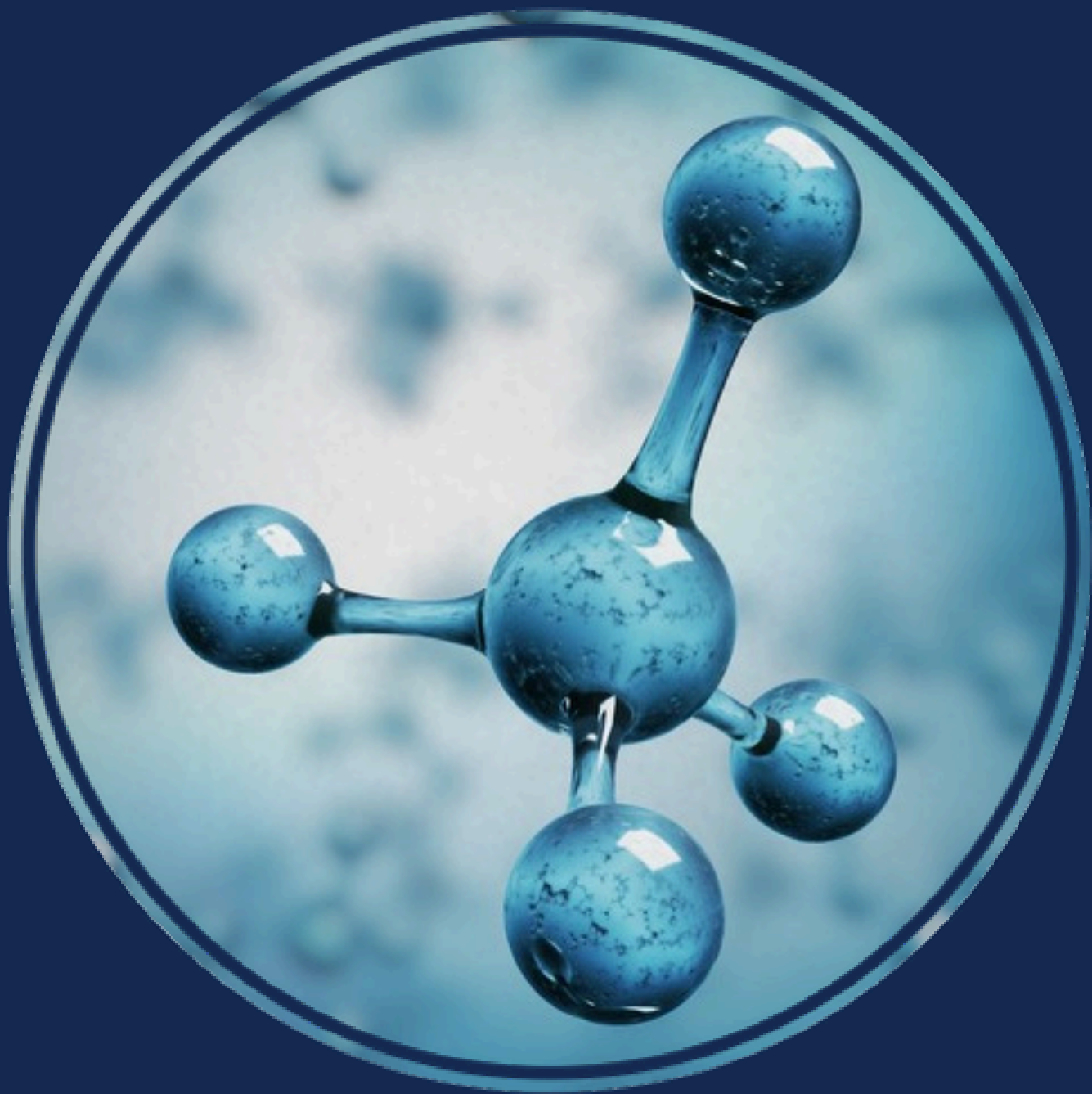


EVOLEN

Energies

Hier, Aujourd'hui & Demain



Note de synthèse sur les e-fuels

Cartographie, propriétés,
synthèses et usages

Janvier 2026

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos	06
Résumé exécutif	07
1. Contexte général et périmètre des e-fuels	09
1.1 Définition, périmètre et positionnement des e-fuels	09
1.2 Intérêts et rôle des e-fuels dans la décarbonation	10
1.3 Cadre réglementaire applicable aux e-fuels	10
1.3.1 Dynamique internationale	11
1.3.2 Union européenne : obligations, critères et trajectoires pour les e-fuels	11
1.3.3 France : dispositifs nationaux et intégration du cadre européen	14
2. Ressources et briques technologiques nécessaires à la production d'e-fuels	15
2.1 Électricité décarbonée : pilier de la filière	15
2.1.1 Critères RFNBO et « low-carbon fuels » pour l'électricité	15
2.1.2 Disponibilité de l'électricité et compétition d'usages	16
2.1.3 Stratégies d'approvisionnement électrique	16
2.2 Carbone : sources, cadre et durabilité	16
2.2.1 Typologie des sources de CO ₂	16
2.2.2 Réglementation autour de l'utilisation du CO ₂	17
2.2.3 Durabilité, comptabilité et certification	17
2.2.4 Production et récupération du CO ₂ biogénique	18
2.2.5 E-biofuels : hybridation biomasse-hydrogène	18
2.3 Eau : une ressource à sécuriser localement	19
2.4 Technologies d'électrolyse : état de l'art et perspectives	20
2.4.1 Technologies matures : alcalin et PEM	20
2.4.2 Technologies émergentes : SOEC et AEM	21
2.5 Implications stratégiques pour les projets d'e-fuels	23

3. Cartographie des e-fuels et molécules de synthèse 24

3.1 E-méthane	25
3.1.1 Propriétés	25
3.1.2 Processus de production	26
3.1.3 Rendement et efficacité énergétique	27
3.1.4 Technologies, TRL et procédés de méthanation	28
3.1.5 Transport, stockage et intégration logistique	30
3.1.6 Usages actuels et futurs	30
3.1.7 Enjeux, verrous et éléments de synthèse	31
3.2 E-méthanol	32
3.2.1 Propriétés	32
3.2.2 Processus de production	32
3.2.3 Rendement et efficacité énergétique	34
3.2.4 Technologies et niveau de maturité	34
3.2.5 Transport & Stockage	34
3.2.6 Usages actuels et futurs	35
3.2.7 Enjeux et verrous	36
3.3 E-fuels paraffiniques (E-essence, E-kérozène, E-gazole)	37
3.3.1 Propriétés	37
3.3.2 Processus de production	38
3.3.3 Rendement et efficacité énergétique	40
3.3.4 Technologies et niveau de maturité	40
3.3.5 Transport et stockage	41
3.3.6 Usages actuels et futurs	42
3.3.7 Enjeux et verrous	43
3.4 E-Ammoniac	44
3.4.1 Propriétés	44
3.4.2 Processus de production	44
3.4.3 Rendement et efficacité énergétique	46
3.4.4 Technologies, TRL et procédés	46
3.4.5 Transport, stockage et intégration logistique	47
3.4.6 Usages actuels et futurs	47
3.4.7 Enjeux, verrous et éléments de synthèse	48

4. Industrialisation et optimisation des filières e-fuels 49

4.1 Flexibilité de la consommation d'électricité pour la production de carburants de synthèse	49
---	----



4.2 Intégration énergétique	51
4.3 Financements des projets	54
4.3.1 Besoin de Financement des projets d'e-fuels en Europe	54
4.3.2 Architectures et sources de financement des e-fuels	55
4.3.3 Freins à l'investissement et leviers de « bancabilité »	57
5. Conclusion	59
<hr/>	
6. Références	60
<hr/>	
6.1 Cartographie des instances de l'écosystème européen et français	60
6.2 Publications de référence	60
7. Annexes	62
<hr/>	
Annexe 1 – Liste des abréviations	62
Annexe 2 – Cartographie des acteurs	65
Annexe 3 – Liste des principaux projets de e-fuels	67
Projets de e-méthane	68
Projets de e-méthanol	69
Projets de e-carburants paraffiniques	70
Projets de e-ammoniac	71

Cette note est le fruit d'un travail collectif réalisé par le Comité e-fuels d'EVOLEN, créé en 2020, et qui s'agrandit d'année en année. Nous remercions tous les industriels et experts qui ont participé à la réflexion collective, avec une mention toute particulière aux rédacteurs qui se sont particulièrement engagés sur le contenu.



Les contributeurs :

- Nicolas Guerriero - Elyse Energy
- Catherine Laroche - IFPEN
- Gwenaëlle Benoit - Ekium
- Samuel Saysset - ENGIE
- Elodie Haté - MGH Energy
- Philippe Muguerra - Hynamics
- Jaouad Amaichan - GTT
- Cédric Léonard - RTE
- Tibaut FOTSO - ATEE
- Meryl Haffner - Haffner Energy
- Nicolas Valayé - Genvia
- Bernard Van Der Schrick - Rely Solutions
- Geoffroy Nouailhetas-Baneth - Eight Advisory
- Blandine Lepoutre
- Emmanuel Vullierme - EVOLEN



Avant-propos

Cinq ans après la création du Comité e-fuels d'EVOLEN, les carburants de synthèse se sont imposés comme une composante stratégique de la décarbonation européenne. Leur montée en puissance répond à un double impératif : réduire les émissions des secteurs difficiles à électrifier et renforcer la souveraineté de l'Europe dans un contexte géopolitique tendu.

L'hydrogène renouvelable et bas carbone, produit par électrolyse, constitue la brique élémentaire de ces carburants. Sa conversion en e-méthane, e-méthanol, e-SAF ou e-ammoniac ouvre des voies concrètes pour substituer progressivement les produits pétroliers dans l'aviation, le maritime, la mobilité lourde et plusieurs branches de la chimie et de l'industrie. Ces molécules, généralement compatibles avec les infrastructures et les moteurs actuels, facilitent un déploiement rapide dès que les conditions réglementaires et économiques sont réunies.

Depuis la première édition de cette note (en mars 2023), le paysage industriel et réglementaire européen a profondément évolué : adoption de ReFuelEU Aviation, entrée en vigueur de FuelEU Maritime, révision de la directive RED III, multiplication des projets pilotes et premières décisions d'investissement dans des projets de grande envergure. Ces avancées actent l'émergence d'une filière européenne des e-fuels, encore jeune mais qui se structure.

La présente mise à jour propose une vision consolidée des propriétés, procédés, rendements, enjeux logistiques et usages des principales molécules, ainsi qu'une analyse actualisée du cadre réglementaire et des besoins d'industrialisation. Elle identifie également les leviers indispensables pour accélérer la montée en puissance de la filière : accès au CO₂ biogénique, stabilité réglementaire, compétitivité de l'électricité bas carbone, et mécanismes de financement adaptés.

Porté par son Comité e-fuels, EVOLEN poursuit son rôle d'animation, de veille et de fédération des acteurs industriels français. Notre ambition est de contribuer à la structuration d'une filière compétitive, créatrice d'emplois qualifiés et capable de positionner la France comme un acteur majeur du Power-to-X en Europe.

Nicolas Guerriero, Président du Comité e-fuels d'EVOLEN

Résumé exécutif

Les e-fuels, ou électro-carburants, désignent une famille de carburants et de produits énergétiques synthétiques fabriqués à partir d'électricité bas-carbone. Leur production repose généralement sur trois briques : la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, l'apport d'une source de carbone (CO₂ biogénique, CO₂ « inévitable » issu de procédés industriels, ou captage direct dans l'air) pour les molécules carbonées, et des étapes de synthèse (méthanation, synthèse du méthanol, Fischer-Tropsch, Haber-Bosch pour l'ammoniac). Selon les voies technologiques, les produits obtenus incluent notamment l'e-méthane, l'e-méthanol, les carburants paraffiniques de type e-kérosène/e-SAF, ainsi que l'e-ammoniac.

L'intérêt principal des e-fuels réside dans leur capacité à fournir des vecteurs énergétiques compatibles avec des usages où l'électrification directe est difficile ou peu réaliste à court terme, en particulier dans l'aviation, certains segments du maritime, et certaines applications industrielles nécessitant des molécules (matières premières ou combustibles). Leur déploiement s'inscrit dans un cadre européen en évolution (RED III, RFNBO, ETS, FuelEU Maritime, ReFuelEU Aviation), qui définit des critères de durabilité, de traçabilité et d'intensité carbone, et structure progressivement les conditions de comptabilisation et de marché.

Les déterminants techno-économiques des e-fuels sont bien identifiés. Le coût final est fortement influencé par le prix et la disponibilité de l'électricité bas-carbone, le facteur de charge des installations, les investissements (CAPEX) liés notamment aux électrolyseurs et aux unités de synthèse, l'accès à une source de CO₂ durable lorsque nécessaire, ainsi que les coûts de financement et de logistique.

À ces facteurs s'ajoutent des paramètres physiques et opérationnels (rendements de conversion, besoins en eau, intégration au réseau électrique, transport et stockage des molécules produites) qui peuvent varier sensiblement selon les territoires et les chaînes de valeur.

À ce stade, de nombreux projets sont annoncés en Europe et à l'international, couvrant plusieurs voies technologiques et différentes tailles d'unités. La maturité industrielle varie selon les filières : certaines briques sont déjà bien maîtrisées (synthèse du méthanol, Haber-Bosch, voies Fischer-Tropsch, électrolyse alcaline et PEM), tandis que d'autres restent plus émergentes ou en phase d'optimisation (SOEC, certaines voies de conversion vers les carburants d'aviation, intégration multi-énergies à grande échelle). La note présente ces filières, leurs étapes de production, leurs principaux paramètres de performance et les ordres de grandeur associés, ainsi qu'un panorama des projets et des enjeux de déploiement.

Enfin, la trajectoire de développement des e-fuels dépendra de la convergence entre disponibilité d'électricité bas-carbone, accès à des sources de CO₂ répondant aux critères fixés par la réglementation, montée en puissance des capacités industrielles, et clarification progressive des règles de marché et de certification. Dans ce contexte, cette note vise à fournir une lecture structurée des technologies, des produits, des cadres réglementaires et des projets en cours, afin d'éclairer les discussions techniques et industrielles autour des e-fuels.

Tableau 1: Tableau de synthèse des différents e-fuels présentés dans cette note

	E-méthane	E-méthanol	E-carburant paraffinique (dont e-SAF)	E-ammoniac
Voie de synthèse	Méthanation du CO ₂ et H ₂ (réaction de Sabatier).	Hydrogénation directe du CO ₂ (réaction de méthanolation) Syngas via reverse water gas shift (RWGS) ou co-électrolyse.	PtL: Syngas via RWGS ou co-électrolyse puis synthèse Fischer-Tropsch (FT) MtJ: Synthèse e-méthanol puis synthèse Methanol-to-jet	Synthèse Haber-Bosch (H ₂ + N ₂).
Usages actuels (molécule fossile)	Gaz naturel : chaleur, électricité, mobilité GNC/GNL, industrie, hydrogène.	Chimie, solvants, matériaux, combustibles industriels.	Aviation, maritime, routier ; pétrochimie (naphta).	Engrais (urée et nitrate d'ammonium), chimie, réfrigération
Usages futurs (version e-fuel)	Injection réseau Carburant maritime (e-GNL)	Carburant maritime Chimie bas carbone Production SAF via MTJ	SAF Maritime et routier Pétrochimie bas carbone	Carburant maritime Vecteur énergétique (H ₂) Production électricité
Utilisation infrastructures existantes	+++	++	+++	++
Toxicité / dangerosité	+	++	+	+++

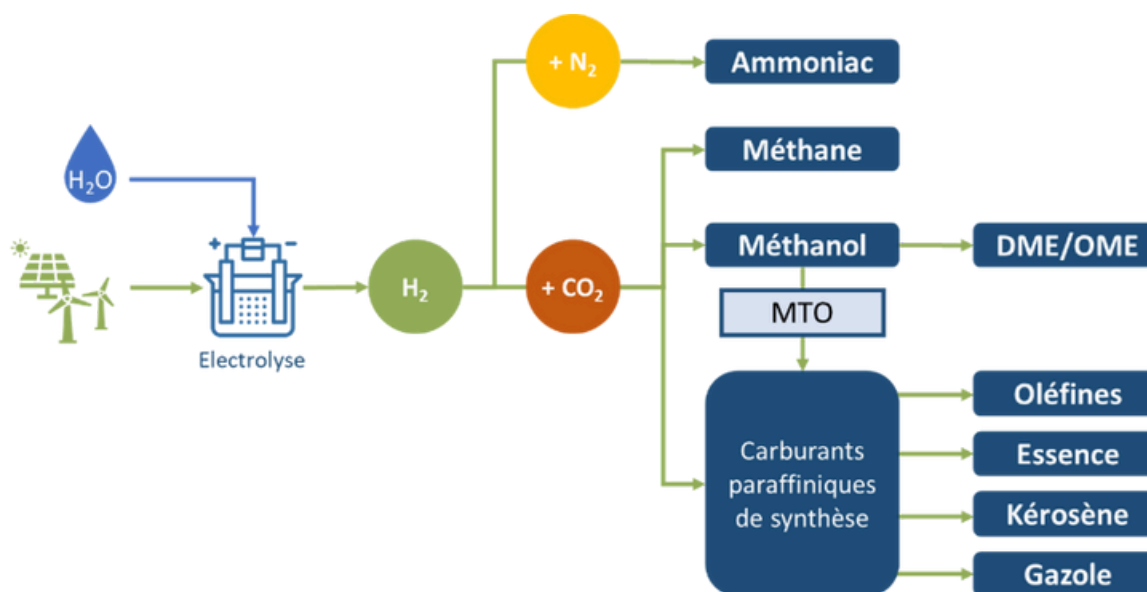
1. Contexte général et périmètre des e-fuels

1.1 Définition, périmètre et positionnement des e-fuels

Les e-fuels (électro-carburants) sont des carburants synthétiques produits à partir d'électricité décarbonée, d'eau (électrolyse → hydrogène) et, selon le produit, de CO₂ ou d'azote. Ils constituent un levier de décarbonation prioritaire pour les usages difficiles à électrifier directement, en particulier l'aviation et certains segments du maritime et de l'industrie.

Les e-fuels permettent de convertir l'électricité renouvelable ou bas carbone en vecteurs liquides ou gazeux à haute densité énergétique. Dans la configuration actuelle, cette conversion passe principalement par la production d'hydrogène par électrolyse, puis sa combinaison à du CO₂ ou à de l'azote. À terme, d'autres voies de synthèse, incluant notamment l'électro-catalyse directe du CO₂ ou la co-électrolyse, devraient permettre de produire certaines molécules directement à partir d'électricité, en améliorant le rendement énergétique global.

Figure 1 : Production des e-fuels, schéma simplifié (source : IFPEN)



Molécules présentées et exclusions

Cette note se concentre sur 4 grandes familles d'e-fuels : le e-méthane, le e-méthanol, les e-carburants paraffiniques et l'e-ammoniac.

À pression et température ambiantes, le e-méthane et l'e-ammoniac sont gazeux et relèvent de la catégorie « **Power-to-Gas** », tandis que le e-méthanol et les carburants paraffiniques appartiennent à la catégorie « **Power-to-Liquid** ». Les e-carburants paraffiniques regroupent notamment le e-kérosène (ou e-jet fuel), le e-gazole (e-diesel), le e-naphta et la e-essence (e-gasoline).

Certaines molécules ne sont pas traitées dans le présent document :

- L'**e-éthanol** a été exclu, sa synthèse par conversion directe du CO₂ restant à ce stade au niveau du laboratoire, en raison notamment de la difficulté à produire sélectivement une seule molécule.
- Le **e-DME** (diméthyléther de synthèse) n'est pas traité en tant que tel, puisqu'il constitue un dérivé du e-méthanol.

Par ailleurs :

- L'**hydrogène** issu d'électricité renouvelable ou bas carbone est considéré ici comme une matière première pour la production d'e-fuels. Son utilisation directe comme carburant (mobilité hydrogène, usages industriels) n'est pas abordée dans cette note.
- Les **e-biofuels**, carburants combinant l'utilisation de biomasse et d'électricité, sont évoqués de manière spécifique au chapitre 2.2.5.

1.2 Intérêts et rôle des e-fuels dans la décarbonation

Les e-fuels sont souvent qualifiés de « drop-in fuels ». Les molécules produites étant identiques (e-méthane, e-méthanol, e-ammoniac) ou très proches (e-carburants paraffiniques / e-SAF) de leurs équivalents fossiles, elles peuvent généralement être mélangées aux produits existants ou les remplacer totalement dans les installations actuelles. Cette compatibilité permet un déploiement progressif sans transformation radicale des infrastructures ni des motorisations, limitant les coûts d'adaptation.

Contrairement aux carburants issus de ressources fossiles, les e-fuels s'inscrivent dans une logique de circularité du carbone (hors ammoniac, non concerné) : le CO₂ émis lors de la combustion peut, en partie, être réutilisé comme matière première pour la synthèse de nouveaux carburants. Le CO₂ n'est plus uniquement considéré comme un déchet à traiter, mais comme une ressource valorisable dans un cycle fermé, dès lors que les conditions d'additionnalité et de durabilité sont respectées.

La montée en puissance des e-fuels suppose néanmoins le déploiement d'un ensemble d'infrastructures :

- Captage, purification, transport et distribution du CO₂ ;
- Production, transport, distribution et stockage d'hydrogène ;
- Capacités de production, de transport, de distribution et de stockage d'électricité renouvelable ou bas carbone, dimensionnées pour alimenter à la fois les usages directs de l'électrification et les filières de conversion en e-fuels.

La capacité à coordonner ces infrastructures dans le temps et dans l'espace sera un déterminant majeur du rythme de développement de la filière.

1.3 Cadre réglementaire applicable aux e-fuels

Le développement des e-fuels dépend avant tout de politiques publiques volontaristes, indispensable pour compenser l'écart de coût significatif avec leurs équivalents fossiles. En Europe, cette dynamique est principalement tirée par les secteurs aéronautique et maritime, où les alternatives bas-carbone sont plus difficiles à déployer et où le cadre réglementaire crée déjà des débouchés.



1.3.1 Dynamique internationale

L'**Accord de Paris** de 2015 fixe le cadre global de réduction des émissions compatible avec une limitation du réchauffement à 1,5 °C. Les politiques sectorielles de l'aviation et du maritime, élaborées sous l'égide de l'OACI et de l'OMI, s'inscrivent dans cette trajectoire et structurent une partie de la demande internationale en e-fuels.

Dans le secteur **maritime**, l'Organisation maritime internationale (OMI) a adopté en 2023 une stratégie visant la neutralité carbone autour de 2050, avec des objectifs de réduction intermédiaires dès 2030 et 2040. En 2025, elle a présenté le projet de **Net-Zero Framework**, premier dispositif véritablement global combinant :

- un **Global Fuel Standard**, imposant une réduction progressive de l'intensité carbone des carburants utilisés par les navires (approche well-to-wake) ;
- un **mécanisme de tarification du carbone**, dont les recettes alimenteraient un fonds international dédié à la transition appelé Net Zero Fund.

L'adoption formelle de ce cadre est attendue dans les prochaines années, avec une mise en œuvre potentielle autour de 2027–2028. Ce futur standard mondial créera un signal économique fort en faveur des carburants à très faible intensité carbone, dont les e-fuels.

Dans le secteur **aéronautique**, l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) a adopté en 2022 un objectif aspirationnel de neutralité carbone (LTAG - long-term global aspirational goal) en 2050. Le mécanisme CORSIA, déjà en vigueur dans ses phases initiales et qui deviendra obligatoire pour la majorité des États membres de l'OACI à partir de 2027, repose sur un système de compensation des émissions via des projets de réduction ou de captation carbone. S'il ne crée pas d'obligation directe d'incorporation de carburants durables, il valorise les réductions d'émissions liées à l'usage de carburants aériens durables (**SAF - sustainable aviation fuel**), dont les e-SAF.



1.3.2 Union européenne : obligations, critères et trajectoires pour les e-fuels

L'Union européenne est aujourd'hui l'espace réglementaire le plus structurant pour le déploiement des e-fuels dans l'aviation et le maritime.

Directive RED III

La directive **RED III** (directive UE 2023/2413) permet à chaque État membre de choisir, pour 2030, entre : (i) un objectif contraignant de 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie du transport, ou (ii) une réduction de 14,5 % de l'intensité d'émissions de GES du transport via l'usage d'énergies renouvelables. Elle fixe en parallèle une sous-cible contraignante : la part combinée des biocarburants avancés et biogaz (annexe IX A) et des RFNBO dans l'énergie fournie au transport doit atteindre au moins 1 % en 2025 puis 5,5 % en 2030, dont au moins 1 point de pourcentage de RFNBO en 2030.

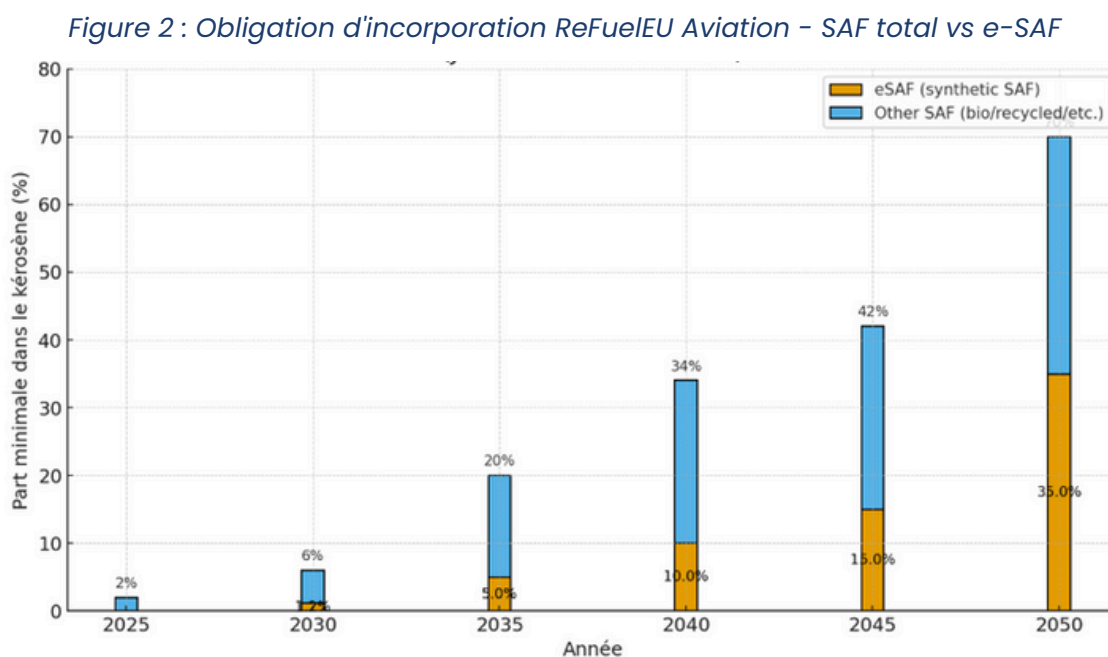
Les e-fuels peuvent être comptabilisés comme **RFNBO** s'ils sont produits à partir d'électricité renouvelable répondant aux règles de traçabilité (additionnalité, corrélation temporelle et géographique) et s'ils démontrent une réduction d'au moins 70 % des émissions sur le cycle de vie, calculée selon la méthodologie européenne (comparateur fossile 94 gCO₂e/MJ). Ces éléments sont détaillés au paragraphe 2.1.1

Pour amorcer le basculement dans le maritime, RED III prévoit que les États membres disposant de ports maritimes « s'efforcent » (disposition indicative) de garantir qu'à partir de 2030 la part des RFNBO dans l'énergie fournie au secteur maritime atteigne au moins 1,2 %.

En complément de RED III, l'Union européenne a publié en novembre 2025 le **Low-Carbon Fuels Delegated Act**, qui définit pour la première fois un cadre méthodologique pour les carburants bas carbone. Ce texte reconnaît explicitement les e-fuels produits à partir d'hydrogène bas carbone, notamment lorsque l'électricité utilisée provient de sources nucléaires. Ces carburants ne relèvent pas de la catégorie RFNBO (et ne comptent donc pas pour les sous-cibles RFNBO de RED III), mais ils sont conçus pour être valorisés dans les dispositifs fondés sur la réduction d'intensité carbone et la certification, selon les cadres applicables.

ReFuelEU Aviation

Le règlement ReFuelEU Aviation, en vigueur depuis 2025, impose une progression continue de la part de carburants d'aviation durables (SAF) dans les aéroports européens : 2 % en 2025, 6 % en 2030, puis 70 % en 2050. Une part minimale est réservée aux e-SAF, avec une montée en puissance progressive (1,2 % dès 2030-2031, 2 % en 2032-2034, 5 % en 2035, puis jusqu'à 35 % en 2050).



Ce règlement fait de l'Union européenne le premier marché mondial à créer un débouché contraignant pour les carburants de synthèse.

EU ETS – mécanisme SAF Allowances

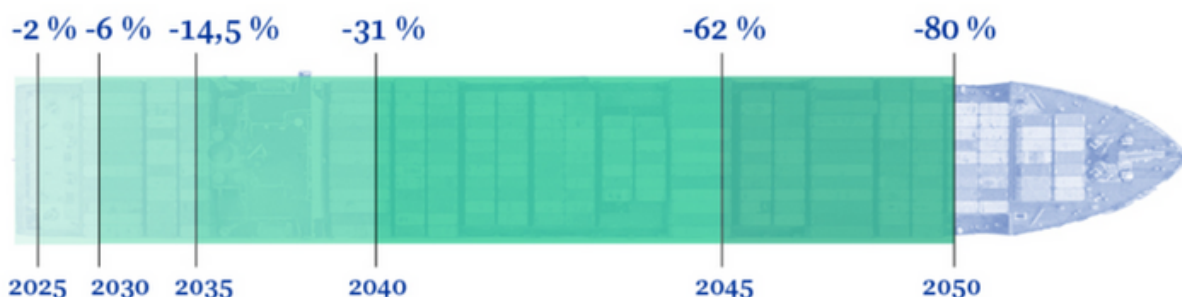
La réforme du système d'échange de quotas carbone (EU ETS) prévoit un mécanisme financier spécifique, les SAF Allowances, destiné à réduire le surcoût des carburants durables dans l'aviation. Une enveloppe de quotas représentant un montant estimé à environ 1,5 à 1,6 milliard d'euros sur la période 2024-2030 est allouée aux compagnies aériennes afin de compenser une partie du différentiel de prix avec le kérosène fossile, avec un soutien plus marqué pour les filières les plus décarbonées, notamment les e-SAF. Le mécanisme prévu encourage les RFNBO qui bénéficient de quotas alloués supérieurs à ceux des Low Carbon Fuels (95% vs 50%). Une extension de ce mécanisme au-delà de 2030 est discutée, afin de renforcer la visibilité des projets industriels.

FuelEU Maritime

Le règlement FuelEU Maritime impose une réduction progressive de l'intensité GES de l'énergie utilisée par les navires opérant dans l'espace européen : -2 % en 2025, -6 % en 2030, puis -80 % en 2050.

Figure 3 : Réduction annuelle moyenne de l'intensité carbone par rapport à la moyenne de 2020 (FuelEU Maritime)

Réduction annuelle moyenne de l'intensité en carbone par rapport à la moyenne de 2020



Les RFNBO bénéficient d'un coefficient multiplicateur jusqu'en 2033, ce qui augmente leur valeur de conformité. Le texte ouvre également la possibilité d'introduire un sous-objectif contraignant dédié aux RFNBO à partir de 2034 si la part de 1% de RFNBO n'est pas atteinte pour l'année 2031. Ce règlement crée ainsi un marché régulé pour les e-carburants maritimes (e-méthanol, e-ammoniac, e-méthane et dans une moindre mesure e-diesel marin).

Clean Industrial Deal (CID) et Sustainable Transport Investment Plan (STIP)

Le Clean Industrial Deal, présenté début 2025, renforce l'orientation du Green Deal sur la décarbonation industrielle et reconnaît explicitement le rôle des dérivés d'hydrogène (dont les e-fuels) dans la compétitivité européenne. Il crée notamment un « Mécanisme pour l'hydrogène » (Hydrogen Mechanism), destiné à mettre en relation acheteurs et fournisseurs. Le STIP, publié fin 2025, cible spécifiquement l'aviation et le maritime, en :

- reconnaissant les e-SAF comme molécules stratégiques pour l'industrie européenne ;
- confirmant la stabilité du cadre réglementaire à long terme ;
- annonçant la création d'un mécanisme d'enchères bilatérales pour soutenir les projets d'e-SAF et réduire leur risque de marché ;
- mobilisant près de 3 Md€ de soutiens additionnels d'ici 2027 pour accélérer les investissements dans les carburants renouvelables et bas carbone ;
- ouvrant la voie à des outils complémentaires (book-and-claim, mesures anti-fuites carbone) destinés à faciliter le développement d'un marché européen des e-fuels ;
- encourageant la signature d'accords de libre-échange et de partenariats pour un commerce et des investissements propres (CTIP) afin de faciliter le financement des infrastructures de production, de stockage ou de ravitaillement en carburants durables et biocarburants dans les pays partenaires.

Même s'il ne constitue pas un texte juridique, le STIP est considéré comme un signal politique majeur pour les investisseurs de la filière e-fuels et pour les États membres.



1.3.3 France : dispositifs nationaux et intégration du cadre européen

En France, plusieurs instruments structurent la demande et l'environnement d'investissement pour les e-fuels.

IRICC (Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants)

L'IRICC doit devenir le principal dispositif français de décarbonation des carburants, avec une mise en œuvre prévue à partir de 2027. Il transpose les objectifs de RED III et instaure une obligation de réduction d'intensité carbone des carburants, couvrant progressivement le routier, le maritime, le fluvial et les gaz carburants.

Des sous-objectifs d'utilisation de e-fuels sont prévus pour le maritime (1,2 % en 2030 puis 2 % en 2034). L'IRICC ne devrait pas s'appliquer à l'aviation, les dispositions de ReFuelEU Aviation s'appliquant déjà dans le droit des États membres.

Stratégie nationale CCUS

La stratégie Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) française identifie la production d'e-fuels comme un débouché prioritaire du CO₂ capté, en cohérence avec les réglementations européennes sur le maritime et l'aviation. La disponibilité d'un CO₂ biogénique, conforme aux critères RED III, figure parmi les points critiques pour la compétitivité future des filières.

Stratégie nationale hydrogène et SFEC

La révision de la stratégie hydrogène (2025) et la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) placent les e-fuels au cœur des premiers débouchés de masse de l'hydrogène décarboné, en particulier pour l'aviation et le maritime. Elles prévoient des capacités d'électrolyse croissantes et la mise en place d'infrastructures de transport, de stockage et d'importation d'hydrogène et de ses dérivés, condition indispensable au développement d'une offre compétitive d'e-fuels.

2. Ressources et briques technologiques nécessaires à la production d'e-fuels

2.1 Électricité décarbonée : pilier de la filière

L'électricité constitue le principal intrant énergétique de la production d'e-fuels. Elle est mobilisée pour produire l'hydrogène par électrolyse et, dans certaines voies émergentes, pour convertir directement le CO₂ en molécules de synthèse (co-électrolyse, électro-catalyse).

Pour que les e-fuels apportent un bénéfice climatique réel par rapport aux carburants fossiles, l'électricité utilisée doit présenter un faible contenu carbone. Dans le cas contraire, une partie des émissions serait simplement déplacée du secteur utilisateur vers le secteur électrique. L'origine de l'électricité conditionne donc à la fois l'intérêt environnemental des e-fuels et leur compétitivité économique, car le coût du MWh est de loin la composante dominante du coût de production des e-fuels.

2.1.1 Critères RFNBO et « low-carbon fuels » pour l'électricité

Comme précisé au chapitre 1.3.2, en Europe, les e-fuels peuvent être de type RFNBO, lorsqu'ils sont produits à partir d'électricité renouvelable et respectent les critères RED III. Ils peuvent aussi être qualifiés de carburants bas carbone lorsque l'électricité est très faiblement émettrice mais non renouvelable, notamment d'origine nucléaire, dans le cadre du Low-Carbon Fuels Delegated Act.

Pour les e-fuels qui visent le label RFNBO, les actes délégués de RED imposent différents critères, en particulier :

- **Additionnalité** : l'électricité doit provenir de capacités renouvelables supplémentaires, ou de zones dont le mix est déjà très fortement renouvelable, afin de ne pas déshabiller d'autres usages existant;
- **Corrélation temporelle** :
 - jusqu'au 31 décembre 2029, une corrélation mensuelle entre production d'électricité et production d'hydrogène est autorisée ;
 - à partir du 1^{er} janvier 2030, la corrélation devient horaire, ce qui renforce les besoins en flexibilité et en couplage aux profils de production ENR ;
- **Corrélation géographique** : l'installation renouvelable et l'électrolyseur doivent se situer dans la même zone géographique, ou dans des zones interconnectées répondant à des critères précis.

Pour les carburants bas carbone, le Low-Carbon Fuels Delegated Act ouvre, en parallèle, une voie de reconnaissance pour les e-fuels produits à partir d'hydrogène issu d'électricité nucléaire ou de mix électrique très décarboné. L'électricité ne peut alors pas être comptée comme « renouvelable » au sens de la directive RED, mais les e-fuels produits peuvent être éligibles dans les dispositifs qui se fondent sur la réduction d'intensité carbone, et non sur le caractère strictement renouvelable (EU ETS, IRCC, etc.).



2.1.2 Disponibilité de l'électricité et compétition d'usages

La production d'e-fuels est **électro-intensive**. À titre d'ordre de grandeur, il faut environ 50 à 60 kWh d'électricité pour produire 1 kg d'hydrogène par électrolyse, auxquels s'ajoutent les consommations, quoique minoritaires, liées aux étapes de synthèse (compression, apport éventuel d'énergie aux réactions catalytiques, séparation, refroidissement).

Cette demande intervient dans un contexte plus global de forte compétition d'usages : électrification directe de l'industrie, du chauffage et de la mobilité, montée en puissance des centres de données et des besoins liés à l'intelligence artificielle, développement d'usages hydrogène dans la sidérurgie, la chimie ou la mobilité lourde. Dans ce paysage, l'accès à une électricité abondante, décarbonée et compétitive devient un prérequis pour tout projet d'e-fuels à grande échelle.



2.1.3 Stratégies d'approvisionnement électrique

Pour sécuriser ce pilier électrique, plusieurs stratégies se dessinent. Les contrats d'achat d'électricité à long terme (PPA - Power Purchase Agreement) permettent d'une part de garantir l'origine renouvelable de l'électricité, d'autre part de stabiliser les coûts sur la durée des contrats. Le couplage direct avec des installations renouvelables dédiées (éolien onshore ou offshore, photovoltaïque) est également privilégié dans plusieurs projets : il optimise l'utilisation des électrolyseurs et limite les coûts de réseau, au prix d'une gestion plus fine des intermittences ou d'installation de stockage d'électricité.

Dans les pays disposant d'un mix très décarboné, comme la France, la valorisation d'une électricité bas carbone, notamment nucléaire, offre une voie pertinente pour des e-fuels « low-carbon », même lorsqu'ils ne peuvent pas être comptés en tant que RFNBO. Enfin, certains acteurs misent sur l'importation d'e-fuels produits dans des régions disposant d'un gisement renouvelable abondant et peu coûteux, ce qui permet de déporter la contrainte électrique tout en bénéficiant de hubs exportateurs déjà structurés ou en cours de structuration.

Ces approches pourront évoluer au rythme du durcissement des critères d'incorporation RFNBO prévus par les réglementations, de la montée en puissance des réseaux de transport d'hydrogène et de la baisse attendue des coûts de l'électricité renouvelable et de production d'hydrogène.

2.2 Carbone : sources, cadre et durabilité



2.2.1 Typologie des sources de CO₂

Le CO₂ utilisé pour produire des e-fuels peut provenir de plusieurs types de gisements.

Les sources **biogéniques** regroupent les émissions issues de la décomposition ou de la combustion de biomasse (voir paragraphe 2.2.4). Dans la mesure où la ressource biomasse est gérée durablement, ce CO₂ s'inscrit dans un cycle court du carbone et peut être considéré comme neutre sur le plan climatique.

Les sources dites **fatales** ou inévitables correspondent à des émissions intrinsèques à certains procédés industriels, comme la décarbonatation du calcaire dans les cimenteries.

Le CO₂ **fossile** est quant à lui issu de la combustion de charbon, pétrole ou gaz naturel, ou de procédés transformant des ressources fossiles (raffinage, pétrochimie).

Enfin, des technologies de **captage direct dans l'air** (DAC) permettent de récupérer du CO₂ atmosphérique dilué, en échange toutefois d'une consommation énergétique significative. Sur un principe similaire, l'extraction du CO₂ dissous dans l'eau de mer (Direct Ocean Capture), éventuellement en synergie avec des unités de dessalement, est en train d'émerger.



2.2.2 Réglementation autour de l'utilisation du CO₂

Le cadre européen RED III précise l'éligibilité des sources de CO₂ pour la production de RFNBO.

L'utilisation de CO₂ d'origine fossile sera progressivement exclue, à commencer par le CO₂ issu de la production d'électricité. Au 1er janvier 2041, seuls le CO₂ biogénique et le CO₂ atmosphérique devraient rester pleinement compatibles avec les objectifs de neutralité carbone pour les RFNBO.

Dans ce contexte, la **disponibilité de CO₂ renouvelable et durable devient un facteur clairement limitant**. Les projets devront s'organiser autour de gisements biogéniques concentrés (fermentations, papeteries, méthanisation, combustion de biomasse) et, à plus long terme, intégrer des solutions de captage directe dans l'air. Le déploiement d'infrastructures de captage, de transport et de valorisation du CO₂, souvent en synergie avec les futurs corridors hydrogène, sera déterminant pour structurer ces flux.



2.2.3 Durabilité, comptabilité et certification

La crédibilité environnementale des e-fuels repose aussi sur la façon dont on trace et comptabilise le CO₂. Il s'agit d'éviter la double comptabilisation des réductions d'émissions, de démontrer le respect des critères de durabilité (origine de la biomasse, absence de déforestation, compatibilité avec les objectifs climatiques) et d'assurer une traçabilité complète des flux – depuis la source de CO₂ jusqu'au carburant final.



Des systèmes de certification comme ISCC, REDcert, Puro.earth ou d'autres standards émergents structurent déjà ces chaînes de valeur. Ils s'articulent avec les exigences européennes sur les RFNBO et les carburants bas carbone, et constituent un passage obligé pour accéder aux mécanismes de soutien et de comptabilisation réglementaire.



2.2.4 Production et récupération du CO₂ biogénique

Le CO₂ biogénique peut être valorisé à partir de différents procédés.

La digestion anaérobie (**méthanisation**) produit un biogaz contenant une fraction importante de CO₂ – environ 40 % – qui peut être récupérée lors de l'épuration en biométhane ou utilisée directement en méthanation avec de l'hydrogène (réaction de Sabatier).

Les procédés de **fermentation industrielle**, qu'il s'agisse de bioéthanol, d'acides organiques ou de bioplastiques, génèrent un CO₂ de haute pureté, particulièrement attractif pour la synthèse de carburants de synthèse.

Dans l'**industrie papetière**, la combustion de la liqueur noire et de la biomasse dans les chaudières de récupération constitue un autre gisement concentré de CO₂ biogénique.

De manière similaire, la combustion ou l'oxydation contrôlée de biomasse dans des **centrales biomasse** ou des **unités de cogénération** produit un flux de CO₂ renouvelable pouvant être capté en post-combustion.

Enfin dans le cas de l'**incinération des déchets solides ménagers**, 50 % du CO₂ émis est considéré comme biogénique du fait du mix des déchets.

La **gazéification** de biomasse (voir chapitre 3.1.2) – pyrogazéification, gazéification hydrothermale, thermolyse ou plasmalyse – permet d'obtenir un gaz de synthèse (syngas) contenant du CO, du CO₂, de l'H₂ et parfois du CH₄. Le CO₂ peut ensuite être séparé et valorisé en filière e-fuels, ou être conservé dans le syngas qui doit alors être enrichi en hydrogène afin d'ajuster sa stœchiométrie aux besoins des procédés catalytiques (Fischer-Tropsch, méthanol, méthane).

Reverse Water-Gas Shift (RWGS)

La synthèse de nombreux e-fuels requiert du monoxyde de carbone (CO), composant clé du syngas. Le **reverse water-gas shift** (RWGS) est une réaction catalytique qui convertit le CO₂ en CO en consommant de l'hydrogène : $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$. Il est fréquemment mobilisé pour transformer une partie du CO₂ capté en CO et ajuster le ratio H₂/CO en amont des étapes de synthèse (notamment Fischer-Tropsch, voir au paragraphe 3.3.2), au prix d'une production d'eau qu'il faut ensuite gérer (séparation/séchage).



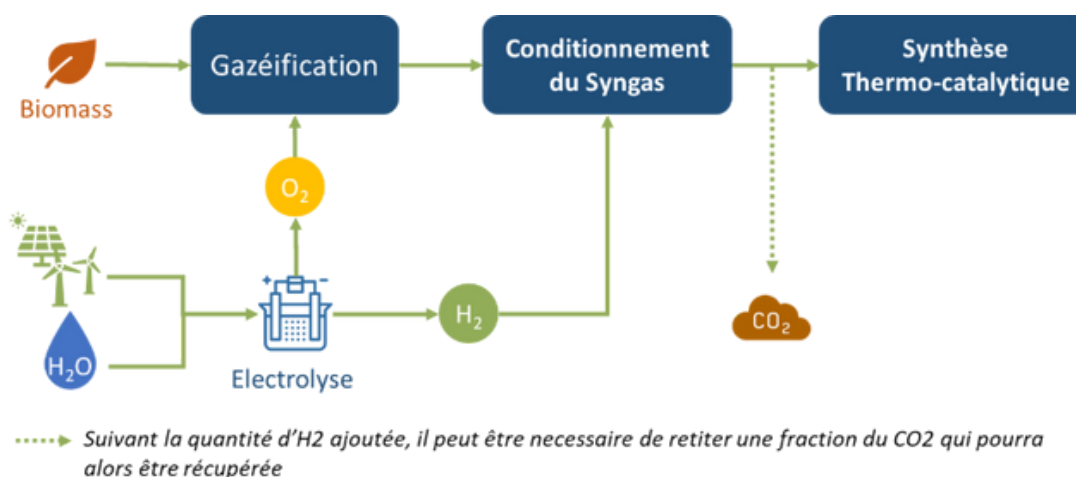
2.2.5 E-biofuels : hybridation biomasse-hydrogène

L'utilisation conjointe de biomasse et d'hydrogène renouvelable ou bas carbone ouvre la voie à des **e-biofuels** (ou e-biocarburants), qui combinent une part biocarburant, liée au carbone biogénique de la biomasse, et une part e-fuel, liée à l'apport d'hydrogène électrolytique.

La pyrogazéification de biomasse lignocellulosique en est une illustration caractéristique. Le syngas produit peut être enrichi en hydrogène pour répondre aux exigences des synthèses (Fischer-Tropsch, méthanol, méthane) sans passage systématique par une étape de Water-Gas Shift. Lorsque l'hydrogène provient de l'électrolyse, l'oxygène co-produit peut en outre servir d'agent oxydant dans la gazéification, améliorant le rendement global du procédé.

Dans ces configurations, le CO₂ présent dans le syngas participe directement à la synthèse de la molécule finale, améliorant le rendement de valorisation du carbone contenu dans la biomasse. Ces approches hybrides, qui conduisent à la production combinée de biocarburants avancés et e-fuels, sont de plus en plus étudiées et font l'objet d'un nombre croissant de projets.

Figure 4 : Production schématique des e-biofuels



2.3 Eau : une ressource à sécuriser localement

Les électrolyseurs nécessitent une **eau de haute pureté**.

Sur le plan strictement stœchiométrique, il faut environ 9 litres d'eau pour produire 1 kg d'hydrogène. En pratique les fournisseurs de technologie d'électrolyseurs annoncent des consommations de l'ordre de 10 litres d'eau par kg d'hydrogène. Si l'on intègre les besoins des systèmes de purification, de refroidissement et les pertes, la consommation réelle se situe plutôt entre 20 et 30 litres par kilogramme d'hydrogène produit [1]. Ces volumes restent comparables, voire inférieurs, à l'empreinte en eau des filières d'hydrogène d'origine fossile [2] (vapeur, refroidissements, production de vapeur de procédé). Néanmoins, dans des régions où la ressource en eau douce est sous tension, la multiplication d'unités d'électrolyse peut accentuer la compétition d'usages avec l'agriculture, l'industrie ou les besoins domestiques.

[1] Hydrogen Reality Check: Distilling Green Hydrogen's Water Consumption - RMI

[2] Freshwater supply for hydrogen production: An underestimated challenge, International Journal of Hydrogen Energy, Vol 78, August 2024, pages 202-217.

L'utilisation de technologies d'électrolyse haute température peuvent cependant réduire de manière significative les besoins de refroidissement.

Le développement massif de la production d'hydrogène renouvelable pourrait mettre en tension les ressources mondiales d'eau douce. Si plusieurs équipes de recherche font état de développement avancés d'électrolyse d'eau de mer, la poursuite du développement de cette technologie est nécessaire avant de pouvoir être pleinement commercialisée.

Dans les zones littorales, le recours au dessalement de l'eau de mer est une option robuste. Les technologies d'osmose inverse, aujourd'hui dominantes, présentent une consommation énergétique modérée par rapport à celle de l'électrolyse elle-même. À plus long terme, l'électrolyse directe de l'eau de mer fait l'objet de nombreux travaux de R&D, mais des verrous techniques importants subsistent avant tout déploiement industriel massif (corrosion, impuretés, gestion du chlore).

L'utilisation d'eau usée provenant de station d'épuration et le recyclage des eaux de procédé sont également des voies permettant de réduire significativement la consommation, à environ 15-20 litres par kg d'hydrogène produit.

2.4 Technologies d'électrolyse : état de l'art et perspectives

La production d'e-fuels repose aujourd'hui, dans l'immense majorité des cas, sur une étape commune : la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

Le choix de la technologie d'électrolyse influence la performance énergétique, la flexibilité d'exploitation, l'intégration au système électrique et, plus largement, la compétitivité des chaînes de valeur e-fuels. Les projets s'appuient essentiellement sur deux familles technologiques matures – l'alcalin et le PEM – tandis que la technologie haute température (SOEC) arrive progressivement à maturité et pourraient modifier l'équation technico-économique après 2030. La technologie à membrane échangeuse d'anions (AEM) ouvre quant à elle des perspectives pour réduire l'empreinte au sol et le CAPEX des électrolyseurs mais son déploiement à grande échelle doit encore être démontrée.



2.4.1 Technologies matures : alcalin et PEM

Les technologies alcaline et PEM présentent aujourd'hui un niveau de maturité suffisant pour être déployées dans des projets commerciaux d'e-fuels. Toutes deux affichent des consommations spécifiques relativement proches, de l'ordre de 52 **kWh/kg H₂** en début de vie pour le stack et ses auxiliaires, soit un rendement autour de 60%. Le vieillissement des stacks conduit toutefois à une augmentation de la consommation électrique qui atteint 57 à 60 kWh/kg H₂ en fin de vie.

L'**électrolyse alcaline** est la technologie historique de l'industrie chlore-alcali.

La version basse pression (Thyssenkrupp Nucera, Nel) dispose d'un retour d'expérience considérable et offre des coûts parmi les plus faibles du marché.

La version haute pression, largement déployée dans les grands projets chinois (plusieurs centaines de MW), bénéficie d'effets d'échelle importants et de coûts très compétitifs, autour de 300 k€/MW, contre 800 k€/MW pour des équipements européens (solution modulaire incluant les stacks, les redresseurs et les séparateurs gaz-liquide).

L'alcalin est robuste, fiable et adapté aux très grandes puissances. Bien que la technologie présente une bonne flexibilité en opération, sa plage de fonctionnement et ses temps de démarrage/arrêt plus réduits que le PEM ne lui permettent pas un fonctionnement optimal dans le cadre d'une alimentation directe par des renouvelables.

L'**électrolyse PEM**, de son côté, a été déployée avec succès en Europe sur des projets de 50 MW et plus. Les premières unités de 100 à 200 MW sont en cours de construction (ex. projet Normand'Hy dans la zone industrielle de Port Jérôme). Les coûts, historiquement supérieurs à ceux de l'alcalin pour les petites unités, convergent désormais pour les grandes puissances (>100 MW).

Le PEM se distingue par sa compacité, sa flexibilité exceptionnelle (démarrage rapide à froid, minimum en opération à 20% de la charge) et sa capacité à gérer des profils de production très fluctuants – un atout majeur pour les projets couplés à l'éolien offshore et au photovoltaïque. La technologie est principalement produite en Europe, ce qui constitue un avantage dans les dossiers d'aides publiques et dans les projets cherchant à maximiser le contenu technologique européen.

À noter que la filière dispose encore de peu de retours d'expérience sur l'exploitation d'électrolyseurs alcalins ou PEM à grande échelle en suivi dynamique de profils d'électricité renouvelable. Si les performances annoncées sont prometteuses, l'effet d'un fonctionnement très flexible (cycles fréquents, rampes rapides, arrêts/redémarrages) sur la dégradation, la durée de vie des stacks et, plus largement, sur la fiabilité et les coûts de maintenance des systèmes reste à consolider par des données d'exploitation sur la durée.

Répartition actuelle des usages

Dans les grands projets d'e-ammoniac et d'e-méthanol adossés à des ressources renouvelables abondantes (éolien et solaire), l'alcalin reste la technologie de référence. Certains projets intègrent néanmoins une fraction de PEM pour absorber les variations rapides, notamment lorsque l'éolien est prédominant.

Les projets d'e-SAF situés en Europe privilégient quant à eux très largement la technologie PEM, mieux adaptée aux sites industriels contraints et à la dynamique de production recherchée.

Exemples de projets ayant annoncé leur choix de technologie :

- NEOM (Arabie Saoudite) – e-ammoniac – 1 GW – Alcalin atmosphérique Thyssenkrupp
- AM Green (Inde) – e-ammoniac – 1,3 GW (600 MW phase 1) – Alcalin pressurisé (John Cockerill – Jingli)
- Arcadia (Danemark) – e-SAF – 200 MW – PEM Plug Power
- Kassø (Danemark) – e-méthanol – 52,5 MW – PEM atmosphérique Siemens Energy



2.4.2 Technologies émergentes : SOEC et AEM

À l'horizon 2030, deux technologies pourraient améliorer significativement les performances et l'économie des chaînes e-fuels : les électrolyseurs haute température SOEC et les électrolyseurs AEM.

Les **SOEC** (Solid Oxide Electrolysis Cells) offrent des gains énergétiques potentiels grâce à leur fonctionnement à haute température, qui réduit la consommation électrique spécifique nécessaire à la dissociation de l'eau (diminution du potentiel électrochimique, réaction en phase vapeur).

Tableau 2 : Tableau comparatif des types d'électrolyseurs

	Alcalin (AEL)	PEM	SOEC (haute température)	AEM
Maturité (TRL)	TRL 9 – Technologie la plus éprouvée ; >100 ans d'usage industriel	TRL 8–9 – Déploiement industriel croissant (50–200 MW)	TRL 6–7 – Démonstrateurs MW, industrialisation et mise à l'échelle en cours	TRL 4–6 – Pré-industriel, premières unités pilotes
Consommation spécifique / Rendement	~52–60 kWh/kg H ₂ ; rendement ≈ 60 %	~52–58 kWh/kg H ₂ ; rendement ≈ 60 %	38–42 kWh/kg H ₂ (avec chaleur récupérée pour vaporiser l'eau) ; rendement 70–85 %	48–52 kWh/kg H ₂ annoncés à terme ; rendement encore instable
Flexibilité / dynamique	Faible à moyenne ; rampes lentes, moins adapté aux variations rapides	Excellente flexibilité ; variations rapides (<1 min) ; idéale pour ENR variables	Flexibilité moyenne à démontrer à grande échelle ; cycles chaud-froid fréquents pénalisants ; stabilité thermique à maintenir pour redémarrage rapide	Flexibilité théoriquement élevée, mais non démontrée à grande échelle
CAPEX (stacks + redresseurs + séparateurs)	300–500 k€/MW (Chine) ; 600–900 k€/MW (UE)	800–1 200 k€/MW ; convergence vers l'alcalin pour >100 MW	>1500 k€/MW en démonstrateur ; baisse attendue après 2030 avec la production de masse	300–600 k€/MW visés à maturité, mais non représentatif aujourd'hui
Durée de vie / robustesse	Très robuste, longue durée de vie (>60 000 h)	Bonne durée de vie ; sensibilité à la qualité de l'eau et aux conditions extrêmes	Durée de vie en cours d'amélioration (~20 000 h, >40000h visés)	Durée de vie non stabilisée (problème membranes et catalyseurs)
Matériaux critiques	Très faible ; catalyseurs peu coûteux	Besoin en métaux critiques (iridium, platine)	Très faibles ; Matériaux céramiques peu coûteux	Objectif : matériaux non critiques ; encore en développement
Adaptation aux e-fuels	Très adapté aux gigaprojets e-ammoniac et e-méthanol	Très adapté aux e-SAF, projets couplés ENR/Nucléaire flexibles	Très prometteur pour PTL via couplage procédés exothermiques e-ammoniac & e-SAF, et utilisation syngas direct (RWGS évitable), couplage thermique nucléaire	Prometteur pour réduire les CAPEX à long terme
Avantages clés	CAPEX faible, disponibilité, grande échelle	Meilleure flexibilité ; compacité ; suit les ENR	Rendement supérieur ; valorisation chaleur de procédés ; réduction besoin en eau de refroidissement ; cogénération chaleur/syngas	Potentiel coût réduit + flexibilité ; matériaux bas coût
Limites principales	Flexibilité limitée ; besoin de grandes installations	Coûts encore élevés ; dépendance métaux critiques	Pas de retour d'expérience industrielle à grande échelle ; disponibilité chaleur pour produire la vapeur basse température	Maturité faible ; durabilité incertaine

Par ailleurs, la plupart des procédés de synthèse d'e-fuels en aval (Fischer-Tropsch, méthanol, méthanation) sont exothermiques : la valorisation de cette chaleur pour produire de la vapeur, puis l'alimentation d'un SOEC, peut améliorer le rendement global de l'installation en renforçant son intégration thermique.

À terme, les SOEC pourraient également être exploités en co-électrolyse (vapeur d'eau + CO₂) afin de produire directement un syngas (CO + H₂) à la stœchiométrie adaptée aux synthèses Fischer-Tropsch, méthanol ou méthane, ce qui peut réduire, voire éviter, le recours à une étape dédiée de reverse water-gas shift.

Les démonstrateurs SOEC affichent déjà des rendements supérieurs aux technologies basse température, et plusieurs acteurs – dont Genvia et Topsoe – investissent dans des capacités industrielles. La technologie est généralement positionnée autour d'un TRL 6–7, mais doit encore démontrer sa durabilité et sa fiabilité sur de longues durées de fonctionnement et à grande échelle. Les premières implantations industrielles de taille significative sont attendues vers 2030, avec des ramp-ups annoncés vers des capacités de production de plusieurs GW/an. Enfin, par rapport aux électrolyseurs basse température, les SOEC peuvent réduire les besoins en refroidissement et donc la consommation d'eau associée, selon les schémas d'intégration retenus.

Les **AEM** (Anion Exchange Membrane) visent à combiner les coûts et l'usage de matériaux moins critiques propres à l'alcalin avec la compacité et la flexibilité du PEM. Les progrès récents sur les membranes et les électrodes – notamment portés par des acteurs comme Gen-Hy – laissent entrevoir des gains d'efficacité et des perspectives de baisse de coûts. L'AEM reste toutefois à un stade pré-industriel : son TRL demeure encore insuffisant pour des projets de très grande puissance, et la technologie doit confirmer sa robustesse, sa durée de vie et sa stabilité de performance avant un déploiement massif.

2.5 Implications stratégiques pour les projets d'e-fuels

À court terme, les projets d'e-fuels arrivant à maturité, en particulier ceux visant une décision finale d'investissement (FID) avant 2030, s'appuieront encore très majoritairement sur l'alcalin et le PEM. Le choix entre les deux repose essentiellement sur :

- le profil de l'électricité disponible (intermittence, variabilité, constance du nucléaire),
- les contraintes de foncier et d'intégration,
- le besoin de flexibilité opérationnelle,
- les objectifs de contenu local / européen,
- et la disponibilité industrielle des fabricants.

Après 2030, deux évolutions structurelles pourraient transformer l'architecture des projets :

1. **Le développement des réseaux de transport d'hydrogène**, notamment en Europe, qui permettra de dissocier la localisation des électrolyseurs (zones d'électricité très bon marché) de celle des unités d'e-fuel (zones disposant de CO₂ biogénique, de pétrochimie existante ou d'infrastructures logistiques).
2. **La montée en maturité des SOEC** ainsi que la généralisation de la co-électrolyse, qui ouvriront de nouveaux gains de rendement et de nouveaux leviers de réduction de coûts dans les chaînes e-fuels – un enjeu essentiel pour rapprocher progressivement leur prix des carburants fossiles.

3. Cartographie des e-fuels et molécules de synthèse

L'énergie contenue dans les e-fuels provient de l'électricité renouvelable ou bas-carbone via l'hydrogène comme vecteur énergétique. Les e-fuels ont une densité énergétique volumique plus élevée que l'hydrogène mais moins que les hydrocarbures traditionnels. Certains e-fuels, comme le méthanol ou les carburants paraffiniques de synthèse, sont liquides aux conditions ambiantes tandis que l'ammoniac et le méthane sont gazeux mais peuvent être liquéfiés à des conditions plus accessibles que l'hydrogène.

Tableau 3 : Propriétés principales des e-fuels

	Densité [3]	Densité énergétique [4] massique	Densité énergétique volumique
	kg/m ³	MJ/kg	MJ/L
e-gazole ou e-diesel	780	44	34.3
e-kérosène ou e-jetfuel	756	44.1	33.3
e-essence ou e-gasoline	748	41.5	31
e-méthane liquide (-161°C)	425	50.1	22
e-méthanol	793	19.9	15.8
e-ammoniac liquide (-33°C)	681	18.6	12.7
Hydrogène liquide (-253°C)	71	120	8.5
e-méthane gaz	0.65	50.1	0.04
e-ammoniac gaz	0.69	18.6	0.013

Le tableau à la page suivante recense les caractéristiques principales, en termes d'impact sur l'environnement et la santé humaine, des molécules e-fuels, identiques à leurs équivalents issus des fossiles.

La production d'e-fuels repose sur une première étape commune qui est la production d'hydrogène par électrolyse. Le développement des filières de production d'e-fuels est donc dépendante du développement des technologies de production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau.

L'étape suivante repose sur une réaction entre l'hydrogène et l'azote pour le cas du e-ammoniac ou le CO₂ pour les autres e-fuels carbonés.

[3] Densité aux conditions standards de température et de pression (25°C, 1 bar) sauf si température différente indiquée.

[4] La densité énergétique considérée pour ces combustibles à usage de carburant est le PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) qui considère que lors de la combustion, la vapeur d'eau produite n'est pas condensée, de sorte que la chaleur latente associée est non récupérée.

Tableau 4 : Caractéristiques d'impact environnemental et sur la santé humaine des e-fuels (extraits des fiches de données de sécurité)

	e-Méthane	e-Méthanol	e-carburant paraffinique	e-Ammoniac
Toxicologie & dangerosité	<ul style="list-style-type: none"> Gaz inflammable Non Toxique 	<ul style="list-style-type: none"> Liquide inflammable Irritation des yeux, nez, gorge et voies respiratoires Intoxications sévères entraînant des troubles neurologiques 	<ul style="list-style-type: none"> Liquide et vapeurs inflammables Non toxique (sans aromatique) 	<ul style="list-style-type: none"> Vapeurs toxiques et corrosives Brûlures des yeux, nez, gorge et voies respiratoires ≥30 ppm : dangereux ≥100-200 ppm : effets irréversibles (suivant temps d'exposition)
Environnement	GES (PRG-100 ans de 28)	GES (CO ₂ de combustion)	GES (CO ₂ de combustion) Moins de NO _x , SO _x et particules que gazole conventionnel	Sous-produits de combustion sont des GES : N ₂ O (PRG 100 ans-265), NO _x
Pollution eaux/sols	Pas d'impact	Pollution des eaux (forte miscibilité)	Pollution sol et mers faible	<ul style="list-style-type: none"> Dissolution dans l'eau de mer Impact sur faune et flore

3.1 E-méthane



3.1.1 Propriétés

Le **méthane (CH₄)** est l'hydrocarbure le plus simple et le principal constituant du gaz naturel. À température et pression ambiantes, il se présente sous forme gazeuse et possède une densité énergétique d'environ 35,9 MJ/Nm³, soit 50,1 MJ/kg. Lorsque le gaz est refroidi à environ - 161 °C sous pression atmosphérique, il se liquéfie et devient du gaz naturel liquéfié (GNL), dont la densité énergétique volumique atteint environ 22 MJ/L, un niveau comparable à celui de l'essence ou du gazole. Cette combinaison d'une forte densité énergétique massique et d'une densité volumique intéressante sous forme liquéfiée explique le succès du méthane comme vecteur énergétique dans la production de chaleur, d'électricité et pour certains usages de mobilité, notamment le GNV/GNL.

Du point de vue sanitaire et environnemental, le méthane est un gaz non toxique, non corrosif et sans impact direct sur les sols ou les eaux en cas de fuite. En revanche, c'est un puissant gaz à effet de serre : son potentiel de réchauffement global (PRG) sur 100 ans est de l'ordre de 28 fois celui du CO₂, ce qui rend la maîtrise des émissions fugitives (fuites de méthane) un enjeu déterminant, qu'il s'agisse de méthane fossile, biogénique ou de synthèse.

Le e-méthane, ou méthane de synthèse, est chimiquement identique au méthane fossile. Il est produit à partir d'hydrogène renouvelable ou bas carbone, issu de l'électrolyse de l'eau, et de dioxyde de carbone. Parce qu'il s'agit du même gaz que le méthane naturel, le e-méthane est parfaitement substituable : il peut être injecté dans les réseaux gaziers existants, stocké dans les mêmes infrastructures souterraines, transporté sous forme de e-GNL dans les terminaux et navires méthaniers, et utilisé dans les chaudières, turbines à gaz, moteurs et procédés industriels actuels, sans modification significative des équipements.

Selon l'origine de l'électricité, il peut être certifié comme RFNBO ou comme « low-carbon fuel » au sens du droit européen récent, dès lors qu'il respecte les critères d'intensité carbone définis dans les actes délégués.



3.1.2 Processus de production

Origine fossile et spécificité du méthane

Le méthane fossile provient de la décomposition de matières organiques au cours de millions d'années, piégées dans des gisements souterrains. Il représente jusqu'à 90 % du gaz naturel actuellement extrait et consommé. On peut aussi le produire durablement soit par des procédés biologiques (méthanisation), soit par des procédés thermochimiques, soit enfin par synthèse à partir d'hydrogène et de CO₂ (e-méthane). Cette "reproductibilité" industrielle rapide, combinée à une intégration totale dans les infrastructures existantes, en fait une molécule pivot pour les scénarios de gaz verts.

Production biologique : biogaz et biométhane

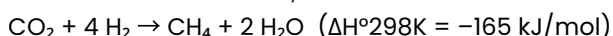
La méthanisation constitue aujourd'hui la principale voie de production de méthane renouvelable. Elle repose sur la digestion anaérobie de matières organiques variées (effluents d'élevage, résidus agricoles, biodéchets, boues d'épuration...), produisant un biogaz composé d'environ 60 % de CH₄ et 40 % de CO₂. Après épuration afin de répondre aux spécifications du réseau, le biométhane est injecté et le CO₂ biogénique séparé peut être valorisé par méthanation, qu'elle soit biologique ou catalytique. Le couplage méthanisation-méthanation permet ainsi d'augmenter d'environ 70 % la production de méthane renouvelable à partir d'un même gisement de biomasse.

Production thermochimique : pyrogazéification et gazéification hydrothermale

En complément de la méthanisation, des procédés thermochimiques – pyrogazéification et gazéification hydrothermale – permettent de convertir des biomasses et des déchets secs ou humides en un gaz de synthèse composé principalement de CH₄, H₂, CO et CO₂. Ce gaz de synthèse peut ensuite être orienté vers une étape de méthanation, avec un apport éventuel d'hydrogène afin de respecter les proportions stœchiométriques, pour produire du méthane renouvelable ou bas carbone injectable dans les réseaux gaziers.

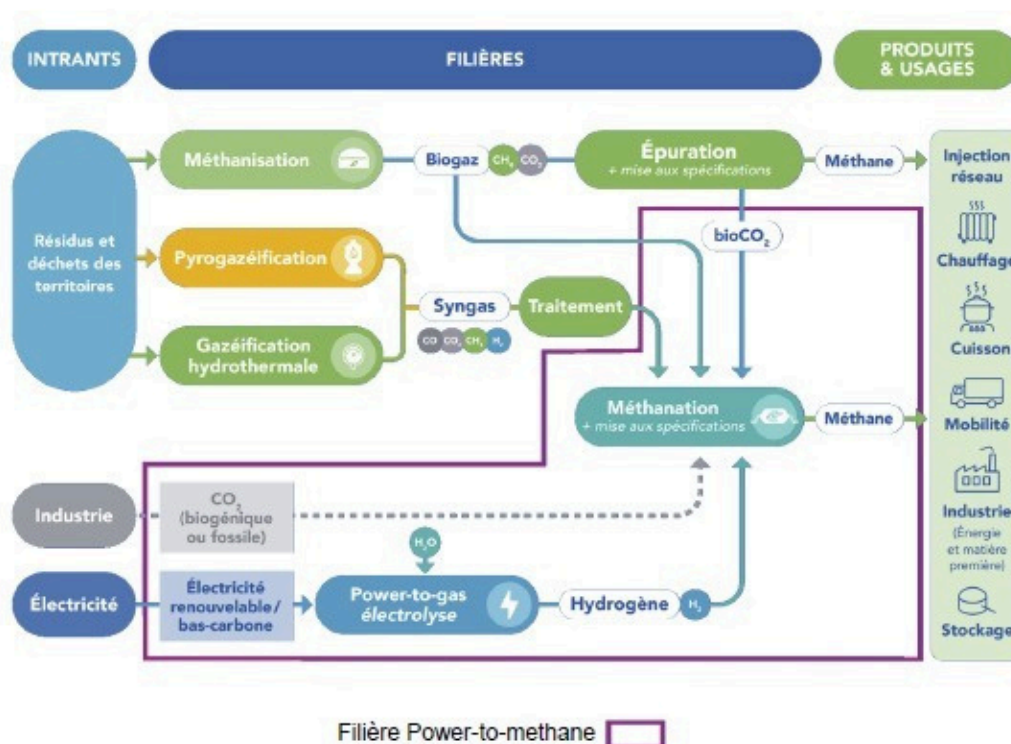
Production par synthèse : e-méthane

Le e-méthane, au sens strict, désigne le méthane produit par synthèse à partir de CO₂ et d'hydrogène renouvelable ou bas carbone, via la réaction de méthanation. L'équation simplifiée, connue sous le nom de réaction de Sabatier, s'écrit :



Cette réaction est fortement exothermique et nécessite une gestion fine des flux de chaleur.

Figure 5 : Schéma du principe de fonctionnement de la brique Power-to-méthane dans la production de gaz verts (source: GRDF)



3.1.3 Rendement et efficacité énergétique

La performance énergétique globale du e-méthane dépend principalement de deux étapes : la production d'hydrogène par électrolyse et la conversion CO₂/H₂ en CH₄ par méthanation. À cela s'ajoutent la consommation électrique des auxiliaires (compression, pompes, refroidissement), ainsi que le degré de valorisation de la chaleur fatale.

Avec les technologies d'électrolyse alcaline ou PEM, les rendements d'électrolyse se situent en général autour de 60 % (en PCI), ce qui signifie qu'il faut environ 50 à 60 kWh d'électricité pour produire 1 kg d'hydrogène. La méthanation catalytique, bien conduite, permet de convertir 70 à 85 % du CO₂ en CH₄ par passage, avec des schémas industriels qui approchent souvent des taux de conversion globaux de 90 % grâce à des boucles de recyclage. La méthanation biologique peut afficher des rendements proches de 95–100 % sur le CO₂, au prix de vitesses de réaction plus faibles et d'unités plus volumineuses.

En combinant ces briques, les rendements globaux actuels de conversion de l'électricité en e-méthane sont estimés entre 48 et 52 % sur base PCI, dans des configurations typiques alcalin/PEM + méthanation, sans intégration thermique très poussée. Dit autrement, environ la moitié de l'énergie électrique initiale se retrouve stockée dans le méthane produit. Ce rendement peut paraître modeste par rapport à une électrification directe, mais il s'accompagne d'avantages en termes de stockage massif, d'utilisation d'infrastructures existantes et de "portabilité" de l'énergie, qui justifient le recours aux e-fuels dans les usages difficilement électrifiables.

À horizon 2030, l'amélioration des électrolyseurs et le déploiement des SOEC devraient permettre d'augmenter significativement ces rendements. Les SOEC pourraient ainsi valoriser la vapeur chaude issue de la méthanation et réduire la consommation électrique par kg d'hydrogène produit.

Les études technico-économiques disponibles indiquent que des rendements globaux compris entre 61 et 66 % pourraient être atteints dans des configurations optimisées "SOEC + méthanation catalytique", la vapeur à environ 300–350 °C générée par la réaction alimentant directement l'électrolyseur.

Parallèlement, la valorisation de la chaleur de méthanation permet d'améliorer l'efficacité globale du système énergétique dans lequel s'insère l'unité e-méthane. Dans les configurations alcalines ou PEM, la récupération de chaleur peut représenter jusqu'à 25 % d'énergie utile supplémentaire, sous forme de chaleur basse ou moyenne température pour des réseaux de chaleur, des procédés industriels ou des besoins de préchauffage. Dans les architectures basées sur des SOEC, qui utilisent déjà une chaleur de niveau plus élevé, le gain marginal est plus limité mais reste significatif, de l'ordre de 15 %.



3.1.4 Technologies, TRL et procédés de méthanation

La méthanation peut être mise en œuvre selon deux grandes approches, catalytique et biologique, qui se distinguent par leurs conditions opératoires, leur maturité, leur tolérance aux impuretés et leur intégration au système énergétique local.

Méthanation catalytique

La **méthanation catalytique** est la technologie la plus ancienne et la plus mature. Elle fonctionne à des températures typiquement comprises entre 200 et 600 °C, sous des pressions pouvant atteindre 40 bar, en présence de catalyseurs métalliques (nickel principalement, mais aussi ruthénium ou cobalt pour des formulations plus spécifiques). Ces conditions impliquent une purification préalable du gaz alimentant le réacteur, en particulier pour réduire les composés soufrés (H_2S) à des niveaux très bas, souvent inférieurs au ppm, afin de préserver l'activité du catalyseur.

La méthanation catalytique est principalement mise en œuvre dans des réacteurs à lit fixe, adaptés à des débits élevés mais nécessitant une gestion thermique rigoureuse, des alternatives à lit fluidisé ou des réacteurs intensifiés étant également à l'étude. Technologie mature (TRL 7 à 9), elle est déjà déployée à l'échelle pilote, démonstrateur et commerciale dans plusieurs pays (Allemagne, Danemark, Suisse, France, etc.) et se prête particulièrement à des projets de taille moyenne à grande.

Méthanation biologique

La méthanation biologique, ou biométhanation, repose sur l'activité de micro-organismes méthanogènes capables de convertir le CO₂ et l'hydrogène en méthane dans des conditions de température modérées, généralement comprises entre 35 et 65 °C. Le procédé se déroule dans des réacteurs biologiques dédiés, où le gaz (CO₂ ou biogaz, syngas) et l'hydrogène sont mis en contact avec un milieu liquide et une biomasse microbienne adaptée. Les réactions biochimiques conduisent à la formation de CH₄ et d'eau, avec des rendements de conversion du CO₂ pouvant dépasser 95 %.

L'un des principaux atouts de la méthanation biologique est sa tolérance à des gaz peu purifiés, tels que le biogaz brut ou certains syngas, facilitant ainsi son couplage avec la méthanisation :

- en configuration in situ, l'hydrogène est injecté directement dans le digesteur de méthanisation. La conversion partielle du CO₂ en CH₄ augmente la teneur en méthane du biogaz et permet de produire du e-méthane sans installer de réacteur supplémentaire, ce qui réduit les CAPEX. Cette configuration nécessite cependant une maîtrise fine de l'injection d'hydrogène, de la solubilité limitée du H₂, du pH et de la stabilité de la communauté microbienne
- en configuration ex situ, la méthanation biologique se déroule dans un réacteur séparé, en aval de la production de biogaz. Le CO₂ peut être injecté sous forme pure ou via un mélange gazeux, en ajustant le ratio stœchiométrique avec l'hydrogène. La séparation des fonctions permet de préserver la stabilité du digesteur et d'optimiser indépendamment la méthanisation et la méthanation, au prix d'un investissement

La méthanation biologique peut être mise en œuvre dans différents types de réacteurs (CSTR, biofilm, membranes), selon les compromis recherchés. Sa maturité technologique s'étend généralement de TRL 6 à 8 pour les configurations in situ et de TRL 7 à 9 pour certaines configurations ex situ déjà démontrées à l'échelle industrielle.

Tableau 5: Comparaison des deux procédés de méthanation : Biologique et Catalytique

Paramètre	Voie catalytique	Voie biologique
Température	200–600 °C	35–65 °C
Pression	< 40 bar	1–10 bar
Rendement de conversion	70–85 %	95–100 %
Tolérance aux impuretés	Faible	Élevée
Valorisation de la chaleur	Vapeur haute pression	Chaleur basse température
Empreinte au sol	Réduite	Plus élevée
Flexibilité	Démarrage en heures	Démarrage en minutes/secondes



3.1.5 Transport, stockage et intégration logistique

L'un des atouts majeurs du e-méthane réside dans sa compatibilité totale avec la chaîne gazière existante. Contrairement à l'hydrogène, qui impose des adaptations plus profondes des infrastructures, le méthane de synthèse peut être considéré comme un "gaz vert de même nature" que le gaz naturel, dès lors qu'il respecte les spécifications de qualité des réseaux.

Injecté dans les réseaux de transport et de distribution, le e-méthane se mélange sans restriction au gaz fossile ou au biométhane. Il peut ainsi alimenter les mêmes usages chaleur, process industriels et centrales électriques, bénéficier des mêmes capacités de flexibilité (modulation de débit, gestion saisonnière) et s'inscrire dans les mêmes schémas de marché. Les stockages souterrains existants – cavités salines, nappes aquifères, gisements déplétés – peuvent accueillir le e-méthane comme ils accueillent aujourd'hui le gaz naturel, offrant des capacités de stockage massives de l'ordre de plusieurs dizaines de TWh à l'échelle européenne.

Sous forme liquéfiée, le e-méthane devient du e-GNL. Il peut alors emprunter la chaîne logistique GNL existante : terminaux méthaniers, navires de transport, réservoirs cryogéniques et systèmes de soutage. Pour le transport maritime, cette continuité logistique est particulièrement attractive : elle permet d'envisager une trajectoire progressive partant du GNL fossile, passant par le bio-GNL puis le e-GNL, avec des mélanges successifs de plus en plus décarbonés, sans remettre en cause les investissements réalisés dans la flotte et dans les infrastructures portuaires.

Enfin, le e-méthane peut être transporté sur de longues distances, soit sous forme gazeuse via de grands gazoducs continentaux, soit sous forme liquéfiée par navires. Il offre ainsi une option pour relier les zones à fort potentiel d'électricité renouvelable bon marché (Moyen-Orient, Amérique du Sud, Australie, Afrique du Nord) aux zones consommatrices européennes, dans une logique d'import d'énergie décarbonée s'appuyant sur une technologie et une logistique déjà éprouvées.



3.1.6 Usages actuels et futurs

Aujourd'hui, le méthane est utilisé massivement pour la production de chaleur et d'électricité, dans les chaudières industrielles et collectives, les centrales à cycle combiné, les réseaux de chaleur et de froid. Il alimente également des usages spécifiques dans l'industrie (verrière, céramique, chimie, métallurgie) où la flamme gaz reste difficilement substituable à court terme, ainsi que la mobilité, via le GNV (gaz naturel véhicule) et le GNL pour les poids lourds et certains segments maritimes.

Le e-méthane, en complément du biométhane, est envisagé comme un substitut direct au méthane d'origine fossile dans ces usages matures. Dans une première phase, il viendra s'ajouter au biométhane pour augmenter la part de gaz décarboné injecté dans les réseaux, en particulier dans les zones où le potentiel biomasse est insuffisant pour couvrir la demande. Il contribuera également à alimenter des centrales électriques flexibles, utilisées en appoint d'un système électrique largement basé sur les énergies renouvelables.



À plus long terme, sous forme liquéfiée, le e-méthane devient du e-GNL, qui s'impose comme l'un des candidats pour la décarbonation du transport maritime dans une approche de neutralité carbone sur le cycle de vie. Le caractère réellement "zéro ou faible émission" de cette solution dépendra de l'origine du CO₂ et de l'électricité, ainsi que du niveau de maîtrise des émissions fugitives de méthane sur l'ensemble de la chaîne. L'intérêt de cette filière tient à la continuité qu'elle offre : la chaîne gazière, du GNL fossile au biométhane liquéfié puis au e-méthane liquéfié, permet d'imaginer une transition énergétique progressive, pilotée par une incorporation croissante de fractions renouvelables ou bas carbone dans un pool de GNL existant.

Pour de nombreux acteurs industriels, cette "chaîne du gaz" constitue une trajectoire crédible de décarbonation, en particulier dans les secteurs où l'électrification directe et l'usage de l'hydrogène pur restent difficiles à mettre en œuvre à court terme. Elle permet de capitaliser sur les investissements déjà réalisés dans la flotte et dans les terminaux, tout en laissant le temps au passage à l'échelle des e-fuels et à la maturation de filières alternatives (ammoniac, méthanol, e-carburants liquides).



3.1.7 Enjeux, verrous et éléments de synthèse

Le développement du e-méthane se heurte à plusieurs verrous structurants. Le premier est d'ordre économique : le coût de l'électricité renouvelable ou bas carbone reste le principal driver du coût de production, et les estimations actuelles situent le coût du e-méthane nettement au-dessus de celui du gaz naturel fossile et du biométhane. La baisse attendue des coûts des électrolyseurs, l'optimisation des schémas d'intégration énergétique et, à moyen terme, la montée en puissance des SOEC devraient permettre de réduire cet écart, mais l'atteinte d'une compétitivité "marché" sans soutien public restera le premier défi.

Un second verrou tient à la disponibilité du CO₂. À mesure que la réglementation restreindra l'usage de CO₂ fossile, les projets de e-méthane devront s'appuyer sur des gisements biogéniques concentrés ou sur des solutions de captage directe dans l'air, coûteuses et énergivores. La structuration de hubs CO₂ régionaux, connectés à des corridors d'hydrogène et à des plateformes de production d'e-fuels, sera déterminante pour sécuriser ces approvisionnements.

Sur le plan environnemental, la maîtrise des émissions fugitives de méthane tout au long de la chaîne (production, compression, transport, distribution, combustion) conditionne le bénéfice climatique réel de la filière. Un e-méthane produit avec une électricité bas carbone et un CO₂ biogénique mais distribué dans un système présentant des taux de fuite élevés pourrait voir son avantage climatique fortement réduit. Des normes strictes, des systèmes de surveillance et des programmes de réduction des fuites seront indispensables pour garantir l'intégrité environnementale de la filière.

Enfin, la place du e-méthane dans le bouquet de solutions de décarbonation devra être clarifiée au regard des autres options : biométhane, hydrogène direct, e-ammoniac, e-méthanol, e-carburants liquides. Sa force réside dans sa compatibilité totale avec les infrastructures existantes et dans son rôle de vecteur de stockage massif, mais son usage doit être réservé en priorité aux segments où ces atouts sont réellement nécessaires : stockage saisonnier, flexibilité de système électrique, usages industriels difficiles à électrifier et segments spécifiques de la mobilité lourde, notamment maritime.



3.2 E-méthanol



3.2.1 Propriétés

Le méthanol (CH_3OH) est l'alcool le plus simple. À température et pression ambiantes, il se présente sous forme liquide, avec une température d'ébullition de $64,7\text{ °C}$ et une densité d'environ $0,79\text{ t/m}^3$ à 20 °C . Son pouvoir calorifique inférieur (PCI) est de l'ordre de $19,8\text{--}20\text{ MJ/kg}$, soit un peu moins de la moitié de celui de l'essence ou du gazole, et environ $15\text{--}16\text{ MJ/litre}$ en base volumique.

Du point de vue moteur, le méthanol présente plusieurs propriétés intéressantes : un indice d'octane très élevé ($\text{RON} \approx 110\text{--}115$), une forte chaleur latente de vaporisation et une teneur élevée en oxygène. Cela en fait un carburant particulièrement adapté aux moteurs à allumage commandé optimisés pour ce type de carburant (taux de compression élevés, refroidissement interne accru), avec des gains potentiels d'efficacité thermique par rapport à l'essence. En revanche, son faible indice de cétane le rend peu compatible avec un usage direct dans des moteurs diesel conventionnels.

Le méthanol est miscible à l'eau, légèrement corrosif vis-à-vis de certains matériaux et surtout toxique pour l'être humain (ingestion, inhalation de vapeurs concentrées, contact prolongé). Sa manipulation, son stockage et son transport requièrent donc des protocoles de sécurité adaptés (détection de fuites, ventilation, formation des opérateurs). Ces contraintes restent toutefois bien maîtrisées dans l'industrie chimique, qui utilise le méthanol depuis des décennies à grande échelle.

Le **e-méthanol** désigne du méthanol synthétisé à partir d'hydrogène décarboné (principalement par électrolyse) et de CO_2 , plutôt qu'à partir de gaz naturel ou de charbon. Selon l'origine de l'électricité, il peut être certifié comme RFNBO (carburant renouvelable d'origine non biologique) ou comme « low-carbon fuel » au sens du droit européen récent, dès lors qu'il respecte les critères d'intensité carbone définis dans les actes délégués.



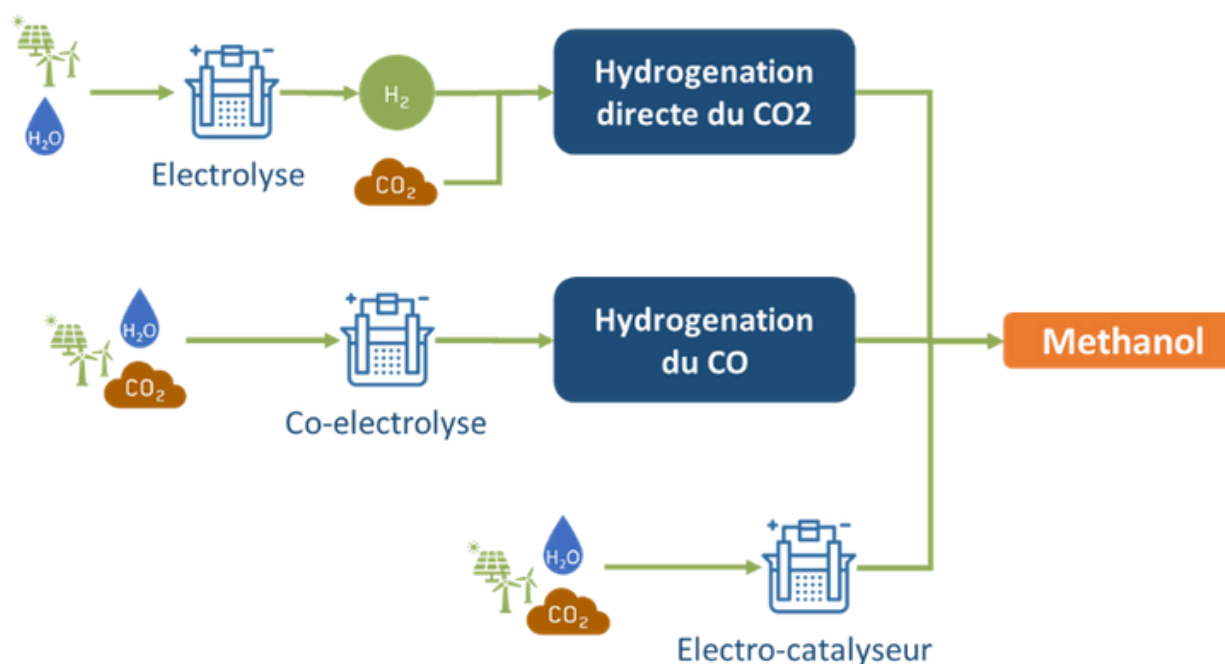
3.2.2 Processus de production

Historiquement, le méthanol est produit par hydrogénation catalytique d'un **gaz de synthèse** (mélange $\text{CO}/\text{H}_2/\text{CO}_2$), lui-même obtenu par reformage du gaz naturel ou gazéification du charbon. Cette chaîne est aujourd'hui parfaitement maîtrisée industriellement, mais fortement émettrice de CO_2 . L'enjeu des filières « renouvelables ou bas carbone » est de conserver une partie de ces briques technologiques tout en substituant les intrants fossiles par de l'électricité décarbonée, de l'hydrogène renouvelable et du CO_2 non fossile.

Dans ce cadre, on distingue trois grandes voies pour la synthèse de **e-méthanol** :



Figure 6 : Voies de production du e-méthanol



1. **Hydrogénation catalytique directe du CO₂** avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. C'est la voie aujourd'hui la plus mûre. Le CO₂ (biogénique ou industriel inévitable) est comprimé et mélangé à l'hydrogène, puis envoyé vers un réacteur de synthèse de méthanol fonctionnant typiquement à 50–100 bar et 250–300 °C sur des catalyseurs Cu/ZnO/Al₂O₃, très proches de ceux utilisés dans la filière fossile. On obtient un mélange de méthanol brut et d'eau, qui est ensuite distillé pour atteindre les spécifications commerciales. De nombreux licenciés et équipementiers se positionnent sur ces schémas « CO₂ + H₂ → MeOH » (Air Liquide, Casale, CRI, Johnson Matthey, Nextchem, Thyssenkrupp Uhde, Topsoe, etc.).

2. **Voie « syngas renouvelable » via co-électrolyse CO₂/H₂O, puis synthèse catalytique conventionnelle.** Dans ce cas, la première étape consiste à produire un gaz de synthèse CO + H₂ par co-électrolyse à haute température (SOEC). Ce syngas alimente ensuite une unité de synthèse de méthanol de type classique. Cette approche, encore en phase de démonstration, permet de mutualiser les briques industrielles existantes (boucles de synthèse, distillation) tout en optimisant le bilan énergétique via une meilleure intégration de la chaleur de réaction. Des projets pilotes de l'ordre du MW sont en cours ou annoncés en Europe, avec l'objectif d'atteindre un niveau de maturité TRL ~7 à l'horizon 2025–2030.

3. **Électro-réduction directe du CO₂ (électro-catalyse).** Cette troisième voie vise à produire du méthanol en une seule étape par électro-réduction du CO₂ en milieu aqueux sur des électrodes spécifiques. Elle reste à un niveau de TRL encore très bas (recherche fondamentale et pilote labo), avec des enjeux de sélectivité, de stabilité des catalyseurs et de densité de courant. Plusieurs industriels (Air Liquide, Mitsui, Topsoe et d'autres) communiquent sur des résultats prometteurs, mais aucun projet e-méthanol commercial ne repose aujourd'hui sur cette technologie.

En parallèle de ces voies purement « e-fuel » de type Power-to-Liquid (PtL), existe des voies hybrides de type Power & Biomass-to-Liquid (PBtL). Ces voies combinent gazéification de biomasse et apport d'hydrogène décarboné pour produire du e-bio-méthanol. Ces filières partagent des briques technologiques communes avec le e-méthanol.



3.2.3 Rendement et efficacité énergétique

Comparée aux procédés conventionnels à base de gaz naturel ou de charbon, la production de e-méthanol évite les étapes les plus énergivores (reformage, gazéification fossile). L'essentiel de la consommation énergétique se concentre alors dans la production d'hydrogène par électrolyse, complétée par les besoins en compression, recirculation, distillation et services auxiliaires.

Avec des électrolyseurs alcalins ou PEM de génération actuelle, la consommation électrique globale se traduit par un **rendement de conversion électricité → e-méthanol** de l'ordre de 45–50 % sur base PCI. Les études de référence indiquent qu'une amélioration progressive de ces technologies, combinée à une meilleure intégration de la chaleur de réaction et au recours à des SOEC en co-électrolyse, pourrait porter ce rendement dans une fourchette de **≈ 58–63 % à l'horizon 2030**, dans des configurations optimisées.

Au-delà du rendement strict, l'intérêt énergétique du e-méthanol réside aussi dans la possibilité de valoriser la **chaleur fatale** émise par la synthèse (chauffage urbain, procédés industriels) et d'utiliser l'oxygène coproduit par électrolyse. L'exemple de l'usine de Kassø au Danemark est explicite : une partie de la chaleur récupérée alimente le réseau de chaleur local, ce qui améliore le bilan global du projet.



3.2.4 Technologies et niveau de maturité

Pour le e-méthanol, le cœur du procédé (synthèse catalytique) est une technologie mature, adossée à plusieurs décennies de retour d'expérience dans la pétrochimie. La nouveauté réside dans :

- la substitution du syngas fossile par des combinaisons $\text{CO}_2 + \text{H}_2$ décarboné, ou syngas généré à partir de CO_2 par co-électrolyse ;
- l'intégration à grande échelle avec des électrolyseurs et des sources de CO_2 renouvelable.

On peut schématiser la maturité comme suit :

- **Hydrogénation catalytique du CO_2 avec H_2 électrolytique** : TRL 7–9. Plusieurs unités industrielles sont déjà en service ou en construction (Islande, Chine, Danemark, Norvège, Suède, France, etc.), avec des capacités allant de quelques milliers à plusieurs centaines de milliers de tonnes par an.
- **Voie co-électrolyse $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ + synthèse conventionnelle** : TRL 4–6. Des pilotes MW sont en développement, notamment en Europe.
- **Électro-réduction directe du CO_2 en méthanol** : TRL 2–3. À ce stade, l'enjeu est encore scientifique (sélectivité vers le méthanol vs CO /format, durabilité des électrodes, montée en densité de courant, etc.).

En parallèle, les briques d'amont (électrolyseurs alcalins/PEM, captage de CO_2 , réseaux électriques) et d'aval (stockage, logistique, sécurité) sont déjà bien maîtrisées, ce qui explique que plusieurs projets de taille significative arrivent aujourd'hui à l'étape de décision finale d'investissement (FID). Le Methanol Institute fait ainsi état de plus de 230 projets de méthanol renouvelable annoncés dans le monde, dont environ 23 Mt/an de capacités d'e-méthanol d'ici 2030.



3.2.5 Transport & Stockage

Sur le plan logistique, le e-méthanol bénéficie d'un atout majeur : il est **liquide à température et pression ambiantes**, contrairement à l'hydrogène, à l'ammoniac ou au méthane qui nécessitent compression ou cryogénie pour être transportés à grande échelle. Il peut être stocké dans des réservoirs atmosphériques et être transporté par navire chimique, train ou camion-citerne. Le e-méthanol peut s'appuyer sur les infrastructures de transport et de stockage du méthanol fossile, déjà existantes dans le monde entier, pour pouvoir être distribué.

La toxicité du produit impose néanmoins des dispositifs de confinement, de détection de fuites et de ventilation adaptés, ainsi qu'une formation spécifique du personnel. Ces exigences sont cependant bien maîtrisées dans l'industrie chimique et les terminaux portuaires. Les installations de stockage doivent également prendre en compte les caractéristiques d'inflammabilité et les risques de corrosion vis-à-vis de certains matériaux, mais ces enjeux sont connus et intégrés dans les codes de conception.

Du point de vue environnemental, le principal risque n'est pas la contamination durable des sols ou des eaux – le méthanol étant biodégradable – mais la sécurité des personnes en cas de fuite ou d'exposition directe, d'où l'importance de protocoles de manipulation rigoureux.



3.2.6 Usages actuels et futurs

Comme le montre le tableau 6-4 ci-dessus, la production en grande quantité de e-méthanol est possible et de nombreuses usines seront mises en production à horizon 2025-2027, à destination du maritime notamment.

Aujourd'hui, le **méthanol est avant tout une matière première chimique**. Environ 60 % de la consommation mondiale sont destinés à la production de formaldéhyde, acide acétique, solvants, résines, plastiques, ou encore à des procédés de type Methanol-to-Olefins (MTO) pour produire éthylène et propylène. Dans ces usages, le e-méthanol peut, à terme, se substituer au méthanol fossile sans modification majeure des procédés, sous réserve de compétitivité économique et de disponibilité suffisante.

Environ 30 % de la demande mondiale sont déjà utilisés comme carburant ou additif :

- mélange avec l'essence à différents taux (M3, M15, M85, M100) pour la mobilité routière ;
- carburant pour des flottes dédiées (véhicules flex-fuel, applications de compétition) ;
- carburant maritime dans des moteurs dédiés ou dual-fuel.

Dans le **transport maritime**, le méthanol – en particulier le e-méthanol et le biométhanol – s'impose comme l'un des candidats principaux pour atteindre les objectifs de décarbonation. Les analyses ACV récentes [5] indiquent qu'un méthanol renouvelable permet des réductions d'émissions de GES d'au moins 70 % par rapport au fioul lourd fossile, sous réserve de limiter les émissions amont et de respecter les critères RED III.

De plus, le méthanol ne nécessite pas de modifications profondes des navires, aussi bien au niveau des cuves de stockage que des motorisations, pour pouvoir être utilisé. La dynamique est déjà visible, notamment chez Maersk qui a commandé une flotte de navires porte-conteneurs dual-fuel méthanol et a mis en service en 2025 la première vague de navires alimentés en e-méthanol, notamment grâce à l'usine de Kassø au Danemark (42 000 t/an).

[5] LUCAS M, GUYON O, MARICAR-PICHON M, EL-KADI J, DAUPHIN R (2025). Life Cycle Assessment of E-/Bio Methanol and E-/Grey-/Blue- Ammonia for Maritime Transport, IFP Energies Nouvelles, commissioned by CMA CGM, France."

À plus long terme, les scénarios de transition énergétique (IRENA [6]) envisagent une montée en puissance massive de la production de méthanol renouvelable, pouvant atteindre 250 Mt/an d'e-méthanol et 135 Mt/an de biométhanol d'ici 2050, sur une demande totale projetée de l'ordre de 500 Mt/an, largement tirée par les usages carburant (maritime et, dans une moindre mesure, routier et aviation via la voie « Methanol-to-Jet »).



3.2.7 Enjeux et verrous

Le développement du e-méthanol repose, comme pour d'autres e-fuels, sur deux déterminants majeurs : la compétitivité de l'électricité décarbonée et la disponibilité d'un CO₂ compatible avec les exigences réglementaires. Le coût de production reste aujourd'hui fortement dépendant du prix du MWh d'électricité renouvelable ou bas carbone, qui peut représenter plus de 50% du coût final. La filière pourrait néanmoins bénéficier plus tôt que d'autres e-carburants d'effets d'échelle, en raison de la maturité industrielle du procédé de synthèse du méthanol et de l'existence d'un marché mondial déjà très structuré.

L'accès à un CO₂ non fossile constitue un second facteur critique. La filière e-méthanol est particulièrement sensible à la disponibilité de gisements biogéniques concentrés ou à l'émergence de solutions de captage directe dans l'air, sans lesquelles la montée en capacité restera contrainte. La localisation des projets au sein de clusters industriels, portuaires ou chimiques apparaît donc essentielle pour sécuriser des volumes de CO₂ stables et réduire les coûts logistiques.

Le e-méthanol bénéficie déjà d'une chaîne logistique mondiale bien établie : stockage, transport, distribution et utilisation dans les procédés industriels sont maîtrisés depuis plusieurs décennies. La toxicité du méthanol implique des précautions strictes, mais ces exigences sont intégrées dans les standards industriels, ce qui facilite une montée en puissance rapide sans rupture d'infrastructures. Cette maturité logistique constitue un avantage clé pour un déploiement rapide dans les ports et les zones industrielles.

Il est important de souligner que le e-méthanol n'est plus un concept émergent mais une **réalité industrielle**. Plusieurs unités sont déjà en exploitation, notamment en Europe du Nord, avec des capacités de plusieurs milliers de tonnes par an, et d'autres projets sont en cours de construction. Les usines en opération démontrent depuis plusieurs années la faisabilité technique de la production de e-méthanol, tandis que de nouveaux acteurs industriels – en Suède, en Belgique, en France ou encore en Espagne – prévoient la mise en service de sites de plus grande échelle à partir de 2027. Cette première vague industrielle confirme la maturité du procédé catalytique, la disponibilité des technologies clés et l'existence d'une demande croissante, en particulier dans le transport maritime et l'industrie chimique.

[6] Source: IRENA – Renewable Methanol – 2021

3.3 E-fuels paraffiniques (E-essence, E-kérosène, E-gazole)



3.3.1 Propriétés

Les e-carburants paraffiniques regroupent principalement l'**e-kérosène** (aussi appelé e-SAF pour Sustainable Aviation Fuel), l'**e-gazole** et, dans une moindre mesure, l'**e-essence**. Ils présentent des propriétés physico-chimiques très proches de leurs équivalents fossiles, tout en offrant un profil de combustion plus « propre ».

Comme les carburants pétroliers classiques, ils sont liquides aux conditions ambiantes, disposent de densités énergétiques élevées (PCI autour de 42–44 MJ/kg pour le kérosène et le gazole) et se prêtent donc naturellement aux usages de mobilité longue distance : aviation, transport routier lourd, maritime, applications hors-route. Les kérosènes de synthèse issus de la **voie Fischer-Tropsch** (FT-SPK – Fischer-Tropsch Synthetic Paraffinic Kerosene) affichent des valeurs de PCI **comparables au Jet A-1**, le carburant d'aviation le plus utilisé dans le milieu, avec une densité légèrement plus faible mais dans les plages admissibles de la norme ASTM D7566 (norme qui décrit les exigences de spécification du SAF).

L'un des atouts majeurs des coupes paraffiniques de synthèse réside dans leur pureté : l'absence quasi totale de soufre et une teneur en hydrocarbures aromatiques (HAP) très réduite par rapport aux carburants pétroliers. Les gazoles paraffiniques de synthèse dont le niveau d'isomérisation est adapté aux contraintes d'usage présentent des indices de cétane nettement supérieurs à ceux du gazole fossile, ce qui améliore l'auto-inflammation et la qualité de la combustion dans les moteurs diesel. À l'inverse, les kérosènes FT sont très pauvres en aromatiques, ce qui diminue la tendance à la formation de particules et de suies, mais impose d'ajouter une fraction aromatique (ou de recourir à des variantes « SKA » contenant des aromatiques synthétiques) pour respecter certaines spécifications de matériaux et de compatibilité avec les joints.

Différence entre gazole paraffinique de synthèse (à gauche) et gazole conventionnel (à droite)

Image de gauche : aspect visuel

Image de droite : émissions de particules fines

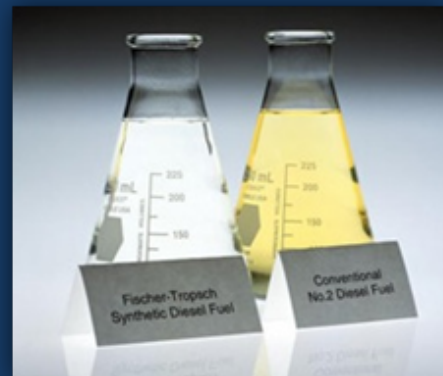


Tableau 6 : Comparaison des propriétés entre gazole et kérosène conventionnel et de synthèse

	Gazole conventionnel	Gazole de synthèse via FT	Kérosène conventionnel (Jet A-1)	Kérosène de synthèse via FT
Densité (kg/L)	0.830	0.780	0.775-0.840	0.756-0.761
Pouvoir calorifique (PCI en MJ/kg)	43	44.0	42.8-43.2	43.9-44.1
Densité énergétique volumique (MJ/L)	36	34.3	34.6	33.3
Soufre total (mg/kg)	7.4	0	< 3000	< 15
Teneur en HAP (%pds)	1.6	0	< 25%vol	0 – 0.1% pds
Indice cétane	53.2	85.5	-	-
Flash point (°C)	61	85	> 38	45
Point de décongélation	-	-	-47- -60	-49

Les études comparant des carburants paraffiniques de synthèse (notamment GTL, identiques à des e-diesels sur le plan de la combustion) à des gazoles conventionnels montrent des réductions significatives de particules fines et, dans de nombreux cas, une baisse des NOx, surtout sur des moteurs non équipés de post-traitement récent. Ces résultats confortent l'intérêt des e-carburants paraffiniques pour réduire à la fois les émissions de gaz à effet de serre (via une chaîne de valeur décarbonée) et les polluants atmosphériques locaux.

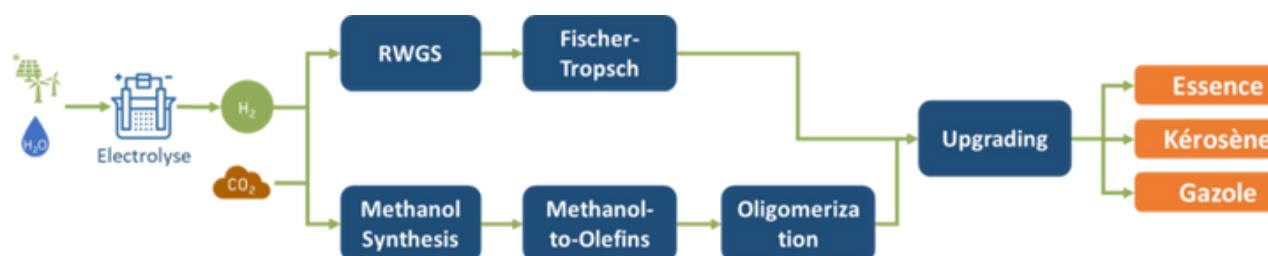
3.3.2 Processus de production

La production d'e-fuels paraffiniques repose sur deux grandes familles de procédés :

1. Les voies Fischer-Tropsch dites Power-to-Liquid (PtL)
2. Les voies Methanol-to-Oléfines (MTO) et ses dérivés (MTG, MtJ)

Pour ces deux familles, la voie la plus mature s'appuie sur la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone par électrolyse, qui est ensuite combiné avec du CO₂ (et parfois du CO) pour produire un gaz de synthèse ou directement des intermédiaires organiques. Ces deux familles se terminent également par des étapes d'upgrading typique du raffinage, pour produire la coupe d'hydrocarbures souhaitée.

Figure 7: Voies de production de e-fuels paraffiniques

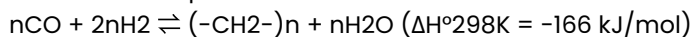


Voies Fischer-Tropsch (PtL / PBtL)

Les voies **Power-to-Liquid (PtL)**, actuellement matures ou en développement, débutent par la production de syngas à partir de CO₂ et d'hydrogène provenant d'électrolyse. Deux routes technologiques existent :

- la **reverse Water Gas Shift (RWGS)**, qui convertit le CO₂ en CO à haute température (800 – 1000°C) en présence d'hydrogène. Ce procédé est aujourd'hui démontré à l'échelle de démonstrateur.
 $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ ($\Delta H^{298\text{K}} = +41 \text{ kJ/mol}$)
- la **co-électrolyse haute température (SOEC)**, qui produit directement un gaz de synthèse à partir de CO₂ et d'eau. Cette voie présente un potentiel d'efficacité élevé, mais demeure moins mature et encore limitée à des pilotes de quelques MW.

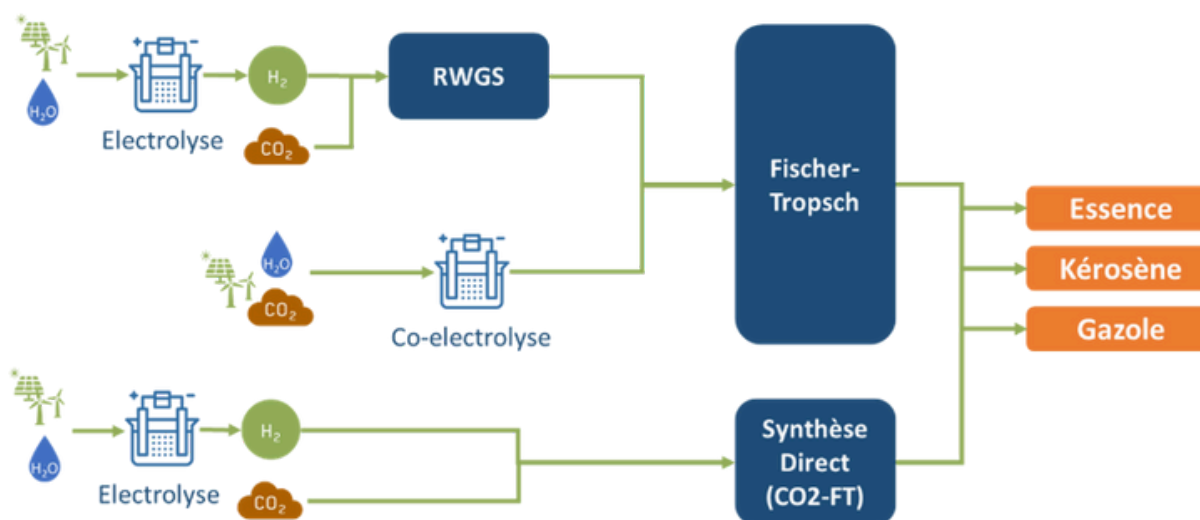
Le syngas est ensuite converti par la synthèse Fischer-Tropsch (FT) qui constitue la technologie historique de production d'hydrocarbures de synthèse. Elle repose sur la conversion du gaz de synthèse (CO + H₂) en paraffines linéaires, oléfines et produits oxygénés. En modulant la nature du catalyseur (fer ou cobalt), les conditions opératoires (210–350 °C ; 15–30 bar) et le rapport H₂/CO, il est possible d'orienter la chaîne carbonée vers un brut de synthèse majoritairement paraffinique ou oléfinique. Le procédé est fortement exothermique, ce qui permet de valoriser une quantité importante de chaleur sous forme de vapeur, facilitant l'intégration énergétique à l'échelle du site. La synthèse Fischer-Tropsch conduit à une distribution de produits carbonés selon la réaction suivante :



Il est à noter qu'une voie émergente vise la **synthèse directe de paraffines (CO₂-FT)** à partir de CO₂ et H₂. Cette route, prometteuse sur le plan thermodynamique, est actuellement au stade de la recherche (TRL <4).

Une fois la synthèse FT réalisée, les produits bruts (cire, condensats) sont dirigés vers des étapes d'**upgrading** typiques du raffinage : hydrotraitement, hydrocraquage, et hydroisomérisation. L'objectif est d'éliminer les composés insaturés, d'ajuster la distribution en longueur de chaîne des coupes et d'atteindre les propriétés d'usage des carburants paraffiniques en accord avec les spécifications d'utilisation. Les procédés actuels permettent déjà d'obtenir des rendements élevés vers le kérosène (jusqu'à 75–80 % de la coupe liquide), et la voie FT-SPK est certifiée depuis plusieurs années par la norme ASTM D7566.

Figure 8 : Processus de production de e-carburants paraffiniques par la voie PtL



Dans les schémas Power & Biomass-to-Liquid (PbTL), la biomasse est partiellement gazéifiée pour produire un gaz riche en CO et CO₂. L'hydrogène électrolytique sert alors d'appoint pour maximiser le rendement carbone vers les carburants liquides. Cette hybridation permet d'obtenir des carburants dont la signature carbone est souvent très favorable, tout en bénéficiant de la maturité de la gazéification de la biomasse et de la synthèse FT.

Voies Methanol-to-Olefins (MTO) et dérivés (MTG, MtJ)

Une seconde famille de procédés utilise le méthanol comme intermédiaire pour produire des carburants paraffiniques. Ces voies présentent l'avantage de s'appuyer sur le développement rapide de la filière e-méthanol, et de mobiliser des technologies qui ont déjà fait leurs preuves dans d'autres secteurs. Le procédé Methanol-to-Gasoline (MTG) convertit le méthanol en un mélange d'oléfines légères, qui s'assemblent ensuite en chaînes carbonées plus longues avant hydrogénation. Le produit final est une coupe essence synthétique, sans soufre ni composés aromatiques lourds. Le procédé, développé initialement par Mobil, est pleinement industrialisé et est utilisé dans plusieurs projets opérés à partir de méthanol renouvelable.

La voie Methanol-to-Jet (MtJ) applique une séquence similaire au MTG mais ajustée pour produire un kérosène paraffinique. Elle associe conversion MTO (Methanol-to-Olefins), oligomérisation, puis hydrogénation pour obtenir une distribution centrée sur la coupe kérosène. La technologie progresse rapidement, mais n'est pas encore certifiée pour un usage aéronautique, ce qui en limite pour l'instant le déploiement.

Ces voies de production sont proches des voies Alcohol-to-Jet (AtJ), qui consistent à convertir l'éthanol ou l'isobutanol en oléfines puis en paraffines, et qui ont déjà reçu une certification ASTM pour les filières basées sur les bioalcools. Plusieurs usines commerciales sont en construction ou déjà en exploitation, ce qui en fait l'une des voies les plus dynamiques du marché actuel du SAF. Ces voies pourraient être transposés aux e-alcools (e-ethanol et e-isobutanol), si leur production venait à émerger.



3.3.3 Rendement et efficacité énergétique

Comme pour les autres e-fuels, l'essentiel de la consommation d'énergie provient de la production d'hydrogène par électrolyse. Cette consommation est complétée par les besoins des unités procédés, en particulier ceux des compresseurs associés. Dans le cas de la voie PtL, le besoin en électricité de l'unité de RWGS est aussi à considérer.

Sur une base **électricité** → **e-carburant paraffinique (PCI)** :

- le rendement des chaînes **PtL** et **MTO** utilisant des électrolyseurs alcalins ou PEM se situent dans une fourchette de **30-40 %** ;
- à horizon 2030-2040, l'introduction à grande échelle d'électrolyseurs SOEC et de schémas intégrés avec récupération de chaleur pourrait porter ces rendements dans une fourchette **40-55 %**, selon les hypothèses de configuration et de valorisation de la chaleur.

La synthèse FT est fortement exothermique, ce qui rend ces procédés **excédentaires en vapeur**. Cette vapeur peut être mobilisée pour couvrir une part significative des besoins de captage du CO₂, l'électrolyse SOEC, des utilités de site ou d'autres procédés industriels, ce qui améliore sensiblement l'efficacité énergétique globale au niveau du « site hub » plutôt qu'au niveau de la seule unité PtL.



3.3.4 Technologies et niveau de maturité

Sur le plan technologique, les briques clés présentent des niveaux de maturité hétérogènes.

Tableau 7 : maturité technologique des différentes briques de e-fuels paraffiniques

Voie / Brique technologique	Description synthétique	TRL estimé	Commentaires / maturité industrielle
PtL via RWGS + Fischer-Tropsch (FT)			
RWGS catalytique	Conversion $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ (syngas)	6-7	Plusieurs pilotes/démonstrateurs opérationnels
Synthèse FT + upgrading	Production d'hydrocarbures paraffiniques	8-9	Technologie mature (GtL, CtL, BtL), standard industriel
PtL via co-électrolyse (SOEC) + FT			
Co-électrolyse haute température ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$)	Production directe de syngas via SOEC	4-6	Premiers pilotes MW en Europe ; montée TRL en cours
Intégration co-électrolyse + FT	Chaîne complète $\text{H}_2/\text{CO} \rightarrow \text{FT}$	< 7	Objectif TRL 7 vers 2025–2027 (projets UE)
Voies MtG / MtJ (depuis méthanol)			
Methanol-to-Gasoline (MTG)	Conversion du méthanol en hydrocarbures essence	9	Technologie éprouvée, déjà industrialisée
Methanol-to-Jet (MtJ)	Voie orientée kérosène (MTO + oligomérisation + hydrogénation)	7	Préqualification aviation en cours

Au total, les e-carburants paraffiniques – et en particulier l'e-kérosène – se situent parmi les e-fuels les plus avancés du point de vue technologique et réglementaire, grâce à l'existence de procédures de certification dédiées et d'un pipeline croissant de projets industriels.



3.3.5 Transport et stockage

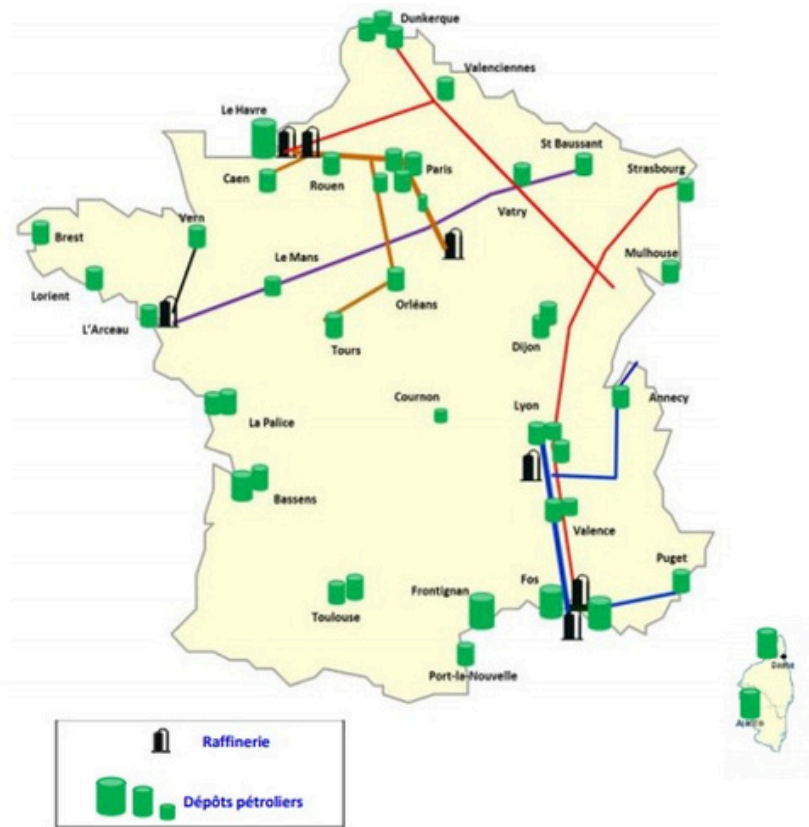
Les e-fuels paraffiniques profitent pleinement de la logistique pétrolière existante. Liquides aux conditions ambiantes et conformes aux spécifications des carburants routiers et aviation, ils peuvent être :

- stockés dans les mêmes types de réservoirs que les carburants fossiles, avec des exigences proches en matière de sécurité, d'inertage et de gestion des atmosphères explosives ;
- transportés par pipelines, wagons-citernes, barges ou navires-produits, en s'intégrant à la chaîne logistique actuelle (terminaux maritimes, dépôts côtiers, dépôts intérieurs, stations-service, dépôts aéroportuaires) ;

- manipulés et mélangés dans les installations de ravitaillement des aéroports (dépôts, hydrants, camions de piste) sous réserve du respect des normes ASTM et des procédures de contrôle qualité SAF.

En France, l'existence d'un maillage dense d'oléoducs, de dépôts pétroliers et de terminaux maritimes constitue un atout stratégique : les premiers volumes d'e-diesels ou d'e-kérosènes pourront être acheminés via les infrastructures existantes, en mélange avec les coupes fossiles, sans nécessiter d'investissements massifs dans de nouveaux réseaux dédiés. La contrainte logistique porte davantage sur la localisation des unités PTL par rapport aux hubs de captage de CO₂ et aux sources d'électricité décarbonée que sur la distribution des molécules une fois produites.

Figure 9 : Carte des dépôts pétrolier, raffinerie et pipeline en France (Source : UFIPEM)



3.3.6 Usages actuels et futurs

Les e-fuels paraffiniques visent en priorité des segments où la densité énergétique des carburants liquides et la compatibilité avec les moteurs existants sont déterminantes.

Pour le **transport routier**, les e-diesels paraffiniques peuvent être utilisés en mélange dans le gazole conventionnel (dans le cadre de la norme EN 590) ou, pour certaines flottes et motorisations, sous forme de gazole paraffinique pur répondant à la norme EN 15940. L'expérience acquise avec les HVO et les gazoles paraffiniques de synthèse montre l'intérêt de ces carburants pour réduire les émissions de particules et, dans de nombreux cas, les NO_x, tout en améliorant l'indice de cétane.

Pour le **maritime et le fluvial**, les gazoles paraffiniques de synthèse peuvent être utilisés dans les moteurs existants, en mélange avec des fiouls marins ou des distillats marins.

À ce stade, leur déploiement reste toutefois plus limité que celui de filières comme le méthanol renouvelable ou l'e-ammoniac, en raison de la concurrence d'autres options de décarbonation et de la priorité donnée à l'aviation pour l'allocation des SAF.

L'**aviation** constitue le débouché stratégique principal des e-carburants paraffiniques. Les e-kérosènes issus des voies FT (FT-SPK) et AtJ (AtJ-SPK) sont déjà **certifiés dans la norme ASTM D7566** et peuvent être incorporés jusqu'à 50 % en volume dans le Jet A/Jet A-1, ce qui permet des vols commerciaux avec des mélanges SAF depuis plusieurs années. Les obligations d'incorporation progressives introduites par ReFuelEU Aviation à partir de 2025, avec des sous-objectifs dédiés aux e-SAF à compter de 2030, devraient faire de l'e-kérosène l'un des premiers marchés massifs pour les e-fuels.

À moyen terme, l'objectif d'aller vers des **vols 100 % SAF** se heurte encore à deux verrous : la nécessité de disposer d'une fraction aromatique suffisante pour garantir la compatibilité matériaux et l'absence à ce jour de certification pour des e-kérosènes entièrement paraffiniques utilisés purs. Des travaux sont en cours au sein de l'ASTM pour élargir la liste des voies et des combinaisons autorisées, y compris des variantes contenant des aromatiques synthétiques.

3.3.7 Enjeux et verrous

Les enjeux et verrous des e-carburants paraffiniques s'inscrivent dans le même cadre général que ceux des autres e-fuels, mais avec certaines spécificités liées à l'aviation et au routier.

Sur le plan **économique**, la compétitivité par rapport aux carburants fossiles reste le principal obstacle. Les mécanismes réglementaires européens (ReFuelEU Aviation, FuelEU Maritime, IRICC) et les instruments financiers (SAF allowances, futurs mécanismes d'enchères e-SAF, plans d'investissement type STIP) seront déterminants pour sécuriser les flux de revenus et déclencher les décisions d'investissement. Du point de vue amont, la filière reste aussi dépendante de la disponibilité de volumes suffisants d'électricité renouvelable ou bas carbone et de CO₂.

Sur le plan **environnemental**, les bénéfices en termes de qualité de l'air local (particules, NOx) sont par ailleurs mieux documentés dans le cas des gazoles paraffiniques, avec des réductions de particules pouvant atteindre plusieurs dizaines de pourcents selon les études et les configurations de moteurs.

Enfin, les enjeux **industriels et logistiques** concernent la montée en échelle de la capacité de production (facteur 10 à 100 d'ici 2040 si les trajectoires ReFuelEU sont respectées), la sécurisation des chaînes de valeur (fabrication d'électrolyseurs, catalyseurs FT et AtJ, équipements de captage de CO₂) et la coordination entre hubs portuaires/aéroportuaires, producteurs d'e-fuels et grands consommateurs. L'avantage de la compatibilité « drop-in » est réel, mais il ne suffira pas à lui seul : la filière devra structurer des contrats long terme (offtake) et des mécanismes de partage de risques entre énergéticiens, compagnies aériennes, armateurs et États.



3.4 E-Ammoniac



3.4.1 Propriétés

L'ammoniac (NH₃) est un composé azoté sans carbone, gazeux aux conditions normales de température et de pression. Il se liquéfie à -33 °C à pression atmosphérique, avec des caractéristiques physiques proches de celles du propane (température d'ébullition -33,4 °C contre -42,1 °C pour le propane ; tensions de vapeur comparables à 25 °C). Sous forme liquide, il présente une densité énergétique volumique d'environ 12,7 MJ/L, soit environ trois fois moins que le gazole et deux fois moins que l'éthanol, ce qui implique des volumes de stockage plus importants pour un même contenu énergétique.

L'ammoniac est moins inflammable et présente un risque d'explosion plus faible que le gaz naturel, l'essence, le méthanol, l'hydrogène ou le GPL. En revanche, il est nettement plus toxique que la plupart des carburants usuels : il impose des exigences élevées en matière de confinement, de détection de fuites, de ventilation et de procédures d'urgence. À ce titre, c'est un vecteur énergétique potentiellement attractif d'un point de vue climat (absence de carbone) mais très contraint par les enjeux de sécurité industrielle et de santé environnementale.

L'e-ammoniac désigne l'ammoniac produit à partir d'hydrogène décarboné (électrolyse alimentée par électricité renouvelable ou bas carbone, ou autre hydrogène à faibles émissions) et d'azote issu de l'air. Il peut être classé, sous conditions, dans les catégories de carburants à faible intensité carbone reconnues par les cadres réglementaires européens (low-carbon fuels / RFNBO-like selon le mix électrique et la méthode de calcul).



3.4.2 Processus de production

La quasi-totalité de l'ammoniac produit aujourd'hui dans le monde provient encore du procédé Haber-Bosch, qui met en réaction azote (N₂) et hydrogène (H₂) pour synthétiser NH₃ :



Cette réaction exothermique est réalisée en présence de catalyseurs à base de fer, à des pressions typiquement comprises entre 100 et 300 bar et des températures de 300 à 550 °C. L'hydrogène utilisé est, dans l'immense majorité des cas, produit par reformage du gaz naturel (SMR) ou par reformage autotherme, ce qui explique l'empreinte carbone très élevée de l'ammoniac « fossile » (l'une des plus fortes intensités CO₂ de l'industrie chimique).

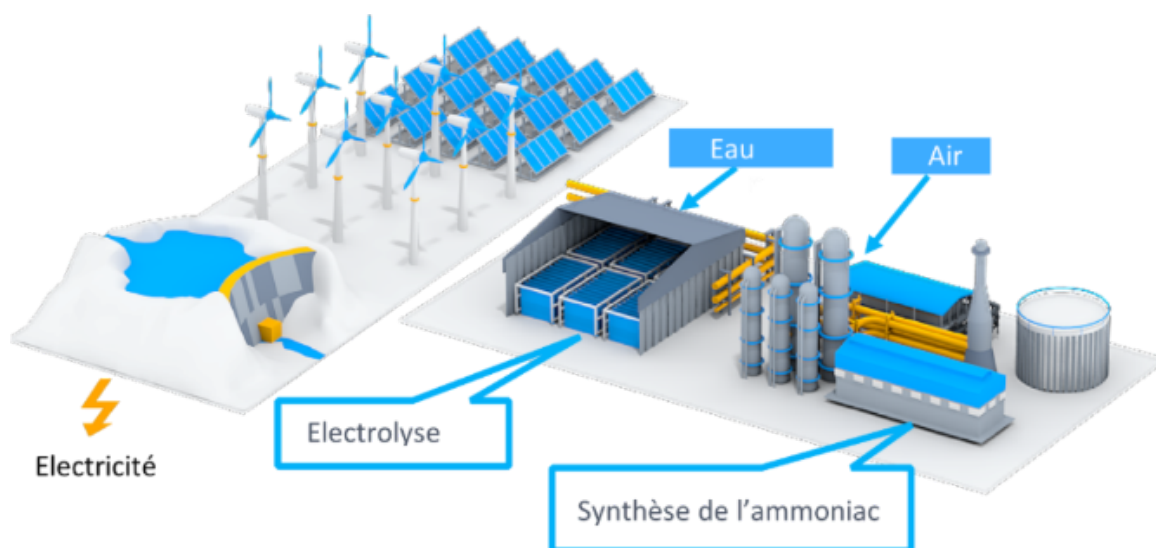
Production de e-ammoniac par Haber-Bosch couplé à l'électrolyse

La production d'e-ammoniac conserve le procédé Haber-Bosch en aval, mais remplace l'hydrogène fossile par de l'hydrogène bas carbone, produit par électrolyse de l'eau, et l'azote par un azote issu d'unités de séparation de l'air alimentées elles aussi par électricité décarbonée.

Concrètement, la chaîne de valeur se décompose en trois blocs :

- **Production d'hydrogène** : électrolyse alimentée par électricité renouvelable ou bas carbone ; c'est le principal poste de consommation d'énergie.
- **Production d'azote** : unité de séparation d'air (ASU), le plus souvent cryogénique pour les grandes capacités (au-delà de ~200-300 t/jour), avec une consommation électrique typique de 0,6 à 1 kWh/kg d'azote liquide produit.
- **Boucle de synthèse d'ammoniac** : mélange H_2/N_2 comprimé et envoyé dans un réacteur Haber-Bosch adapté aux conditions de pression/débit de l'hydrogène électrolytique, avec recyclage des gaz non convertis et récupération de chaleur.

Figure 10 : Chaîne de production d'e-ammoniac (Source : 2018 AIChE Annual Meeting – NH3 Energy+ Topical Conference October 2018 | Thyssenkrupp Industrial Solutions)



Plusieurs grands licenciés historiques de la synthèse d'ammoniac ont développé des schémas intégrés « green ammonia » (Thyssenkrupp Uhde Green Ammonia, KBR K-Green®, Topsoe, etc.), qui adaptent les boucles de synthèse existantes au contexte PtX (intermittence des renouvelables, ramping des électrolyseurs, optimisation de la récupération de chaleur).

Voies émergentes

Plusieurs pistes cherchent à réduire encore l'empreinte énergétique et la complexité des chaînes :

- co-électrolyse haute température : Topsoe, notamment, développe des chaînes SOEC permettant de produire directement un mélange N_2/H_2 à partir d'air et de vapeur, ce qui pourrait à terme simplifier les étapes amont (moins de compression, pas d'ASU dédiée) ;

- voies électrochimiques directes : réduction de N_2 en NH_3 dans des cellules électrochimiques, ou utilisation de nitrates comme vecteur intermédiaire d'azote ; ces approches restent à un stade de recherche (TRL bas) ;
- voies plasma, photocatalytiques ou bio-inspirées (nitrogénases) : prometteuses sur le plan scientifique, mais encore très loin d'un déploiement industriel.

À court et moyen terme, l'immense majorité des projets d'e-ammoniac resteront donc fondés sur le triptyque électrolyse + séparation d'air + Haber-Bosch.



3.4.3 Rendement et efficacité énergétique

Dans une configuration représentative combinant électrolyse alcaline et synthèse Haber-Bosch, la consommation spécifique est de l'ordre de 45 GJ/t NH_3 , dont environ 2 GJ/t pour la seule boucle de synthèse et le reste pour la production d'hydrogène et les utilités (compression, refroidissement, pompage jusqu'au stockage local). Cette consommation spécifique donne, sur base PCI, cela se traduit par un **rendement global actuel de l'ordre de 38–40 %**.

L'utilisation d'électrolyseurs haute température (SOEC) alimentés en chaleur fatale ou en vapeur industrielle pourrait permettre, à l'horizon 2030, de porter ce rendement global à 48–52 %, en diminuant la consommation électrique spécifique d'hydrogène et en améliorant l'intégration thermique entre électrolyse et boucle Haber-Bosch.

À titre de comparaison, la chaîne SMR + Haber-Bosch, en comptant le contenu énergétique du gaz naturel, présente un rendement PCI d'environ 53 %. L'e-ammoniac reste donc plus énergivore de 15 à 30 % que son équivalent fossile, mais permet d'éviter jusqu'à 90–95 % des émissions de CO_2 liées à la production, lorsque l'électricité est d'origine renouvelable ou très bas carbone.

L'enjeu économique principal reste donc le coût du kWh électrique : pour un projet type, l'électricité représente souvent plus de 60 % du coût complet de l'e-ammoniac, devant les CAPEX d'électrolyse et de synthèse.



3.4.4 Technologies, TRL et procédés

La production d'e-ammoniac repose sur une combinaison de technologies industrielles matures, qui constituent un socle particulièrement robuste pour un passage rapide à l'échelle. À la différence d'autres familles d'e-fuels, l'essentiel de la chaîne technique (séparation de l'air, compression, synthèse Haber-Bosch, stockage cryogénique) est déjà éprouvé depuis plusieurs décennies et déployé à très grande échelle au niveau mondial. Cette maturité explique pourquoi les premiers mégaprojets d'hydrogène et d'ammoniac renouvelables – notamment NEOM en Arabie saoudite, Green Energy Oman (GEO) ou les projets australiens AREH et WGEH – ont choisi l'ammoniac comme vecteur principal de valorisation.

La **synthèse Haber-Bosch** constitue le cœur du procédé, avec un niveau de maturité maximal (TRL 9). Technologie centenaire, continuellement optimisée, elle dispose d'un retour d'expérience inégalé parmi les processus chimiques lourds. Les adaptations actuelles portent surtout sur la flexibilité opérationnelle pour accompagner des apports d'hydrogène plus variables, ainsi que sur la capacité à descendre en taille pour des unités plus modulaires, mais le principe même du procédé ne fait l'objet d'aucune incertitude technologique.

La **séparation de l'air (ASU)**, nécessaire pour fournir l'azote, repose également sur des technologies entièrement maîtrisées, en particulier les procédés cryogéniques destinés aux grands volumes (TRL 9).

Des alternatives membranaires ou PSA sont possibles pour des unités de plus petite taille, mais la filière e-ammoniac conserve pour ses mégaprojets les solutions cryogéniques, plus efficaces et parfaitement standardisées.

L'intégration complète de ces briques — électrolyse amont, ASU, boucle Haber-Bosch, stockage — constitue aujourd'hui une **chaîne technologique de TRL 7 à 8**, en raison de la taille inédite des projets et de la nécessité de faire fonctionner ces unités de manière cohérente. Les premières installations industrielles en construction, comme NEOM (1,3 Mt/an), apporteront les premiers retours d'expérience à très grande échelle dès 2026–2027.

En parallèle, plusieurs voies émergentes cherchent à améliorer l'efficacité ou à simplifier les étapes amont. Parmi elles, les travaux d'intégration SOEC pour produire simultanément hydrogène et azote présentent un intérêt particulier, mais restent à un niveau de maturité encore bas (TRL < 5), tout comme les voies électrochimiques directes, plasma ou photocatalytiques. Ces technologies ne devraient pas atteindre un niveau industriel avant la prochaine décennie, sous réserve de progrès sur la durabilité des matériaux, la consommation énergétique et les coûts.



3.4.5 Transport, stockage et intégration logistique

L'ammoniac est déjà largement manipulé dans l'industrie, en particulier pour les engrais ; les standards de sécurité, les codes de conception et les méthodes de transport sont connus. Une partie des infrastructures existent déjà, mais comme l'essentiel de l'ammoniac est actuellement transformé localement dans la chaîne des fertilisants, une extension du réseau de transport et de stockage est attendue.

Pour de petits volumes, l'ammoniac est stocké sous pression (16–18 bar) à température ambiante dans des réservoirs de quelques milliers de tonnes. Pour des volumes massifs ($\geq 50\,000$ tonnes), il est stocké en vrac à pression quasi atmosphérique, à une température légèrement inférieure à -33 °C , dans des réservoirs cryogéniques isolés. À contenu énergétique équivalent, ces réservoirs doivent toutefois être de 4,5 à 5 fois plus volumineux que ceux dimensionnés pour du gazole, ce qui implique des emprises foncières importantes dans les ports et zones logistiques.

Le transport se fait :

- par **camions ou wagons-citernes** sous pression pour les trajets terrestres ;
- par **navires dédiés** (ammonia carriers) ou, potentiellement, par adaptation des chaînes LPG, compte tenu de la proximité des propriétés physiques.

Des terminaux existent déjà en Asie, en Europe et en Amérique du Nord, mais un déploiement massif de l'e-ammoniac comme carburant maritime ou vecteur d'hydrogène nécessitera de nouveaux réservoirs, postes de chargement, systèmes de détection et de confinement, ainsi qu'une adaptation des plans d'urgence portuaires. Les **distances de sécurité réglementaires** (plusieurs centaines de mètres par rapport aux zones habitées ou aux équipements sensibles) constituent un facteur contraignant pour la localisation des futurs hubs d'e-ammoniac.



3.4.6 Usages actuels et futurs

Usages actuels

Aujourd'hui, près de 80 % de la production mondiale d'ammoniac est destinée à la fabrication d'engrais azotés (urée, ammonitrates, solutions azotées). Le reste alimente la production de résines, de plastiques, d'explosifs, de fibres synthétiques, de fluides frigorigènes ou de solutions réactives pour le traitement des fumées (SCR). Dans ce contexte, l'e-ammoniac apparaît d'abord comme un levier de décarbonation d'un usage existant, plutôt que comme un nouveau carburant.

Usages futurs

Trois familles d'usages se détachent :

1. Vecteur d'hydrogène

L'ammoniac contient 17,6 % d'hydrogène en masse, ce qui en fait un vecteur intéressant pour transporter de grandes quantités d'hydrogène sur de longues distances sous forme liquide. Le craquage de NH_3 en H_2 et N_2 reste cependant énergivore et techniquement exigeant (catalyse, purification), ce qui limite pour l'instant sa diffusion commerciale à grande échelle.

2. Combustible stationnaire

L'utilisation directe de NH_3 comme combustible dans des chaudières, fours industriels ou turbines à gaz permet d'éviter les émissions de CO_2 à l'usage. Elle impose en contrepartie une gestion fine des NO_x , du N_2O et de l'« ammonia slip », via des systèmes de post-traitement (SCR, EGR, réglage fin des conditions de combustion). Des démonstrateurs sont en cours, notamment pour des turbines co-alimentées NH_3 /hydrogène ou NH_3 /gaz naturel.

3. Carburant maritime de rupture

L'e-ammoniac est l'un des principaux candidats au rôle de carburant de rupture pour la flotte internationale, aux côtés de l'e-méthanol et de l'e-GNL. Plusieurs motoristes (MAN Energy Solutions, WinGD, Wärtsilä, Japan Engine Corporation, IHI, etc.) développent des moteurs bicarburant pouvant fonctionner avec des mélanges ammoniac/gazole ou ammoniac/méthanol, puis, à terme, en 100 % NH_3 . Des projets pilotes de navires alimentés partiellement en ammoniac avancent au Japon, en Corée, en Europe du Nord et à Singapour.



3.4.7 Enjeux, verrous et éléments de synthèse

Comme pour les autres e-fuels, la compétitivité de l'e-ammoniac repose d'abord sur le coût de l'électricité bas carbone et sur la disponibilité de sites offrant d'excellentes ressources renouvelables (ou une base nucléaire) combinées à des conditions favorables pour des unités d'électrolyse et de séparation d'air de grande taille. Les grands projets annoncés au Moyen-Orient, en Australie, en Afrique ou en Amérique latine illustrent cette logique de « hubs exportateurs » dédiés à l'export vers l'Europe et l'Asie.

L'e-ammoniac présente toutefois des spécificités fortes par rapport aux autres e-carburants :

- il peut s'appuyer sur un **procédé de synthèse** et **une industrie existante** très structurée, ce qui en fait un des premiers e-fuels à pouvoir atteindre des volumes de plusieurs millions de tonnes par an ;
- il dispose déjà d'un **marché de base** (engrais) potentiellement preneur de produits bas carbone, ce qui offre une rampe de lancement plus progressive que pour certains autres e-carburants entièrement nouveaux ;
- ses **défis majeurs** se situent moins sur la chimie de production que sur les usages carburant : toxicité, acceptabilité sociale, gestion du risque en zone portuaire et urbaine, maîtrise des $\text{NO}_x/\text{N}_2\text{O}$ et développement de moteurs et turbines adaptés.

4. Industrialisation et optimisation des filières e-fuels

4.1 Flexibilité de la consommation d'électricité pour la production de carburants de synthèse

La production d'e-fuels repose, dans tous les cas, sur une consommation massive d'électricité.

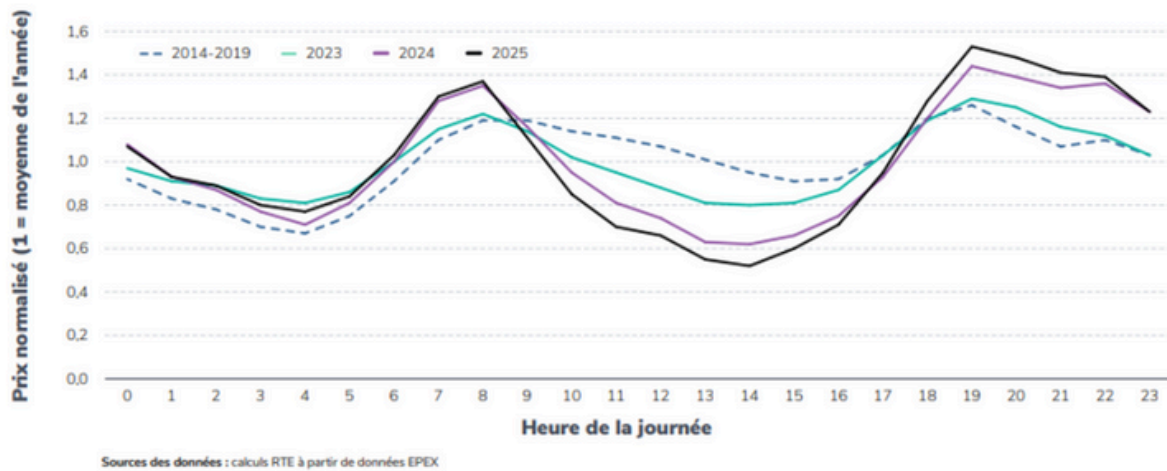
Une électrification complète du transport aérien via du e-kérozène, par exemple, mobiliserait une quantité d'électricité équivalente à près de 200 TWh par an, soit environ 45 % de la consommation française actuelle. Dans ce contexte, le profil temporel de la demande et la capacité des unités e-fuels à offrir de la flexibilité deviennent des déterminants majeurs du fonctionnement du système électrique et de la compétitivité des projets.

Depuis plusieurs années, la flexibilité de l'électrolyse est présentée comme un levier essentiel pour accompagner la montée en puissance des énergies renouvelables, absorber les excédents et limiter les besoins de stockage électrique. Ce principe reste pertinent, mais sa valeur réelle dépend fortement de la nature de la flexibilité mise à disposition du système. Les capacités de modulation doivent être distinguées entre effacements ponctuels et modulation régulière du fonctionnement.

Un premier niveau de flexibilité consiste à permettre des **effacements très occasionnels de la consommation des électrolyseurs**, lors de périodes de forte tension sur le système électrique. Dans ces situations rares mais critiques, la réduction temporaire de la charge – sous la forme d'un arrêt complet ou d'une baisse de puissance – permet de soulager la pointe, d'éviter l'activation de moyens thermiques supplémentaires ou le recours à d'importations carbonées. Ce type d'effacement peut être appliqué sans remettre en cause la régularité des procédés aval, notamment si l'usine dispose de capacités tampons d'hydrogène ou d'intermédiaires de synthèse. Dans la pratique, ces effacements ponctuels sont compatibles avec des facteurs de charge annuels très élevés, **proches de 100 %**. Leur mise en œuvre peut être anticipée plusieurs heures ou jours à l'avance, ce qui limite la nécessité d'une régulation très rapide. Par ailleurs, ils peuvent être valorisés dans le mécanisme de capacité et réduire le coût d'approvisionnement en électricité des projets.

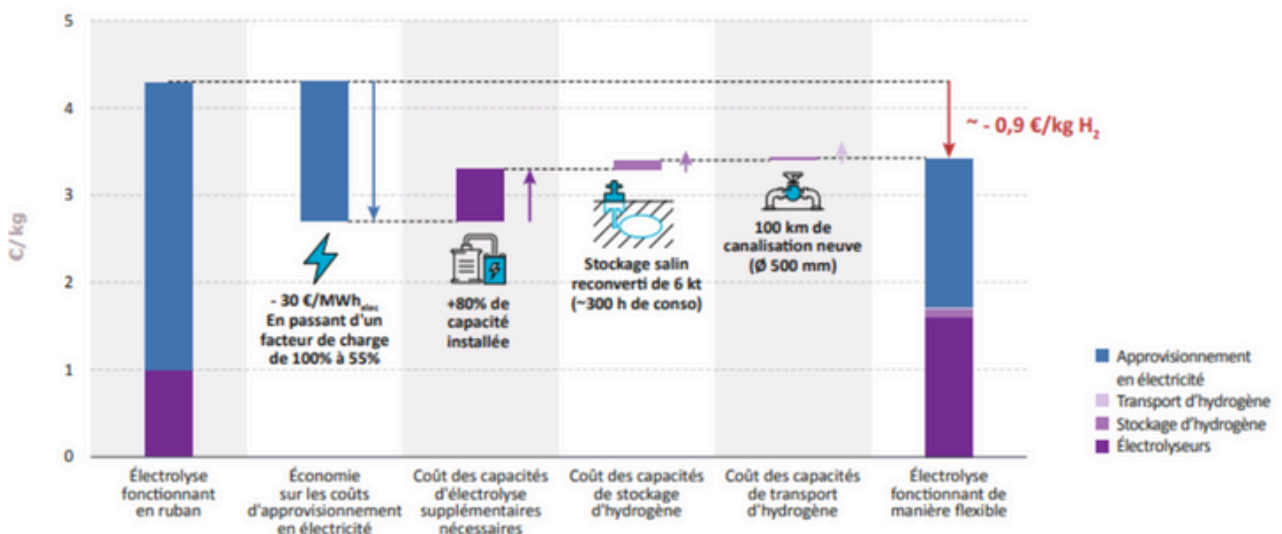
Un second niveau de flexibilité, plus exigeant mais aussi bien plus structurant pour l'économie globale du système électrique, consiste à moduler le fonctionnement des électrolyseurs de manière régulière, en adaptant la production d'hydrogène aux conditions de marché et aux cycles journaliers et saisonniers du système. Dans ce mode de fonctionnement, l'électrolyse concentre son activité sur les heures où les prix de l'électricité sont les plus faibles – en général la nuit, où le nucléaire produit largement, et en milieu de journée, lorsque la production photovoltaïque est abondante. Inversement, l'électrolyse est limitée ou arrêtée lors des pointes du matin et du soir, lorsque le système est tendu et que les prix spot sont élevés.

Figure 11: Profils journaliers des prix spot (moyennes horaires au cours du premier semestre de chaque année) normalisés à la moyenne du premier semestre de chaque année (Source Bilan Electrique 1er semestre 2025, RTE)



Cette modulation structurelle permet de **réduire les coûts d’approvisionnement en électricité de plusieurs dizaines d’euros par MWh** : les analyses de RTE montrent qu’un fonctionnement avec un facteur de charge d’environ 50 % peut réduire le coût moyen de l’électricité de l’ordre de 40 €/MWh. Ces gains sont cependant conditionnés au développement de capacités de stockage de l’hydrogène, idéalement en cavités salines, et à un surdimensionnement des électrolyseurs pour produire la même quantité d’hydrogène sur une durée moindre. Malgré ces coûts additionnels, ce mode flexible améliore globalement l’optimisation économique du système, réduit les besoins de stockage électrique (STEP, batteries), limite les écrêtements de renouvelables et permet une meilleure valorisation du parc nucléaire.

Figure 12: Bénéfices pour la collectivité associés à la flexibilisation de la production d’hydrogène dans un bassin industriel grâce à la connexion avec une cavité saline. Scénario A-ref à l’horizon 2030 – hypothèses de coût de l’électricité en ruban de ~65 €/MWh et hypothèses de coût de référence pour les infrastructures hydrogène.



La flexibilité de la consommation des unités e-fuels peut également s'appuyer sur **le stockage d'intermédiaires** autres que l'hydrogène. Dans le cas d'une production de e-kérozène via la voie méthanol-to-jet, par exemple, la flexibilité peut être apportée par la constitution de stocks de méthanol, ce qui permet d'assurer la continuité de la chaîne aval tout en modulant en amont l'électrolyse.

Enfin, certaines unités pourraient apporter une contribution supplémentaire au système électrique en participant aux services système ou au réglage fréquence-puissance. Même si ces services conservent une valeur significative, les volumes en jeu restent faibles à l'échelle d'une filière e-fuels. Leur intérêt résiderait surtout dans la démonstration d'une capacité de pilotage fin et d'une intégration avancée au réseau.

Dans l'ensemble, la flexibilité de l'électrolyse et des unités de synthèse représente un levier central pour concilier l'essor des e-fuels avec la sécurité d'approvisionnement électrique, en limitant la construction de capacités thermiques de pointe et en améliorant l'utilisation des moyens décarbonés existants. Les effets systémiques positifs dépendent toutefois d'une planification locale et nationale cohérente, ainsi que du développement d'infrastructures complémentaires : stockage d'hydrogène, réseau hydrogène, interconnexions électriques renforcées et optimisation territoriale des sites.

4.2 Intégration énergétique

La flexibilité de la consommation des unités e-fuels peut également s'appuyer sur **le stockage d'intermédiaires** autres que l'hydrogène. Dans le cas d'une production de e-kérozène via la voie méthanol-to-jet, par exemple, la flexibilité peut être apportée par la constitution de stocks de méthanol, ce qui permet d'assurer la continuité de la chaîne aval tout en modulant en amont l'électrolyse.

Enfin, certaines unités pourraient apporter une contribution supplémentaire au système électrique en participant aux services système ou au réglage fréquence-puissance. Même si ces services conservent une valeur significative, les volumes en jeu restent faibles à l'échelle d'une filière e-fuels. Leur intérêt résiderait surtout dans la démonstration d'une capacité de pilotage fin et d'une intégration avancée au réseau.

Dans l'ensemble, la flexibilité de l'électrolyse et des unités de synthèse représente un levier central pour concilier l'essor des e-fuels avec la sécurité d'approvisionnement électrique, en limitant la construction de capacités thermiques de pointe et en améliorant l'utilisation des moyens décarbonés existants. Les effets systémiques positifs dépendent toutefois d'une planification locale et nationale cohérente, ainsi que du développement d'infrastructures complémentaires : stockage d'hydrogène, réseau hydrogène, interconnexions électriques renforcées et optimisation territoriale des sites.

Couplage au système électrique

Le premier niveau d'intégration concerne le raccordement des unités au système électrique. Deux grandes configurations sont observées :

- **un couplage à un parc renouvelable dédié**, qui assure une visibilité forte sur les coûts de l'électricité mais impose un surdimensionnement important des capacités de production et de stockage (batteries, hydrogène, CO₂ ou intermédiaires) afin de garantir un fonctionnement continu ;
- **un raccordement au réseau**, plus adapté aux grands sites industrialo-portuaires, qui permet d'optimiser l'utilisation du parc nucléaire et renouvelable national, mais requiert en contrepartie des capacités de modulation importantes pour bénéficier des périodes de prix faibles.

Dans les deux cas, la localisation des projets, la disponibilité des postes électriques, la planification du réseau et les stratégies de flexibilisation (voir section 4.1) conditionnent la cohérence et les performances globales du projet.

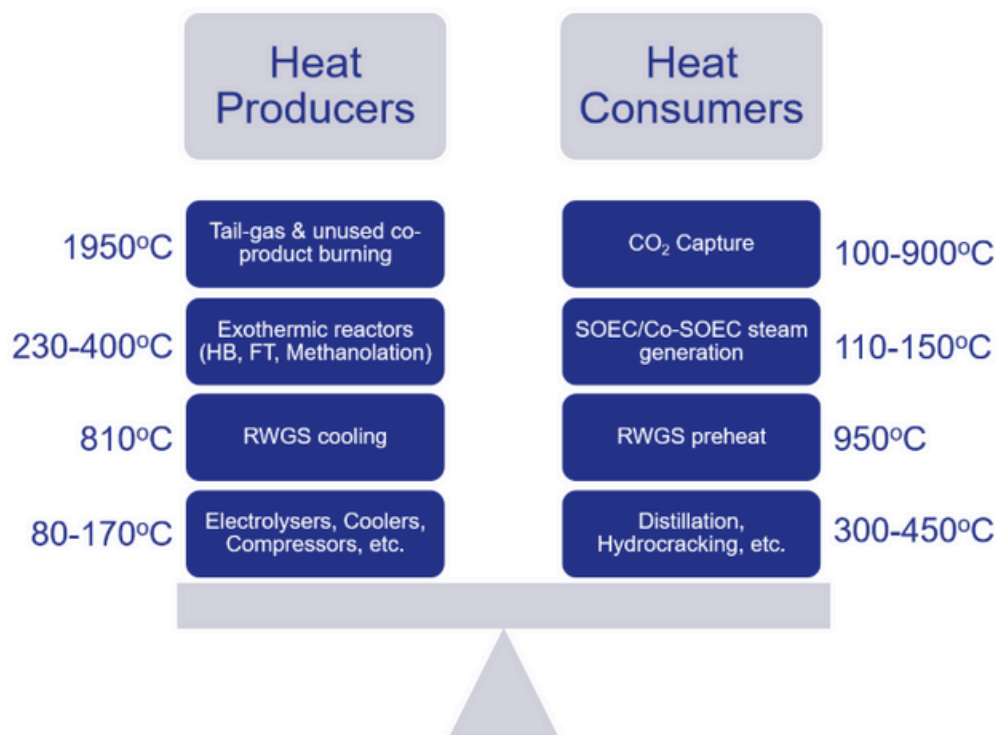
Optimisation du bilan thermique

Une usine d'e-fuels peut être analysée comme un assemblage unique de briques technologiques, chacune présentant ses propres niveaux de consommation ou de production de chaleur. La configuration finale dépend de la technologie sélectionnée (méthanation, Fischer-Tropsch, MtJ, Haber-Bosch, etc.), du choix des équipementiers et de la localisation géographique.

Comme évoqué dans plusieurs chapitres, certaines briques de synthèse sont fortement **exothermiques** et génèrent des flux thermiques significatifs. À l'inverse, des procédés tels que le captage du CO₂, la distillation du méthanol, l'hydrocraquage, ou encore la désalinisation d'eau de mer sont **endothermiques** et requièrent un apport substantiel de chaleur.

D'autres briques, comme le RWGS ou les électrolyseurs SOEC, peuvent être alternativement consommatrices ou productrices de chaleur selon les régimes opérationnels. Cette dualité ouvre des perspectives d'intégration particulièrement intéressantes, notamment dans les configurations où l'excédent de chaleur des synthèses peut préchauffer les gaz entrants ou alimenter en partie des unités de captage, réduisant ainsi la consommation électrique nette.

Figure 13 - Illustration conceptuelle d'une optimisation du bilan thermique au sein d'une usine de production de e-fuel



L'intégration thermique consiste donc à organiser ces échanges de chaleur de manière optimale, afin de réduire la demande énergétique globale et de limiter le recours à des combustions auxiliaires (émissions de CO₂, co-produits indésirables, purges, gaz résiduels). L'expérience issue de projets pilotes montre que cette approche permet d'améliorer sensiblement le rendement global des installations, parfois de manière structurante sur le CAPEX et le coût final des e-fuels.

Recyclage interne et gestion des co-produits

L'optimisation ne concerne pas uniquement les flux thermiques mais aussi les flux moléculaires. Les procédés e-fuels génèrent divers sous-produits – vapeurs, hydrocarbures légers, gaz résiduels, eau, oxygène – dont la valorisation interne peut améliorer significativement la sélectivité et l'efficacité énergétique.

Dans le cas de la voie Methanol-to-Jet (MtJ), par exemple, des travaux récents montrent que le **recyclage interne des oléfines C₈ lors de l'étape d'oligomérisation** permet de maximiser la production de kérosène tout en évitant le recours à une unité externe de reformage autothermique (ATR). Cette approche réduit à la fois la consommation énergétique, le CAPEX et la proportion de co-produits à faible valeur ajoutée (diesel, naphta).

La logique est similaire pour d'autres filières :

- recyclage du gaz de purge et du naphta dans la voie Fischer-Tropsch,
- réutilisation de l'hydrogène non converti en méthanation ou en méthanolisation,
- valorisation de l'oxygène de l'électrolyse dans la chaîne de production e-fuels et dans des procédés voisins (sidérurgie, oxycombustion, incinération),
- intégration de la vapeur produite par les synthèses dans des besoins en basse ou moyenne température, et en particulier pour le captage du CO₂ à condition qu'il soit localisé à proximité de l'usine de synthèse.

Cette gestion intégrée des co-produits constitue un déterminant majeur de la compétitivité des futures usines e-fuels, en particulier dans un contexte où les volumes visés dépassent largement l'échelle pilote et nécessitent des rendements élevés.

Dimension territoriale et infrastructures associées

L'intégration énergétique est également territoriale. Les projets les plus avancés se concentrent dans les zones disposant déjà d'infrastructures critiques :

- réseaux électriques haute tension ;
- plateformes CO₂ (captage, purification, liquéfaction, expédition) ;
- cavités salines pour le stockage d'hydrogène ;
- terminaux méthaniers ou pétroliers ;
- pôles chimiques susceptibles de consommer les coproduits ou de fournir des flux utiles ;
- logistique portuaire pour l'export des e-fuels.

Les ports du Nord de l'Europe ont engagé cette dynamique depuis plusieurs années (Rotterdam, Hambourg, Anvers). Les grands hubs émergents du Moyen-Orient, d'Australie et d'Amérique latine suivent la même logique en intégrant dès la conception des projets des infrastructures mutualisées (CO₂, H₂, eau, chaleur, logistique). En France, Fos-sur-Mer, Le Havre ou Dunkerque présentent les caractéristiques requises pour accueillir des unités de grande capacité.

À plus long terme, les filières e-fuels s'inscriront dans une infrastructure européenne comprenant des corridors hydrogène, des réseaux de transport de CO₂, des stockages massifs et des terminaux multifilières. Ces infrastructures permettront de réduire les coûts unitaires, d'assurer une flexibilité territoriale et de sécuriser les approvisionnements en molécules stratégiques.

4.3 Financements des projets

Le financement des projets e-fuels constitue aujourd'hui l'un des déterminants majeurs de leur passage à l'échelle industrielle. La compétitivité finale des carburants synthétiques dépend autant de la structure de coûts que de la capacité des projets à sécuriser des contrats de long terme, des garanties publiques et un environnement réglementaire stable.

Contrairement aux filières renouvelables électriques, désormais matures et largement rentables, les projets e-fuels sont confrontés à une combinaison spécifique :

- **CAPEX élevés**, en particulier pour les électrolyseurs, les unités de captage de CO₂ et les procédés de synthèse ;
- **OPEX fortement dépendants du prix de l'électricité**, premier poste de coût ;
- **marchés finaux encore émergents**, structurés par les réglementations et non par une demande spontanée ;
- **risque technologique résiduel**, notamment pour les étapes d'intégration et de montée en charge.

Ces caractéristiques imposent des modèles financiers adaptés, combinant soutien public, visibilité à long terme et mécanismes contractuels qui sécurisent les revenus des producteurs.



4.3.1 Besoin de Financement des projets d'e-fuels en Europe

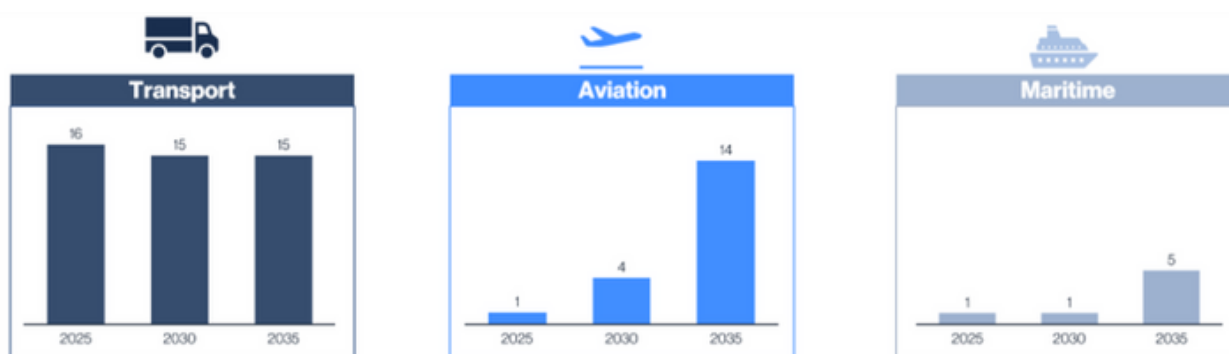
L'Union européenne attend une **montée en puissance rapide des carburants renouvelables**, et en particulier des e-fuels, dans les transports routier, aérien et maritime. Les obligations d'incorporation prévues dans ces textes se traduisent, à l'horizon 2030–2035, par une demande cumulative de plusieurs millions de tonnes d'e-carburants, en particulier dans l'aviation et le maritime, où les alternatives à grande échelle restent limitées.

Cette perspective crée un besoin d'investissement considérable dans de nouvelles capacités industrielles. Les projets en développement en Europe atteignent rapidement des tailles unitaires de plusieurs centaines de milliers de tonnes par an et mobilisent, pour chacun d'eux, des montants de CAPEX de l'ordre de **quelques centaines de millions à plus d'un milliard d'euros**, incluant électrolyse, captage et conditionnement du CO₂, unités de synthèse et infrastructures associées.

Malgré un pipeline de projets très fourni, **le passage à la Décision Finale d'Investissement (FID) reste limité**. Les analyses récentes de l'ONG Transport & Environment montrent qu'une faible part des projets identifiés est effectivement allée au bout du cycle de décision : une minorité de projets e-fuels maritimes ont atteint la FID, et aucun projet de SAF de synthèse (e-SAF) n'a encore franchi cette étape en Europe. Le risque technologique perçu, l'incertitude sur les prix futurs des e-fuels et l'absence de marché structuré freinent encore l'engagement des investisseurs.

À l'échelle du continent, la Banque européenne d'investissement estime que **200 à 300 Md€** devront être mobilisés d'ici 2035 pour financer les installations de production nécessaires à la décarbonation des transports. Ce volume vient s'ajouter aux investissements indispensables dans les réseaux électriques, les infrastructures hydrogène et CO₂, ainsi que dans les terminaux et plateformes logistiques. L'enjeu n'est donc pas seulement de financer quelques démonstrateurs, mais bien de développer un véritable « programme industriel » e-fuels à l'échelle européenne.

Figure 14 : Demande européenne prévue en carburants liquides durables par secteur, millions de tonnes équivalent pétrole, 2022–2035 [7]



4.3.2 Architectures et sources de financement des e-fuels

Face à ces besoins, les montages financiers des projets e-fuels mobilisent aussi bien les financements privés que les dispositifs de soutien public.

Figure 15 : Matrice des investisseurs

Financier	Profil de risque	Rôle	Formes de financement
Institutions publiques	Élevé	Amorçage, dé-risquage	Subventions, prêts bonifiés, garanties
Grands groupes	Modéré	Développement, sécurisation de la demande	Investissement direct, contrats d'achat (PPA/offtake)
Fonds d'investissement	Variable	Financement structuré, apport en capital	Capitaux propres (equity), dette verte, co-investissements

Rôle des États et des institutions publiques

Les États jouent un rôle déclencheur en prenant en charge une partie du risque initial, via des **subventions CAPEX**, des appels à projets ciblés, des avantages fiscaux ou des mécanismes réglementaires qui améliorent la valeur des e-fuels (double comptage, quotas dédiés, etc.).

Au niveau européen, l'Innovation Fund, le mécanisme Connecting Europe Facility (CEF), Horizon Europe ou encore les IPCEI hydrogène constituent des exemples de ces instruments, utilisés pour soutenir la R&D, les démonstrateurs et les premières unités commerciales.

À l'échelle nationale, des dispositifs comme France 2030 (France), H₂Global (Allemagne) et les programmes fédéraux (Allemagne), le Green Innovation Fund (Japon), les programmes de l'ARENA et de la CEFC (Australie) ou les dispositifs du DOE et de l'IRA (États-Unis) contribuent à sécuriser les premiers projets Power-to-X et SAF.

[7] Source: European Investment Bank

Dans le cas nord-américain, les crédits d'impôt à la production (IRA) jouent un rôle structurant en améliorant directement l'économie de l'hydrogène et des e-carburants.





Les banques publiques et institutions multilatérales complètent ce socle par des **prêts, garanties et cofinancements**. La BEI en Europe, la Banque mondiale, l'IFC, la BID ou la BAD interviennent en particulier dans les pays exportateurs d'e-fuels (Chili, pays du Golfe, Afrique australe, etc.), où le risque pays ou le risque de change est plus élevé. Leur action permet de réduire le coût du capital pour les projets et de sécuriser les premières grandes plateformes d'exportation.

Investissements privés : industriels, offtakers et fond

Du côté privé, les grands groupes énergétiques, chimiques, maritimes et aériens constituent les premiers investisseurs dans les e-fuels. Ils interviennent soit comme développeurs de projets, soit comme co-investisseurs minoritaires aux côtés de développeurs spécialisés. Leur objectif est double : sécuriser un approvisionnement futur en carburants bas carbone et maintenir une continuité industrielle autour des moteurs thermiques et des molécules liquides ou gazeuses.

Dans l'aviation, plusieurs compagnies aériennes et groupes aéronautiques ont franchi une étape supplémentaire en s'engageant dans des prises de participation ou des fonds dédiés, en plus des contrats d'achat à long terme (**offtake agreements**) pour le SAF. Ces engagements, souvent adossés à des trajectoires internes de décarbonation et aux obligations de ReFuelEU Aviation, visent à donner de la visibilité aux producteurs sur les volumes et les prix.

Figure 16 : Taux d'incorporation de SAF visés par certaines compagnies aériennes

Compagnie	Part de SAF visée	Horizon
 Aer Lingus	10%	2030
 AIRFRANCE KLM GROUP	10%	2030
 BRITISH AIRWAYS	10%	2030
 DELTA	10%	2030
 FINNAIR	10%	2030
 Lufthansa	30%	2030
 virgin atlantic	10%	2030

Les fonds d'investissement complètent ce paysage. Les fonds de capital-risque (VC) se positionnent plutôt en amont, sur les technologies de synthèse, d'électrolyse avancée ou de captage innovant, avec des tickets modestes et une logique de portefeuille. Les fonds d'infrastructures interviennent plus tard, lorsque la technologie et le modèle économique sont davantage stabilisés, avec des montants pouvant atteindre plusieurs dizaines, voire centaines de millions d'euros par projet.

Leur appétence reste néanmoins conditionnée par la présence de contreparties industrielles solides, de contrats long terme et d'un cadre réglementaire lisible.

Pour mutualiser les risques et accélérer la maturation de la filière, plusieurs consortiums et plateformes d'investissement se structurent autour des e-fuels, en particulier dans l'aviation et le maritime. Ils associent industriels, transporteurs, équipementiers, banques et fonds souverains, et visent à faire émerger un pipeline de projets alignés sur des feuilles de route sectorielles (zéro émission nette, objectifs OMI, etc.).



4.3.3 Freins à l'investissement et leviers de « bancabilité »

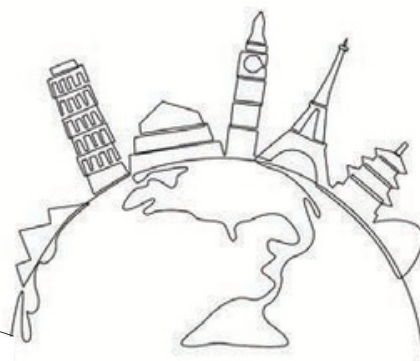
Malgré ce foisonnement d'initiatives, les e-fuels peinent encore à atteindre une « bancabilité » comparable à celle des filières renouvelables plus matures du fait de plusieurs facteurs.

Le premier frein tient à l'**absence de marché liquide et standardisé**. Contrairement à l'électricité ou au gaz naturel, il n'existe pas encore de bourse ou de place de marché où s'échangent des volumes significatifs d'e-fuels avec des indices de prix de référence. Les transactions reposent essentiellement sur des contrats bilatéraux, souvent sur mesure, ce qui complique la modélisation des revenus futurs et limite l'appétit des banques pour des financements de projet classiques.

Le deuxième facteur est l'**incertitude réglementaire**. Les règlements européens fixent des objectifs d'incorporation et des trajectoires indicatives, mais les modalités pratiques d'application (niveau des pénalités en cas de non-respect, stabilité des quotas dans le temps, articulation avec les autres politiques climatiques) restent encore en cours de clarification. Cette incertitude sur la demande « garantie » à moyen et long terme freine la décision d'investissement pour des actifs dont la durée de vie se compte en décennies.

Les **structures de coûts** constituent un troisième frein. Les projets e-fuels cumulent des CAPEX élevés et des OPEX très dépendants du coût de l'électricité décarbonée. À ce stade, le coût des e-fuels demeure plusieurs fois supérieur à celui de leurs équivalents fossiles, d'où la nécessité de mécanismes de soutien ciblés (Crédits d'impôt, CfD, subventions à la production) pour **combler l'écart pendant la phase de montée en échelle**.

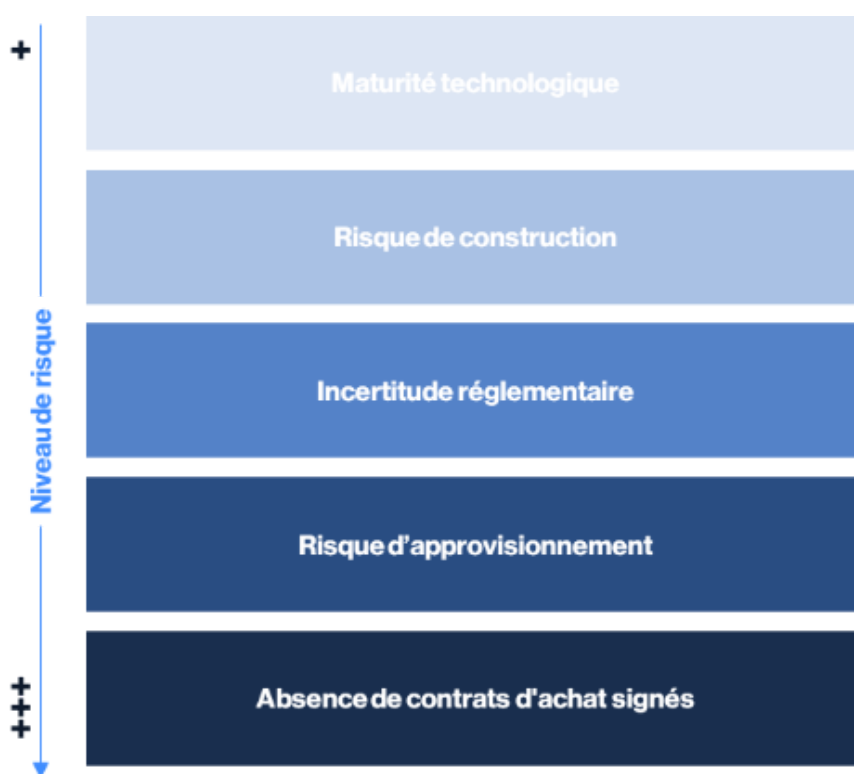
S'y ajoutent des risques technologiques et d'intégration. Les briques unitaires sont éprouvées individuellement, mais leur couplage à grande échelle dans des schémas Power-to-X reste encore peu documenté en exploitation commerciale. Ce manque de retour d'expérience sur la disponibilité réelle, les performances en régime flexible ou la durabilité des équipements conduit les financeurs à exiger des primes de risque élevées, ou à limiter leur exposition.



Sur le plan organisationnel, la fragmentation de la chaîne de valeur complique également le montage des projets. La production d'e-fuels suppose de **coordonner** producteurs d'hydrogène, fournisseurs de CO₂, intégrateurs de procédés, opérateurs logistiques et offtakers finaux. En l'absence d'un « chef de file » capable de porter l'ensemble des risques, la structuration contractuelle (partage des CAPEX, des revenus, des responsabilités) devient lourde et ralentit les calendriers.

Face à ces freins, plusieurs **leviers de « de-risking »** se dessinent. Ils reposent notamment sur le développement de contrats d'achat long terme pour les e-fuels, analogues aux PPA électriques, sur la mise en place de contrats pour différence (CfD) spécifiques aux carburants durables, et sur des dispositifs de garantie publique absorbant une partie du risque de prix ou de volume. L'enjeu est de donner suffisamment de visibilité aux industriels et aux investisseurs pour engager les premiers milliards d'euros tout en préparant, à terme, une filière capable de fonctionner dans un cadre plus marchand.

Figure 17 : Les principaux défis pour le déploiement des E-Fuel



5. Conclusion

Les e-fuels constituent aujourd'hui l'une des briques les plus structurantes de la transition énergétique dans les secteurs où l'électrification directe et les biocarburants ne suffisent pas : aviation, maritime, usages industriels difficiles à décarboner et, dans une moindre mesure, mobilité lourde. Ils s'inscrivent dans un mouvement de fond où l'énergie devient progressivement moléculaire, stockable et transportable, à partir d'électricité bas carbone et de dioxyde de carbone recyclé. Leur pertinence repose ainsi sur trois fondations : la disponibilité d'une électricité bas carbone compétitive, l'accès à un CO₂ conforme aux exigences réglementaires, et la capacité d'intégrer de manière cohérente les procédés dans un écosystème industriel, énergétique et logistique existant.

Les quatre grandes familles d'e-fuels étudiées — e-méthane, e-méthanol, e-carburants paraffiniques et e-ammoniac — peuvent toutes s'appuyer sur des infrastructures mondiales déjà opérationnelles et sur des procédés industriels globalement matures.

Leur déploiement industriel repose néanmoins sur des défis majeurs. D'un point de vue énergétique, les e-fuels exigent une intégration fine entre flexibilité électrique, optimisation thermique et structuration territoriale, condition essentielle pour maîtriser les coûts et réduire l'empreinte environnementale. Sur le plan économique, les filières doivent encore lever des verrous de compétitivité liés au coût de l'électricité, au financement des infrastructures de CO₂ et au caractère capitalistique des usines de production. La bancabilité des projets reste limitée par l'absence d'un marché structuré, de signaux prix clairs, de contrats longs standardisés et de mécanismes de réduction des risques adaptés. Enfin, la dimension systémique — coordination entre producteurs d'hydrogène, collecteurs de CO₂, intégrateurs technologiques, industriels off-takers et acteurs logistiques — demeure un facteur déterminant pour accélérer les décisions d'investissement.

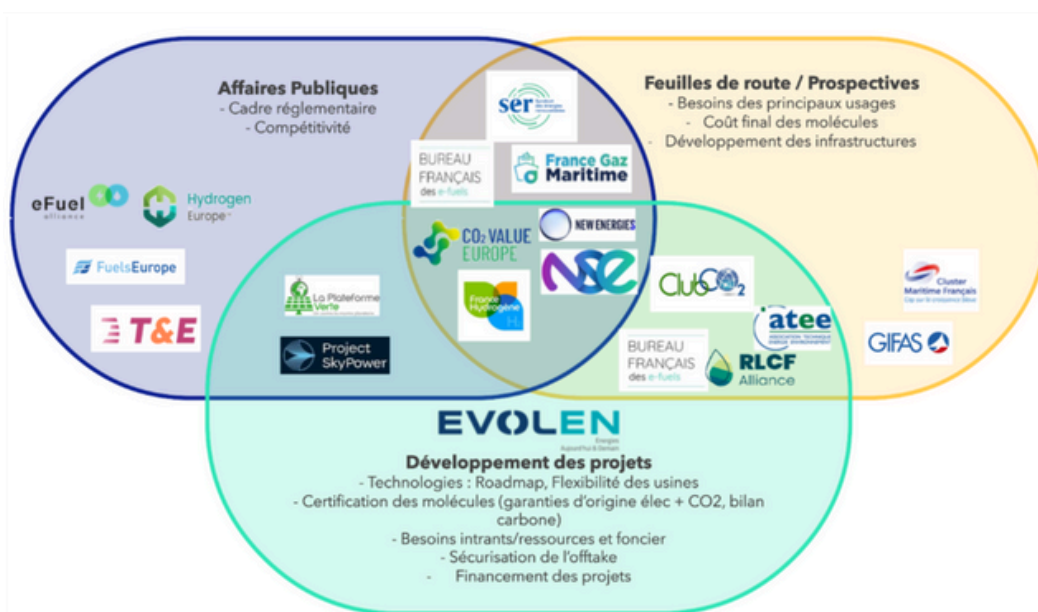
Malgré ces contraintes, la dynamique industrielle est aujourd'hui réelle : des premiers démonstrateurs sont déjà en fonctionnement, plusieurs projets de grande ampleur entrent en construction, et les premières chaînes de valeur européennes se structurent autour des hubs portuaires et des clusters industriels. L'Europe, forte de son électricité bas carbone, de son cadre réglementaire ambitieux et de ses capacités d'ingénierie, dispose d'un avantage stratégique pour devenir l'un des pôles mondiaux de production d'e-fuels et de technologies Power-to-X.



6. Références

6.1 Cartographie des instances de l'écosystème européen et français

La filière des carburants de synthèse réunit une multitude d'acteurs aux rôles complémentaires. Le Comité E-fuel d'EVOLEN propose ici une cartographie non exhaustive offrant une vue d'ensemble des principales instances impliquées et de leur niveau d'intervention. Cette cartographie vise à clarifier qui fait quoi, à donner de la lisibilité sur les périmètres d'action et à faciliter la compréhension des initiatives en cours au sein de l'écosystème e-fuels.



Une description succincte de ces organes est présentée en annexe 2.

6.2 Publications de référence

Auteur(s)	Année	Titre
Académie des Technologies	2023	Proposition d'une "feuille de route 2035" pour le développement de e-carburants
Académie des Technologies	2023	Feuille de route vers la production de e-carburants
Académie des Technologies	2023	La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables
ADEME	2023	Electro-carburants en 2050
Airbus-Genvia	2025	Whitepaper - Competitive eSAF with SOEC technology.
CEA/IPFEN	2025	https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/tags/focus-ceaifpen
Club CO ₂	2025	Synthèse publique de l'étude du ClubCO₂ à propos des marchés de valorisation CO₂

CO ₂ Value Europe	2024	The contribution of Carbon Capture and Utilisation towards climate neutrality in Europe
Commission de Régulation de l'Energie (CRE)	2024	Le captage et la chaîne de valeurs du dioxyde de carbone
Commission Européenne	2023	ReFuelEU
Commission Européenne	2023	FuelEU
Commission Européenne	2023	RED III
Commission Européenne		Horizon net zero
Commission Européenne		CBAM
Commission Européenne	2024	Vers une gestion industrielle du carbone ambitieuse pour l'UE
Concawe	2024	E-fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update
Concawe	2022	E-fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050
DGAC et GIFAS	2023	Feuille de route de décarbonation de l'aérien - Article 30-Loi climat et résilience
DGE, DGECC	2024	Etat des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France
Direction générale des affaires maritimes, de la	2023	Feuille de route pour la décarbonation du secteur maritime
EASA	2024	2024 Aviation Fuels Reference Prices for ReFuelEU Aviation
ETS-EU		Marché du carbone
France Hydrogène	2025	Synthèse IRICC
GICAN	2025	Plan stratégique pour la décarbonation de la filière maritime française
GIEC	2024	Monitoring, Reporting and Verification of CDR and CCUS: US Experiences and Lessons Learned for National GHG Inventories
Haut Conseil pour le Climat	2023	Avis sur la stratégie de capture du carbone, son utilisation et son stockage (CCUS)
IEA	2023	The roles of E-fuels in decarbonising transport
IFPEN - CMA CGM	2025	Life Cycle Assessment of E-/Bio- Methanol and E-/Grey-/Blue-Ammonia
Observatoire Français des E-fuels, SIA Partners	2024	Faire dès maintenant de la France un champion européen des e-fuels pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde
Observatoire Français des E-fuels, SIA Partners	2024	La course mondiale aux e-fuels est lancée
Skypower	2024	Accelerating the take-off for e-SAF in Europe
Transport & Environnement	2024	The challenges of scaling up e-kérosène production in Europe
Transport & Environnement	2024	The SAF Observatory : Is the aviation sector ready to transition to sustainable jet fuel?
Transport & Environnement	2025	The e-SAF market: Europe's head start and the road ahead

Annexes

Annexe 1 - Liste des abréviations

Abréviation	Définition en français	Définition en anglais
AEL	Électrolyse alcaline	Alkaline Electrolysis (Alkaline Electrolyzer)
AEM	Membrane échangeuse d'anions	Anion Exchange Membrane
AtJ	Alcool vers jet	Alcohol-to-Jet
CAPEX	Dépenses d'investissement	Capital Expenditures
CCU	Utilisation du CO ₂ (valorisation)	Carbon Capture and Utilization
CCUS	Capture, utilisation et stockage du CO ₂	Carbon Capture, Utilization and Storage
CCS	Capture et stockage du CO ₂	Carbon Capture and Storage
CfD	Contrat pour différence	Contract for Difference
CORSIA	Dispositif mondial de compensation et de réduction des	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
DAC	Capture directe du dioxyde de carbone	Direct Air Capture
DME	Diméthyléther	Dimethyl Ether
ENR	Énergie renouvelable	Renewable Energy
ETJ	Éthanol vers jet	Ethanol-to-Jet
ETS / EU ETS	Système d'échange de quotas d'émission (marché carbone)	Emissions Trading System / EU Emissions Trading System
FID	Décision finale d'investissement	Final Investment Decision
FT	Procédé Fischer-Tropsch	Fischer-Tropsch
FuelEU Maritime	Règlement européen sur l'intensité GES des carburants	FuelEU Maritime Regulation
GES	Gaz à effet de serre	Greenhouse Gas (GHG)

Abréviation	Définition en français	Définition en anglais
GO	Garantie d'origine	Guarantee of Origin
GPL / LPG	Gaz de pétrole liquéfié	Liquefied Petroleum Gas (LPG)
HAP / PAH	Hydrocarbures aromatiques polycycliques	Polycyclic Aromatic Hydrocarbons
ICAO / OACI	Organisation de l'aviation civile internationale	International Civil Aviation Organization
IMO / OMI	Organisation maritime internationale	International Maritime Organization
IPCEI / PIIEC	Projet important d'intérêt européen commun	Important Project of Common European Interest
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables	International Renewable Energy Agency
LCOE	Coût actualisé de l'électricité	Levelized Cost of Electricity
LCOF	Coût actualisé du carburant	Levelized Cost of Fuel
LCOH	Coût actualisé de l'hydrogène	Levelized Cost of Hydrogen
LOHC	Transporteurs d'hydrogène organiques liquides	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MTH	Méthanol vers hydrocarbures	Methanol-to-Hydrocarbons
MTO	Méthanol vers oléfines	Methanol-to-Olefins
OME	Éthers diméthyliques de polyoxyméthylène	Polyoxymethylene Dimethyl Ethers
OPEX	Dépenses d'exploitation	Operating Expenditures
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	Lower Heating Value (LHV)
PEM	Membrane échangeuse de protons	Proton Exchange Membrane
PPA	Contrat d'achat d'électricité	Power Purchase Agreement
PRG / GWP	Potentiel de réchauffement global	Global Warming Potential
PtG	Électricité vers gaz	Power-to-Gas

Abréviation	Définition en français	Définition en anglais
PtL	Électricité vers carburants liquides	Power-to-Liquids
PtX	Électricité vers X (molécules / produits)	Power-to-X
RED / RED III	Directive européenne sur les énergies renouvelables	Renewable Energy Directive
ReFuelEU Aviation	Règlement européen sur l'incorporation de SAF dans l'aviation	ReFuelEU Aviation Regulation
RFNBO	Carburants renouvelables d'origine non biologique	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
ROI / RSI	Retour sur investissement	Return on Investment
RWGS	Réaction inverse eau-gaz	Reverse Water-Gas Shift
SAF	Carburant durable d'aviation	Sustainable Aviation Fuel
SMR	Vaporeformage du méthane	Steam Methane Reforming
SOEC	Électrolyse à oxyde solide	Solid Oxide Electrolysis Cell
Syngas	Gaz de synthèse	Synthesis Gas
TRL	Niveau de maturité technologique	Technology Readiness Level
WACC	Coût moyen pondéré du capital	Weighted Average Cost of Capital

Annexe 2 – Cartographie des acteurs

Acteur	Logo	Description	Actifs dans		
			Développement des projets	Feuille de route / Prospectives	Affaires Publiques
EVOLEN		Le Comité E-fuels vise à identifier les conditions favorables à l'émergence d'une filière industrielle française de production de carburants de synthèse. Il rassemble les acteurs industriels, technologiques et financiers membres d'EVOLEN afin de partager les retours d'expérience, d'identifier les verrous techniques, économiques et d'infrastructures, et de favoriser l'émergence d'une supply chain française robuste et compétitive. Le comité contribue à la mise en réseau des acteurs et à la production de travaux collectifs visant à éclairer les choix industriels et stratégiques de la filière.	x		
ATEE		À travers son Club Power-to-Gas et Interconnexions des réseaux, l'ATEE anime en France la filière Power-to-Méthane (e-méthane), reconnue comme un levier essentiel de flexibilité du système énergétique. Cette technologie pourra contribuer à la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier, tels que l'industrie ou le transport maritime.	x	x	
Bureau Français des E-fuel		Le Bureau français des e-fuels réunit experts, professeurs, chercheurs, universitaires, industriels, techniciens et financiers, autour du rôle des e-fuels dans la transition énergétique et du développement d'une filière française. Son objectif premier est de faire la promotion d'une filière française d'e-fuels, vertueuse, compétitive et durable.		x	x
Club CO ₂		Le Club CO ₂ , par l'intermédiaire de son groupe de travail sur la valorisation du CO ₂ , est amené à traiter les différentes thématiques en lien avec le développement de la filière des e-fuels. Son principal objectif consiste à favoriser les échanges entre les acteurs de la filière du captage, transport et valorisation du CO ₂ (le stockage est par ailleurs traité au sein du Club) et à produire des éléments pour éclairer le débat.		x	x
Cluster Maritime Français		Créé en 2006, le Cluster Maritime Français (CMF) rassemble tous les acteurs de l'écosystème maritime, de l'industrie aux services et activités maritimes de toute nature.			x
CO ₂ Value Europe		CO ₂ Value Europe est l'association européenne représentant les acteurs du Captage et de l'Utilisation du Carbone (CCU). À l'intersection entre le plaidoyer et la science, l'association se veut un guichet unique pour les parties prenantes du CCU et les décideurs politiques en Europe : fourniture de connaissances scientifiques et techniques, soutien au développement de projets, création d'une communauté CCU, et, dans le cadre de ces missions, promotion d'un cadre réglementaire cohérent et favorable au déploiement à grande échelle des technologies CCU (e-carburants, produits chimiques synthétiques et minéralisation du CO ₂). https://co2value.eu/	x	x	x
CSF NSE		Les groupes de travail CCUS et Mobilité Lourde (SAF) du CSF-NSE sont engagés avec l'Etat sur le développement des filières de valorisation de CO ₂ (e-fuels, e-chimie et minéralisation) et des carburants d'aviation durables (SAF), notamment à travers la rédaction de feuille de route nationales.	x	x	x
E-Fuel alliance		E-fuels Alliance est une organisation européenne qui rassemble les acteurs industriels engagés dans le développement et le déploiement des carburants de synthèse à l'échelle européenne. Elle œuvre à la structuration de la filière, à la convergence des initiatives et au partage d'analyses techniques et économiques pour accompagner l'industrialisation des e-fuels.			x
France Gaz Maritime		France Gaz Maritime se positionne au cœur de la transition énergétique et accompagne la décarbonation du transport maritime. Forte des compétences de l'ensemble de ses membres, France Gaz Maritime est en relation avec tous les services de l'état concernés qui sont déjà mobilisés et attentifs aux évolutions. Introduire un nouveau carburant dans le secteur du transport maritime et fluvial demande en effet d'adapter un grand nombre de réglementations, procédures ou pratiques établies.		x	x

Acteur	Logo	Description	Actifs dans		
France Hydrogène		Le Comité de Pilotage E-carburants de France Hydrogène vise à soutenir le développement de la filière française des carburants de synthèse maritime et aérien, en France et à l'international, en adressant avec nos membres l'ensemble des enjeux du secteur : verrous réglementaires et financiers, analyses de marchés et technico-économiques, soutien au développement de projets français et à l'international etc.	x	x	x
Fuels Europe		FuelsEurope est l'association européenne représentant les acteurs du raffinage et de la production de carburants en Europe. Elle travaille sur les enjeux de transformation industrielle du secteur, en particulier la décarbonation des carburants, l'intégration des carburants bas carbone et le maintien d'une chaîne d'approvisionnement énergétique compétitive et sûre en Europe.			x
GIFAS		Le GIFAS (Groupement des Industries Françaises Aéronautiques et Spatiales) représente l'ensemble de la filière aéronautique et spatiale française et œuvre à sa compétitivité, à son innovation et à sa transition vers des solutions bas carbone, notamment via les carburants durables pour l'aviation.		x	
Hydrogen Europe		Hydrogen Europe est l'association européenne qui rassemble les acteurs de la chaîne de valeur de l'hydrogène afin d'accompagner le développement d'une filière hydrogène compétitive, industrielle et bas carbone en Europe.			x
La Plateforme Verte		La Plateforme Verte est une association professionnelle dédiée à la transition énergétique opérant à travers différents groupes de travail thématiques. Le GT « Gaz et Carburants Verts » couvre plusieurs filières, dont celle des e-fuels. Le groupe regroupe différents acteurs (développeurs de projet, investisseurs, etc.) et travaille sur les angles marché, juridique et financier.	x		X
New Energies coalition		La Coalition New Energies a pour principale mission d'accélérer les solutions de décarbonisation des chaînes de transports de marchandises (maritimes, aériennes et terrestres) Elle œuvre au développement de nouvelles énergies et technologies favorables à un transport plus durable.	x	x	X
Project SkyPower		Project SkyPower est une initiative industrielle visant à développer à grande échelle la production d'e-fuels pour l'aviation. Le projet ambitionne de contribuer à la décarbonation du transport aérien en structurant des capacités industrielles compétitives en Europe, en lien avec les compagnies aériennes et les acteurs de la chaîne de valeur.	x		x
RLCF Alliance		La RLCF Alliance est une alliance réunissant différentes parties prenantes issus de la chaîne de valeur des carburants pour le transport et des secteurs connexes, incluant des industriels, des fournisseurs de technologies et financements, des organisations de la société civile, des organismes gouvernementaux, etc., engagés à promouvoir la production et l'approvisionnement en carburants renouvelables et bas carbone dans les secteurs de l'aviation et du transport maritime.	x	x	
SER		Le SER représente l'ensemble des filières des énergies renouvelables en France, dont la filière e-fuels. Il œuvre pour faire évoluer le cadre législatif, réglementaire et économique en faveur de leur développement et au bénéfice de la collectivité		x	X
Task Force Hydrogène à l'international		La Task Force Hydrogène à l'international est un partenariat entre EVOLEN, France Hydrogène et MEDEF International, visant à promouvoir à l'international l'offre industrielle française dans le domaine de l'hydrogène et de ses dérivés, notamment les e-fuels. Elle accompagne les entreprises sur les marchés internationaux, favorise les coopérations et renforce la visibilité collective de la supply chain française.	x		
Transport & Environment		T&E est une ONG environnementale indépendante qui accompagne la décarbonation des moyens de transport. Le développement des e-fuels occupe une place centrale dans son travail de plaidoyer pour la décarbonation de l'aérien et du maritime. Elle vise la création d'un cadre réglementaire européen et national propice au développement des e-fuels et comportant des garanties environnementales fortes.			x

Annexe 3 – Liste des principaux projets de e-fuels

Projets de e-méthane

En Europe

Nom du projet	Pays	Ville / site	Statut	Capacité (GWh/an)	Débit (Nm ³ /h)	Mise en service
PtG Allendorf	Allemagne	Allendorf	En service	1	14	2015
Atlantis	Allemagne	Werlte	En service	25	285	2013
STORE&GO Falkenhagen	Allemagne	Falkenhagen	En service	5	52	2018
Renewable Gasfield	Autriche	Gabersdorf	En service	1	9	2023
BioCat Roslev	Danemark	Roslev	Étude d'ingénierie	28	318	2026
BioCat Avedøre	Danemark	Avedøre	En service	4	45	2016
Glansager PtX	Danemark	Sønderborg	En service	40	455	2023
GrønGas Hjørring	Danemark	Hjørring (Garestруп)	En service	7	79	2024
Turn2X Miajadas	Espagne	Miajadas	En service	4	48	2025
Ren-Gas Kerava	Finlande	Kerava	Étude de faisabilité	200	2 283	2029
Ren-Gas Tampere – I	Finlande	Tampere	Étude d'ingénierie	200	2 283	2028
eNRG Lahti	Finlande	Lahti	Étude de faisabilité	400	4 566	2028
eNRG Kotka – I	Finlande	Kotka	Étude de faisabilité	200	2 283	2028
Ren-Gas Mikkeli	Finlande	Mikkeli (Pursiala)	Étude de faisabilité	200	2 283	2028
Ren-Gas Pori – I	Finlande	Pori	Étude de faisabilité	400	4 566	2028
Freija Nokia – I	Finlande	Nokia	Étude d'ingénierie	806	9 196	2029
P2X Solutions Harjavalta	Finlande	Harjavalta	En service	14	159	2025
Arctic Sisu – I	Finlande	Kotka	Étude de faisabilité	300	3 425	2028
Luoto Energia	Finlande	Rauma	Étude de faisabilité	1 736	19 819	2031
Denobio	France	Lesquielles-Saint-Germain	En service	2	18	2025
Occi-Biome	France	Ludiès	Étude de faisabilité	6	66	2027
Biofactory Pau (Pau'wer-Two-Gas)	France	Lescar	En construction	4	50	2025
Pegasus	Italie	Guglionesi	En construction	2	18	2026
SynBioS	Italie	Bologne	Étude de faisabilité	4	45	2027
PtG Limeco Dietikon	Suisse	Dietikon	En service	18	205	2022
GreenGas	Suisse	Aigle	En service	2	19	2023

Dans le monde

Nom du projet	Pays	Ville / site	Statut	Capacité (GWh/an)	Débit (Nm ³ /h)	Mise en service
Moomba e-méthane	Australie	Moomba	Étude de faisabilité	1 806	20 611	2031
Mauricie	Canada	Shawinigan	Étude de faisabilité	1 111	12 684	2029
Carbonaxion Portneuf	Canada	Neuville	Étude de faisabilité	16	182	2026
Nagaoka Methanation Demonstration Project	Japon	Nagaoka	En construction	32	364	2025
Osaka Bay e-méthane	Japon	Osaka	Étude de faisabilité	598	6 821	2030
JFE Steel	Japon	Chiba	En construction	39,8	455	2025
Omali e-LNG Pilot	Oman	Qalhat	Étude de faisabilité	96	1 091	2028
Peru e-méthane	Pérou	San Vicente de Cañete	Étude de faisabilité	833	9 513	2028
Live Oak – I	États-Unis	Nebraska	Étude de faisabilité	1 042	11 891	2030
Live Oak – II	États-Unis	Nebraska	Étude de faisabilité	1 042	11 891	2030
ReaCH4	États-Unis	Texas / Louisiane	Étude de faisabilité	1 806	20 611	2030
StormFisher e-méthane	États-Unis	Texas	Étude de faisabilité	694	7 927	2030
Osaka Gas / Tallgrass / Green Plains (JV)	États-Unis	Midwest	Étude de faisabilité	2 778	31 710	2030

Projets de e-méthanol

Projet	Pays	Mise en service (réelle/cible)	Acteurs principaux	Capacité (t/an)	Procédé / intrants (résumé)
George Olah Renewable Methanol Plant	Islande	2011	CRI	4 000	CO ₂ + H ₂ (électrolyse) ; énergie géothermique
Liquid Sunshine	Chine	2020	Dalian Institute of Chemical Physics	1 000	CO ₂ + H ₂ (électrolyse) ; ENR
Shunli Anyang	Chine	2022	CRI	110 000	CO ₂ + H ₂ (non électrolytique)
ReIntegrate	Danemark	2023	European Energy	10 000	CO ₂ (biogaz) + H ₂ (électrolyse)
"Sailboat" CO ₂ -to-e-méthanol	Chine	2023	CRI, Jiangsu Sailboat Petrochemicals	100 000	CO ₂ + H ₂ (électrolyse)
Finnfjord e-méthanol	Norvège	2024	CRI, Finnfjord, Statkraft	100 000	CO ₂ industriel + H ₂ (électrolyse, hydro)
North Sea Methanol (phase 1 puis extension)	Belgique (Rodenhuize)	2024 puis 2030	ArcelorMittal, ENGIE + partenaires	45 000	H ₂ (électrolyse) + CO ₂ ; ENR (éolien offshore)
AIR	Suède	2025	Perstorp	200 000	CO ₂ + H ₂ (électrolyse) ; ENR
Kassø	Danemark	2025	European Energy, Mitsui	42 000–48 000	CO ₂ biogénique + H ₂ (électrolyse)
Liaoyuan	Chine	2026	CRI, Tianying	170 000	CO ₂ biogénique + H ₂ (électrolyse)
Songyuan – phase 1	Chine	2026	CEEC	200 000	CO ₂ biogénique + H ₂ (électrolyse) (projet intégré avec NH ₃)
Ordos	Chine	n.c.	CNCG Erdos	100 000	CO ₂ biogénique + H ₂ (électrolyse)
eM-Rhône	France	2029	Elyse Energy	150 000	CO ₂ + H ₂ (électrolyse)

Projets de e-carburants paraffiniques

Projet	Pays	Mise en service (réelle/cible)	Acteurs principaux	Capacité	Voie procédé (résumé)
Frankfurt Hoechst Plant	Allemagne	2022	INERATEC	2,5 kt/an	RWGS + Fischer-Tropsch
Rheinland Refinery	Allemagne	2023	Shell, ITM Power, Linde	100 kt/an	BtL + apport H ₂ (e-biofuels)
Bilbao Petronor Plant	Espagne	2026	Repsol / Aramco	2,3 kt/an	RWGS + Fischer-Tropsch
Herøya Plant	Norvège	2025	Nordic Electro Fuel	7 kt/an	POX / RWGS + Fischer-Tropsch
Forsmark	Suède	2027	Vattenfall, SAS, Shell, LanzaTech	50 kt/an	Atj
TAKE KAIR	France	2031-2032	Hynamics	50 kt/an	RWGS + Fischer-Tropsch
BioTJet	France	2030	Elyse Energy, Avril, Axens	80-100 kt/an	PBtL (e-biofuels)
ReuZe	France	2028-2030	Engie, ArcelorMittal	95 kt/an	RWGS + Fischer-Tropsch
Net Zero I	États-Unis	2030	Gevo	100 kt/an	Ethanol-to-Hydrocarbons
Hynovera	France	2027-2030	Hy2GEN	16-25 kt/an	BtL + apport H ₂ (e-biofuels)
Norsk e-fuel	Norvège	2028-2029	Sunfire, Climeworks, Paul Wurth, Valinor, Lux-Airport	12,5-100 ML/an	Co-électrolyse + RWGS + Fischer-Tropsch
Haru Oni	Chili	2024 puis 2026	HIF, Siemens Energy, Porsche, Enel, ENAP, ExxonMobil...	0,13 ML/an puis 0,55 ML/an	Méthanol-to-Gasoline
Endor	Danemark	2028-2029	Arcadia	80 kt/an	RWGS + FT (H ₂ via PEM)

Projets de e-ammoniac

Projet	Pays / site	Statut / horizon	Puissance électrolyse	Capacité e-ammoniac	Acteurs / techno (si connue)
NEOM Green Hydrogen Complex	Arabie saoudite (Oxagon/NEOM)	En construction — premières livraisons 2027	2,2 GW	1,2 Mt/an	NGHC (Air Products, ACWA Power, NEOM) ; électrolyse alcaline (thyssenkrupp)
AM Green (phase 1)	Inde	FID / développement — ~fin décennie 2020	600 MW (<i>sur 1,3 GW annoncé</i>)	n.c.	AM Green ; grand projet "green ammonia"
First Ammonia (Port of Victoria)	États-Unis (Texas)	Dév./construction — 2027	100 MW (initial)	jusqu'à 100 kt/an	SOEC — Topsoe (module 100 MW)
Hyport Duqm (phase 1)	Oman (Duqm)	Développement — fin décennie 2020	250-500 MW	~330 kt/an (<i>phase 1</i>)	DEME / OQ (selon configurations projet)
Hyport Duqm (plein déploiement)	Oman (Duqm)	Prospective	1,5 GW	~1 Mt/an	Extension projet (ordre de grandeur)
Egypt Green Hydrogen (Fertiglobe / Scatec)	Égypte (Ain Sokhna)	Déploiement — 2026-2027 (selon jalons)	100 MW	jusqu'à 74 kt/an	Scatec + partenaires ; NH ₃ via usine existante Fertiglobe
Damietta Renewable Ammonia	Égypte (Damietta)	Développement	jusqu'à 240 MW	jusqu'à 150 kt/an	Scatec + partenaires ; intégration sur site existant
Yara Clean Ammonia (Herøya)	Norvège (Porsgrunn)	En service (2024)	24 MW	n.c.	Production H ₂ renouvelable pour ammoniac / engrais
H2F (Fertiberia)	Espagne (Puertollano)	En service	20 MW	n.c.	Iberdrola + Fertiberia (NH ₃ / engrais bas carbone)
Yuri Renewable Hydrogen (ammonia feedstock)	Australie (Karratha)	En construction / déploiement	10 MW	n.c.	ENGIE + Yara + partenaires (H ₂ renouvelable pour usine NH ₃)
Envision Chifeng (phase 1)	Chine (Chifeng)	En service (2025)	500 MW	320 kt/an	Complexe H ₂ /NH ₃ à grande échelle (phase 1)
CEEC Songyuan (phase 1)	Chine (Songyuan)	Mise en service (2025)	n.c.	200 kt/an	Projet intégré H ₂ -NH ₃ -méthanol

EVOLEN

Energies

Hier, Aujourd'hui & Demain

Contact EVOLEN

communication@evolen.org

+ 33 1 47 17 67 32