

BUREAU
FRANÇAIS
des e-fuels

SIAPARTNERS

Observatoire français des e-fuels.

Faire dès maintenant de la France un champion européen des e-fuels pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde.

Septembre 2024*

Des ambitions françaises qui s'affirment depuis un an, avec une accélération des initiatives et une progression des capacités de production d'e-fuels en projet, qui permettraient d'éviter l'émission de 2,7 Mt CO₂ soit l'équivalent des émissions annuelles de 585 000 véhicules individuels, sous réserve d'un accès à 24 TWh d'électricité bas carbone et 2,6 Mt de CO₂.

* Données consolidées au 30/06/2024

Avant-propos. Genèse de l'Observatoire



Charlotte de Lorgeril

*Partner Energy, Utilities & Environment,
Sia Partners*

Porte-parole du Bureau français des e-fuels

Depuis sa première édition parue à l'été 2023, les objectifs de l'Observatoire français des e-fuels sont restés les mêmes : **rendre compte de la dynamique de cette filière vertueuse** à l'échelle nationale, **informer au mieux** les acteurs positionnés sur l'ensemble de la chaîne de valeur, les pouvoirs publics ainsi que les citoyens français, et **soutenir le développement des projets**.

Je remercie l'ensemble des membres du Bureau français des e-fuels de renouveler leur confiance pour la réalisation de cet Observatoire et pour les nombreux échanges ayant permis d'enrichir cette édition.

Chez Sia Partners, nous avons la conviction qu'**assurer aujourd'hui une diversification des filières de demain est essentiel à l'atteinte des objectifs climatiques**. Fort de nos +15 ans d'expérience dans les carburants alternatifs, dont l'hydrogène et ses dérivés, et bénéficiant de toute l'expertise de notre Climate Analysis Center rassemblant 200 spécialistes, nous avons naturellement souhaité apporter **un regard pragmatique, indépendant et pluridisciplinaire** sur ces sujets.

Cette nouvelle édition vise à apporter davantage de pédagogie sur les enjeux de la filière, avec des focus additionnels sur les problématiques technologiques, les infrastructures, les besoins en matériaux rares ou encore la disponibilité de certaines ressources. Elle propose également une estimation de la valeur énergétique des co-produits obtenus par les procédés de production d'e-kérosène. Elle précise également les enjeux liés à nouveau cadre réglementaire européen, particulièrement dans le secteur de l'aérien qui sera fortement impacté par les mandats d'incorporation de carburants d'aviation durables

Depuis l'édition 2023, de nouveaux projets confirment la forte mobilisation des acteurs français pour faire émerger des filières industrielles avec une expertise unique et valorisable à l'international.



Cédric de Saint-Jouan

Président et fondateur, Vol-V

Porte-parole du Bureau français des e-fuels

Si l'émergence des énergies renouvelables a permis, ces dernières décennies, de décarboner la production d'électricité, **le temps est venu de s'attaquer à d'autres usages plus difficiles à décarboner**, notamment le transport lourd, aérien et maritime.

Des objectifs ambitieux ont été fixés par l'Europe ainsi que le gouvernement français et les projets d'e-fuels émergent sur notre territoire dès aujourd'hui.

La France qui dispose d'un **avantage compétitif important grâce à un mix électrique décarboné**, bénéficie d'une **opportunité de réindustrialiser, d'améliorer sa souveraineté énergétique et de développer des savoir-faire qui seront exportables**.

Ce tournant nécessite avant tout de mettre à disposition **les quantités d'électricité bas carbone (renouvelables et nucléaires) nécessaires** et de développer rapidement des capacités additionnelles pour accompagner les besoins futurs.

Résumé exécutif. L'essor des filières e-fuels en France (1/3)

Une filière prête à s'industrialiser sur l'ensemble du territoire français et des capacités en projet doublées en un an

Indicateur 01.
TRL 6-8 Maturité des voies de synthèse des e-fuels

Indicateur 02.
906 ktep Volume de production des projets identifiés

Indicateur 03.
26 Nombre de projets d'e-fuels sur le territoire

Indicateur 03.
17 Départements avec au moins une implantation

Un dynamisme de la France dont témoigne le volume de projets

L'édition 2024 de l'Observatoire français des e-fuels recense près de **26 projets publiquement annoncés, dont 16 projets de taille industrielle ayant annoncé au total l'équivalent de 1 028 ktep de capacités de production projetées** (soit l'équivalent de 11,4 TWh d'e-fuels)

Une accélération des initiatives, malgré l'absence de FID*

A périmètre comparable, le volume des capacités des projets annoncés a progressé de 38% depuis l'édition de juillet 2023. Les acteurs français confirment ainsi leur **optimisme** dans l'industrialisation des filières d'e-fuels. Pour autant, un **soutien public** reste nécessaire pour sécuriser les 1^{ers} investissements.

Des projets répartis sur l'ensemble du territoire français

17 départements répartis dans 8 des 13 régions de France Métropolitaines accueillent au moins 1 projet. Les filières e-fuels portent des **enjeux industriels structurant pour les territoires d'accueil**, particulièrement ceux historiquement tournés vers la filière pétrochimique et devant entamer leur transition.

La décarbonation des transports lourds prioritairement visée

Les projets sont quasi-intégralement tournés vers la **décarbonation de l'aviation** (projets e-kérosène représentant 426 ktep, hors co-produits) **et du maritime** (300 ktep de projets d'e-méthanol). Cette priorisation confirme le rôle des e-fuels dans la décarbonation de secteurs difficilement électrifiables.

Des briques technologiques individuellement matures

Les briques technologiques sont arrivées à un stade de maturité avancé. Leur **combinaison intégrée dans les processus** pose cependant encore des défis pour l'émergence de voies de synthèse efficaces.

* FID : Décision finale d'investissement

Résumé exécutif. L'essor des filières e-fuels en France (2/3)

Une opportunité unique de développer un savoir-faire français valorisable à l'international, tout en respectant les obligations climatiques européennes

Indicateur 11.
Fourchette d'émissions de CO₂ évitées chaque année
2,4 / 3,4 MtCO₂

Indicateur 12.
Créations d'emplois pérennes annoncées**
3 705

Indicateur 13
Production de pétrole brut évitée
941 ktep

Indicateur 14.
Valeur des importations contraintes d'e-kérosène évitées en 2035
2,6 Md€

Des mandats européens d'incorporation d'e-fuels à tenir

Les institutions européennes ont fixé des **cibles d'incorporation** d'hydrogène renouvelable et bas carbone et de ses dérivés dans **l'industrie et les transports**. Le secteur aérien est particulièrement concerné avec une cible de 1,2% d'e-fuels renouvelable et bas carbone en 2030 et de 5% en 2035.*

Le besoin d'éviter des importations contraintes

A défaut du développement de filières nationales de production d'e-fuels, la France devra **importer des e-fuels pour respecter ses obligations réglementaires**. Dans le secteur de l'aviation, les montants en jeu pourraient représenter 2,6 Mds€ en 2035 si aucune production domestique d'e-kérosène ne se développe.

Des projets positionnant la France à l'export à court terme

La réalisation des premiers projets permettrait à la France de produire plus que ses besoins à court terme, lui offrant la possibilité d'**exporter** sa production et son savoir-faire et de contribuer à l'atteinte des objectifs de ses voisins. D'ici 2040, la France ne serait plus autonome pour ses besoins sans nouveaux projets.

De forts bénéfices climatiques

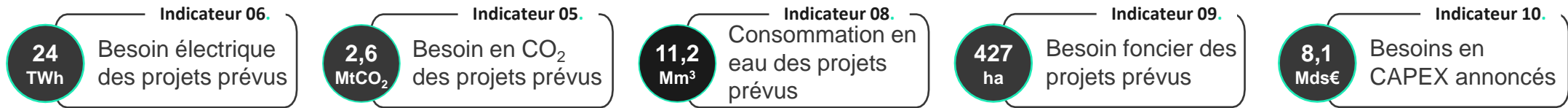
La réalisation de l'ensemble des projets permettrait d'**éviter l'émission de 2,4 à 3,4 Mt de CO₂ par an** en fonction du mix énergétique utilisé pour alimenter les différentes étapes de la chaîne de valeur des e-fuels. En se référant au mix électrique français prévu en 2030, les émissions évitées seraient de 2,7 MtCO₂/an.

Un impact social de la filière des e-fuels non négligeable

Les porteurs de 10 projets représentant 40% des capacités de production (hors co-produits) anticipent **3 705 créations d'emplois pérennes****, directs ou indirects, notamment dans des territoires avec des enjeux de reconversion d'un tissu industriel dans un contexte de transition énergétique.

Résumé exécutif. L'essor des filières e-fuels en France (3/3)

Une opportunité unique de développer un savoir-faire français valorisable à l'international, tout en respectant les obligations climatiques européennes



Des besoins d'accès à une électricité bas carbone compétitive

S'ils se réalisent, les différents projets cartographiés nécessiteront 24 TWh d'électricité de sources renouvelables ou nucléaire, représentant **3,4% des capacités de production d'électricité bas carbone** prévues par la stratégie française énergie-climat*, impliquant un effort important de déploiement des EnR.

Une planification à anticiper dans les scénarios énergétiques

Ces besoins en électricité bas carbone se révèlent sensiblement supérieurs aux besoins estimés dans les orientations de scénarios énergétiques en cours de réflexion par les organisations compétentes. Un **dialogue entre les parties prenantes** doit se poursuivre concernées sur ces enjeux déterminants.

A partir de 2040, des risques liés à la disponibilité du CO₂

Les projets étudiés nécessiteront 2,6 Mt de CO₂/an, soit 2,2% du volume actuel produit par des sites de taille >30 ktCO₂/an et 10% de leur volume de CO₂ biogénique. La **capacité à mobiliser ces sources** se pose, compte tenu de la non-éligibilité après 2040 du CO₂ fossile pour la production d'e-fuels bas carbone.

Des usages de l'eau à modérer, principalement pour l'électrolyse

Le besoin en eau ne devrait pas être un frein au déploiement des projets. Néanmoins, de bonnes pratiques devront être adoptées par chaque acteur afin de minimiser les impacts hydriques de la filière. L'évaluation des enjeux doit être menée au **cas par cas**, en tenant compte des spécificités de chaque territoire.

Un soutien public direct et indirect et un cadre clair nécessaires

La sécurisation des modèles d'affaires est clé pour déclencher des projets aux CAPEX proches du Mds€. Un **soutien** de l'Etat et un cadre apportant de la **clarté** sur l'évolution de l'environnement de marché sont souhaitables. Les Actes délégués sur la définition de l'hydrogène bas carbone sont attendus en ce sens.

* Stratégie française énergie climat mise en consultation en novembre 2023

Table des matières.

	Avant-propos	2			
	Résumé exécutif	3			
Périmètre.	Périmètre de l'observatoire français des e-fuels	7			
	Périmètre de l'étude	8			
	Présentation des indicateurs	9			
Partie 1.	Les e-fuels dans la transition énergétique	10			
	Eléments de définition	11			
	Les e-fuels, un levier de décarbonation des mobilités lourdes et de l'industrie	12			
	Complémentarité des leviers de décarbonation des mobilités lourdes	13			
Partie 2.	Cadre réglementaire et effets des mandats d'incorporation	14			
	Vue d'ensemble des principales politiques européennes	15			
	Des règles strictes sur les conditions de production de RFNBO	17			
Partie 3.	Enjeux technologiques	18			
Indicateur 01.	Maturité des briques technologiques	19			
	Evolutions technologiques à anticiper	20			
Partie 4.	Dynamiques de la filière des e-fuels	21			
	Débouchés de la filière	22			
			Indicateurs 02 et 03.	Vue d'ensemble des projets annoncés et localisation	25
				Logistique d'approvisionnement	27
			Partie 5. Ressources à mobiliser		29
				Vue d'ensemble	30
			Indicateur 04.	Gisements de CO ₂	31
			Indicateur 05.	Besoin en carbone	33
			Indicateur 06.	Besoin en électricité bas carbone	34
			Indicateur 07.	Disponibilité de l'électricité bas carbone	35
			Indicateur 08.	Besoin hydrique	36
			Indicateur 09.	Besoin foncier	37
			Indicateur 10.	Besoin en CAPEX	38
				Besoin en matériaux rares	39
			Partie 6. Externalités positives		40
			Indicateur 11.	Emissions de CO ₂ évitées	41
			Indicateur 12.	Création d'emplois	42
			Indicateur 13.	Production de pétrole brut évitée	43
			Indicateur 14.	Importations contraintes d'e-kérosène évitées	44
				Glossaire	45
				Annexes - Hypothèses retenues pour le calcul des différents indicateurs	46

Périmètre de l'Observatoire français des e-fuels

Périmètre de l'étude. Un périmètre en évolution

Les e-fuels s'affirment comme une solution de décarbonation cruciale pour les intrants industriels et les mobilités lourdes. La présente édition 2024 de l'Observatoire français des e-fuels se focalise sur les dynamiques de filière et les enjeux de mobilisation de ressources pour divers carburants de synthèse aux potentiels de marché prometteurs : le **e-méthane**, le **e-méthanol**, le **e-kérosène** ainsi que ses **co-produits**. Ces molécules sont synthétisées en combinant d'une part de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau en valorisant de l'électricité renouvelable ou nucléaire, et d'autre part du carbone recyclé provenant des activités industrielles, de production de bioénergies, ou capté dans l'air.

Périmètre de l'Observatoire

e-méthane

- › Injection dans les réseaux de gaz et incorporation avec le biométhane pour décarboner les usages gaziers actuels
- › Utilisation dans le transport maritime ou routier, sous forme gazeuse ou sous forme de e-GNL après liquéfaction

9 Projets annoncés

➤ **2** ktep / an **

e-méthanol

- › Conversion en oléfines et en éthers, intrants bas carbone pour l'industrie, la chimie et le raffinage
- › Utilisation directe pour le transport maritime
- › Transformation en carburants paraffiniques pour l'aérien (procédés Methanol-to-jet)

4 Projets annoncés

➤ **300** ktep / an **

e-kérosène

- › Production de SAF*** pour décarboner le transport aérien (dont e-bioSAF obtenu par injection d'hydrogène dans la production de biocarburants)
- › Incorporation incrémentale dans les carburéacteurs conventionnels

13 Projets annoncés

➤ **426** ktep / an **

Co-produits Fischer-Tropsch

Edition 2024

- › Co-produits issus du procédé Fischer-Tropsch permettant la synthèse d'e-kérosène
- › Utilisation possible du e-diesel pour le transport routier lourd ou léger et maritime
- › Utilisation possible du e-naphta dans le secteur de la pétrochimie.

Liés aux projets e-kérosène

➤ **178** ktep / an **

- › **Maturité technologique** des briques industrielles combinées dans les voies de synthèse
- › **Faibles émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie**, sous réserve du recours à une électricité renouvelable ou bas carbone et de l'utilisation de CO₂ non produits volontairement (CO₂ biogénique ou CO₂ fossile issu d'activités industrielles)
- › **Utilisation possible des infrastructures existantes** de transport, de stockage, de distribution et des équipements finaux des produits liquides et gazeux aujourd'hui obtenus par transformation de ressources fossiles

Présentation des indicateurs.

Indicateurs consolidés avec les données collectées en date du 01/06/2024 et transposées au périmètre de l'étude

01.

Maturité technologique des voies de synthèse

Niveau de maturité des différentes briques technologiques des chaînes de valeur des e-fuels selon l'échelle TRL*

02.

Capacités de production annoncées pour les projets prévus

Capacités de production des projets cartographiés en France, converties en tonnes équivalents pétrole (tep)

03.

Nombre de départements concernés par au moins un projet

Cartographie des départements d'implantation des projets (pilotes comme démonstrateurs)

04.

Gisement de CO₂ fossile et biogénique (typologie et cartographie)

Volume actuel des gisements de CO₂ fossile et biogénique captables en France et répartition géographique

05.

Besoin en CO₂

Besoin en CO₂ d'origine biogénique ou fossile des projets cartographiés

06.

Besoin électrique

Besoin en électricité bas carbone (d'origine renouvelable ou nucléaire) des projets cartographiés

07.

Disponibilité de l'électricité bas carbone

Part des besoins en électricité bas carbone des projets cartographiés par rapport au volume de production national visé

08.

Besoin hydrique

Consommation d'eau déminéralisée des projets cartographiés

09.

Besoin foncier

Besoin en terrain des projets cartographiés pour l'implantation des unités de production

10.

Besoin en CAPEX

CAPEX estimés et annoncés par certains porteurs de projets cartographiés pour les phases d'étude et de construction des sites de production

11.

Émissions de CO₂ évitées dans le secteur du transport

Potentielle réduction nette des émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie dans le secteur du transport liée aux projets cartographiés

12.

Créations d'emplois pérennes

Potentiel de création d'emplois directs et indirects estimé et annoncé par certains porteurs de projets cartographiés pour l'exploitation des sites industriels (hors phase de construction). Ne comprend pas les emplois dans le chaîne de valeur amont, notamment liés à la production d'électricité.

13.

Production et importation de pétrole brut évitée

Potentielles importations de pétrole brut évitées grâce à la réalisation des projets cartographiés

14.

Valeurs des importations contraintes d'e-kérosène évitées en 2035

Impacts sur la balance commerciale française des projets d'e-kérosène cartographiés, du fait des importations évitées pour se conformer aux contraintes d'incorporation dans l'offre de carburants d'aviation (ReFuelEU), aux horizons 2035 et 2040



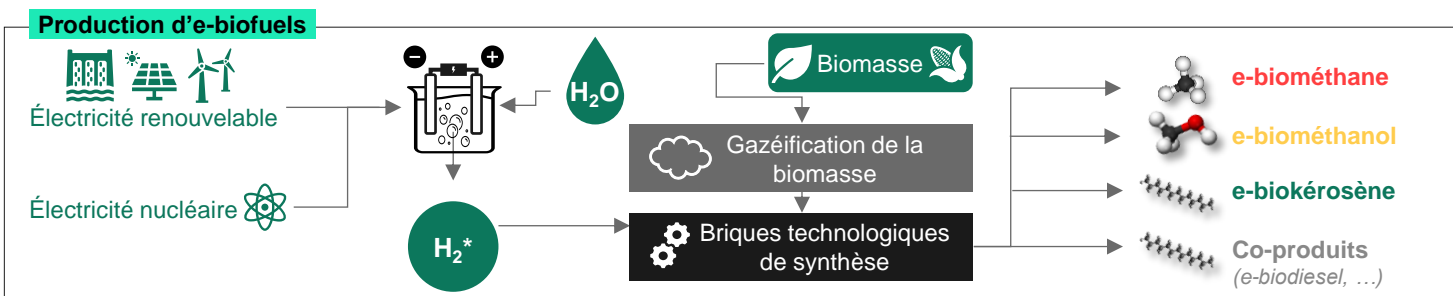
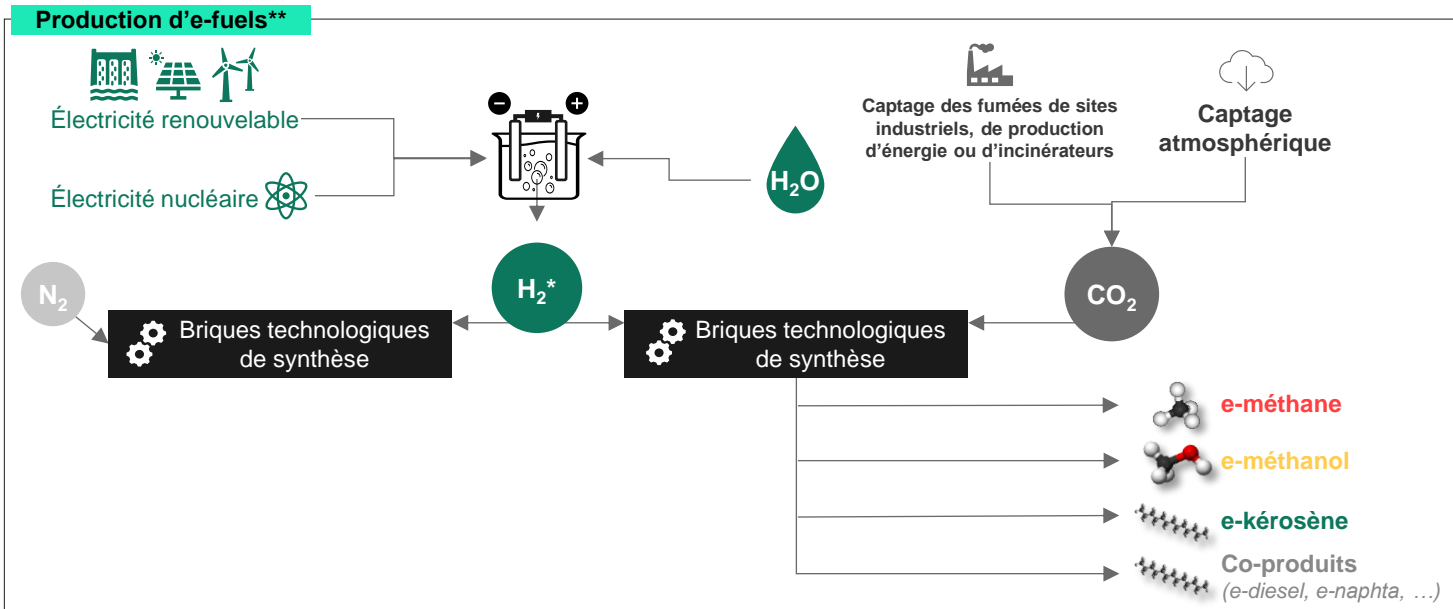
Partie 1.

Les e-fuels dans la transition énergétique

- Éléments de définition
- Les e-fuels, un levier de décarbonation des mobilités lourdes et de l'industrie
- Complémentarité des leviers de décarbonation des mobilités lourdes

Éléments de définition. Distinction entre e-fuels et e-biofuels

La synthèse d'**hydrogène (H₂)** obtenu par électrolyse de l'eau et de **carbone (CO₂)** permet la production d'e-méthane, d'e-méthanol ou encore d'e-crude, un produit intermédiaire destiné à être raffiné pour la production d'e-kérosène, d'e-diesel et d'e-naphta. Les producteurs d'e-fuels doivent viser une réduction des émissions de GES de 70% sur l'ensemble du cycle de vie de leur carburant pour se conformer au cadre européen. Les e-biofuels sont quant à eux des carburants produits à partir de carbone issu de la valorisation de la biomasse par gazéification, gaz qui est ensuite synthétisé avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.



Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ **Périmètre retenu pour la construction des indicateurs**

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ **Hors périmètre des indicateurs**

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

* Hydrogène bas carbone produit à partir d'électricité d'origine renouvelable ou nucléaire

** Présentation du contexte technologique actuel, sans prise en compte de la piste de la co-électrolyse de l'eau et du CO₂

Les e-fuels, un levier de décarbonation des transport lourds et de l'industrie.

Les e-fuels constituent un levier nécessaire à l'atteinte des objectifs climatiques de l'Union Européenne. Ils fournissent des **solutions de décarbonation pour les secteurs sans alternatives aux carburants liquides**. Leur développement ne doit pas tant à des technologies qui murissent, qu'à la sensibilisation accrue des clients et citoyens aux enjeux climatiques, à un cadre règlementaire favorable et à des initiatives volontaires des acteurs économiques. Vecteurs chimiques d'énergie électrique, ils permettent une **électrification indirecte des usages pour compléter l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'électrification directe**.

Les e-fuels : des leviers de décarbonation dont la compétitivité reste à renforcer

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

- Les e-fuels représentent une opportunité de décarboner les transports car **bas carbone**, si produit à partir d'une électricité elle-même bas carbone, et directement utilisables en l'état actuel dans des moteurs à combustion interne.
- Le CO₂ émis lors de leur combustion est équivalent à celui capturé pour les produire. La comptabilité carbone dans le cas d'une capture industrielle fait cependant l'objet de discussions.
- Les producteurs d'e-fuels doivent viser une réduction de 70% des émissions sur le cycle de vie pour être conforme à la réglementation européenne.

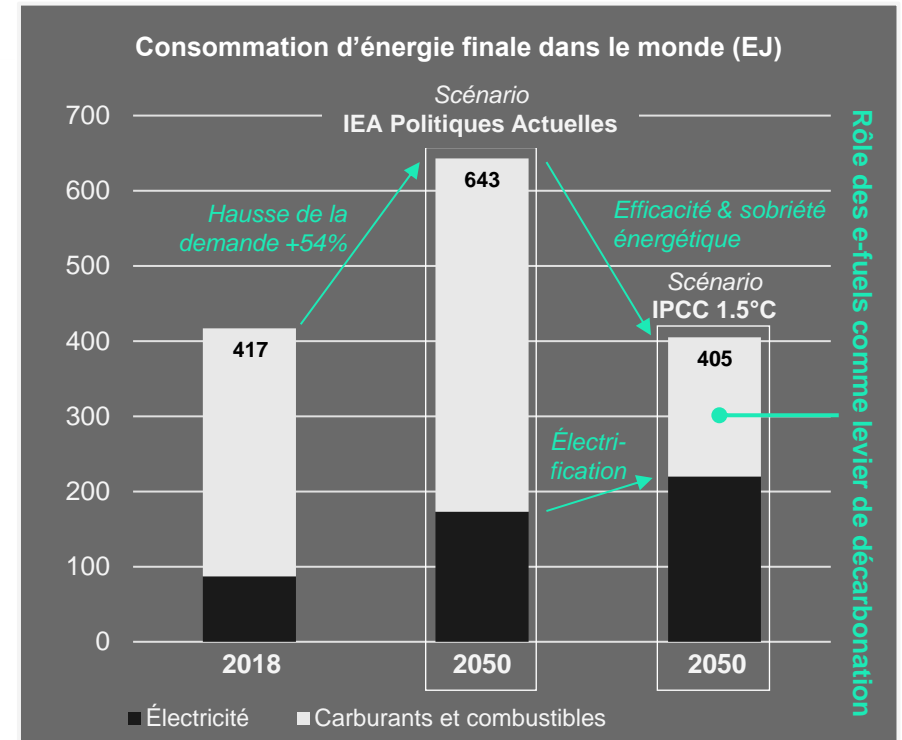
PRODUCTION LOCALISÉE DANS LES TERRITOIRES

- Le coût de revient des e-fuels estimé est aujourd'hui jusqu'à 8 fois plus élevé que celui de leurs équivalents fossiles. A titre d'exemple, le prix du e-kérosène pour les premiers projets devrait se situer dans un intervalle compris entre 4 000€₂₀₂₄/t et 7 000€₂₀₂₄/t* soit 3 à 6 fois le prix tendanciel du kérosène conventionnel estimé à 1 200€₂₀₂₄/t.
- La production des e-fuels permet des synergies industrielles en favorisant une économie circulaire entre les intrants et les co-produits de différents secteurs (acier, ciment, biomasse...).

SIMPLICITÉ D'UTILISATION

- La distribution des e-fuels peut reposer sur les infrastructures de transport existantes. Les usages ne nécessitent par ailleurs pas de modifications majeures pour avoir recours à ces produits.
- L'accélération du développement des procédés de synthèse et l'industrialisation de nouvelles technologies matures permettent la généralisation des e-fuels et le déploiement de solutions bas carbone dans des secteurs sans alternatives comme le transport aérien ou maritime et diverses industries chimiques.






















* Source : Entretiens réalisés avec des experts du secteur






Les e-fuels ont un rôle majeur à jouer dans l'atteinte des objectifs climatiques. Leur développement, en synergie avec les autres vecteurs énergétiques bas carbone, constitue un pilier indispensable de la transition énergétique avec l'électrification, l'efficacité énergétique et les biocarburants

Complémentarité des leviers de décarbonation des mobilités lourdes.

Les secteurs aériens et maritimes sont aujourd'hui responsables de 6 à 8% des émissions mondiales de GES, alors que de nombreux travaux anticipent une croissance des échanges maritime et du trafic aérien. Plus que jamais, le développement de nouvelles solutions de décarbonation s'impose. Face aux défis, **une palette de solutions devra être déployée**, chacune pouvant s'avérer spécifiquement appropriée à des contextes ou à certaines géographies précises. Parmi ces solutions, **les e-fuels ont pour avantage de reposer sur des briques technologiques maîtrisées et d'être utilisables en l'état actuel des infrastructures et moyens de transport.**

Solution 	Secteur 	Potentiel de réduction des émissions de CO ₂ 	Infrastructures 	Systèmes de propulsion 	Opérations courantes 
Sobriété		Jusqu'à 100%	N/A	N/A	N/A
Electrification des motorisations*** (si applicable)		Jusqu'à 100% <i>sans considérer la fabrication des batteries dans l'analyse du cycle de vie</i>	Stations de recharge rapide ou systèmes d'échange de batterie à déployer	Conception dédiée ou retrofit de navires	Autonomie insuffisante, hors contextes particuliers
Efficacité énergétique**		Jusqu'à 30% (a) <i>en km/passager</i>	N/A	Variable selon type d'action	Variable selon type d'action
		Jusqu'à 30% (b) <i>en km/tonnes transportées</i>	N/A	Variable selon type d'action	Variable selon type d'action
Propulsion vélique		Jusqu'à 20% (c) <i>/km parcourus</i>	Adaptation marginale de certaines infrastructures pour l'accueil de voiliers	Adaptation de la flotte actuelle ou conception nouvelle	Temps d'avitaillement réduit
Bio-SMF*		Jusqu'à 80% (e) <i>en kWh d'énergie finale</i>	Dispositifs de stockage et de distribution	Conception adaptée aux molécules concernées	Pas de changement
Bio-SAF		Jusqu'à 90% (f) <i>en kWh d'énergie finale</i>	Infrastructures en cours de déploiement	Pas d'évolution majeure	Pas de changement
H ₂ bas carbone	Piles à combustible 	Jusqu'à 90% (d) <i>en kWh d'énergie finale</i> 	Dispositifs de stockage et de distribution	Conception à repenser	Avitaillement rallongé (x2 à 3 avec ICE)
	Turbine 	Jusqu'à 90% (g) <i>en kWh d'énergie finale</i> 			
e-fuels		70 – 100% <i>en kWh d'énergie finale</i>	Usage des infrastructures actuelles	Variable selon e-fuels	Variable selon e-fuels
		70 – 100% <i>en kWh d'énergie finale</i>	Usage des infrastructures actuelles	Normes sur le taux en mélange à respecter****	Pas de changement
GNL (Fossile)		Jusqu'à 17% (b) <i>en kWh d'énergie finale</i>	Dispositifs de stockage et de distribution de GNL	Conception dédiée ou retrofit de navires	Pas de changement
Compensation des émissions		N/A	N/A	N/A	N/A

Légende

-  Arguments pour le déploiement à grande échelle
-  Non bloquant pour le déploiement à grande échelle
-  Inconvénients pour le déploiement à grande échelle

H₂ dans l'aérien : focus



Utilisation de piles à hydrogène

- ✓ Possible pour les vols court courrier (< 2500 km).
- ✓ Les emps de ravitaillement sont rallongés (x1 à 2) en fonction de l'autonomie nécessaire.



Utilisation de turbines à hydrogène

- ✓ Possible pour les vols courts et en étude pour les vols moyen-courrier (< 10 000 km)
- ✓ Les temps de ravitaillement sont rallongés (2 à 3x) pour les vols moyens courriers.

Sources utilisées

- FNAM, France hydrogène, GIFAS, UAF, UFE, UfipEM, Feuille de route de décarbonation du secteur aérien remise au gouvernement (2023)
- DGAMPA, CMF, Feuille de route de décarbonation du secteur maritime remise au gouvernement (2023)
- Données communiquées par divers porteurs de projets tels que Airseas, Syroco supporté par CMA-CGM, etc.
- World Economic Forum, *Clean Skies for Tomorrow: Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation* (2022). (hypothèses de calcul non détaillées)
- Sea LNG, *The rôle of Bio-LNG in the decarbonisation of shipping* (2022)
- KUEHNE+NAGEL, SAF, la solution qui ouvre la voie à une économie à faible émission de CO₂
- Avis experts du Bureau français des e-fuels

Partie 2.

Cadre réglementaire et effets des mandats d'incorporation



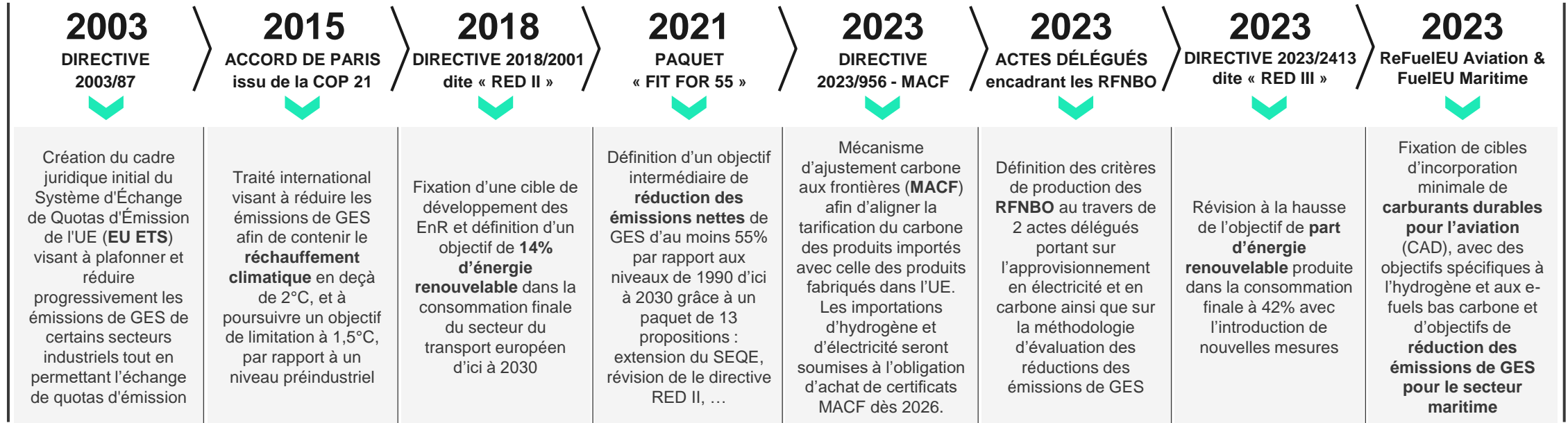
Politiques européennes



Cadre réglementaire pour la production de RFNBO

Politiques européennes. Vue d'ensemble des principales politiques

Pour atteindre ses objectifs de neutralité carbone et réaliser sa transition énergétique, l'Union Européenne déploie des mesures ambitieuses. Le **paquet « Fit for 55 »** constitue le pilier de la stratégie initiée avec le pacte vert européen dont découle plusieurs briques réglementaires parmi lesquelles figurent les révisions des directives RED ou encore les initiatives **ReFuelEU Aviation** et **FuelEU Maritime** qui affirment la place des **e-fuels** dans la décarbonation de secteurs clefs. Les e-fuels font l'objet de trois nomenclatures propres à l'Union Européenne : les RFNBO*, les LCFNBO** et les RCF***. Le **cadre réglementaire de ces deux derniers produits reste à préciser.**



70%

Seuil de **réduction minimal d'émissions** de gaz à effet de serre par rapport à des équivalents fossiles pour la caractérisation des RFNBO, LCFNBO et RCF (RED II)

1%

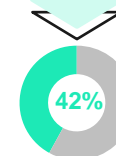
Cible 2030 de RFNBO, biocarburants et biogaz dans la part des EnR consommée comme énergie finale dans le secteur des transports (elle-même ciblée à 29%). La part de **RFNBO** est considérée comme **équivalente à 2 fois son contenu énergétique** dans le calcul de la part d'EnR.

* Renewable Fuels of Non-Biological Origin

** Low-Carbon Fuels of Non-Biological Origin

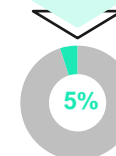
*** Recycled Carbon Fuels

**** Sous réserve de la non-atteinte d'un niveau d'incorporation de 1% à la fin de 2031.



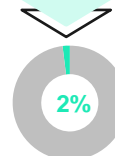
Objectif UE 2030

Part de la production d'hydrogène à destination de l'industrie à consacrer à la production de RFNBO (60% pour 2035)



Objectif UE 2035

Part de carburant synthétique (RFNBO + LCFNBO) dans la consommation finale d'énergie du secteur aérien (5% pour 2035)



Objectif UE 2034

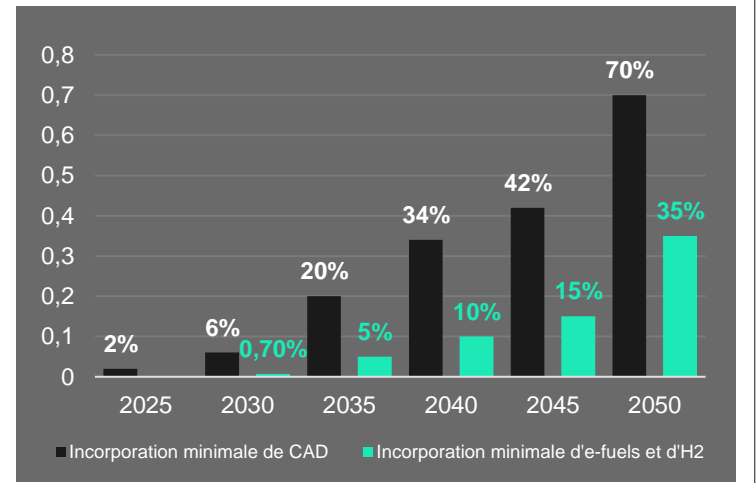
Part de RFNBO dans la consommation finale d'énergie des navires au tonnage brut supérieur à 5000 TEU****.

Politiques européennes. Spécificités du cadre dans le secteur maritime et aérien

A partir de janvier 2025, conformément à la directive RED II, les fournisseurs de carburants auront l'obligation de veiller à ce que la part cumulée de biocarburants avancés, de biogaz et de RFNBO dans l'énergie fournie au secteur des transports soit d'au moins **1% en 2025 et 5,5% en 2030, dont 1 point de pourcentage dédié aux RFNBO**, notamment pour la consommation des secteurs maritimes et de l'aviation. L'initiative ReFuelEU, le dernier texte majeur adopté au niveau européen sur ces thématiques, ouvre la possibilité d'atteindre les objectifs de décarbonation du secteur de l'aviation par le recours à des e-fuels bas carbone (LCFNBO).

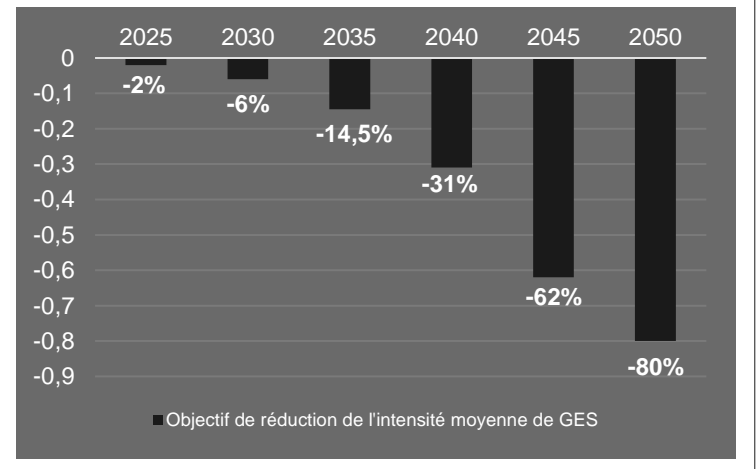
Aviation

- Sont concernés par le **règlement ReFuelEU Aviation** les aéroports affichant un trafic de passagers supérieur à 800 000 passagers et dont le trafic de fret est supérieur à 100,000t par an ce qui représente **95% du trafic au départ de l'UE**.
- Le règlement **ReFuelEU Aviation** prévoit une obligation pour les fournisseurs de carburant d'intégrer dans leur offre une part croissante de carburants d'aviation durable (CAD), c'est-à-dire des biocarburants et d'hydrogène ou d'e-fuels valorisant du carbone recyclé et permettant d'atteindre une réduction des émissions de GES de 70% sur l'ensemble de leur cycle de vie (RFNBO, LCFNBO et RCF).
- Les fournisseurs qui ne respecteraient pas ces objectifs écoperont d'une **amende** au moins égale au double de la différence moyenne de prix entre les CAD et le carburant traditionnel, le tout multiplié par la quantité de carburant vendu en excès de ces seuils. Si les objectifs ne sont pas respectés, le fournisseur devra, pour l'année suivante, non seulement atteindre les objectifs fixés pour cette nouvelle période, mais également compenser les déficits accumulés précédemment.
- La part de CAD proposée par les fournisseurs de carburant devra progressivement augmenter jusqu'à atteindre **70% en 2050 dont 35% de RFNBO et LCFNBO**. Jusqu'en 2035, ces objectifs sont à atteindre à l'échelle européenne et à partir de 2036 à l'échelle de chaque aéroport concerné.



Transport maritime

- Sont concernés par les textes européens, les navires ayant un tonnage brut supérieur à 5 000 TEU soit **55% des navires faisant escale en Europe**, représentant 90% des émissions du secteur maritime.
- Le règlement **FuelEU Maritime** relatif à l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le transport maritime a été adopté en 2023 pour une entrée en vigueur en 2025. Il prévoit pour les navires **une réduction progressive de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre des carburants utilisés** par le secteur du transport maritime.
- L'intensité des émissions de gaz à effet de serre des carburants utilisés doit être **réduite de près de 80% d'ici 2050** par rapport au référentiel actuel. En outre, **un sous-objectif de 2% de RFNBO s'appliquera à partir de 2034** si à la fin de l'année 2031, il est constaté que la part des RFNBO est inférieure à 1% dans la consommation finale du secteur maritime, sauf si le non-respect de cet objectif est lié à une disponibilité insuffisante de RFNBO, inégalement répartie ou encore trop coûteuse.
- Les navires qui ne respecteraient pas les niveaux de réduction fixés se verront attribuer une amende. L'usage de RFNBO, bien que non contraint est valorisé par l'application d'un coefficient multiplicateur dans le calcul de l'intensité des émissions de GES de 2 (jusqu'en 2033).



Cadre réglementaire. Des règles strictes sur les conditions de production de RFNBO

L'UE a précisé les principes de définition des RFNBO au travers de 2 actes délégués publiés en 2023. **Ces carburants doivent permettre une réduction de l'intensité d'émissions de GES de 70% par rapport à un combustible fossile de référence** dont l'intensité d'émissions de GES est fixée à 94g CO₂eq/MJ pour les carburant destinés au transport*. L'empreinte carbone totale du carburant livré (intrants, production, distribution et combustion) ne doit donc pas excéder 28,2 g CO₂eq/MJ. Le cadre européen, amené à évoluer dans le temps, définit également les **conditions d'approvisionnement en électricité renouvelable et en CO₂**.

Critères de certification RFNBO



➤ Approvisionnement en électricité pour la production d'hydrogène**

Connexion à un parc EnR en direct

- Installation de production d'hydrogène **directement connectée à une nouvelle installation d'électricité renouvelable**

OU

Connexion au réseau électrique national avec achat de PPA

Critères à respecter	Intensité carbone du réseau national	
	>18 g CO ₂ eq/MJ 	<18 g CO ₂ eq/MJ 
Corrélation géographique	✓	✓
Corrélation temporelle entre production électrique et production d'hydrogène (mensuelle jusqu'à fin 2029 puis horaire)	✓	✓
Additionnalité (parc EnR non subventionné et mis en service au moins 36 mois avant l'installation de production de carburant)	✓	Non nécessaire

 Cas majoritaire dans l'Union Européenne (hors France et Suède)  Cas français

OU

Connexion au réseau électrique sans achat de PPA – avec cas particuliers

- >90% d'énergies renouvelables dans le mix électrique (26,6% en France en 2023)
- Ou électricité consommée pendant une période de règlement des déséquilibres

➤ Réduction des émissions de CO₂***

Les RFNBO destinés au secteur des transports doivent permettre une **réduction d'au moins 70% de GES** sur l'ensemble de leur cycle de vie par rapport à une **référence de 94gCO₂eq/MJ** retenue par la Commission Européenne*.

➤ Approvisionnement en CO₂***

A terme, utiliser des RFNBO contenant du CO₂ recyclé résultant de la combustion de combustibles fossiles ne sera plus permis par la Commission Européenne, y compris les émissions de **CO₂ fossiles non évitables** en l'état actuel des technologies ou des procédés et pour lesquelles la Commission Européenne semble privilégier le déploiement de **schémas CCS**.

	CO ₂ fossile résultant de la combustion de combustibles fossiles pour la production d'électricité	CO ₂ fossile résultant de procédés industriels mobilisant des combustibles fossiles	CO ₂ biogénique Résultant de la combustion de matières biogénique	CO ₂ atmosphérique issu de DAC
2024	✓	✓	✓	✓
À partir de 2035	X	✓	✓	✓
À partir de 2040	X	X	✓	✓



Remarques sur le cadre réglementaire en construction

A date de réalisation de cette édition de l'Observatoire Français des e-fuels, les porteurs de projets sont toujours dans l'attente d'actes délégués pour la définition de l'hydrogène bas carbone et des LCFNBO.

Les actes d'exécution concernant les mécanismes de flexibilité ou les pénalités pour le non-respect des objectifs d'incorporation restent également en attente.

Partie 3.

Enjeux technologiques

- ▶ Maturité des briques technologiques
- ▶ Evolutions technologiques à anticiper

Chaîne de valeur. Maturité des briques technologiques

En fonction des procédés déployés, la **maturité des différentes voies technologiques de synthèse est comprise entre TRL4 et TRL9**. Les procédés de fabrication des principaux e-fuels sont globalement matures mais leurs rendements sont en cours d'amélioration. Certains e-fuels sont d'ores-et-déjà certifiés et incorporés dans l'industrie et les transports aérien, maritime et terrestre. De nouvelles technologies d'électrolyse, notamment l'électrolyse haute température font actuellement l'objet d'études avancées pour améliorer l'efficacité énergétique de la production d'hydrogène afin de réduire les coûts et de verdir davantage la filière.

Indicateur

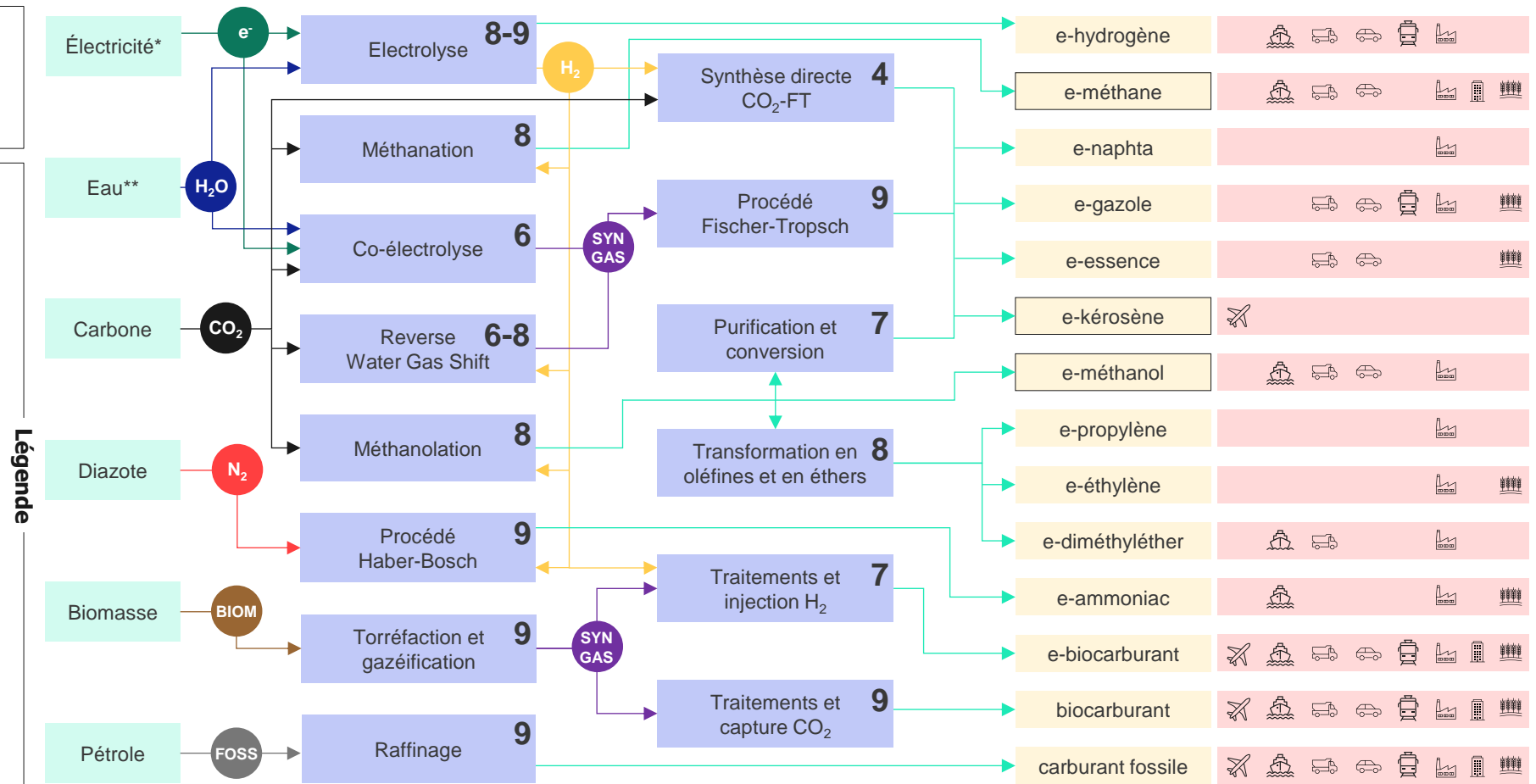
01. Maturité technologique des voies de synthèse TRL 6-8

1 Observation du principe de base
2 Concept technologique
3 Preuve expérimentale
4 Validation en laboratoire
5 Validation en environnement réel
6 Démonstration en environnement réel
7 Démonstrateur opérationnel
8 Qualification d'un système complet
9 Système opérationnel

✈️ Aviation 🚂 Ferroviaire
 🚢 Maritime 🏭 Industrie
 🚛 Routier lourd 🏠 Résidentiel
 🚗 Routier léger 🌾 Agriculture

Intrants Procédés
 Produits Usages

Périmètre de l'étude

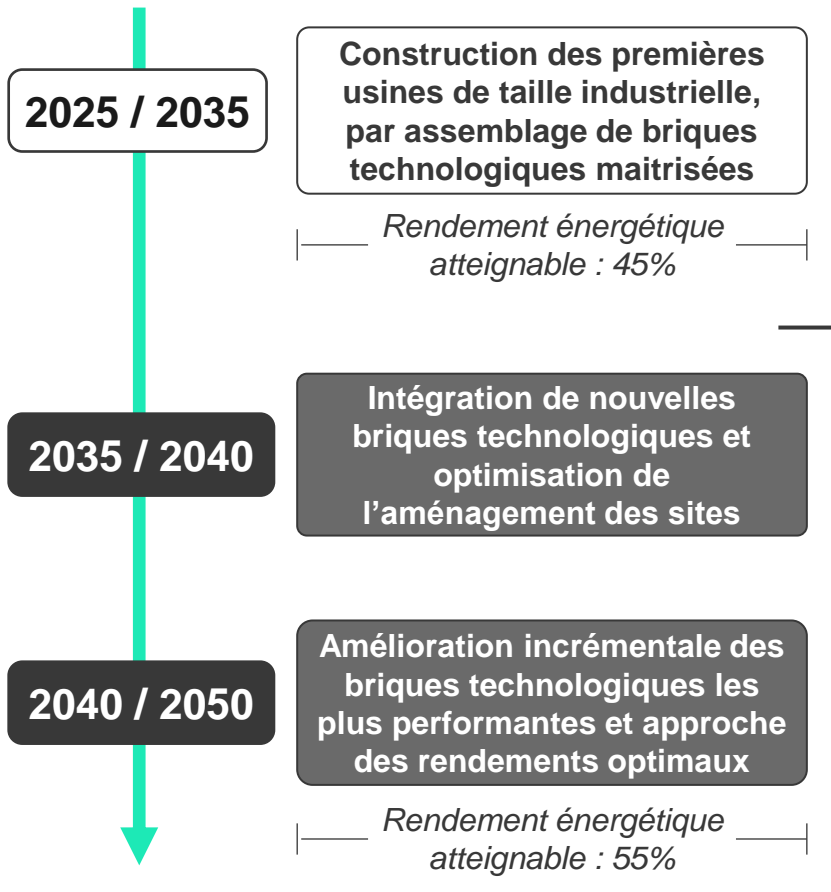


* Environ 85% du besoin électrique est lié à l'opération d'électrolyse de l'eau
 ** Eau ici utilisée comme matière première (exclusion des procédés)

TRL : Analyse Sia Partners d'après Evolen (Note de synthèse 2023), la Commission Européenne (RFNBO Status Report 2022) et la cartographie des projets annoncés

Evolution technologiques à anticiper. Impacts sur les rendements énergétiques

Les premiers sites de taille industrielle mobilisent des briques technologiques d'ores et déjà maîtrisées. Le rendement énergétique des chaînes de valeur des e-fuels pourraient atteindre 45% en 2035. **Au-delà, l'intégration de nouvelles technologies performantes pourrait aboutir à des rendements énergétiques proches de 55%, tout en réduisant certaines contraintes d'approvisionnement en intrant.** De même, les procédés de production actuels feront l'objet d'améliorations incrémentales permettant là encore de meilleures performances. La concrétisation de ces évolutions implique de poursuivre dès aujourd'hui les actions de R&D.



Exemples de technologies déployables au-delà de l'horizon 2035

Electrolyse Haute Température (SOEC)

Enjeux :

- **Améliorer le rendement des électrolyseurs** grâce à une valorisation de la chaleur fatale, provenant sites industriels ou de centrales thermiques : jusqu'à 90%, vs. 65-80% avec les technologies alcalines et PEM.
- **Simplifier la chaîne des procédés et faciliter la gestion de la logistique des intrants** en réalisant une co-électrolyse de l'eau et du CO₂.
- **Réduire les besoins en eau de l'électrolyse** à 9 litres par kg d'H₂ (contre 11 litres d'eau déminéralisée en l'état actuel des technologies d'électrolyse).

TRL actuel : 6 (démonstration)

Pré-requis au déploiement :

Valorisation de chaleur fatale de sites industriels

Capture atmosphérique du CO₂ (DAC)

Enjeux :

- **Sécuriser sur le long terme un approvisionnement en CO₂**, dans un contexte de concurrence croissante entre porteurs de projets e-fuels pour le captage des sources de CO₂ biogénique
- **S'affranchir des problématiques de localisation** des sites de production d'e-fuels à proximité des sources de CO₂ ou des infrastructures de transport de CO₂
- **Couvrir une partie des besoins en eau de l'électrolyse** car les technologies actuelles de DAC permettant également de capter 1 000 l d'eau dans l'air par tonne de CO₂ capturé.

TRL actuel : 6 (démonstration)

Pré-requis au déploiement :

Foncier et électricité renouvelable disponible

Partie 4.

Dynamique de la filière française des e-fuels

- Débouchés de la filière
- Vue d'ensemble des projets annoncés
- Implantation des projets sur le territoire
- Logistique d'approvisionnement

Débouchés de la filière. Des débouchés pour une production nationale, en France et en Europe

A l'échelle de la France, à horizon 2030, la demande en e-fuels des secteurs maritime et aérien devrait atteindre respectivement 129 et 82 ktep selon des perspectives basées sur les cibles des **feuilles de routes de décarbonation du secteur maritime et de l'aérien** élaborées conformément à l'article 301 de la loi climat et résilience. Cette demande sera multipliée par 4 entre 2030 et 2040. **La structuration, dès 2030, d'une filière française de production d'e-fuels permettra d'anticiper cette explosion de la demande, tout en obtenant des parts de marché dans d'autres pays européens et en construisant un savoir-faire à exporter.**

**Demande potentielle en ktep d'e-fuel
des secteurs maritime et aérien en 2030
2 144 ktep en 2040**

Les estimations de la demande du secteur maritime se basent sur les chiffres de la feuille de route de décarbonation du secteur maritime élaborée conformément à l'article 301 de la loi climat et résilience.

Concernant les estimations de la demande du secteur aérien, nous nous sommes appuyés sur les hypothèses de croissance utilisées pour l'élaboration de la feuille de route de décarbonation du secteur aérien construite conformément à l'article 301 de la loi climat et résilience à savoir 1,1% pour les vols internationaux au départ de la France et 0,8% pour les vols domestiques entre 2023 et 2050.

Ces taux de croissance ont été appliqués aux données Eurostat de consommation française de kérosène pour les vols internationaux et domestiques.

Note méthodologique

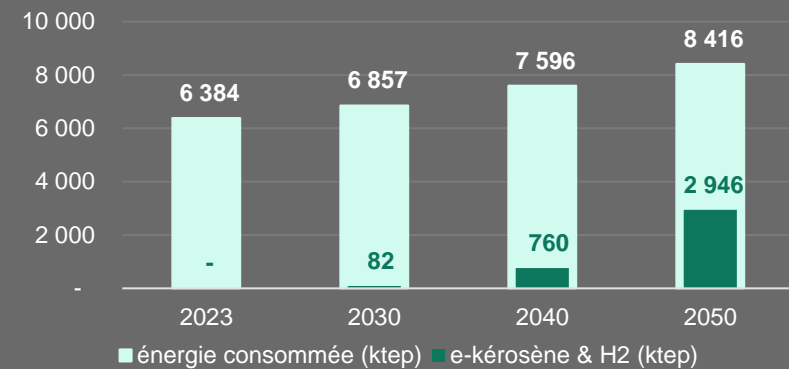
Des débouchés à rechercher en France et en Europe

Les projets de production d'e-fuels ayant publiquement annoncé des cibles de production représentent une capacité de production totale supérieure aux seuls besoins français entre 2030 et 2035.

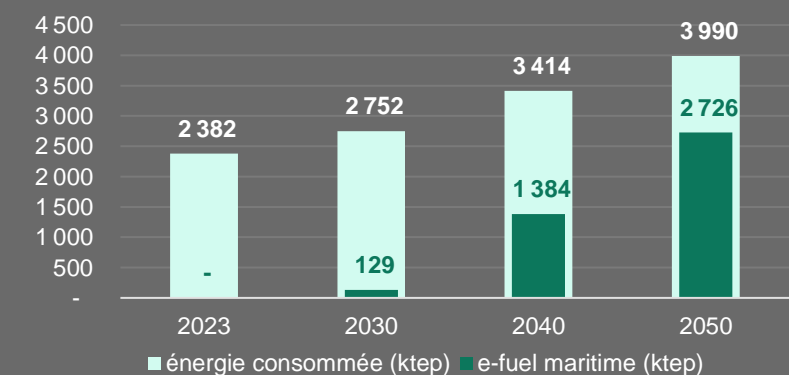
Un positionnement précoce de la France présente néanmoins plusieurs opportunités dans le contexte d'un marché européen, particulièrement pour l'e-kérosène :

- Les développeurs de projets français pourront exporter leur production vers des pays limitrophes. L'Allemagne par exemple s'est fixée une cible d'incorporation de 0,5% d'e-kérosène dans ses aéroports dès 2026, 1% en 2028 et 2% en 2030. Plusieurs moyens de transport sont envisageables : le transport via pipeline, le transport maritime, ferroviaire ou encore routier.
- En incorporant davantage d'e-kérosène que les limites réglementaires dans l'offre de carburants d'aviation en France, les distributeurs français pourront générer des excédents de certificats. A date de rédaction de cet observatoire, le cadre européen ouvre la possibilité de revendre ces certificats à des acteurs européens jusqu'en 2035.
- Les premiers projets permettront de développer et valoriser une maîtrise technologique en matière de production d'e-fuels. Les références des acteurs français, ainsi que les parts de marché obtenues en Europe permettront d'exporter un savoir-faire à l'international dès la deuxième vague des projets

Demande d'e-fuels du secteur aérien (en ktep)



Demande d'e-fuels du secteur maritime (en ktep)



Débouchés de la filière. Demande du secteur de l'aviation à l'échelle européenne ✈️

Le trafic aérien pourrait doubler d'ici à 2037 par rapport au niveau de 2017. La plupart des principaux acteurs du secteur ont d'ores et déjà pris des **engagements en matière d'incorporation de SAF** (e-fuels et biocarburants) dans leurs consommations. Seuls quelques groupes aériens ont définis des cibles spécifiques à un approvisionnement en e-fuels. Sur les 10 principaux groupes aériens européen, 4 ont annoncé un objectif d'incorporation de SAF* d'ici 2030 supérieur ou égal à 10%, dépassant ainsi la réglementation ReFuelEU, et 4 sont engagés dans des initiatives liées à un approvisionnement en e-kérosène.

Demande potentielle en ktep d'e-kérosène du secteur aérien au niveau européen en 2030
603 ktep en 2030

Données *Eurostat* de consommation européenne (UE27) de kérosène entre 2000 et 2022 pour les vols internationaux. Pour estimer la consommation de kérosène au niveau européen à horizon 2030, nous nous sommes appuyés sur les scénarios de base et haut de croissance d'Eurocontrol pour le nombre de vols au départ de l'Europe. (*EUROCONTROL 7-Year Forecast 2024-2030, Spring 2024*).

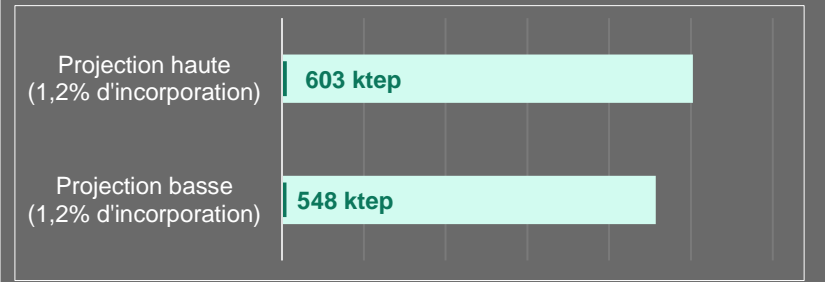
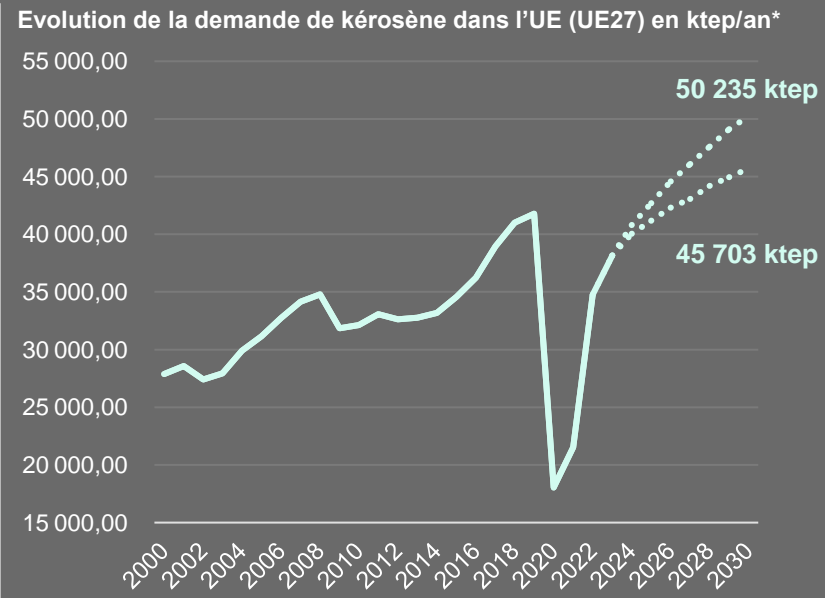
Le scénario de base établi par Eurocontrol correspond à une évolution du nombre de vols passant de 9,2M en 2022 à 12,1M en 2030, soit un TCAM de 3,5%. Le scénario haut est basé sur une augmentation du nombre de vols de 9,2M en 2022 à 13,3M en 2030 soit un TCAM de 4,7% sur la période.

Concernant les acteurs étudiés, la sélection correspond aux 10 principaux groupes aériens sur la base du nombre de passagers transportés à fin 2022 (données AirMundo, 2023).

Note méthodologique

Positionnement des principaux acteurs européens			
Groupe	Passagers	% SAF ciblé (2030)	Initiatives liées à l'achat d'e-kérosène
Ryanair	160,4 M	12,5%	n.d.
Lufthansa Group	101,8 M	n.d.	n.d.
IAG Group	94,7 M	10%	Achat de 785 kt d'ici 2040*
Air France - KLM	83,3 M	10%	Partenaire projet 195 kt e-SAF/an**
EasyJet	75,3 M	n.d.	n.d.
Wizz Air	45,7 M	10%	n.d.
SAS Group	23,1 M	n.d.	Partenaire projet 50 kt e-SAF/an
Norwegian Airlines	17,8 M	n.d.	Partenaire projet 7 kt e-SAF/an
Jet2	15,5 M	n.d.	n.d.
TAP Air Portugal	13,8 M	n.d.	n.d.

* Accord avec Twelve pour la fourniture de 785,000t d'e-kérosène entre 2025 et 2040
 **Participation dans divers projets pour la production d'e-kérosène (KerEAUzen, Take Kair, DG fuels).



* Projections réalisées sans tenir compte des gains d'efficacité et des évolutions technologiques

Débouchés de la filière. Demande du secteur maritime à l'échelle européenne

Dans le secteur maritime, la transition vers les e-fuels suppose d'abord une **adaptation des flottes** devant être rendues compatibles avec de nouveaux carburants. Deux solutions sont envisageables : le **retrofit de navires** ou le **renouvellement des flottes**, y compris avec l'achat de navires « dual-fuel ». Les carburants alternatifs les plus matures pour cette transition sont le bio/e-méthanol et le bio/e-méthane et bio/e-GNL. L'e-ammoniac est également en cours d'exploration, car économique et n'émettant pas de CO₂ à la combustion. Des défis techniques et des contraintes réglementaires, liés notamment à sa toxicité, en font une solution actuellement moins mature.



Note méthodologique

Positionnement des principaux acteurs européens

Groupes*	Capacité* (TEU)	Navires compatibles e-fuels**	Pays avec partenariats pour projets d'e-fuels
MSC	5,8M	n.d.	n.d.
Maersk	4,2M	12 192,000 TEU	Danemark Canada Espagne Etats-Unis
CMA CGM	3,7M	44 567,600 TEU	France
Hapag-Lloyd	2,1M	5 50,500 TEU	n.d.

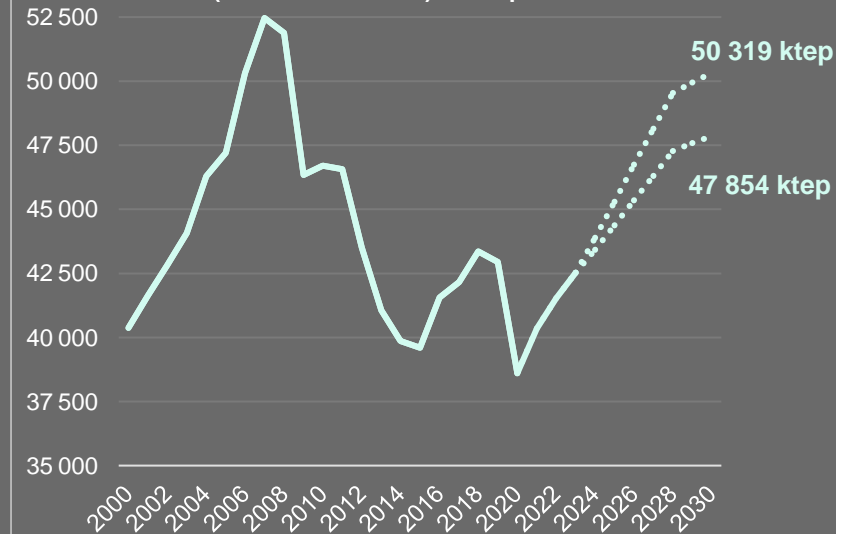
Trois des quatre principaux transporteurs maritimes européens ont amorcé la transition de leur flotte pour la rendre compatible avec l'utilisation de méthane et de méthanol. Ces 4 dernières années, ce sont ainsi 61 navires qui ont été achetés ou qui ont fait l'objet d'un retrofit pour adopter une motorisation compatible avec ces molécules. CMA-CGM et Maersk contribuent par ailleurs activement au développement de projets de production d'e-fuels.

Ces navires pourront valoriser des biocarburants, GNL ou e-fuels, en fonction des trajectoires de développement de ces filières énergétiques et de la localisation de leurs sites de production respectifs. Bien que les armateurs travaillent aujourd'hui prioritairement sur un approvisionnement en biocarburants, le déploiement des e-fuels à grande échelle pourra advenir dans un second temps.

* Classement et chiffres selon données Alphaliner consulté en Avril 2024

** Nombre de commandes passées sur les 4 dernières années pour l'achat de navires dual-fuel ou pour le retrofit de navires afin de les rendre compatibles au GNL, aux biocarburants ou aux e-fuels

Evolution de la demande de fuel maritime dans l'UE (UE27) (diesel + fuel lourd) en ktep/an



Projection haute
(0,5% d'incorporation)

503 ktep

Projection basse
(0,5% d'incorporation)

239 ktep

Données *Eurostat* de consommation européenne (EU27) de produits pétroliers à destination des soutes à combustible maritime pour le transport maritime international entre 2000 et 2022.

A partir de 2023, la projection basse correspond aux projections de croissance annuelle du transport maritime mondial (rapport du CNUCED de 2023) soit 2,4% en 2023 et en moyenne 2,1% entre 2024 et 2028, suivi d'un retour au TCAM historique.

La projection haute correspond quant à elle aux projections de croissance annuelle du transport maritime par conteneur (rapport du CNUCED de 2023) soit en moyenne 3,1% entre 2024 et 2028, suivi d'un retour au TCAM historique.

Il est important de souligner que l'estimation des besoins en e-carburants maritimes repose sur une hypothèse arbitraire d'incorporation de 0,5 %. Ce pourcentage est inférieur à l'objectif de 1 % fixé par le règlement FuelEU Maritime. Cette approche vise à compenser les effets d'une base de calcul étendue au-delà de la seule consommation des navires ayant un tonnage brut supérieur à 5000 TEU.

Taux de conversion retenus : **1 tep d'e-fuel = 856kg d'e-méthane** liquide et **2300 kg d'e-méthane**

Vue d'ensemble des projets annoncés. Détail des capacités annoncées et estimées

Les projets français de production d'e-fuels sont portés tout à la fois par de grands énergéticiens, des acteurs de la mobilité lourde, des développeurs de projets *pure players*, des acteurs de l'industrie lourde et des acteurs de la valorisation de la biomasse (projets d'e-biofuels). L'édition 2024 de l'Observatoire français recense **26 projets** dont **9 nouveaux** : 7 pour l'e-kérosène (notamment les projets Hylann, Occi'Jet, SAF+ & H2V), 1 pour l'e-méthanol (H2V Marseille) et 1 pour l'e-méthane (Denobio).

Indicateur

02. Capacité de production annoncée et estimée par les projets annoncés

906 ktep / an

Cette sélection inclut les projets annoncés pour lesquels une communication publique a été réalisée antérieurement au 30/06/2024.

Certains de ces projets combinent la synthèse d'e-fuels avec une production de biocarburants. Lorsqu'ils ne communiquent pas sur le volume d'hydrogène injecté, la part d'e-fuels retenue correspond à 50% du contenu énergétique des e-biofuels (hypothèse du Secrétariat Général à la Planification Écologique, cohérente avec les données techniques disponibles).

Pour les projets d'e-kérosène, lorsque les porteurs de projets n'ont pas communiqué sur la voie technologique utilisée (Fischer-Tropsch ou Methanol-to-jet) et/ou leur niveau de co-produits, il a été supposé un recours au procédé Fischer-Tropsch pour la synthèse avec un ratio de 60% kérosène / 40% co-produits.

Lorsque les projets recourent à un procédé Methanol-to-jet, les co-produits n'ont pas été comptabilisés du fait de leur faible importance (< 5%).

Note méthodologique

Projets d'e-méthane

Projets avec capacités de production annoncées

enosis GRDF

PAU BEARN PYRÉNÉES Comité d'Animation suez GRDF storengy

KHIMOD storengy

arkolia

KHIMOD REFIN GRUgaz

Perpignan Métropole GRDF

Projets sans données sur les capacités de production

Coopérative Bergeracois

SIAH GRDF

Trifyl

TOTAL
9 projets
2 ktep d'e-méthane

Projets d'e-kérosène

Projets avec capacités de production annoncées

Elyse Axens SOLUTIONS

Gazel'énergie HY2GEN

ENGIE

MGH energy

H2V HY2GEN

Qair AIRBUS

ENGIE ArcelorMittal

hynamics EDF GROUP

Projets sans données sur les capacités de production

VERSO energy Sylvamo

SAF+ CONSORTIUM Lhyfe

VERSO energy

Elyse KHIMOD

RYAM VERSO energy

TOTAL
13 projets
426 ktep d'e-kérosène / 178 ktep de co-produits

Projets d'e-méthanol

Projets avec capacités de production annoncées

Elyse

Elyse

H2V

hynamics EDF GROUP VIGAT

TOTAL
4 projets
300 ktep d'e-méthanol

Focus co-produits

Aujourd'hui, deux voies technologiques se dessinent pour la production d'e-kérosène : la voie basée sur un procédé Fischer-Tropsch et la voie Methanol-to-Jet (MtJ) basée sur une production et une transformation du e-méthanol en e-kérosène.

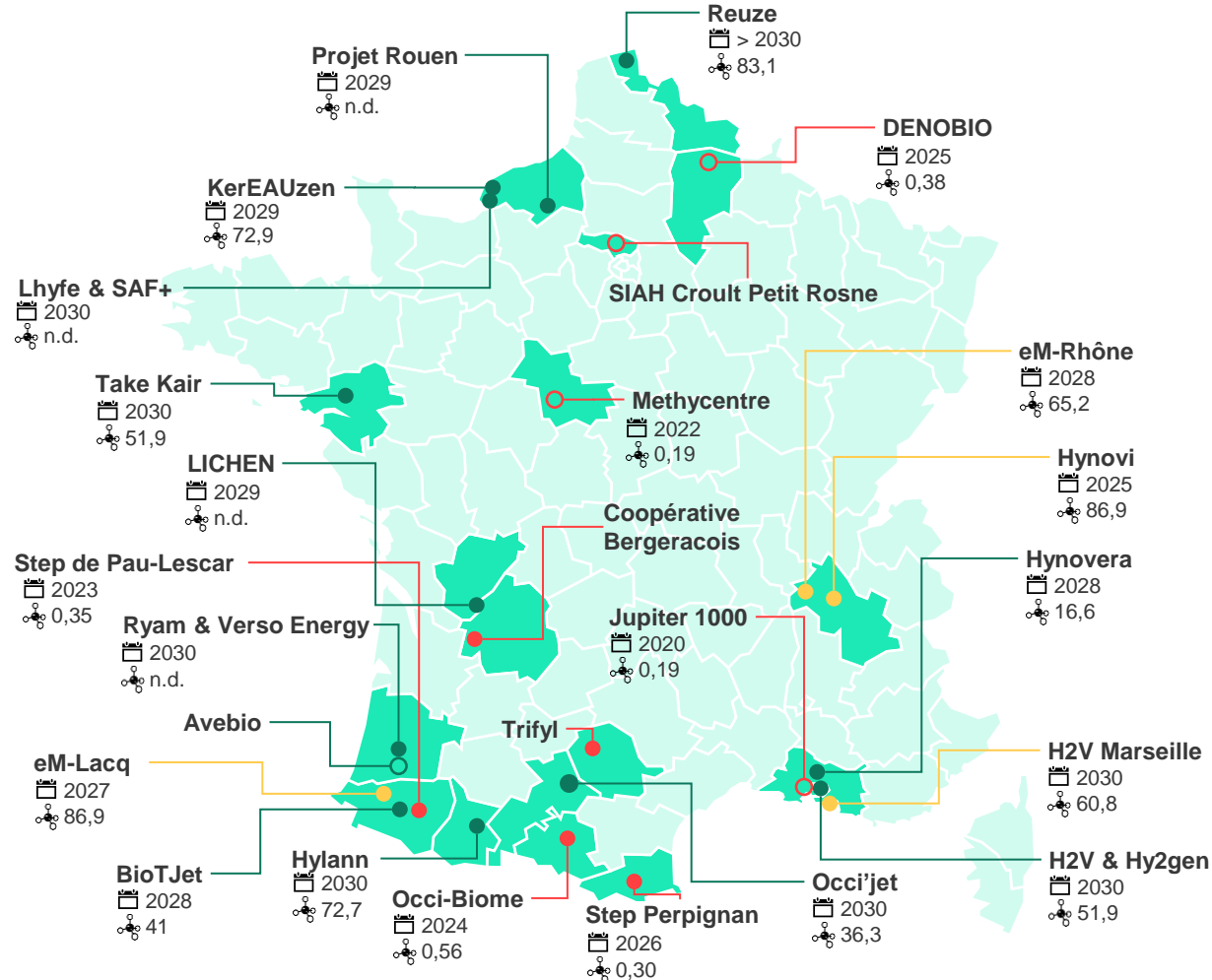
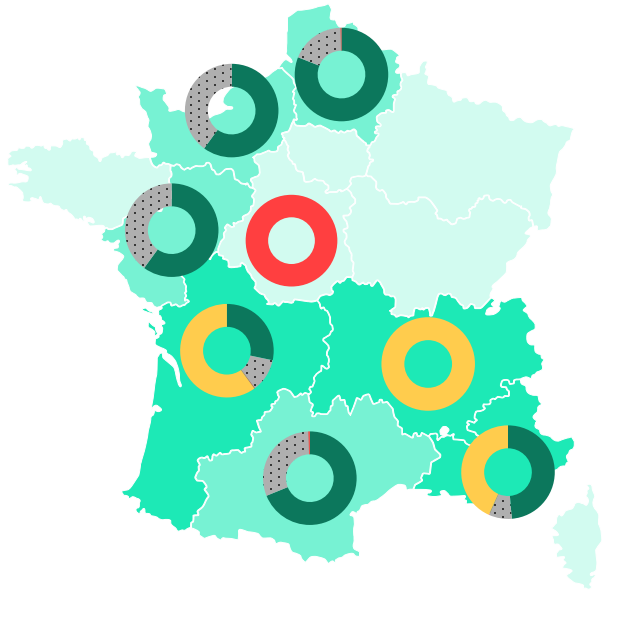
La voie Methanol-to-Jet (MtJ) permet de réduire la part des co-produits dans la production finale à un niveau < 5%.

Cartographie des projets annoncés. Détail des capacités annoncées et estimées

Les 26 projets identifiés (tous stades d'avancement confondus) sont répartis sur **17 départements métropolitains**. Plus d'un quart des projets, sont localisés au sein de l'axe Seine (3) ou à proximité de Fos-sur-Mer (4). Ces implantations, proches de zones industrielles majeures offrent le double avantage pour les porteurs de projets de se rapprocher des gisements de CO₂ facilement captables et des consommateurs finaux d'e-fuels. Ces implantations ouvrent la voie à un acheminement d'e-fuels vers le Havre ou encore Fos-sur-mer pour les e-fuels à destination du secteur maritime et vers les aéroports parisiens pour le e-kérosène à destination du secteur aérien.

Indicateur
03. Nombre de départements concernés par un projet
17 départements

Cartographie des ambitions de production à l'échelle régionale



Légende

Cartographie des projets (échelle départementale)

- Départements concernés par au moins un projet d'implantation
- Projets industriels d'e-méthane
- Projets démonstrateurs d'e-méthane
- Projets industriels d'e-méthanol
- Projets industriels d'e-kérosène
- Projets démonstrateurs d'e-kérosène
- 📅 Mise en service effective ou prévue
- 🏭 Ambition de production en ktep/an

Cartographie des productions (échelle régionale)

- Régions avec une production prévue inférieure à 1 ktep / an
- Régions avec une production prévue entre 1 et 140 ktep / an
- Régions avec une production prévue supérieure à 140 ktep / an

Part d'e-méthanol / Part d'e-kérosène / Part d'e-méthane / Co-produits Synthèse FT

* Capacité estimée sur la base des informations communiquées

Logistique d'approvisionnement. Cartographie des infrastructures significatives

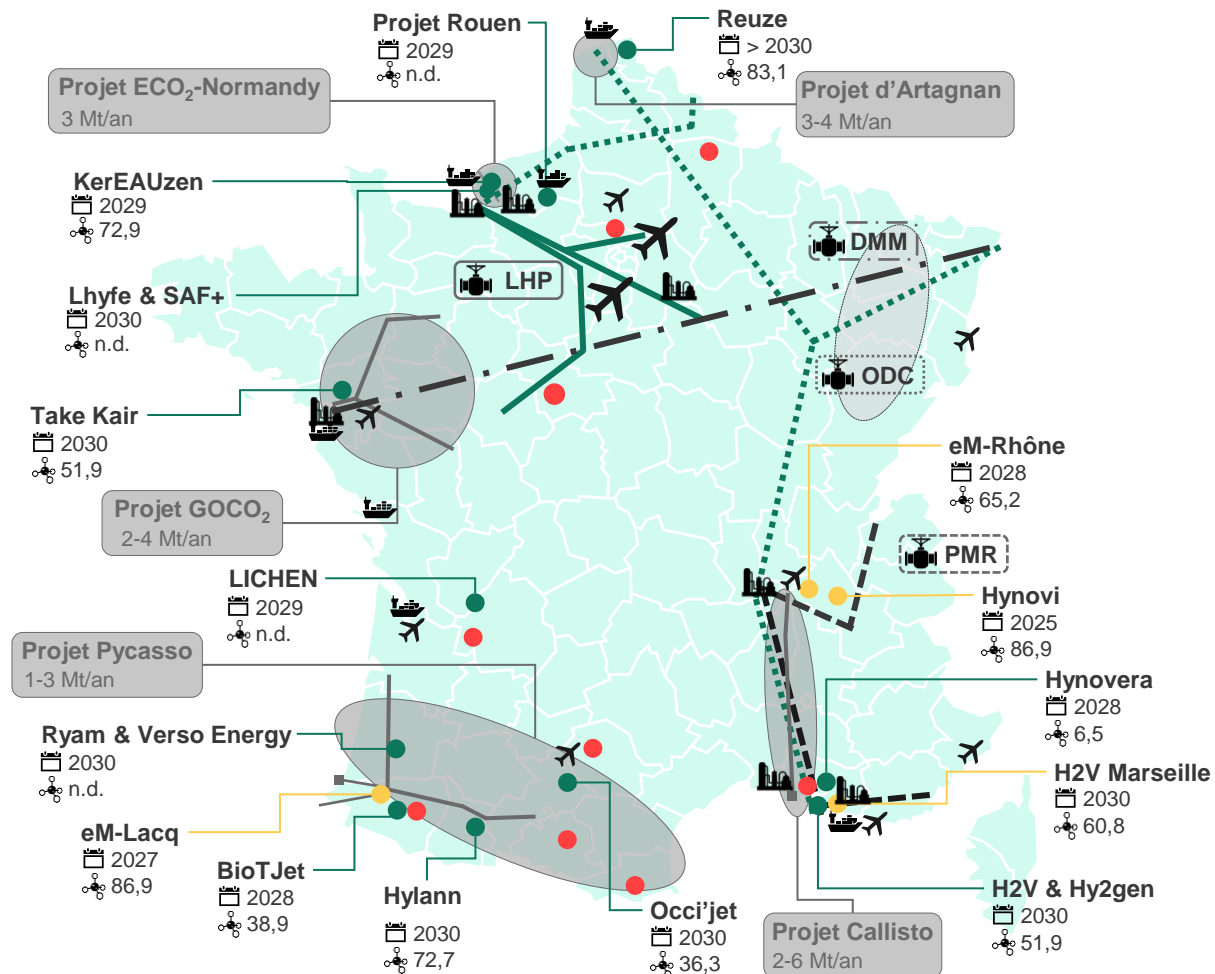
Des infrastructures seront nécessaires pour l'acheminement d'e-fuels produits en quantité industrielle vers leurs sites de consommation notamment les principaux **ports maritimes** (dont Le Havre, Dunkerque et Marseille-Fos) pour l'e-méthanol et potentiellement l'e-méthane, les principaux **aéroports** pour l'e-kérosène et les **zones de stockage et raffineries** pour les co-produits. Leur acheminement pourra se faire par **camion, train** ou encore par **canalisation**. Le transport par canalisation se révèle plus efficace pour de grands volumes : il consomme 7 fois moins d'énergie que le transport par camion diesel, pour un impact carbone 28 fois moindre*.

Les propriétés physiques des e-fuels permettent leur transport, stockage et distribution dans les mêmes conditions que leur équivalent fossile.

Certains e-fuels à l'image du **e-méthane** peuvent être injectés directement dans le réseau de gaz avec un ratio d'incorporation pouvant aller jusqu'à 100%.

L'**e-méthanol** est également facile à stocker, se trouvant à l'état liquide à température et pression normale et est compatible avec les infrastructures de transport actuelles. Le méthanol peut également être mélangé avec des carburants traditionnels, tant que les normes en vigueur dans les secteurs d'application restent respectées.

Les producteurs d'**e-kérosène** pourront bénéficier dans certains territoires des infrastructures de stockage et de transport de kérosène existantes. Le « blending » du e-kérosène et du kérosène conventionnel devra cependant être réalisé d'une manière permettant le respect de normes strictes sur la qualité des carburants d'aviation. La norme internationale ASTM D1655/D7566 limite à 50% l'utilisation des carburants synthétique dans les carburants d'aviation.



Infrastructures	
	Grands ports maritimes
	Raffineries
	Principaux aéroports
	Aéroports accueillant plus de 15M de passagers par an
	Projets de hubs les plus avancés
	Autres hubs CCUS identifiés par la stratégie CCUS nationale**
	Canalisation interrégionale de transport de CO2 en projet
e-fuels	
	Projets d'e-méthane
	Projets industriels d'e-méthanol
	Projets industriels d'e-kérosène
Pipelines de produits finis	
	Pipeline Donges-Melun-Metz (DMM)
	Pipeline Méditerranée Rhône (PMR)
<i>Dont principaux pipelines de transport de carburéacteurs</i>	
	Pipeline Le Havre-Paris (LHP)
	Oléoduc de Défense Commune (ODC)
Echelle	
	200 km
	100 km
	50 km

Logistique d'approvisionnement. Le « blending » du e-kérosène

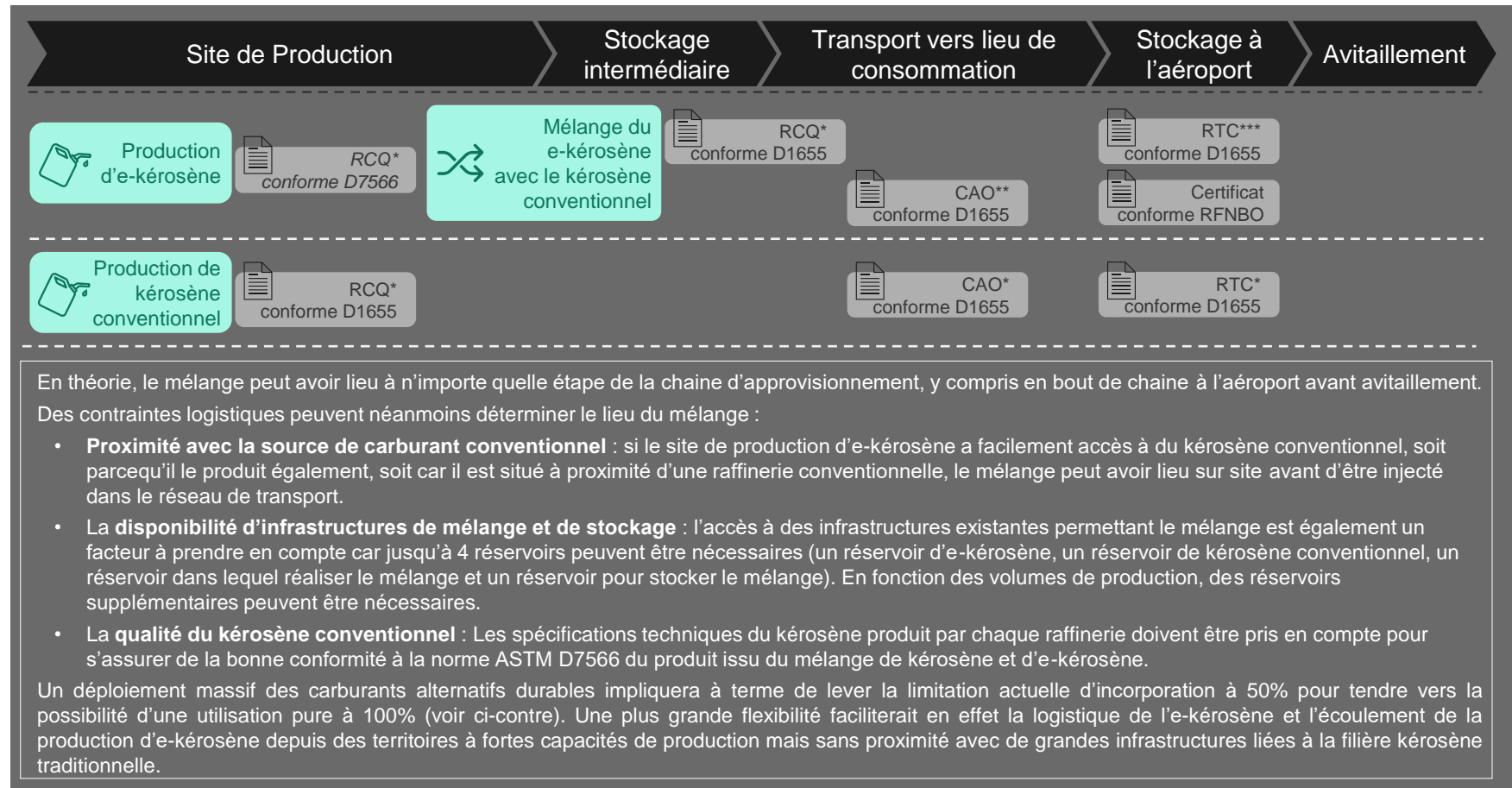
Afin d'être utilisé sur des vols commerciaux, tout carburant d'aviation doit répondre à des **normes techniques** éditées par divers organismes, notamment des organismes internationaux et des agences gouvernementales. La principale norme en vigueur est l'ASTM D7566, une norme américaine reconnue internationalement. Le carburant d'aviation, depuis sa sortie de site de production jusqu'à son utilisation pour l'avitaillement d'un appareil fait l'objet d'une série de contrôle visant à attester de la conformité de ses propriétés chimiques et physiques, essentielle pour assurer que le carburant puisse être transporté, stocké et utilisé dans les infrastructures actuelles.

Un carburant d'aviation constitué en partie de SAF doit satisfaire à la norme **ASTM D7566** qui se décompose en 2 parties :

- 1) La première établit les normes de mélange de carburateurs de synthèse de type SPK (synthetic paraffinic kerosene) avec du kérosène conventionnel.
- 2) La seconde inclut les annexes détaillant les différentes voies technologiques de production de carburants alternatif qui ont été autorisées. A l'heure actuelle, 7 procédés différents ont été qualifiés par l'ASTM. Parmi ces voies figure la synthèse de kérosène à partir du procédé Fischer-Tropsch (FT SPK). Selon cette norme **ASTM D1655**, le FT SPK peut être incorporé dans du kérosène conventionnel jusqu'à 50%.

Il est à noter que le CORAC ainsi que les acteurs aéronautiques internationaux, à travers l'ASTM, explorent 2 voies pour étendre l'usage de SAF pur :

- 1) Le SAF 100% « drop-in », aux conditions d'utilisation identiques aux SAF actuels et du Jet A1 et qui n'implique donc pas de modification des infrastructures
- 2) Le SAF 100% « non drop-in » avec des caractéristiques physico-chimiques différentes des SAF actuels et du Jet A1, nécessitant un dédoublement des infrastructures de transport et de stockage. Les flottes actuellement en service pourraient également ne plus être compatibles.



* RCQ : Refinery Certificate ** COA : Certificate of Analysis *** RTC : Recertification Test Certificate

Source : *Guidance Material for Sustainable Aviation Fuel Management, IATA*

Partie 5.

Ressources à mobiliser

- ▶ Vue d'ensemble
- ▶ Gisements de dioxyde de carbone
- ▶ Besoin en dioxyde de carbone
- ▶ Besoin électrique
- ▶ Disponibilité de l'électricité bas carbone
- ▶ Besoin hydrique
- ▶ Besoin foncier
- ▶ Besoin en CAPEX

Vue d'ensemble des indicateurs. Sur la base des projets annoncés

906 ktep

Principales molécules

- 499 ktep d'e-kérosène
- 300 ktep d'e-méthanol



26

Projets identifiés

Pour la production d'e-fuels en France métropolitaine



2,6 MtCO₂

Carbone

de CO₂ biogénique ou fossile à capter et à valoriser



24 TWh

Électricité

- 20 TWh : électrolyse de l'eau
- 4 TWh : autres opérations industrielles



11,2 Mm³

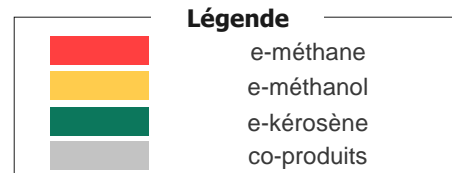
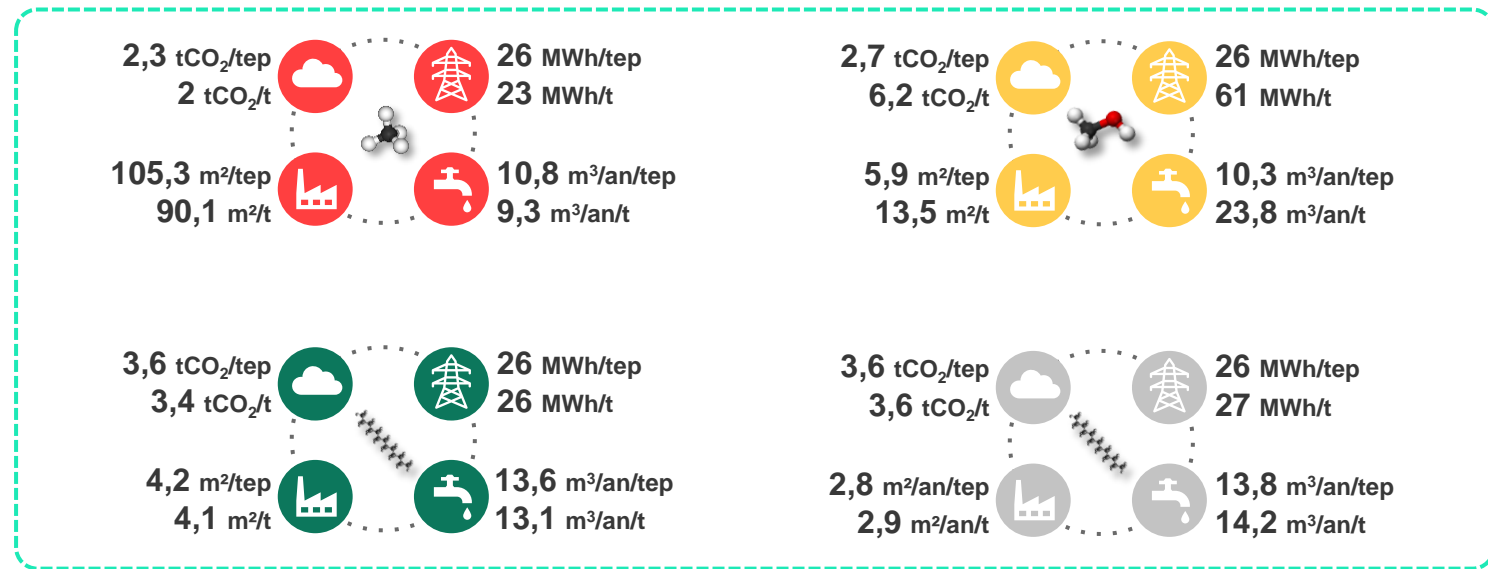
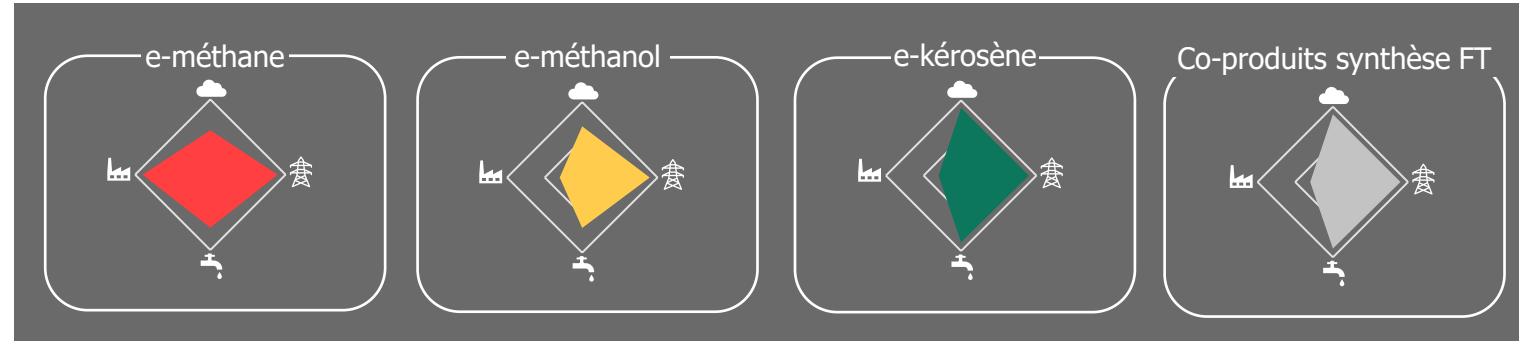
Eau consommée

- 5,5 Mm³ : eau déminéralisée pour (production d'H₂)
- 5,7 Mm³ : besoins pour la capture de CO₂



427 ha

Foncier nécessaire à l'implantation des projets



Gisement de dioxyde de carbone. Gisements >30 000 tonnes CO₂ / an

En 2022, les sites industriels et les centrales électriques émettant plus de 30 000 t de CO₂ par an et localisés sur le territoire métropolitain (soit 445 sites) ont été responsables de 94% des émissions de CO₂ répertoriées au sein du registre national des émissions polluantes. Ces émissions sont à 78% d'origine fossile et 22% d'origine biogénique. Si le cadre réglementaire européen privilégie à long terme (au-delà de 2040) le captage et l'utilisation du CO₂ biogénique pour la production d'e-fuels éligibles RFNBO, le CO₂ fossile reste néanmoins une source abondante de carbone exploitable immédiatement, et en partie non-évitable.

Indicateur

04.

Gisement de CO₂ fossile et biogénique*
117,5 Mt / an

CO₂ fossile

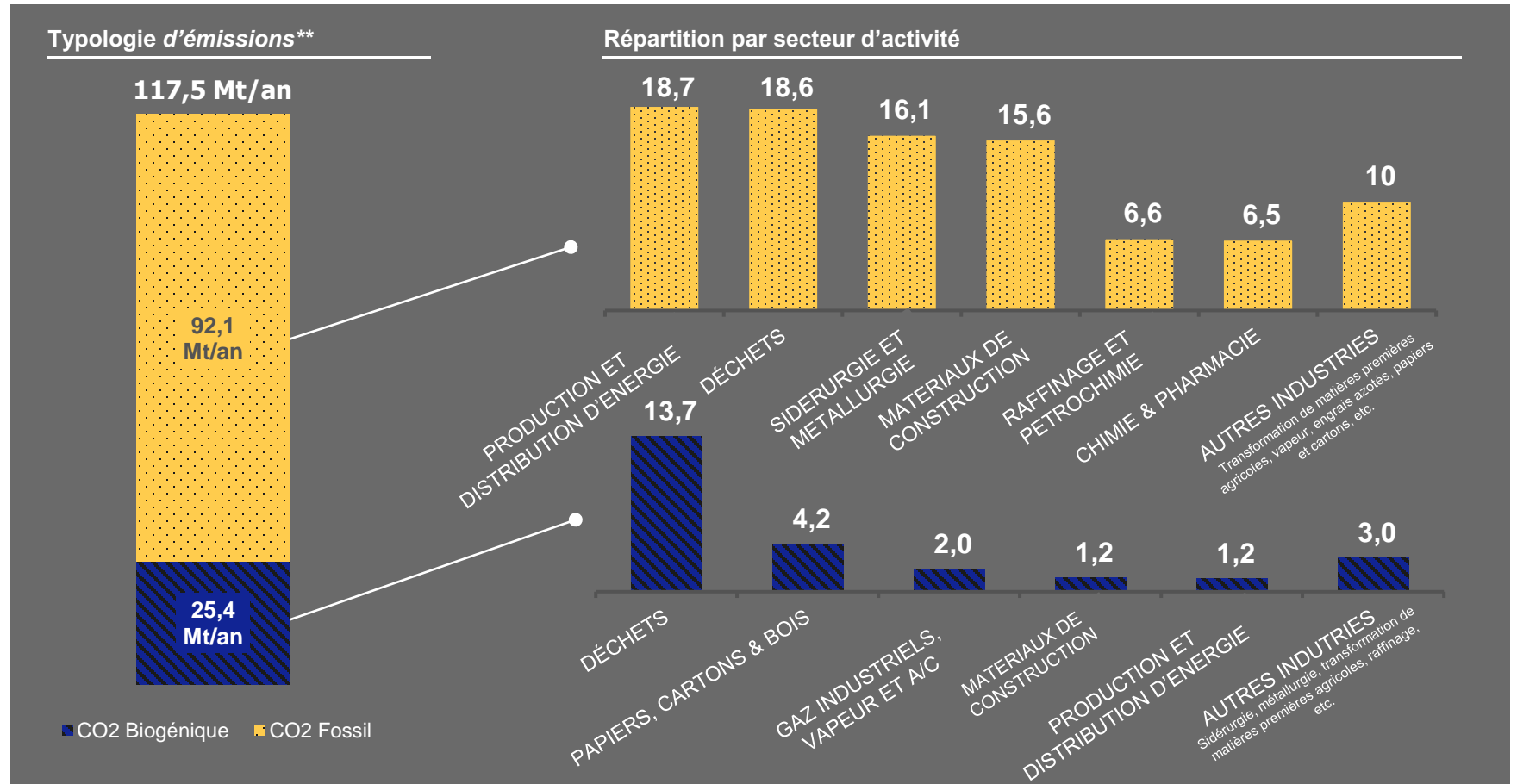
Ce CO₂ est produit par la combustion de combustibles fossiles pour la production de chaleur ou émis à l'occasion de la transformation de ressources fossiles tels que le charbon, le pétrole ou encore le gaz naturel. Il est possible de distinguer :

- **CO₂ fossile évitable** qui peut être évité au moyen de mesures d'efficacité énergétique, de substitution technologique ou encore d'un recours à des sources d'énergie renouvelables ou bas carbone,
- **CO₂ fossile non-évitable**, émis à l'occasion de procédés industriels ne pouvant être décarboné.

CO₂ biogénique

Ce CO₂ est produit par la transformation, la décomposition ou la combustion de matières organiques d'origine biologique. Il est issu des filières de valorisation de la biomasse : filières biogaz, biocarburants, pâte à papier, déchets organiques, bois-énergie, cogénération, etc. Ces utilisations de la biomasse sont considérées comme neutres pour le climat, ou fortement moins impactantes, car issues d'un cycle court du carbone.

Note méthodologique



* Analyse Sia Partners des données 2022 des sites émettant plus de 30 000 t de CO₂ par an (Biogénique + Fossile), soit 445 sites référencés au sein du Registre National des émissions polluantes

** Classification des émissions selon les dénominations retenues par le Registre Nationale des émissions polluantes

Gisement de dioxyde de carbone. Localisation des gisements

L'engagement de notre économie sur la voie de la **neutralité carbone d'ici 2050** devrait tarir les gisements de CO₂ fossile évitables. La non-éligibilité du CO₂ fossile pour la production d'e-fuels bas carbone après 2040 implique par ailleurs de privilégier la mobilisation de sources biogéniques. Des **contraintes sur leur disponibilité pourraient** voir le jour malgré une croissance envisageable des gisements à mesure du développement des filières bioénergétiques et des usages de la biomasse. A terme, le développement des technologies de **captage atmosphérique (DAC)** pourrait permettre de s'affranchir des contraintes de localisation des gisements de CO₂.

Indicateur

04.

Gisement de CO₂ fossile et biogénique*
117,5 Mt / an

La cartographie ci-contre se base sur les émissions de CO₂ fossiles et biogéniques figurant au sein du registre français des rejets et des transferts de polluants.

Le panel de gisements de CO₂ sur lequel est établit la présente carte regroupe les sites industriels émettant **plus de 30 000t de CO₂ par an**. Ces sites sont aujourd'hui les plus propices pour fournir les quantités de CO₂ requises pour la production d'e-fuels.

Ce panel se compose d'un total de **445 sites industriels émetteurs**, représentant une capacité d'approvisionnement théorique en CO₂ de l'ordre de **117,5 Mt de CO₂/an**.

Les principales régions émettrices sont :

Fossile		Biogénique	
HDF	18,9	CVL	8,3
PAC	16,5	NAQ	3,6
GES	11,8	GES	2,5

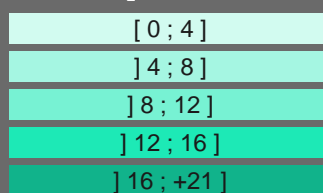
Note méthodologique

Comparaison de procédés de captage selon la source*

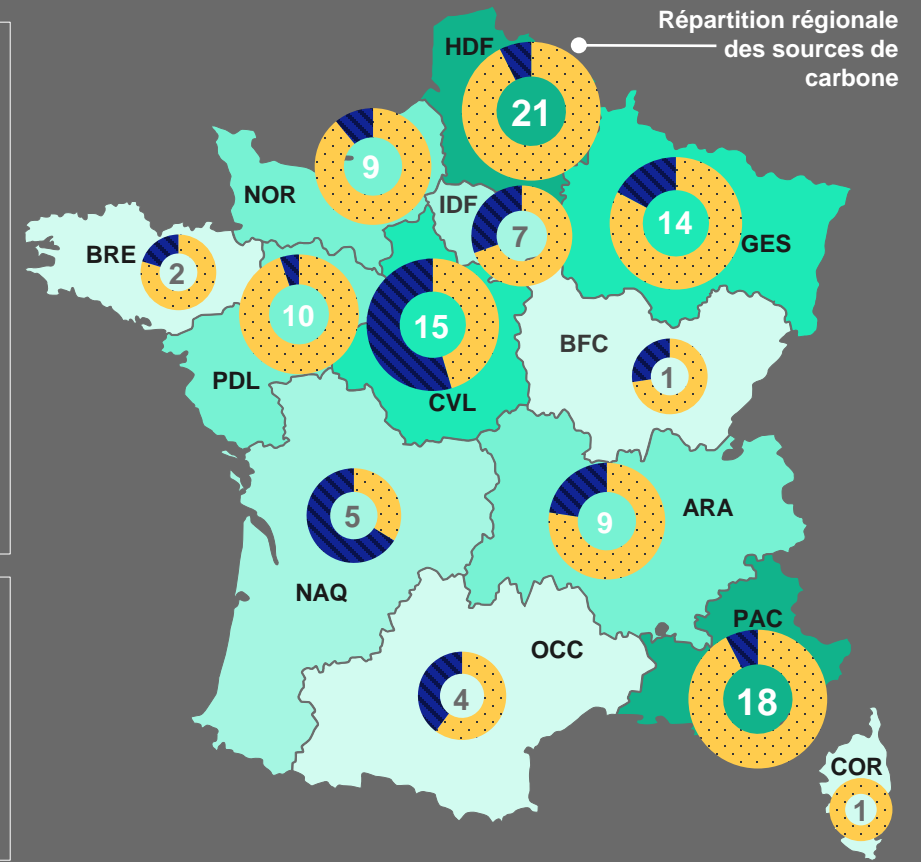
Type de CO ₂	Fossile	Fossile	Biogénique	Atmosphérique
Source de CO ₂	Sidérurgie (Hauts Fournaux)	Cimenterie	Unité de méthanisation	Unité de DAC
Volume d'émissions	Médiane Fr : 60 ktCO ₂ /an	Médiane Fr : 360 ktCO ₂ /an	1 à quelques ktCO ₂	N/A
Concentration en CO ₂ (%)	12 - 26%	14 - 33%	100%	0,04%
CO ₂ captable (%)	50 - 63%	70 - 90%	95 - 99%	n.d.
Besoin électrique (kWh/tCO ₂)	80 - 2 580 Kwh	165 - 1 445 Kwh	150 - 250 Kwh	1 945 - 2 275 Kwh
Coût (€/tCO ₂)	24 - 93	40 - 130	70 - 120	125 - 315
Exemple de projet français	REUZE (ArcelorMittal)	Hynovi (VICAT)	Methycentre	N/A

Légende

Volume total d'émissions de CO₂ en Mt/an :



Répartition des sources de CO₂ :



* Analyse Sia Partners à partir de fourchettes d'estimation d'après une diversité de sources, notamment l'ADEME (Avis CSC, 2021), l'Académie des technologies et l'Agence Internationale de l'Energie.

Besoin en carbone. Sur la base des projets annoncés

L'ensemble des filières e-fuels nécessite un approvisionnement stable en CO₂. Ces besoins peuvent être satisfaits par le captage du CO₂ d'origine biogénique, fossile et potentiellement à plus long terme atmosphérique. En l'état actuel de la législation européenne, le CO₂ fossile industriel valorisé pour la production d'e-fuels de type RFNBO sera comptabilisé comme une émission évitée jusqu'en 2040. Après 2040, des contraintes d'approvisionnement en CO₂ biogénique pourraient apparaître et doivent donc être anticipées dès la conception des premiers projets, au vu de leur durée de vie prévisionnelle (>20 / 25 ans).

Indicateur

05.

Besoin en CO₂ estimé des projets annoncés

2,6 Mt / an

Estimation du besoin en CO₂ par région et par e-fuel basée sur la cartographie des projets annoncés.

Hypothèses techniques réalisées sur la base de données proposées par les scénarios conservateurs du rapport de l'ADEME *Electro carburants en 2050*, publié en 2023 :

- 2,33 tCO₂ / tep e-méthane produite ;
- 2,67 tCO₂ / tep e-méthanol produite ;
- 3,55 tCO₂ / tep e-kérosène produite ;
- 3,55 tCO₂ / tep de co-produits FT produite

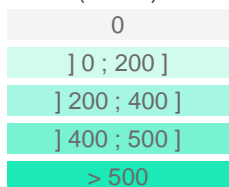
A noter que La part électro-sourcée des e-biofuels ne comprend pas d'utilisation de carbone, celle-ci étant sourcée dans la biomasse.

Note méthodologique

Légende

Besoin en CO₂
(kt / an)

Part du besoin
par e-fuel



Enjeux de l'approvisionnement en CO₂

Les principaux projets d'e-fuels sont en grande majorité localisés à proximité de complexes industriels émetteurs de CO₂, afin notamment de minimiser les coûts de capture et de transport de CO₂, mais également dans certains cas en raison de la proximité de consommateurs potentiels ou d'infrastructures permettant le mélange et le transport des e-fuels.

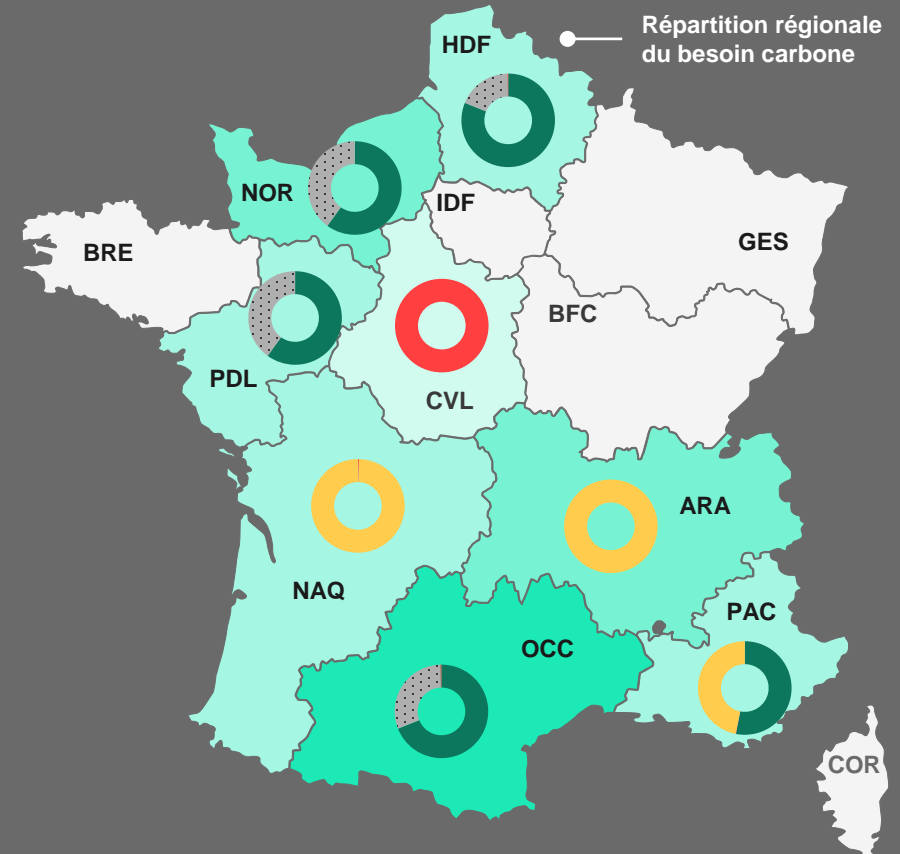
A terme, le déploiement possibles des technologies de DAC limitera les contraintes d'implantation des sites de production.

La méthanation, notamment de type biologique, est aujourd'hui la principale filière investiguant la valorisation de CO₂ de méthanisation, en raison de projets de moindres volumes, plus adaptés à une valorisation de sites de production de biogaz (1 à quelques kt CO₂/an).



Focus sur le projet REUZE

Situé à proximité de la zone industrielle et portuaire de Dunkerque, le projet Reuze, porté par Engie et Infinium, vise à transformer et valoriser 300 kt de CO₂ à partir des émissions des installations de sidérurgie d'ArcelorMittal, présentes dans les environs immédiats, avec un objectif de production de 100 kt d'e-kérosène et d'e-naphta à terme.



Besoin en électricité. Sur la base des projets annoncés

Le déploiement des e-fuels dans les secteurs du transport maritime et aérien permet d'électrifier de manière indirecte des usages difficilement électrifiables. L'électricité utilisée pour la production d'hydrogène peut en effet être stockée chimiquement lors de la synthèse des e-fuels. Le mix électrique à partir duquel les sites de production sont alimentés constitue un véritable enjeu pour la production industrielle de ces vecteurs gazeux et liquides dérivés de l'hydrogène puisque le potentiel de décarbonation des e-fuels par rapport à leurs équivalents fossiles est particulièrement sensible à l'intensité carbone du mix électrique utilisé.

Indicateur

06.

Besoin électrique estimé
des projets annoncés
24 TWh / an

Note méthodologique

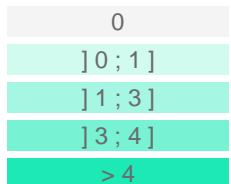
Légende

Estimation du besoin en électricité par région et par e-fuel basé sur la cartographie des projets. Données calculées sur la base d'un rendement énergétique de la chaîne de valeur de 45% pour la première vague de projets. Ce besoin comprend l'électrolyse de l'eau, la synthèse des e-fuels, le Balance of Plant et la capture du CO₂.

- 26,31 MWh / tep e-méthane produite ;
- 26,38 MWh / tep e-méthanol produite ;
- 26,46 MWh / tep e-kérosène produite ;
- 26,44 MWh / tep de co-produits FT produite

A noter que des perspectives d'évolutions technologiques permettraient d'atteindre 55% à terme (Feuille de route pour la production de carburants de synthèse de l'Académie des technologies - 2023).

Besoin en électricité
(TWh / an)



Part du besoin
par e-fuel



Enjeux de l'approvisionnement

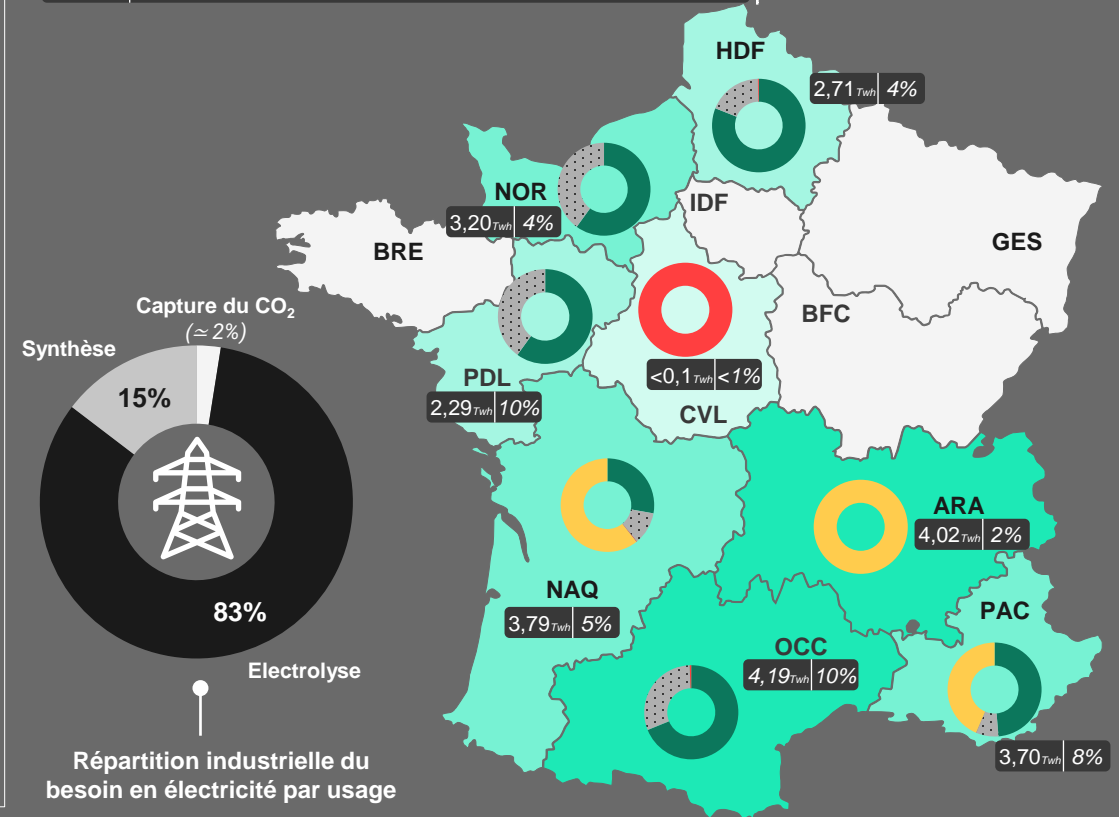
Les producteurs d'e-fuels s'accordent à dire que l'électricité est, avec le CO₂, la ressource critique de la chaîne de production. Elle est consommée en grande majorité par l'électrolyse de l'eau pour produire l'hydrogène. Si la France jouit d'une situation favorable grâce à son parc électronucléaire et hydraulique permettant de produire une électricité bas carbone en base, il n'en reste pas moins qu'un soutien sera nécessaire pour rendre les premiers projets plus compétitifs.

Le mix électrique bas carbone français allège par ailleurs les contraintes réglementaires pour la production d'e-fuels certifiables RFNBO : les projets approvisionnés en PPA ne seront pas soumis à la contrainte du critère d'additionnalité (mise en service des électrolyseurs au plus tard 36 mois après celle des parcs de production d'électricité renouvelable et absence de soutien public pour ces derniers).

L'électrification des usages dans différents secteurs de l'économie française pose néanmoins la problématique de l'accès des projets e-fuels à de l'électricité bas carbone à coûts modérés. L'Etat aura un rôle essentiel à jouer dans la première phase de développement de la filière pour s'assurer qu'une partie de la production d'électricité bas carbone puisse être allouée aux projets.

Répartition régionale du besoin électrique

en TWh en % des objectifs 2030 de production d'électricité bas carbone*



Répartition industrielle du besoin en électricité par usage

* % des objectifs 2030 de production d'électricité bas carbone : comprenant la production d'électricité renouvelable et nucléaire. Source : estimation Sia Partners sur la base des objectifs politiques de chaque région et de la répartition des réacteurs nucléaires en activité à horizon 2030.

Disponibilité de l'électricité bas carbone. Horizons 2030 et 2035

Les objectifs climatiques et énergétiques français et européens imposent d'accroître les volumes de production d'électricité bas carbone, tout en renforçant l'électrification des usages dans divers secteurs. Selon des projections réalisées par RTE, la demande en électricité pourrait atteindre 580 TWh en 2035 (contre 445 TWh en 2023). L'accès à une électricité bas carbone pour la filière doit être une **problématique intégrée aux réflexions stratégiques sur l'évolution des capacités de production et d'acheminement de l'électricité**. Cet accès doit par ailleurs se faire à des tarifs qui permettront de rendre les premiers projets de production plus compétitifs.

Indicateur

07.

Besoin des projets annoncés rapporté à la production d'électricité bas carbone en 2035

3,4%

Les données 2022 et 2023 sont issues des bilans électriques annuels publiés par RTE.

Les projections à horizon 2030 et 2035 pour la partie EnR ont été réalisées sur la base des objectifs proposés dans la stratégie française énergie-climat mise en consultation publique fin 2023.

La prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE3) reste en attente à la date de rédaction de ce document. Ces cibles sont susceptibles de varier par rapport aux valeurs présentées ci-contre.

Les projections à horizon 2030 et 2035 pour la partie nucléaire du mix électrique, sont basées sur l'objectif fixé par le gouvernement à EDF de retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle avec pour cible une production nucléaire de 400 TWh (Ambition managériale dans le cadre de la Stratégie énergie-climat). A noter qu'une hypothèse prudente de production de 360 TWh d'électricité issue du nucléaire est retenue par RTE dans ses scénarios.

Note méthodologique

Enjeux de l'évolution du mix électrique bas carbone

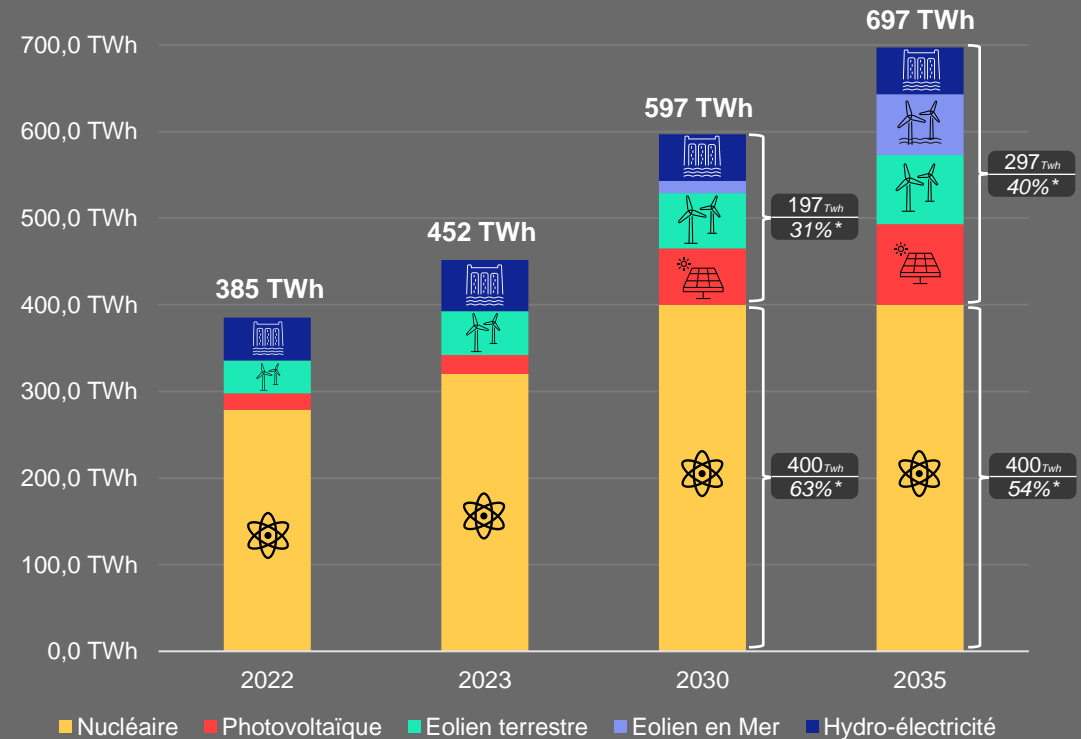
Si la France parvient à atteindre les objectifs fixés par l'Etat au travers de cette stratégie énergie-climat soumise à consultation publique fin 2023, elle sera en mesure de produire 697 TWh d'électricité bas carbone d'ici 2035.

La réalisation de ces objectifs repose sur une forte accélération du développement des énergies renouvelables, et notamment de l'éolien en mer et du photovoltaïque. Les capacités photovoltaïques doivent ainsi plus que doublées pour atteindre entre 54 et 60 GW en 2030 et les capacités de production de l'éolien en mer doivent quant à elles être multipliées par 4,5 d'ici 2030. Ce déploiement des EnR permettra de réduire les coûts de l'électricité, réductions qui devraient bénéficier aux projets d'e-fuels.

Ce développement de l'électricité décarbonée permettra de réduire encore davantage l'intensité carbone de notre mix électrique.

Source d'énergie décarbonée	2030 (bas)	2030 (haut)	2035 (bas)	2035 (haut)
Photovoltaïque	54,0 GW	60,0 GW	75,0 GW	100,0 GW
Eolien terrestre	33,0 GW	35,0 GW	40,0 GW	45,0 GW
Eolien en Mer	3,6 GW	3,6 GW	18,0 GW	18,0 GW
Hydro-électricité	26,3 GW	26,3 GW	28,5 GW	28,5 GW
Nucléaire	60,0 GW	60,0 GW	60,0 GW	60,0 GW

Evolution de la production électrique en TWh à horizon 2030 et 2035



* Part du mix électrique sur la base d'une stabilité des capacités de production thermique renouvelable et déchets et des centrales à gaz ainsi que sur un arrêt des centrales électriques au fioul et au charbon.

Besoin hydrique. Sur la base des projets annoncés

La consommation d'eau sur l'ensemble de la chaîne de valeur de production des e-fuels provient principalement de l'opération d'électrolyse de l'eau nécessaire à la production d'hydrogène. L'eau nécessaire à l'électrolyse doit être d'une grande pureté. Les contaminants peuvent en effet affecter les performances des électrolyseurs ou entraîner un phénomène de corrosion. Il est à souligner que les **procédés d'électrolyse l'eau et de capture du CO₂** consommeront de l'eau tandis que l'eau utilisée pour le **refroidissement des électrolyseurs et des équipements** permettant la synthèse des e-fuels pourra être **en grande partie restituée au milieu naturel**.

Indicateur

Consommation d'eau déminéralisée liée à la production d'hydrogène

5,5 Mm³ / an

08.

Consommation d'eau liée à la capture du carbone

5,7 Mm³ / an

Le calcul de cet indicateur considère les besoins en eau liés à :

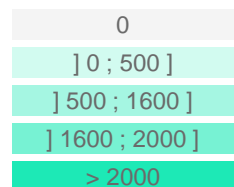
- L'**électrolyse de l'eau** sur la base de la base d'une consommation de 11 litres d'eau pour la production d'1 kg d'hydrogène.
- Le **captage du CO₂** sur la base d'une consommation d'eau de 2,15 litres par kg de CO₂ capté.

Ces estimations se basent notamment sur des dire d'experts et le rapport *Water footprint of CCS technologies*, L. Rose & Co (2020). Voir détails en annexes.

Note méthodologique

Besoins en eau déminéralisée (milliers de m³ / an)

Part du besoin par e-fuel



Légende

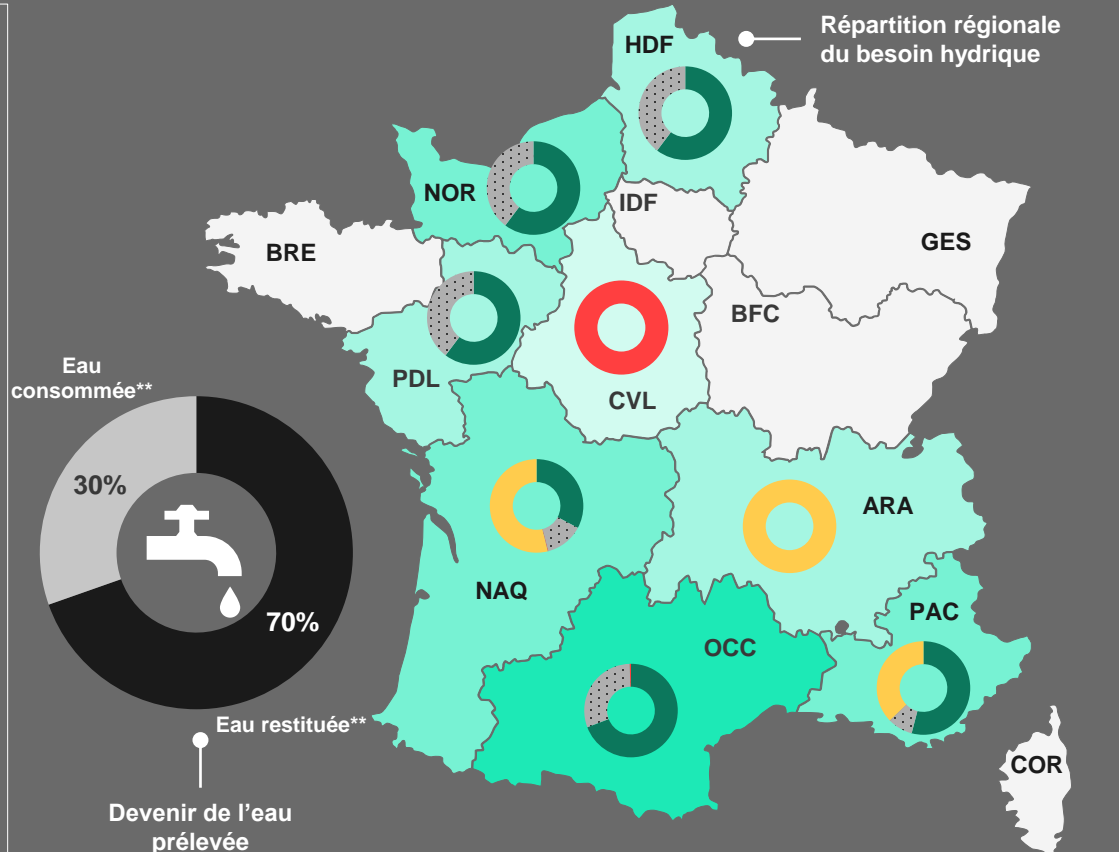
Enjeux d'approvisionnement

L'impact hydrique de la production d'hydrogène ne doit pas être uniquement évaluée en fonction du volume d'eau consommé, mais également en fonction de la source de l'eau utilisée et des enjeux de compétitivité avec d'autres usages. La valorisation d'eau saumâtre peut ainsi être identifiée comme un exemple de bonne pratique.

Une grande partie de l'eau prélevée sera utilisée pour le refroidissement des équipements, dans des quantités variables selon les technologies utilisées. Cette eau pourra être restituée au milieu naturel.

A titre indicatif, l'ensemble des prélèvements en eau en France se sont montés à 30 Mds de m³ en 2020, dont 2,3 Mds de m³ pour le secteur industriel.*

Les problématiques d'approvisionnement et de rejet des eaux doivent être étudiées de manière localisées pour chacun des projets. Les enjeux sont forts dans certains territoires particulièrement sujets à des épisodes de sécheresse. Dans des cas critiques, l'autorité préfectorale peut être amenée à prendre des mesures de restriction sur les prélèvements en eau autorisés pour les producteurs d'hydrogène. Ces risques invitent les porteurs de projets à adopter les pratiques les plus vertueuses possibles concernant la gestion de l'eau.



* Source : Analyse Sia Partners

** Voir en annexe les hypothèses techniques retenues

Besoin foncier. Sur la base des projets annoncés

Le besoin foncier matérialise les surfaces d'exploitation nécessaires à la production des e-fuels, pour l'**installation des électrolyseurs** et des **plateformes de synthèse**. L'indicateur présenté ne prend pas compte l'empreinte au sol des dispositifs de capture du CO₂ qui sont associés aux installations industrielles partenaires, ni le besoin foncier des parcs de production d'électricité nécessaires à l'alimentation des électrolyseurs et des autres procédés. L'enjeu ne porte ici pas tant sur le volume total des surfaces nécessaire que sur leur **localisation**, la **concurrence avec les activités industrielles** et la **disponibilité du terrain sur les plateformes d'implantation**.

Indicateur

09.

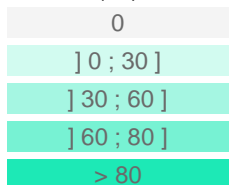
Besoin foncier estimé pour les projets annoncés
427 ha

Note méthodologique

Légende

Besoin foncier (ha)

Part du besoin par e-fuel



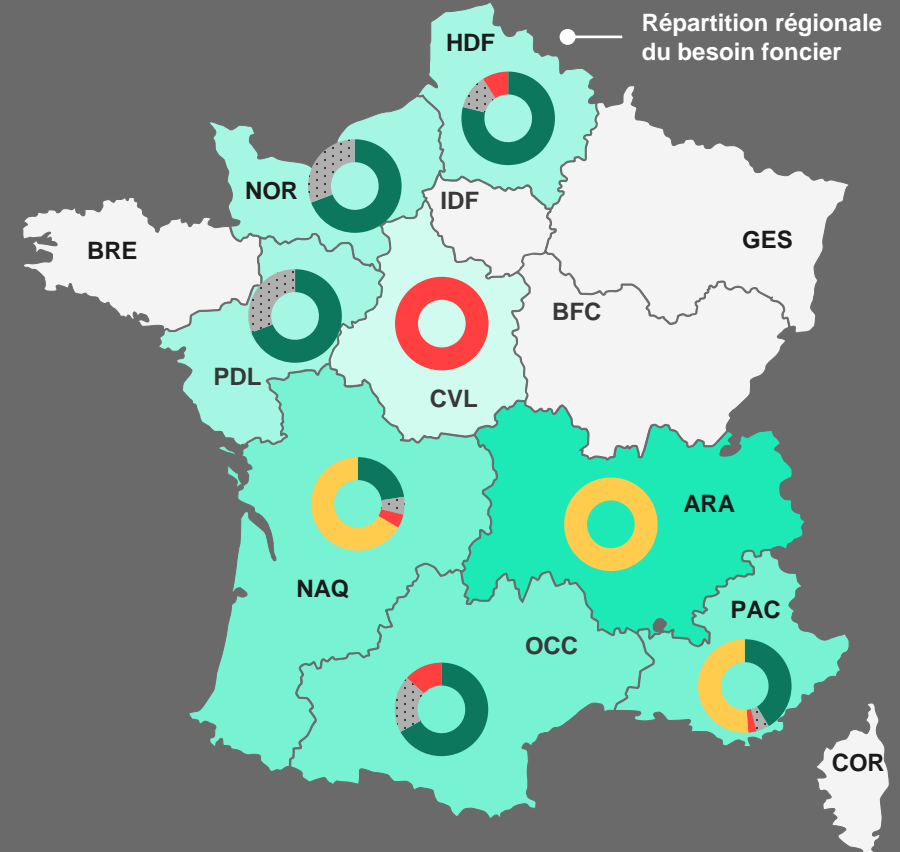
Enjeux de l'empreinte au sol

La problématique du foncier disponible dépend principalement de sa localisation. Les porteurs de projets cherchent en effet de manière prioritaire des implantations à proximité des fournisseurs d'intrants, notamment de CO₂, et à proximité des consommateurs, ou à défaut des infrastructures permettant l'acheminement des e-fuels jusqu'à leur lieu final de consommation.

Il est à noter que les sites de production d'e-fuels, par définition classés SEVESO, doivent être aménagés en respectant des distances fixées par les normes ICPE, nécessitant un foncier étendu au-delà de la seule emprise foncière des installations industrielles.

Une variable clé pour estimer le besoin foncier total de la chaîne de valeur des e-fuels dépendra du choix d'approvisionnement en électricité. À titre d'information, voici les surfaces nécessaires pour la production d'1 MWh d'électricité bas carbone*** :

Centrale électrique	m ² / MWh
Photovoltaïque	12,6 - 19
Hydro-électrique	14
Eolien	0,40
Nucléaire	0,3
Centrale à gaz	1



Source :

*** UNECE, *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options*, (2022)

Besoin en CAPEX. Sur la base des projets annoncés

La dynamique de la filière e-fuels implique de mobiliser des fonds importants, dès à présent pour le **financement des études techniques et d'ingénierie** des projets, puis dans les prochaines années pour la **construction et l'aménagement de sites d'une échelle industrielle**. Une partie des investissements liés aux projets pourra bénéficier directement à leurs **territoires d'implantation**. L'impact de ces dépenses pour l'économie française dans son ensemble dépendra de la part des équipements produits en France parmi ceux sélectionnés par les développeurs de projets.

Indicateur

10.

Dépenses d'investissement
annoncées par les porteurs
de projets

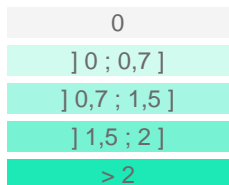
8,1 Mds €

A date, 8,1 Mds€ d'investissements ont été annoncés à horizon 2030 par les porteurs de 15 projets représentant une capacité de production cumulée de 552 ktep soit environ 76% de la capacité de production des projets cartographiés, hors co-produits.

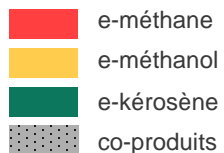
Le montant des CAPEX nécessaires à la réalisation de l'ensemble des projets cartographiés pourrait ainsi dépasser les 10 Mds d'euros à horizon 2030.

Note méthodologique

CAPEX
(M€)



Part du besoin
par e-fuel



Légende

Enjeux économiques

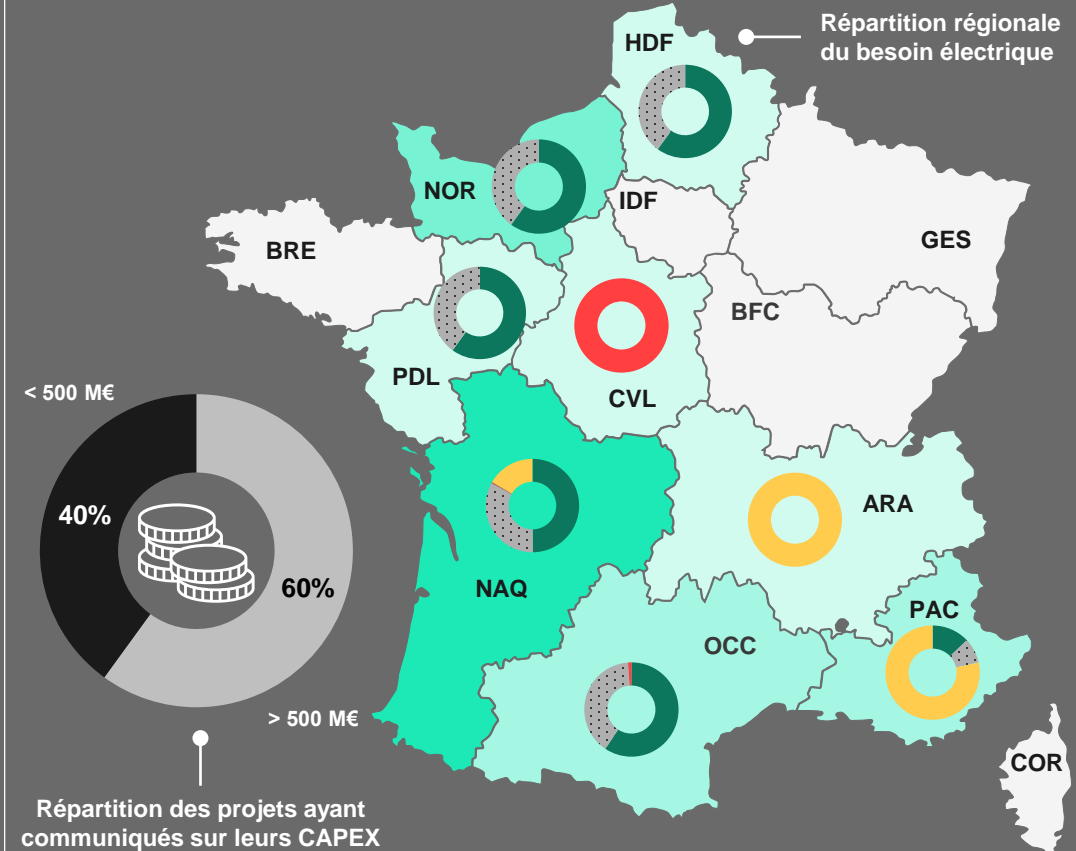
La durée de vie des projets e-fuels dépasse 20 ans. La mobilisation des investissements nécessaires au déploiement de la filière implique de donner de la visibilité sur la place des e-fuels dans les trajectoires de décarbonation du transport et de l'industrie à moyen et long termes. Les mandats obligatoires d'intégration d'e-fuels dans les mix énergétiques, à l'image de ReFuelEU pour le secteur aérien, s'avèrent particulièrement incitatifs.

L'appui direct ou indirect de la puissance publique sera essentiel pour sécuriser les premiers projets, en raison de leur faible compétitivité face aux produits fossiles historiques dans le contexte économique et technologique actuel.

Les partenariats pensés sur le long terme entre l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur (développeurs de technologies, producteurs, consommateurs, ...) sont également clés pour initier les premières décisions d'investissement.

Focus sur un projet : France KerEAUzen

Le projet France KerEAUzen, implanté au Havre ambitionne de produire 70 kt/an d'e-kérosène, avec Air France-KLM pour principal client. Le coût du projet est estimé à 1,25 Mds€. La phase d'étude est chiffrée à 3,8 M€ et sera subventionnée par l'Etat dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir (PIA) à hauteur de 0,7 M€.



Besoin en matériaux rares. Enjeux liés à la fabrication des électrolyseurs

Selon les choix réalisés concernant les technologies d'électrolyse de l'eau et les types de catalyseurs, les équipements nécessaires aux différentes étapes de production d'e-fuels pourront nécessiter jusqu'à **14 métaux et minéraux rares différents** (Cobalt, Zirconium, Nickel ou encore Titane). Parmi ces matériaux, certains font partie de la liste des 34 matières premières critiques identifiées au niveau européen, au regard de leur rareté et des problématiques de sûreté de leur approvisionnement (*Critical Raw Materials Act*).

Les données liées aux différents types de d'électrolyseurs sont issues d'un rapport de l'IEA et de la littérature scientifique :

- **ALK** : [The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions, IEA \(2022\)](#)
- **PEM** : [Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems, Bareiß, et al. \(2019\)](#)
- **SOEC** : [Life cycle assessment of the manufacture and operation of solid oxide electrolyser components and stacks, Häfele, et al. \(2016\)](#)

En l'état actuel du marché, les fabricants d'électrolyseurs dépendent d'un nombre limité de pays pour leur approvisionnement en matériaux rares, aussi bien pour leur extraction que leur raffinage. Des tensions géopolitiques pourraient menacer l'approvisionnement de la filière à plus long terme.

Il est à noter que les matériaux nécessaires à la fabrication d'électrolyseurs sont également nécessaires au déploiement d'autres filières énergétiques cruciales pour la transition comme pour la fabrication de panneaux photovoltaïques, d'éoliennes, pour l'électrification des modes de transport ou encore le déploiement de batteries stationnaires.

Besoins en matériaux pour un électrolyseur de 1 MW

	ALK	PEM	SOEC
²⁸ Ni Nickel	1 000 kg	X	181 kg
⁴⁰ Zr Zirconium	100 kg	X	43 kg
⁷⁸ Pt Platine	X	0,8 kg	X
⁴⁶ Pd Palladium	X	0,1 kg	X
⁷⁷ Ir Iridium	X	0,7 kg	X
²⁹ Cu Cuivre	X	4,5 kg	X
⁵⁷ La Lanthane	X	X	20 kg
³⁹ Yt Yttrium	X	X	5 kg
²² Ti Titane	X	528 kg	X

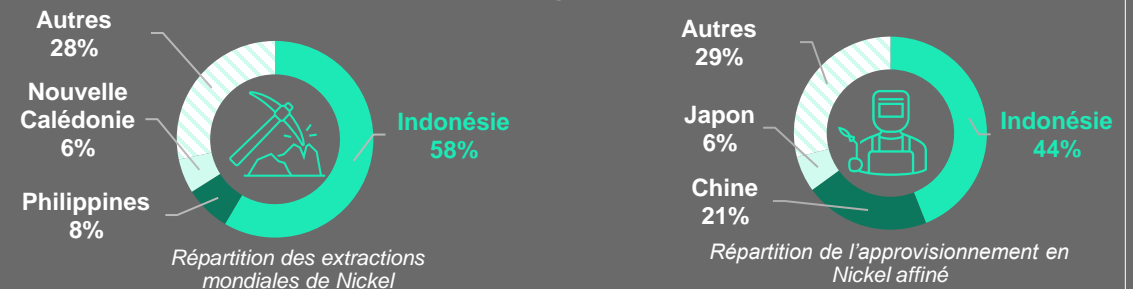
Sur la base des annonces politiques le parc d'électrolyseur devrait atteindre 175GW à horizon 2030 selon l'IEA qui estime par ailleurs que la demande de Nickel pour la fabrication des technologies nécessaire à la production d'hydrogène sera multipliée par presque 5 et devrait représenter 0,3% de la demande mondiale. Le besoin en Zirconium devrait lui aussi être multiplié par 5 pour la seule fabrication d'électrolyseur et représenter 44% de la demande mondiale pour la fabrication des technologies nécessaires à la production d'énergies vertes.

Les exemples du Zirconium et du Nickel



Une poignée de pays sont aujourd'hui producteurs et raffineurs de ces matériaux rares. Dans le cas du Nickel, 1 pays extraira à lui seul presque 60% du métal et seulement 3 pays représenteront 71% de son raffinage à horizon 2030.

Extraction et raffinage du Nickel en 2030



Partie 6.

Externalités positives

- ▶ Emissions de CO₂ évitées
- ▶ Créations d'emplois
- ▶ Importations de pétrole brut évitées
- ▶ Importations contraintes d'e-kérosène évitées

Impact environnemental. Émissions de CO₂ évitées sur la base des projets annoncés

Selon leurs conditions de production et l'approvisionnement en CO₂ retenu, les e-fuels peuvent être décrits comme **proches de la neutralité carbone**, valorisant du CO₂ qui aurait été rejeté dans l'atmosphère autrement. La chaîne de valeur des e-fuels peut néanmoins conserver un **impact climatique lié à l'énergie consommée** pour les opérations d'électrolyse de l'eau, de capture du CO₂ et de synthèse des carburants. Le cadre européen impose un **seuil minimal de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 70% par rapport aux combustibles fossiles** qu'ils remplacent afin de reconnaître leur rôle dans l'atteinte des objectifs climatiques et énergétiques.

Indicateur

11.

Emissions de CO₂ évitées dans le secteur des transports par les projets annoncés
2,4 à 3,4 Mt / an*

L'indicateur présenté ci-dessus suppose un coefficient de réduction des émissions de GES des e-fuels variant de 70% à 100% par rapport à leur équivalent fossile dans le secteur des transports en cohérence avec le règlement délégué (UE) 2023/1185 de la directive (UE) 2018/2001 dite RED II.

Les estimations du potentiel de réduction des e-fuels reprennent les hypothèses suivantes :

- *Un mix électrique français reprenant les cibles de 2030 : 64% nucléaire, 31% EnR et 5% gaz naturel*
- *Un approvisionnement en eau et en CO₂ considéré comme neutre en carbone.*
- *Une distribution des e-fuels réalisée à 80% par train (0,016gCO₂eq/t/km) et 20% par camion (0,067gCO₂eq/t/km).**
- *Une distance moyenne à parcourir entre site de production et site de consommation finale de 500km.*
- *Les émissions de CO₂ dues aux procédés industriels sur les sites de production des e-fuels ne sont pas considérées, par simplification.*

Note méthodologique

Cadre réglementaire Européen

La réglementation européenne retient une valeur de référence de **94 gCO₂eq/MJ** liée à l'utilisation de produits pétroliers dans le secteur des transports lors de l'évaluation des émissions de CO₂ évitées permises par les RFNBO et carburants à base de carbone recyclé (Actes délégués RFNBO). Cette valeur de référence est de **91,16 gCO₂eq/MJ** dans le secteur maritime (FuelEU Maritime).

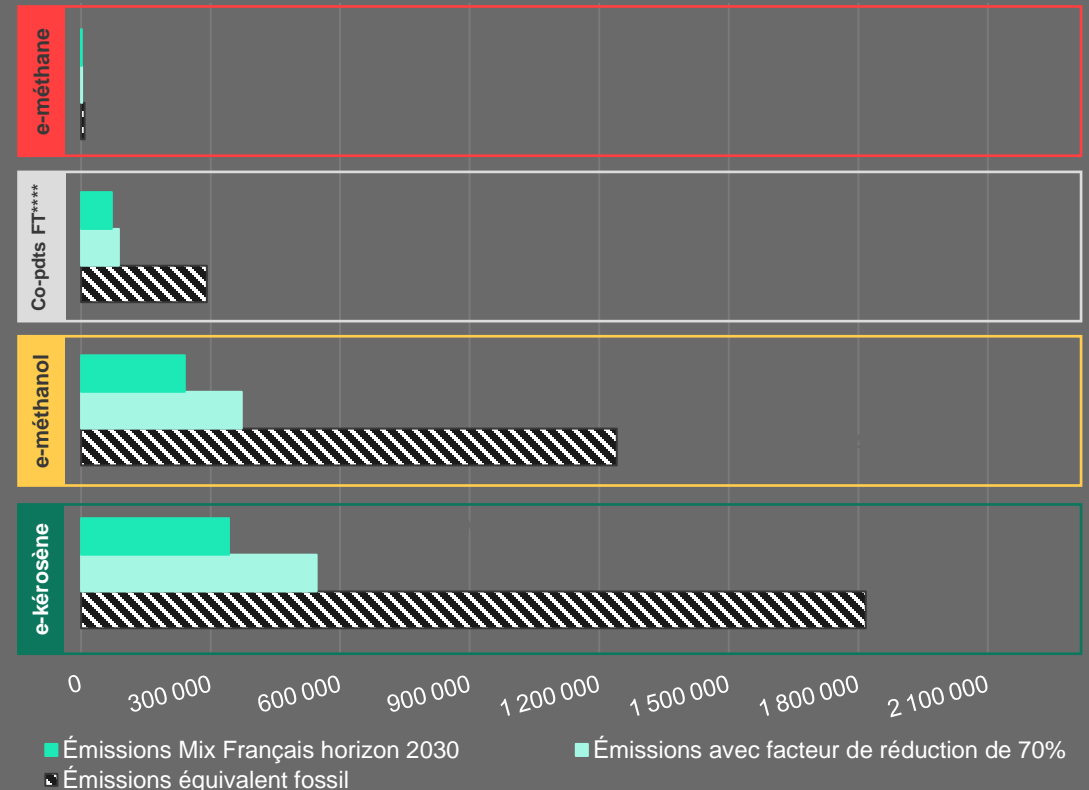
L'électricité d'origine renouvelable utilisée dans le cadre de la production de carburant de synthèse se voit attribuer un **facteur d'intensité carbone de 0**.

Mix électrique français à horizon 2030

Type de centrale	Production française à horizon 2030***	Facteur d'émissions**** (gCO ₂ eq/kWh)
Photovoltaïque	65 TWh	55
Eolien terrestre	64 TWh	14
Eolien en mer	14 TWh	16
Hydro-électricité	54 TWh	6
Nucléaire	400 TWh	4
Gaz naturel	30 TWh	418

Avec les hypothèses retenues, le potentiel de réduction des émissions de GES des e-fuels par rapport à leur équivalent fossile peut atteindre **80%** avec le mix français projeté à 2030 et d'avantage avec l'hypothèse d'un approvisionnement en électricité renouvelable à 100%.

Potentiel de réduction des émissions permis par les carburants de synthèse par rapport à des équivalents fossiles dans le secteur des transports (en t de CO₂)



* Dans l'hypothèse d'une réduction des émissions compris dans une fourchette de 70% à 100% ** 94 gCO₂eq/MJ=338,4 gCO₂eq/kWh ; 91,16 gCO₂eq/MJ= 328,2 gCO₂eq/kWh
 *** Dans l'hypothèse d'un arrêt des centrales à fioul et à charbon à horizon 2030 et d'une stabilité des capacités de production des centrales à gaz. **** Facteurs d'émission retenus issus des données ACV de la base carbone ADEME (Version 23.1) ***** Co-produits Fischer-Tropsch : hypothèse d'une production et d'une valorisation intégrale du e-diesel

Impact social. Créations d'emplois sur la base des projets annoncés

En tant que projets industriels de grande ampleur, les projets e-fuels devront faire appel à une **grande variété de compétences**, dans les domaines de l'ingénierie, du génie civil, de la finance, de la logistique, de l'administration, etc. La question de l'emploi pose celle d'une **offre de formation adaptée** aux besoins des projets, particulièrement pour les métiers devant intégrer des problématiques fortes de sécurité, liée notamment au maniement de l'hydrogène. L'indicateur ci-dessous présente les créations d'emplois pérennes annoncées pour une partie des projets sans tenir compte des emplois liés à la construction des sites, ni à la production d'électricité.

Indicateur

12.

**Création d'emplois pérennes
annoncées par les porteurs
de projets (hors construction)
3 705 emplois**

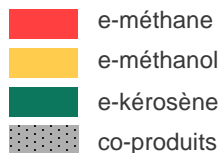
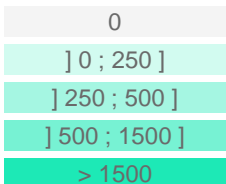
A date, c'est un potentiel de 3 705 créations d'emplois qui a été annoncé par les porteurs de 10 projets représentant une capacité de production cumulée de 396 ktep soit environ 54% de la capacité de production des projets cartographiés hors co-produits.

Le potentiel de création d'emplois directs et indirects devrait quant à lui être bien supérieur aux seules annonces qui ont pu être réalisées à date. A ces emplois s'ajoutent également les emplois associés à la production d'électricité bas carbone en amont. A titre d'information, on estime qu'un emploi créé pour l'exploitation d'un site conduit à la création de 2 à 3 emplois pour la production électrique en amont.*

Note méthodologique

Emplois créés
(directs et indirects)

Part du besoin
par e-fuel



Légende

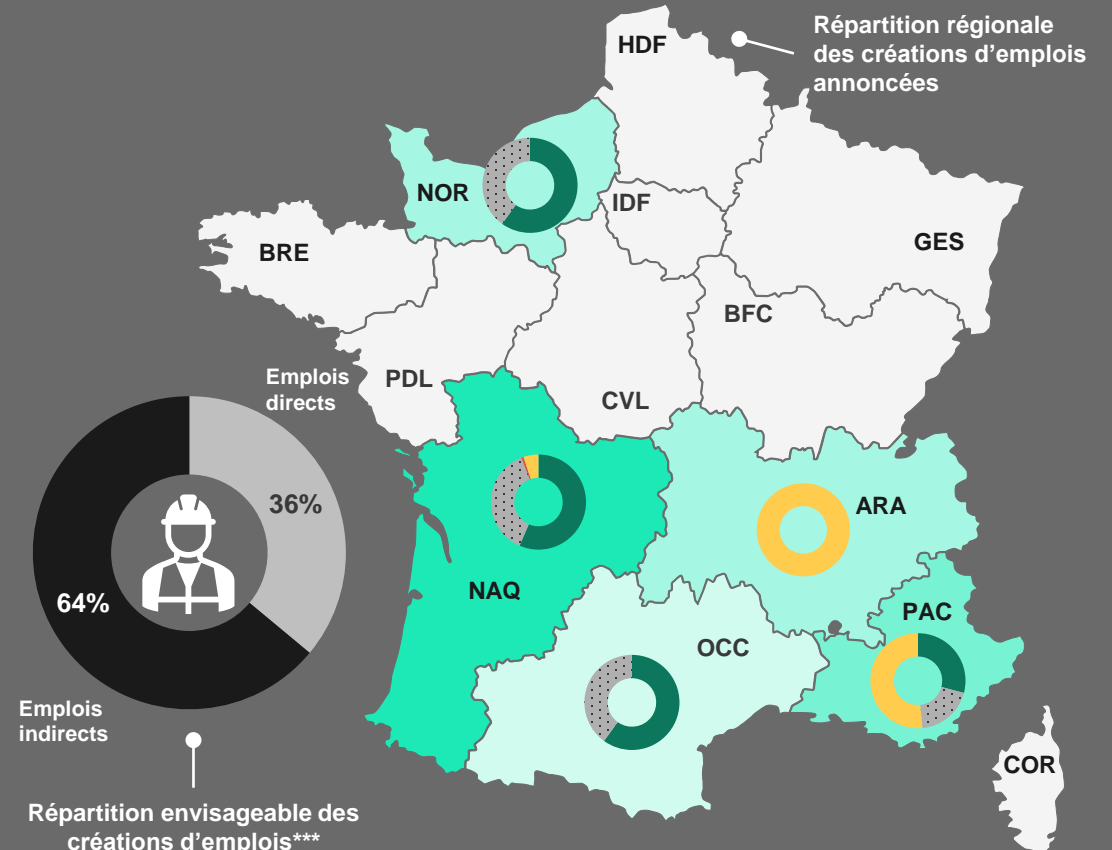
Enjeux sociaux

Les problématiques de création d'emploi et d'adaptation des offres de formation aux porteurs de projets e-fuels seront particulièrement importantes d'un point de vue social dans les territoires traditionnellement tournés vers le secteur de la pétrochimie et engagés dans une démarche de transition.

Les typologies d'emplois concernés par les projets e-fuels évolueront avec les gains de maturité de la filière. En cohérence avec les projections proposées par France Hydrogène** pour l'ensemble de la filière hydrogène française, les développeurs de projets auront dans un premier temps besoin de travailleurs hautement qualifiés pour les activités de conception et d'ingénierie. De nombreux profils de techniciens seront nécessaires ensuite pour l'exploitation des sites industriels.

Focus sur un projet : eM-Lacq

La plateforme de Lacq est la première des 4 implantations du programme eM-France piloté par Elyse Energy. Avec un investissement prévu de 350 millions d'euros, eM-Lacq est l'un des projets majeurs en France et produira 150 kt de méthanol de synthèse par an dès 2027 et créera 110 nouveaux emplois directs et indirects.



Impact économique et géopolitique. Production et importation de pétrole brut évitée

La France est **importatrice nette de pétrole brut et de produits raffinés**. D'après les données du SDES et du Ministère de la transition énergétique, elle a importé en 2022 près de 41,9 Mtep de pétrole brut pour alimenter ses 7 raffineries, un niveau confirmant la tendance baissière observée ces dernières années (entre 2000 et 2019, les importations françaises de pétrole en métropole ont reculé en moyenne de 2,45% par an). En 2022, ce pétrole brut provenait presque exclusivement de l'étranger, notamment des Etats-Unis (6,2 Mtep soit 37%), du Kazakhstan (5,7 Mtep soit 14%) du Nigéria (4,2 Mtep soit 10%) et de l'Algérie (3,7 Mtep soit 9%).

Indicateur

13.

Production et importation de tonnes équivalents pétrole évitée
941 ktep / an
 Soit 6,4 M de barils équivalent pétrole

Selon notre estimation basée sur les données du bilan énergétique de la France entre 2017 et 2019 (années pré-Covid) la production sur le sol français d'une tep de produit fini a nécessité l'importation d'en moyenne 1,04 tep de pétrole brut.

Produit pétrolier	tep de pétrole brut / tep de produit fini
Kérosène	1,0399
Naphta	1,0377
Diesel	1,0364
Fioul Lourd	1,0423

Pour la répartition des tonnes équivalents pétrole évitées par secteur, il a été considéré qu'à du fioul lourd à destination du secteur maritime était substitué du e-méthanol et de l'e-diesel. Pour le secteur pétrochimique et aérien, consommateurs respectivement de naphta et de kérosène, la substitution des molécules de synthèse aux équivalentes fossiles a été retenue pour les besoins de l'étude.

Il a été retenu pour le calcul du nombre de barils l'équivalence suivante : 1 Tep = 6,84 Bep.

Note méthodologique

Enjeux de souveraineté énergétique et de substitution aux hydrocarbures importés

Les projets e-fuels pourraient produire l'équivalent en énergie de 5% de la consommation française de pétrole hors usages non énergétiques à horizon 2035*.

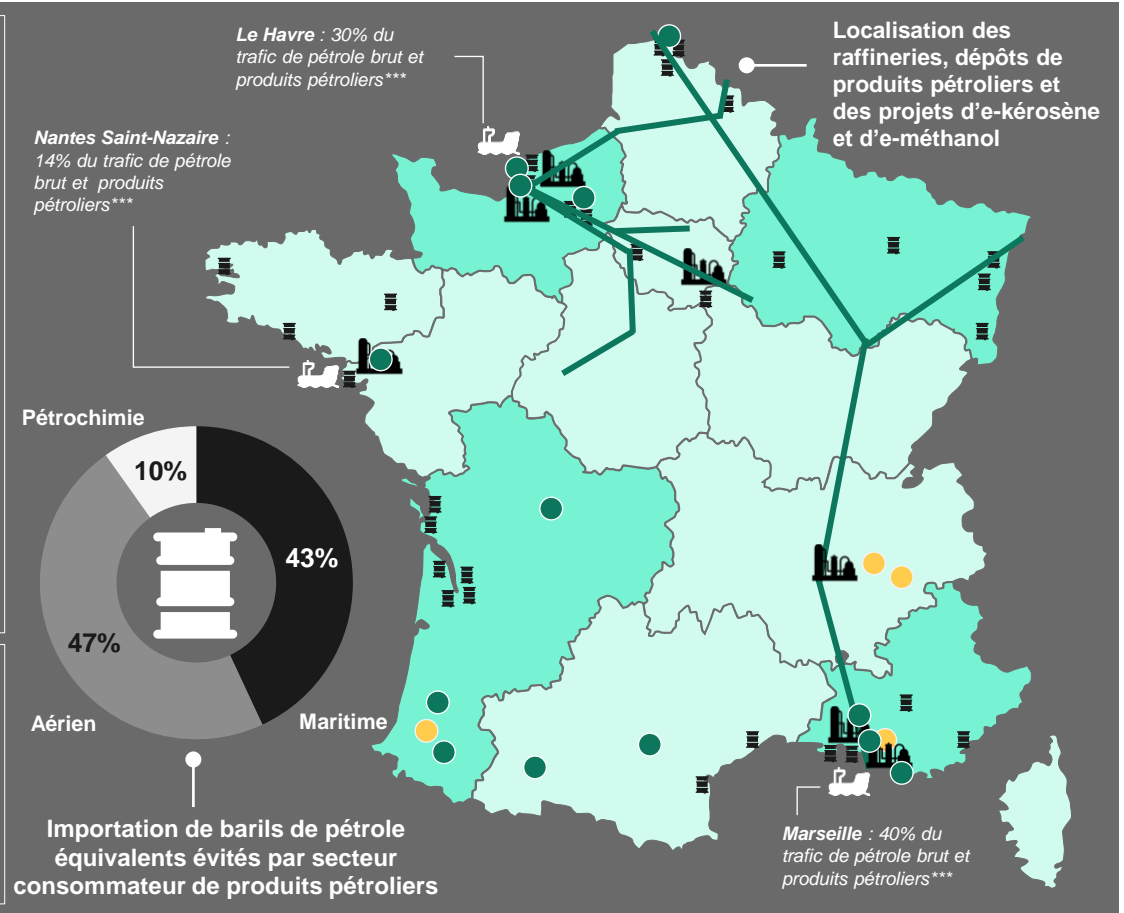
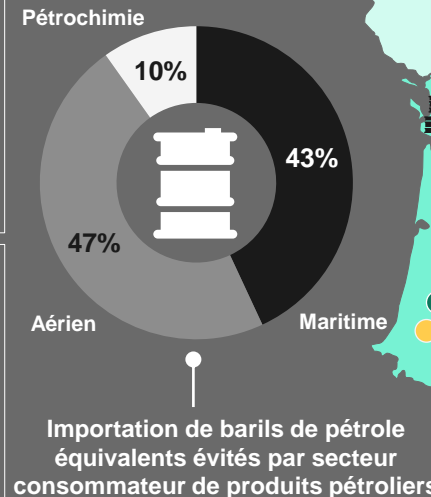
En évitant l'importation des hydrocarbures, le développement de la filière française contribuera à réduire la dépendance énergétique de la France vis-à-vis des pays exportateurs.

L'impact sur la balance commerciale française dépendra de l'évolution des prix des hydrocarbures. A titre indicatif, les capacités de production d'e-fuels en projet permettrait d'éviter l'importation de produits énergétiques d'une valeur de 634 M€/an en se référant aux prix SPOT de janvier 2024**.

De nombreux projets e-fuels se situent dans des territoires déjà dotés de capacités de stockage et de transport de produits pétroliers. Les e-fuels pourront ainsi s'intégrer dans des circuits logistiques existants.

Légende

- Principales régions en termes de capacité de dépôt
- Raffineries françaises
- Dépôts de produits pétroliers de capacité >100 kt
- Principaux pipelines pour carburéacteurs
- Projets de production d'e-kérosène
- Projets de production d'e-méthanol



* Modélisation DGEC projetant une consommation d'énergie primaire de pétrole hors usages non énergétiques à 233 TWh horizon 2035.
 Source : Stratégie française pour l'énergie et le climat mise en consultation en 2023.

** Modélisation Sia Partners
 *** Source : UFIP

Impact commercial. Importations contraintes d'e-kérosène évitées

A partir de 2035, les mandats d'incorporation d'e-kérosène pourraient être calculés à l'échelle de chaque aéroport, et non plus à l'échelle de l'Union Européenne comme le permettent dans un premier temps des mécanismes de flexibilité. A défaut de développer sa propre filière nationale de production, la France pourrait ainsi être contrainte d'importer de l'e-kérosène pour atteindre ses cibles réglementaires, avec des impacts négatifs sur sa balance commerciale. A l'inverse, le développement d'une production domestique serait une opportunité pour développer des exportations de produit et de savoir-faire vers d'autres pays européens.

Indicateur

14. Impact des importations d'e-kérosène évitées sur la facture énergétique française en 2035
1 498 M€ – 2 623 M€

Jusqu'en 2035, l'initiative ReFuelEU prévoit que l'obligation d'incorporation de carburants de synthèse dans l'offre de kérosène sera calculée à l'échelle de l'Union Européenne et non à l'échelle de chaque aéroport, de manière dérogoatoire. La réglementation prévoyait que la Commission Européenne évalue avant le 1^{er} juillet 2024 les éventuelles évolutions à apporter à ce mécanisme de flexibilité.

Pour estimer l'impact potentiel que l'absence de développement d'une filière nationale aurait sur nos importations, nous avons eu recours à une estimation du prix du e-kérosène à horizon 2035-2040. Sur la base d'entretiens réalisés avec des experts nous estimons que celui-ci sera situé entre 4000€/t (≈ 4150€/tep) et 7000€/t (≈ 7270€/tep).*

L'évolution de la demande en e-kérosène considérée pour ces estimations est basée sur la feuille de route de décarbonation du secteur aérien construite conformément à l'article 301 de la loi climat et résilience.

Note méthodologique

Enjeux liés à la balance commerciale

En 2019, année de référence pré-covid, la consommation française de kérosène s'est élevée à 7,1 Mtep selon le CPDP tandis que la production des raffineries françaises était de l'ordre de 4 Mtep. C'est donc environ 45% de la consommation de kérosène qui a été importée depuis l'étranger. Le développement d'e-fuels constitue une opportunité de relocaliser en France cette production.

Si l'ensemble des projets cartographiés se concrétise d'ici une décennie, la France bénéficiera dans un premier temps d'un excédent de production par rapport aux cibles ReFuelEU. Cet excédent pourra néanmoins être valorisable via deux leviers :

- Exportation
- Mise à profit du mécanisme de flexibilité dit « Book-and-Claim » (voir ci-contre) : revente de certificats d'incorporation d'e-fuels à des acteurs européens ou atteinte des cibles européennes des fournisseurs de carburants par le seul fait d'une consommation française

A l'inverse, la fin possible du mécanisme de flexibilité à partir de 2035 pourrait contraindre les acteurs français à importer de l'e-kérosène en cas d'un déficit d'offres en France.

Importations d'e-kérosène nécessaires en l'absence de filière nationale



Un prix de la tonne de e-kérosène compris entre 4 000 €₂₀₂₄ et 7 000 €₂₀₂₄ est estimé pour les premiers projets*. Comparer au prix tendanciel du kérosène conventionnel estimé par l'Académie des technologies à 1 200 €₂₀₂₄/t pour la période 2030-2050, le e-kérosène sera donc 3 à 6 fois plus cher que son équivalent fossile. A plus long terme, l'intégration de briques technologiques permettant l'amélioration des rendements nous permet d'envisager un prix cible situé dans un intervalle de 2 000 €₂₀₂₄/t à 4 000 €₂₀₂₄/t.**

Sources :

* Entretiens réalisés avec des experts du secteur ** Académie des Technologies, La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables (2023) ; Académie de l'Air et de l'Espace, Vers un transport aérien décarboné (2024)

Glossaire.

k	Kilo, Mille (10 ³)	CO₂	Dioxyde de carbone (« carbone » par raccourci)
M	Méga, Million (10 ⁶)	CO₂ Fossile	Émissions de dioxyde de carbone résultant de la combustion ou de procédés de transformation de matières fossiles
G, Md	Giga, Milliard (10 ⁹)	CO₂ Biogénique	Émissions de dioxyde de carbone résultant de la combustion ou de procédés de transformation de biomasse
T	Téra, Billion (10 ¹²)	CSC	Capture et Stockage du Carbone
€	Euro	DAC	Direct Air Capture (captage atmosphérique du CO ₂)
ha	Hectare	e-fuel	Électro-carburant, carburant de synthèse
L	Litre	EnR, RES	Énergies Renouvelables, Renewable Energy Sources
m, m², m³	Mètre, mètre carré, mètre cube	GES	Gaz à Effet de Serre
t	Tonne	GNL	Gaz Naturel Liquéfié
tep	Tonne d'équivalent pétrole	H₂	Dihydrogène (« hydrogène » par raccourci)
W	Watt	H₂O	Monoxyde de dihydrogène (« eau » par raccourci)
Wh	Watt-heure	IEA	International Energy Agency
ACV	Analyse de Cycle de Vie	CAPEX, OPEX	Dépenses d'investissement, d'exploitation
N/A	Non Applicable	PME	Petite ou Moyenne Entreprise
NB	Nota Bene	PPA	Power Purchase Agreement
n.d	Non Divulgué	R&D	Recherche et Développement
TRL	Technology Readiness Level (échelle 1-9)	Bas carbone (électricité, e-fuel, H₂)	Issu de la valorisation de moyens de production d'électricité renouvelable ou nucléaire
		LNFNBO	Low Carbon Fuel of Non Biological Origin (carburant bas carbone d'origine non biologique)
		RCF	Recycled Carbon Fuel (carburants à base de carbone recyclé)
		RED II, RED III	Renewable Energy Directive II, III
		RFNBO	Renewable Fuel Of Non Biologic Origin (carburant renouvelable d'origine non biologique)
		rWGS	Reverse Water Gas Shift
		SAF	Sustainable Aviation Fuel (Carburant d'Aviation Durable)
		SMF	Sustainable Maritime Fuel (Carburant Maritime Durable)
		UE, EU	Union Européenne, European Union

Méthodologie.

Périmètre

Cette seconde édition de l'Observatoire français des e-fuels publiée en septembre 2024 couvre le e-méthane, le e-méthanol, le e-kérosène ainsi que ses co-produits de synthèse dont le contenu énergétique est partiellement ou totalement d'origine électrique. Est donc incluse dans cette étude la part du volume énergétique des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Le périmètre géographique retenu correspond aux 13 régions métropolitaines de France et la cartographie des projets d'implantation englobe les projets pilotes et démonstrateurs annoncés publiquement. Les projets n'ayant pas abouti ne sont pas inclus, de même que les projets clôturés et les projets encore confidentiels.

Sources

Les données et informations fournies dans le cadre de cette publication sont le résultat d'analyses internes basées sur des informations publiques et disponibles. Sia Partners fournit cet outil à titre d'information uniquement et ne peut être tenu responsable de l'exactitude ou de l'exhaustivité des données. Les sources utilisées sont référencées sur les pages correspondantes. Ce sont des sources étatiques ou officielles (ADEME, Secrétariat Général à la Planification Écologique, Commission Européenne, etc.), des sources provenant d'associations liées au secteur des e-fuels et d'organisations sectorielles (Evolen, France Hydrogène, e-Fuel Alliance, etc.), des sources indépendantes de travaux de recherche scientifique (Journal of Cleaner Production, Journal of Hydrogen Energy, Dr. Chris Malins, etc.), des sources d'acteurs privés producteurs et consommateurs d'e-fuels ou porteurs de projets (CMA-CGM, Engie, Hynamics, etc.) et enfin, toutes les sources de données publiques en accès libre.

Analyse

Sia Partners met régulièrement à jour sa base de données interne sur les projets d'e-fuels en France et leurs caractéristiques (intrants, capacités, puissances, technologies, coûts, etc.). Les sources de données sont vérifiées afin de garantir une consolidation fiable des indicateurs et de s'assurer que la version la plus récente soit à jour concernant les filières d'e-fuels couvertes dans le périmètre de l'étude.

Les éléments présentés dans ces travaux ont été soumis à la validation des membres du Bureau français des e-fuels (<https://www.bureau-efuels.com/>).

Annexes.

Hypothèses retenues pour le calcul
des différents indicateurs

- ▶ Capacité de production
- ▶ Besoin en électricité
- ▶ Besoin en carbone
- ▶ Besoin hydrique
- ▶ Besoin foncier

Calcul des indicateurs. Capacité de production

Afin de calculer les indicateurs de capacité de production des différents projets identifiés pour les principales molécules, nous nous sommes appuyés sur les **volumes de production actuels ou envisagés et qui ont fait l'objet d'une communication** par les porteurs de projets. Les capacités de production en co-produits des projets pour lesquels la voie technologique utilisée et/ou le niveau de co-produits n'a pas été communiqué, ont fait l'objet d'une estimation sur la sélectivité de la synthèse. Les données récoltées ont été converties en **tonnes équivalents pétrole (tep)** pour faciliter les comparaisons des volumes obtenus. Seule la **part électro-sourcée des e-biofuels** a été prise en compte.

Capacité de production des principales molécules sur la base des capacités de production annoncées

Pour nos calculs, nous nous sommes basés sur les **densités des molécules fossiles** puisque les molécules de synthèse leur sont identiques en termes de composition chimique.

Densités énergétiques volumique et massique des différentes molécules

Unité	(e-) hydrogène <i>Liquide</i>	(e-) méthane <i>Gaz</i>	(e-) méthanol <i>Liquide</i>	(e-) kérosène <i>Liquide</i>	= 1 tep	Valeurs énergétiques <i>(base PCS)</i>	
m ³	4,88	1153,00	2,91	1,20		Bep	6,84
L	4877,97	1 153 000,00	2908,33	1204,08		Tec	1,57
kg	346,34	757,52	2300,49	963,26		GJ	45,37
						MWh	12,60

Hypothèses pour l'estimation de la part électro-sourcée des e-biofuels

Le volume énergétique de carburants produit par valorisation de la biomasse peut être doublé suite à une injection d'hydrogène (Académie des technologies, 2023 ; ADEME, 2023). Lorsque la part d'hydrogène incorporée n'est pas communiquée, nous considérons que la **moitié des capacités annoncées de e-biofuels est électro-sourcée**.

Estimation des capacités de production des co-produits

Pour les projets d'e-kérosène, lorsque les porteurs de projets n'ont pas communiqué sur la voie technologique utilisée (Fischer-Tropsch ou Methanol-to-jet) et/ou leur niveau de co-produits, il a été supposé un recours au procédé Fischer-Tropsch pour la synthèse avec une sélectivité retenue de 60% pour la production de e-kérosène conformément au rapport de l'Académie des Technologies La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables (2022). Lorsque les projets recourent à un procédé Methanol-to-jet, les co-produits n'ont pas été comptabilisés du fait de leur faible importance (< 5%).

Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ Périimètre retenu pour la construction des indicateurs

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ Hors périmètre des indicateurs

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

Calcul des indicateurs. Besoin en CO₂

Le calcul de l'indicateur des besoins en carbone (CO₂) s'appuie sur le croisement des valeurs de l'indicateur des capacités de production de chaque molécule ainsi que sur des hypothèses techniques issues de la littérature de référence quant aux besoins en CO₂ pour un volume de production d'e-fuel donné.

Besoin en carbone

Calcul des besoins par molécule

Le carbone est utilisé pour la synthèse des e-fuels comme intrant avec l'hydrogène. Les e-biofuels correspondent à des biofuels produits à partir de biomasse végétale, animale ou de déchets et qui ont été enrichis à l'hydrogène. **La part électro-sourcée des e-biofuels ne comprend donc pas d'utilisation de carbone.**

Molécule	Source des données brutes	Données brutes : MtCO ₂ /Twh d'e-fuels	Hypothèses retenues par l'Observatoire : tCO ₂ /tep
e-méthane	Cas conservateur – Rapport ADEME (2023) Electro-carburants en 2050, quels besoins en électricité et en CO₂ ?	0,2	2,33
e-méthanol		0,23	2,67
e-kérosène		0,51	3,55
co-produits		N / A	3,55

L'estimation des besoins en CO₂ par tep pour la production d'e-kérosène via le procédé Fischer-Tropsch suppose la valorisation intégrale des co-produits de ce procédé. Le rapport ADEME ne faisant pas état d'une valorisation des co-produits, il a été décidé de leur attribuer un besoin en CO₂ identique à celui du e-kérosène.

Hypothèse de capture du carbone à partir de sources industrielles

Il est considéré dans le cadre de cette étude que l'approvisionnement en CO₂ pour les besoins de la filière dans un premier temps sera réalisé à partir du captage de fumées et non de technologies de Directe Air Capture. Hypothèse cohérente au regard de l'état actuel des technologies et de ce qui a pu être observé sur les projets en cours. Cette hypothèse a notamment son importance dans le calcul des besoins électriques pour le captage du CO₂.

Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ Périmètre retenu pour la construction des indicateurs

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ Hors périmètre des indicateurs

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

Calcul des indicateurs. Besoin électrique

Les calculs de l'indicateur des besoins en électricité et de la part du mix électrique bas carbone à y consacrer, s'appuient sur (1) les **capacités de production** des différents projets, (2) sur une **hypothèse de rendement de la chaîne de valeur (procédés de synthèse et d'électrolyse) de 45% à horizon 2030**, et (3) sur les **besoins en CO₂**. Ce rendement comprend l'électrolyse de l'eau, la synthèse des e-fuels, la Balance of Plant et la capture du CO₂. Pour l'e-kérosène, le rendement énergétique total de 45% suppose une **valorisation intégrale des co-produits**. Il est à noter que ce rendement de 45% ne tient pas compte de potentiels développements technologiques qui permettront à terme d'atteindre potentiellement jusqu'à 55% au-delà de l'horizon 2030*.

Besoin en électricité hors captage de CO₂ (électrolyse + synthèse)

➤ Besoins en électricité

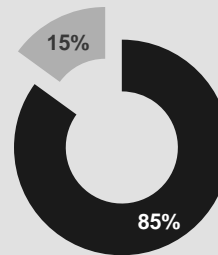
Nous avons d'abord converti les capacités de production en tep en TWh afin d'y appliquer un rendement de 45%*.

Molécule	MWh/tep
e-méthane	25,84
e-méthanol	25,84
e-kérosène	25,84
co-produits	25,84

➤ Répartition du besoin électrique**

Nous avons ensuite utilisé une hypothèse pour la répartition du besoin électrique sur la chaîne de valeur synthèse + électrolyse.

Synthèse des e-fuels



Electrolyse de l'eau

Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ Périmètre retenu pour la construction des indicateurs

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ Hors périmètre des indicateurs

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

Besoin en électricité pour le captage du carbone

Molécule	MWh/tCO ₂ capté	Hypothèse	Source
e-méthane	0,2	Captage du CO ₂ à partir de fumées	<u>Rapport ADEME (2023)</u> <u>Electro-carburants en 2050, quels besoins en électricité et en CO₂ ?</u>
e-méthanol	0,2		
e-kérosène	0,2		
co-produits	0,2		

A noter : Différents procédés existent pour le captage de CO₂ nécessitant de l'électricité et/ou de la chaleur. Par souci de simplification, il est fait l'hypothèse que les procédés utilisés utiliseront uniquement de l'électricité et/ou que la chaleur pouvant être nécessaire sera recyclé à partir de la chaleur émise par les différents procédés de synthèse utilisés.

* Source : Dire d'experts membres du Bureau français des e-fuels ; Feuille de route vers la production d'e-carburant, *Académie des technologies, 2023* ; A Techno-Economic Assessment of Fischer-Tropsch Fuels Based on Syngas from Co-Electrolysis, *Ralf Peters et al, 2022*

** Non prise en compte des solutions de co-électrolyse de l'eau et du CO₂, envisageable au-delà de l'horizon 2030

Calcul des indicateurs. Disponibilité de l'électricité bas carbone

Le besoin électrique ainsi calculé pour la production d'e-fuels à horizon 2030 est rapporté à la production d'électricité bas carbone estimée à la même échéance. Les volumes futurs de production d'électricité bas carbone peuvent être estimés de deux manières : à l'échelle nationale en s'appuyant sur les objectifs de la stratégie énergie-climat et à l'échelle régionale sur la base des SRADDET régionaux et sources qui sont présentées ci-dessous.

Production d'électricité bas carbone à l'échelle nationale

Les projections à horizon 2030 et 2035 pour la partie EnR ont été réalisées sur la base des objectifs proposés dans la stratégie française énergie-climat soumise à consultation publique fin 2023 et sur la base des objectifs fixés à EDF par le gouvernement pour la partie nucléaire.

	Centrale	2030	2035	Source
Photovoltaïque		65 TWh	93 TWh	Stratégie française pour l'énergie et le climat (2023)
Eolien terrestre		64 TWh	80 TWh	
Eolien en mer		14 TWh	70 TWh	
Hydro-électricité		54 TWh	54 TWh	
Nucléaire		400 TWh	400 TWh	
TOTAL		597 TWh	697 TWh	

Production d'électricité bas carbone à l'échelle régionale

Région	Nucléaire (à horizon 2030)		Source	EnR (à horizon 2030)	Explication	Source
	Capacité (MW)	Production (TWh)		Production (TWh)		
ARA	13400	98,2	Le parc nucléaire français – IRSN (2022)	71	Analyse Sia Partners sur la base des données issues des sources ci-contre. Lorsque les objectifs sont exprimés en capacité installées, des estimations du potentiel de production ont été faites sur la base d'une répartition conforme au Mix EnR nationale et de facteurs de charges propres à chaque source.	SRADDET
NAQ	6200	42,1		28,2		SRADDET
NOR	12050	63,2		23		SRADDET
HDF	5400	42,1		25		RTE
PAC	-	-		44,1		SRADDET
PDL	-	-		23,0		Transition Ecologique Observatoire
GES	10700	56,1		22,5		DREAL Grand Est
OCC	2600	14		28,7		SRADDET
BFC	-	-		23,8		RTE
CVL	-	84,2		10,7		SRADDET

Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ Périmètre retenu pour la construction des indicateurs

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ Hors périmètre des indicateurs

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

Calcul des indicateurs. Besoin hydrique (partie 1)

Le calcul de l'indicateur des besoins hydriques s'appuie sur le croisement des valeurs de l'indicateur des capacités de production de chaque molécule ainsi que des hypothèses techniques issues de la littérature de référence quant aux consommations d'eau pour un volume de production d'e-fuel donné. Nos calculs prennent en compte les besoins de prélèvement sur l'ensemble de la chaîne de production des e-fuels : opérations d'électrolyse de l'eau, de refroidissement des électrolyseurs, de captage du CO₂, et de refroidissement des équipements permettant la synthèse des e-fuels. Il est également fait une distinction entre l'eau prélevée et l'eau consommée, la différence entre les deux valeurs étant la quantité d'eau qui pourrait être restituée au milieu naturel.

Besoins en en eau relatifs à l'électrolyse

Eau déminéralisée consommée par tonne d'H ₂ produite (électrolyse de l'eau)		Eau prélevée par tonne d'H ₂ produite	
Valeur	Source	Valeur	Justification
11 l/kgH ₂	Dire d'experts du secteur	15 à 50 l/kgH ₂	Analyse Sia Partners sur la base d'un benchmark des technologies de déminéralisation d'eau et des techniques de refroidissement disponibles

Besoins en hydrogène par molécule

Molécule	Besoin en H ₂ /tep produite		
	Source des données brutes	Données brutes : TWh H ₂ / Twh d'e-fuel	Hypothèses retenues pour l'Observatoire : tH ₂ /tep
e-méthane	Cas conservateur – Rapport ADEME (2023) <i>Electro-carburants en 2050, quels besoins en électricité et en CO₂ ?</i>	1,4	0,4536
e-méthanol		1,1	0,4158
e-kérosène		2,7	0,6124
co-produits		N/A	0,6124

Besoins en eau relatifs au captage du CO₂

Eau consommée par tonne de CO ₂ captée	
Valeur	Source
2 150 l/tCO ₂	<i>Water footprint of CCS technologies, L. Rose & Co (2020)</i>

Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ Périmètre retenu pour la construction des indicateurs

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ Hors périmètre des indicateurs

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

Calcul des indicateurs. Besoin hydrique (partie 2)

Le calcul de l'indicateur des besoins hydriques s'appuie sur le croisement des valeurs de l'indicateur des capacités de production de chaque molécule ainsi que des hypothèses techniques issues de la littérature de référence quant aux consommations d'eau pour un volume de production d'e-fuel donné. Nos calculs prennent en compte les besoins de prélèvement sur l'ensemble de la chaîne de production des e-fuels : opérations d'électrolyse de l'eau, de refroidissement des électrolyseurs, de captage du CO₂, et de refroidissement des équipements permettant la synthèse des e-fuels. Il est également fait une distinction entre l'eau prélevée et l'eau consommée, la différence entre les deux valeurs étant la quantité d'eau qui pourrait être restituée au milieu naturel.

Besoins en eau relatifs à la production des e-fuels sur l'ensemble de la chaîne de valeur

Molécule	Eau prélevée pour le refroidissement des équipements permettant la synthèse des e-fuels			A titre indicatif, production d'eau après la synthèse	
	Valeur	Justification	Source	Valeur	Source
e-méthane	22 665 l/tep	Ratio de 1,65 entre et les volumes d'eau prélevés pour la synthèse des e-fuels d'une part et ceux prélevés pour la production d'hydrogène et la capture du CO ₂ d'autre part	<u>Rapport CONCAWE (2019) – A look into the role of e-fuels</u>	1884 l/tep	<u>CONCAWE & ARAMCO (2024) - E-fuels : A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050</u>
e-méthanol	20 814 l/tep			1248 l/tep	
e-kérosène	27 046 l/tep			1768 l/tep	
co-produits	15 727 l/tep			1179 l/tep	

Alors que la majeure partie de la chaîne de valeur de la production d'e-fuels rejette moins d'eau qu'elle n'en prélève, la synthèse est un processus qui conduit à un important prélèvement d'eau pour le refroidissement des équipements, des catalyseurs notamment, mais dont la consommation en bout de chaîne est assurée par le procédé.

Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ Périmètre retenu pour la construction des indicateurs

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ Hors périmètre des indicateurs

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

Calcul des indicateurs. Besoin foncier

L'indicateur des besoins fonciers matérialise les surfaces d'exploitation nécessaires à la chaîne de production des e-fuels, depuis les électrolyseurs qui fournissent l'hydrogène jusqu'aux plateformes de synthèse intégrant les divers réacteurs (méthanation, méthanolation, Fischer-Tropsch, etc.). Le calcul de l'indicateur s'appuie autant que possible sur les valeurs communiquées par les porteurs de projets. A défaut de communication, les besoins fonciers d'une partie des projets ont été estimés par extrapolation de données communiquées par des porteurs de projets.

Besoin foncier des projets ayant communiqué sur la donnée

Molécule	Projet retenu	Besoin foncier communiqué	Capacité de production
e-méthane	Methycentre	2 ha	190 tep
e-méthanol	H ₂ V Marseille	40 ha	60 857 tep
	eM-Lacq	45 ha	86 938 tep
e-kérosène & co-produits	BioTJet	47 ha	41 000 tep
	France KerEAUzen	19 ha	72 669 tep

Hypothèses retenues pour l'estimation des besoins des autres projets

Molécule	Hypothèse retenue
e-méthane	1052,63 ha/ktep
e-méthanol	58,74 ha/ktep
e-kérosène	42,23 ha/ktep
co-produits	28,16 ha/ktep

Prise en compte partielle de la contribution aux filières biocarburants

✓ Périmètre retenu pour la construction des indicateurs

Scope 1 : e-fuels strictement électro-sourcés

Carburants et combustibles dont le contenu énergétique est d'origine électrique et provient exclusivement d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone non sourcé directement dans la biomasse.

Scope 2 : part électro-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine électrique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de l'injection d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

✗ Hors périmètre des indicateurs

Scope 3 : part bio-sourcée des e-biofuels

Volume énergétique d'origine biologique inclus dans les biocarburants enrichis à l'hydrogène, correspondant à la part d'énergie finale des e-biocarburants issue de la gazéification de la biomasse.

Contacts.



Charlotte de Lorgeril

Partner
Energy, Utilities & Environment
Sia Partners
charlotte.delorgeril@sia-partners.com

Auteurs.



Yann Lesestre
Manager
Energy, Utilities & Environment
Sia Partners
yann.lesestre@sia-partners.com



Liam Legrand
Consultant
Energy, Utilities & Environment
Sia Partners

BUREAU
FRANÇAIS
des **e-fuels**

SIAPARTNERS

Charlotte de Lorgeril

Partner Energy, Utilities & Environment
charlotte.delorgeril@sia-partners.com

Septembre 2024* 

**Observatoire français
des e-fuels.**

* Données consolidées au 30/06/2024

© Airbus SAS 2022 Sylvain Ramadier