

Concertation préalable Projet H2V Thionville

Avis de l'association les Shifters

1 Synthèse

H2V ambitionne de construire à Thionville, l'un des gros sites industriels de production d'hydrogène vert en France, par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable. Il s'inscrit dans la stratégie nationale de décarbonation du transport maritime, un secteur particulièrement difficile à électrifier, et vise à produire de l'e-méthanol pour les besoins du fret international.

L'association des Shifters reconnaît l'intérêt stratégique de cette initiative, dès lors qu'elle s'intègre dans un cadre de planification énergétique rigoureux. En tant que carburant de synthèse destiné à un usage non électrifiable, l'e-méthanol représente l'un des rares cas pour lesquels la production d'hydrogène par électrolyse se justifie.

Cependant, plusieurs interrogations majeures demeurent :

1. L'approvisionnement en électricité bas-carbone, de l'ordre de 2 TWh par an, doit être garanti, sans perturber la disponibilité énergétique pour d'autres usages prioritaires tels que l'industrie locale, le chauffage, les transports en commun ou la mobilité légère ;
2. L'origine du CO₂ – annoncée comme biogénique, issu de la méthanisation – reste incertaine et semble quantitativement insuffisante à l'échelle régionale. Le recours à du CO₂ fossile compromettrait l'intérêt climatique du projet ;
3. La résilience du site devra être approfondie quant à la pérennité des installations face à l'aggravation prévisible des aléas climatiques (disponibilité en eau, crues), sachant qu'elle aura un impact non négligeable sur le bilan carbone de la production.

En outre, face à la multiplication des projets de ce type sur le territoire national, l'association appelle de ses vœux des consultations et des choix coordonnés, fondés sur des critères explicites d'efficacité énergétique, de pertinence d'usage, de localisation stratégique et d'analyse de cycle de vie.

En conclusion, l'association des Shifters :

- **Salue la finalité du projet**, orientée vers un usage maritime reconnu comme utile dans les scénarios de transition ; reste réservée sur l'utilisation dans l'aviation
- **Souligne que son efficacité climatique dépend de conditions non démontrées à ce jour**, notamment la traçabilité du CO₂, l'accès à une électricité réellement décarbonée, et la sécurisation effective du site ;
- **Appelle à une évaluation comparative de l'ensemble des projets d'envergure**, afin d'éviter un déploiement désordonné et énergivore de la filière hydrogène, contraire aux principes de sobriété qui sous-tendent la Stratégie Nationale Bas Carbone.

2 L'approche du Shift Project

Le Shift Project a une vision structurée de la place de l'hydrogène dans la transition énergétique. Le Plan de Transformation de l'Economie Française (PTEF) souligne l'intérêt de cette filière pour certains usages ciblés,

- Décarboner l'industrie, en particulier la sidérurgie ;
- Décarboner la production d'engrais.

De manière plus ponctuelle, l'hydrogène pourrait également être mobilisé pour :

- La mobilité lourde ;
- Le stockage d'énergie.

Cependant, compte tenu des faibles rendements énergétiques associés et des limites actuelles des capacités de production électrique bas-carbone, le Shift Project n'envisage pas de développement massif de l'hydrogène pour ces deux usages.

3 La question des ressources

Les principales ressources nécessaires au développement du projet sont les suivantes :

1. L'énergie électrique ;
2. L'eau et un réseau sécurisé d'approvisionnement ;
3. Du CO₂ biogénique, pour la synthèse du méthanol à partir de l'hydrogène ;
4. Le terrain destiné à accueillir l'usine ;
5. La possibilité d'acheminer les produits finis par voie ferroviaire, fluviale ou routière.
6. Un tissu industriel de sous-traitants qualifiés ;
7. Des centres de formation technique adaptés.

Ces ressources présentes sur le site du projet, font l'objet de points d'attention ou d'alerte, sans que cela ne préjuge de la validité globale du projet.

3.1. Disponibilité de l'énergie électrique

Le projet nécessitera environ 2 000 GWh d'électricité par an pour alimenter les 400 MW d'électrolyseurs en fonctionnement nominal. D'autres projets électro-intensifs sont en cours sur notre territoire qui ne dispose probablement pas de capacités locales renouvelables suffisantes. L'ensemble de ces projets aura des impacts sur le réseau national, avec des conséquences potentielles sur sa configuration et sur la disponibilité de l'électricité renouvelable pour d'autres usages.

3.1.1. Le raccordement au réseau de transport

Les faisceaux de tracés présentés lors des réunions publiques montrent qu'il existe plusieurs options de passage, dont certaines semblent compatibles avec l'évitement des zones urbanisées ou qui devraient être préservées pour d'autres fins.

Les points de vigilance concerneront notamment la protection de la nature et des espèces protégées, à préciser au terme d'études plus approfondies. Le recours à une ligne enterrée permet de limiter l'emprise au sol (faible profondeur, quelques mètres) ; les principales perturbations concerneront la phase de construction, en particulier la création de chemins d'accès temporaires et ceux pour les interventions futures d'entretien.

3.1.2. La nature bas-carbone de l'électricité utilisée

La moitié de ses besoins électriques seraient couverts par des contrats de long terme avec des installations de production bas-carbone, via des Power Purchase Agreements (PPA).

Ce type de contrat assure un débouché sécurisé, favorable au financement d'installations nouvelles de production d'électricité renouvelable.

Cependant, sur le plan physique, la consommation de l'usine et la production des installations contractuelles ne seront pas synchronisées. L'usine continuera de fonctionner à régime optimal, même lorsque l'installation partenaire sera à l'arrêt. Elle consommera donc l'électricité du réseau Français, plus ou moins décarbonée selon le profil horaire de production nationale.

Ainsi, la revendication d'une production d'hydrogène décarboné ne peut distinguer H2V des autres producteurs que si des mécanismes spécifiques sont mis en place, notamment une réduction de la consommation lors des pics de demande, lorsque le système électrique sollicite les centrales thermiques. Un contrat d'effacement volontaire durant ces périodes critiques constituerait un premier signal crédible dans ce sens.

3.2. La ressource en eau est-elle suffisante ?

Bien que la demande du projet reste modeste par rapport à d'autres usages industriels ou agricoles, la disponibilité de la ressource en eau devient un enjeu critique en période de sécheresse. Le projet devra garantir que ses prélèvements resteront compatibles avec les équilibres hydriques locaux, dans un contexte de modification du régime de la Moselle sous l'effet du changement climatique. Compte tenu de la durée de vie prévue de l'usine, H2V devra anticiper des périodes de restrictions et adapter le fonctionnement de ses installations en conséquence.

L'entreprise envisage le recours à des technologies de refroidissement économes en eau, ainsi qu'à des dispositifs de recyclage interne. Il conviendra de vérifier que ces intentions seront concrètement mises en œuvre, même si cela suppose des investissements supplémentaires.

Par ailleurs, H2V prévoit de s'approvisionner exclusivement à partir d'eaux de surface, sans recourir à des forages. Cette orientation contribue à la préservation des nappes phréatiques. Ce type de prélèvement requiert des installations de traitement préliminaire conséquentes. Ils généreront des résidus liquides et solides, concentrant les impuretés extraites du procédé industriel. Le traitement de ces effluents fera l'objet d'une vigilance particulière.

3.3. Le CO₂ biogénique existe-t-il à proximité ?

La synthèse de méthanol requiert du dioxyde de carbone, idéalement d'origine non fossile. La combustion du e-méthanol entraîne l'émission de ce même CO₂, à proportion du carbone contenu dans le carburant. Cette opération n'est donc pas neutre en carbone. L'argument de « neutralité » repose sur l'hypothèse que ce CO₂ aurait, en l'absence de valorisation, été émis de toute façon dans l'atmosphère.

Par conséquent, l'utilisation de CO₂ capté dans le cadre d'une obligation réglementaire – comme cela pourrait être le cas pour une cimenterie – ne saurait être envisagée, car ce CO₂ devrait être stocké géologiquement. Le détourner vers une réémission serait contre-productif du point de vue climatique.

H2V n'envisage pas ce type de captage contraint. Le projet prévoit un approvisionnement en CO₂ auprès d'unités locales de méthanisation. Or, le potentiel de captation biogénique dans le périmètre régional reste à ce jour incertain, et probablement insuffisant à grande échelle. Faute d'un flux significatif et régulier de CO₂ compatible avec les exigences de neutralité carbone, le projet perdrait une grande part de sa justification environnementale.

De plus, la dispersion géographique des unités de méthanisation exclut l'usage de canalisations ou de convois ferroviaires pour le transport du CO₂. Il est donc probable qu'une flotte de camions soit nécessaire. H2V devrait étudier la possibilité d'utiliser des camions électriques.

3.4. Le terrain prévu, ancien site industriel, est-il compatible ?

Le projet s'implante sur une friche industrielle, ce qui limite l'impact sur les espaces naturels ou agricoles. Toutefois, toute réindustrialisation s'accompagne de nuisances potentielles en matière de circulation, de bruit, ou d'atteinte à la biodiversité locale. Une étude d'impact approfondie devra évaluer ces effets et définir des mesures de compensation adaptées.

Un diagnostic environnemental des sols et des gaz du sol a déjà été réalisé. Il révèle la présence de métaux lourds, ainsi que de fluorures dans les sols et les eaux souterraines. H2V prévoit un plan de gestion des terres, visant à protéger les futurs usagers contre ces polluants et à prévenir les risques de mobilisation des substances toxiques par les eaux de ruissellement.

Il conviendra toutefois de s'assurer que le calendrier de construction ne serve pas de prétexte pour reporter ou contourner les obligations de dépollution incombant aux responsables des pollutions historiques, notamment pour les éléments susceptibles d'être remis en circulation par les eaux souterraines.

3.5. Le transport du e-méthanol et de l'hydrogène

H2V envisage le transport de ses produits finis par voie ferroviaire. Une étude de risques sera probablement conduite pour évaluer les points de chargement et les scénarios d'incident liés au transport.

Étant donné l'implantation du site sur un port fluvial et la destination maritime du produit, il est imaginable d'envisager un acheminement par voie d'eau.

Nous souhaiterions que H2V explicite les contraintes, techniques ou économiques, qui la conduisent à privilégier le transport ferroviaire à destination du Havre ou de Dunkerque.

Par ailleurs, le projet ne prévoit aucun stockage d'hydrogène, celui-ci étant directement utilisé dans la production d'e-méthanol. Ce choix serait remis en question si l'usine envisageait de fournir des industriels locaux en hydrogène. De plus, l'arrêt systématique de la production d'hydrogène lors des interruptions de la synthèse de méthanol constitue un facteur de désoptimisation technique et économique.

Si des stockages venaient à être introduits, les porteurs du projet devront faire preuve d'une totale transparence quant à la gestion des risques associés.

3.6. Autres impacts environnementaux et territoriaux

Outre les ressources mobilisées, le projet soulève plusieurs interrogations sur ses impacts environnementaux locaux, en particulier du fait de son implantation sur une zone anciennement industrialisée.

Risque d'inondation : le site d'Illange est situé en zone partiellement inondable, selon les documents d'urbanisme. Dans un contexte de changement climatique, l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des crues renforce la vulnérabilité du site. Des mesures de protection devront être mises en œuvre : rehaussement, digues, bassins de rétention, etc.

Effets cumulés : le territoire de Thionville concentre déjà plusieurs infrastructures industrielles et logistiques. L'ajout d'un projet de cette ampleur pose la question des effets cumulés (nuisances, pollution atmosphérique, saturation logistique). Un travail de coordination avec les collectivités locales est indispensable afin de préserver l'acceptabilité du projet.

Dans l'ensemble, les impacts environnementaux directs peuvent être limités, sous réserve que des précautions adéquates soient prises. Une vigilance particulière est toutefois requise sur les volets liés au climat et à la pression industrielle globale sur le territoire.

3.7. La formation associée est-elle prévue ?

Ce point d'attention concerne le développement de formations spécifiques à la filière hydrogène, à destination des lycées techniques, des IUT, et de l'Université de Lorraine. L'adéquation entre les besoins en compétences et l'offre de formation régionale conditionnera le succès de la montée en puissance industrielle.

4 Les autres projets hydrogènes en France

La dynamique actuelle du développement de l'hydrogène bas-carbone en France a donné lieu à l'émergence de nombreux projets. La Commission nationale du débat public (CNDP) organise une douzaine de concertations publiques, parmi lesquels plusieurs projets portés par H2V.

L'évaluation comparative des projets ne constitue pas, en principe, le cœur de notre analyse. Toutefois, il convient de rappeler que la production d'hydrogène par électrolyse présente un faible rendement énergétique et implique une consommation d'électricité considérable.

Dans son étude prospective « Futurs énergétiques 2050 » RTE indique que la France pourrait produire suffisamment d'électricité décarbonée à l'horizon 2050, mais que cela représente un défi à la fois technologique et économique. L'électrification massive des usages – combinée à la réindustrialisation – placera le système électrique sous tension.

Dans ce contexte, il est essentiel d'optimiser l'usage de l'hydrogène produit par électrolyse, conformément aux orientations développées au paragraphe 2.

Il serait opportun que les porteurs de projet s'expriment sur l'efficacité relative de leurs différents projets en cours de production d'hydrogène.

5 Empreinte carbone

« Les biocarburants participent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans la mesure où le CO₂ dégagé lors de leur combustion est compensé par le CO₂ absorbé durant la croissance des végétaux.

Tout biocarburant doit prouver une réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre d'au moins 50% par rapport à l'équivalent fossile (60% pour les unités les plus récentes), calculée selon une méthode en Analyse du Cycle de Vie « du puits à la roue ». Les modalités de calcul sont décrites précisément dans la directive Énergies Renouvelables. »

<https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/biocarburants>

L'e-méthanol n'est pas « neutre en carbone ». Il vise à émettre moins de CO₂ que les carburants fossiles actuels. Son empreinte carbone et son impact sur le réchauffement climatique ne sont pas nuls. Il existe de nombreux calculs d'empreinte carbone.

L'IFP Energies Renouvelable réalise des estimations pour l'e-méthanol de 16 gCO_{2e} / MJ PCI en 2025. Puis inférieures à 10 gCO_{2e} / MJ PCI pour les usines construites à partir de 2050.

L'E-Cho, dans le cadre d'une autre concertation publique, la calcule à 360 gCO_{2e} / kg à comparer au diesel estimé à 1 870 gCO_{2e} / kg.

Nous avons tenté un calcul d'ordre de grandeur présenté en annexe 2, avec une estimation de l'ordre de 55 gCO_{2e} / MJ PCI, pour 80 gCO_{2e} / MJ PCI concernant le gas-oil maritime.

Notre estimation n'est pas celle du projet et n'a de valeur que pour son ordre de grandeur. Elle n'est pas meilleure que les deux précédentes réalisées par des promoteurs de projets. Elle nous permet de mieux comprendre les difficultés et pièges de l'exercice.

- 1- Le calcul de l'empreinte carbone ne peut pas être exprimé en gramme de CO₂ par kilo ou par litre. L'e-méthanol n'a ni la même densité énergétique, ni le même poids que le gasoil. Les réglementations préconisent un calcul « du puits à la roue », dit WtW (Well to Wheel) exprimé en gramme de CO₂ par unité d'énergie récupérée à l'hélice, gCO_{2e} / MJ PCI.
- 2- Elles exigent une méthode en Analyse du Cycle de Vie (ACV) sur l'ensemble de la durée de vie du produit, en considérant l'empreinte carbone de chaque traitement, transport, etc. L'empreinte carbone du produit ne dépend pas que de sa composition, mais aussi de l'empreinte carbone de toutes les fonctionnalités utilisées pour le produire.

Enfin nous n'avons pas de retours d'expérience significatifs sur l'ensemble du process industriel en raison du très faible nombre d'installations existantes. Une grande part du calcul comporte des données estimatives ou projetées en fonction de données de laboratoire et non de production en masse.

Notre étude succincte fait apparaître qu'il est difficile d'obtenir des réductions de GES d'au moins 50%, et que l'empreinte carbone de chaque projet mérite d'être finement évaluée.

Il faut aussi s'assurer aussi que les conditions du calcul perdureront dans le temps avec des conditions d'accès aux matières premières (eau, électricité, CO₂ biogénique) et des conditions d'exploitation qui ne se dégraderont pas significativement avec le temps.

Annexe 1

Estimation de la disponibilité en CO₂ biogénique dans un rayon de 100 km autour de Thionville (Moselle, Meurthe-et-Moselle, Meuse)

Objectif

Cette annexe vise à évaluer la quantité de CO₂ biogénique mobilisable par transport routier dans un rayon de 100 kilomètres autour du site de Thionville, en s'appuyant sur les méthaniseurs existants dans les départements français de la **Moselle**, de la **Meurthe-et-Moselle** et de la **Meuse**. Les données sont issues des observatoires régionaux de la méthanisation (ADEME, Région Grand Est) et croisées avec des ratios standard de production de CO₂.

Nous n'avons pas trouvé de données fiables pour estimer les quantités disponibles au Luxembourg, en Belgique et en Allemagne.

1. Nombre d'unités de méthanisation recensées

Département	Nombre total d'unités	Dont injectantes	Source	Fiabilité
Moselle	21	17	Observatoire Grand Est (2021)	● Fiable
Meurthe-et-Moselle	26	26	Observatoire Grand Est (2021)	● Fiable
Meuse	15	14	Observatoire Grand Est (2021)	● Fiable

 **Total injecteurs** dans les trois départements : **57 unités**

2. Capacité énergétique injectée (estimation)

Département	Hypothèse de capacité moyenne	Estimation annuelle (GWh/an)	Fiabilité
Moselle + Meurthe-et-Moselle	35 sites à 10 GWh + 8 sites à 30 GWh	≈ 590 GWh/an	⚠ Moyenne (par typologie)
Meuse	14 sites injectant ≈ 2,1 GWh/an	≈ 29 GWh/an	● Fiable (donnée consolidée)

➡ **Capacité injectée cumulée estimée : ≈ 619 GWh/an**

3. Conversion en CO₂ biogénique mobilisable

Ratio de conversion : **920 à 1 400 tCO₂ pour 10 GWh de biométhane injecté**

Source : ADEME, projets industriels et publications GRTgaz

Département	Plancher (tCO ₂ /an)	Plafond (tCO ₂ /an)	Fiabilité
Moselle + Meurthe-et-Moselle	~54 280	~82 600	⚠ Moyenne à bonne
Meuse (*)	~2 700	~4 060	● Bonne
Total estimé (région accessible ≤ 100 km)	~56 980	~86 660	⚠ Moyenne à bonne

(*) Dans la Meuse il n'y a qu'une seule unité centralisée et 14 installations à la ferme qui n'auront probablement pas les moyens de réaliser du captage CO₂

4. Comparaison avec les besoins du projet H2V Thionville

Besoin annuel estimé en CO₂ pour la production de 150 000 tonnes d'e-méthanol :

≈ **206 000 tCO₂/an**

(calculé selon la stœchiométrie industrielle : 1,375 t CO₂ / t de CH₃OH)

Paramètre	Quantité (tCO ₂ /an)	Source	Fiabilité
CO ₂ mobilisable estimé	56 980 – 86 660	Calculs ci-dessus	⚠ Moyenne à bonne
Besoin du projet H2V	206 250	Dossier H2V	● Fiable

➡ **Taux de couverture estimé : 27 à 42 %** des besoins annuels du projet

5. Observations

- Ces ressources actuelles **ne suffisent pas à couvrir les besoins totaux** en CO₂ du projet H2V Thionville.
- Leur mobilisation supposerait :
 - La **mise en place de dispositifs de captage** du CO₂ sur chaque site (non systématiquement présents à ce jour),
 - Une **logistique de collecte par camion** adaptée (stockage intermédiaire, compression, fréquence des trajets),
 - L'**absence de conflits d'usage** avec d'autres projets utilisant du CO₂

GRDF prévoit une production nationale de **50 TWh/an d'ici 2030**, contre 12 TWh fin 2023. Soit une multiplication par 4 de la production des méthaniseurs.

Si la région suit les mêmes ratios H2V pourrait couvrir ses besoins en collectant la majeure partie des méthaniseurs équipés de captation et aider les autres à s'équiper.

H2V devra probablement contacter également les sucreries, les amidonneries et, avec moins de potentiel, les brasseries.

La disponibilité du CO₂ biogénique en 2030 reste à ce stade incertaine.

Annexe 2

Empreinte carbone de l'e-Méthanol

1. Fabrication de l'e-méthanol et sources d'émissions

L'e-méthanol est un carburant de synthèse produit par combinaison de deux éléments :

- De l'hydrogène obtenu par électrolyse de l'eau ;
- Du CO₂ capté, issu de sources diverses.

La réaction chimique principale : $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) associées à l'e-méthanol dépendent donc :

- De l'intensité carbone de l'électricité utilisée pour produire l'hydrogène ;
- De la nature et de l'origine du CO₂ capté ;
- D'éventuelles émissions indirectes ou fuites dans les procédés de transformation et d'utilisation.

2. Ordres de grandeur de l'empreinte carbone de l'e-méthanol

Rôle de l'électricité : impact déterminant

L'électricité utilisée pour produire l'hydrogène détermine largement le bilan carbone final.

Il est souvent question d'énergie renouvelable, alors que l'élément important pour un calcul d'empreinte carbone est la nature bas-carbone de l'énergie :

- Électricité renouvelable : issue de sources comme le solaire, l'éolien ou l'hydroélectricité. Elle est généralement très peu émettrice de CO₂.
- Électricité bas carbone : inclut à la fois les sources renouvelables et l'électricité d'origine nucléaire. Elle est faiblement émettrice de GES, mais n'est pas classée comme renouvelable.

Source d'électricité	Intensité carbone (gCO ₂ /kWh)	Commentaire
Éolien / solaire (France)	10–20	Renouvelable et bas carbone
Nucléaire (France)	~6	Bas carbone, non renouvelable
Moyenne réseau UE	300–400	Fortement carboné
Charbon / gaz sans capture	700–1000	Incompatible avec la décarbonation

Origine du CO₂

Le carbone incorporé dans l'e-méthanol provient du CO₂ capté. L'impact climatique dépend de sa provenance :

Source de CO ₂	Impact sur le bilan carbone
CO ₂ biogénique	Neutre (carbone récemment émis)
CO ₂ atmosphérique (DAC)	Neutre mais énergivore à capter
CO ₂ industriel fossile	Non neutre – issu d'un carbone ancien

Le CO₂ biogénique est typiquement issu de la fermentation (méthanisation), de l'industrie agroalimentaire ou de la combustion de biomasse. Il est considéré par les réglementations comme neutre dans des conditions strictes de la durabilité de la source.

Données d'empreinte carbone

Nous utilisons le ratio réglementaire composé de l'impact sur l'effet de serre exprimé en en gramme de CO₂ équivalent, **gCO₂e**, rapporté à la quantité d'énergie utilisable pour propulser le bateau exprimé en Mégajoule PCI, **MJ PCI**.

Hypothèse de production	Empreinte carbone (gCO ₂ e/MJ PCI)	Détail
Électricité renouvelable + CO ₂ biogénique	55 – 130	Très bas impact (ACV optimisée)
Électricité nucléaire + CO ₂ biogénique	70 – 145	Bas impact mais non renouvelable
Électricité réseau + CO ₂ fossile	270 – 450	Pire que fossile

Carburants fossiles	gCO ₂ e/MJ PCI	Commentaires
Fioul lourd maritime (HFO)	77 – 85	Source fossile, combustion + amont (ICCT, JEC WtW)
Gasoil maritime (MGO/MDO)	75 – 80	Raffinage plus poussé, meilleure combustion

Il faut noter que la densité énergétique du e-méthanol est la moitié de celle du gasoil et que les calculs exprimés en CO₂ par litre ou par kilos ne sont donc pas pertinents. PCI méthanol : **19,8 MJ/L** ; PCI fioul lourd : **~39 MJ/L**

A énergie utilisée égale, les ordres de grandeur de l'empreinte carbone du e-méthanol et des combustibles fossiles sont dans des ordres de grandeur proches ce qui impose une grande rigueur sur les calculs avant d'annoncer que telle ou telle production de e-méthanol sera décarbonée.

Il est donc utile de préciser les détails du calcul et la fiabilité des données.

Détail du calcul de l'empreinte carbone

Tableau : Émissions par étape et fiabilité des données (gCO₂e/MJ PCI)

Étape du cycle de vie	Estimation (gCO ₂ e/MJ PCI)	Fiabilité	Commentaires
1. Production d'électricité	15 – 40	● Haute	Les données ACV sur solaire, éolien et nucléaire sont largement disponibles et stables dans le temps (ADEME, RTE, IEA, ICCT). L'incertitude vient de l'hypothèse sur la durée de vie des équipements et leur facteur de charge.
2. Électrolyse de l'eau (H ₂)	10 – 30	● Bonne	Données bien connues pour les électrolyseurs PEM et alcalins, mais sensibles au rendement réel (45–70 %), au facteur d'utilisation, et à l'origine de l'électricité. Incertitude modérée si fonctionnement stable.
3. Captage et conditionnement du CO ₂	5 – 15	● Moyenne	Fortement dépendant de la source (méthaniseur, DAC, cimenterie), du niveau de pureté requis, de la distance de transport. Peu d'ACV disponibles avec données terrain pour captage biogénique court rayon.
4. Synthèse du méthanol (réacteur catalytique)	5 – 10	● Moyenne	Peu de données de terrain publiées sur des unités commerciales ; estimations ACV basées sur modèles ou prototypes. Rendements et consommation énergétique parfois extrapolés.
5. Stockage et distribution	5 – 15	● Moyenne	Sensible à la distance, au mode de transport (camion, barge, pipeline), à la température de stockage. Faible transparence des données dans les projets pilotes.
6. Fabrication, maintenance, fin de vie (équipements)	5 – 20	● Bonne	Données ACV robustes disponibles dans les bases Ecoinvent / ADEME pour panneaux PV, électrolyseurs, transformateurs, réacteurs. Incertitude liée au facteur de charge et à la durée de vie réelle.

Synthèse visuelle de la fiabilité

- **Haute** Données bien documentées, peu variables
- **Bonne** Données fiables, mais sensibles à certains paramètres techniques (rendement, durée de vie)
- **Moyenne** Données estimées à partir de modèles, extrapolations, ou peu harmonisées

3. Cadre réglementaire de comptabilisation (UE et France)

Cadre européen : RED II / RED III

Les directives européennes encadrent la comptabilisation des carburants de synthèse au titre des énergies renouvelables :

Pour qu'un e-carburant soit reconnu comme RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin), il faut démontrer :

- L'utilisation d'une électricité renouvelable supplémentaire (non existante auparavant sur le réseau) ;
- Une corrélation temporelle et géographique stricte entre la production d'électricité renouvelable et son usage pour l'électrolyse ;
- Un CO₂ capté issu de sources :
 - Biogéniques,
 - Atmosphériques (DAC),
 - Ou industrielles déclinantes, c'est-à-dire vouées à disparaître (ex. incinérateurs, cimenteries en transition) ;
- Une réduction minimale des émissions de GES par rapport aux carburants fossiles. (De au moins 50% à jusqu'à moins 70% suivant les dates de mise en service des installations de production)

La comptabilité se fait en analyse de cycle de vie complète (ACV).

Application en France

Le ministère de la Transition écologique applique ces règles via la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC), avec des contrôles sur :

- Les certificats de garanties d'origine pour l'électricité ;
- La traçabilité du CO₂ utilisé ;
- La démonstration du caractère renouvelable et additionnel de l'électricité.

Certification

Des schémas de certification vérifient la conformité :

- ISCC, CertifHy, RFNBO Compliance Scheme ;
- Requis pour les marchés maritime et aérien (FuelEU Maritime, ReFuel Aviation).

Conclusion : ce qu'est un e-méthanol "décarboné"

Un e-méthanol peut être considéré comme bas carbone uniquement si :

✅ L'hydrogène est produit avec une électricité bas carbone (nucléaire ou renouvelable), et idéalement renouvelable si l'objectif est la qualification "RFNBO" ;

✅ Le CO₂ est issu d'une source non fossile ou recyclée de manière durable ;

✅ L'ensemble du procédé est optimisé sur son rendement et ses pertes, avec des fuites minimisées.

⚠ Dans le cas contraire, le carburant peut être "synthétique" mais pas "décarboné" – et sa combustion dans les moteurs rejettera bien du CO₂ issu d'une origine fossile.

Ressources documentaires recommandées

ADEME – Études ACV carburants alternatifs (2022)

RTE – Scénarios électriques 2050

Commission européenne – Guide d'application RED III

IEA – e-Fuels and Carbon Neutrality

ICCT – Lifecycle analysis of e-fuels

Ministère français de la Transition énergétique – FAQ sur les RFNBO