imports de l'étranger.

À ce sujet, un participant a expliqué que les cibles réglementaires contraintes d'incorporation des carburants de synthèse dans les mix énergétiques de l'aérien en Europe permettent de susciter la demande pour ces carburants en Europe, et d'initier les premiers projets. Mais, il a rappelé que **ces objectifs visent la consommation, et non la production**. Il existerait donc un **risque de concurrence avec les importations** (hors France et hors Europe), notamment des pays avec de grandes capacités d'électricité renouvelable comme le Maghreb et la Péninsule Ibérique.

Par ailleurs, lors de cette discussion, un participant a demandé aux opérateurs pour quelles raisons les scénarios de demande/production d'e-kérosène en France de NaTran et Teréga n'envisageaient pas d'imports en 2030 et 2035.

La réponse apportée par les opérateurs était que des imports d'e-kérosène pour répondre à la demande française en e-kérosène n'étaient pas considérés en 2030 et 2035 pour les raisons suivantes :

- **Beaucoup de projets d'e-kérosène sont déjà annoncés en France**, représentant une production supérieure à la demande d'e-kérosène projetée en France en 2030 et 2035 (demande calculée pour respecter les seuils réglementaires ReFuelEU Aviation).
- **L'offre mondiale d'e-kérosène peinerait également à se développer** pour répondre à la demande mondiale
- **À court et moyen-terme, la production d'e-kérosène française semblerait compétitive** avec la production étrangère (cf étude France Hydrogène⁹)
- **Les pays du Moyen-Orient et du Maghreb disposeraient de peu de CO₂ biogénique pour produire du e-kérosène concurrençant la production européenne, même s'ils pourraient produire des quantités importantes d'hydrogène à bas-coût.** Ces pays sembleraient plutôt viser la production d'ammoniac vert en grande quantité et à bas-coût, que du e-kérosène ou du e-méthanol. Cela s'explique par le fait que (la production d'ammoniac ne nécessite pas de CO₂ biogénique, au contraire du e-kérosène/e-méthanol, ce qui facilite sa production dans ces pays où peu de CO₂ biogénique est disponible. En termes de coût, ces pays peuvent disposer de grands parcs d'électricité renouvelable permettant de produire un hydrogène à bas-coût, et donc un ammoniac à bas-coût. Cette production d'ammoniac pourrait ainsi concurrencer la production européenne.

En revanche, l'Amérique du Nord, du Sud et l'Asie pourraient concurrencer l'Europe sur la production des e-kérosène à moyen-terme.

En complément, un participant a jugé « **ne pas voir** » encore la concurrence internationale mais « **s'en méfie** ». Un autre participant a indiqué que **peu de projets d'e-kérosène sont observés à l'international, à l'inverse des projets d'e-méthanol et d'e-ammoniac**. Un autre a expliqué que la menace à court-terme était faible puisque « personne n'est prêt à produire ».

Cependant, au sein de l'Europe, un participant a évoqué « **le risque d'une concurrence violente des producteurs suédois ou norvégiens** » avec la production française.

Il a expliqué qu'il est **probable que la production des e-SAF en Europe se fasse par ordre de prix de revient, jusqu'à saturation des capacités d'un pays** : Suède/Norvège, France, puis Pays-Bas, etc... La raison serait que **les coûts logistiques des e-SAF sont faibles, donc que l'éloignement géographique ne compenserait pas la différence de coût de production entre pays**.

Il a évoqué que les scénarios pourraient « être plus extrêmes » pour refléter le risque de cette concurrence suédoise et norvégienne.

Enfin, un participant a précisé que **la « grosse industrie lourde » se focalise aujourd'hui sur la production d'ammoniac vert**, pour valoriser des ressources renouvelables non aujourd'hui valorisables, comme l'énergie solaire des pays du Moyen-Orient. Ces pays souhaiteraient ainsi valoriser leur énergie solaire en électricité renouvelable, puis en hydrogène vert, et enfin en ammoniac vert. Cet ammoniac pourrait ensuite être exporté par voie maritime, pour être utilisé dans la production d engrais ou comme moyen de transport de l'hydrogène (ammoniac craqué en hydrogène aux ports d'arrivée).

⁹ "Enjeux et défis des importations d'hydrogène et ses dérivés pour la filière française", France Hydrogène, mars 2024

Par ailleurs, un participant a soulevé la nécessité de **prévenir une concurrence déloyale entre les productions européennes d'e-SAF et les productions étrangères qui bénéficiaient de subventions publiques plus importantes ou ne respecteraient pas les règles de durabilité européennes**. Par exemple, la Commission Européenne a mis en œuvre en février 2025 des mesures « anti-dumping » contre les imports de biodiesel chinois¹⁰.

Par ailleurs, un participant a indiqué que la mise à disposition d'une **électricité à un prix compétitif** pourrait être une bonne mesure pour protéger la production française d'e-molécules de la concurrence.

Sur le thème de la compétitivité en termes de coûts de production des e-molécules, un participant a expliqué que **les revenus du marché européen des quotas carbones (EU-ETS) pourraient servir à subventionner l'achat d'une partie des carburants durables par les consommateurs**, mais que ce mécanisme n'était pas encore mis en place.

4.2.4 Potentiels exports de la production française d'e-molécules

NaTran et Teréga ont souhaité interroger leurs participants sur leur vision des débouchés de la production d'e-molécules, adressant en priorité le marché français, ou bien plus globalement le marché européen.

Un participant a expliqué que les projets de production français d'e-molécules pourraient alimenter le marché européen et exporter, principalement en fonction de leur localisation. Selon lui :

- Les **projets dans la zone du Havre/Rouen** pourraient alimenter en priorité les aéroports parisiens (CDG/ORY) grâce à l'accès direct aux oléoducs du LHP de TRAPIL.
- Les **projets de la zone de Marseille** pourraient alimenter les aéroports du Sud-Ouest (Marseille, Cannes, Nice, Montpellier, Toulouse) jusqu'à Genève (via l'oléoduc PMR), mais aussi l'Italie et l'Espagne par bateau.
- Les **projets à Saint-Nazaire** pourraient exporter vers Bordeaux ou le Havre par bateau
- Les **projets à Dunkerque** pourraient alimenter la France et l'Europe (Rotterdam, Anvers) via l'oléoduc ODC de l'OTAN, mais aussi Londres par bateau.

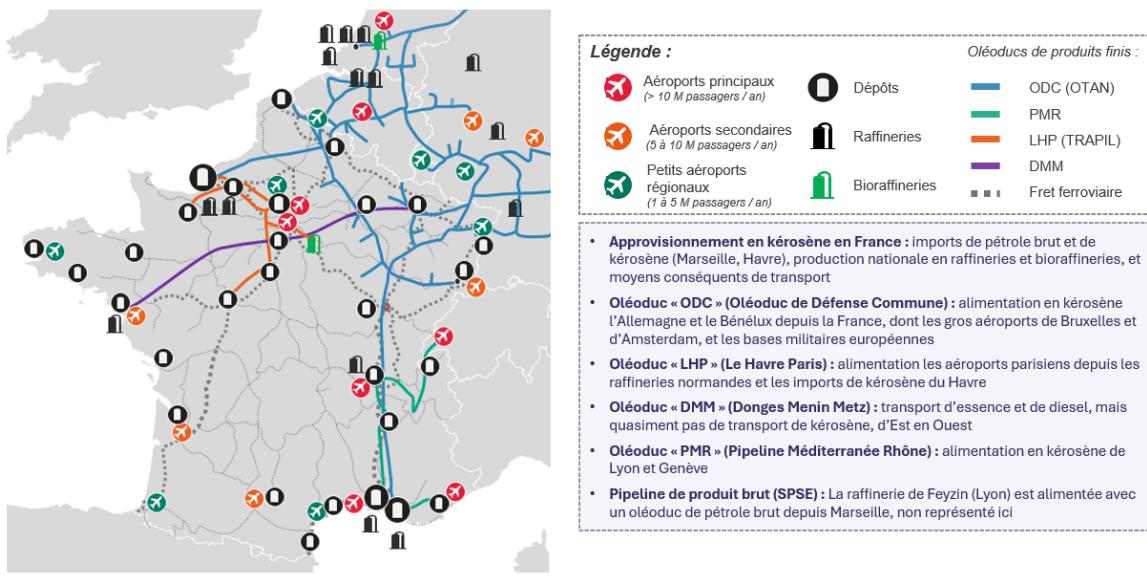
4.2.5 Infrastructures pétrolières permettant de transporter le e-kérosène produit

Concernant les scénarios des opérateurs sur la production en France des carburants de synthèse pour l'aérien, la carte des projets annoncés de production des e-carburants et des **infrastructures pétrolières et ferroviaires de transport de produits pétroliers** a été présentée aux participants et dans la note envoyée en amont de l'atelier.

Les **oléoducs pourraient être utilisés pour transporter les e-SAF des lieux de production vers les lieux de consommation**, à savoir essentiellement les grands aéroports parisiens (Charles de Gaulle, Orly). S'intéresser aux oléoducs permet d'étudier les zones intéressantes pour l'implantation des projets de production d'e-SAF.

¹⁰ "Commission protects EU biodiesel industry from dumped Chinese imports", European Commission, 11/05/2025

La France est alimentée en kérèsène via des oléoducs par ses raffineries, des imports et exports également à l'étranger



Sources : TRAPIL, ODC, DGEC, articles de presse spécialisés, SPSE, CPDP (Comité Professionnel du Pétrole), SNCF

À l'avenir, le transport d'e-SAF de la production à la consommation **pourrait nécessiter d'adapter les sens de fonctionnement habituels des oléoducs (sens des flux de produits pétroliers)** et d'utiliser les connections existantes entre oléoducs.

Par exemple, pour qu'une unité de production d'e-carburant à Marseille puisse transporter par oléoducs son e-SAF vers les aéroports parisiens, il pourrait faire circuler son e-SAF dans le pipeline « ODC » vers l'Est de la France, où il rentre dans le pipeline « DMM » vers le sud de l'Île de France pour remonter ensuite vers les aéroports d'Orly et de Charles de Gaulle par le pipeline « LHP ». Cet itinéraire nécessiterait de rendre bidirectionnels les oléoducs « DMM » et « LHP ».

Or, les oléoducs sont aujourd'hui généralement unidirectionnels, c'est-à-dire qu'ils sont conçus pour faire circuler les produits pétroliers dans un seul sens, et pas dans l'autre. Les sens aujourd'hui disponibles sont du Sud-Est (Marseille) vers le Nord-Est (Alsace), le Nord-Est (Dunkerque) vers l'Est (Bénélux), le Havre vers l'Île de France et de Nantes vers le Grand Est.

L'adaptation des oléoducs en oléoducs bidirectionnels nécessiterait probablement de changer les systèmes de compression (pour faire du « retro-pompage ») et de disposer de cuves de stockage des produits pétroliers aux points d'interconnexion entre pipelines. Cette transformation d'oléoducs unidirectionnels en oléoducs bidirectionnels serait possible puisqu'il a déjà été réalisé plusieurs fois dans le monde.

Ce transport bidirectionnel est facilité par le mode de gestion actuel des oléoducs. Ceux-ci sont opérés par « salves », c'est-à-dire par alternances de périodes où un seul type de produit pétrolier circule dans les canalisations, pour être stocké dans des cuves à l'arrivée. Ainsi, les salves s'enchaînent entre l'essence, le diesel, le kérèsène, etc... Entre certaines salves, des produits sont injectés pour « nettoyer » la canalisation afin d'éviter des mélanges entre produits pétroliers entre les salves.

À titre d'exemples, le pipeline « [Laurel pipeline](#) » opéré par « Buckeye Partners LP » entre Altoona et Pittsburg aux Etats-Unis semble bidirectionnel. De même, le pipeline « [Louisiana Offshore Oil Port \(LOOP\) Pipeline](#) » aux Etats-Unis est bidirectionnel depuis 2018. Enfin, le pipeline

« [Elat-Ashkelon](#) », en Israël entre Ashkelon (au sud de Tel-Aviv) et Eilat au bord du golfe d'Aqaba (mer Rouge), long de 254 km, est également bidirectionnel.

EAPC'S EUROPE-ASIA CRUDE ROUTE



Source: S&P Global Platts, EAPC

Carte présentant les oléoducs de pétrole brut et produits pétroliers en Israël, sur laquelle figure l'oléoduc bidirectionnel « Elat-Ashkelon » [source : [Israeli pipeline company EAPC to transport UAE oil via Red Sea-Med network, Dania Saadi, 20/10/2020, S&P Global](#)]

Concernant cette problématique du transport des e-SAF par oléoducs, un participant a évoqué **le besoin d'étudier quelles seraient les possibilités de transport par oléoducs des carburants de synthèse produits en France vers les aéroports parisiens, et notamment les possibilités de transformation des oléoducs unidirectionnels en bidirectionnels**. Si de tels projets de passage en bidirectionnalité sont envisagés, le participant a mentionné qu'il faudrait prendre en compte les temps d'adaptation de ces infrastructures pétrolières dans les scénarios NaTran et Teréga. Il a ainsi recommandé que les opérateurs échangent avec les opérateurs des oléoducs.

4.3 Marché du e-méthanol

Le marché du e-méthanol a été peu évoqué lors des ateliers par manque de temps.

Un participant a cependant indiqué qu'il serait intéressant de prendre en compte la voie « méthanol-to-jet », qui pourrait faire varier les résultats en termes de consommation d'hydrogène et de CO₂ en France.

À ce titre, un participant a expliqué qu'il existerait **un risque d'arbitrage sur le e-méthanol entre maritime et aérien** : le processus methanol-to-jet (MTJ) permettant de produire un kérósène de synthèse qui aurait « une valeur supérieure au méthanol maritime » selon lui.

Concernant la **demande d'e-méthanol pour le maritime**, ce participant a indiqué que selon ses échanges avec les armateurs, et le peu de bateaux compatibles, la consommation d'e-méthanol n'aurait de pertinence **qu'après 2035, sur des volumes faibles**.

Concernant la **demande d'e-méthanol en chimie**, ce participant a indiqué que le spectre de scénarios sur l'évolution de la consommation d'e-méthanol dans la chimie française lui semblait pertinent, mais que **la tendance actuelle allait vers le scénario C** en l'absence d'obligation assorties de pénalités.

Il a ajouté de plus qu'une forte hausse de la consommation d'e-méthanol dans la chimie n'était **pas réaliste compte tenu des difficultés actuelles** de compétitivité de la chimie européenne.

4.4 Freins à la production française des e-molécules

4.4.1 Vision d'ensemble des freins à la production d'e-molécules en France

Dans la note envoyée en amont de l'atelier aux participants, NaTran et Teréga avaient partagé une liste de freins potentiels au développement des projets de production d'e-molécules. Cette liste était :

- **Manque de foncier** (en termes de surfaces disponibles et/ou d'obligations liées aux mesures du Zero Artificialisation Nette – ZAN)
- **Manque de disponibilité de CO₂ biogénique**
- **Eloignement à un poste de raccordement électrique de RTE**
- **Manque de contrats d'off-take** pour sécuriser les projets
- **Manque de subventions publiques**
- **Concurrence internationale**
- **Difficulté à transporter les e-molécules produites** (fret ferroviaire, oléoducs)
- **Manque de financements**
- Difficulté **d'acceptabilité sociale locale**
- Difficulté à se **raccorder à des axes de transport d'H₂**
- Difficulté à se **raccorder à des axes de transport de CO₂**

De manière générale, les participants ont expliqué **que les difficultés principales rencontrées par les porteurs de projet de production d'e-molécules sont l'approvisionnement en CO₂, les verrous technologiques et le manque de contrats d'off-take signés**.

Concernant le CO₂, un participant a indiqué que les projets sont définis pour avoir un approvisionnement en CO₂ de qualité. Ce serait le facteur le plus important dans le choix d'implantation d'un site de production d'e-molécules.

Concernant les verrous technologiques, un participant a expliqué que **les procédés sont complexes et qu'il y a beaucoup de verrous technologiques** et de difficultés. **La filière française a été jugée à ce titre pour le moment peu mature, notamment parce que la France n'aurait pas construit de raffineries depuis longtemps**, donc ne disposerait plus nécessairement des savoir-faire et des compétences requises. Ces compétences pourraient cependant être trouvées en Europe.

Pendant l'atelier, les participants ont expliqué que **le raccordement au réseau électrique ne représentait pas un frein**, même si des retards dans le raccordement pourraient entraîner des retards dans la mise en œuvre des usines d'e-molécules. La question relative au raccordement électrique serait ainsi quand il sera réalisé, plutôt que s'il le sera.

Concernant **le raccordement aux réseaux H₂**, il ne constitue pas un frein aujourd'hui, car les projets envisagent tous une production d'hydrogène sur site. Ce raccordement n'est envisagé que dans un second temps par les porteurs de projet de production d'e-molécules.

Concernant **le raccordement aux réseaux CO₂**, il ne constitue pas un frein, car les porteurs de projet d'e-molécules envisagent de se raccorder directement aux émetteurs industriels. Cependant, être raccordé au réseau de CO₂ permettrait de diversifier l'approvisionnement en CO₂ des usines d'e-molécules, et ainsi réduire leur dépendance à un nombre restreint d'émetteurs, ce qui diminue leur risque de rupture de continuité d'approvisionnement en CO₂. Certains projets envisagent à ce titre de se raccorder à court terme à des réseaux de transport de CO₂, comme Take Kair à Nantes (GoCO₂) ou NeoCarb à Fos-sur-Mer (Rhône CO₂).

Concernant le **foncier**, les participants ont indiqué qu'il ne s'agit pas vraiment d'un problème en tant que tel, mais que l'enjeu était d'obtenir un foncier avec une « culture industrielle » disponible à proximité. Par exemple, une main d'œuvre qualifiée disponible à proximité.

Concernant le **financement**, les participants ont indiqué que l'enjeu était 'd'avoir un soutien fort de l'Etat, de nature notamment à rassurer les banques. Cela rejoint selon eux le besoin de disposer d'une stratégie nationale incitative et bien définie en matière de production d'e-molécules.

Concernant **l'acceptabilité sociale**, les participants ont indiqué qu'il n'y avait pas de « levées de boucliers » car les projets souhaitent s'installer dans des zones industrielles existantes, notamment des zones avec déjà des raffineries à proximité.

D'un point de vue général, un participant a expliqué que **les projets avaient du mal à se développer puisque les porteurs de projet souhaitent se lancer directement dans la réalisation de grandes installations** de production d'e-molécules, ce qui accentue les difficultés de sécurisation des contrats d'off-take et de recherche de financements. Le participant a mentionné que **commencer par ouvrir des unités de taille moyennes (« mid-size ») plutôt que des grandes pourrait permettre d'aider les premières à unité à se construire.**

Néanmoins, **un autre participant a rétorqué que les unités d'e-molécules de petites tailles auraient une rentabilité très faible**, ce qui expliquerait pourquoi les porteurs de projet s'orienteraient vers des unités de grande taille directement.

4.4.2 Contrats de vente de long terme des carburants de synthèse produits

Dans le cadre des ateliers, NaTran et Teréga ont souhaité savoir si des **contrats de vente de long-terme entre les producteurs des carburants de synthèse et les consommateurs** avaient été signés, ou étaient en voie d'être signés, de manière à apprécier le réalisme des scénarios de hausse de la production des e-fuels en France.

L'idée sous-jacente est que sécuriser la vente des e-molécules produites par des contrats long terme (contrats d'off-take) est un élément important pour obtenir des financements bancaires, et permettre donc la prise de décision finale d'investissement (FID) et la réalisation effective du projet de production d'e-molécules.

Un participant a expliqué que **la signature de ces contrats d'off-take étaient « indispensables, sur une durée de 10 à 15 ans minimum ».**

Ce constat est partagé dans le rapport "[Financing sustainable liquid fuel projects in Europe – Identifying barriers and overcoming them](#)" de l'EBI (European Investment Bank) et la

Commission Européenne, de 2024 (page 15)¹¹, qui mentionne : « *There are no merchant or spot markets for sustainable liquid fuels, meaning fuel producers must secure bankable, long-term offtake agreements to receive financing for their projects* ».

Plus précisément, le rapport de l'ElB mentionne **les conditions pour qu'un projet puisse recevoir un financement bancaire « sans recours »**.

Pour préciser, ce financement « sans recours » est un type de financement adapté aux actifs de type « infrastructures » ayant les caractéristiques suivantes¹² :

- Le besoin d'un investissement initial important
- Un fonctionnement sur plusieurs décennies
- Une génération de revenus régulières au cours de leur durée de vie

Il s'agit d'un **prêt octroyé par des banques envers une société-projet**, une société spécifique dont la seule activité est la construction et l'opération de l'actif-projet, par exemple une usine d'e-SAF. Cette « société-projet » est appelée « **SPV** » pour « *Special Purpose Vehicle* ».

La particularité d'un financement « sans recours » est qu'en cas de difficultés de remboursement du prêt par la société-projet, la ou les banques ne peuvent pas exiger des actionnaires de la SPV de dédommagements ou d'injection de capital supplémentaire pour aider au remboursement du prêt.

Pour les porteurs de projet, l'intérêt est de diminuer leur exposition au risque de faillite de leur entreprise-projet (SPV). Pour la banque, l'intérêt est de s'assurer que seuls les revenus de la société-projet permettront de rembourser les mensualités du prêt, ce qui rend le remboursement du prêt indépendant de l'évolution de la santé financière des porteurs de projet. Cela réduit ainsi l'exposition de la banque à l'évolution incertaine de la performance financière des actionnaires de la SPV.

Dans un schéma de financement usuel, le **financement de la SPV** repose sur :

- **Du capital qui est injecté par les fondateurs de la SPV** (par exemple des utilities comme EDF, Engie ou TotalEnergie ou des acteurs spécialisés comme Elyse Energy, Verso Energy, H2V, HY2GEN, Hynamics, MGH Energy, etc...)
- **De la dette bancaire, dite « sans recours »**

Ce mode de fonctionnement permet de réduire considérablement le besoin en capital apporté par les actionnaires. Pour des technologies dites « matures », comme le solaire ou l'éolien, le ratio de dette sur fonds propres dans un SPV est de l'ordre de 70% de dette et de 30% de fonds propres (70-30), voire 80-20. Dit autrement, pour un projet nécessitant 100 millions d'euros d'investissement, les actionnaires apportent 20 millions d'euros de fonds propres et la SPV emprunte 80 millions d'euros auprès de banques.

¹¹ « [REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL - The ReFuelEU Aviation SAF flexibility mechanism](#) », Commission Européenne, 27/02/2025 (Document 52025DC0059, COM/2025/59 final)

¹² « [Le poids du capital dans le prix des énergies renouvelables](#) », Julien Marchal, The Other Economy, avril 2025

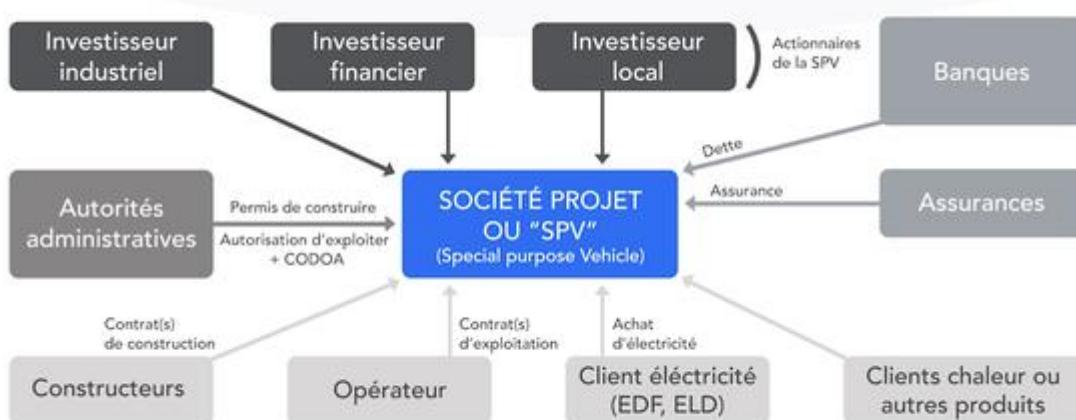


Schéma des acteurs impliqués dans un projet d'énergie renouvelable, source « [Producteurs d'énergies renouvelables : quels défis de gestion de trésorerie ?](#) », Agicap, 2024

Le rapport de l'EIB mentionne **les conditions** pour qu'un projet puisse recevoir un financement bancaire « sans recours » (p. 23). Ces **conditions** sont dans le cas d'une usine d'e-SAF :

- **Avoir un « business case » robuste, fondé sur des hypothèses réalistes de prix de marché des e-SAF et des coûts de production d'e-SAF**, démontrant que la dette puisse être remboursée dans le cas de référence, mais aussi dans une variété de scénarios « pessimistes »
- **Avoir des contrats d'off-take de long-terme** pour une part significative de la capacité de production
- **Avoir des contrats long-termes d'approvisionnement pour les matières premières** essentielles au projet (électricité, CO₂)
- **Avoir une stratégie adéquate de gestion d'allocation des risques** de construction, de mise en service et d'opération de l'actif entre la SPV et ses parties prenantes.

La nécessité d'avoir des contrats d'off-take y est ainsi bien explicitée.

Cette nécessité est d'autant plus importante que les porteurs de projet d'usines d'e-SAF sont généralement des entreprises nouvelles, des « start-up industrielles », avec peu de fonds propres comparés aux grands *utilities* comme EDF, Engie ou Total Energies. Elles nécessiteraient ainsi des financements bancaires importants.

À ce titre, un participant a évoqué que les « off-takers » ne sont pas prêts à signer aujourd'hui et qu'aucun projet d'e-molécules n'avait de contrat off-take signé à date en Europe. Seuls des accords de partenariat non contraignants avaient été signés.

À ce titre, la Commission Européenne parle¹³ d'une **défaillance de marché** et d'une **impasse d'investissements**. Plusieurs **raisons** ont été évoquées par les participants.

Tout d'abord, un participant a expliqué que les projets d'e-molécules français ne trouvaient pas de compagnies aériennes prêtes à signer car les **pénalités de ReFuelEU Aviation ne seraient pas encore clairement définies**.

¹³ « [REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL - The ReFuelEU Aviation SAF flexibility mechanism](#) », Commission Européenne, 27/02/2025 (Document 52025DC0059, COM/2025/59 final)

Il a également précisé que les pénalités sont exprimées comme le double de la différence de prix entre les carburants durables (RFNBO ou biocarburants selon les seuils à respecter) et le kérostone fossile, mais **qu'il n'existaient pas encore d'estimations fiables sur les prix de vente des e-SAF, ce qui pousserait les consommateurs à patienter, à être « en stand-by ».**

Ensuite, une autre raison évoquée est que les acheteurs potentiels (compagnies aériennes) verraient de **grandes incertitudes sur l'évolution à venir des coûts de production des e-molécules, et de leurs prix de marché. De plus, les compagnies aériennes anticiperaient une baisse des coûts de production d'e-SAF à court terme (dans 3-5 ans)** via les effets d'apprentissage des premières usines (« first-of-a-kind ») et des économies d'échelle (côté équipementiers par ex.).

Face à cette incertitude et à l'anticipation de la baisse des coûts de production, **les compagnies aériennes préféreraient attendre quelques années que les coûts baissent pour signer des contrats**, plutôt que de signer maintenant et de risquer d'être « piégées » dans des contrats non compétitifs pour 10 ou 15 ans, et d'être ainsi moins compétitives que les compagnies voisines.

Une autre raison évoquée est que les équipes d'achat des carburants durables seraient habitués à s'approvisionner en contrats courts-termes, voire sur le marché « spot », sur des marchés de commodités très standardisés et liquides, et ne seraient à l'inverse pas habituées à s'approvisionner via des contrats long termes.

Enfin, deux autres raisons seraient le **risque technologique perçu des compagnies concernant les producteurs d'e-SAF, ainsi que le manque d'expertise** des compagnies en matière de technologies e-SAF. Puisqu'aucun projet industriel de grande échelle n'existe en matière d'e-SAF, et que les technologies sont jugées encore immatures et non éprouvées, les compagnies aériennes auraient du mal à identifier les producteurs d'e-SAF qui auraient le plus de chance de produire l'e-SAF avec la performance opérationnelle souhaitée et annoncée, c'est à dire avec la production commençant dans les délais et produisant autant qu'annoncé.

Pour approfondir la question des contrats d'off-take, un participant a recommandé à NaTran et Teréga d'étudier les analyses et propositions de l'initiative « SkyPower »¹⁴ en matière de financement des projets de production d'e-molécules.

Cette lecture, ainsi que celle du rapport de l'EBI "[Financing sustainable liquid fuel projects in Europe – Identifying barriers and overcoming them](#)" et de l'étude de la Commission Européenne sur les mécanismes de flexibilité de ReFuelEU Aviation, permettraient aux opérateurs **d'approfondir** le sujet et de :

- **Identifier plus précisément les points empêchant les compagnies aériennes ou les fournisseurs de carburant de signer des contrats d'off-take** avec les producteurs d'e-molécules
- **Lister et expliciter un ensemble de propositions pour aider les porteurs de projet de production d'e-molécules à signer ces contrats d'off-take et à trouver des financements** pour prendre leur décision finale d'investissement (FID).

Une solution évoquée par un participant pour pallier la difficulté des producteurs d'e-molécules à signer des contrats d'off-take, serait de mettre en place un mécanisme de double enchère de type « H2Global ». Ce mécanisme est explicité par l'étude de « SkyPower »¹⁵.

¹⁴ « [Five key policy interventions to unlock the scale-up of e-SAF in the EU – Preliminary Annex](#) » de SkyPower, mars 2025

¹⁵ « [Five key policy interventions to unlock the scale-up of e-SAF in the EU – Preliminary Annex](#) » de SkyPower, mars 2025

Celle-ci propose notamment un **mécanisme de doubles enchères signant des contrats d'off-take de long-termes avec les producteurs (10 à 15 ans), et des contrats de court-termes avec les acheteurs (3 à 5 ans)**. Cela permettrait aux producteurs de sécuriser les revenus, d'obtenir leur financement bancaire, et de prendre leur décision finale d'investissement (FID). Côté acheteurs, cela permettrait d'acheter ces e-SAF, sans (trop) s'exposer au risque de baisse des coûts de production des e-SAF à court terme.

Côté producteurs, les enchères permettraient de sélectionner les producteurs avec les coûts de production les moins onéreux et de connaître les volumes qui pourraient être produits. Côté acheteurs, elles permettraient de révéler les prix d'e-SAF que les compagnies aériennes seraient prêtes à payer et de les sélectionner sur les prix qu'elles proposent (des plus élevés au plus bas).

L'intermédiaire producteurs/consommateurs financerait l'écart entre le prix « prêt à payer » des compagnies et les coûts de production des producteurs. Ce mécanisme serait similaire à celui déjà mis en place par le gouvernement allemand (« H2Global ») concernant l'hydrogène et ses produits dérivés.

4.4.3 Besoin de subventions publiques

Sur le marché aérien, un participant a expliqué que la réalisation des scénarios prospectifs de production d'e-kérosène **serait fortement conditionné au soutien public**. Il a mentionné que le projet Occi' Jet de la région Occitanie n'avait pas été retenu dans l'appel à projet CarbAero, ce qui rendrait son développement plus difficile.

Un participant a ajouté que pour les premiers projets, **ces subventions permettraient de rassurer les investisseurs pour continuer à financer les études techniques (FEED)**, mais que ces subventions étaient malgré tout insuffisantes pour prendre des décisions finales d'investissement.

Ce participant a ajouté que les cibles d'incorporation réglementaires de ReFuelEU Aviation ne semblaient pas « tangibles » sans subventions.

4.5 Implantation géographique des projets de production d'e-molécules en France

Lors de l'atelier, NaTran et Teréga ont souhaité discuter avec les participants des facteurs de choix d'implantation géographique des projets de production d'e-molécules.

Plusieurs facteurs possibles de choix d'implantation géographique avaient été proposés à la discussion par les opérateurs dans la note envoyée en amont de l'atelier. Ces facteurs étaient :

- **La proximité aux sources de CO₂**, notamment biogéniques, en quantités suffisantes
- **L'accès au foncier**
- **L'accès à des infrastructures de transport des e-molécules produites** : infrastructures de fret ferroviaire et des infrastructures pétrolières (dépôts pétroliers, oléoducs)
- **L'accès à une électricité bas-carbone en quantité suffisante** (contraintes de raccordement électrique, risques de congestion de lignes électriques, etc...)
- **La proximité aux futurs réseaux de transport d'H₂ et de CO₂**
- **La proximité avec les consommateurs d'e-molécules produites** (aéroports pour les SAF, ports et usines chimiques ou d'e-méthanol-to-jet pour l'e-méthanol)

NaTran et Teréga évoquaient à ce titre un verbatim d'Antoine Huard, directeur général de Verso Energy, qui indiquait dans [un article du 09 janvier 2025 de l'Usine Nouvelle](#) que « Nous avons mené une étude au niveau national pour détecter les plus émetteurs de CO₂

biogénique [...]. [...] Pour le SAF, nous avons éliminé ceux émettant moins de 300 000 tonnes de CO₂ par an et ceux trop éloignés d'un poste de raccordement de RTE ».

Un participant a expliqué que les facteurs clés de succès des projets de production d'e-SAF étaient :

- Un accès à des ressources de CO₂ fiables et diversifiées
- Une proximité avec la logistique de consommation de kérosène pour le stockage du e-SAF et son export
- L'acceptabilité sociale de ces projets de raffineries

Un autre participant a expliqué que les porteurs de projet de production d'e-molécules semblaient **privilégier un accès au foncier et une proximité aux zones industrialo-portuaires** (exemple de Fos) plutôt qu'une proximité aux sources de CO₂ biogénique diffuses.

Il mentionnait également **le besoin de collecter les émissions de CO₂ biogéniques diffuses sur le territoire pour les acheminer vers les zones de valorisation du CO₂ biogéniques** (production d'e-fuels essentiellement).

Cet **intérêt pour les zones industrialo-portuaires** a aussi été évoqué par un autre participant. Il a expliqué que la production du e-kérosène pouvait être réalisée en 3 parties : la production de l'hydrogène d'abord, la production du e-méthanol ensuite, et la conversion du e-méthanol en e-kérosène enfin.

Il a ajouté que **la proximité à un port permettrait d'importer à l'avenir par voie maritime du e-méthanol pour le transformer ensuite en e-kérosène**. Ce potentiel d'import maritime d'e-méthanol renforcerait l'intérêt pour les porteurs de projet d'e-molécules de s'installer dans les zones industrialo-portuaires.

Un participant a ajouté que **les zones industrialo-portuaires seraient aujourd'hui les seules zones capables de réceptionner du kérosène fossile et de le mélanger à du e-SAF pur**.

Le participant a également expliqué que les **infrastructures logistiques seraient très importantes** pour transporter le e-kérosène produit. Selon lui, les aéroports auraient besoin de grands volumes, avec une chaîne logistique presque « à flux tendu ».

Par ailleurs, deux participants ont mentionné que **la consommation de kérosène est saisonnière, alors que la production est en continue, ce qui nécessiterait des besoins importants de stockage du e-kérosène** produit.

En outre, un participant a indiqué que la **proximité à des infrastructures existantes de produits pétroliers était importante**, notamment proche des raffineries. Il a ajouté de plus que la proximité à ces raffineries permettrait de bénéficier des **savoir-faire techniques locaux en matière d'installation de type « raffineries »**.

Concernant la logistique du e-kérosène, un participant a expliqué qu'il serait envisageable de **transporter du e-kérosène produit à Saint-Nazaire vers le Havre par bateau**, avant son injection au Havre dans les oléoducs alimentant les aéroports parisiens.

Concernant la **proximité à un réseau de transport de CO₂**, un participant a indiqué que l'alimentation d'un projet d'e-molécules devrait se faire à partir de plusieurs sources de CO₂ pour dérisquer le projet. **La proximité d'un réseau de CO₂ serait donc un critère clé** pour la réussite du projet et pour assurer son financement.

Cependant, pour la **proximité à un réseau d'H₂**, **plusieurs participants ont expliqué que les porteurs de projet d'e-molécules ne cherchaient pas à s'installer à proximité** car ils visent une

production sur site d'hydrogène pour éviter des risques liés aux incertitudes sur le développement des infrastructures de transport d'H₂ et sur son alimentation en quantité suffisante. Cependant, ils ont expliqué que sa présence à proximité pourrait constituer une opportunité future de s'y raccorder pour bénéficier de volumes supplémentaires, diversifier ses sources, et bénéficier d'un H₂ potentiellement moins cher.

En synthèse, les facteurs de localisation des projets de production d'e-molécules les plus importantes seraient :

- Un **accès à des ressources en CO₂ fiables et diversifiées, dont la proximité à un réseau de transport de CO₂**
- Une **proximité avec la logistique de transport** des e-molécules produites (oléoducs et stockage de kérósène pour les e-SAF)
- Les **zones industrialo-portuaires** pour bénéficier de **voies maritimes d'import d'e-méthanol** (pour le transformer en e-kérósène) et bénéficier de **main d'œuvre qualifiée** de type « raffinerie »
- **L'acceptabilité sociale attendue** des projets d'e-molécules

4.6 Approvisionnement en H₂ et réseau de transport d'H₂

NaTran et Teréga ont souhaité interroger les participants sur leur vision de l'intérêt pour les porteurs de projet d'e-molécules de se raccorder au réseau de transport d'hydrogène.

Dans la note envoyée en amont de l'atelier, les avantages cités par les opérateurs pour le raccordement des usines de production d'e-molécules au réseau de transport d'hydrogène étaient :

- **Bénéficier d'un accès sécurisé à de l'hydrogène**, permettant d'éviter des risques de rupture de continuité d'approvisionnement en hydrogène des unités de production d'e-molécules
- Bénéficier d'un accès à un **hydrogène potentiellement plus compétitif** que l'hydrogène produit sur site
- Bénéficier d'un accès à du **stockage de l'hydrogène**, pour potentiellement opérer les électrolyseurs sur le site des usines d'e-molécules en mode flexible et ainsi produire un **hydrogène potentiellement plus compétitif**
- Bénéficier de **davantage d'hydrogène** si l'unité de production d'e-molécules souhaite être agrandie

A propos, **les participants impliqués dans des projets de production d'e-fuels ont tous indiqué qu'ils souhaiteraient se raccorder à l'avenir au réseau de transport de l'hydrogène**, lorsque celui-ci serait disponible et accessible à proximité. Certains ont mentionné l'intérêt de se raccorder pour s'approvisionner en hydrogène au meilleur prix.

Les participants ont néanmoins évoqué que le raccordement au réseau de transport d'H₂ serait envisagé dans un second temps, à l'horizon 2035-2040. Ils ont expliqué que les décisions d'investissement étaient aujourd'hui prises sans l'hypothèse de raccordement au réseau de transport d'H₂, mais que ce raccordement pourrait être envisagé dans un second temps, en citant pour certains 10 ans après la mise en service de l'usine d'e-molécules.

Le raccordement au réseau d'hydrogène des projets de production d'e-molécules n'est pas envisagé à court terme car les porteurs de projet perçoivent trop d'incertitudes sur la réalisation des infrastructures de transport d'hydrogène (localisation, débit, délais) et sur leur alimentation (volumes disponibles). **Pour diminuer les risques de leurs projets, y compris pour avoir des financements bancaires, ils préféreraient donc internaliser la production de l'hydrogène.**

Cependant, ils envisageraient le raccordement au réseau de transport d'H₂ dans un second temps, comme une opportunité.

Selon un participant, « [...] Il y a déjà beaucoup de risques sur un même projet, **on ne peut pas externaliser l'achat d'H₂ à partir d'une chaîne d'approvisionnement aujourd'hui inexiste**nte ».

Le raccordement au réseau d'H₂ se ferait dans un second temps, notamment parce que les porteurs de projet investiraient beaucoup de CAPEX dans l'installation d'électrolyseurs et un raccordement électrique couteux, qu'ils devraient donc rentabiliser sur la durée de vie des électrolyseurs (10 – 15 ans).

Ce raccordement pourrait faire sens après la durée de vie des premiers électrolyseurs pour s'approvisionnement en H₂ externe, ou plus tôt si les projets souhaitent accéder à de l'H₂ externe comme moyen de sécuriser l'approvisionnement en H₂ de leurs usines et maximiser les taux de fonctionnement, ou bien agrandir leur usine.

Concernant la **flexibilité de la production des électrolyseurs** installés dans les usines d'e-molécules, les participants ont évoqué que **les électrolyseurs envisagés dans les projets actuels seraient opérés en bande, en continu, et non en flexible, du moins dans un premier temps**.

Les raisons évoquées sont :

- Le **besoin de minimiser le CAPEX** de l'usine d'e-molécules
- Le **besoin de réduire la complexité et les risques opérationnels au maximum car le challenge serait déjà de produire en nominal**, avec des technologies non encore matures et non éprouvées à grande échelle

La première raison évoquée est que les porteurs de projet d'e-molécules cherchaient à minimiser les besoins en CAPEX de leur projet pour accéder à des financements plus facilement. Or, une opération en mode flexible des électrolyseurs nécessiterait de les « surdimensionner » pour pouvoir produire la même quantité d'hydrogène pendant l'année, sur un nombre d'heures restreint (puisque'ils sont en fonctionnement flexible et non en bande). Ce « surdimensionnement » conduirait à augmenter la puissance installée des électrolyseurs et donc les besoins d'investissement en CAPEX associés. **Les participants confirment cependant l'intérêt, de manière générale, de la flexibilité des électrolyseurs, à la fois pour optimiser le système énergétique et réduire les coûts d'approvisionnement en électricité**

Par ailleurs, au-delà de l'optimisation des CAPEX, les participants ont expliqué que les porteurs de projet cherchaient à **optimiser les coûts d'approvisionnement de tous les intrants et à augmenter au maximum les taux de disponibilité de la production du e-kérosène** (réacteurs Fischer-Tropsch notamment).

Les participants ont expliqué que la hiérarchisation des optimisations de coûts à mener par les porteurs de projet de production des e-molécules est aujourd'hui :

- 1) **Minimiser les CAPEX** (pour un volume de production donné)
- 2) **Minimiser les coûts d'approvisionnement en intrants**
- 3) **Augmenter au maximum le taux de disponibilité du réacteur Fischer-Tropsch** pour la production du e-kérosène

Une deuxième raison évoquée par un autre participant est qu'**opérer une production flexible d'H₂ pour le e-kérosène était techniquement possible mais apporterait trop de complexité opérationnelle**. En effet, il a été jugé trop complexe d'assurer une flexibilité sur les deux intrants, H₂ et CO₂, pour permettre la production flexible des e-molécules.

En complément, le participant a expliqué qu'il existerait également des contraintes de « ramp up » et « ramp down », c'est-à-dire de vitesse d'augmentation ou de baisse du débit de production des unités de production des e-molécules.

Pour conclure, le participant a expliqué qu'en considérant les enjeux économiques, opérationnels et de qualité du produit, il fallait se rapprocher au maximum d'une production en continu des e-molécules.

En complément, un autre participant a expliqué que **le stockage d'hydrogène sur site ajouterait trop de complexité**. Les porteurs de projets n'envisageraient que du stockage d'H₂ pour le « minimum technique », c'est-à-dire 5 à 10 tonnes d'hydrogène maximum.

Un participant évoque ainsi que « **la flexibilité du process n'est pas une option explorée à date. Le challenge est déjà de faire fonctionner à régime nominal ces installations avec des technologies non matures**. Les CAPEX hors normes de ces projets ne laissent pas de place au surdimensionnement ! ».

Par ailleurs, pour pallier les arrêts pour maintenance des électrolyseurs, occasionnant un taux de disponibilité des électrolyseurs d'environ 85% dans l'année (cf atelier sur la flexibilité des électrolyseurs), un participant a expliqué que les projets de production d'e-molécules surdimensionneraient un peu leur capacité installée d'électrolyseur, de l'ordre de 10% à 15%. Des arrêts complets des électrolyseurs seraient envisagés pour maintenance par ailleurs tous les 2 ou 3 ans.

4.7 Approvisionnement en CO₂ et réseau de transport de CO₂

4.7.1 Introduction

NaTran et Teréga ont souhaité interroger les participants sur leur vision de l'intérêt des porteurs de projet d'e-molécules à se raccorder au réseau de transport du CO₂.

La discussion a porté sur **4 points** :

- L'intérêt des producteurs d'e-molécules à se raccorder au réseau de transport de CO₂
- L'enjeu de qualité du CO₂ en entrée des processus de production d'e-molécules
- L'enjeu de la valorisation du CO₂ fossile des cimenteries selon la réglementation européenne
- L'intérêt de la collecte et de la valorisation du CO₂ biogénique des méthaniseurs

4.7.2 Intérêt des producteurs d'e-molécules à se raccorder au réseau de transport de CO₂

Dans la note envoyée en amont de l'atelier, les avantages cités par NaTran et Teréga pour le raccordement au réseau de transport de CO₂ des usines de production d'e-molécules étaient :

- A. Bénéficier d'un accès certain à du CO₂ en continu, permettant d'éviter des risques de rupture de continuité d'approvisionnement en CO₂ des unités de production d'e-molécules
- B. Bénéficier de **davantage de CO₂** si l'unité de production d'e-molécules souhaite être agrandie
- C. Bénéficier d'un accès à du **stockage de CO₂ en conduite**

À propos, **les participants impliqués dans des projets de production d'e-fuels ont tous indiqué qu'ils souhaiteraient se raccorder à l'avenir au réseau de transport de CO₂**, lorsque celui-ci serait disponible et accessible à proximité.

Ils ont expliqué que cela leur permettrait de **diversifier leurs sources de CO₂ biogéniques pour réduire le risque de rupture d'approvisionnement en CO₂** de leurs usines de production d'e-molécules, et produire le plus possible en continu.

Concernant cette **problématique de rupture de la continuité d'approvisionnement en CO₂**, un participant a expliqué que ce risque était **un des risques majeurs** pour la production d'e-molécules.

En effet, **les projets annoncés envisageraient de s'approvisionner en CO₂ auprès d'un nombre restreint d'émetteurs, voire avec un seul émetteur. Cette situation créerait une dépendance à l'évolution économique de ces émetteurs.** Si l'activité économique de l'émetteur évolue à moyen-terme, celui-ci pourrait adapter ses processus, produire moins, voire arrêter sa production, ce qui diminuerait ou arrêterait l'alimentation en CO₂ des usines d'e-molécules. Par ailleurs, les émetteurs pourraient également devoir réaliser des maintenances ou subir des pannes, ce qui réduirait également l'approvisionnement en CO₂ des consommateurs. Pour pallier ce risque, les porteurs de projet e-molécules ont annoncé chercher à diversifier leur accès à du CO₂ biogénique.

Par ailleurs, des participants ont expliqué que le **stockage de CO₂ sur site était possible sans trop de difficultés.**

En revanche, un participant a expliqué que **les porteurs de projet d'e-molécules souhaiteraient contractualiser avec des stockages de CO₂ sur les terminaux méthaniers** (Dunkerque LNG, Fos) pour bénéficier d'un stockage de CO₂ avec un raccordement en réseau de CO₂ à ces terminaux.

Concernant la logistique de transport du CO₂, un participant a expliqué qu'envisager du transport de CO₂ par camion ou par trains dans des volumes importants était complexe, mais « pas impossible » dans un premier temps. Cependant, il a expliqué que **des canalisations de CO₂ seraient nécessaires pour transporter de grandes quantités de CO₂.**

4.7.3 Enjeu de qualité du CO₂

Par ailleurs, des participants ont évoqué qu'il existait un **enjeu important sur la qualité du CO₂ reçu par les consommateurs de CO₂**. Il existerait à ce titre des incertitudes sur les **degrés de pureté du CO₂** en sortie des technologies de capture du CO₂ et sur la qualité du CO₂ injecté et sortant des futurs réseaux de transport de CO₂.

En effet, plusieurs participants ont expliqué que **les procédés catalytiques de production des e-molécules sont très dépendants à la pureté du CO₂ et aux impuretés.** Ces procédés auraient ainsi besoin d'un CO₂ très pur.

Ils ont ajouté que les consommateurs de CO₂ ont **besoin aujourd'hui de plus de visibilité sur la qualité du CO₂ qui pourrait être soutiré du réseau de transport de CO₂**, notamment parce que la « brique » purification du CO₂ côté consommateur pourrait être onéreuse en CAPEX et en OPEX. Les industriels auraient ainsi des attentes « pressantes » en termes de spécifications du CO₂ circulant dans les réseaux de CO₂.

4.7.4 Enjeu de la valorisation du CO₂ fossile des cimenteries selon la réglementation européenne

Pendant l'atelier, NaTran et Teréga ont souhaité interroger les participants sur leur vision de la contrainte de la réglementation européenne sur le potentiel de valorisation du CO₂ des cimenteries.

Selon la réglementation européenne sur les carburants RFNBO ([acte délégué sur les RFNBO de RED III](#)), le CO₂ utilisé pour la production des e-molécules « renouvelables » devrait être à partir de 2041 d'origine biogénique, ou issu de l'atmosphère (« Direct Air Capture », DAC).

Or, plusieurs projets de production d'e-molécules annoncés en France aujourd'hui souhaiteraient s'alimenter en CO₂ issu de cimenteries. C'est le cas par exemple des projets :

- **Hynovi d'Hynamics (Auvergne-Rhône-Alpes)** : Valorisation du CO₂ du cimentier Vicat de Montalieu-Vercieu
- **eM-Rhône d'Elyse Energy (Auvergne-Rhône-Alpes)** : Réflexion pour valoriser le CO₂ du cimentier Lafarge à Blanc Tail
- **Green Coast d'Elyse Energy (Saint-Nazaire)** : Valorisation du CO₂ de la cimenterie Calcia (Heidelberg)
- **Take Kair d'Hynamics (Nantes)** : Valorisation du CO₂ de la cimenterie de Saint-Pierre-La-Cour

Pour ces projets de production d'e-molécules alimentés par des cimenteries, l'obligation de CO₂ biogénique (ou DAC) à partir de 2041 pourrait les contraindre à changer leurs sources d'approvisionnement de CO₂. **Cette perspective pourrait être jugée trop contraignante et bloquer ainsi le développement de ces projets.**

En effet, un projet mis en service en 2030 ne pourrait produire des e-molécules qualifiées « RFNBO » que jusqu'en 2041, soit une durée de fonctionnement de 11 ans. Or, les projets ne sont rentables que pour des durées de fonctionnement de 15 à 20 ans minimum. La contrainte de l'interdiction du CO₂ non-biogénique à partir de 2041 empêcherait donc les projets d'e-molécules de se créer avec un approvisionnement en CO₂ de cimenteries.

À ce titre, l'association européenne des cimentiers, la CEMBUREAU (European Cement Association) [expliquait en février 2023](#), par la voix de son directeur Koen Coppenholle, que « *By proposing an arbitrary deadline on the use of industrial CO₂, the European Commission severely restricts the deployment of carbon capture and utilisation (CCU) in the cement sector* ».

[En 2024, le CEMBUREAU indiquait](#) en complément que cette interdiction du CO₂ non-biogénique à partir de 2041 avait mis en pause de fait tous les projets de CCU lié aux cimentiers : « *This has de facto halted CCU projects in the European cement industry* ».

De même [France Hydrogène en 2023](#) alertait sur le risque que l'interdiction du CO₂ fossile après 2041 bloque les projets de CCU : “*We warn that this provision will block many planned projects and will be counterproductive in climate terms, harming severely the decarbonization strategies of whole branches of industry without offering alternative solutions*”.

En réponse, France Hydrogène proposait deux ajustements de l'acte délégué de RED III définissant le caractère « RFNBO », afin de permettre tout de même une valorisation du CO₂ des cimentiers. Ces 2 propositions étaient :

- **Exempter de l'interdiction du CO₂ fossile après 2041** les projets de RFNBO mis en service avant 2037 et utilisant des émissions de CO₂ incompressibles, et ceux mis en service avant 2032 pour les projets utilisant des émissions de CO₂ non-incompressibles.
- Remplacer l'interdiction stricte du CO₂ fossile après 2041 par une autorisation d'utiliser le CO₂ non-biogénique sous l'**obligation pour le consommateur de CO₂ d'acheter des crédits carbone équivalents à 50% des émissions de CO₂ industrielles utilisées dans**

son procédé. Ces crédits seraient achetés dans le « Market of Carbon Removal » en construction dans l'Union Européenne.

Par ailleurs, les cimentiers pourraient émettre à l'avenir des émissions de CO₂ biogéniques et non-biogéniques. À la différence des émissions fossiles, les émissions biogéniques pourraient être valorisées pour produire des carburants RFNBO. Les émissions biogéniques correspondraient par exemple aux émissions issues de la combustion de biomasse ou de biométhane utilisée pour la production de chaleur de l'usine. Les émissions non-biogéniques seraient celles associées au procédé même de production du ciment, et donc incompressibles.

Après 2041, la part de CO₂ biogénique des émissions des cimenteries pourrait être valorisée par les producteurs d'e-molécules, notamment si elles sont raccordées à un réseau de transport de CO₂. Un participant a expliqué à ce titre que « l'objectif est d'exploiter la fraction biogénique de ces sources à partir de 2041 (jusqu'à 30% ou 40% sur une cimenterie par exemple). **Le réseau CO₂ initié grâce au CCS offre pour cela une opportunité : il permet d'assurer la viabilité du business model de la chaîne de capture sur le long terme, tout en offrant une solution aux projets e-fuels pour la période 2030-2040 ».**

Pour comptabiliser la part de CO₂ biogénique d'un flux de CO₂ capté, [France Hydrogène indique](#) qu'un mécanisme de certification en « mass balance » serait nécessaire.

À ce propos, un participant a évoqué qu'un **mécanisme de certification** concernant la séquestration du carbone avait été voté en décembre 2024 au parlement européen. Il a ajouté qu'un travail serait en cours concernant la méthodologie de comptabilisation du CO₂ biogénique dans un flux de CO₂.

Le mécanisme de certification évoqué est probablement le « [Carbon Removals and Carbon Farming \(CRCF\) Regulation](#) » ([Regulation \(EU\) 2024/3012](#)), publié au Journal Officiel de l'Union Européenne le 6 décembre 2024. Il établit un cadre de certification de l'Union Européenne relatif aux absorptions permanentes de carbone, à l'agrostockage de carbone (stockage dans les sols agricoles et prairies) et au stockage de carbone dans des produits.

Par ailleurs, ce participant a évoqué que la valorisation du CO₂ fossile serait toujours nécessaire pour couvrir la demande alimentaire en CO₂, en complément du CO₂ biogénique, ce qui pourrait toujours représenter un débouché au CO₂ fossile capté.

4.7.5 Intérêt de la collecte et de la valorisation du CO₂ émis par les méthaniseurs

Lors des ateliers, NaTran et Teréga ont souhaité connaître l'avis des participants sur le potentiel et la pertinence de la **capture et de l'utilisation du CO₂ biogénique issu des méthaniseurs**.

Plusieurs points ont été discuté :

- **Intérêt de la collecte du CO₂ des méthaniseurs et études économiques** à mener
- **Moyens optimums de transport du CO₂**
- Point bloquant de l'interdiction (à date) des **canalisations en polyéthylène** (PE) de CO₂ en domaine public
- **Production d'e-méthane**
- **Exemple de méthaniseur** captant et valorisation déjà son CO₂ biogénique
- **Débouchés (actuels et futurs) du CO₂ biogénique** des méthaniseurs

À ce titre, un participant a recommandé d'étudier en détails un guide professionnel¹⁶ porté par l'ATEE et soutenu par les acteurs agricoles et GRDF pour aider les gérants de méthaniseurs à collecter leur CO₂ biogénique. Ce document a été analysé après l'atelier, et alimente le compte-rendu des échanges et des retours écrits reçus.

Intérêt de la collecte du CO₂ des méthaniseurs et études économiques à mener :

Un participant a évoqué que des discussions étaient en cours entre porteurs de projet de méthanisation pour étudier la possibilité de capter et de valoriser le CO₂ biogénique qui en est issu.

Le participant a mentionné **l'intérêt de mutualiser la collecte de plusieurs méthaniseurs pour obtenir des volumes qui seraient suffisamment importants pour être valorisés dans des usines de production d'e-molécules**.

À ce propos, le participant se demandait quelle était la **distance maximale** entre le réseau de transport du CO₂ et les méthaniseurs pour que la collecte du CO₂ soit viable (au sens économique). Le participant se demandait également quel était le **volume minimal** de CO₂ que le méthaniseur devrait émettre pour que sa collecte soit économiquement viable.

À ce sujet, un autre participant a expliqué que le **modèle de collecte** optimal était à étudier localement, en fonction des spécificités de chaque zone.

Un participant a notamment évoqué que la collecte de CO₂ biogénique de sites diffus pour l'injecter dans un réseau de transport de CO₂ devenait intéressante à partir de l'agrégation d'une vingtaine de sites émettant environ 2 kt CO₂ / an chacun (soit environ 20 kt CO₂ / an au total).

Un participant a expliqué que les producteurs d'e-molécules pourraient acheter et recevoir ce CO₂ via des intermédiaires qui capturent, collectent et agrègent les sources de CO₂ comme « Prodeval, Verdemobil, OTC Flow, etc... ».

Ordre de grandeur des émissions de CO₂ biogéniques d'un méthaniseur :

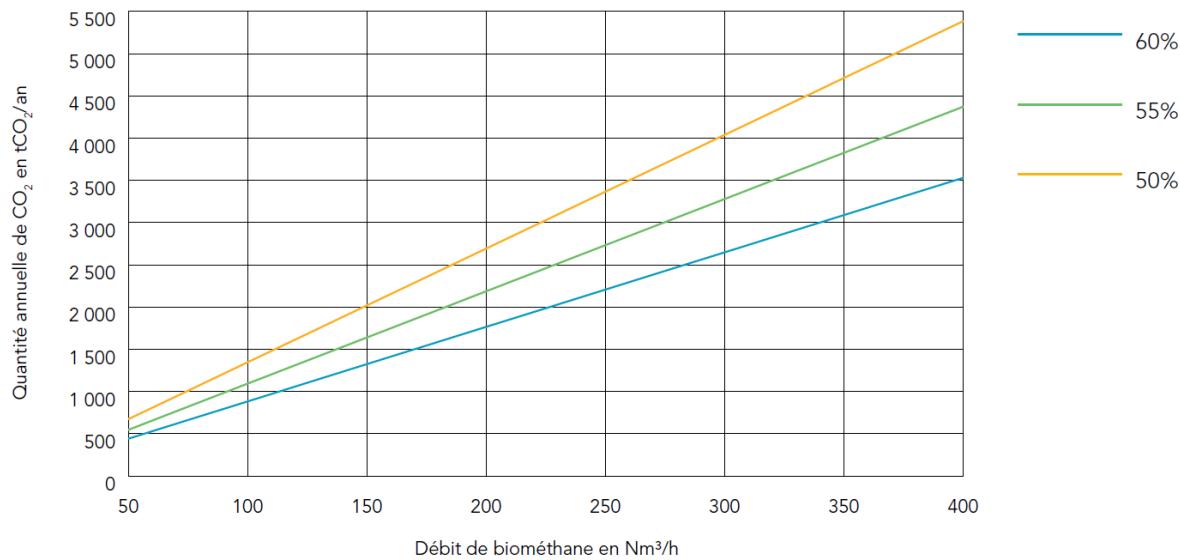
Selon un rapport du CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et de l'ATEE¹⁷, **l'ordre de grandeur des émissions de CO₂ biogénique d'un méthaniseur serait de 1 à 3 kt CO₂ / an**, selon la capacité du méthaniseur (débit d'injection) et le taux de méthane présent dans le biogaz produit.

Pour illustrer cet ordre de grandeur, la figure suivante présente les quantités annuelles de CO₂ biogéniques produits par le méthaniseur en fonction du débit d'injection de biométhane de celui-ci et du taux de CH₄ dans le biogaz produit.

¹⁶ « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE

¹⁷ « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE

Estimation de la quantité de CO₂ liquéfié, en fonction du débit de biométhane en Nm³/h, et du taux de CH₄ dans le biogaz (plage 50 - 400 Nm³/h)



Estimation de la quantité de CO₂ liquéfié, en fonction du débit de biométhane en Nm³/h, et du taux de CH₄ dans le biogaz (plage 50 - 400 Nm³/h). Source (page 11) : « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE

Moyens optimums de transport du CO₂ :

Pour étudier la question du participant relative à la viabilité économique de la collecte du CO₂ des méthaniseurs et son injection dans un réseau de transport, plusieurs configurations de collecte pourraient être étudiées :

- Collecte du CO₂ des méthaniseurs par **réseau de distribution de CO₂** entre méthaniseurs, avec une station de rebours vers des axes de transport de CO₂ plus importants
- Collecte du CO₂ des méthaniseurs **par camions**, avant injection dans le réseau de transport de CO₂ dans une unité centralisatrice
- Collecte du CO₂ des méthaniseurs **par trains**, avant injection dans le réseau de transport de CO₂ dans une unité centralisatrice
- Collecte du CO₂ des méthaniseurs **par barge (Rhône, Rhin, Seine, etc...)**, avant injection dans le réseau de transport de CO₂ dans une unité centralisatrice

Ces configurations sont illustrées en partie dans le document du CSF et de l'ATEE déjà mentionné.

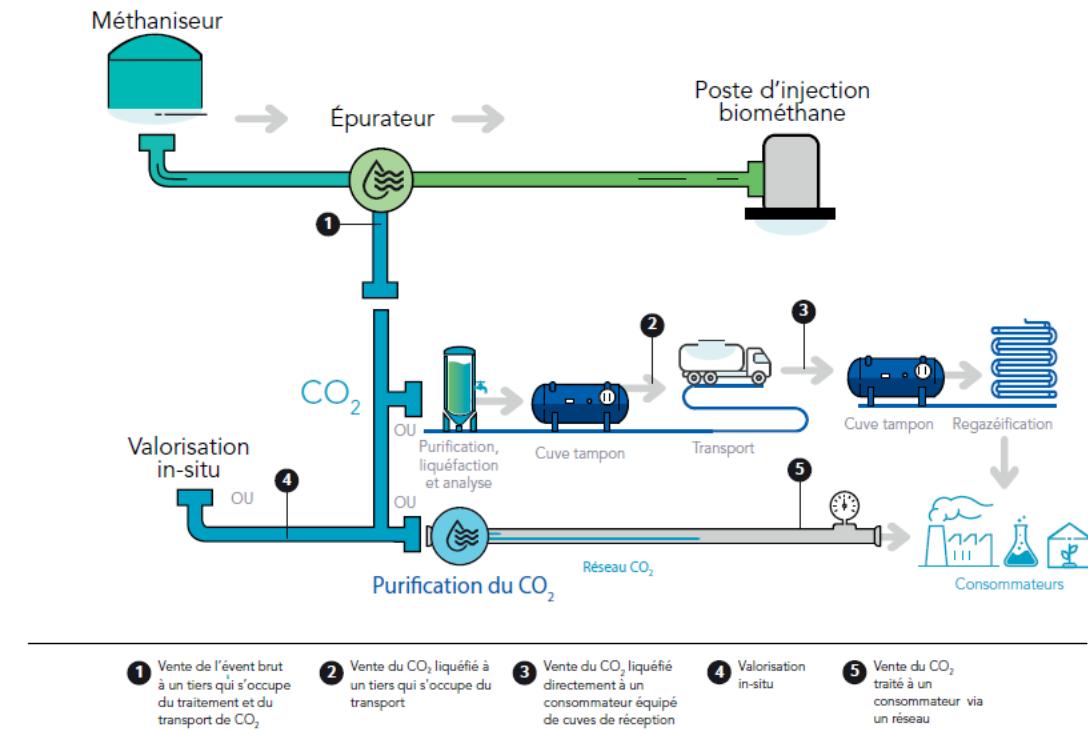


Schéma des différentes options pour valoriser le CO₂ d'un méthaniseur selon le « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE

En termes techniques, le choix du moyen de transport du CO₂ capté dépendrait également de la phase gazeuse ou liquide du CO₂ après sa capture, selon la technologie de capture employée.

À ce titre, les technologies existantes d'épuration du biogaz pour extraire le CO₂ sont selon [l'Observatoire du biométhane \(8ème édition\) de Sia Partners](#) (slide 5) :

- PSA (Pressure Swing Adsorption)
- Cryogénie
- Lavage à l'eau
- Absorption chimique
- Absorption physique
- Membrane

Sur ce sujet, un participant a évoqué que **la capture du CO₂ est le plus souvent effectuée par cryogénie, ce qui produit du CO₂ sous forme liquide, et non gazeuse**. Selon lui, le CO₂ sous forme liquide pourrait être transporté ensuite par camions ou par trains, mais pas directement par canalisations. Il a néanmoins expliqué que ce CO₂ liquide (issu de cryogénie) pourrait être gazéifié pour être injecté sous forme gazeuse dans le réseau de transport de CO₂. Il a ajouté que le froid issu de cette gazéification pourrait être valorisé à proximité.

Point bloquant de l'interdiction (à date) des canalisations en PE (polyéthylène) de CO₂ en domaine public :

Concernant la collecte de CO₂ des petits émetteurs de CO₂ biogéniques, un participant a évoqué qu'**un arrêté devrait prochainement être publié pour autoriser la collecte du CO₂ émis**

par canalisation en polyéthylène (PE) dans le domaine public. Selon lui, une quinzaine de projets attendraient la publication de cet arrêté pour commencer la collecte du CO₂ émis par canalisation.

Cette problématique a aussi été évoquée par le « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE. Celui-ci évoque **une obligation d'utiliser des canalisations en acier pour le transport du CO₂ par canalisations en domaine public au lieu de canalisations en Polyéthylène (PE)**, même si celles-ci sont moins couteuse que les premières. Les projets sembleraient ainsi attendre une modification des règlements autorisant les canalisations en PE pour construire les premières canalisations.

Le guide mentionne à ce sujet **que la filière biogaz a proposé des ajustements de la réglementation pour autoriser ces canalisations en PE**. Il précise (page 34) que « La filière biogaz a constitué un groupe de travail pour proposer aux services des ministères concernés des conditions plus adaptées, dont l'utilisation de canalisation en Polyéthylène (PE). L'ATEE porte aujourd'hui la réalisation de ce référentiel qui sera soumis à la DGPR [Direction Générale de la Prévention des Risques] fin 2023. Il semble compliqué d'envisager des canalisations CO₂ en PE d'ici là. »

Production d'e-méthane :

Par ailleurs, les participants ont évoqué qu'une autre forme de valorisation du CO₂ biogénique des méthaniseurs serait de produire directement sur site du **e-méthane par méthanation**, pour l'injecter dans le réseau de distribution ou de transport de méthane.

À ce propos, le « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE, indique des ordres de grandeur utiles (page 33). Une unité de méthanation de débit d'injection de biométhane de 150 Nm³ / heure pourrait produire 120 Nm³ / heure d'e-méthane, soit un ratio d'e-méthane (en GWh PCS / an) par rapport au biométhane produit (en GWh PCS / an) de **80%** (120/150).

Attention cependant, pour un méthaniseur avec un débit d'injection de biométhane donné, le guide précise que ce ratio dépend du taux de CH₄ dans le biogaz produit.

En effet, le volume d'e-méthane produit dépend du volume de CO₂ produit par le méthaniseur. Ce CO₂ est contenu dans les « off-gas » du biogaz, c'est à dire dans les gaz du biogaz autres que le biométhane (CH₄). Ainsi plus le taux de CH₄ dans le biogaz est élevé, plus la part d'off-gas dans le biogaz est faible, et donc plus la part de CO₂ dans le biogaz est faible, ce qui induit une production plus faible d'e-méthane, et donc un ratio e-CH₄/bioCH₄ plus faible. Selon la méthodologie et les hypothèses de calcul employées par le [guide](#) (annexe 3), ce ratio serait respectivement de **85%, 69% et 56%** pour un taux de biométhane dans le biogaz de respectivement 50%, 55% et 60%.

Exemple de méthaniseur captant et valorisation déjà son CO₂ biogénique :

Le guide de l'ATEE et le CSF¹⁸ mentionne un exemple de méthaniseur captant et valorisant son CO₂ biogénique. Il s'agit du **méthaniseur de « SAS MathaTreil » située proche de Mache Coul, en Pays de la Loire**. Celui-ci injecterait 125 Nm³ / heure de biométhane depuis 2019 et

¹⁸ « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE

produirait depuis septembre 2020 environ 1 300 t CO₂ / an de CO₂ liquéfié avec une pureté supérieure à 99,98%.

Il s'agirait du premier projet en France de valorisation de CO₂ issu des « offgaz » d'un épurateur. Le CO₂ issu de l'épurateur membranaire est dit séparé des autres constituants (CH₄, N₂, O₂) par un procédé cryogénique (Cryocollet/Verdemobil). Il est ensuite stocké dans une citerne verticale de 60 m³, avant d'être transporté, par camion-citerne de 20 m³, à 15 km du site à destination de serres.

Débouchés du CO₂ biogénique des méthaniseurs :

Par ailleurs, le guide présente les **principaux débouchés actuels de la collecte du CO₂ des méthaniseurs** :

- **Serres chauffées** : utilisation de CO₂ pour augmenter la croissance des plantes
- **Glace carbonique** : la glace carbonique est la forme solide du CO₂, existant en dessous de -80°C. Elle est utilisée pour la conservation de produits sensibles (vaccins), le nettoyage cryogénique, l'expérimentation, et les effets visuels et scéniques
- **Industries agroalimentaires (hors boissons)** : utilisation du CO₂ pour la conservation des aliments ou la surgélation
- **Boissons** : injection de CO₂ dans des boissons pour réaliser des boissons gazeuses (bière, eau gazeuse, soda). La consommation de CO₂ est d'environ 4 à 9 gCO₂ / litre de boisson.
- **Abattoirs** : certains abattoirs utilisant des méthodes d'étourdissement avec du CO₂
- **Minéralisation** : technologies émergentes consistant à piéger le CO₂ sous une forme chimique stable :
 - o **Curage du béton** : le CO₂ sert à améliorer le durcissement et le séchage des bétons (environ 1 kg CO₂ / m³ béton)
 - o **Carbonatation des déchets de bétons recyclés** : les restes de pâte de ciment réagissent avec du CO₂ pour former du carbonate de calcium. Cela permettrait de stocker 50 kg CO₂ / t de déchets de béton

À ces débouchés actuels peuvent être ajoutés les débouchés futurs, à moyen terme :

- **La méthanation** : production d'e-méthane à partir du CO₂ du méthaniseur et d'hydrogène produit sur site
- **La production d'e-molécules** : en injectant le CO₂ des méthaniseurs dans les futurs réseaux de transport de CO₂
- **La séquestration (BECCS)** : en injectant le CO₂ des méthaniseurs dans les futurs réseaux de transport de CO₂

En complément, le guide présente des ordres de grandeur de consommation de CO₂ des installations présentant les débouchés **actuels** listés ci-dessus.

Utilisation	Qualité	Quantité type (pour 1 site conso.)	Remarques
Serres	Surveillée ¹³	500 – 2 000 tCO ₂ /an	Variabilité saisonnière, coopérative pour grouper les besoins
Glaçage carbonique	Alimentaire / Surveillée	100 à 3 000 tCO ₂ /an	
Industries agro-alimentaires	Alimentaire	Dès 50 t/an, jusqu'à plusieurs centaines/an	
Boissons	Alimentaire	Variable	Très sensible à la qualité
Abattoirs	Alimentaire / Surveillée	100 – 2 000 tCO ₂ /an	
Minéralisation	Non sensible	Curage : 10-100 tCO ₂ /an Aggrégats : 1 000 tCO ₂ /an	Intérêt pour bioCO ₂

Synthèse sur les principaux débouchés actuels pour le bioCO₂ issus de méthanisation, selon le « [Guide pour réaliser un projet de valorisation du CO₂ biogénique issu de méthanisation](#) » de CSF Nouveaux Systèmes Energétiques et du « Centre Technique National du Biogaz et de la Méthanisation » (ctbm) de l'ATEE.