



# E-carburants pour les applications maritimes

25 Novembre 2021



## NEW ENERGIES

The energies coalition for transport & logistics

# Synthèse

Les carburants synthétiques développés actuellement font partie [des solutions les plus prometteuses pour atteindre les objectifs de décarbonisation de l'industrie maritime](#) et réduire les émissions qui contribuent au réchauffement climatique.

New Energies, la coalition des énergies pour le transport et la logistique a étudié la viabilité de quatre de ces [e-carburants synthétiques](#) (liquides et gazeux) dérivés [d'hydrogène propre](#), à savoir le [e-ammoniac](#), le [e-hydrogène liquéfié](#), le [e-méthanol](#) et le [e-méthane](#). Pour ce faire, elle a procédé à une analyse approfondie basée sur sept axes et trente critères.

[Le e-méthane et le e-méthanol](#) sont les deux e-carburants les plus prometteurs pour contrer le dérèglement climatique. Toutefois, leur évolutivité et leur disponibilité doivent être améliorées.

Si [le coût total de possession \(CTP\) de ces deux e-carburants est globalement similaire](#), le déploiement des infrastructures de la supply chain pour le e-méthane demandera moins d'efforts, car les installations actuelles pour le GNL pourront être réutilisées.

En effet, le marché du méthane représente à ce jour ¼ de l'énergie consommée dans le monde, contre moins de 0,001 % pour le méthanol. Cet écart majeur devrait avoir un impact positif sur les [perspectives d'évolution et les coûts de production de e-méthane](#).

Pour compléter cette étude, une analyse du cycle de vie (ACV) a été effectuée au cours du deuxième trimestre de 2022, afin de prendre en compte l'ensemble de l'impact environnemental, de la production à la consommation finale.



## 42,6 Mtep

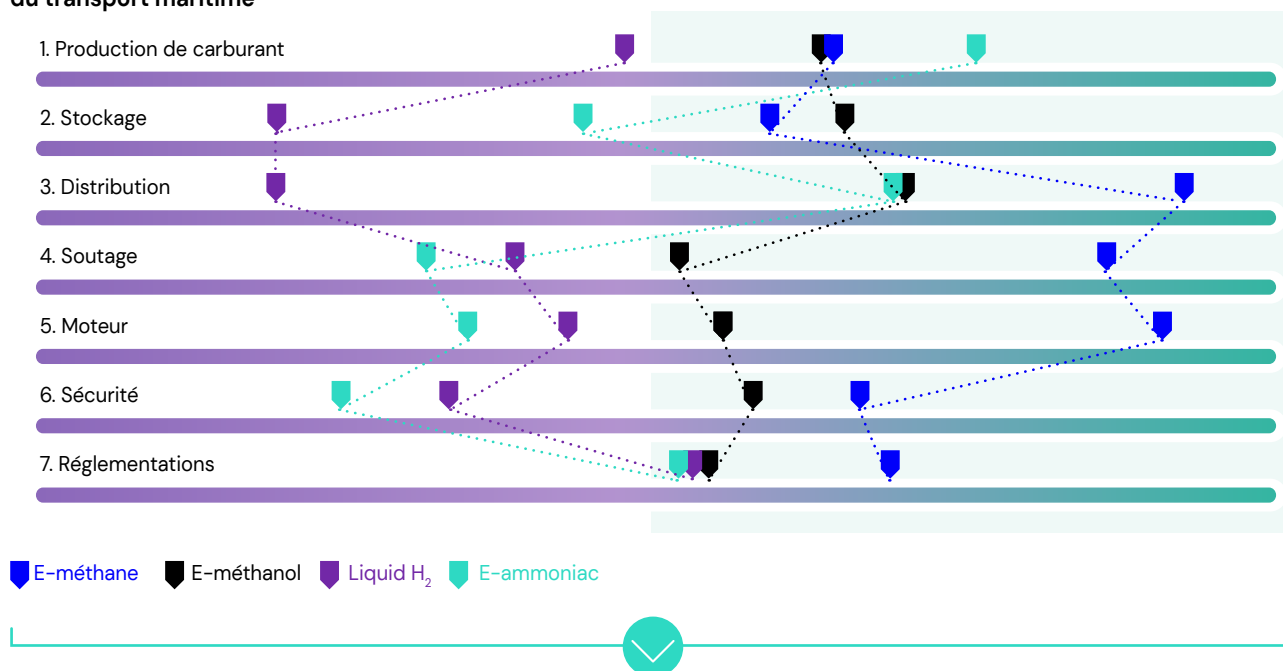
[de carburants renouvelables \(liquides ou gazeux\)](#) : production estimée pour le secteur maritime en Europe d'ici 2050 <sup>(1)</sup>

Les installations existantes de distribution, de stockage et de soutage du GNL [sont d'ores et déjà disponibles pour l'adoption du e-méthane](#).

<sup>(1)</sup> Consultation de l'UE concernant l'initiative Renewable and Low-Carbon Fuels Value Chain Industrial Alliance, pour une alliance industrielle autour de la chaîne de valeur des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone.

# À ce jour, le e-méthane et le e-méthanol sont les deux e-carburants les plus adaptés au secteur du transport maritime

À ce jour, le e-méthane et le e-méthanol sont les e-carburants les plus matures pour une utilisation dans le secteur du transport maritime



Par la suite, la pénétration de chaque carburant dépendra de plusieurs facteurs

	Facteurs favorables	Facteurs limitants
E-méthane	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carburant de mélange avec le GNL</li> <li>• Navires existants</li> <li>• Infrastructures existantes</li> <li>• Réglementations existantes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exigences de stockage</li> <li>• Installations de production de e-méthane limitées</li> </ul>
E-Méthanol	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilité de transport et de stockage</li> <li>• Expérience pertinente dans d'autres secteurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carburant compatible avec les moteurs diesel MAIS pas de mélange</li> <li>• Installations de production de e-méthanol limitées</li> <li>• Chaîne d'approvisionnement immature → développement rapide entraînant des coûts supplémentaires</li> <li>• Réglementations non définies</li> </ul>
H <sub>2</sub> liquide	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soutien politique</li> <li>• Maturité de la production</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risque de fuite</li> <li>• Infrastructure de distribution à construire</li> </ul>
E-ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soutien politique</li> <li>• Maturité de la production</li> <li>• Mélange possible avec le mazout marin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toxicité</li> <li>• Dangereux</li> <li>• Réglementations</li> </ul>

# Sommaire

1. Objectif et portée de l'étude	5
2. Complexité opérationnelle de la transition vers les e-carburants	7
3. Définition de deux cas d'utilisation réelle et analyse du Coût Total de Propriété (CTP) détaillé	24
4. Argumentation sur l'impact environnemental des carburants utilisés dans le transport maritime	41
Annexes	49

# 1. Objectif et portée de l'étude

# Objectif et portée de l'étude

Afin de démontrer que les e-carburants verts peuvent contribuer à la décarbonisation du secteur maritime, cette étude présente la complexité opérationnelle de la transition, une analyse du CTP et une argumentation qualitative sur l'impact environnemental.

Démontrer que les e-carburants verts peuvent contribuer à la **décarbonisation** du secteur maritime en utilisant des technologies existantes, notamment avec le **e-méthane** (compatible avec les navires fonctionnant au GNL) et le **e-méthanol**.

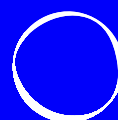


Portée de l'étude	
Complexité opérationnelle de la transition vers les e-carburants	<p>Pour chacun des quatre e-carburants (e-méthane, e-méthanol, LH<sub>2</sub> et NH<sub>3</sub>) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Évaluation <b>détaillée des délais de commercialisation</b> potentiels</li> <li>Enseignements tirés des <b>adoptions précoces</b></li> <li>Identification des <b>mesures d'activation du marché</b></li> </ul>
Définition de deux cas d'utilisation réelle et analyse du CTP détaillé	<ul style="list-style-type: none"> <li>Définition de <b>deux cas d'utilisation réelle pour le e-méthane et le e-méthanol</b></li> <li>Définition des <b>ensembles de données</b> nécessaires pour l'analyse comparative des carburants</li> <li><b>Co-élaboration</b> de l'étude de cas et des ensembles de données au sein du groupe de travail</li> </ul>
Argumentation sur l'impact environnemental des carburants utilisés dans le transport maritime	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Définition du périmètre</b> d'analyse de l'empreinte carbone d'après l'ACV</li> <li>Illustration à l'aide d'exemples concrets des <b>facteurs</b> issus de l'analyse de l'empreinte carbone susceptibles de modifier le classement initial du CTP.</li> <li><b>Présentation de l'approche suivie</b> et des principaux indicateurs analysés pour évaluer l'empreinte carbone.</li> <li><b>Autres impacts environnementaux</b> à prendre en compte pour l'ACV*</li> <li>Commentaires concernant la nécessité d'une <b>réglementation</b> claire et de critères de conformité**</li> </ul>

\*À préciser et calculer au cours d'une deuxième phase ; au-delà de la portée de ce document.

\*\*À préciser pour une analyse plus détaillée ; l'analyse elle-même étant au-delà de la portée de ce document.

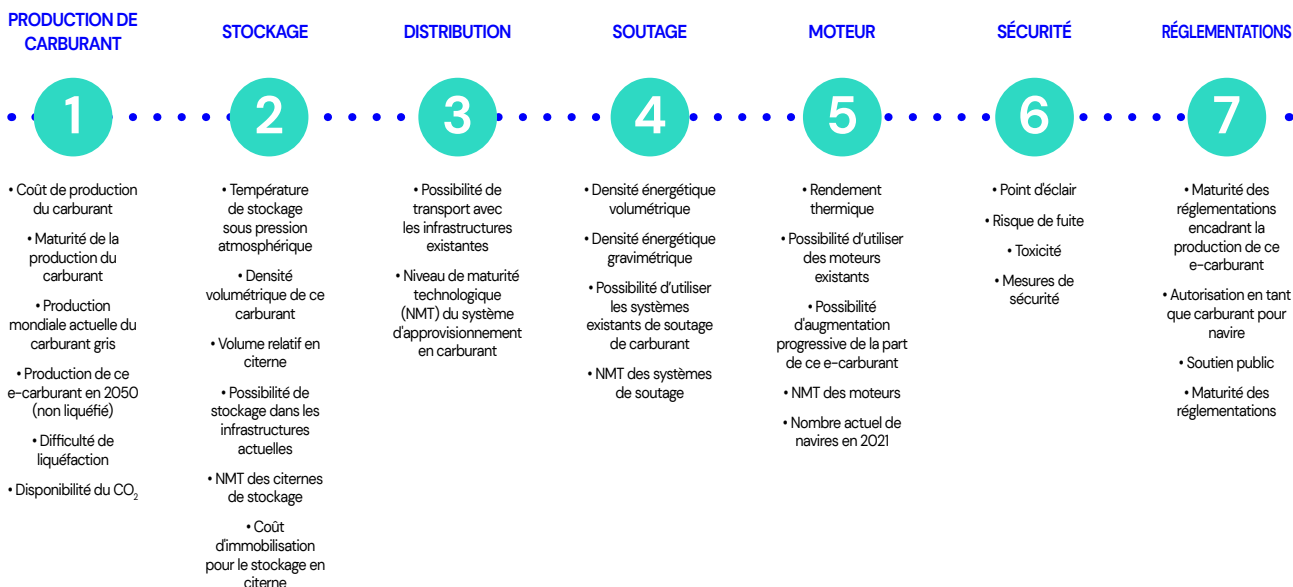
## **2. Complexité opérationnelle de la transition vers les e-carburants**



# Évaluation comparative des défis opérationnels

Cette évaluation des e-carburants alternatifs pour le secteur maritime couvre sept dimensions de la chaîne de valeur et une trentaine d'indicateurs.

Chaque dimension de la chaîne de valeur est associée à un à sept indicateurs afin d'évaluer les opportunités et les défis opérationnels actuels de ces e-carburants. Cette évaluation permettra de définir les options et délais de commercialisation les plus intéressants. Les dimensions et indicateurs sont présentés ci-dessous :





# Défis opérationnels de la transition vers les e-carburants – Méthodologie

En plus des paramètres économiques, il est essentiel d'évaluer le niveau de préparation à la commercialisation des solutions étudiées et d'identifier les mesures d'activation du marché.

Évaluation détaillée des délais de commercialisation potentiels

## Dimension 1 : production du carburant



## Les besoins en CO<sub>2</sub> et sa disponibilité font partie des principaux facteurs de différenciation de la production des e-carburants.

Indicateur	E-méthane	E-méthanol	H <sub>2</sub> liquide	E-ammoniac
Coût de production du carburant (€/MWh)*	76	90	66	90
Maturité (NMT) de la production de ce carburant	8	8 – 9	6 – 9	7 – 8
Production mondiale actuelle du carburant gris	359 Mt Pour une capacité de 455 Mt	98 Mt Pour une capacité de 157 Mt	70 Mt	235 Mt
Production de ce e-carburant en 2050 (non liquéfié)	36 TWh	50 TWh	552 TWh	25 TWh
Difficulté de liquéfaction	Moyenne	Aucune	Élevée	Aucune
Disponibilité du CO <sub>2</sub>	Risque	Risque	Pas de risque	Pas de risque

\*Il est difficile de comparer les coûts de production des e-carburants, car ils dépendent considérablement des coûts de l'électricité et du CO<sub>2</sub>. Afin de permettre cette comparaison, une seule source de données a été retenue (Smart Port NI, Power-2-Fuel : Cost Analysis). En conséquence, les chiffres ci-dessus doivent être considérés comme indicatifs d'une tendance plutôt que comme des valeurs fixes.

E-méthane
 E-méthanol
 H<sub>2</sub> liquide (LH<sub>2</sub>)
 E-ammoniac

= 0 pts
 = 0,5 pts
 = 1 pts
 = 1,5 pts
 = 2 pts
 = 2,5 pts
 = 3 pts

## Informations clés :

- Les **coûts de production** constituent le **principal frein à l'adoption** des e-carburants comme carburants alternatifs dans le secteur maritime. Les coûts du LH<sub>2</sub> et du e-ammoniac sont très incertains.
- Le NMT des e-carburants dépend de la **maturité de la production du H<sub>2</sub> vert**. On se rapproche dans la plupart des cas d'une maturité élevée. La production directe de H<sub>2</sub> est la plus développée, tandis que celle de e-méthanol nécessite encore de la R&D et des projets pilotes.
- La **disponibilité actuelle des e-carburants reste encore limitée**, mais leurs alternatives grises sont déjà largement répandues, en particulier le GNL et l'ammoniac.
- Le secteur maritime pourrait se tourner vers le carburant alternatif le plus facile d'accès. Par conséquent, les mesures prises par les **autres secteurs et les organismes de réglementation** en faveur de l'une ou l'autre de ces molécules auront un impact sur la pénétration des e-carburants dans le secteur maritime.
- Dans le cas du LH<sub>2</sub>, le **manque de technologies de liquéfaction disponibles** constitue un frein au développement de ce carburant.
- Par ailleurs, un **CO<sub>2</sub> disponible à moindre coût** est essentiel dans le cadre de la production de e-méthane et de e-méthanol.

Sources : J. Gorre & al., Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to Gas plant with intermediate hydrogen storage, Avril 2019. DNV.GL, Comparison of alternative marine fuels, 2019, p6. TNO, Technology factsheet : Methane production from CO<sub>2</sub>, 2019. <https://dobetter.esade.edu/en/low-zero-carbon-hydrogen>. IEA Bioenergy, The role of renewable transport fuels in decarbonizing road transport, 2020. IRENA, Renewable methanol, 2021.

## Dimension 2 : stockage

Le e-méthanol semble constituer la meilleure option en termes de stockage.

Indicateur	E-méthane	E-méthanol	H <sub>2</sub> liquide	E-ammoniac
Température de stockage sous pression atmosphérique	- 162°C	Ambiante	- 253°C	- 33°C
Densité volumétrique de ce carburant	21 MJ/L	15 MJ/L	8.5 MJ/L	11 MJ/L
Volume relatif en citerne (gazoil marin = 1)	1.6	1.7	4.3	2.9
Possibilité d'utiliser les infrastructures de stockage actuelles	Yes, some LNG tanks	Oui Stockage possible dans des citernes ordinaires légèrement modifiées	Non Citernes réfrigérées nécessaires	Existantes pour l'ammoniac industriel
NMT du stockage	9	7	7	6
Coût d'immobilisation pour le stockage en citerne (€/kg)	4,3 €/kg d'équivalent GNL	1,7 €/kg d'équivalent GNL	7,5 à 16,4 €/kg d'équivalent GNL	2,2 à 2,6 €/kg d'équivalent GNL

E-méthane 
 E-méthanol 
 H<sub>2</sub> liquide (LH<sub>2</sub>) 
 E-ammoniac

= 0 pts 
 = 0,5 pts 
 = 1 pts 
 = 1,5 pts 
 = 2 pts 
 = 2,5 pts 
 = 3 pts

### Informations clés :

- Si le **e-méthane** nécessite des conditions de stockage spécifiques, celles-ci sont **identiques à celles du GNL**. Cela signifie que les infrastructures existantes sont déjà matures et peuvent être **réutilisées**. Toutefois, il impose des **exigences de sécurité supplémentaires**, ce qui se traduit par des coûts de construction plus élevés.
- Le **e-méthanol** semble être la meilleure option alternative en termes de stockage. En effet, il est liquide à température ambiante et sous pression atmosphérique. Il peut être stocké dans les **mêmes infrastructures que le fioul lourd**, en effectuant quelques modifications.
- Le **LH<sub>2</sub>** doit être stocké à **très basse température**. Il nécessite des **citernes réfrigérées** et des investissements coûteux. Le LH<sub>2</sub> ne peut rester à bord que **16 jours**.
- Le **e-ammoniac** nécessite des **citernes de stockage spécifiques** pour réfrigérer le carburant et le mettre sous pression.
- **Tous les e-carburants maritimes alternatifs ont une densité énergétique volumétrique inférieure** à celle des carburants pétroliers. Par conséquent, leur stockage nécessite plus d'espace.

Sources : IEA Bioenergy, Biofuels for the marine shipping sector, 2017. DNV.GL, Comparison of alternative marine fuels, 2019

Lloyd's Register – Juin 2021. GILGNL, Rollover in LNG Storage Tanks, 2015. Energy.gov – Hydrogen storage. DNV, Ammonia as a marine fuel, 2020. IRENA, Solutions to decarbonize shipping, 2019. Lloyd's Register, Techno-economic assessment of zero-carbon fuels, 2020, p24. Interviews with experts. Bureau Veritas, Sustainable shipping, 2021. Experts interview.

## Dimension 3 : distribution

Le e-méthane semble constituer la meilleure option en termes de transport. Le développement du LH<sub>2</sub> va de pair avec celui du reste du secteur.

Indicateur	E-méthane	E-méthanol	H <sub>2</sub> liquide	E-ammoniac
Possibilité de transport avec les infrastructures existantes	Oui, certaines Système de distribution du GNL	Partielle Disponibilité mondiale, transport en citerne, par navire, barge, camion et rail pour l'industrie chimique	Non Nécessité de développer des infrastructures dédiées à l'hydrogène ou d'adapter les infrastructures dédiées au GN	Partielle L'ammoniac est actuellement transporté par des navires gaziers multi-cargaisons pour l'industrie chimique
Niveau de maturité technologique (NMT) du système d'approvisionnement en carburant	9	7	2	7

E-méthane
 E-méthanol
 H<sub>2</sub> liquide (LH<sub>2</sub>)
 E-ammoniac

= 0 pts
 = 0,5 pts
 = 1 pts
 = 1,5 pts
 = 2 pts
 = 2,5 pts
 = 3 pts

### Informations clés :

- Le e-méthane, le e-méthanol et l'ammoniac vert peuvent utiliser le même système de distribution que leurs équivalents carbonés (méthane, méthanol et ammoniac).
- Le e-méthane peut d'ores et déjà utiliser le système de distribution du GNL largement développé.
- Des systèmes de transport du e-méthanol et du e-ammoniac sont en place pour l'industrie chimique sans intention particulière d'accéder aux ports, mais ces systèmes de transport sont flexibles. C'est pourquoi leur niveau de maturité technologique est moyen à élevé.
- Le transport du LH<sub>2</sub> nécessite de toutes nouvelles infrastructures ou une adaptation coûteuse du réseau dédié au gaz naturel. Toutefois, ces infrastructures devraient probablement se développer au cours des prochaines années, grâce aux investissements d'autres secteurs dans les technologies de l'hydrogène et à un fort soutien du public. Il est peu probable que le secteur maritime lance la généralisation de l'hydrogène, mais il pourrait suivre la tendance.

Sources : DNV.GL, Comparison of alternative marine fuels, 2019. IEA Bioenergy, Biofuels for the marine shipping sector, 2017. FCBlenergy, Methanol as a marine fuel report, 2015. IRENA, Solutions to decarbonize shipping, 2019, p26. Lloyd's Register, Techno-economic assessment of zero-carbon fuels, 2020, p24. .

## Dimension 4 : soutage

Le e-méthane semble constituer la meilleure option en termes de soutage.

Indicateur	E-méthane	E-méthanol	H <sub>2</sub> liquide	E-ammoniac
Densité énergétique volumétrique	23.4 GJ/m <sup>3</sup>	15.8 GJ/m <sup>3</sup>	8.5 GJ/m <sup>3</sup>	12.7 GJ/m <sup>3</sup>
Densité énergétique gravimétrique	48 MJ/kg (LHV)	20 MJ/kg (LHV)	120 MJ/kg (LHV)	19 MJ/kg (LHV)
Possibilité d'utiliser les systèmes existants de soutage de carburant	Oui, certains Barges pour le GNL	Oui, certains Camions de soutage de méthanol ou systèmes de soutage de fioul lourd adaptés	Non Nécessité d'utiliser des systèmes de soutage spécifiquement conçus	Non Nécessité d'utiliser des systèmes de soutage spécifiquement conçus
NMT des systèmes de soutage	9	7	4	7

E-méthane 
 E-méthanol 
 H<sub>2</sub> liquide (LH<sub>2</sub>) 
 E-ammoniac

= 0 pts 
 = 0,5 pts 
 = 1 pts 
 = 1,5 pts 
 = 2 pts 
 = 2,5 pts 
 = 3 pts

### Informations clés :

- En termes de soutage, le **e-méthane** semble être le carburant alternatif le plus proche des carburants maritimes conventionnels, offrant ainsi la **mise en œuvre la plus simple**. Sa densité énergétique gravimétrique est similaire à celle du fioul lourd et il est compatible avec **les barges existantes pour le GNL**.
- Le soutage du **e-méthanol** est possible avec les systèmes de soutage du méthanol ou en adaptant des systèmes existants pour le fioul lourd, mais ces technologies **ne sont pas encore tout à fait matures**. En outre, sa **densité énergétique gravimétrique est très faible**, raison pour laquelle le soutage doit être effectué **2 à 3 fois plus fréquemment** qu'avec les carburants actuels.
- Au contraire, le H<sub>2</sub> présente une **densité énergétique gravimétrique très élevée**, qui permet de réduire la fréquence du soutage. Toutefois, **aucun système de soutage du H<sub>2</sub> n'a encore été développé**.
- Le **e-ammoniac** nécessite un **système de soutage spécifique** qui est à ce jour quasiment mature. Cependant, tout comme le e-méthanol, sa **densité énergétique gravimétrique est très basse**.

Sources : FCBlenergy, Methanol as a marine fuel report, 2015. IRENA, Renewable methanol, 2021. DNV.GL, Comparison of alternative marine fuels, 2019, p9. IEA Bioenergy, Biofuels for the marine shipping sector, 2017. Lloyd's Register - Juin 2021. Lloyd's Register, Techno-economic assessment of zero-carbon fuels, 2020, p24.

## Dimension 5 : moteur

Le e-méthane semble constituer la meilleure option par rapport aux moteurs de navires.

Indicateur	E-méthane	E-méthanol	H <sub>2</sub> liquide	E-ammoniac
Rendement thermique	47.25%	45%	45%	42.75%
Possibilité d'utiliser des moteurs existants	Oui Si le navire est déjà équipé d'un moteur fonctionnant au gaz	Oui Sous réserve de modification du système d'injection de carburant pour les autres types de moteurs	Oui et non <sup>(1)</sup>	Oui et non <sup>(2)</sup>
Possibilité d'augmentation progressive de la part de ce e-carburant <sup>(3)</sup>	Yes	No	No	No
NMT des moteurs	9	9	8	6
Nombre actuel de navires en 2021	700 Le GN représente 5 % de la consommation énergétique finale du transport maritime	20	0	0

<sup>(1)</sup> Les mélanges sont possibles (jusqu'à 25 % du volume) sans modification sur les navires déjà équipés d'un moteur à gaz. Mélange au-delà de 25 % du volume possible en respectant les règles de compatibilité de l'hydrogène + modifications du moteur.

<sup>(2)</sup> Mélange (jusqu'à 70 %) possible en respectant les règles de compatibilité de l'ammoniac + modifications du moteur.

<sup>(3)</sup> À condition que le navire fonctionne actuellement au fioul lourd, au mazout marin ou au GNL.

E-méthane
 E-méthanol
 H<sub>2</sub> liquide (LH<sub>2</sub>)
 E-ammoniac

= 0 pts
 = 0,5 pts
 = 1 pts
 = 1,5 pts
 = 2 pts
 = 2,5 pts
 = 3 pts

### Informations clés :

- L'adoption de carburants alternatifs **n'entraîne pas une diminution du rendement thermique des navires**. De fait, le e-méthane offre même un meilleur rendement que les carburants conventionnels, qui sont autour de 45 %.
- Le **e-méthane** peut être utilisé sans modification avec les **moteurs au GNL**, qui sont **déjà présents, quoique marginaux**, dans la flotte maritime.
- Les navires existants de toutes tailles peuvent être convertis au **e-méthanol pour un coût modéré**. L'industrie chimique utilise quelques navires de ce type.
- Le **LH<sub>2</sub>** et le **e-ammoniac** nécessitent de nouvelles technologies de moteur qui sont encore en développement dans le secteur maritime, mais partiellement connues dans les autres modes de transport.
- Pour les utiliser en tant que carburant, le **e-ammoniac** et l'**hydrogène** nécessitent non seulement de nouvelles technologies de moteur, mais également **l'adaptation de l'ensemble du navire** afin de garantir la sécurité de l'équipage. Ces précautions sont également nécessaires avec le e-méthanol, mais dans une moindre mesure.

<sup>(1)</sup> Les mélanges sont possibles (jusqu'à 25 % du volume) sans modification sur les navires déjà équipés d'un moteur à gaz. Mélange au-delà de 25 % du volume possible en respectant les règles de compatibilité de l'hydrogène + modifications du moteur.

<sup>(2)</sup> Mélange (jusqu'à 70 %) possible en respectant les règles de compatibilité de l'ammoniac + modifications du moteur.

<sup>(3)</sup> À condition que le navire fonctionne actuellement au fioul lourd, au mazout marin ou au GNL.

## Dimension 6 : sécurité

Les risques soulevés par le e-ammoniac semblent exclure son adoption en tant que carburant maritime alternatif.

Indicateur	E-méthane	E-méthanol	H <sub>2</sub> liquide	E-ammoniac
Point d'éclair	Inflammabilité moyenne à faible	Inflammabilité moyenne à faible	Inflammabilité élevée	Inflammabilité faible
Risque de fuite	Moyenne	Faible	Élevée	Moyenne
Toxicité	Faible	Moyenne	Faible	Élevée
Mesures de sécurité	Maîtrisées	Expérience dans d'autres secteurs	Partiellement nouvelles	Nouvelles

E-méthane 
 E-méthanol 
 H<sub>2</sub> liquide (LH<sub>2</sub>) 
 E-ammoniac

= 0 pts 
 = 0,5 pts 
 = 1 pts 
 = 1,5 pts 
 = 2 pts 
 = 2,5 pts 
 = 3 pts


### Informations clés :

- Les exigences de sécurité pour le e-méthane ne sont pas différentes que pour le GNL. Par conséquent, celles-ci sont **maîtrisées**.
- L'utilisation du e-méthanol implique **une conception et des mesures de sécurité spécifiques**, mais l'industrie chimique dispose déjà d'une grande expérience dans ce domaine.
- La manipulation de l'**hydrogène** est **dangereuse** en raison de ses molécules de petite taille qui favorisent le **risque de fuite**, mais aussi de son **inflammabilité**. Cependant, le H<sub>2</sub> n'est pas une molécule toxique.
- Les entreprises de transport soulèvent des objections à **l'utilisation du e-ammoniac** en tant que carburant en raison de **sa dangerosité et sa toxicité**. En effet, les marchandises transportées **pourraient** réagir avec l'ammoniac, entraînant des risques pour l'équipage.

Sources : DNV.GL, Comparison of alternative marine fuels, 2019, p20. <https://www.elgas.com.au/blog/493-what-is-lng-liquefied-natural-gas-methane/>. IEA Bioenergy, Biofuels for the marine shipping sector, 2017. DNV.GL, Comparison of alternative marine fuels, 2019, p9. DNV, Ammonia as Marine fuel, p.5. FCBlenergy, Methanol as a marine fuel report, 2015, p38. Lloyd's Register – Juin 2021. Green Maritime methanol, Towards a zero emission shipping industry, 2021.

## Dimension 7 : réglementations

Le e-méthane semble être l'alternative la plus facile à mettre en œuvre, en raison de la maturité des réglementations. Les réglementations sont à la traîne pour les autres e-carburants, ce qui freine leur développement



Indicateur	E-méthane	E-méthanol	H <sub>2</sub> liquide (LH <sub>2</sub> )	E-ammoniac
Maturité des réglementations encadrant la production de ce e-carburant	Moyenne	Moyenne	Élevée	Élevée
Autorisation en tant que carburant pour navire*	Oui	Oui	Non <sup>(1)</sup>	Non <sup>(1)</sup>
Maturité des réglementations pour le transport maritime	Élevée	Moyenne	Faible	Faible
Soutien public	Moyen à faible	Faible	Élevée	Élevée

\*L'indicateur « Autorisation en tant que carburant » explique si l'OMI autorise les navires à utiliser ce carburant. L'indicateur « Maturité des réglementations pour le transport maritime » précise si les réglementations associées à ce carburant sont élaborées. Par exemple, le code IGF contient des exigences détaillées relatives à la conception, à la construction et à l'exploitation des navires au GNL, mais aucune réglementation parfaitement adaptée aux propriétés du méthanol n'a été mise en place.

E-méthane
 E-méthanol
 H<sub>2</sub> liquide (LH<sub>2</sub>)
 E-ammoniac

= 0 pts
 = 0,5 pts
 = 1 pts
 = 1,5 pts
 = 2 pts
 = 2,5 pts
 = 3 pts

### Informations clés :

- À ce jour, l'OMI autorise les navires à s'alimenter au e-méthane et au e-méthanol, mais pas au LH<sub>2</sub> ni à l'ammoniac.
- Le e-méthane est soumis aux mêmes réglementations que le GNL.
- Le e-méthanol est quant à lui soumis à plusieurs réglementations et directives émises dans le but de gérer et réduire le risque d'incendie, ainsi que de sécuriser le transport terrestre et maritime de volumes importants de méthanol. Toutefois, elles ne sont pas parfaitement adaptées aux propriétés du méthanol dans le secteur maritime.
- Les réglementations font partie des principaux freins au développement du LH<sub>2</sub> et du e-ammoniac. Cependant, elles pourraient évoluer rapidement si les autorités en décident ainsi.
- L'engouement actuel pour l'hydrogène favorise son développement dans d'autres secteurs. Sa grande disponibilité sur le marché pourrait inciter les sociétés de transport maritime à l'adopter.
- Les financements de recherches sur les carburants alternatifs pour le secteur maritime se concentrent généralement sur l'ammoniac et l'hydrogène.

Sources : FCBlenergy, Methanol as a marine fuel report, 2015. Lloyd's Register – Juin 2021. Lloyd's Register, Techno-economic assessment of zero-carbon fuels, 2020, p24.

<sup>(1)</sup> « Non » signifie que ce carburant n'est pas utilisé ni utilisable pour le moment.

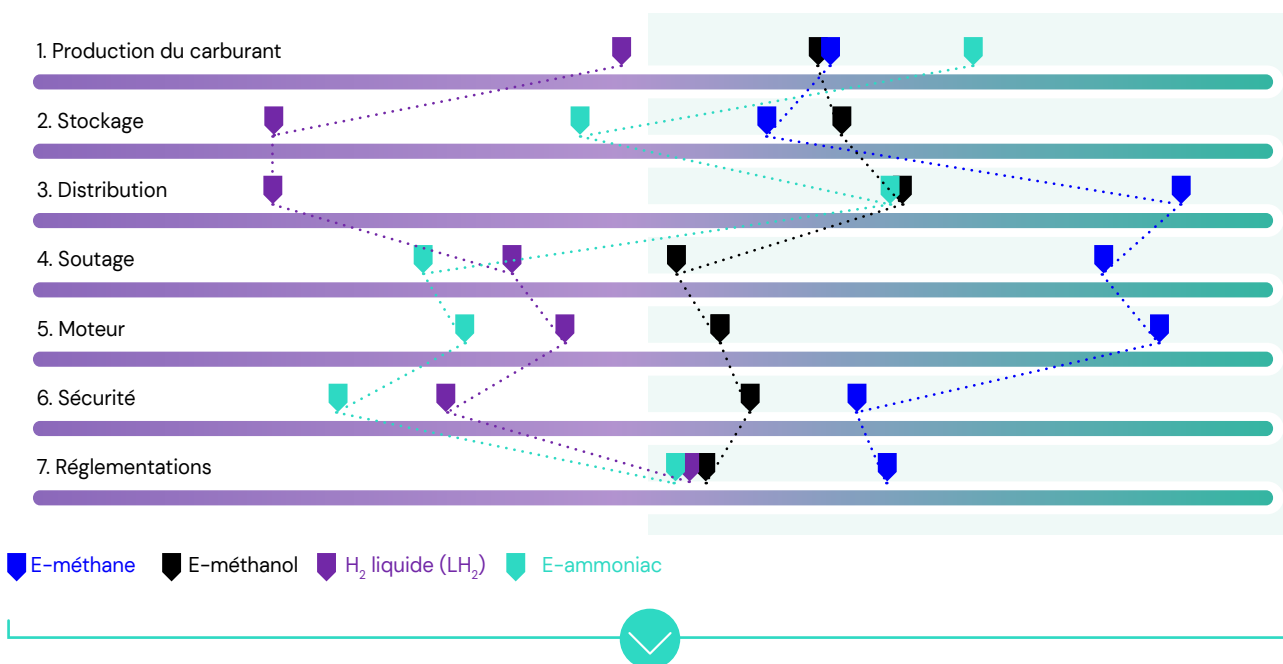


# Défis opérationnels : résumé

À ce jour, le e-méthane et le e-méthanol sont les deux e-carburants les plus adaptés au secteur du transport maritime. Toutefois, leur adoption à grande échelle reste le défi le plus important.

## Comment accélérer la production ?

À ce jour, le e-méthane et le e-méthanol sont les e-carburants les plus matures pour une utilisation dans le secteur du transport maritime



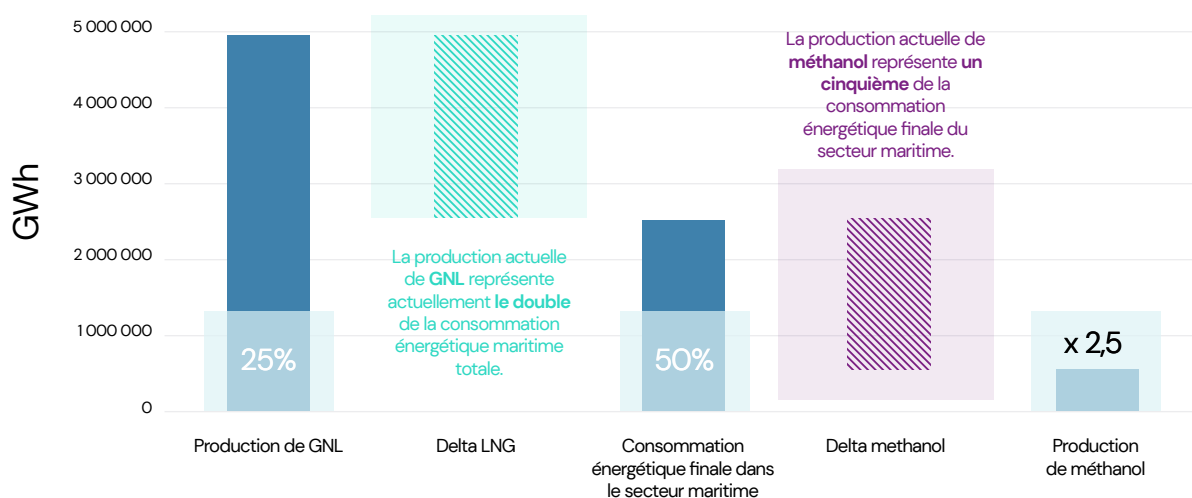
Par la suite, la pénétration de chaque carburant dépendra de plusieurs facteurs

	Facteurs favorables	Facteurs limitants
<span style="color: blue;">■</span> E-méthane	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carburant de mélange avec le GNL</li> <li>Navires existants</li> <li>Infrastructures existantes</li> <li>Réglementations existantes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exigences de stockage</li> <li>Installations de production de e-méthane limitées</li> </ul>
<span style="color: black;">■</span> E-Méthanol	<ul style="list-style-type: none"> <li>Facilité de transport et de stockage</li> <li>Expérience pertinente dans d'autres secteurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carburant compatible avec les moteurs diesel MAIS pas de mélange</li> <li>Installations de production de e-méthanol limitées</li> <li>Chaîne d'approvisionnement immature → développement rapide entraînant des coûts</li> <li>Réglementations non définies</li> </ul>
<span style="color: purple;">■</span> H <sub>2</sub> liquide	<ul style="list-style-type: none"> <li>Soutien politique</li> <li>Maturité de la production</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risque de fuite</li> <li>Infrastructure de distribution à construire</li> </ul>
<span style="color: green;">■</span> E-ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> <li>Soutien politique</li> <li>Maturité de la production</li> <li>Mélange possible avec le mazout marin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Toxicité</li> <li>Dangereux</li> <li>Réglementations</li> </ul>

# Défis opérationnels : analyse approfondie des infrastructures actuelles

Les infrastructures existantes de la supply chain pour le GNL devraient favoriser le déploiement rapide du e-méthane comme carburant maritime. Les infrastructures actuelles de la supply chain pour le e-méthanol devraient être multipliées par 2,5 pour couvrir 50 % de la demande en énergie du secteur maritime, ce qui représenterait des contraintes opérationnelles plus importantes.

Production et supply chain mondiales actuelles par rapport à la demande énergétique finale dans le secteur maritime



La Coalition « Getting to Zero » estime qu'environ 1 400 milliards de dollars d'investissement dans la synthèse, le stockage et la distribution de carburant sont nécessaires pour atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050

	E-méthane	E-méthanol
+	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'électrification et l'apparition de nouveaux carburants (par ex. le H<sub>2</sub> vert) pourrait faire reculer l'utilisation des infrastructures du GNL.</li> <li>D'importantes capacités de liquéfaction existent dans des lieux stratégiques et devront être adaptées au monde décarboné, afin d'éviter leur abandon</li> <li>Le GNL est aujourd'hui facilement disponible sur les principaux itinéraires commerciaux, avec plus de 100 solutions de soutage de GNL en fonctionnement dans le monde</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le méthanol pourrait profiter de l'adaptation des infrastructures pour le diesel qui existent déjà dans les ports.</li> </ul>
-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si les capacités de production de GNL sont déjà largement développées, celles du e-méthane restent encore très limitées</li> <li>La construction de nouvelles infrastructures de stockage et de transport est plus coûteuse que pour le méthanol</li> <li>Les infrastructures en place risquent d'être insuffisantes pour absorber la demande sur le long terme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour alimenter 50 % des navires, les infrastructures et les capacités de production du méthanol devraient être multipliées par 2,5</li> <li>Les infrastructures portuaires sont rares et les navires de soutage inexistant pour le méthanol. Pour l'instant, ce carburant est transporté jusqu'aux navires par camion, c'est pourquoi de nouvelles infrastructures de soutage seront nécessaires</li> <li>Si les capacités de production de méthanol sont déjà largement développées, celles du e-méthanol restent encore très limitées</li> </ul>

Bureau Veritas, <https://marine-offshore.bureauveritas.com/insight/how-infrastructure-will-lay-foundations-alternative-fuels>, dernière consultation le 14/10/2021  
 DNV, <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/lng-as-marine-fuel/market-update.html>, dernière consultation le 14/10/2021.

## Adoptions précoces <sup>(1/2)</sup>

Les programmes de R&D des sociétés de transport maritime sont particulièrement dynamiques pour tester des navires au méthanol, à l'ammoniac et à l'hydrogène.

Nom de la société	Carburant	Type de navire	Type d'investissement	Remarque
<b>A.P. Moller – Maersk</b>	E-méthanol et bio-méthanol	8 navires avec une capacité nominale de 16 000 conteneurs EVP	7 milliards USD	En fonctionnement à partir de 2024 et 4 navires supplémentaires d'ici 2025
<b>CMA CGM</b>	E-méthane et biométhane	63 navires au GNL	5,7 milliards USD	26 en fonctionnement, tous déployés d'ici 2025
<b>Projet conjoint entre Stena Bulk et Proman Shipping</b>	Méthanol	3 navires de 49 900 TPL	-	Première livraison début 2022
<b>StenaLine</b>	Méthanol	Ferry de 50 000 t et 32 000 chevaux-puissance	-	En fonctionnement depuis 2015
<b>Methanex</b>	Méthanol	Navires-citernes chimiques de 50 000 tonnes de port en lourd (TPL) équipés de moteurs MAN bicarburants	-	Fonctionnement au diesel ou au méthanol
<b>Elbdeich Reederei</b>	E-méthane	Navire porte-conteneurs de 1 036 EVP	-	Conversion du navire à une alimentation bicarburant en 2017
<b>Wärtsilä et Eidesvik Offshore</b>	Ammoniac	Navire hauturier de ravitaillement	-	Conversion du navire d'ici fin 2023

\*Liste non-exhaustive de projets pilotes.

## Adoptions précoces (2/2)

Les programmes de R&D des sociétés de transport maritime sont particulièrement dynamiques pour tester des navires au méthanol, à l'ammoniac et à l'hydrogène.

Nom de la société	Carburant	Type de navire	Investissement	Remarque
MAN Energy Solutions et Samsung Heavy Industries	Ammoniac	Porte-conteneurs géant de 23 000 EVP alimenté à l'ammoniac	-	d'ici 2024
Equinor	Ammoniac	Premier navire propulsé par piles à combustible à l'ammoniac.	Financements de l'Union européenne à hauteur de 10 millions d'euros	d'ici 2024
Kawasaki Heavy Industries	Hydrogène liquide	116 m de long	-	Construction d'un réservoir de stockage d'hydrogène liquéfié avec une structure à double paroi et isolée sous vide de 1 250 m³
Norled & LMG Marin	Hydrogène liquide	Ferry de 82,4 m	-	En fonctionnement depuis juillet 2021
Société de construction navale Hyundai & Korea Gas Corp	Hydrogène liquide	Établissement d'une chaîne de valeur pour l'hydrogène et construction d'une installation pour l'hydrogène liquide de 10 000 tonnes par an	-	-
CMB	Porte-conteneurs géant de 23 000 EVP alimenté à l'ammoniac	Navette de 16 passagers en Belgique et ferry de 80 personnes au Japon	-	-

\*Liste non-exhaustive de projets pilotes.

# Enseignements tirés des adoptions précoces

Les programmes de R&D essaient de surmonter les défis opérationnels liés à l'adoption de carburants alternatifs.

## Enseignements tirés

			Succès	Défis
	Navires CMA – Programme GNL	LNG E-méthane	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction des émissions (–92 % NO<sub>x</sub>, –20 % CO<sub>2</sub>)</li> <li>• Rendement énergétique amélioré (de 20 %)</li> <li>• Taux d'utilisation en progression</li> <li>• Développement de la supply chain</li> <li>• Première mondiale du moteur principal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nombre et disponibilité limités des centres de formation agréés</li> <li>• Rejets de méthane</li> <li>• Conception aérodynamique et hydrodynamique</li> <li>• Récupération de la chaleur</li> </ul>
	Expérience de Waterfront Shipping	Méthanol E-méthanol	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction des émissions</li> <li>• Meilleur rendement du carburant</li> <li>• Temps de fonctionnement étendu (100 000 h et 5 ans)</li> <li>• Simplification des technologies</li> <li>• Technologie de moteur bicarburant éprouvée au stade commercial</li> <li>• Rentable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Courte phase de R&amp;D avant la construction</li> <li>• Détermination de la combinaison adaptée de capteurs, injecteurs, vannes, etc.</li> <li>• Viscosité et pouvoir lubrifiant faibles</li> <li>• Point d'éclair bas</li> </ul>
	A-Tug, AFAGC et A-FSRB	Ammoniac E-ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction des émissions (–80 % NO<sub>x</sub>, –30 % CO<sub>2</sub>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût du carburant</li> <li>• Stockage du carburant</li> <li>• Supply chain carburant</li> <li>• Sécurité</li> <li>• Problème de l'œuf ou de la poule pour l'introduction d'un nouveau carburant</li> <li>• Ammoniac en tant que carburant non couvert par le code IGC</li> </ul>

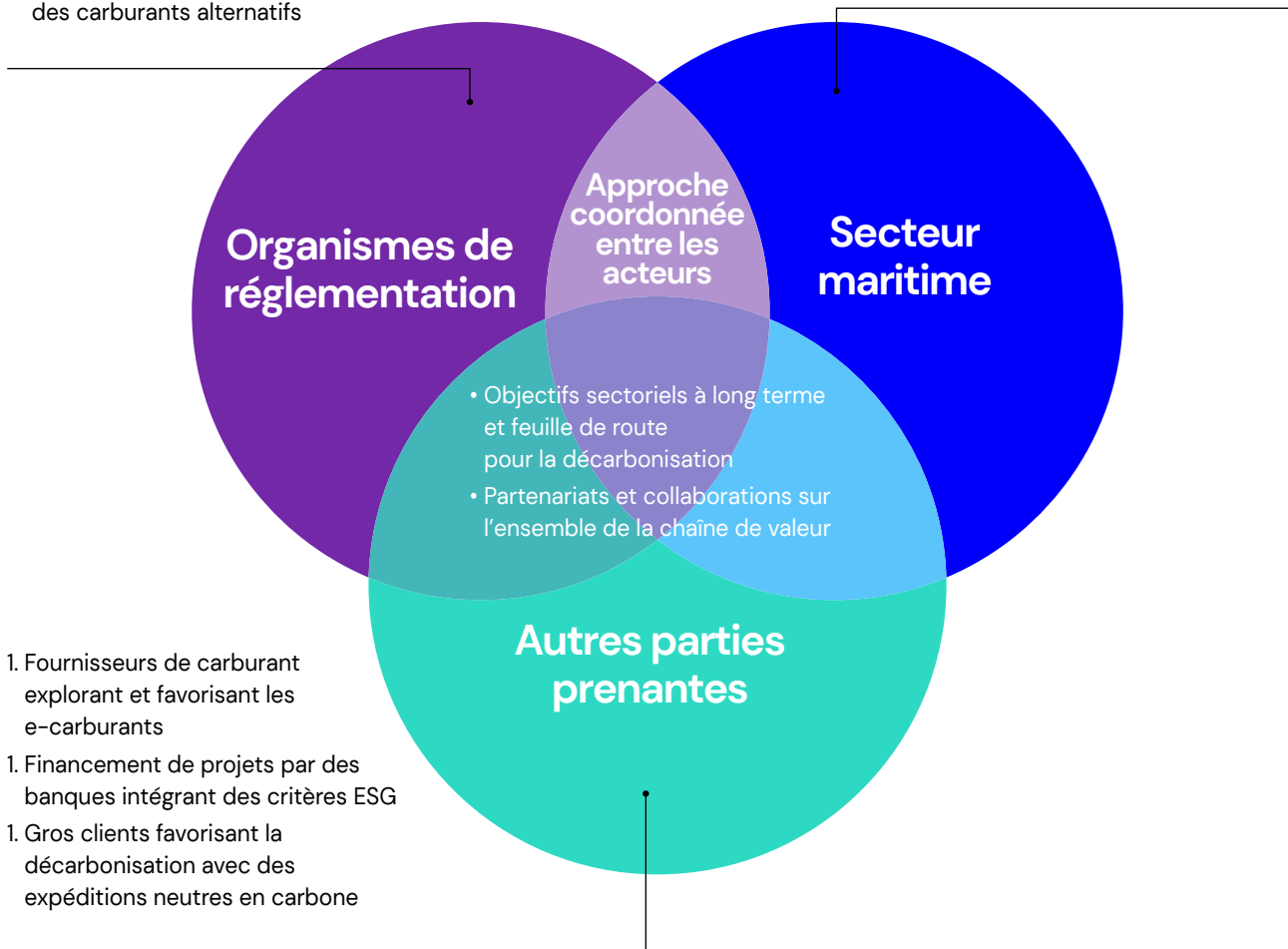
Sources : OMI, Colloque sur les combustibles de substitution à faible teneur en carbone et à zéro émission de carbone, 2021, <https://www.imo.org/fr/About/Events/Pages/Symposium-alternative-low-carbon-and-zero-carbon-fuels.aspx>, dernière consultation le 10/08/2021.

# Mesures d'activation du marché

Si la plupart des obstacles peuvent être surmontés par une évolution des réglementations, des efforts doivent être fournis de manière coordonnée par l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur.

1. Au niveau international (OMI), des réglementations solides et cohérentes sur le long terme, et neutres d'un point de vue technologique
2. Au niveau de l'UE et de ses États membres, une accélération de l'adoption de carburants alternatifs
3. Soutien financier pour le développement d'infrastructures (par ex. : PPP) et les initiatives de R&D (par ex. : aides, subventions)
4. Mécanismes pour récompenser les chefs de file et pénaliser les retardataires
5. Définition d'une méthodologie claire pour l'évaluation de l'impact environnemental des carburants alternatifs

1. Sociétés développant des programmes de R&D
2. Conception de solutions de stockage et de moteurs flexibles adaptés aux carburants propres de demain
- 3 Ports favorisant la décarbonisation dans toutes leurs opérations
4. Expéditeurs volontaires pour favoriser la décarbonisation
5. Préparation à tous les scénarios afin de maîtriser les coûts d'un navire tout au long de son cycle de vie
6. Promotion des e-carburants par rapport aux autres options



# Défis opérationnels de la transition vers les e-carburants : conclusion

Avant que leur adoption ne soit possible à grande échelle, les e-carburants alternatifs doivent surmonter un certain nombre de défis opérationnels et réglementaires.

Évaluation détaillée des délais de commercialisation potentiels

1

Le e-méthane et le e-méthanol sont les e-carburants les plus proches de la commercialisation.

Le principal avantage du e-méthane repose sur la présence à grande échelle d'infrastructures pour le GNL.

L'ammoniac et le LH<sub>2</sub> soulèvent des problèmes de sécurité. En outre, d'importants investissements seront nécessaires pour développer les infrastructures requises.

2

Plusieurs acteurs du secteur maritime, tels que Maersk, Wärtsilä, MAN ou encore NYK, ont commencé à développer du matériel et des moteurs pour les navires fonctionnant avec des e-carburants alternatifs.

Des programmes de R&D particulièrement dynamiques ont vu le jour pour le LH<sub>2</sub> et l'ammoniac, tandis que les efforts consacrés au développement du méthanol se concentrent sur le renforcement de la flotte actuelle.

Un seul programme concernant le e-méthane a été trouvé.

3

Un grand nombre de mesures d'activation doivent être prises par les organismes de réglementation, mais les acteurs du transport maritime doivent d'ores et déjà se préparer à la décarbonisation de leur secteur.

En effet, l'optimisation de la pénétration des e-carburants exige une approche coordonnée entre les acteurs.

### **3. Définition de deux cas d'utilisation réelle et analyse du Coût Total de Propriété (CTP) détaillé**



# Étude de cas : méthodologie

Afin d'évaluer la compétitivité des carburants alternatifs, le coût total de possession (CTP) est évalué sur des liaisons à courte et longue distance.

Évaluation de la compétitivité du e-méthane et du e-méthanol

1

Coût moyen actualisé  
des e-carburants  
(e-méthane et  
e-méthanol)

2

Coût moyen actualisé du  
transport des e-carburants  
(exercice d'analyse  
comparative)

3

Coût total de possession  
sur des liaisons à longue  
distance

4

Coût total de possession  
sur des liaisons à courte  
distance

# Étude de cas : examen de la chaîne de valeur en amont et en aval

La chaîne de valeur de la production au soutage est sensiblement la même pour les deux carburants, à l'exception de l'étape de liquéfaction nécessaire dans la chaîne de valeur du e-méthane.



Le carburant est produit en Australie



Le carburant est expédié à Rotterdam



E-méthane



ENR



Prod. de H<sub>2</sub>



Méthanation



Pipeline de CH<sub>4</sub> local



Liquéf. du CH<sub>4</sub>



Transport du CH<sub>4</sub>



Stockage du L-CH<sub>4</sub>



Soutage du L-CH<sub>4</sub>

Le e-méthane devient du e-méthane liquéfié

Le coût du e-méthane (EUR/MWh) est pris en compte sous « coût du carburant » dans le modèle de CTP

E-méthanol



ENR



Prod. de H<sub>2</sub>



Synthèse du méthanol



Pipeline de CH<sub>4</sub> local



Stockage du CH<sub>3</sub>OH



Transport du CH<sub>3</sub>OH



Stockage du CH<sub>3</sub>OH



Soutage du L-CH<sub>3</sub>OH

Le coût du e-méthanol (EUR/MWh) est pris en compte sous « coût du carburant » dans le modèle de CTP

# Étude de cas : analyse de l'hypothèse de production <sup>(1/3)</sup>

2030's hypothesis relies on the work perform by A. Perdriel. Assumptions have been taken for 2021 & 2040 based on external sources.

	Description	Unités	2021	2030	2040	Source
Électrolyseur	CAPEX	EUR2021/kWél	600	375	180	IEA et Irena
	Efficacité	% du PCS	74	74	74	A. Perdriel
	OPEX fixes	% des CAPEX	3	3	3	
	Durée de vie	Années	30	30	30	
	Facteur de capacité	%	38	38	38	
	Taille	MWél	1170	1170	1170	
	CAPEX des stacks	EUR2021/kWél	150	93,75	45	
	Durée de vie des stacks	Années	11	11	11	
Batterie <sup>(1)</sup>	CAPEX	EUR2021/kW	542	360	167	NREL
	CAPEX	EUR2021/kWh	258	120	83	NREL
	Taille	MW	82	82	82	A. Perdriel
	Taille	MWh	177	177	177	
	Durée de vie	Années	16	16	16	
Méthanation	CAPEX <sup>(2)</sup>	EUR2021/kWSNG	110	110	110	A. Perdriel
	Efficacité	% du PCS	73	73	73	
	OPEX fixes	% des CAPEX	5	5	5	
	Durée de vie	Années	30	30	30	
	Facteur de capacité	%	70	70	70	
	Consommation de CO <sub>2</sub>	kgCO2/kWh PCS CH <sub>4</sub>	0,18	0,18	0,18	ENGIE Impact
	Consommation élec.	kWh/kWh PCS CH <sub>4</sub>	0,04	0,04	0,04	
	Taille	MWél	346	346	346	A. Perdriel

Données de  
A. Perdriel

<sup>(1)</sup> Les batteries sont principalement utilisées comme alimentation de secours pour la consommation d'électricité du bloc de méthanation. Elles représentent seulement 3 % des coûts.

<sup>(2)</sup> Les dépenses d'investissement (CAPEX) sont basées sur des offres réelles reçues de Haldor Topsoe.

# Étude de cas : analyse de l'hypothèse de production (2/3)

Les hypothèses concernant les réacteurs à méthanol et le coût des produits sont tirées de sources externes. Peu d'informations sont disponibles concernant les coûts des réacteurs à méthanol et leur évolution.

	Description	Unité	2021	2030	2040	Source
Stockage du H <sub>2</sub>	CAPEX	EUR2021/kg	300	300	300	A. Perdriel
	Durée de vie	Années	50	50	50	
	Taille	Tonnes	140	140	140	
Compression du H <sub>2</sub>	CAPEX	EUR2021/kW	600	600	600	
	Taille	kWe	26 000	26 000	26 000	
	Durée de vie	Années	10	10	10	
	OPEX fixes	%	4	4	4	
	OPEX variables	kWhél/kgH2	1,38	1,38	1,38	
	Volume	kg/années	S. O.	S. O.	S. O.	
Données de A. Perdriel						
Réacteur à méthanol	CAPEX <sup>(1)</sup>	EUR2021/kW	138	138	138	Suppositions basées sur le mémoire de maîtrise d'Antoine Perdriel et des discussions avec des experts internes.
	Efficacité	% du PCS	73	73	73	
	OPEX fixes	% des CAPEX	6	6	6	
	Durée de vie	Années	30	30	30	
	Facteur de capacité	%	70	70	70	
	Consommation de CO <sub>2</sub>	kgCO <sub>2</sub> /kWh PCS CH <sub>3</sub> OH	0,22	0,22	0,22	
	Consommation élec.	kWh/kWh PCS CH <sub>3</sub> OH	0,04	0,04	0,04	
	Taille	MWél	346	346	346	

<sup>(1)</sup> D'après des discussions avec des experts, les CAPEX pour le e-méthanol devraient être entre 20 et 30 % plus élevées, d'où la valeur moyenne retenue de 25 %.

# Étude de cas : analyse de l'hypothèse de production (3/3)

Produits

Description	Units	2021	2030	2040	Source
Coût de l'électricité	EUR2021/MWh	19,95	15,2	10,8	BNEF
Coût de l'eau	EUR2021/m³	3	3	3	A. Perdriel – Romain constant
Prix du CO <sub>2</sub> – AU et indus.	EUR2021/tCO <sub>2</sub>	69	61	53	Cf. below
Prix du CO <sub>2</sub> – AU et DAC	EUR2021/tCO <sub>2</sub>	284	205	127	
Prix du CO <sub>2</sub> – EU et indus.	EUR2021/tCO <sub>2</sub>	147	140	131	
Prix du CO <sub>2</sub> – AU et bio	EUR2021/tCO <sub>2</sub>	47	47	47	
Coût du gazole marin	EUR/kg	0,52	0,51	0,49	

Le CO<sub>2</sub> en chiffres (EUR2021/tonne)

LCO issu de CO <sub>2</sub> indus. – A <sup>(1 et 2)</sup>	55	48	41
LCO issu de CO <sub>2</sub> de DAC – B <sup>(1 et 2)</sup>	275	197	118
LCO issu de CO <sub>2</sub> biogénique – C	30	30	30
Pipeline terrestre – D	8	8	8
Transport du CO <sub>2</sub> – E	70	70	70
Prix du CO <sub>2</sub> – AU et non bio	(1+10 %)*A + D		
Prix du CO <sub>2</sub> – AU et bio	B + D		
Prix du CO <sub>2</sub> – EU et non bio	(1+10 %)*A + D + E + D		
Prix du CO <sub>2</sub> – EU et non bio	(1+30 %)*C + D		

Pipeline terrestre – C	Transport du CO <sub>2</sub> – D
De nombreuses études de modélisation d'évaluation intégrée supposent un coût combiné de transport et de stockage du CO <sub>2</sub> uniforme dans toutes les régions, estimé généralement à 10 \$/tCO <sub>2</sub> (Smith & al, mars 2021)	La littérature ne couvre pas le transport de CO <sub>2</sub> au-delà de 1 500 km. D'après un rapport de la conférence GHGT-15, il semblerait que le transport de CO <sub>2</sub> sur 300 km coûte 10 EUR/tonne, contre 15 EUR/tonne pour 1 200 km. On peut ainsi supposer une part fixe de 10 EUR, puis 5 EUR/1 000 km

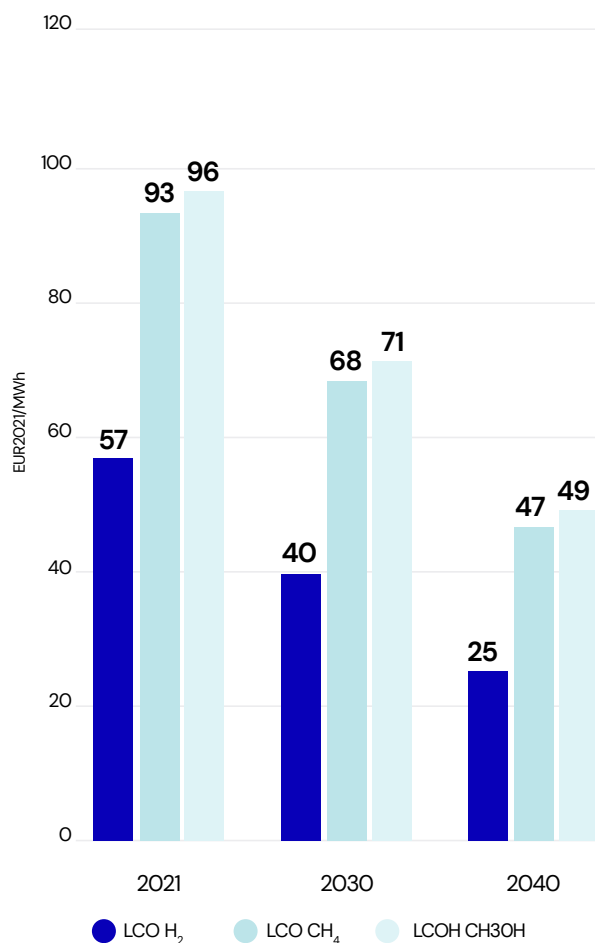


1. D'après les chiffres du document Australian CO<sub>2</sub> utilization roadmap (p.30 & 31).
2. IOGP, The potential for CCS & CCU in Europe, 2019.

# Étude de cas : production de e-carburants

Les coûts du e-méthane et du e-méthanol devraient diminuer d'ici 2040, passant de 93 EUR/MWh à 47 EUR/MWh pour le premier, et de 96 EUR/MWh à 49 EUR/MWh pour le second.

Coût de production du H<sub>2</sub>, e-CH<sub>4</sub> et e-CH<sub>3</sub>OH (coût moyen pondéré du capital de 4,6 %)



## Analyse des éléments du coût moyen actualisé des e-carburants pour 2021

### Hydrogène :

- Le coût du H<sub>2</sub> dépend du coût actualisé de l'énergie (LCOE) des technologies solaires photovoltaïques en Australie (47 %), qui devrait être divisé par 2
- Les CAPEX liées à l'électrolyseur représentent 40 % du coût et devraient être divisées par 3 d'ici 2040

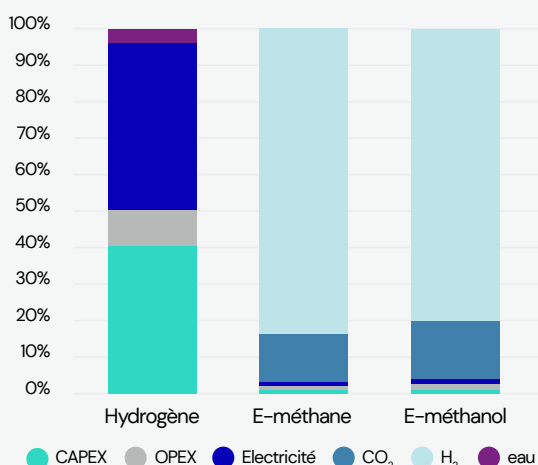
### E-méthane :

- Le coût du e-méthane dépend de ceux du H<sub>2</sub> (environ 83 %) et du CO<sub>2</sub> (environ 13 %)
- Les CAPEX<sup>(1)</sup> liées au bloc de méthanation sont faibles. Elles représentent seulement 1,2 % du coût

### E-méthanol :

- Le coût du e-méthanol dépend de ceux du H<sub>2</sub> (environ 81 %) et du CO<sub>2</sub> (environ 16 %)
- Les CAPEX<sup>(1)</sup> liées au réacteur à méthanol sont faibles. Elles représentent seulement 1,5 % du coût

## Part des éléments du coût moyen actualisé des carburants

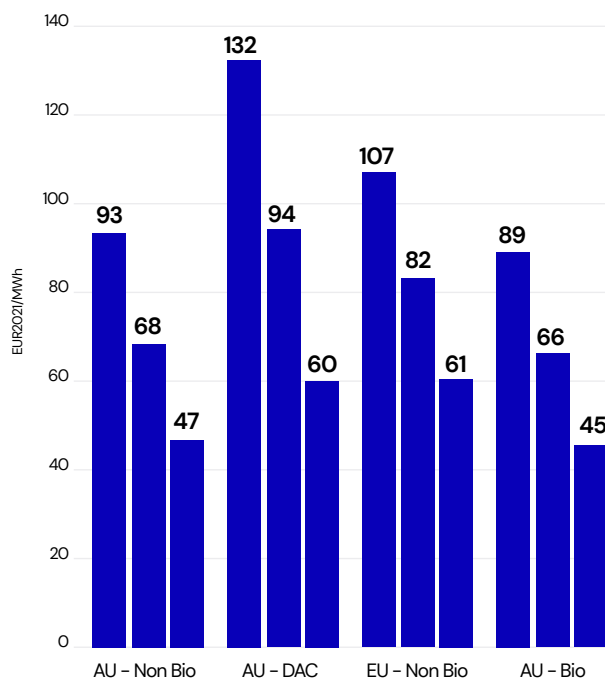


<sup>(1)</sup> Il est important de garder à l'esprit que les producteurs de e-méthane/e-méthanol possèdent probablement l'électrolyseur, auquel cas les CAPEX représentent environ 35 % du coût moyen actualisé. La part des CAPEX augmente encore si l'électricité n'est pas considérée comme un produit (c'est-à-dire quand les systèmes de production d'énergies renouvelables sont détenus par les producteurs de carburant).

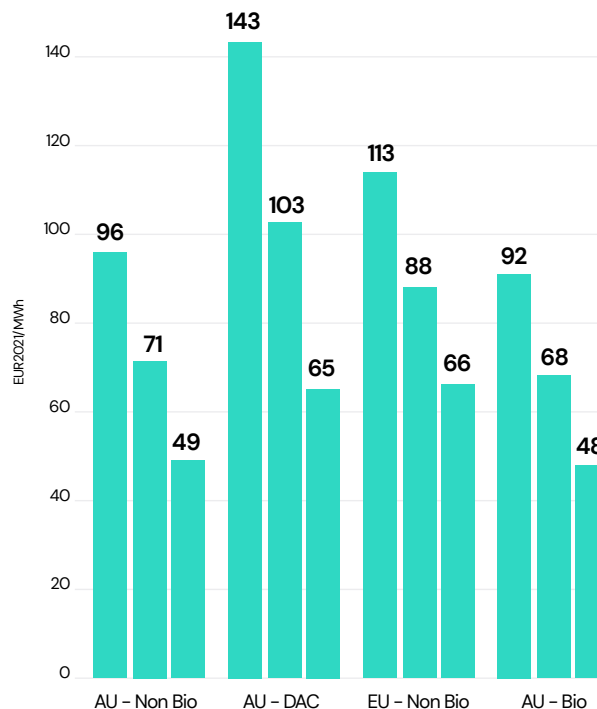
# Étude de cas : production de e-carburants

Le CO<sub>2</sub> biogénique est la solution la plus compétitive, quoique sa disponibilité limitée impose des contraintes.

LCO CH<sub>4</sub> avec différents prix de CO<sub>2</sub>  
(coût moyen pondéré du capital de 4,6 %)



LCO CH<sub>3</sub>OH avec différents prix de CO<sub>2</sub>  
(coût moyen pondéré du capital de 4,6 %)



- Le LCO CH<sub>4</sub> et le LCO CH<sub>3</sub>OH pourraient augmenter d'environ 40 EUR/MWh en utilisant du CO<sub>2</sub> obtenu par DAC. Remarque : l'écart entre le CO<sub>2</sub> biogénique et extrait par DAC diminue avec le temps grâce à l'amélioration des technologies de DAC, qui permet une diminution des coûts
- D'ici 2040, il semblerait que la capture de CO<sub>2</sub> non biogénique en Europe pour l'expédier en Australie coûterait sensiblement le même prix que le CO<sub>2</sub> obtenu par DAC en Australie
- Le CO<sub>2</sub> biogénique et non biogénique australien reste toujours la meilleure option en termes de coûts, qui restent pratiquement identiques jusqu'en 2040

Veuillez consulter les annexes pour connaître les chiffres avec un coût moyen pondéré du capital de 8,3 %. En un mot, ces chiffres sont d'environ 10 EUR/MWh de plus aujourd'hui et environ 5 EUR/MWh de plus en 2040.

# Étude de cas : analyse de l'hypothèse de transport

L'expédition de e-méthane et e-méthanol depuis l'Australie vers Rotterdam entraînerait des coûts supplémentaires d'environ 19 EUR/MWh pour le CH<sub>4</sub> et 9 EUR/MWh pour le CH<sub>3</sub>OH.

E-méthane/e-méthane				E-méthanol			
	2021	2030	2040		2021	2030	2040
Pipeline de CH <sub>4</sub> local <sup>(1)</sup>	3,2 EUR/MWh	3,2 EUR/MWh	3,2 EUR/MWh	Pipeline de CH <sub>3</sub> OH local <sup>(6)</sup>	2,6 EUR/MWh	2,6 EUR/MWh	2,6 EUR/MWh
Liquéf. du CH <sub>4</sub> <sup>(2)</sup>	8,7 EUR/MWh	8,7 EUR/MWh	8,7 EUR/MWh	Stockage du CH <sub>3</sub> OH <sup>(7)</sup>	1 EUR/MWh	1 EUR/MWh	1 EUR/MWh
Transport du CH <sub>4</sub> <sup>(3)</sup>	4,5 EUR/MWh	4,5 EUR/MWh	4,5 EUR/MWh	Transport du CH <sub>3</sub> OH <sup>(8)</sup>	4,1 EUR/MWh	4,1 EUR/MWh	4,1 EUR/MWh
Stockage du L-CH <sub>4</sub> <sup>(4)</sup>	1,5 EUR/MWh	1,5 EUR/MWh	1,5 EUR/MWh	Stockage du CH <sub>3</sub> OH <sup>(7)</sup>	1 EUR/MWh	1 EUR/MWh	1 EUR/MWh
Soutage du L-CH <sub>4</sub> <sup>(5)</sup>	0,76 EUR/MWh	0,76 EUR/MWh	0,76 EUR/MWh	Soutage du L-CH <sub>3</sub> OH <sup>(9)</sup>	0,55 EUR/MWh	0,55 EUR/MWh	0,55 EUR/MWh
<b>+ 18,7 EUR/MWh pour l'expédition depuis l'Australie vers Rotterdam</b>				<b>+ 9,15 EUR/MWh pour l'expédition depuis l'Australie vers Rotterdam</b>			



La littérature concernant le transport du méthanol est limitée, par conséquent les chiffres concernant le e-méthanol sont plus incertains que pour le e-méthane. En outre, on pourrait supposer des coûts supplémentaires pour le transport du e-méthanol en raison de la taille limitée des infrastructures existantes par rapport à la consommation énergétique finale du secteur maritime.

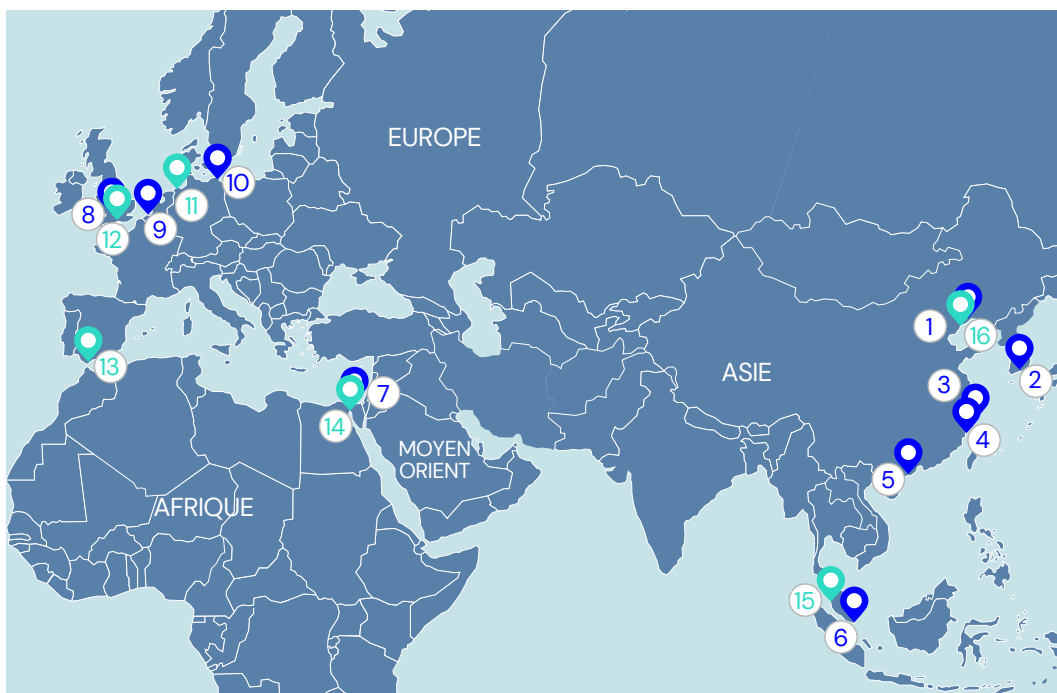
1. M. Ulvestad & al., Natural gas & CO<sub>2</sub> price variation: Impact on the relative cost-efficiency of LNG and pipelines
2. CE Delft, Availability & costs of liquefied bio- and synthetic methane, 2020 - p.63 et discussion avec L. Hamou
3. Oxford Institute for Energy Studies, LNG Shipping Forecast, p.14
4. E-mail d'Elengy
5. Smart port; Power-2-fuel Cost Analysis, p. 13
6. D'après un prix supposé de 2 \$/bl de diesel (Forbes) ; dépend largement de la distance

7. D'après un prix supposé de 0,55 \$/bl → Fourchette basse des chiffres communiqués par Elengy pour le CH<sub>4</sub>
8. Oxford Energy, The LNG Shipping Forecast costs, 2018 & M. Al-Breiki, Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon.
9. Smart port; Power-2-fuel Cost Analysis, p. 13



# Étude de cas : analyse de l'hypothèse concernant les itinéraires

La liaison longue distance, reliant Rotterdam à Tianjin, dure 84 jours pour 23 272 NM. L'hypothèse émise compte 4,35 liaisons longue distance par an.



Départ	Arrivée	Durée [jours]	Distance [NM]
1 Tianjin	2 Busan	4,71	702
2 Busan	3 Ningbo	2,92	468
3 Ningbo	4 Shanghai	1,58	87
4 Shanghai	5 Yantian	3,58	767
5 Yantian	6 Singapour	4,33	1 447
6 Singapour	7 Suez	12,21	4 985
7 Suez	8 Southampton	8,75	3 104
8 Southampton	9 Dunkerque	2,75	177
9 Dunkerque	10 Hambourg	1,92	335
10 Hambourg	11 Rotterdam	3,79	229
11 Rotterdam	12 Southampton	2,38	227
12 Southampton	13 Algésiras	4,54	1 180
13 Algésiras	14 Suez	6,88	1 924
14 Suez	15 Port Klang West	14,00	4 860
15 Port Klang West	16 Tianjin	9,67	2 880

TOTAL

84

23 372



L'hypothèse compte **4,35** liaisons longue distance par an

# Étude de cas : analyse de l'hypothèse concernant les itinéraires

La liaison courte distance, reliant Rotterdam à Saint-Pétersbourg, dure 15 jours pour 2 714 NM.  
L'hypothèse émise compte 23,79 liaisons longue distance par an.



Départ	Arrivée	Durée [jours]	Distance [NM]
1 Rotterdam	2 Kiel	1,68	217
2 Kiel	3 Saint-Pétersbourg	2,96	755
3 Saint-Pétersbourg	4 Helsinki	1,25	139
4 Helsinki	5 Riga	1,65	303
5 Riga	6 Klaipėda	1,27	242
6 Klaipėda	7 Kiel	1,58	398
7 Kiel	8 Teesport	1,96	334
8 Teesport	9 Bruges	1,79	262
9 Bruges	10 Rotterdam	1,21	64

TOTAL

15

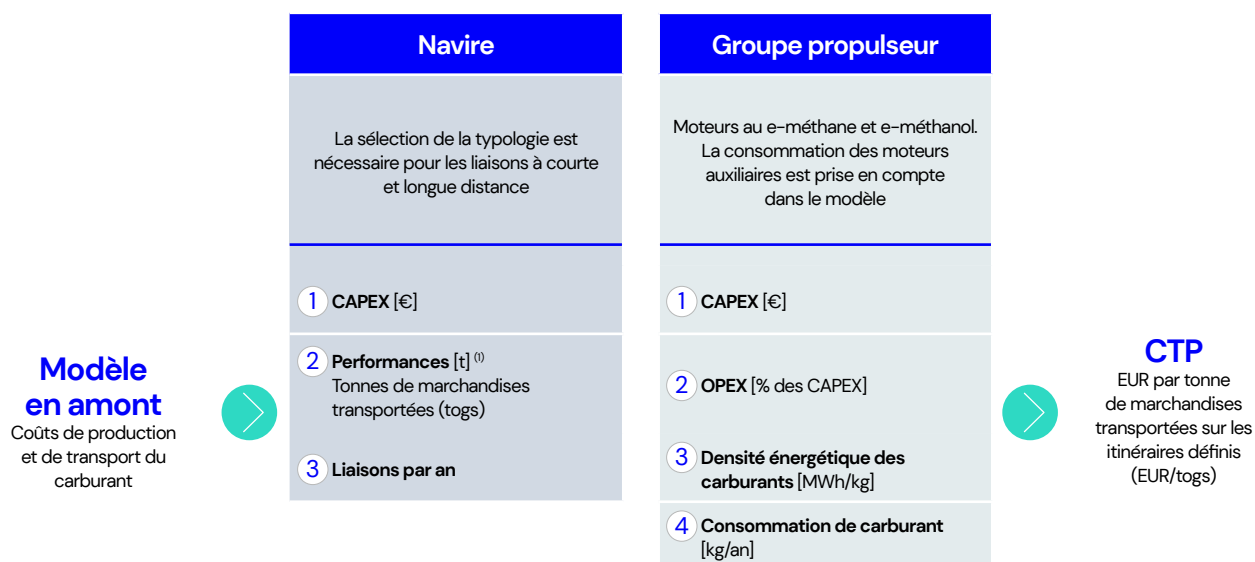
2 714



L'hypothèse  
compte **23,79** liaisons  
longue distance par an

# Étude de cas : analyse de la méthodologie de calcul du CTP

Le calcul du CTP se base sur <sup>(1)</sup> les coûts des e-carburants précédemment calculés, <sup>(2)</sup> les itinéraires déterminés et <sup>(3)</sup> les caractéristiques des navires et de leur groupe propulseur.



## Cette étude est effectuée pour :

- Trois années : 2021, 2030, 2040
- Quatre scénarios de prix du CO<sub>2</sub> : AU-non bio, AU-DAC, EU-non bio, AU-bio
- Deux valeurs du coût moyen pondéré du capital : 4,64% <sup>(2)</sup> et 8,23% <sup>(3)</sup>

1. Les tonnes de marchandises transportées par an sont calculées ainsi : (capacité du navire) \* (70 %) \* (nombre de liaisons) \* 2

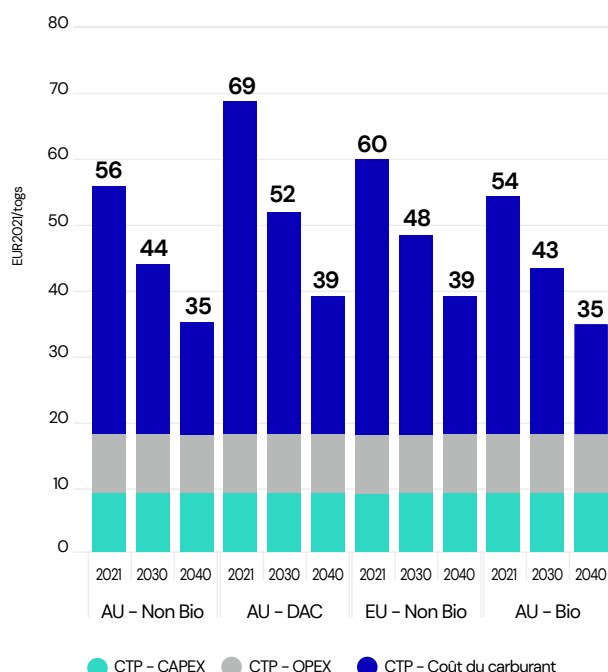
2. La Stern University donne un coût moyen pondéré du capital de 4,64 % pour le secteur maritime et de la construction navale au début de l'année 2021 en Europe de l'Ouest.

3. Synergies Economic Consulting donne un coût moyen pondéré du capital de 8,23 % pour le port de Melbourne pour l'année 2021 – 2022.

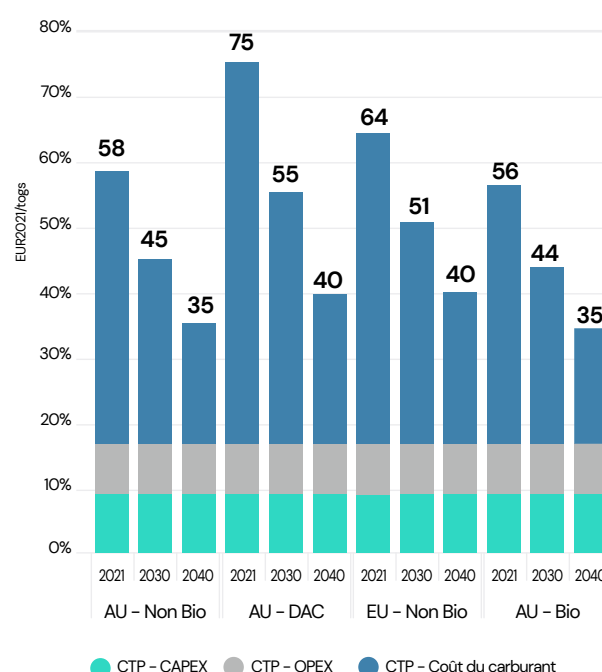
# Étude de cas : CTP pour les liaisons longue distance avec un coût moyen pondéré du capital de 4,64 %

Dans ce scénario de référence, le CTP du e-méthane est égal à 56 EUR/togs et descend à 35 EUR/togs en 2040. Le CTP du e-méthanol est légèrement plus élevé, mais la différence n'est pas significative.

CTP pour le e-méthane sur les liaisons à longue distance avec différents CO<sub>2</sub>



CTP pour le e-méthanol sur les liaisons à longue distance avec différents CO<sub>2</sub>



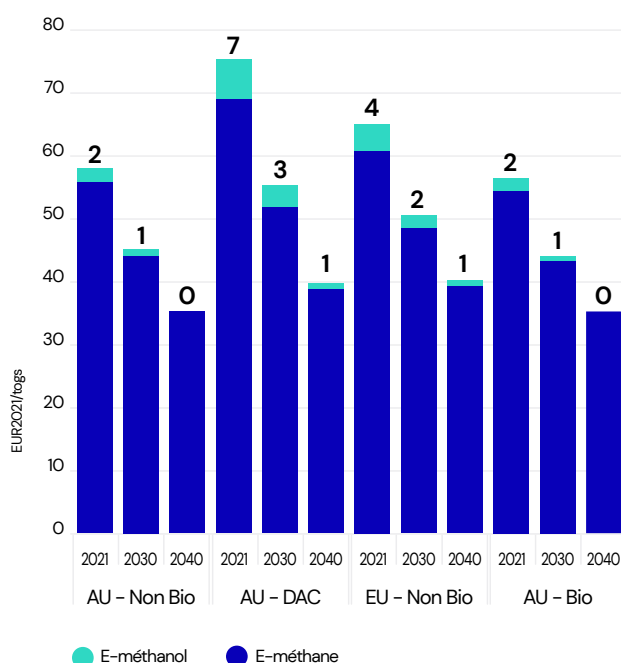
- Le CTP est exprimé en EUR2021 par tonne de marchandises transportées sur l'itinéraire de Rotterdam à Tianjan
- L'élément du CTP le plus significatif correspond aux dépenses énergétiques associées à la consommation de carburant. L'écart avec les autres éléments de coût diminue au fil du temps, grâce à la réduction du coût du carburant permise par les améliorations technologiques.
- Le CTP du e-méthanol est supérieur à celui du e-méthane, en raison d'une consommation de carburant plus importante en dépit de CAPEX et d'OPEX inférieures.
- Le CTP plus élevé (jusqu'à 75 EUR2021/tonne pour le e-méthanol) dans le scénario 2 (AU-DAC) est dû à des coûts de production du carburant supérieurs à cause du coût élevé de l'approvisionnement en CO<sub>2</sub> par DAC.

Les CAPEX fournies correspondent à la somme des CAPEX pour le navire, le moteur et le stockage.

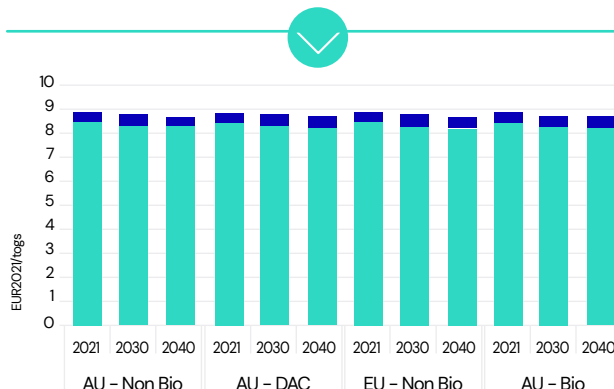
# Étude de cas : CTP pour les liaisons à longue distance avec un coût moyen pondéré du capital de 4,64 %

La différence globale entre les CTP du e-méthane et du e-méthanol est principalement due au coût du carburant.

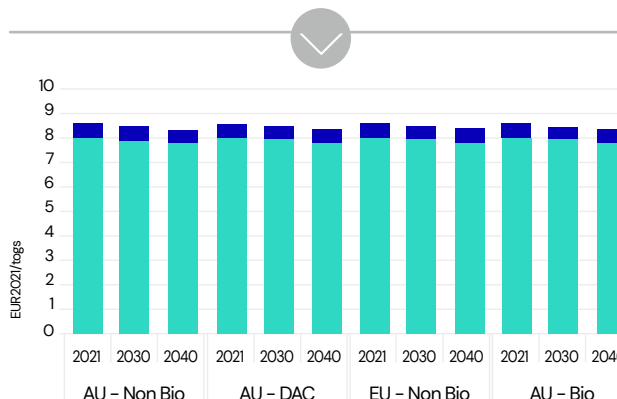
## E-méthanol et e-méthane



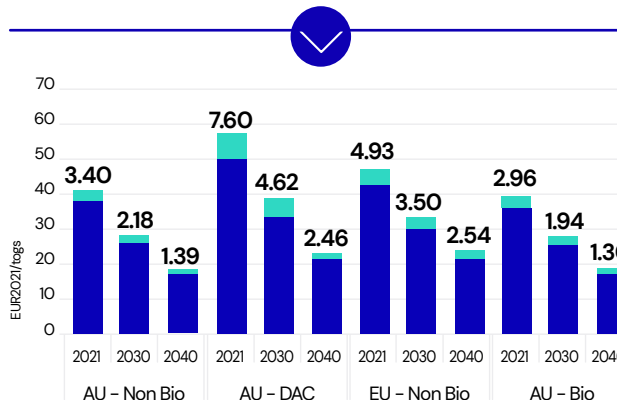
## CAPEX



## OPEX



## FUEL

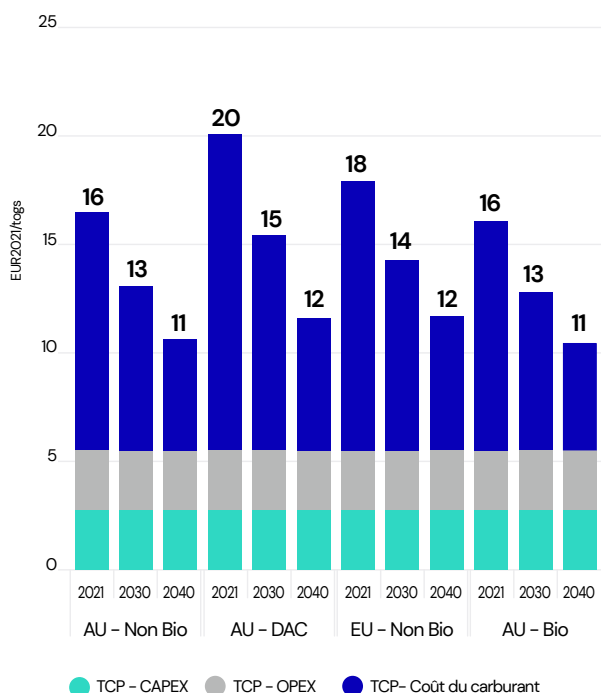


- L'écart de CTP entre le e-méthane et le e-méthanol s'étend de zéro ou presque à 7 EUR2021/togs, avec une moyenne d'environ 2,25 EUR2021/togs.
- Les CAPEX et OPEX sont légèrement supérieures pour le e-méthane, mais la consommation de e-méthanol plus importante impacte davantage l'écart final dans le CTP.

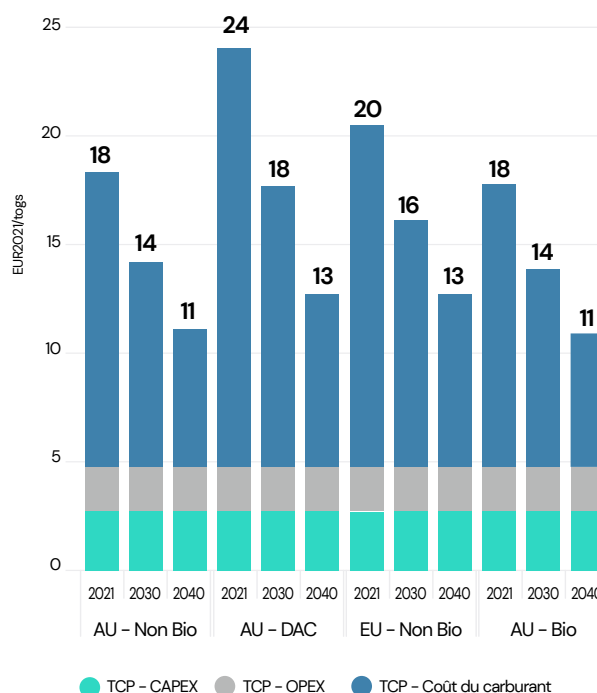
# Étude de cas : CTP pour les liaisons à courte distance avec un coût moyen pondéré du capital de 4,64 %

Le CTP est légèrement supérieur pour le e-méthanol, mais la différence n'est pas significative. Le CTP atteint au maximum 24 EUR<sub>2021</sub>/togs.

CTP pour le e-méthane sur les liaisons à courte distance avec différents CO<sub>2</sub>



CTP pour le e-méthanol sur les liaisons à courte distance avec différents CO<sub>2</sub>



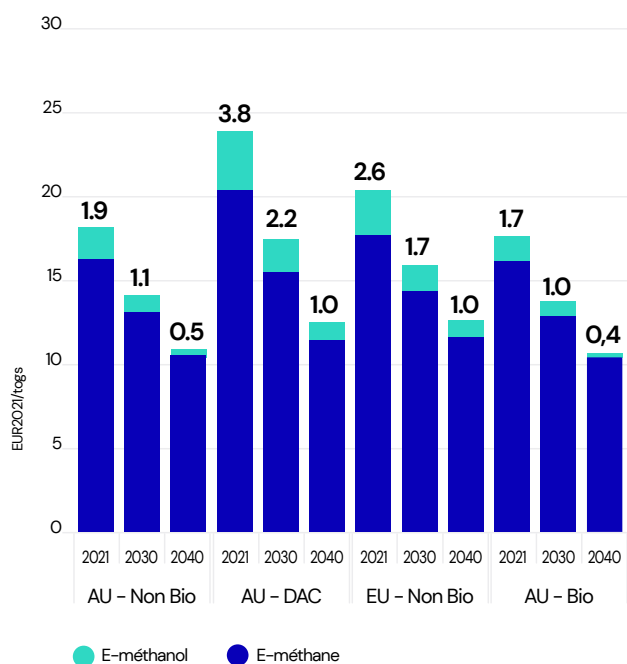
- Le CTP est exprimé en EUR<sub>2021</sub> par tonne de marchandises transportées sur l'itinéraire de Rotterdam à Saint-Petersbourg.
- L'élément du CTP le plus significatif correspond aux dépenses énergétiques associées à la consommation de carburant. L'écart avec les autres éléments de coût diminue au fil du temps, grâce à la réduction du coût du carburant permise par les améliorations technologiques.
- Le CTP du e-méthanol est supérieur à celui du e-méthane, en raison d'une consommation de carburant plus importante en dépit de CAPEX et d'OPEX inférieures.
- Le CTP plus élevé (jusqu'à 24 EUR<sub>2021</sub>/tonne pour le e-méthanol) dans le scénario 2 (AU-DAC) est dû à des coûts de production du carburant supérieurs

Les CAPEX fournies correspondent à la somme des CAPEX pour le navire, le moteur et le stockage.

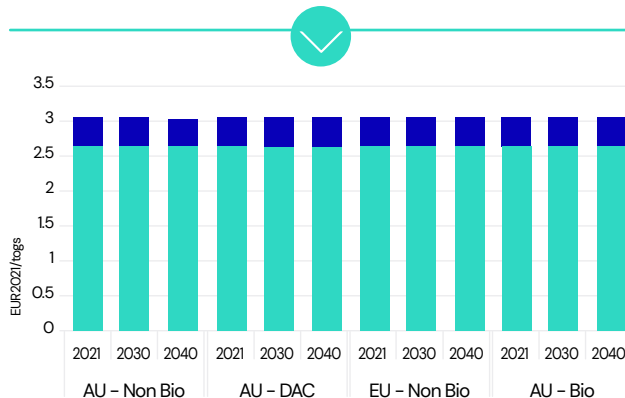
# Étude de cas : CTP pour les liaisons à courte distance avec un coût moyen pondéré du capital de 4,64 %

La différence entre les CTP des deux carburants est quasiment négligeable dans le cas des liaisons à courte distance.

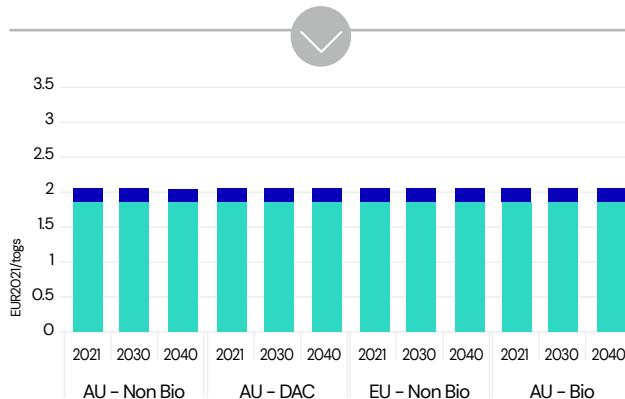
## E-méthanol et e-méthane



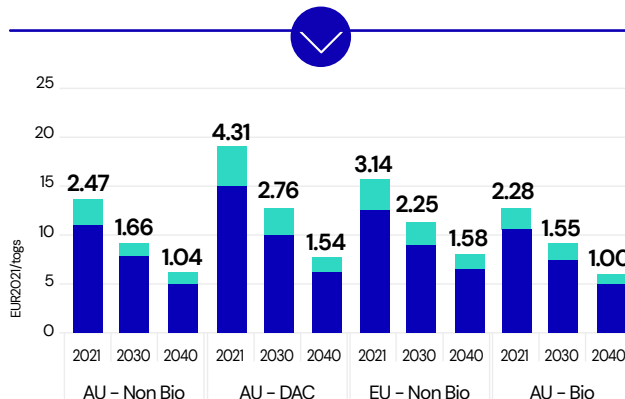
## CAPEX



## OPEX



## FUEL



L'écart de CTP entre le e-méthane et le e-méthanol s'étend de zéro ou presque à 3,8 EUR2021/t, avec une moyenne d'environ 0,58 EUR2021/t.

# Étude de cas : conclusion

D'un point de vue économique, le e-méthane semble légèrement plus compétitif, mais la différence n'est pas significative et s'amenuise à l'horizon 2040.

Évaluation de la compétitivité du e-méthane et du e-méthanol

1

Les coûts de production de e-méthane et e-méthanol dépendent du coût du H<sub>2</sub> vert

Le coût du e-méthanol est supérieur à celui du e-méthane, car les CAPEX seront a priori supérieures de 25 % et sa production consomme davantage de CO<sub>2</sub>

2

Le coût de transport du e-méthane est égal à environ 19 EUR/MWh, contre 9 EUR/MWh pour le e-méthanol

La différence s'explique principalement par la nécessité de liquéfier le e-méthane

3

Si le e-méthane semble à ce jour un peu plus compétitif que le e-méthanol, la différence n'est pas significative pour les deux itinéraires considérés

Longue distance : diminution de 56 EUR/togs aujourd'hui à 35 EUR/togs en 2040 pour le e-méthane, et de 58 EUR/togs à 36 EUR/togs pour le e-méthanol

Courte distance : diminution de 16 EUR/togs aujourd'hui à 11 EUR/togs en 2040 pour le e-méthane, et de 18 EUR/togs à 11 EUR/togs pour le e-méthanol

4

L'analyse du CTP du e-méthanol suppose son abondance

En raison des infrastructures limitées pour la supply chain du méthanol, des coûts supplémentaires pourraient s'appliquer, rendant le e-méthane plus compétitif



# **4. Argumentation sur l'impact environnemental des carburants utilisés dans le transport maritime**

# Impact environnemental : méthodologie

En gardant à l'esprit l'objectif de décarbonisation, l'analyse économique doit être complétée par une évaluation de l'impact environnemental des carburants alternatifs.

Passage en revue du classement initial basé sur le CTP en tenant compte de l'impact environnemental, afin de déterminer la meilleure alternative.

1

Analyse des  
concepts clés

2

Analyse  
de toute la chaîne  
d'émissions  
pour les  
e-carburants

3

Identification des  
principaux facteurs  
pour l'ACV

4

Identification des  
autres impacts  
environnementaux

# Impact environnemental : analyse des concepts clés

L'évaluation de l'impact environnemental repose sur trois concepts principaux. L'initiative FuelEU Maritime prône d'abandonner l'approche « du réservoir au sillage » (Tank-to-Wake, TTW), au profit d'une approche « du puits au sillage » (Well-to-Wake, WTW).

	Production du carburant	Transport du carburant	Consommation du carburant
Consommation de produits	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation énergétique des processus</li> <li>• Efficacité des processus</li> <li>• CO<sub>2</sub></li> <li>• Etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation énergétique du moyen de transport</li> <li>• Distance</li> <li>• Carburant utilisé</li> <li>• Etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carburant et énergie utilisés</li> <li>• Rendement du moteur</li> <li>• Fuite et évaporation</li> <li>• Etc.</li> </ul>
Infrastructures	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Électrolyseur</li> <li>• Bloc de méthanation</li> <li>• Réacteur à méthanol</li> <li>• Systèmes de prod. d'énergies renouvelables</li> <li>• Systèmes de prod. d'énergie nucléaire</li> <li>• Systèmes de prod. d'énergie thermique</li> <li>• Etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipeline terrestre</li> <li>• Pipeline en mer</li> <li>• Camions</li> <li>• Navires</li> <li>• Etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Navire</li> <li>• Moteur</li> <li>• Réservoir</li> <li>• Etc.</li> </ul>



L'analyse du cycle de vie (ACL) nécessite un ensemble de données plus complet et des calculs généralement plus complexes

Cela peut poser problème dans le cas de nouveaux processus, dont les limites sont souvent moins bien définies.

ACL	Du puits au sillage (WTW)	Du réservoir au sillage (TTW)
<p>Analyse centrée sur les émissions de GES et les autres impacts environnementaux de la production à la consommation du carburant, en incluant les infrastructures (par ex. : fin de vie des navires).</p> <p>Permet une <b>comparaison rationnelle des solutions</b> en tenant compte du cycle de vie à la fois du carburant et des infrastructures requises.</p>	<p>Analyse centrée sur les émissions de GES de la production à la consommation du carburant.</p> <p>–</p> <p>Comparaison des carburants sans tenir compte de l'impact environnemental des infrastructures.</p>	<p>Analyse centrée uniquement sur les émissions de GES de la consommation de carburant.</p> <p>–</p> <p><b>Ne permet pas de comparer</b> l'impact environnemental des carburants ni de leurs infrastructures.</p>



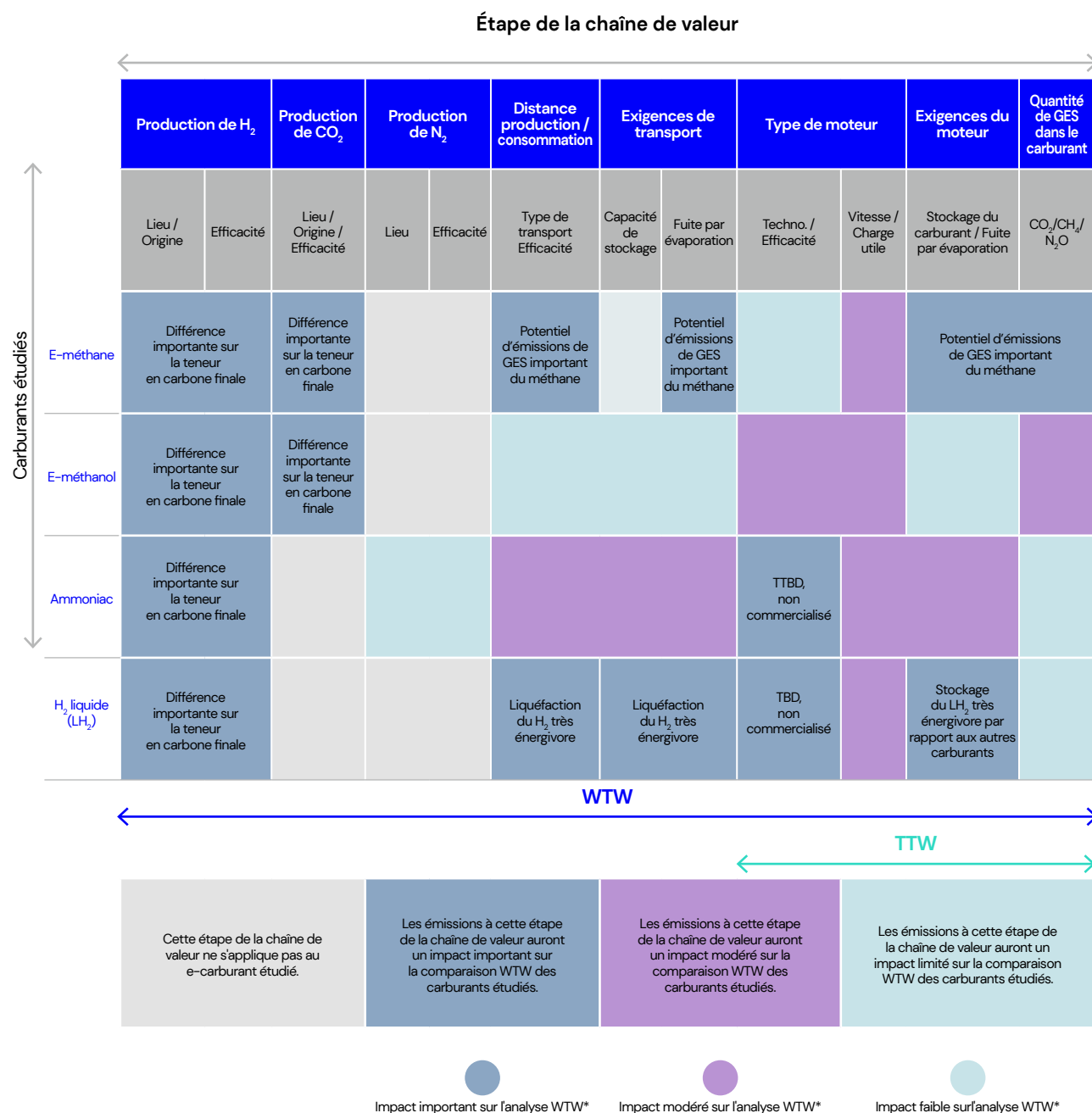
Contrairement à l'ACL, l'approche WTW n'a pas une portée bien définie. Par conséquent, il peut s'avérer difficile de comparer deux analyses de ce type, car l'une peut tenir compte des infrastructures et l'autre non.

Sources : JRC, JEC Well-to-Wheels report v5, 2020

Commission européenne, <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/activities/wtw>, dernière consultation le 13/10/2021.

# Facteurs clés des émissions WTW : présentation

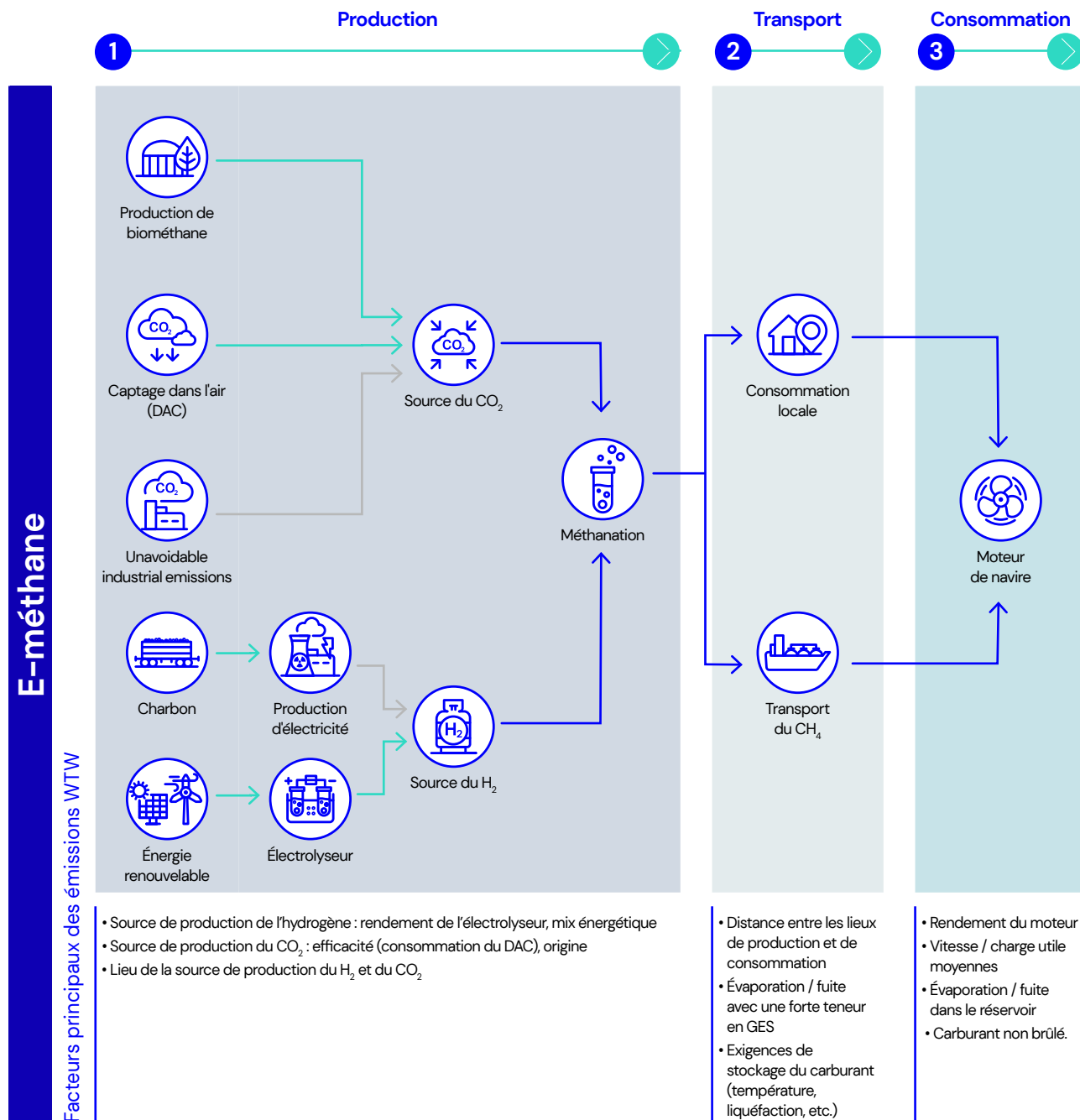
Une approche TTW tient compte uniquement des GES contenus dans le carburant, même si les émissions en amont de la chaîne de valeur peuvent être conséquentes.



# Facteurs clés des émissions WTW : analyse approfondie du e-méthane

Comme les autres carburants synthétiques, le e-méthane dépendra fortement des types de H<sub>2</sub> et de CO<sub>2</sub> utilisés dans le processus de production. Outre les émissions de CO<sub>2</sub>, il convient également de prendre en compte les émissions d'autres GES (comme les fuites de CH<sub>4</sub>).

Exemple pour le e-méthane



Veuillez noter que des analyses approfondies pour le e-méthanol, le H<sub>2</sub> liquide et l'ammoniac sont disponibles dans les Annexes 4 à 6.

# Analyse du cycle de vie

En plus des émissions de GES couvertes par l'approche WTW, l'industrie maritime a des impacts environnementaux très divers. Pour être vraiment exhaustif, il est nécessaire de procéder à une analyse du cycle de vie (ACV).

La Commission européenne fournit une liste par défaut de 13 catégories d'impact sur l'empreinte environnementale afin de faciliter les ACV

Réchauffement climatique
Appauvrissement de l'ozone
Écotoxicité pour les organismes vivants en eau douce
Toxicité pour l'être humain (autre que cancers)
Particules atmosphériques / Particules inorganiques affectant les voies respiratoires
Rayonnement ionisant : effets sur la santé humaine
Formation d'ozone photochimique
Acidification
Eutrophisation des terres
Eutrophisation aquatique
Épuisement des ressources en eau
Épuisement des ressources minérales et fossiles
Transformation des terres

Principaux impacts sur l'empreinte carbone de la production et du transport de carburants

Principaux impacts sur l'empreinte carbone de la consommation de carburant

Certaines catégories s'appliquent directement aux e-carburants et au secteur maritime, ce qui confirme l'importance d'effectuer une ACV

Épuisement des ressources en eau (par ex. : eau pour l'électrolyse et la production d'énergies renouvelables)
Épuisement des ressources minérales et fossiles (par ex. : extraction de métaux pour les infrastructures, etc.)
Transformation des terres ex. Land availability for PV, etc
Réchauffement climatique (par ex. : émissions de GES de l'ensemble de la chaîne de valeur)
Acidification (par ex. : échappement des moteurs, laveur humide)
Écotoxicité pour les milieux marins (par ex. : eaux de cale, etc.)
Eutrophisation aquatique (par ex. : laveur humide, etc.)
Bruit sous-marin (par ex. : moteur, etc.)
Infrastructure
Consommation

Portée de l'approche du puits au sillage adoptée par l'initiative FuelEU Maritime.

E. Ytreberg & al., Valuating environmental impacts from ship emissions – The marine perspective, 2021

Agence européenne pour l'environnement : <https://www.eea.europa.eu/highlights/eu-maritime-transport-first-environmental>, dernière consultation le 10 octobre 2021

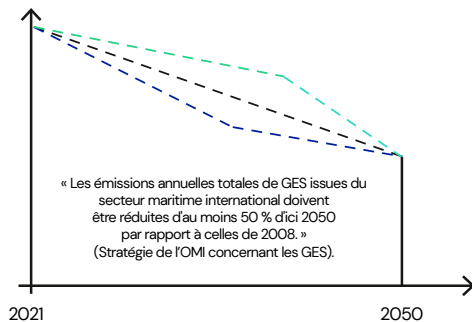
T.R. Walker & al., The Environmental effect of Marine Transportation, 2019.

# Analyse du cycle de vie

Compte tenu de la disponibilité limitée des e-carburants à court et moyen terme, il convient également d'analyser l'impact environnemental global des différentes stratégies de décarbonisation.

Différentes routes peuvent mener au même objectif...

Illustration de stratégies de décarbonisation possibles



Émissions de GES cumulées les plus élevées, issues d'une solution avec une mise en place lente et basée sur des solutions existantes plus polluantes, comme le e-méthanol	Émissions de GES cumulées intermédiaires, issues d'une solution mature en accord avec le développement des énergies renouvelables dans le secteur maritime	Émissions de GES cumulées les plus faibles, issues d'une solution mature qui peut d'ores et déjà être utilisée sur des navires existants, comme le e-méthane
---	--	--

...c'est pourquoi il est essentiel de trouver celle qui minimise l'impact environnemental actuel jusqu'en 2050

La disponibilité du e-méthane comme du e-méthanol reste à ce jour limitée, par conséquent...

+

?

-

le e-méthane sera complété par le GNL	le e-méthanol sera complété par le mazout marin
<ul style="list-style-type: none"> <li>• GNL : réduction de près de 100 % des émissions de SOx et de particules, et de près de 90 % des émissions de NOx par rapport au gazole marin</li> <li>• Le GNL est le seul carburant disponible qui respecte la limite de 500 gCO<sub>2</sub>eq./kWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mazout marin + réduction sélective catalytique (SCR) + filtre à particules diesel (DPF) : réduction de près de 100 % des émissions de SOx et de particules, et de plus de 90 % des émissions de NOx</li> </ul>
<p>Les LCA actuelles sont déjà connues (avec de meilleurs résultats pour le GNL que pour le mazout marin), mais celles des combustibles carbonés et de leurs e-carburants respectifs doivent être considérées de manière dynamique</p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les rejets de méthane représentent un défi, mais celui-ci peut être relevé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les filtres à particules ne sont pas encore commercialisés</li> <li>• Le passage du mazout marin au e-méthanol sur un même navire ne se fait pas sans effort : les réservoirs doivent être entièrement nettoyés. Par conséquent, le e-méthanol est moins susceptible d'être utilisé que le e-méthane, qui peut être mélangé avec le GNL</li> </ul>

VTT Technical Research Centre, G.-Y. & al. Demand Forecasting for Liquefied Natural Gas Bunkering by Country and Region Using Meta-Analysis and Artificial Intelligence. Sustainability 2021, 13

Centre of Finland Ltd, Integrated Energy Solutions to Smart & Green Shipping, 2019.

# Impact environnemental : conclusion

Une méthodologie claire et rationnelle doit être définie afin d'évaluer objectivement l'impact environnemental des carburants utilisés dans le secteur maritime. Si l'analyse du cycle de vie constitue l'approche la plus efficace, c'est également la plus complexe.

Passage en revue du classement initial basé sur le CTP en tenant compte de l'impact environnemental, afin de déterminer la meilleure alternative.

1

Une analyse du cycle de vie ou du puits au sillage est préférable pour son exhaustivité, qui permet de bien refléter l'impact environnemental.

2

Le  $\text{LH}_2$  et l'e-ammoniac sont souvent considérés comme neutres en carbone, pourtant cela dépend considérablement de leur production.

L'origine du  $\text{CO}_2$  est un facteur clé pour le e-méthane et le e-méthanol.

3

Une ACL offre les avantages suivants : <sup>(1)</sup> une méthodologie d'évaluation précise ; <sup>(2)</sup> la prise en compte à la fois de la consommation et des infrastructures ; et <sup>(3)</sup> la prise en compte d'une grande diversité d'impacts environnementaux.

4

Cependant, ce n'est pas suffisant de procéder à une analyse du cycle de vie ou du puits au sillage d'un carburant.

Il est nécessaire d'évaluer les différentes stratégies de décarbonisation et leurs impacts cumulés.

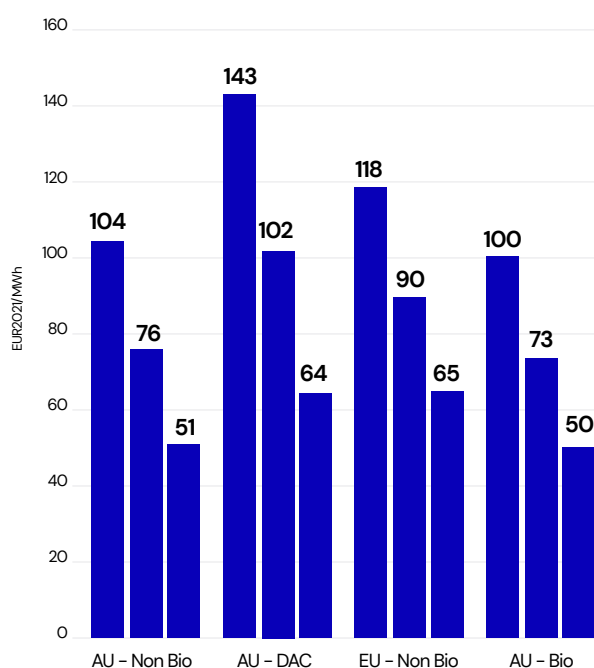


# Annexes

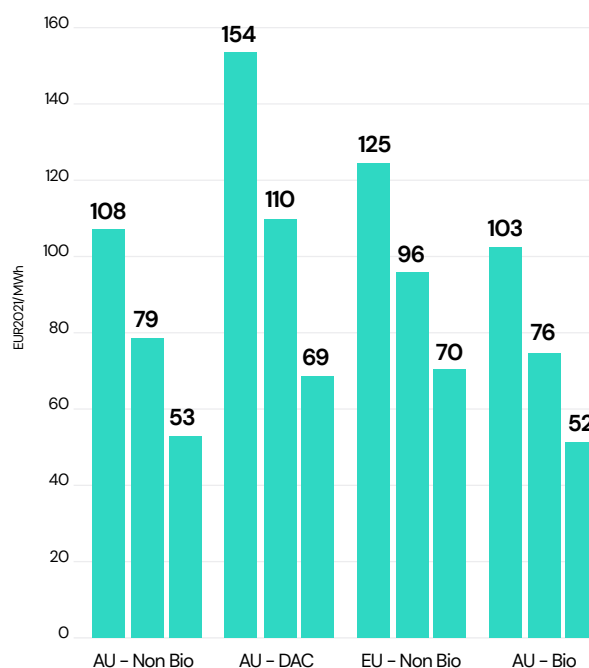
# Annexe 1 : Production de e-carburants : coût moyen pondéré du capital de 8,3%

Le CO<sub>2</sub> biogénique est la solution la plus compétitive, quoique sa disponibilité limitée impose des contraintes.

Coûts du LCO CH<sub>4</sub> avec différents prix de CO<sub>2</sub> (coût moyen pondéré du capital de 8,3 %)



Coûts du LCO CH<sub>3</sub>OH avec différents prix de CO<sub>2</sub> (coût moyen pondéré du capital de 8,3 %)

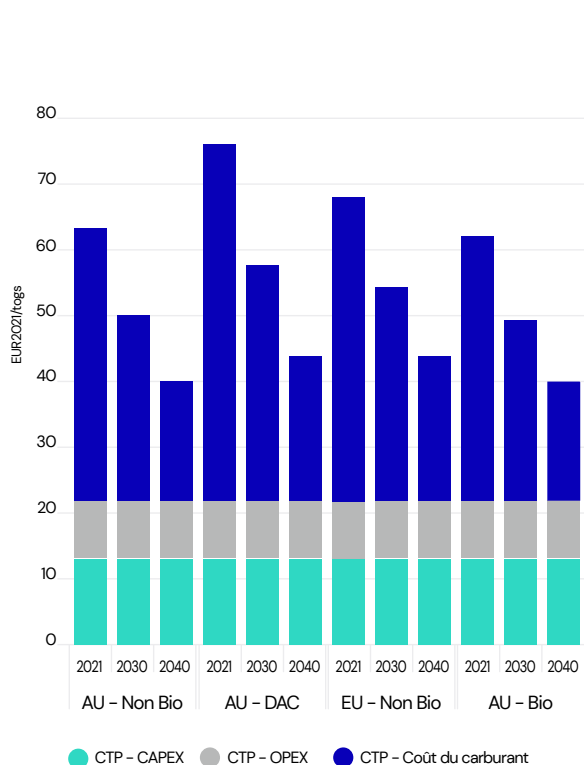


- Le LCO CH<sub>4</sub> et le LCO CH<sub>3</sub>OH pourraient augmenter d'environ 40 EUR/MWh en utilisant du CO<sub>2</sub> obtenu par DAC. Remarque : l'écart entre le CO<sub>2</sub> biogénique et extrait par DAC diminue avec le temps grâce à l'amélioration des technologies de DAC, qui permet une diminution des coûts.
- D'ici 2040, il semblerait que la capture de CO<sub>2</sub> non biogénique en Europe pour l'expédier en Australie coûterait sensiblement le même prix que le CO<sub>2</sub> obtenu par DAC en Australie.
- Le CO<sub>2</sub> biogénique et non biogénique australien reste toujours la meilleure option en termes de coûts, qui restent pratiquement identiques jusqu'en 2040.

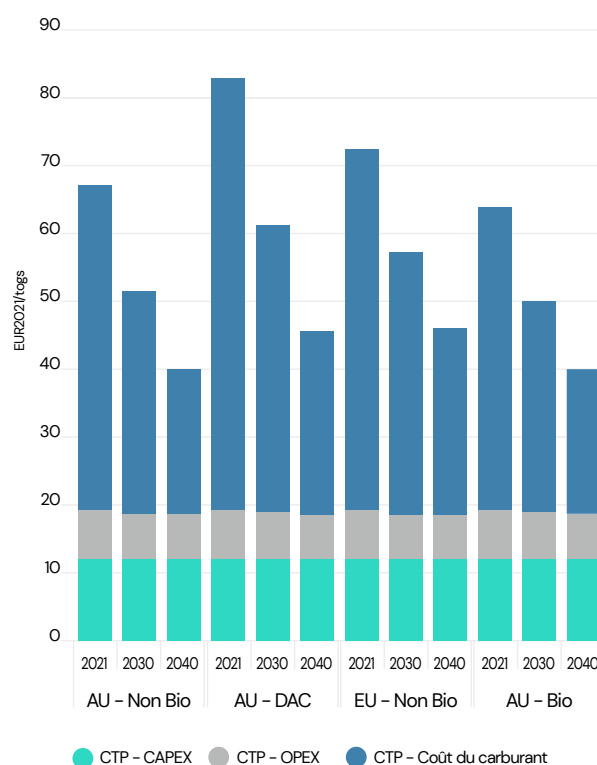
## Annexe 2 : CTP pour les liaisons à longue distance avec un coût moyen pondéré du capital de 8,23 %

Le CTP est inférieur pour le e-méthane dans tous les scénarios considérés.

CTP pour le e-méthane sur les liaisons à longue distance avec différents CO<sub>2</sub>



CTP pour le e-méthanol sur les liaisons à longue distance avec différents CO<sub>2</sub>



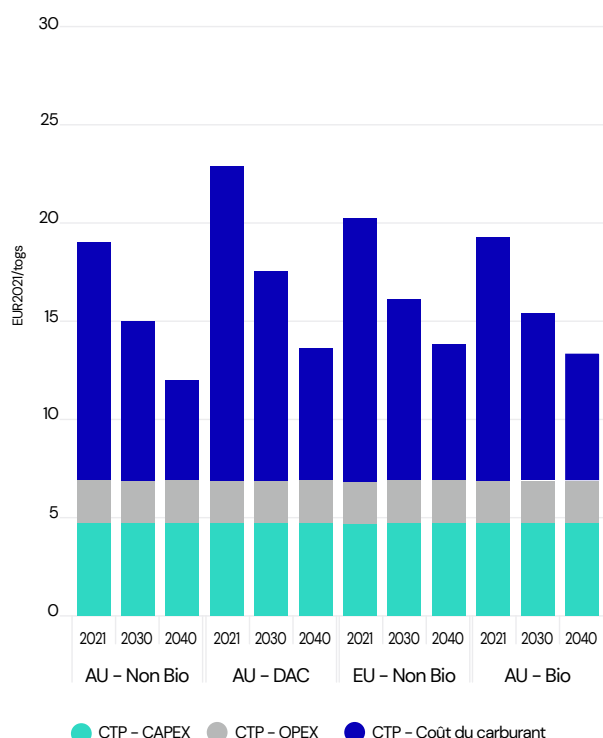
- Le CTP est exprimé en EUR2021 par tonne de marchandises transportées sur l'itinéraire de Rotterdam à Tianjan.
- L'élément du CTP le plus significatif correspond aux dépenses énergétiques associées à la consommation de carburant. L'écart avec les autres éléments de coût diminue au fil du temps, grâce à la réduction du coût du carburant permise par les améliorations technologiques.
- Le CTP du e-méthanol est supérieur à celui du e-méthane, en raison d'une consommation de carburant plus importante en dépit de CAPEX et d'OPEX inférieures.
- Le CTP plus élevé (jusqu'à 83 EUR2021/tonne pour le e-méthanol) dans le scénario 2 (AU-DAC) est dû à des coûts de production du carburant supérieurs.

Les CAPEX fournies correspondent à la somme des CAPEX pour le navire, le moteur et le stockage.

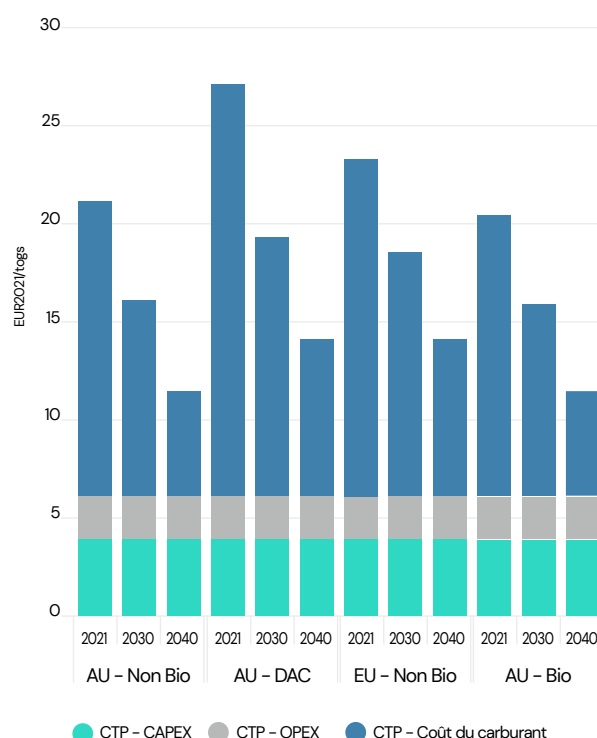
## Annexe 3 : CTP pour les liaisons à courte distance avec un coût moyen pondéré du capital de 8,23 %

Le CTP pour le e-méthanol est légèrement plus élevé, atteignant au maximum 26 EUR2021/t, proche de 29 % des coûts correspondants pour la liaison à longue distance.

CTP pour le e-méthane sur les liaisons à longue distance avec différents CO<sub>2</sub>



CTP pour le e-méthanol sur les liaisons à longue distance avec différents CO<sub>2</sub>

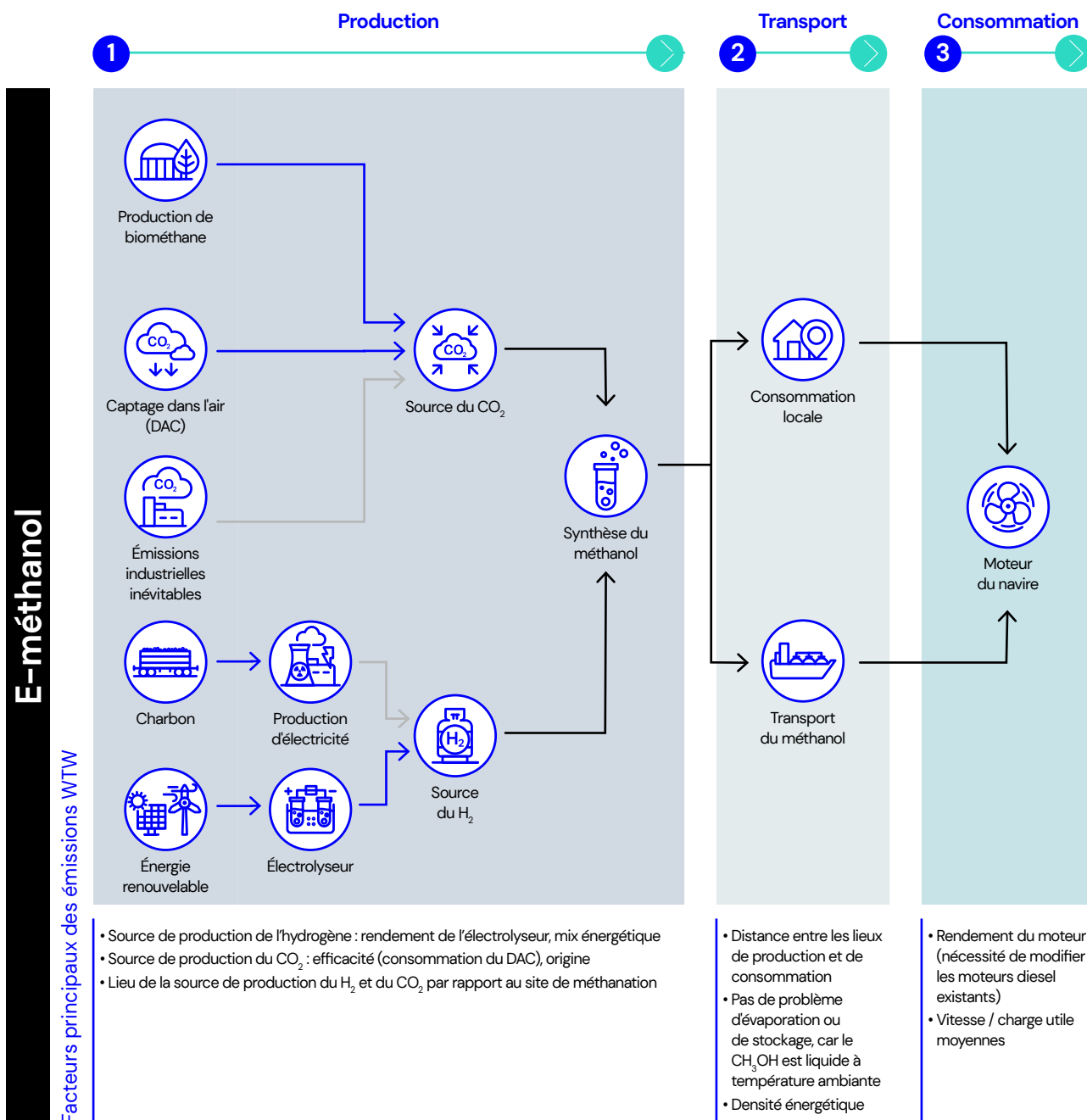


- Le CTP est exprimé en EUR2021 par tonne de marchandises transportées sur l'itinéraire de Rotterdam à Saint-Pétersbourg.
- L'élément du CTP le plus significatif correspond aux dépenses énergétiques associées à la consommation de carburant. L'écart avec les autres éléments de coût diminue au fil du temps, grâce à la réduction du coût du carburant permise par les améliorations technologiques.
- Le CTP du e-méthanol est supérieur à celui du e-méthane, en raison d'une consommation de carburant plus importante en dépit de CAPEX et d'OPEX inférieures.
- Le CTP plus élevé (jusqu'à 24 EUR2021/tonne pour le e-méthanol) dans le scénario 2 (AU-DAC) est dû à des coûts de production du carburant supérieurs.

Les CAPEX fournies correspondent à la somme des CAPEX pour le navire, le moteur et le stockage.

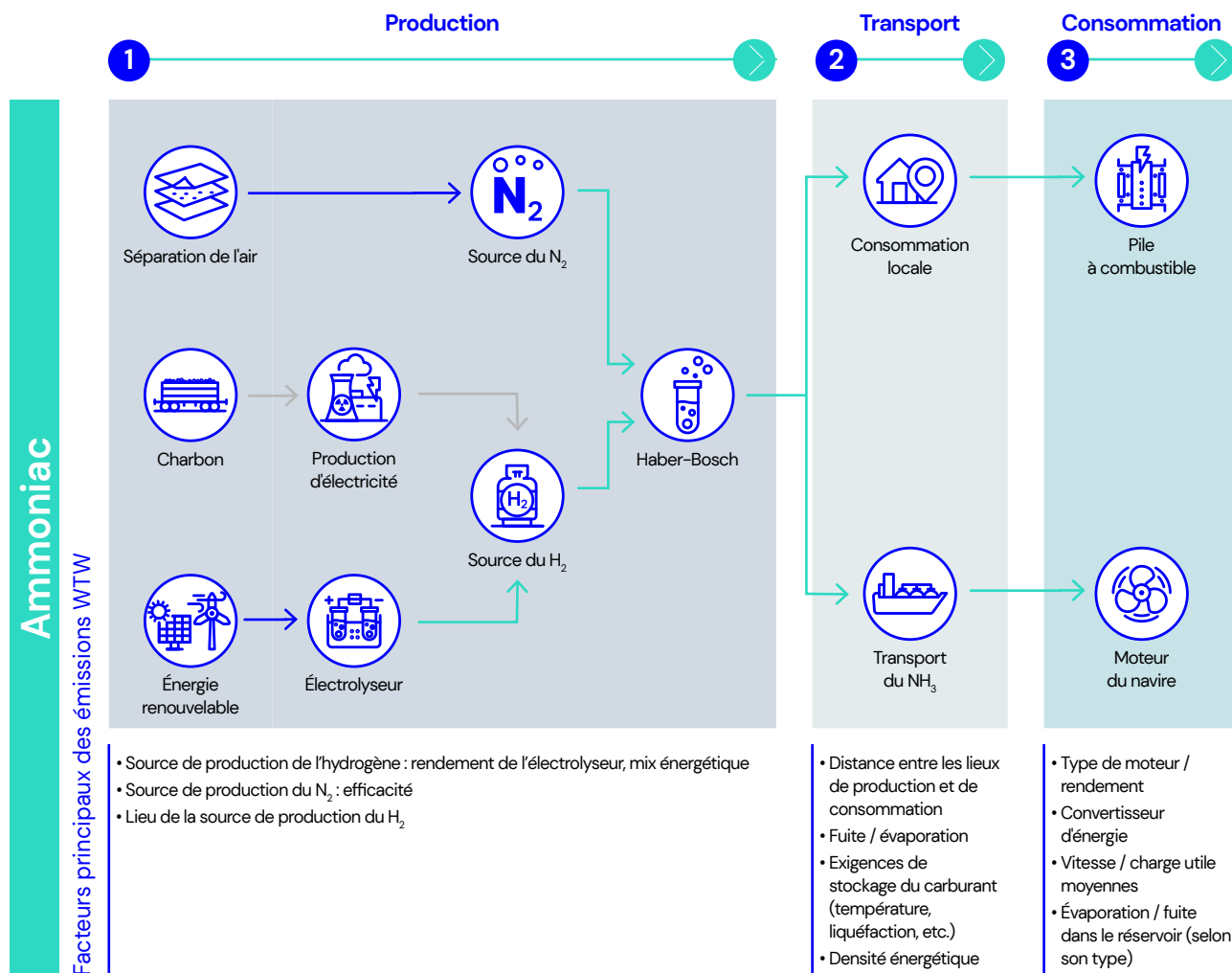
# Annexe 4 : Facteurs clés des émissions WTW : analyse approfondie du e-méthanol

La production en amont du e-méthanol semble très proche de celle du e-méthane. Le e-méthanol a pour avantage de faibles contraintes de stockage, mais comme inconvénient sa densité énergétique inférieure.



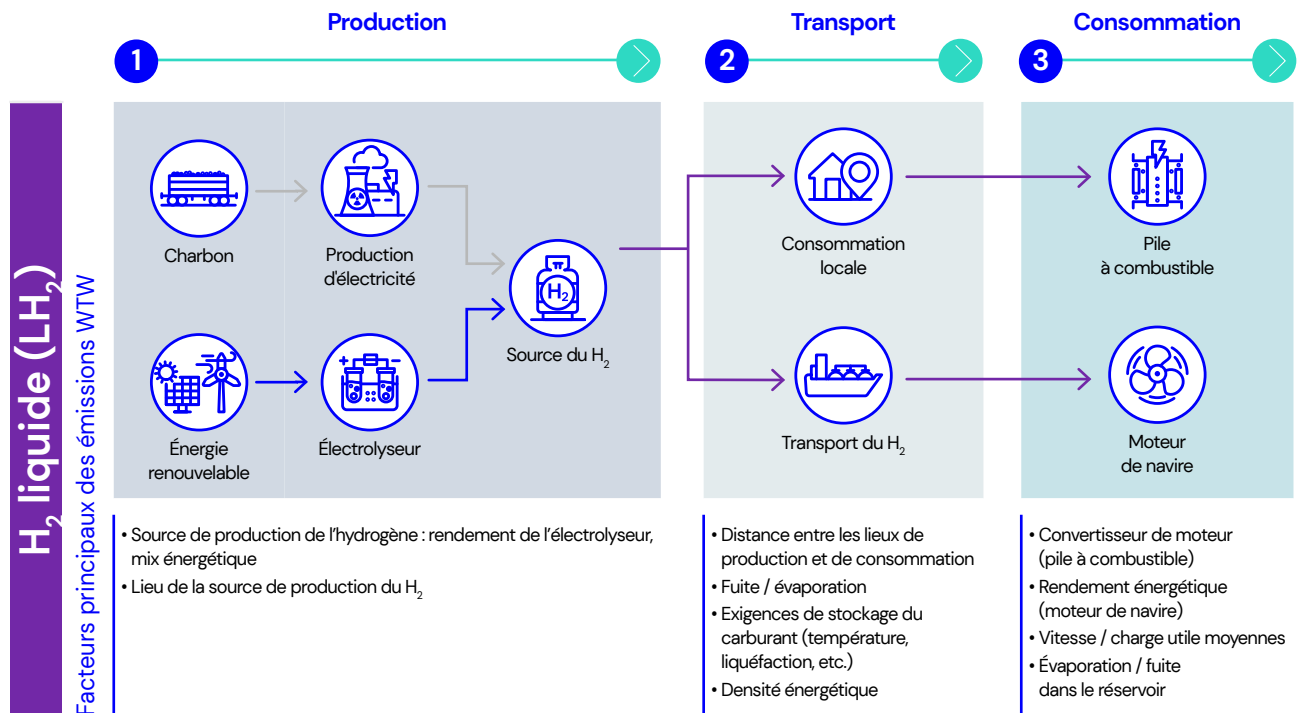
# Annexe 5 : Facteurs clés des émissions WTW : analyse approfondie de l'ammoniac

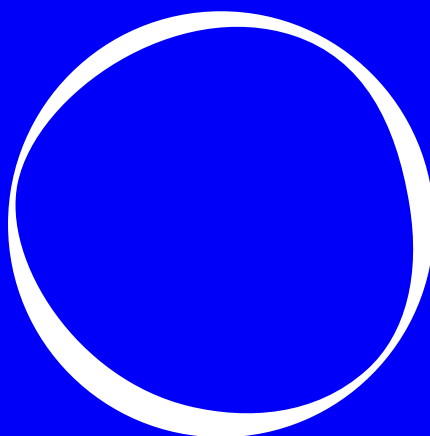
Si l'ammoniac n'émet pas de CO<sub>2</sub> lorsqu'il est brûlé, il est évident que sa chaîne de valeur en amont peut impliquer des émissions de CO<sub>2</sub>.



# Annexe 6 : Facteurs clés des émissions WTW : analyse approfondie de l'hydrogène liquide

Comme l'ammoniac, le  $\text{LH}_2$  n'émet pas de  $\text{CO}_2$  lorsqu'il est brûlé. Cependant, ses conditions de transport, nécessitant sa liquéfaction à très basse température, sont très énergivores.





# NEW ENERGIES

The energies coalition for transport & logistics

[www.newenergies-coalition.com](http://www.newenergies-coalition.com)