



**GOUVERNEMENT**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

# Modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports

Rapport CGEDD n° 013781-01, CGE n° 2021/06/CGE/SG

Établi par

François MARENDET et Philippe GRATADOUR (CGEDD)  
Claude NAHON et Simon LIU (CGE)

Décembre 2021



**CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE  
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES**

**Les auteurs attestent qu'aucun des éléments de leurs activités passées ou présentes n'a affecté leur impartialité dans la rédaction de ce rapport**

<b>Statut de communication</b>	
<input type="checkbox"/>	<b>Préparatoire à une décision administrative</b>
<input type="checkbox"/>	<b>Non communicable</b>
<input type="checkbox"/>	<b>Communicable (données confidentielles occultées)</b>
<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Communicable</b>

# Sommaire

<b>Résumé.....</b>	<b>6</b>
<b>Liste des recommandations.....</b>	<b>8</b>
<b>Introduction .....</b>	<b>10</b>
Contexte de la mission .....	10
Enjeux – objectifs de la mission .....	10
<b>1 La question des carburants alternatifs dans les ports s’inscrit dans le contexte de la transition écologique, aux échelles mondiales, européennes et nationales.....</b>	<b>12</b>
1.1 Pour quels objectifs ?.....	12
1.1.1 Une accumulation progressive et historique d’objectifs environnementaux .....	12
1.1.2 La transition vers les carburants alternatifs s’accompagne d’enjeux économiques .....	13
1.2 Dans quel cadre, mondial, européen et national ? .....	13
1.2.1 À l’OMI .....	13
1.2.2 Au niveau européen .....	14
1.2.3 Au niveau national.....	16
1.2.4 Le cas particulier du transport maritime hors UE .....	17
<b>2 L'alimentation en électricité des navires à quai.....</b>	<b>18</b>
2.1 Les objectifs poursuivis .....	18
2.2 Les contraintes techniques.....	19
2.2.1 Description des éléments de CENAQ.....	19
2.3 L’analyse du modèle économique de la connexion électrique des navires à quai (CENAQ).....	19
2.3.1 Du point de vue de l’armateur : .....	20
2.3.2 Du point de vue du port.....	22
2.3.3 Synthèse.....	26
2.4 Les évolutions nécessaires .....	27
2.4.1 Différentes modifications du cadre réglementaire ont déjà été mises en œuvre : .....	27
2.4.2 D’autres évolutions réglementaires apparaissent cependant souhaitables : .....	27

2.4.3 Par ailleurs, la définition des stratégies des ports et la présentation des projets par les ports peuvent être améliorées pour garantir que le niveau de subvention accordé est bien dimensionné.....	28
<b>3 À long terme, différentes énergies sont envisagées pour alimenter les navires .....</b>	<b>29</b>
3.1 Panorama synthétique .....	29
3.2 Les enjeux connexes pour les ports à la fourniture de carburants alternatifs .....	33
<b>4 Et entretemps, quelle solution ? .....</b>	<b>37</b>
4.1 D'un point de vue technologique, le GNL peut-il assurer la transition ?.....	37
4.1.1 Les objectifs poursuivis par le développement du GNL .....	37
4.1.2 Biométhane et garanties d'origine .....	37
4.1.3 Considérations économiques .....	42
4.2 Accompagner la transition par un processus de décision adapté .....	44
<b>5 La production d'ENR dans les emprises des ports / valorisation du foncier .....</b>	<b>46</b>
5.1 Un développement important des ENR qui nécessite beaucoup d'espace .....	46
5.2 L'évolution du coût du photovoltaïque et de l'éolien .....	47
5.3 Une décision de court terme sans impact sur le long terme.....	48
5.4 Le financement des projets .....	49
<b>6 Les synergies entre les différentes activités des ports (économie circulaire) .....</b>	<b>50</b>
6.1 Le cas de l'hydrogène .....	50
6.2 L'enjeu des réseaux internes aux ports.....	50
6.3 L'économie circulaire .....	51
6.4 Pourquoi les ports ? Pourquoi pas !.....	52
<b>Conclusion.....</b>	<b>54</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>55</b>
<b>1 Lettre de mission.....</b>	<b>56</b>
<b>2 Liste des personnes rencontrées.....</b>	<b>58</b>
<b>3 Exemple de plan des dossiers d'investissement CENAQ .....</b>	<b>64</b>

<b>4</b>	<b>Glossaire des sigles et acronymes.....</b>	<b>66</b>
----------	---	-----------

## Résumé

Par lettre de commande du Ministère délégué chargé des Transports, du Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance et du Ministère de la Mer en date du 28 janvier 2021, une mission a été confiée au conseil général de l'Environnement et du Développement durable, ainsi qu'au Conseil général de l'économie visant à étudier le modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports.

Ceci couvre plusieurs aspects :

- la production d'énergies renouvelables : en effet, s'appuyant sur leur réserve foncière, les ports constituent un territoire potentiel pour la production d'énergies renouvelables ;
- la connexion électrique à quai des navires (CENAQ) ;
- la fourniture de carburants alternatifs, tels que gaz naturel liquéfié (GNL), hydrogène ou méthanol, à destination des navires ;
- la fourniture de carburants alternatifs à destination de la mobilité terrestre, des équipements industriels de manutention portuaire et éventuellement des industries installées dans les ports.

Les ministres commanditaires veulent avoir un éclairage sur le développement de ces énergies alternatives dans les ports, en veillant aussi à l'acceptabilité et à l'intégration des activités de transport maritime dans la ville ou le territoire où ils se situent. Pour accompagner ce développement, diverses aides ont d'ores et déjà été mises en place par l'ADEME et prévues dans le cadre de la loi d'orientation des mobilités (LOM) de décembre 2019 ou encore par les lois de finances, notamment à l'occasion du plan de relance dont l'un des axes porte sur la CENAQ.

La CENAQ vise à la réduction des nuisances générées par les navires dans les ports (pollution de l'air, bruit et vibrations), avec le plan "ports sans fumées" et la réduction des émissions de GES, essentiellement croisières, ferrys et porte-conteneurs. Dans le cadre actuel, l'économie des projets est liée à la compétitivité de l'offre des ports au regard du coût de production d'électricité par le navire. Les éléments les plus importants sont l'équipement des navires, la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) au regard de l'absence de taxation des carburants maritimes et la quasi absence de modulation environnementale des droits de port permettant de refléter les importants coûts externes de la pollution par les navires. La dérogation pour cinq ans obtenue par la Commission européenne sur le niveau de la TICFE, dans la mesure où elle pourra être maintenue sur la durée, change profondément l'économie des projets, permettant de réduire le besoin de subvention d'investissement nécessaire. La présentation des projets est cependant améliorable pour s'assurer que le niveau de subvention est optimisé.

Les propositions législatives de la Commission européenne dans le paquet "Fit for 55" devraient permettre de créer une quasi obligation tant pour les navires que pour les ports, (même s'il est fort probable que les discussions qui s'engagent au niveau de la Commission changent un peu les textes), avec une obligation pour certains types de navire de se brancher aux quais du port, modifiant ainsi profondément le modèle économique de la CENAQ qui passe de la fourniture d'un service en concurrence à une mise en conformité sur une activité monopolistique, l'enjeu étant alors pour les ports l'impact sur le coût de passage portuaire et donc la compétitivité des ports français, sujet encore insuffisamment documenté. La révision de la directive sur la taxation de l'énergie devrait permettre sans doute de pérenniser la réduction de TICFE sur la CENAQ. Ces propositions conduiront les ports à engager des programmes d'investissements très importants, au-delà de ce qui est inscrit dans le plan de relance, avec aussi des besoins en puissance et consommations d'électricité très supérieurs aux niveaux actuels.

Pour ce qui est des carburants alternatifs qui permettent de répondre aux enjeux de pollution de l'air mais également aux enjeux de réduction d'émission de gaz à effet de serre, aucun des carburants actuellement en lice ne se présente comme une réponse évidente. Maturité technologique des moyens de production ou de la motorisation, enjeux de disponibilité et de concurrence d'usage, dangerosité, densité énergétique, et surtout coût de production sont autant de paramètres qui les confinent encore aujourd'hui à l'étape expérimentale. Vu des connaissances actuelles, il est vraisemblable par ailleurs que le choix du carburant alternatif dépendra du type de navire considéré en fonction de critères aussi variés que l'autonomie requise, la fréquence et la durée des escales, la puissance nécessaire, la sensibilité au volume occupé par le carburant ou encore la sécurité des passagers.

Ce contexte d'incertitude à terme sur l'évolution des carburants utilisés par les navires, sachant que les armateurs ont des stratégies différentes entre eux, appelle à une forme de prudence de la part des ports en matière d'investissements qui doivent accompagner les actions, notamment les expérimentations des armements plutôt que chercher à les anticiper, soulignant de ce fait la nécessité d'une veille renforcée des actions menées, notamment à l'étranger. La mission recommande néanmoins que soit anticipée l'identification des évolutions du cadre réglementaire qui pourraient être nécessaires pour accompagner l'émergence de nouveaux carburants dans l'enceinte portuaire, que ce soit en matière de production et de stockage de ces carburants ou encore de fourniture de services comme la réparation et la maintenance de navires fonctionnant avec de nouveaux carburants.

Le caractère transitoire d'un fonctionnement des navires au gaz naturel liquéfié, dans un objectif à plus court terme de réduction de la pollution de l'air plus que de réduction des émissions de gaz à effet de serre, fait toujours débat et dépendra de la capacité des filières de biométhane et de méthane de synthèse à se développer à des prix concurrentiels. Le sujet complexe de la possibilité ou non offerte aux armateurs de valoriser des garanties d'origine de biométhane sans avoir prélevé de gaz depuis le réseau ne peut trouver de solutions réellement satisfaisantes sans une résolution des défaillances du marché des garanties d'origine ou sans investissements dans une filière de biométhane non injecté à destination du maritime. Autoriser une telle valorisation des garanties d'origine ne devrait en tout état de cause se concevoir que dans le cadre d'une stratégie visant à développer le GNL dans le secteur maritime.

De manière générale, face à l'incertitude, il sera nécessaire d'avoir un processus de décision adapté en favorisant les démarches volontaires et encourageant les expérimentations, en gardant une vision intégrée des problèmes (adaptation au changement climatique, enjeux sociaux, etc.) et en conservant de la flexibilité, des marges de manœuvre. Pour éviter les actifs échoués, il apparaît en particulier important d'étudier les demandes de subventions en matière de fournitures de carburants alternatifs dans les ports à l'aune d'un critère de rentabilité des investissements sur le moyen terme, soit 2035.

Les carburants à faible émissions de CO<sub>2</sub> ou neutre en carbone seront variés selon le type de navire et le type d'utilisation. L'électricité, l'hydrogène, le design des navires, l'utilisation intelligente du vent joueront tous un rôle ; néanmoins, aucune solution n'est aujourd'hui privilégiée pour les navires de transport maritime : il est pourtant nécessaire de donner une certaine visibilité aux opérateurs pour leur permettre d'anticiper les investissements nécessaires et d'avoir réalisé les infrastructures d'accueil indispensables. À défaut ils pourraient aller dans des ports mieux équipés.

Enfin au regard de l'enjeu économique que représente la transition énergétique pour des ports pour lesquels les combustibles fossiles représentent la moitié du trafic, les ports doivent se doter d'une vision stratégique sur les implantations d'ENR et les synergies possibles entre les différentes activités installées sur leur périmètre (économie circulaire) et avoir un rôle de facilitateur.

**Ainsi, au-delà des recommandations que formule la mission, celle-ci souligne l'importance de conserver une flexibilité forte des politiques publiques pour s'adapter aux évolutions qui nous entourent et développer un meilleur partage entre les administrations qui apparaissent aujourd'hui cloisonnées dans des approches encore trop linéaires des sujets.**

## Liste des recommandations

- Recommandation 1. DGEC, DGITM et DGE ; Clarifier la vision française de l'après GNL pour permettre aux opérateurs de se préparer en cherchant à conserver le leadership français.....17**
- Recommandation 2. DGITM : Mettre en place avec les GPM maritimes ou fluvio-maritimes les modèles et outils d'analyse nécessaires à la compréhension du coût du passage portuaire, avec les effets du montant des droits de ports et des redevances portuaires sur la concurrence entre les ports, notamment européens.....26**
- Recommandation 3. DGITM/Finances : Introduire dans l'arrêté-type des droits de port une disposition complémentaire permettant aussi la modulation des droits de port pour raisons environnementales.....28**
- Recommandation 4. DGITM : Fixer une grille d'analyse commune, par circulaire, pour l'analyse des projets portuaires relatifs à l'électrification bord à quai.....28**
- Recommandation 5. DGPR : Mettre à jour la note relative à la réglementation applicable aux installations pour l'avitaillement des navires en GNL d'avril 2014 en incorporant éventuellement le cas d'autres carburants alternatifs comme l'hydrogène ou l'ammoniac.....36**
- Recommandation 6. DGEC en lien avec la DGITM : Favoriser l'émergence de la filière de biométhane non injecté et son utilisation partielle dans le secteur du transport maritime. Etudier l'opportunité d'une autorisation transitoire et dégressive d'utilisation et de valorisation des garanties d'origine de biométhane injecté en contrepartie d'investissements dans une filière de biométhane non injecté destiné à un usage portuaire.....40**
- Recommandation 7. MTE/DGE : Faciliter et encourager les engagements volontaires avec le soutien de l'ADEME, des espaces portuaires et des armateurs pour tester les régulations utiles, en inscrivant éventuellement certaines expérimentations dans le cadre permis par France Expérimentation et en poursuivant, le cas échéant, les démarches en matière de simplifications réglementaires.....44**
- Recommandation 8. DGITM/Intérieur : Faire en sorte que les enjeux d'adaptation au changement climatique soient effectivement intégrés dans l'élaboration des plans à long terme des ports décentralisés et ultramarins, en particulier la définition des espaces qui pourraient être inondés et ceux qui devront être protégés.....45**
- Recommandation 9. DGITM/DBF/DLF /APE : Encourager pour le domaine foncier des ports, notamment dans le cadre des projets stratégiques des grands ports**



**maritimes qu'ils ont élaborés, plus d'innovation, notamment juridique et fiscale, dans les relations avec les développeurs pour utiliser au mieux cet atout, à l'instar de ce que proposent VNF et la CNR sur les domaines qu'ils gèrent .....47**

**Recommandation 10. DGITM/DEB: Adapter les propositions de l'UICN aux espaces portuaires et définir une charte qui permettrait de développer des projets d'énergies renouvelables tout en préservant la biodiversité et en réduisant les risques d'artificialisation des sols. Elles pourraient également intégrer les enjeux d'adaptation au changement climatique et en particulier les évolutions du niveau de la mer et du littoral dans le choix des terrains dédiés aux ENR. ....49**

# Introduction

## Contexte de la mission

La mission sur les carburants alternatifs dans les ports s'inscrit notamment dans la suite de :

- deux autres missions dont la mission de septembre 2018 confiée au CGEDD (n° 012059-01) et à l'IGF (n° 2018-M-040-05) portant sur la transformation du modèle économique dans les grands ports maritimes et la mission n° 013277-21 terminée en février 2021 confiée au CGEDD sur la décarbonation dans le transport aérien et maritime ;
- différents travaux menés par la DGITM sur l'électrification des bords à quai (étude AJBD-Fimatech – Fioux d'août 2018) ;
- discussions résultant de l'élaboration des plans de relance pour les ports maritimes ;
- négociations entreprises avec la Commission européenne qui a abouti à une décision du Conseil en septembre 2020<sup>1</sup> pour une réduction de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) de 22,5€ à 0.5€ du MWh du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2026 pour les navires et bateaux susceptibles d'utiliser les bornes électriques à quai ;
- travaux menés par les grands ports maritimes lors de l'élaboration des Projets stratégiques pour les 5 années à venir, comportant tous des axes consacrés à la transition écologique et énergétique, avec des déclinaisons différentes entre ports métropolitains et ports ultramarins ;
- la stratégie nationale bas carbone (SNBC) qui prévoit à l'horizon 2050 une neutralité carbone du transport maritime et fluvial domestique ;
- la Stratégie nationale portuaire présentée au Comité interministériel de la mer (CIMER) du 22 janvier 2021.

## Enjeux – objectifs de la mission

Par lettre de commande du Ministère délégué chargé des Transports, du Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance et du Ministère de la Mer en date du 28 janvier 2021, une mission a été confiée au Conseil général de l'Environnement et du Développement durable, ainsi qu'au Conseil général de l'économie visant à étudier le modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports.

Ceci couvre plusieurs aspects :

- la production d'énergies renouvelables : en effet, s'appuyant sur leur réserve foncière, les ports constituent un territoire potentiel pour la production d'énergie ;
- la connexion électrique à quai des navires (CENAQ) ;
- la fourniture de carburants alternatifs, tels que GNL, hydrogène ou méthanol, à destination des navires ;
- la fourniture de carburants alternatifs à destination de la mobilité terrestre, des équipements industriels de manutention portuaire et éventuellement des industries installées dans les ports.

Les ministres commanditaires veulent avoir un éclairage sur le développement de ces énergies alternatives dans les ports, en veillant aussi à l'acceptabilité et à l'intégration des activités de transport maritime dans la ville ou le territoire où ils se situent. Pour accompagner ce développement, diverses aides ont d'ores et déjà été mises en place par l'ADEME et prévues dans le cadre de la loi d'orientation

---

<sup>1</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32020D1629>

des mobilités (LOM) de décembre 2019 ou encore par les lois de finances, notamment à l'occasion du plan de relance dont l'un des axes porte sur la CENAQ.

En particulier, il est souhaité que la mission recherche :

- l'impact des mesures financières, fiscales et réglementaires mises en place, notamment avec la réduction de la TICFE ;
- les évolutions mises en place au niveau européen pour le développement et la tarification de l'électricité à quai ;
- la réalité des garanties d'origine de biogaz livré dans les ports.

Néanmoins, cette mission ne peut pas ne pas tenir compte de :

- la nouvelle mission en cours confiée au CGEDD et à l'inspection générale des finances (IGF) en avril 2021 sur l'examen des leviers de politique publique mobilisables pour faciliter l'implantation dans les zones industrialo-portuaire d'entreprises logistiques et industrielles notamment dans le domaine de la transition écologique ;
- la publication le 14 juillet 2021 du paquet « *Fit for 55* » par la Commission européenne, dans la foulée du règlement n°2021/1119 du 30 juin 2021, « établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique » avec un objectif de neutralité en 2050 et de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990.

Cette initiative peut, si elle est adoptée sans modifications significatives, changer profondément les données du problème de la CENAQ sachant qu'à l'heure actuelle, quelques obligations reposent sur les ports, peu sur les navires, et, à ce jour, aucune sur les navires pour le branchement dans les ports.

Enfin au regard de l'incertitude qui pèse encore très largement sur les carburants alternatifs à développer en dehors de la CENAQ et du GNL, le présent rapport ne propose ni de modèle d'analyse socio-économique de l'intérêt d'implantation des filières de ces carburants ni de méthodologie de tarification associée.

# 1 La question des carburants alternatifs dans les ports s'inscrit dans le contexte de la transition écologique, aux échelles mondiales, européennes et nationales

## 1.1 Pour quels objectifs ?

Afin d'apprécier correctement les enjeux de distribution de carburants alternatifs dans les ports, il convient d'en préciser les objectifs, principalement environnementaux et économiques.

### 1.1.1 Une accumulation progressive et historique d'objectifs environnementaux

Le transport maritime utilise historiquement du carburant d'origine fossile, en particulier le fioul lourd, et la question d'une transition vers des carburants alternatifs a émergé à la faveur dans un premier temps de considérations de qualité de l'air et de nuisances, notamment dans l'enceinte des ports, puis ensuite de maîtrise de nos émissions de gaz à effet de serre.

L'accumulation progressive et historique d'objectifs environnementaux différents (la réduction de la pollution de l'air à proximité des zones portuaires pour les oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) puis les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), la réduction des émissions de SO<sub>x</sub> et NO<sub>x</sub> dans certaines zones spécifiques de navigation maritime et plus récemment la réduction d'émission de gaz à effets de serre<sup>2</sup>) est un élément de contexte important. Elle permet en effet d'apprécier le paysage actuel relativement éclaté des solutions techniques développées par le secteur maritime qui ne répondent souvent qu'à une partie des objectifs mentionnés. Ainsi le gasoil léger et les nettoyeurs de fumées<sup>3</sup> traitent la question des SO<sub>x</sub> sur l'ensemble du trajet d'un navire, les pots catalytiques celle des NO<sub>x</sub>, l'électrification bord à quai celle de la pollution de l'air, du bruit et des vibrations en zone portuaire, le GNL celle des SO<sub>x</sub> et des NO<sub>x</sub>, etc.

Pour ce qui concerne plus particulièrement les gaz à effet de serre, bien que la transition écologique concerne tous les secteurs de l'économie, les transports maritimes et aériens internationaux, étant traités à l'Organisation maritime internationale (OMI) et à l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI), ont longtemps été peu présents dans les politiques climatiques nationales ou européennes. Néanmoins les récentes propositions de la commission européenne tracent les contours de ce qui pourrait concerner ces secteurs en les rattachant progressivement au système d'échange de quotas d'émission européen (*Emission trading scheme* ETS) et en établissant un mécanisme aux frontières de l'Union européenne (UE) pour rétablir l'équilibre avec les zones du monde ayant des obligations différentes.

Globalement, ces exigences environnementales sont le reflet des attentes sociétales qui se manifestent aussi via des engagements volontaires des industriels, des autorités ou des territoires. Ainsi, certaines grandes enseignes pour satisfaire leurs engagements environnementaux vont avoir des exigences sur leurs chaînes d'approvisionnement. On a vu des engagements de neutralité carbone d'entreprises comme IKEA ou Amazon. Chronopost garantit ses livraisons « neutres en carbone ».

---

<sup>2</sup> En 2018, le secteur maritime représentait 3,7 % des émissions de CO<sub>2</sub> de l'Union européenne (UE). En 2019, le secteur a émis 145Mt de CO<sub>2</sub> pour l'UE.

<sup>3</sup> Les nettoyeurs de fumées, *scrubbers* en anglais, certains à boucle ouverte rejetant dans l'eau de mer l'eau grise et d'autres à boucle fermée où l'eau grise est stockée et traitée à terre. En 2020, il y aurait 4341 navires avec *scrubber* (D'après l'*International Council on Clean Transportation*). 78 % des eaux des navires rejetées en mer proviennent des systèmes à boucle ouverte, que le Parlement européen veut interdire progressivement, sans doute à horizon 2025.

## 1.1.2 La transition vers les carburants alternatifs s'accompagne d'enjeux économiques

Quand les objectifs environnementaux viennent s'imposer par nécessité, des objectifs, d'ordre plus économique, viennent compléter le tableau de manière opportuniste : valorisation du foncier du port, synergies entre activités portuaires, compétitivité et attractivité des ports avec proposition de services associés comme la réparation/maintenance. Ces enjeux seront détaillés au fur et à mesure des sujets abordés dans le rapport.

En ce qui concerne les sujets de compétitivité, en lien notamment avec la capacité des ports à fournir certains services avant d'autres, il ressort globalement des entretiens menés par la mission un besoin de renforcer la veille concernant les actions menées par les autres ports européens en matière de fournitures de carburants alternatifs ainsi qu'un besoin de pouvoir davantage objectiver les risques de report de trafic entre ports sur la base d'outils de modélisation. Le caractère intrinsèquement international du transport maritime rend les questions de concurrence entre ports vitales pour ces derniers et chacune des décisions de nos voisins européens peut avoir des conséquences directes sur nos activités. On peut mentionner pour exemple la question des garanties d'origine de biométhane qui sera détaillée plus loin dans le rapport.

Dans le contexte du Brexit, l'Europe doit également rester vigilante vis-à-vis des actions que pourrait mener le Royaume-Uni pour attirer le trafic maritime dans ses ports en particulier quand la Commission européenne envisage de renforcer ses règles en matière de réduction des émissions des gaz à effet de serre du transport maritime. Bien que le Royaume-Uni affiche pour ambition de renforcer la libéralisation du secteur en tirant avantage de la sortie de l'Union européenne, la stratégie de long terme pour le secteur maritime anglais, publiée en 2019<sup>4</sup>, fait état d'une volonté forte d'être moteur en matière de prise en compte des enjeux environnementaux dans le secteur.

Enfin il convient également de souligner que la transition énergétique impacte également fortement le modèle d'affaires des ports avec la réduction d'importation de combustibles fossiles à terme, qui peut représenter plus de la moitié du trafic actuel des ports. Ainsi par exemple, en 2018, l'activité liée aux charbon, gaz naturel, pétrole et produits raffinés a représenté, pour le grand port maritime de Nantes Saint-Nazaire, 22,8 Mt sur 32,5 Mt au total, soit environ 70 % du trafic de marchandises (en masse) du port.

## 1.2 Dans quel cadre, mondial, européen et national ?

### 1.2.1 À l'OMI

La convention cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques<sup>5</sup> adoptée au sommet de Rio en 1992 et en vigueur depuis 1994 permet de répartir les émissions de gaz à effet de serre (GES) entre les états, les émissions de l'aviation et du transport maritime international en étant exclues, car difficiles à affecter, et renvoyées à l'OACI et l'OMI.

L'OMI a adopté en avril 2018 une stratégie pour la réduction des émissions de GES des navires<sup>6</sup>. Elle prévoit la baisse de l'intensité énergétique des navires, à travers la mise en place de l'« *energy efficiency design index* » (EEDI) pour les nouveaux navires, la baisse par rapport à 2008 de l'intensité du transport

---

<sup>4</sup> Maritime 2050, Navigating the Future

[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/877610/maritime-2050-exec-summary-document.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/877610/maritime-2050-exec-summary-document.pdf)

<sup>5</sup> [https://unfccc.int/files/cooperation\\_and\\_support/cooperation\\_with\\_international\\_organizations/application/pdf/convfr.pdf](https://unfccc.int/files/cooperation_and_support/cooperation_with_international_organizations/application/pdf/convfr.pdf)

<sup>6</sup> <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGinitialstrategy.aspx>

maritime international de 40 % en 2030 et de 70 % en 2050. L'OMI considère que, sans action complémentaire, avec l'augmentation projetée du trafic maritime, les émissions du transport maritime international pourraient augmenter fortement d'ici 2050. Son objectif affiché est de les réduire de 50 % en 2050, comparé à 2008.

Concernant les pollutions de l'air, l'OMI a mis en place des zones de contrôle des émissions atmosphériques (*Emission Control Area* ou ECA en anglais), SECA pour le soufre et NECA pour les oxydes d'azote avec des obligations renforcées. Des zones SECA et NECA ont été mises en place pour la mer Baltique et pour la mer du Nord (incluant la Manche au sens de l'annexe V de la Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL)). La France pousse à la création de zones SECA et NECA en Méditerranée. Pour la zone SECA, elle vise le dépôt du dossier, accompagné des nombreuses études d'impact nécessaires, à l'OMI en 2022, pour une entrée en vigueur en 2024 compte tenu des délais minimum d'acceptation tacite à des amendements à la convention MARPOL. Elle participe à l'élaboration d'études complémentaires – qu'elle cofinance dans le cadre d'un programme de coopération européen spécifique (LIFE4ECAMED).

## 1.2.2 Au niveau européen

Dans le cadre du *Green deal* proposé par la Commission européenne, l'Union européenne a décidé en avril 2021 de se fixer un objectif de réduction des émissions de GES de 55 %, par rapport au niveau de 1990, d'ici à 2030, et la neutralité carbone en 2050.

Le 14 juillet 2021, la Commission a approuvé une proposition de paquet législatif « *Fit for 55* » visant à se donner les moyens pour atteindre ces objectifs.

Ce paquet comprend plusieurs projets de texte qui touchent spécifiquement au transport maritime :

- inclusion du transport maritime dans l'ETS intraeuropéen ;
- révision de la directive sur la taxation de l'énergie ;
- règlement sur le déploiement d'infrastructures pour les carburants alternatifs (AFIR) remplaçant la directive sur le déploiement d'infrastructures pour les carburants alternatifs (AFID) ;
- règlement sur l'utilisation de carburants renouvelables et à bas carbone dans le transport maritime (*Fuel EU Maritime*).

Ces propositions s'appuient sur le règlement 2015/757 concernant la surveillance, la déclaration et la vérification (*Measurement Reporting and Verification*, MRV en anglais) des émissions de dioxyde de carbone du secteur du transport maritime en reprenant le champ d'application, i.e. les navires d'une jauge brute supérieure à 5000 UMS<sup>7</sup> et les émissions de CO<sub>2</sub> produites entre ports d'escales de l'UE et dernier ou prochain port d'escale hors UE.

Elles répondent aux problèmes rencontrés par le cadre législatif actuel pour la connexion électrique à quai des navires (CENAQ), à savoir des obligations d'équipement des navires faibles (l'article 4§5. prévoit une installation « *au plus tard le 31 décembre 2025* », mais « *à moins qu'il n'y ait pas de demande et que les coûts soient disproportionnés par rapport aux avantages, y compris les avantages pour l'environnement* ») et aussi le fait que les armateurs ne s'équipent pas tant qu'il n'y a pas d'infrastructure et que les infrastructures ne sont pas économiques si les armateurs ne se raccordent pas.

Ainsi le projet de règlement AFIR vise à créer une obligation d'équipement des ports du réseau transeuropéen de transport (RTE-T) en CENAQ (articles 9), les îles non raccordées directement au réseau électrique, donc notamment les îles d'outre-mer, étant exclues de cette obligation (article 9§3),

---

<sup>7</sup> *Universal Measurement System* conformément à la Convention internationale de 1969 sur le jaugeage des navires.

et soutage au GNL (article 11) avec des objectifs de planification (article 13) et de gouvernance (articles 14 à 16).

Les États membres devront avoir pris toutes les mesures nécessaires en 1<sup>er</sup> janvier 2030 pour offrir la CENAQ en 2035 à 90 % de la demande des porte-conteneurs lorsque les ports en reçoivent plus de 50 fois par an, des ferrys lorsqu'ils en reçoivent plus de 40 escales par an et des navires passagers lorsqu'ils en reçoivent plus de 25 escales par an. Seules seraient prises en compte les escales de plus de deux heures.

L'étude d'impact jointe à la proposition législative FuelEU Maritime indique (page 135) que les besoins d'investissement sont estimés à 262MW pour les porte-conteneurs, avec un coût estimé de 1 M€/MW, 2084 MW pour les ferrys (Ro-pax), avec un coût estimé de 1,2 €/MW et 3297 MW pour les bateaux de croisière, avec un coût estimé de 1,5 €/MW alors que la puissance installée depuis 2000 n'est que de 90 MW. Les besoins d'investissement en Europe, et donc vraisemblablement en France seront donc très importants, 7,7 Md€ pour l'Europe, dont 4945,5 M€ pour les bateaux de croisière, 262 M€ pour les porte-conteneurs et 2457 M€ pour les Ro-pax, et, si on prend un ratio de 6, correspondant à la part du produit intérieur brut (PIB) de la France dans celui de l'Union Européenne, pour la France on obtient 549 M€ pour les bateaux de croisière, ce qui est vraisemblablement très au-dessus de la réalité, 43M€ pour les porte-conteneurs et 409 M€ pour les Ro-pax. Une fourchette de 200 à 500 M€ serait donc raisonnable.

Pour le GNL, l'obligation est d'avoir des points de soutage sur le « *Core network* »<sup>8</sup> d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Le projet de règlement *Fuel EU Maritime* définit une trajectoire pour la réduction de l'intensité en GES de l'énergie utilisée à bord des navires (article 4.2.), avec -13 % en 2035 et -75 % en 2050 par rapport à une valeur de référence non encore définie mais correspondant aux résultats du MRV pour 2020 et prévoit (article 5) une obligation de CENAQ au 1<sup>er</sup> janvier 2030 pour les porte-conteneurs et les navires passagers, pour les escales de plus de deux heures.

Il est prévu la possibilité pour un port de donner un certificat quand la CENAQ n'est pas disponible ou incompatible, cette possibilité ne pouvant être accordée plus de 5 fois pour un navire donné à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2035. Un dispositif de suivi est prévu, chaque compagnie devant fournir pour le 31 août 2024 un plan qui comportera entre autres les équipements en CENAQ présents sur les navires (article 7§3 (c) et (d)). Des alternatives zéro-émission sont listées à l'annexe III (pile à combustible, stockage d'électricité à bord, éolien et solaire).

En cas de non-respect, l'armateur paiera une amende de 250 € par MWh calculé comme le produit de la puissance des groupes auxiliaires par la durée à quai (article 20§2.).

Ces dispositions, si elles sont approuvées par le Parlement et le Conseil, donneront une obligation d'équipement des navires et des ports qui changeront profondément l'économie de la CENAQ. Elles élargiront aussi fortement les besoins d'équipement des ports. Il est donc important d'évaluer quel serait leur impact.

**Pour cela, il conviendrait que la DGITM évalue rapidement les besoins en équipement des ports français en CENAQ induits par les projets de règlements européens Fuel EU Maritime et AFIR, sans oublier les ports décentralisés, en ayant une base de données solide au regard des différents seuils préconisés par le projet européen (histogramme avec taux de fréquentation des différents quais pour les porte-conteneurs, nombre d'escales des ferries et durée, nombre d'escales des navires de croisière, le tout sur une période de trois ans hors crise sanitaire).**

---

<sup>8</sup> [https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/site/maps\\_upload/tent\\_modes/EU\\_AOLandscape2019\\_freight.png](https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/site/maps_upload/tent_modes/EU_AOLandscape2019_freight.png)

Il est à noter qu'HAROPA a signé le 18 juin 2021 un protocole d'accord avec les ports d'Anvers, Brème, Hambourg et Rotterdam sur l'installation de CENAQ pour les porte-conteneurs<sup>9</sup>.

Le projet de révision de la directive sur la taxation de l'énergie prévoit à son article 15§5 que les États membres peuvent appliquer une exemption totale ou partielle à l'électricité fournie aux navires à quai dans les ports, ce qui assurerait la pérennité de la dérogation pour la réduction de TICFE en place depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021 (cf. 2.3.2.1). Cette révision devra être adoptée à l'unanimité, ce qui présente une difficulté spécifique.

### 1.2.3 Au niveau national

La France a défini en mars 2020 sa Stratégie nationale bas carbone (SNBC)<sup>10</sup>. Elle porte sur le périmètre des émissions nationales, elle n'inclut donc pas le transport maritime international.

Le 29 janvier 2021, le Comité interministériel de la mer a approuvé la Stratégie nationale portuaire (SNP)<sup>11</sup>. Celle-ci réaffirme le rôle des ports comme acteurs de la transition écologique **« en développant notamment des solutions d'avitaillement en carburants alternatifs aux navires et bateaux, des modèles d'économie circulaire et d'écologie industrielle, des projets de transition énergétique des zones industrialo-portuaires ou encore l'acheminement des marchandises par les voies ferroviaires et fluviales »**. Elle prévoit aussi que les ports **« se positionne(nt) sur les filières d'avenir en attirant de nouvelles activités qui constitueront des relais de croissance aux filières traditionnelles telles que les énergies renouvelables, l'écologie industrielle, le stockage et la fourniture de carburants alternatifs [...] » « dans la perspective d'une économie décarbonée des transports à l'horizon 2050, alors que près de 50 % des trafics totaux des grands ports maritimes sont encore constitués d'hydrocarbures et de charbon »**.

**« Chaque autorité portuaire [doit définir] une trajectoire de transition écologique permett(ant) de participer à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone des transports à l'horizon 2050. Cette trajectoire comprendra notamment la fourniture d'offres d'avitaillement en carburants alternatifs pour les navires, de services de branchement électrique des navires à quai et de solutions de production d'hydrogène pour les besoins de l'écosystème industriel portuaire et des petits navires et bateaux »**.

La région Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) a annoncé le 3 septembre 2019 un plan pour des escales « zéro fumée » dans les ports de Marseille, Nice et Toulon avec un budget de 30 M€ dont 20 pour Marseille, d'ici 2023. Il combine deux angles d'approche : inciter les armateurs à avoir des navires moins polluants et offrir dans les ports des énergies alternatives, CENAQ et/ou énergie propre. L'État veut accompagner la mesure par l'établissement d'une zone à émission contrôlée en Méditerranée.

Le plan de relance comprend un volet de 200 M€ sur le « Verdissement des ports » portant sur :

- le développement d'infrastructures portuaires ;
- le développement d'équipements en faveur de la transition énergétique ;
- les aménagements d'infrastructures fluviales ou ferroviaires pour faciliter le report modal ;
- la construction d'entrepôts de stockage à haute qualité environnementale ;
- l'électrification des quais ;
- la création de points d'avitaillement de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) et d'hydrogène ;
- la contribution au renouvellement de la flotte de balisage de l'État, avec un impact substantiel

<sup>9</sup> <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/seaports-join-forces-to-cut-emissions-from-berthed-vessels>

<sup>10</sup> [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25\\_MTES\\_SNBC2.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf)

<sup>11</sup> [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/21002\\_strategie-nationale-portuaire.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/21002_strategie-nationale-portuaire.pdf)



sur le verdissement et la mise en valeur de la filière française de construction navale.

### **1.2.4 Le cas particulier du transport maritime hors UE**

Le transport maritime à partir ou vers l'UE ne pourra pas être résolu avec des carburants comme l'hydrogène ou l'électricité. De nombreux rapports ont été produits sur ce sujet mais aucun ne préconise de solutions pourtant il est nécessaire de se préparer à l'échéance de neutralité carbone.

Le premier opérateur français, qui est un leader mondial CGA-CGM, a fait le choix du méthane pour alimenter ses navires à court et a commandé la construction d'une flotte importante de navires fonctionnant au GNL. (50 navires en 2024 sur une flotte d'environ 200 navires en propriété et une flotte totale de 560), Ces navires sont *dual fuel* et pourront fonctionner au e-méthane ou au biométhane, encore faudra-t-il disposer des quantités nécessaires à leur approvisionnement. Ils ont une durée de vie autour de 25 à 30 ans : cela veut dire qu'ils pourront les remplacer progressivement mais devront avoir d'autres solutions pour rentabiliser leurs investissements en cours.

L'une des solutions est d'approfondir la piste des carburants de synthèse compatibles avec les moteurs GNL.

D'autres transporteurs comme Maersk ont fait d'autres choix (le méthanol) ou même l'ammoniac.

***Recommandation 1. DGEC, DGITM et DGE ; Clarifier la vision française de l'après GNL pour permettre aux opérateurs de se préparer en cherchant à conserver le leadership français.***

## 2 L'alimentation en électricité des navires à quai

### 2.1 Les objectifs poursuivis

Au-delà des aspects directement économiques, la CENAQ vise à réduire les nuisances locales, pollution de l'air, notamment dans le cadre des plans de protection de l'atmosphère (PPA)<sup>12</sup>, bruit et vibrations. Même si ces nuisances sont générées par les navires et non le port lui-même, le port a une responsabilité. L'analyse économique doit donc prendre en compte aussi les externalités.

Le ministère ne publie pas de valeurs tutélaires pour les différents polluants atmosphériques mais des fourchettes sont données dans le document publié en 2014 par l'Agence européenne de l'environnement (AEE) « *Costs of air pollution from European industrial facilities 2008-2012* » pages 59 à 61, pour la France en euros valeur 2005 : pour NH<sub>3</sub> 6 258 à 18 149 €/t, pour les NO<sub>x</sub> 5 463 à 13 951 €/t, pour les PM<sub>2,5</sub> 33 751 à 96 917 €/t, pour les PM<sub>10</sub> 21 917 à 62 933 €/t, pour les NMVOC (*non-methane volatile organic compounds*) 1 616 à 4 087 €/t, pour les SO<sub>2</sub> 15 875 à 45 909 €/t. Pour le CO<sub>2</sub> le rapport Quinet remis au gouvernement en février 2019 proposait une valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> de 250 € en 2030 et de 775 € en 2050.

Les émissions des navires liées à l'usage du fioul maritime sont de 0,43 kgSO<sub>x</sub>/MWh, 13 kgNO<sub>x</sub>/MWh, 6,3 kgPM<sub>2,5</sub>/t<sub>fioul</sub> et 0,810 tCO<sub>2</sub>e/MWh.

En prenant les valeurs minimales, les coûts externes liés aux polluants atmosphériques seraient donc de 126 €/MWh et ceux du CO<sub>2</sub>, en prenant le coût approximatif du CO<sub>2</sub> dans le système européen d'échange de quotas d'émission, i.e. 50 €/tCO<sub>2</sub>, de 40 €/MWh.

À Hambourg, les navires représentent 39 % des émissions de NO<sub>x</sub>, dont 68 % provenant des porte-conteneurs.

Dans les Bouches-du-Rhône, le maritime représente, en 2017<sup>13</sup>, 26 % des émissions de NO<sub>x</sub> (environ 12 kt), 9 % des émissions de PM<sub>10</sub> (environ 0,7 kt), 12 % des émissions de PM<sub>2,5</sub> (environ 0,65 kt) : ainsi les coûts externes des seuls NO<sub>x</sub> émis par le maritime seraient d'environ 65 M€/an en prenant la valeur basse de la fourchette proposée par l'AEE.

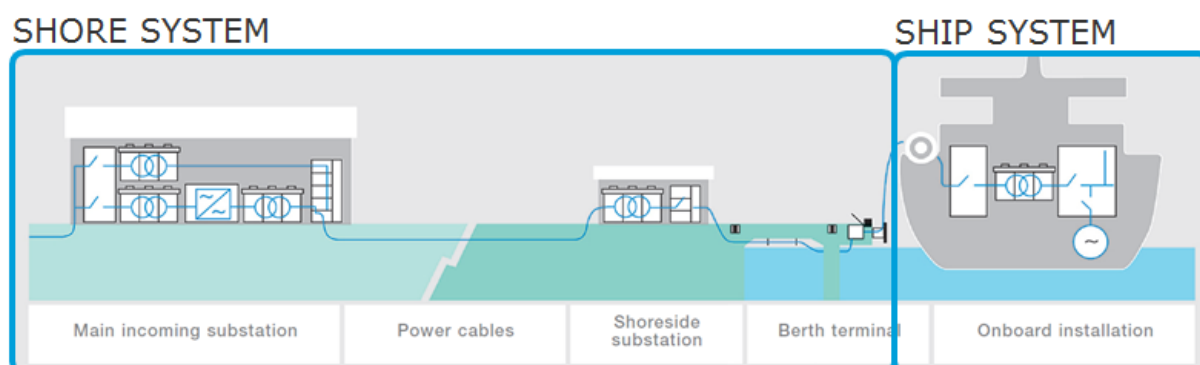
---

<sup>12</sup> Le PPA est un outil de planification qui vise à reconquérir et à préserver la qualité de l'air sur le territoire. Il est obligatoire pour certains territoires dont les agglomérations de plus de 250 000 habitants. Il s'impose aux plans de mobilité et aux plans climat-air-énergie territoriaux. (Cf. articles L.224-4 à 7 et R.222-13 à 36 du code de l'environnement.

<sup>13</sup> Source ATMO Sud Evaluation du PPA des Bouches du Rhône février 2021.

## 2.2 Les contraintes techniques

### 2.2.1 Description des éléments de CENAQ



Source : Etude DNV-GL "Hamburg Port Authority Evaluation of options for reduction of in-port emissions of container ships"<sup>14</sup>

Characteristics	● RORO/Ferry	●● Container	● Cruise	● LNG/Tanker/FSU/FPSO
Voltage	11 kV or low voltage	6.6 kV	6.6 and 11kV	6.6 kV
Max ( typical ) power	6,5 MVA ( 1,5 MVA )	7,5 MVA	16/20 MVA	10 MVA
Frequency	60 and 50 Hz	60 Hz mainly	60 Hz mainly	60Hz
Plugs/cables (per connection)	1	2	4+1	2/3
Transformer	Onboard	Onshore	Onshore	Onshore
Layout	Not critical	Critical	Critical	Critical
Load profile	Partially controlled	Partially controlled	Flat profile	Flat profile

Source : ABB<sup>15</sup>

## 2.3 L'analyse du modèle économique de la connexion électrique des navires à quai (CENAQ)

Pour bien appréhender le modèle économique de la connexion électrique des navires à quai, il convient de l'analyser des deux points de vue de l'armateur et du port.

La mise en place de CENAQ suppose une action coordonnée de l'armateur et du port, ce qui n'est de fait possible que pour les navires effectuant des services réguliers, navires de croisière, *ferrys*,

<sup>14</sup> Shore system : équipements à terre ; ship system : équipements embarqués ; main incoming substation : sous-station d'approvisionnement principale ; power cables : câbles électriques ; shoreside substation : sous-station à quai ; berth terminal : équipements de raccordement à quai ; onboard installation : équipements à bord des navires

<sup>15</sup> Cruise : navire de croisière ; Max ( typical ) power : puissance maximum type ; Plugs ( cables ) per connection : prises ( câbles ) par connexion ; transformer : transformateur ; onboard : à bord ; onshore : à terre ; layout : disposition ; load profile : profil de charge

porte-conteneurs, RoRo. Le projet de directive *Fuel EU maritime* se limite d'ailleurs à ces catégories.

Les navires ont des besoins d'énergie électrique pour leur fonctionnement, même à quai. Ces besoins sont très variables selon le type de navire (cf. schéma ci-dessus).

### 2.3.1 Du point de vue de l'armateur :

L'armateur a plusieurs options pour produire l'électricité nécessaire au navire.

#### 2.3.1.1 Option production par groupe auxiliaire :

- Coût du carburant : les groupes auxiliaires utilisent des carburants à faible taux de soufre ou du diesel maritime, avec un coût qui dépend des cours du pétrole mais qui est autour de 500 €/t<sup>16</sup>.
- Rendement groupes auxiliaires : le rendement des groupes auxiliaires est d'environ 0,23 t/MWh, ou 4 kWh/kg.
- Maintenance : les coûts de maintenance varient au cours de la vie du navire mais restent faibles, de l'ordre de 10 €/MWh.
- Coût de possession : les moteurs auxiliaires sont intégrés dans le coût de construction et ne font pas l'objet de remplacement pendant la durée de vie. Ils ne sont donc pas pris en compte.
- Modulations environnementales des droits de port :

Les ports français ne mettent pas en place de modulation environnementale des droits de port directement liée aux émissions de polluants. Une telle modulation reflétant, même de manière partielle les coûts externes, serait susceptible de modifier profondément les équilibres économiques pour l'armateur. Le code des transports prévoit la possibilité de telles modulations (en + ou en -) pour les redevances aéroportuaires ([article L6325-1](#) et [article R224-2-2](#)) mais pas pour les droits de port.

Certains mettent cependant en place des incitations. Ainsi La Méridionale à Marseille bénéficie d'un « bonus écologique » de 216 k€/an.

- Coût de traitement des effluents des nettoyeurs de fumées : les nettoyeurs de fumées à boucle fermée produisent des effluents qui ont un coût de traitement. Ce coût, très variable n'est pas pris en compte.

Le coût de production de l'électricité par les groupes auxiliaires revient donc à de l'ordre de 125 €/MWh, mais très lié aux cours du pétrole, dont la volatilité introduit une difficulté dans l'élaboration des plans d'affaires.

#### 2.3.1.2 Option CENAQ :

La Californie a instauré en 2006, avec une révision récente, une politique visant à réduire la pollution de l'air liée au trafic maritime, qui conduit à une obligation de CENAQ pour les porte-conteneurs, les navires passagers et les navires réfrigérés, quel que soit le pavillon.

La Chine a mis en place au 1<sup>er</sup> janvier 2020 une obligation d'équipement des navires neufs sous pavillon

---

<sup>16</sup> Voir par exemple pour les cours actuels en dollars américains <https://shipandbunker.com/prices>. L'étude AJBD-Fimatech - Fioux d'août 2018 page 252 prend un coût de 580 \$/t avec un taux de change de 0,86 €/.\$.

chinois, porte-conteneurs, ferrys, navires passagers de plus de 3 000 t, vraquiers de plus de 50 000 t.

Conjuguée avec les politiques mises en place dans d'autres régions du monde, la quasi-obligation de CENAQ du projet de règlement *Fuel EU Maritime* pour les porte-conteneurs, ferrys et navires passagers réduira le frein économique actuel à l'équipement des navires.

- Coût d'équipement du navire :

Le coût dépend des dispositions déjà prises pour permettre la CENAQ.

Par exemple, selon l'étude réalisée pour le port de Hambourg par DNV, pour un porte-conteneur, il peut être prêt à la connexion, le coût est alors nul, avoir toutes les installations prêtes à l'exception du conteneur de connexion, le coût est alors d'environ 350 k€, avoir assez d'espace pour les installations, coût d'environ 650 k€ ou ne rien avoir prévu, coût d'environ 700 k€.

D'après les Chantiers de l'Atlantique, tous les navires de croisière récents sont équipés. Le port du Havre prend en compte un taux d'équipement qui augmente progressivement jusqu'à 100 % à l'horizon 2030.

- Durée d'utilisation des équipements

Les équipements devront être amortis sur la durée de vie résiduelle du navire.

- Taux d'utilisation : le taux d'utilisation de l'équipement dépend du nombre de ports équipés et de la durée des escales.

Pour Hambourg, les porte-conteneurs de plus de 10 kEVP consomment 155 MWh par escale pour une puissance de 3,5 MW, avec des escales de 46,8 h (dont il faut déduire les temps de branchement et débranchement, environ 2 h) et 3,2 escales par navire par an, d'où une énergie consommée de 494 MWh/an sur le port de Hambourg et 1 608 MWh/an sur les ports du nord-ouest de l'Europe. Un navire qui s'équiperait à un coût de 700 k€<sup>17</sup> aurait ainsi un coût annuel de l'investissement (amortissement, frais financiers, exploitation et maintenance, calculé comme un dixième du coût initial par an) d'environ 140 €/MWh si c'est pour ce port seul et d'environ 44 €/MWh si c'est pour tous les ports du nord-ouest !

Les navires de La Méridionale ont des temps d'escale représentant environ la moitié du temps, avec une puissance de 1,7 MW.

- Coût de l'électricité facturée :

À titre d'exemple, le GPMM, facture l'électricité haute tension dans les bassins Est avec une prime fixe d'abonnement par mois indivisible de 10,62 €/kVA et à la consommation d'énergie, 59,2 €/MWh tarif d'été et 92,4 €/MWh tarif d'hiver.

La structure de facturation n'est pas neutre dans les choix de l'armateur, si l'option de production par le navire ne comporte pas de coût fixe.

### *2.3.1.3 Option production électricité propre par le navire*

Différentes solutions sont envisageables : pile à combustible avec stockage d'hydrogène, batteries, capture du CO<sub>2</sub>, émis par le groupe du bord. En l'absence de contrainte réglementaire suffisante,

---

<sup>17</sup> Lors des discussions entre le GPMD et CMA-CGM pour l'équipement en CENAQ, CMA-CGM évoquait 800 k€ pour ses navires.

aucune n'a fait l'objet de développement.

Pour donner un ordre de grandeur, la consommation de 155 MWh d'une escale à Hambourg correspondrait pour une solution batterie, avec 0,10 €/Wh<sup>18</sup>, à un investissement de plus de 15 M€.

## 2.3.2 Du point de vue du port

### 2.3.2.1 Coûts

#### Investissement

La part des investissements dans le coût de la CENAQ dépend des conditions locales, du type de navire raccordé, de la fréquence utilisée (50Hz ou 60Hz, le 60Hz nécessitant des convertisseurs de fréquence très coûteux<sup>19</sup>) et du taux d'utilisation des équipements. Quelques exemples permettent d'illustrer et d'avoir des ordres de grandeur.

Le coût global a été estimé pour des quais à porte-conteneur en 60 Hz, à Hambourg à 20 M€ (raccordement au réseau 6 M€, génie civil 0,8 M€, système 13 M€) pour un terminal de trois navires avec une puissance de 20 MW et une consommation de 96 GWh (ratio de 4800 h) et au Havre à 700 €/MW.

Le coût de la CENAQ au GPMM pour La Méridionale, trois *ferrys* en 50 Hz à 2 MVA (environ 1,6 MW) a été de 1,5 M€, mais profitant du réseau électrique interne du port, donc sans frais de raccordement et des potences prises en charge par l'armateur, le coût est donc d'environ 0,4 M€/MW.

Il conviendrait d'examiner si des gains d'échelle pourraient être obtenus avec un équipement large des ports tel que prévu par le projet de règlement.

Selon le port du Havre, un ordre de grandeur de 2500 h/an d'utilisation pour les navires de croisière semble raisonnable. Pour les porte-conteneurs, ce taux d'utilisation devrait être plus important car l'activité est plus régulière (cf. le ratio de Hambourg ci-dessus).

Pour le port de Marseille, des présentations prévoient 50 MWh/escale, ce qui avec une puissance de 12,5 MW et 200 escales par an correspondrait à un ratio d'utilisation de 800 h.

Pour les ferrys de la Méridionale, on peut reconstituer un ratio d'utilisation d'environ 1000 h.

On observe ainsi une plage de 1000 h à 4800 h. Selon la loi des rendements décroissants, il est vraisemblable que l'obligation du règlement *FuelEU Maritime* devrait conduire à prévoir des installations pour des taux d'utilisations plus faibles que les projets en cours, cependant des solutions techniques doivent pouvoir être mises en œuvre conduisant aussi à des coûts marginaux du raccordement beaucoup plus bas.

- Raccordement au réseau Enedis ou RTE et réseau interne

Les puissances requises par la CENAQ sont très importantes au regard des puissances actuellement utilisées par les ports. Une réflexion stratégique sur le réseau électrique haute tension (HT) du port

---

<sup>18</sup> Source article de l'Association nationale pour le développement de la mobilité électrique (AVERE) prévoyant 100 \$/kWh en 2023 ([http://www.avere-france.org/Site/Article/?article\\_id=7758](http://www.avere-france.org/Site/Article/?article_id=7758))

<sup>19</sup> Le GPMD évoque un coût de 2 M€ avec convertisseur contre 1,2 M€ sans convertisseur pour la CENAQ de 8 MVA mise en service en 2019 pour les porte-conteneurs.

devrait donc être un préalable.

Enedis prend en charge 40 % du coût d'investissement mais facture ensuite conformément au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en fonction des puissances et énergies consommées.

Le port peut créer et exploiter un réseau fermé de distribution ([code de l'énergie articles L344-1 à 13](#))<sup>20</sup>.

L'objectif est de pouvoir obtenir un coût de l'énergie le plus faible possible, l'analyse des différentes options possibles, entre raccordement au réseau Enedis, au réseau RTE, création d'un réseau interne et un mix de ces options, devrait être faite sur le coût au kWh.

Le port du Havre a étudié le raccordement au réseau Enedis en 20 kV depuis un poste source RTE présent dans l'emprise du port, pour un coût de 3,7 M€, et le raccordement au réseau RTE en 225 kV pour un coût de 7,2 M€, avec un problème majeur de faisabilité lié à la création d'un nouveau poste 225 kV/20 kV. L'option de raccordement au réseau RTE dans le poste source avec câbles 20 kV en réseau interne du port n'a pas été étudiée.

Il faut toutefois noter que la gestion d'un poste THT nécessiterait des compétences particulières dont les ports ne disposent pas à l'heure actuelle.

- Sous-stations : des convertisseurs de fréquence 50 Hz/60 Hz, norme ISO/IEC/IEEE 80005-1 avec une tension en sortie de 6.6 kV et 11 kV, sachant que le réseau EDF est de 50 HZ, comme la majorité des pays européens avec le continent américain fonctionnant au 60 Hz, ainsi que l'Arabie Saoudite

Les grands navires utilisent très majoritairement du courant 60 Hz (94 % des porte-conteneurs de plus de 140 m, 100 % des navires de croisière de plus de 200 m, etc.), même lorsqu'ils ne font pas escales dans des régions où le réseau électrique est en 60 Hz, ceci pour des raisons qui ne sont pas liées à l'avantage technique du 60 Hz comparé au 50 Hz mais plutôt aux habitudes (propos des Chantiers de l'Atlantique).

Les *ferrys* sont eux en 50 Hz.

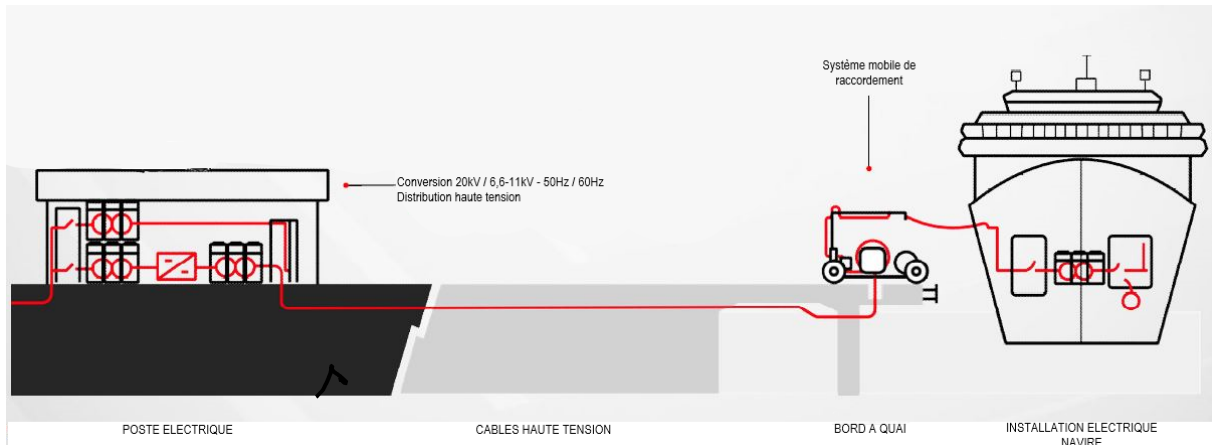
**Au vu du surcoût très important et des pertes que génère la conversion, l'Union européenne devrait inclure dans les textes en cours de négociation, des dispositions incitant les armateurs à s'équiper en 50 Hz, et a minima obligeant à refléter les surcoûts du 60 Hz dans les charges qui leur sont facturées.**

- Installations de raccordement

Les installations de raccordement des navires dépendent du type de navire. Celles des porte-conteneurs peuvent poser des difficultés particulières car les portiques sont très près du bord de quai et doivent pouvoir circuler.

---

<sup>20</sup> [https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section\\_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000033618396/](https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000033618396/)



### Exploitation

- Fourniture d'électricité
  - Le coût d'achat par les ports était d'environ 67 €/MWh en 2020. Le coût de production de l'énergie nucléaire est estimé par EDF à 53 €/MWh et est fixé dans l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) à 42 €<sup>21</sup>, le coût de production d'électricité photovoltaïque en toiture a été estimée par le GPMM à 49 €/MWh. Les deux montants ne sont pas complètement comparables car la production photovoltaïque est variable et non pilotable à la différence du nucléaire, elle doit donc être complétée par des contrats de garantie de fourniture ; c'est cependant une option qui mérite d'être étudiée, notamment pour l'alimentation des navires de croisière qui sont à quai pendant la journée.
  - Les coûts de livraison par les réseaux Enedis et RTE sont d'environ 14 €/MWh, avec des termes liés à la puissance et à la consommation (TURPE).
  - Les taxes, essentiellement la TICFE, sont de 0,5 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021 grâce à une dérogation demandée par les autorités françaises à la directive 2003/96/CE, contre 22,5 €/MWh auparavant, dérogation fixée à cinq ans. La révision de la directive sur la taxation de l'énergie devrait être l'occasion de stabiliser cette mesure, notamment en alignant la taxation de l'électricité à quai sur celle des carburants marins.

La faible durée de la dérogation sur la TICFE, cinq ans, comparée à la durée d'amortissement des équipements, plutôt de vingt ans, fait qu'elle est *a priori* difficile à prendre en compte dans les plans d'affaire. Il serait donc utile que l'État puisse couvrir ce risque dans l'attente de l'éventuelle révision de la directive sur la taxation de l'énergie (cf. 1.2.2), par exemple sous la forme d'une clause dans des conventions de subvention

<sup>21</sup> <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/ARENH>



- Exploitation-maintenance

Les coûts d'exploitation maintenance sont très faibles, quelques pourcents du coût total.

- Pertes de conversion 50 Hz/60 Hz

Les pertes de conversion peuvent monter à 10 %.

### 2.3.2.2 Recettes

- Subventions d'investissement

Tous les ports ont sollicité des subventions d'investissement de l'État et des collectivités locales.

Des certificats d'économie d'énergie peuvent aussi être mobilisés.

- Vente d'électricité au navire

La loi n°2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités article 64 a modifié le [code de l'énergie article L334-4](#) et a clarifié le statut juridique de la vente d'électricité aux navires à quai en indiquant que les ports « n'exercent pas une activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals au sens [de l']article L. 333-1 mais une activité de prestation de service », ce qui légitime notamment l'alimentation électrique fournie historiquement par les concessionnaires dans les ports décentralisés.

Le niveau et la structure des tarifs sont des éléments importants dans le choix d'utilisation du service par l'armateur. Les tarifs facturés à Marseille (bassins Est où le port fournit directement de l'électricité) pour les ferrys sont fortement critiqués par les armateurs. La Méridionale a indiqué ne pas utiliser la CENAQ de ce fait.

- Augmentation des droits de port/politique incitative

Le financement de la CENAQ peut être assuré par une augmentation des droits de port, plus ou moins ciblée sur les utilisateurs du service. L'intérêt de ce mode de financement est de pouvoir offrir un prix du kWh suffisamment attractif par rapport à la production par le navire.

Ce mode de financement apparaît aussi assez logique, l'intérêt de la CENAQ étant la réduction des émissions de polluants qui est au bénéfice de l'ensemble de la communauté portuaire, voire des riverains des ports.

Pour les ports qui mettent en place des incitations environnementales, le plan d'affaire doit prendre en compte leur baisse.

Les ports du Havre et de Marseille assurent le financement de la CENAQ par une augmentation des redevances ou des droits de port passagers permettant de couvrir les coûts fixes (investissements, termes fixes du TURPE, etc.) et par ailleurs offrent des « bonus écologiques ».

En rendant quasiment obligatoire l'équipement des navires et l'usage de la CENAQ, le paquet législatif européen « *Fit for 55* » change profondément l'économie de la CENAQ, qui devient alors une activité monopolistique et non un simple service, ce qui permet théoriquement une couverture totale des coûts par les recettes. Cependant le niveau des droits de port, redevances et tarif de vente de l'énergie aura un effet sur la position concurrentielle des ports. Cet effet est souvent évoqué mais très peu étayé. La

Commission européenne s'est appuyée dans son étude d'impact du projet de règlement *Fuel EU Maritime* sur un modèle, notamment pour évaluer les effets d'éviction des politiques proposées.

Afin d'évaluer le niveau des éventuels besoins de subvention à la CENAQ, besoins qui pourraient être élevés, il est donc important que la DGITM et les ports disposent des modèles et études suffisants.

***Recommandation 2. DGITM : Mettre en place avec les GPM maritimes ou fluvio-maritimes les modèles et outils d'analyse nécessaires à la compréhension du coût du passage portuaire, avec les effets du montant des droits de ports et des redevances portuaires sur la concurrence entre les ports, notamment européens.***

### 2.3.2.3 Modalités de gestion

De très nombreux modèles sont envisageables pour la prise en charge de l'investissement et de l'exploitation avec la possibilité pour le port de laisser un prestataire/concessionnaire investir, exploiter et se rémunérer sur la vente de services énergétiques et des redevances.

Ainsi pour le Havre, c'est le futur exploitant du terminal croisière qui achètera l'électricité et donc qui paiera la part transport et donc le TURPE. L'exploitant du terminal croisière refacturera un service énergétique aux navires dont le prix sera calculé en fonction du coût d'achat ou de production de l'électricité selon un mode de calcul qui reste à déterminer.

### 2.3.3 Synthèse

L'armateur est prêt à payer 125 €/MWh, en évitant les termes fixes, considérant qu'il devra s'équiper pour éviter une pénalité de 250 €/MWh prévue par le règlement Fuel EU Maritime.

Avec une électricité à 67 €/MWh, 14 €/MWh de TURPE, la TICFE à 0,5 €/MWh et 10 % de perte de conversion, les coûts variables sont de 90 €.

Les coûts liés aux équipements côté port sont de l'ordre de 1 M€/MW (entre 0,5 et 2 M€/MW), ce qui donne un coût annuel avec l'exploitation maintenance d'environ 100 k€/MW. Avec une utilisation de 2500 h/an (entre 800 et 4800), le coût est de 25 €/MWh.

Le coût total peut ainsi descendre à 115 €/MWh, donc moins que le coût de la production par groupe auxiliaire du navire, sans subvention.

La prise en charge des coûts fixes sur les redevances et/ou droits de port permet de rendre la CENAQ économiquement intéressante pour les armateurs.

Il faut noter cependant d'une part la variabilité du coût du carburant maritime liée au cours du pétrole et du coût de l'électricité sur le marché de gros, fortement corrélé au cours du gaz et d'autre part à l'importance du taux d'utilisation et du coût des équipements.

## 2.4 Les évolutions nécessaires

### 2.4.1 Différentes modifications du cadre réglementaire ont déjà été mises en œuvre :

- Réduction du taux de TICFE de 22,5 €/MWh à 0,5 €/MWh, jusqu'en 2025, ce qui a nécessité une notification à la Commission européenne. Cette modification permet de supprimer une distorsion de concurrence en défaveur de la CENAQ, les carburants utilisés par les navires (fioul maritime ou diesel) n'étant pas soumis à la TICPE.
- Clarification du régime juridique de la fourniture d'électricité à quai pour les navires dans le cadre de la LOM.
- Clarification des cadres contractuels avec les réseaux électriques, l'autoproduction et les fournisseurs d'électricité.

### 2.4.2 D'autres évolutions réglementaires apparaissent cependant souhaitables :

#### 2.4.2.1 Obligation d'usage de la CENAQ

Pour garantir un bon usage des équipements des navires et des installations mises en place par les ports, il est nécessaire de mettre en place des obligations de raccordement. Cependant la situation concurrentielle des ports français, mais aussi la part faible qu'ils représentent dans les escales des navires de croisière et des porte-conteneurs notamment, font qu'une telle obligation n'est envisageable qu'au niveau européen. Le projet de règlement *Fuel EU maritime* devrait permettre de répondre à cet objectif. Un soutien des autorités françaises, avec la mobilisation d'expertise et de connaissance que cela suppose, sera nécessaire.

#### 2.4.2.2 Modulation environnementale des droits de port

La CENAQ a pour premier objectif la réduction des pollutions locales, dont les coûts externes sont du même ordre de grandeur que le différentiel de coût entre la CENAQ et la production d'électricité par le navire. Il est donc très important d'envoyer les bons signaux prix.

Les droits de port payés par les navires sont encadrés par le Code des transports Livre III Les ports maritimes Titre II Droits de port, notamment article 5321-10 « Les tarifs des droits de port mentionnés à l'article R. 5321-1 sont présentés suivant un cadre type uniforme, fixé par arrêté conjoint du ministre chargé des finances et du ministre chargé des ports maritimes. » et par l'arrêté du 10 décembre 2003 modifiant l'arrêté du 15 octobre 2001 portant approbation des cadres types des tarifs des droits de port et des redevances d'équipement.

Les ports ont des systèmes de bonus écologique mais pas de modulation des droits de port, à la différence des redevances aéroportuaires, faute de dispositions dans l'arrêté fixant le cadre type. Le cadre européen autorise ce type de modulation (règlement (UE) 2017/352 du 15 février 2017 établissant un cadre pour la fourniture de services portuaires et des règles communes relatives à la transparence financière des ports article 13 alinéa 4).

La mise en place de modulations nécessiterait que les navires déclarent leurs émissions.

***Recommandation 3. DGITM/Finances : Introduire dans l'arrêté-type des droits de port une disposition complémentaire permettant aussi la modulation des droits de port pour raisons environnementales.***

### ***2.4.3 Par ailleurs, la définition des stratégies des ports et la présentation des projets par les ports peuvent être améliorées pour garantir que le niveau de subvention accordé est bien dimensionné.***

Aucun des ports rencontrés n'a fourni d'analyse vraiment complète ni de stratégie sur la CENAQ permettant de s'assurer que le sujet a été traité de manière exhaustive.

En tout état de cause, les initiatives législatives européennes vont changer le cadre dans lequel cette évaluation devrait être faite. De plus ces initiatives devraient renforcer les obligations d'équipement des ports et donc nécessiter des investissements allant au-delà de ce qui est prévu dans le plan de relance, ce qui nécessitera de faire des choix sur les modalités de financement.

Il est donc important que la DGITM/DBF mobilise les ports pour évaluer les besoins d'investissement liés aux initiatives législatives européennes et définir les modalités de financement.

Par ailleurs, les dossiers présentés par les ports sont variables dans leur contenu et ne permettent pas de s'assurer que toutes dispositions ont été prises pour réduire le coût du kWh livré au navire, minimiser le niveau de subvention et limiter les risques tels que la non utilisation du service. Un cadre type de présentation servant de check liste permettrait de garantir un niveau minimum et d'effectuer plus aisément des comparaisons entre ports (cf. une proposition en Annexe)

***Recommandation 4. DGITM : Fixer une grille d'analyse commune, par circulaire, pour l'analyse des projets portuaires relatifs à l'électrification bord à quai.***

## 3 À long terme, différentes énergies sont envisagées pour alimenter les navires

### 3.1 Panorama synthétique

En matière de fourniture de carburants alternatifs dans les ports, une question préalable aux éventuels investissements à envisager est évidemment celle du ou des types de carburants à envisager.

Or comme l'indiquent la très grande majorité des interlocuteurs rencontrés ainsi que des rapports récents, de nombreux carburants alternatifs sont aujourd'hui envisagés en remplacement du fuel lourd actuellement utilisé et leur développement relève à ce stade principalement de l'expérimentation.

Il apparaît clairement aujourd'hui qu'aucun de ces carburants alternatifs ne se présente encore comme une alternative simple et évidente, étant donné leurs caractéristiques physiques, la maturité technologique des moyens de production et des moteurs ainsi que leurs coûts de production souvent beaucoup plus élevés. La question des coûts de production des e-carburants et biocarburants qui sont les principales solutions pour atteindre la neutralité carbone dans le transport maritime est importante, car comme le rappelle la Commission européenne dans l'introduction à la proposition législative *Fuel EU maritime*, le coût du carburant représente aujourd'hui entre 35 % (petit tanker) et autour de 53 % (porte conteneur, vraquier) des tarifs de fret<sup>22</sup>. Cette question est d'autant plus complexe que la trajectoire de baisse des coûts de production de ces carburants alternatifs est encore mal connue, au regard notamment de la maturité technologique des moyens de production.

Le Tableau 1 ci-dessous présente néanmoins les principales caractéristiques des différentes solutions.

Au regard des différentes caractéristiques de ces carburants alternatifs et de leurs avantages et inconvénients respectifs, il apparaît vraisemblable que leur utilisation dépendra du type de navire et de leur usage et les ports devront donc adapter leurs offres aux types de navires qui y transitent.

On peut ainsi noter en particulier que :

- La solution entièrement électrique pose des problèmes de coût, d'autonomie, d'encombrement et de puissance qui ne permettent de l'envisager que pour des petits navires, limités à des trajets courts, comme des navires de service ou encore certains *ferrys*. Par ailleurs les temps de recharge des batteries peuvent également constituer un enjeu logistique à prendre en compte.
- Pour les navires de fortes puissances, l'hydrogène qui peut apparaître comme une solution viable présente aujourd'hui le défaut d'une énergie volumique faible qui nécessite de multiplier par plus de 4 la taille des réservoirs (cf. Encadré 1), ce qui peut être problématique d'un point de vue économique pour les navires qui cherchent à valoriser au mieux leur volume utile (porte conteneur ou encore navires de pêche). Par ailleurs dans le cas de l'hydrogène, le sujet de la motorisation associée est également important pour les usages possibles : les piles à combustibles posent aujourd'hui encore des problèmes d'encombrement et de puissance

---

<sup>22</sup> La question de l'impact d'une augmentation du coût du carburant maritime est complexe entre les considérations de concurrence entre armateurs, de report vers d'autres modes de transports et/ou régions du monde pour les importations. La crise sanitaire apporte néanmoins quelques éléments de réponse au regard de l'envolée des prix du fret maritime : ainsi par exemple l'index « *Shanghai Containerized Freight Index* » a quasiment triplé entre fin 2019 et fin 2020. Comme le rapporte l'article du Time « *Surge in shipping costs globally could cause price hikes from coffee to toys* », l'impact de cette envolée du prix du fret maritime en lien avec la crise Covid a un impact très différent suivant les produits. Quand les produits manufacturés à haute valeur ajoutée sont peu impactés en raison de la part faible du coût du transport dans le prix final, les échanges par voie maritime de produits alimentaires et produits manufacturés à faible valeur ajoutée connaissent de plus grandes difficultés. Face à des coûts du fret qui peuvent atteindre jusqu'à 62 % du prix de vente d'un produit à faible valeur ajoutée d'après l'article, des augmentations du prix final sont inévitables et dans certains cas rendent les produits locaux à nouveau concurrentiels par rapport aux produits importés.

déployable, ce qui à ce stade représente encore une contrainte pour les navires à forte puissance. Si l'hydrogène est utilisé dans un moteur à combustion, le rendement énergétique en est fortement réduit (ce qui augmente par conséquent le coût du carburant) et les oxydes d'azote produits par la combustion doivent également être traités.

- Pour l'ammoniac, dont l'utilisation est envisagée en alternative à l'hydrogène en raison d'une meilleure énergie volumique ainsi que des conditions de pression et de température de stockage plus abordables (-33 °C pour l'ammoniac contre -253 °C pour l'hydrogène), sa toxicité conduira vraisemblablement à éviter son utilisation pour les navires transportant de nombreux passagers (croisières, Ro-Pax, etc.).

La mission constate que la France s'intéresse peu à certains carburants alternatifs tels que l'ammoniac. Sans même juger de la pertinence des forts investissements déployés aujourd'hui autour de solutions comme l'hydrogène, il apparaît opportun que les ports fassent davantage de veille concernant le développement des autres carburants alternatifs à l'international, afin notamment de pouvoir investir, le cas échéant, dans les infrastructures nécessaires à la fourniture de ces carburants.

*En tout état de cause le manque de maturité de la plupart des énergies alternatives envisagées conduit la mission à rester prudente à court terme sur les investissements en matière de fournitures de carburants alternatifs dans les ports. Sur ce sujet, la mission recommande que les ports accompagnent plutôt le mouvement des différents principaux armements.*

À ce titre, la mission note favorablement la mise en place d'une plateforme de données, portée par la coalition pour la transition éco-énergétique du maritime (T2EM), qui permet, de façon dynamique, de comparer les solutions existantes et à venir et de simuler les trajectoires d'évolution du mix énergétique de la filière maritime. Ce type de plateforme permet effectivement un meilleur échange de l'information entre les acteurs et donne une vision d'ensemble dans un environnement incertain et foisonnant.

**Tableau 1 : principales caractéristiques des différents carburants alternatifs envisagés :**

Type de carburant	HFO <sup>23</sup>	MGO <sup>24</sup>	GNL fossile	Bio-GNL	E-méthane	Hydrogène vert	Bio-méthanol	Ammoniac vert
Prix (USD /GJ) <sup>25</sup>	6 à 12 <sup>26</sup>	10 à 16 <sup>27</sup>	7 à 11 <sup>28</sup>	20 à 30 <sup>29</sup>	39 à 81 <sup>30</sup>	25 à 50 <sup>31</sup>	40 <sup>32</sup>	30 à 42 <sup>33</sup>
Enjeux de disponibilité	-	-	-	Biomasse	CO <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> décarboné	Electricité décarbonée	Biomasse	H <sub>2</sub> décarboné
Cond. de stockage	-	7-8 bar	- 162 °C	- 162 °C	- 162 °C	-253 °C	10 bar	-33 °C
Energie massique	40,5 MJ/kg	42,7 MJ/kg	50,0 MJ/kg	50,0 MJ/kg	50,0 MJ/kg	120 MJ/kg	19,9 MJ/kg	18,6 MJ/kg
Energie volumique	-	35,7 MJ/L	21,2 MJ/L	21,2 MJ/L	21,2 MJ/L	8,5 MJ/L	14,9 MJ/L	12,7 MJ/L

<sup>23</sup> Heavy fuel oil (HFO) : fuel lourd

<sup>24</sup> Marine Gasoil (MGO) : gasoil marin

<sup>25</sup> L'OMI présente également des: 9 USD/GJ pour le HFO, 12 USD/GJ pour le GNL fossile, 45 USD/GJ pour le bioGNL, 90 USD/GJ pour le e-méthane, 40 USD/GJ pour le biométhanol.

<sup>26</sup> Prix mentionné par le motoriste MAN.

<sup>27</sup> Ibid.

<sup>28</sup> Ibid.

<sup>29</sup> A partir des tarifs de rachat indicatifs d'EDF pour le biométhane en France en 2020 calculés à partir des formules de l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel : de 64 à 95 euros / MWh.

<sup>30</sup> A partir de données Engie : prix 2020, le bas de la fourchette étant le prix d'import du e-méthane depuis le Texas et le haut de la fourchette le prix de la production locale française. Engie prévoit une convergence de ces prix vers 2050 autour de 25 USD/GJ.

<sup>31</sup> D'après <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/112020-green-hydrogen-costs-need-to-fall-over-50-to-be-viable-sampp-global-ratings>, les prix s'étalent entre environ 3 et 6 dollars par kilo d'hydrogène produit par électrolyse selon la région du monde.

<sup>32</sup> Prix projeté pour 2050 en USD/GJ intégrés dans les simulations de la *Fourth IMO Greenhouse gas study* de 2020.

<sup>33</sup> Prix mentionné par le motoriste MAN.

Dangerosité	Inflammable	Inflammable	Inflammable	Inflammable	Inflammable	Très inflammable	Inflammable	Toxique
Type de moteurs <sup>34</sup>	ICE	ICE	ICE	ICE	ICE	ICE ou FC	ICE ou FC	ICE ou FC
SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub> : 11,5 g/kWh  NO <sub>x</sub> : 14.0 g/kWh <sup>35</sup>	SO <sub>x</sub> : 1.0 à 4.1 g/kWh  NO <sub>x</sub> : 13.2 g/kWh <sup>36</sup>	Elimination des SO <sub>x</sub> et -80% de NO <sub>x</sub> par rapport au fioul lourd	Elimination des SO <sub>x</sub> et -80% de NO <sub>x</sub> par rapport au fioul lourd	Elimination des SO <sub>x</sub> et -80% de NO <sub>x</sub> par rapport au fioul lourd	NO <sub>x</sub> si ICE	NO <sub>x</sub> si ICE	NO <sub>x</sub> si ICE
Gaz à effet de serre <sup>37,38</sup>	WtH <sup>39</sup> : 10,7 g/MJ  HtWa <sup>40</sup> : 80,1 g/MJ fuel	WtH : 13,5 g/MJ  HtWa : 73,6 g/MJ fuel	WtH : 11,0 g/MJ  HtWa : 56,5 g/MJ fuel  + Fuites de méthane	Fuites de méthane	Fuites de méthane	<36,4gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H2</sub>	-	-

<sup>34</sup> ICE : moteur à combustion interne (*internal combustion engine*) ; FC : pile à combustible (*fuel cell*).

<sup>35</sup> *Particle Emissions from Ships: Dependence on Fuel Type*, 2009, Hulda Winnes & Erik Fridell

<sup>36</sup> *Ibid.*

<sup>37</sup> 132 gCO<sub>2eq</sub>/MJ pour l'hydrogène produit à partir de gaz naturel, 31,3 gCO<sub>2eq</sub>/MJ pour le méthanol produit à partir de gaz naturel et 121 gCO<sub>2eq</sub>/MJ pour l'ammoniac produit à partir de gaz naturel.

<sup>38</sup> Pour le HFO, MGO et LNG, données provenant de *The climate implications of using LNG as a marine fuel*, janvier 2020, International Council on clean transportation ; pour l'hydrogène vert, il s'agit du critère retenu pour la dénomination « hydrogène vert » d'après le « *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking* ».

<sup>39</sup> *Well-to-Hull* : émissions liées aux phases amont (extraction, traitement, transport, etc.) de carburants avant combustion.

<sup>40</sup> *Hull-to-Wake* : émissions liées à la combustion du carburant.



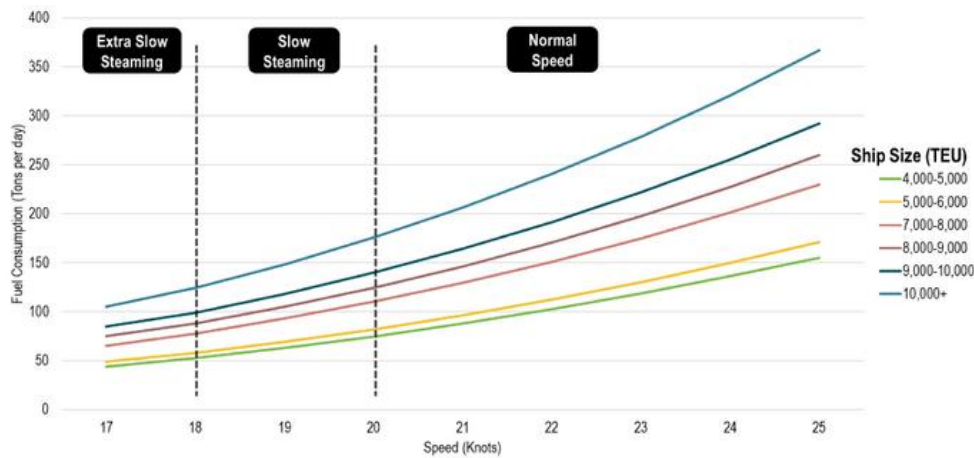
### Encadré 1 : illustration des enjeux de volumes nécessaires au stockage du carburant :

Un des enjeux des carburants alternatifs tels que le GNL, l'hydrogène ou encore l'ammoniac est leur plus faible énergie volumique et leurs conditions de stockage qui conduisent à devoir augmenter le volume consacré au stockage du carburant dans le navire.

Afin de mieux appréhender l'enjeu que cela peut représenter pour les navires, quelques exemples chiffrés sont donnés dans cet encadré.

Dans le cas des porte-conteneurs, un navire tel que le Benjamin Franklin de CMA-CGM qui peut transporter jusqu'à 18 000 équivalent vingt pieds (EVP) transporte environ 16 000 m<sup>3</sup> de fuel, tandis que des porte-conteneurs de 5 000 EVP transportent environ entre 5 000 et 7 500 m<sup>3</sup> de fuel et ceux de 8 000 à 14 000 EVP environ entre 9 000 et 13 000 m<sup>3</sup> de fuel<sup>41</sup>.

La consommation de fuel d'un porte-conteneur dépend de sa taille et de sa vitesse de service, comme le montre le graphique ci-dessous.



Source : *The geography of transport systems*, cinquième édition, Jean-Paul Rodrigue (2020)

Ainsi un navire de 5 000 EVP qui navigue à 35 km/h (19 nd environ) consomme environ 70 t/j (soit environ 78 m<sup>3</sup>/j) de carburant contre 150 t/j (soit environ 167 m<sup>3</sup>/j) de carburant à 45 km/h (24 nds environ). Avec un réservoir de 7 500 m<sup>3</sup>, il pourrait ainsi parcourir 44 000 milles marins (80 000 km) à 19 nds ou 26 000 milles marin (48 000 km) à 24 nds. À titre de comparaison un trajet autour du monde Europe, États-Unis, Asie<sup>42</sup> représente un peu plus de 26 000 milles marins. Par conséquent, en supposant des rendements similaires au fioul lourd, un navire de 5 000 EVP naviguant avec 7 500 m<sup>3</sup> d'hydrogène, quatre fois moins dense énergétiquement que du fioul lourd, pourrait parcourir environ 10 000 milles marins à 19 nds et devrait alors se ravitailler au moins deux fois sur le trajet mentionné précédemment. Un réservoir quatre fois plus large, de 30 000 m<sup>3</sup>, représenterait une perte de volume utile de plus de 650 EVP<sup>43</sup>.

Pour ce qui concerne les gros navires de croisière, diverses sources indiquent que les gros navires peuvent consommer jusqu'à environ 250 t/j pour des réservoirs pouvant aller également jusqu'à 7 500 m<sup>3</sup>.

Ces quelques chiffres illustrent donc l'importance de la question de la densité énergétique du carburant alternatif choisi car ce choix peut conduire à des pertes plus ou moins grandes de volume utile ou d'autonomie (et donc nécessiter des avitaillements plus fréquents<sup>44</sup>).

## 3.2 Les enjeux connexes pour les ports à la fourniture de carburants alternatifs

Comme évoqué en partie 1.1.2, la fourniture de carburants alternatifs s'accompagne d'enjeux

économiques que les paragraphes suivants tenteront d'illustrer concernant les carburants alternatifs précédemment présentés.

### **Concurrence internationale entre ports**

Quand le sujet de la compétitivité entre ports a été largement discuté dans la littérature, cette dernière a encore peu étudié la contribution des activités de soutage à cette compétitivité<sup>45,46</sup> et encore moins le soutage de carburants alternatifs décarbonés. Il apparaît ainsi compliqué d'évaluer précisément le bénéfice concurrentiel de la fourniture de carburants alternatifs entre ports en particulier lorsque la taille des réservoirs des plus gros navires leur permet de naviguer à la grande satisfaction de certains armateurs sans avoir à s'avitailer à chaque escale et que la plupart des carburants alternatifs étudiés n'apportent à ce stade pas encore d'avantages économiques ou compétitifs significatifs aux armateurs. Néanmoins, il est intéressant de constater que le développement de l'activité de soutage par barge au GPM de la Guadeloupe a pu doper le trafic de conteneurs, mais ceci dépendant des lignes maritimes existantes.

Néanmoins, si l'usage d'un carburant alternatif venait à se développer, comme le GNL à moyen terme, être en capacité de débloquent de nouvelles routes maritimes en proposant un avitaillement aux navires utilisant ce carburant pourrait constituer un avantage concurrentiel significatif. Cet avantage doit évidemment être pesé vis-à-vis du risque à investir parmi les premiers dans la fourniture de carburants alternatifs.

Il convient aussi de noter l'annonce faite le 4 décembre 2019 par Total et CMA-CGM d'un accord sur la mise en place d'un navire avitailleur GNL à Marseille<sup>47</sup> qui rappelle qu'une grande part des navires ne sont pas avitaillés par des installations fixes des ports.

Le besoin de réactivité dans la prise de décision en la matière ne fait donc que renforcer le besoin souligné par la mission d'une veille technologique de la part des ports sur les choix technologiques poursuivis par les différents armateurs et l'existence éventuelle de stratégie de développement de l'avitaillement de certains carburants dans les ports voisins.

---

<sup>41</sup> <https://www.freightwaves.com/news/how-many-gallons-of-fuel-does-a-container-ship-carry>

<sup>42</sup> Rotterdam, New York, Houston, Long Beach, Shanghai, Singapour, Aden, Marseille, Rotterdam dans cet exemple. Source : *Maritime economics*, troisième édition, Martin Stopford, 2009

<sup>43</sup> Un conteneur standard de 20 pieds (1 EVP) représente un volume d'environ 33 m<sup>3</sup>.

<sup>44</sup> Le site de HAROPA indique, à titre d'illustration, que le chargement de 7000 tonnes de fuel prend environ 10 à 12h.

<sup>45</sup> *Assessment of the competitiveness of ports as bunkering hubs: empirical studies on Singapore and Shanghai*, 2011, Lam, Jasmine Siu Lee ; Chen, Desiree ; Cheng, Fan ; Wong, Kevin.

<sup>46</sup> *The Impact of Low-sulphur Fuel Requirements in Shipping on Seaport Competitiveness: A Study on LNG Bunkering in Dubai, UAE and Sohar, Oman*, janvier 2017, Mohammad Vaferi, Hadi Ghaderi, Jagan Jeevan.

<sup>47</sup> <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués/carburants-marins-propres-total-fournira-en-gnl-les-futurs-ports-conteneurs-de-cma-cgm-marseille>

**Encadré 2 : illustrations de développement de carburants alternatifs dans des ports voisins :**

En matière de GNL, l'*European Alternative Fuels Observatory* donne un panorama de l'offre européenne en matière de soutage en GNL dans les ports européens<sup>48</sup>. Il en ressort une présence assez forte des ports norvégiens et espagnols en la matière.

Le port d'Anvers communique fortement autour de son projet de devenir un port « multi-fuel » d'ici 2025 en visant une croissance de l'activité de soutage au GNL et la constitution d'une offre de soutage au méthanol et à l'hydrogène<sup>49</sup>. En juin 2021, la société Cummins a annoncé l'installation d'ici fin 2021 d'une station à hydrogène multimodale de 20,4 MW sur le port d'Anvers<sup>50</sup>.

Le port de Rotterdam s'attend de même à une croissance de ses activités de soutage en GNL<sup>51</sup> et explore la possibilité de distribuer de l'ammoniac bleu<sup>52</sup> en provenance de Norvège<sup>53</sup>.

**Synergies avec les autres modes de transports et usages industriels**

Sans détailler plus ce point, il convient simplement de rappeler que la fourniture de carburants alternatifs dans les ports ne concerne pas uniquement le soutage des navires mais s'envisage également au regard des synergies possibles avec les besoins des autres modes de transports et des industries implantées dans les ports.

**La fourniture de services connexes**

Un sujet moins abordé lorsqu'est évoqué le sujet de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports mais qui est également important pour la compétitivité des ports est celui des services connexes à l'apparition de ces nouveaux carburants, en particulier les services de maintenance et de réparation des navires.

En dehors des questions de technologies nouvelles et de compétences associées qui concernent avant tout les chantiers navals, la plupart des nouveaux carburants s'accompagnent de nouveaux risques technologiques qui devront être gérés dans l'enceinte du port. La question de la réparation des navires fonctionnant au GNL, sans en vider les réservoirs de carburant, a en particulier été évoquée au cours de la mission, mais celle de la gestion des risques liés à la production et au stockage d'hydrogène ou encore d'ammoniac mérite également d'être analysée en amont par les ports.

Par exemple, la présence sur un site de production ou de stockage de plus 5 t (respectivement 50 t) d'hydrogène<sup>54</sup> ou 50 t (respectivement 200 t) d'ammoniac<sup>55</sup> conduit à un classement SEVESO seuil bas (respectivement seuil haut) : au regard de la taille des réservoirs de carburants des plus gros navires, les installations de stockage de carburants destinés au soutage seront vraisemblablement classées Seveso seuil haut.

Sans rentrer davantage dans les détails des exigences réglementaires applicables aux différentes

---

<sup>48</sup> <https://www.eafo.eu/shipping-transport/port-infrastructure/lng/bunkering-for-ships>

<sup>49</sup> <https://www.portofantwerp.com/sites/default/files/Transition%20to%20a%20Multi%20Fuel%20Port.pdf>

<sup>50</sup> <https://www.cummins.com/news/2021/06/04/cummins-electrolyzers-power-first-its-kind-hydrogen-refuelling-station>

<sup>51</sup> <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/bunker-figures-2018-less-fuel-oil-much-more-lng-and-timetobunker-app>

<sup>52</sup> On parle d'ammoniac bleu quand ce dernier est produit à partir de gaz naturel avec capture du CO<sub>2</sub> produit.

<sup>53</sup> <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/horizon-energi-and-port-of-rotterdam-sign-memorandum-of-understanding>

<sup>54</sup> Rubrique 4715 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

<sup>55</sup> Rubrique 4735 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.

activités susmentionnées, la mission a constaté positivement l'existence de travaux passés ou en cours en la matière entre l'administration et les industriels. Peuvent notamment être mentionnés :

- la note relative à la réglementation applicable aux installations pour l'avitaillement des navires en GNL d'avril 2014 ;
- l'« analyse du cadre réglementaire existant, identification des freins et propositions associées » réalisée dans le cadre du projet H2Ships du programme Interreg Europe du Nord-Ouest auquel participe HAROPA ;
- le guide de bonnes pratiques pour la maintenance et les réparations des navires aux GNL proposé par la profession « *gas as a marine fuel, work practices for maintenance, repair and dry-dock operations* » ;
- les discussions autour du règlement pour le transport et la manutention des marchandises dangereuses dans les ports maritimes pour apporter des clarifications quant aux dispositions applicables à la réparation navale des navires transportant ou ayant transporté des marchandises dangereuses.

*La mission ne peut que recommander un examen fin des conséquences pratiques pour les navires à propulsion autre que fuel sur la mise en chantier naval de ces navires ainsi que pour les activités de production, stockage et avitaillement de carburants alternatifs au regard des différentes réglementations applicables (ICPE, RPM, code du travail). En particulier la note de 2014 pourrait être mise à jour et voir son champ étendu à d'autres carburants alternatifs, comme l'hydrogène et l'ammoniac.*

***Recommandation 5. DGPR : Mettre à jour la note relative à la réglementation applicable aux installations pour l'avitaillement des navires en GNL d'avril 2014 en incorporant éventuellement le cas d'autres carburants alternatifs comme l'hydrogène ou l'ammoniac.***

## 4 Et entretemps, quelle solution ?

### 4.1 D'un point de vue technologique, le GNL peut-il assurer la transition ?

#### 4.1.1 Les objectifs poursuivis par le développement du GNL

L'émergence du GNL dans le paysage des carburants maritimes tient avant tout au renforcement des contraintes visant à la réduction des émissions de SO<sub>x</sub> et de NO<sub>x</sub>. En effet le GNL, dont le prix a été à peu près compétitif avec les autres solutions permettant la réduction des émissions de SO<sub>x</sub> et de NO<sub>x</sub> à court terme comme les carburants à faible teneur en soufre, les nettoyeurs de fumées ou encore les pots catalytiques, permet en effet de réduire drastiquement ces émissions : élimination des émissions de SO<sub>x</sub> et près de 80 % de NO<sub>x</sub> en moins par rapport au fioul lourd. Cela justifie pour certains armateurs comme CMA-CGM d'investir dans des navires fonctionnant au GNL.

Le GNL, d'origine fossile, ne répond néanmoins que partiellement aux objectifs de réduction de gaz à effet de serre. En effet quand la plupart des intervenants s'accordent autour d'une valeur de 20 % de réduction d'émission de CO<sub>2</sub>, la question des fuites de méthane, gaz à effet de serre près de 25 fois plus « puissant » que le CO<sub>2</sub>, est encore débattue, avec des voix qui s'élèvent pour affirmer qu'en l'absence de mesures correctes prises pour les réduire, ces fuites de méthane compensent le gain en émission de CO<sub>2</sub>. Et c'est une des raisons pour lesquelles l'armateur Maersk affiche publiquement son choix de ne pas investir dans le GNL dans l'attente de l'émergence d'un autre carburant alternatif permettant de répondre favorablement aux objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre<sup>56</sup>.

En l'absence de carburants alternatifs décarbonés prêts à remplacer rapidement le fioul lourd aujourd'hui utilisé, le GNL constitue à très court une des rares solutions qui répondent de manière décente aux objectifs actuels. Cependant investir aujourd'hui dans le GNL au regard des objectifs de qualité de l'air (SO<sub>x</sub> et NO<sub>x</sub>), présente le risque de se retrouver à moyen terme avec des actifs échoués lorsque le GNL d'origine fossile ne permettra plus de répondre aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre<sup>57</sup>. Seule une transition vers du méthane « décarboné » (biométhane ou méthane de synthèse) permettrait d'éviter ce risque. La faisabilité d'une telle transition est encore très incertaine au regard notamment des coûts de production du biométhane et du méthane de synthèse<sup>58</sup> et de leur disponibilité. A court terme, c'est le biométhane qui constitue la piste la plus discutée de « décarbonation » de la filière GNL maritime.

#### 4.1.2 Biométhane et garanties d'origine

L'utilisation de biométhane pour décarboner le secteur maritime se heurte aujourd'hui, en dehors des questions de coûts de production, à deux problématiques principales : sa disponibilité et le fait que le biométhane est aujourd'hui préférentiellement injecté dans le réseau de gaz naturel domestique plutôt que liquéfié pour être utilisé directement dans les navires<sup>59</sup>.

---

<sup>56</sup> Maersk a annoncé en août 2021 investir dans la production de e-methanol ainsi que dans des navires pouvant fonctionner au méthanol (voir notamment : <https://www.maersk.com/news/articles/2021/08/18/maersk-secures-green-e-methanol>).

<sup>57</sup> Ce qui interviendra vraisemblablement avant la fin de la décennie au regard des objectifs fixés par l'OMI de 40% de baisse d'émission de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 2008.

<sup>58</sup> Le méthane de synthèse étant produit à partir d'hydrogène, son coût de production sera nécessairement supérieur à celui de l'hydrogène.

<sup>59</sup> Liquéfier du biométhane plutôt que l'injecter dans le réseau constitue une étape énergivore qui vient surenchérir le coût du carburant.

## **Disponibilité du biogaz**

Un des premiers reproches faits au biométhane, lorsqu'est évoqué la possibilité de l'envisager comme carburant alternatif dans la continuité du GNL, est sa disponibilité. La programmation pluriannuelle de l'énergie<sup>60</sup> (PPE) précise ainsi que l'ADEME estime le gisement de matières méthanisables à l'horizon de 2035 à 100 Mt correspondant à un 70 TWh d'énergie primaire (à comparer aux 325 TWh de gaz naturel consommé en France en 2020<sup>61</sup>). La PPE fixe comme objectif 7% de la consommation de gaz en 2030 couverte par du biogaz si la trajectoire de baisses de coût de production visée se réalise.

Pour illustrer les besoins de la filière, d'après les informations obtenues lors des entretiens, le seul armateur CMA-CGM aurait besoin de 8TWh de biométhane s'il souhaitait verdir 100% de ses lignes maritimes à Fos et à Rotterdam, besoin que l'on peut mettre en regard des 2,2 TWh de biométhane injecté dans le réseau en France en 2020<sup>62</sup>.

La World Biogas Association estime le gisement mondial de biométhane entre 10 000 et 14 000 TWh, soit entre 26 et 37 % de la consommation mondiale actuelle de gaz naturel et les énergéticiens voient une autre solution dans l'importation de méthane de synthèse, avec un coût d'import inférieur à 90 euros par MWh d'ici 2030<sup>63</sup>.

À moins de rentrer dans des questions complexes de concurrence d'usage, il apparaît donc que le biométhane ne pourra pas constituer seul une solution.

## **Injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel et garantie d'origine**

Les armateurs, sous la pression de leurs clients, eux-mêmes sous la pression d'une demande croissante des consommateurs finaux, et des investisseurs voient dans le biométhane un moyen de réduire rapidement leurs émissions de gaz à effet de serre tout en restant dans la filière GNL. La difficulté pour les armateurs réside aujourd'hui dans le fait que les subventions à la production de biométhane (et donc l'accès à un biométhane à un prix plus compétitif) sont à l'heure actuelle concentrées sur la production de biométhane injectée dans le réseau de gaz naturel et que les circuits d'approvisionnement cryogéniques de GNL pour les navires passent directement par les terminaux méthaniers non connectés au réseau. Il en résulte un accès impossible pour les armateurs à un biométhane (injecté) **subventionné** et physiquement traçable.

Néanmoins la traçabilité physique du biométhane injecté n'étant pas possible au regard du mélange avec le gaz naturel fossile et l'hydrogène présents dans le réseau de gaz naturel, un système de garantie d'origine (GO) a été mis en place (cf. Encadré 3) permettant à ceux qui en acquièrent de faire valoir le caractère « biométhane » du gaz prélevé dans le réseau. Au regard de l'objectif poursuivi par ces garanties d'origine, le législateur français a réservé la possibilité de valoriser ces certificats d'origine aux seuls consommateurs prélevant du gaz depuis le réseau.

Les armateurs souhaitent une modification de la réglementation pour leur ouvrir également l'accès aux garanties d'origine et à leur valorisation sans pour autant avoir prélevé du gaz sur le réseau.

*Quels seraient alors les bénéfices et conséquences d'une telle modification pour les différents acteurs et sur le développement de la filière biométhane ?*

---

<sup>60</sup>

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%20CC%81nergie.pdf>

<sup>61</sup> [https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2021-04/datalab\\_essentiel\\_243\\_bilan\\_energetique\\_provisoire\\_avril2021.pdf](https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2021-04/datalab_essentiel_243_bilan_energetique_provisoire_avril2021.pdf)

<sup>62</sup> Pour rappel la PPE a fixé un objectif de production de biométhane injecté à 6 TWh en 2023 et entre 14 TWh et 22 TWh en 2028.

<sup>63</sup> Ce qui revient à peu près au coût de production actuel du biométhane en France, évalué à 95 euros par MWh en 2019 par la PPE, qui projette une baisse des coûts de production allant jusqu'à 75 euros par MWh en 2023 et 60 euros par MWh en 2028.

Pour les armateurs, pouvoir valoriser des certificats d'origine constitue un moyen de pouvoir valoriser auprès de leurs clients et investisseurs un verdissement de leur carburant à un coût compétitif (coût du GNL fossile incrémenté du coût de la GO, qui reste très faible comparé aux montants de subventions de l'Etat pour soutenir la production de biométhane - voir Encadré 3).

Ce verdissement, même symbolique, peut aujourd'hui être exigé par leurs clients qui souhaitent réduire les émissions de GES de leur propre chaîne d'approvisionnement.

Il est souvent avancé que l'accès donné aux armateurs aux garanties d'origine constitue un soutien au développement de la filière. Néanmoins étant donné que les bénéfices de la valorisation des GO reviennent jusqu'à présent aux fournisseurs de gaz naturel (cf. Encadré 3) et, pour les contrats futurs, à l'Etat plutôt que directement aux producteurs, cet effet est probablement négligeable<sup>64</sup>. Par ailleurs, étant donné que les contrats établis entre les producteurs et les fournisseurs avant le 9 novembre 2020 pourront continuer à se faire suivant les principes existants (cf. Encadré 3) qui n'ont pas permis de réduire significativement l'écart entre le prix de la GO et le coût de soutien étatique au biométhane nécessaire à sa compétitivité (et ce malgré une demande de GO supérieure à l'offre), il ne peut être raisonnablement attendu à court terme de réel développement de la filière de biométhane, au-delà des volumes prévus par la PPE, qui serait lié aux bénéfices de la valorisation des GO.

Pour les ports, le sujet de garanties d'origine est une question de compétitivité avec d'autres ports européens en matière de soutage. En effet d'autres pays européens autorisent les consommateurs hors réseau à bénéficier et à valoriser des garanties d'origine. Cela a en particulier donné lieu à la communication en novembre 2020 de l'armateur CMA-CGM<sup>65</sup> concernant le soutage du CMA CGM Jacques Saadé avec du GNL contenant 13 % de « biométhane » par le mécanisme de certificats d'origine.

Etant donné que les armateurs ne peuvent aujourd'hui s'approvisionner physiquement en biométhane et que le soutien à la filière est faible via l'émission et la valorisation de GO, ce mécanisme de verdissement par acquisition de GO ne semble pas permettre à lui seul ni à moyen terme de développer significativement la production de biométhane ni sur le long terme de décarboner le transport maritime puisque le GNL des cuves des navires restera physiquement d'origine fossile (le CO<sub>2</sub> émis par le maritime sera simplement porté par les consommateurs du réseau de gaz naturel). Par ailleurs, tant que le prix des GO reste bas et fortement décorrélé de la différence réelle entre les coûts de production du biométhane et celui du gaz naturel fossile, autoriser les armateurs à valoriser des GO pourrait être désincitatif vis-à-vis des investissements dans d'autres technologies décarbonées qui seraient moins subventionnées. Il convient néanmoins de souligner qu'un tel mécanisme aurait certainement pour effet d'inciter les armateurs à s'équiper en navires GNL pour pouvoir en bénéficier et aurait un sens s'il est souhaité de pousser le secteur maritime à investir dans le GNL.

*Quelles sont les alternatives pour la filière GNL à l'acquisition des garanties d'origine ?*

La première et plus évidente à court terme est la possibilité accordée par d'autres pays européens d'acquérir ces garanties d'origine. À ce titre la mission considère utile d'évaluer la perte potentielle d'activité de soutage et de trafic des ports en lien avec l'impossibilité d'une telle pratique en France métropolitaine par rapport aux autres ports européens. Une telle évaluation pourrait conduire, le cas échéant, à une recherche d'alignement des pratiques au niveau européen en mettant en balance les considérations précédentes en matière d'incitations que cela implique sur la décarbonation de la filière au niveau européen.

L'autre alternative pour les armateurs est d'accéder à du biométhane physique. À ce titre, l'argumentaire des industriels concernant les coûts en infrastructures et logistique qu'engendrent le transport de biométhane physique dans les terminaux méthaniers et qui peuvent être évités par

---

<sup>64</sup> Une partie de la valorisation des GO peut néanmoins revenir indirectement aux producteurs. En effet tant que l'offre de biométhane est inférieure à la demande (ce qui est le cas aujourd'hui), les producteurs peuvent mettre en concurrence les fournisseurs entre eux dans leurs négociations de tarifs de rachat et espérer récupérer une partie des bénéfices que les fournisseurs obtiennent de la valorisation des GO.

<sup>65</sup> <http://www.cma-cgm.com/news/3379/world-premiere-bunkering-of-a-new-generation-lng-powered-container-ships-begins-in-rotterdam>

l'injection dans des réseaux de distributions locaux et la valorisation de GO par des utilisateurs distants apparaît pertinent à court terme et dans un contexte de maintien d'une consommation certaine de méthane fossile. Sur le long terme, où le méthane d'origine fossile voit sa place de plus en plus réduite dans le mix énergétique, les investissements et les coûts logistiques mentionnés précédemment apparaissent inévitables sauf à abandonner le GNL dans le maritime. Parmi les investissements envisageables, outre l'installation d'un liquéfacteur branché au réseau GRT Gaz dans les ports, le développement de la production de biométhane non injecté pourrait apporter une réponse aux besoins du secteur maritime, si une telle production parvient à se développer et à répondre aux besoins (quantité, logistique et disponibilité) du secteur. La mission note favorablement les discussions en cours en matière de soutien à la production de biométhane non injecté dans le réseau.

**Par conséquent il apparaît que la possibilité d'acquérir et de valoriser des garanties d'origine de biométhane injecté ne devrait en tout état de cause être envisagée, le cas échéant, que de manière transitoire et dégressive dans l'objectif de pouvoir lisser dans le temps les besoins d'investissements de la filière dans les infrastructures et l'organisation logistique nécessaires à l'accès physique par le secteur maritime à du biométhane, en laissant notamment le temps à la filière de biométhane non injecté d'émerger.**

***Recommandation 6. DGEC en lien avec la DGITM : Favoriser l'émergence de la filière de biométhane non injecté et son utilisation partielle dans le secteur du transport maritime. Etudier l'opportunité d'une autorisation transitoire et dégressive d'utilisation et de valorisation des garanties d'origine de biométhane injecté en contrepartie d'investissements dans une filière de biométhane non injecté destiné à un usage portuaire.***

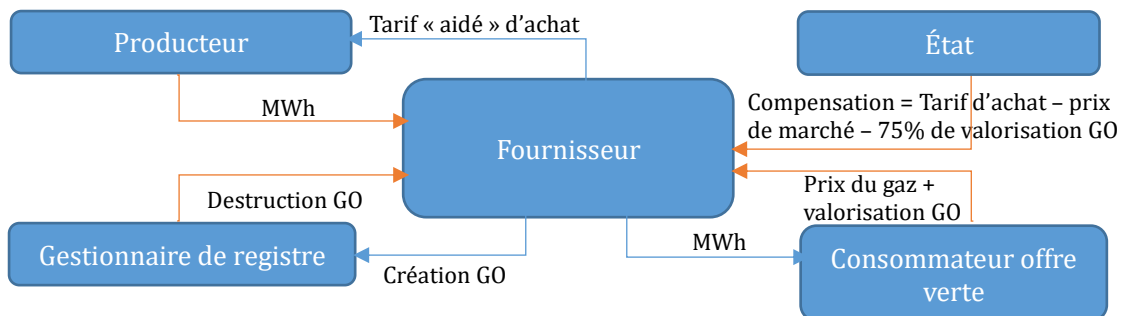


**Encadré 3 : Rappel sur les garanties d'origine de biométhane injecté dans le réseau et récentes évolutions réglementaires :**

Une garantie d'origine (GO) est un certificat électronique garantissant une forme de « traçabilité » du biométhane une fois injecté dans le réseau de gaz, une traçabilité physique étant impossible une fois le mélange réalisé avec le gaz naturel du réseau.

La manière dont sont générées et valorisées les GO de biométhane a été modifiée récemment par les décrets n° 2020-1700 et n° 2020-1701 du 24 décembre 2020. Ces deux décrets conduisent à ce qu'à partir du 1<sup>er</sup> avril 2023, les GO de biométhane peuvent être principalement obtenues de la manière suivante :

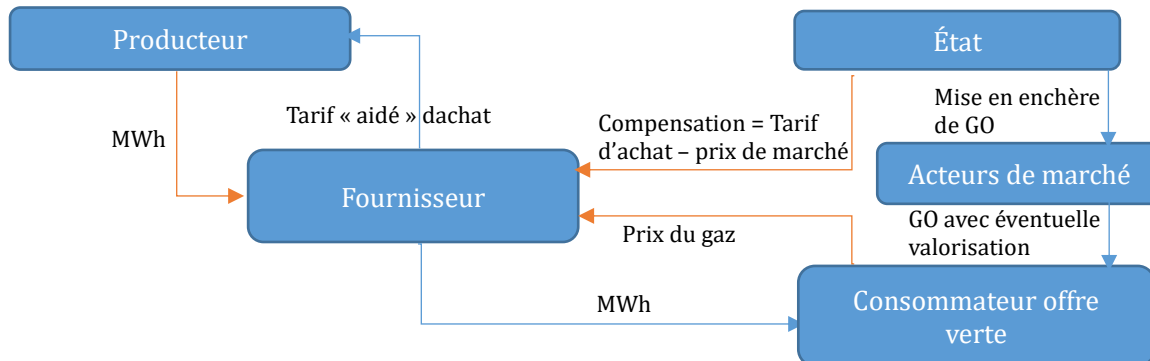
- Suivant l'ancien dispositif, pour tout le biométhane produit dans le cadre de contrats de soutien entre producteurs et fournisseurs ayant été signés avant le 9 novembre 2020. Dans cet ancien dispositif, le producteur vend le biométhane à un tarif « aidé » à un fournisseur qui se fera rembourser, par l'Etat, de la différence entre ce tarif et le prix de marché de gros (en prenant en compte également les coûts directement liés à l'obligation d'achat auprès du producteur). En parallèle, le fournisseur peut alors émettre<sup>66</sup> et valoriser des GO (1 GO par MWh) par des échanges de gré à gré avec les acteurs du marché. Une partie de la valorisation est alors déduite du remboursement fait par l'Etat en fonction de l'usage fait du biométhane : aucune déduction si le biométhane est utilisé sous forme de carburant pour les véhicules et 75 % pour les autres usages, dont notamment la valorisation sous forme d'intégration à une offre verte pour un consommateur. L'ensemble de ces émissions, transactions et valorisations de GO jusqu'à leur destruction lorsque le gaz est consommé est tenu par un gestionnaire de registre. Ce fonctionnement est partiellement schématisé ci-dessous dans le cas d'une valorisation en offre verte.



Pour donner quelques ordres de grandeurs de ce que ces échanges ont représentés en 2019<sup>67</sup> :

- 950 000 GO (donc MWh) de biométhane valorisées, dont 25 % pour du biométhane valorisé sous forme de carburant pour des véhicules, 43 % pour une valorisation sous forme de vente à un tiers enregistré sur le registre des GO et 31 % pour une valorisation sous forme d'intégration dans une offre verte ;
- 1 235 253 MWh de biométhane injecté dans le réseau en France en 2019<sup>68</sup> ;
- 108,7 millions d'euros de charges de service public pour le soutien au biométhane soit près de 88 euros de soutien public par MWh injecté ;
- environ 2.5 millions d'euros « d'économie » de compensation aux fournisseurs en lien avec la valorisation des GO. Un rapide calcul montre donc qu'en excluant les valorisations sous forme de carburant pour des véhicules, en 2019, les 712500 GO restants ont été valorisés environ à hauteur de 3,33 millions d'euros, ce qui fait une valorisation moyenne de 4,68 euros par GO<sup>69</sup> (et donc MWh injecté), bien inférieure au 88 euros de soutien public par MWh injecté.

- suivant les nouvelles dispositions introduites par les décrets de 2020 :
  - importation de GO depuis d'autres pays de l'Union européenne ;
  - mise en enchère directement par l'Etat des GO pour le biométhane produit dans le cadre de contrats de rachat « soutenus » postérieurs au 9 novembre 2020. Pour ces contrats postérieurs au 9 novembre 2020, un schéma possible est donc le suivant :



- développement d'installations ne bénéficiant pas de contrats d'obligation de rachat par un fournisseur à un niveau de prix « soutenu » par l'État.

### 4.1.3 Considérations économiques

S'intéresser au GNL comme carburant de transition (soit vers du biométhane ou méthane de synthèse soit vers un autre carburant alternatif décarboné) nécessite de s'interroger sur les modèles économiques associés à son déploiement.

D'un point de vue infrastructures, plusieurs possibilités de soutage de GNL existent aujourd'hui : depuis des camions, depuis un navire de soutage ou depuis un terminal méthanier.


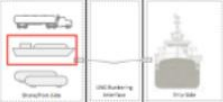

<sup>66</sup> Les fournisseurs subrogent donc les producteurs dans leur droit à émettre des garanties d'origine.

<sup>67</sup> Délibération n°2020-271 de la Commission de régulation de l'énergie en date du 25 novembre 2020.

<sup>68</sup> <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/260>

<sup>69</sup> A noter que ce prix moyen cache de nombreuses disparités entre les valorisations directes auprès d'un consommateur et les transferts de GO au sein d'un même groupe. Par ailleurs, le montant des valorisations financières des GO est déterminé aujourd'hui sur la base des déclarations des fournisseurs de gaz naturel.

Les avantages et inconvénients des trois possibilités sont rappelés dans le tableau suivant :

Method	Typical Volumes (V) and Bunker Rates (Q) [21]	Advantages	Disadvantages
<b>Truck-to-Ship - TTS</b> LNG truck connected to the receiving ship on the quayside, using a flexible hose, assisted typically by a hose-handling manual cantilever crane. 	V = 50-100m3  Q = 40-60m3/h	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operational Flexibility</li> <li>Limited infrastructure requirements</li> <li>Possibility to adjust delivered volumes (nr. of trucks) to different client needs.</li> <li>Possibility to adapt to different safety requirements.</li> <li>Possibility to serve different LNG fuel users on point-to-point delivery</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limited capacity of trucks: approximately 40-80 m3 is likely to dictate multi-truck operation.</li> <li>Limited flow-rates (900-1200/hr)</li> <li>Significant impact on other operations involving passengers and/or cargo.</li> <li>Limited movement on the quay-side, mostly influenced by the presence of the bunker truck(s).</li> <li>Exposure to roadside eventual limitations (permitting, physical limitations, traffic related, etc.)</li> </ul>
<b>Ship-to-Ship - STS</b> LNG is delivered to the receiving vessels by another ship, boat or barge, moored alongside on the opposite side to the quay. LNG delivery hose is handled by the bunker 	V = 100-6500m3  Q = 500-1000m3/h	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generally does not interfere with cargo/passenger handling operations. Simultaneous Operations (SIMOPS) concept is favoured.</li> <li>Most favourable option for LNG bunkering, especially for ships with a short port turnaround time.</li> <li>Larger delivery capacity and higher rates than TTS method.</li> <li>Operational flexibility – bunkering can take place alongside, with receiving vessel moored, at anchor or at station.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Initial investment costs involving design, procurement, construction and operation of an LNG fuelled vessel/barge.</li> <li>Significant impact in life-cycle cost figures for the specific LNG bunker business.</li> <li>Limited size for bunker vessel, conditioned by port limitations.</li> </ul>
<b>Terminal (Port)-to-Ship - PTS</b> LNG is either bunkered directly from a small storage unit (LNG tank) of LNG fuel, small station, or from an import or export terminal. 	V = 500-20000m3  Q = 1000-2000m3/h	<ul style="list-style-type: none"> <li>Possibility to deliver larger LNG volumes, at higher rates.</li> <li>Good option for ports with stable, long-term bunkering demand.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>From operational perspective it may be difficult to get the LNG fuelled receiving vessel to the Terminal.</li> <li>Proximity of larger LNG terminal may not be easy to guarantee.</li> <li>Calculation of available LNG for delivery, in small storage tanks, can be difficult unless pre-established contract exist</li> </ul>

Source : Observatoire européen des carburants alternatifs

Pour les ports ne présentant pas historiquement de terminal méthanier, le choix d'investissement entre un soutage depuis des camions ou depuis un navire de soutage doit prendre en compte des considérations logistiques et opérationnelles (encombrement des quais, limitations de la taille des navires, etc.) et des volumes de soutage de GNL prévus (appoint ou récurrent).

Pour donner un ordre de grandeur, le port du Havre envisage un projet d'avitaillement par navire et le renforcement de la capacité de stockage, qui représente un investissement de l'ordre de 30 à 65 millions d'euros pour une capacité de stockage de 10 à 20 000 m<sup>3</sup> et environ 25 millions d'euros pour une barge de soutage de 3000 m<sup>3</sup>.

D'un point de vue soutien public, il apparaît que de nombreux projets apparaissent sur la base de contrats purement privés sans subventions publiques. L'accord signé en décembre 2019 entre Total et CMA-CGM pour la fourniture de 270 000 tonnes de GNL par an pendant dix ans a ainsi conduit à la mise en service d'un navire souteur d'une capacité de 18 600 m<sup>3</sup> dans le port de Marseille.

Du point de vue des armateurs, le passage au GNL se fait soit par la construction d'une flotte au GNL venant remplacer les anciens navires au fur et à mesure de leur amortissement soit par du rétrofit.

Bien que la construction d'un navire GNL coûte plus cher que celle d'un navire classique<sup>70</sup>, des armateurs comme CMA-CGM investissent dans des navires au GNL. Quant au coût du rétrofit, la remotorisation du navire de dragage du port de Nantes Saint-Nazaire, le Samuel de Champlain, a par exemple coûté 28,5 millions d'euros. L'écart de prix entre le diesel marine léger (DML) et le GNL, qui devait permettre d'amortir le coût du rétrofit par la réalisation d'économies sur le carburant, s'est par ailleurs fortement réduit ces derniers mois et rend le rétrofit encore moins intéressant d'un point de vue économique.

## 4.2 Accompagner la transition par un processus de décision adapté

Réussir la transition énergétique dans le secteur maritime ne pose pas uniquement des questions de moyens mais également de méthodes.

### ***Pour l'émergence des solutions de carburants alternatifs dans les ports, fédérer toutes les bonnes volontés et favoriser les expérimentations***

Tout comme la décarbonation de nos activités industrielles ne pourra se réaliser sans remonter dans la chaîne de valeur, y compris dans les transports, la question de la fourniture de carburants alternatifs nécessite d'inclure de nombreux acteurs de la chaîne : clients des armateurs et leurs clients finaux, investisseurs, ports, motoristes, producteurs de carburants alternatifs, fournisseurs, etc. Dans la gestion de cette transition énergétique qui ne voit pas émerger de solutions évidentes, il apparaît important de favoriser les approches volontaires et expérimentations. Ces dernières seront certes insuffisantes mais permettent souvent de valider la faisabilité des régulations et identifier les éventuels verrous à lever dans le cas d'un déploiement plus large.

***Recommandation 7. MTE/DGE : Faciliter et encourager les engagements volontaires avec le soutien de l'ADEME, des espaces portuaires et des armateurs pour tester les régulations utiles, en inscrivant éventuellement certaines expérimentations dans le cadre permis par France Expérimentation et en poursuivant, le cas échéant, les démarches en matière de simplifications réglementaires.***

### ***Avoir une vision intégrée des problèmes***

La complexité de la prise de décision en matière de fourniture de carburants alternatifs tient également aux particularités des sujets environnementaux et portuaires. Cela plaide en faveur d'une approche la plus intégrée possible. En dehors des sujets économiques et de décarbonation plus largement évoqués précédemment, la mission souligne l'importance de prendre en considération également les aspects sociaux et d'autres aspects environnementaux, comme la protection de la biodiversité ou encore l'adaptation au changement climatique, afin de prévoir et promouvoir les accompagnements nécessaires.

Ainsi, par exemple, l'adaptation au changement climatique est un sujet crucial pour les ports car les zones côtières sont particulièrement vulnérables à une élévation du niveau de la mer et à l'augmentation de la fréquence et de l'ampleur des phénomènes extrêmes. Il convient d'intégrer ces sujets dans les réflexions stratégiques liées au littoral. Les ports sont donc concernés, ce qui impliquera des adaptations, des protections et renoncements, notamment dans les stratégies d'investissements dans la production, le stockage et la fourniture de carburants alternatifs, compte-tenu de la dangerosité de certains combustibles. Les solutions « inspirées par la nature » (en anglais *nature based solutions*) sont particulièrement adaptées au littoral et de nombreux exemples de suppression de digues et de gestion plus libre du trait de côte sont aujourd'hui mis en œuvre : ce serait intéressant que les espaces

<sup>70</sup> Un article d'Actu transport logistique mentionne un surcoût de l'ordre de 20 % : <https://www.actu-transport-logistique.fr/la-question-du-financement-des-navires-au-gnl-savere-cruciale-506930.php>

portuaires mêlant industrie, espaces protégés et énergies renouvelables soient des lieux d'expérimentation de ce type de solutions.

***Recommandation 8. DGITM/Intérieur : Faire en sorte que les enjeux d'adaptation au changement climatique soient effectivement intégrés dans l'élaboration des plans à long terme des ports décentralisés et ultramarins, en particulier la définition des espaces qui pourraient être inondés et ceux qui devront être protégés.***

Au-delà de la prise de conscience de l'enjeu climat, une difficulté réside dans le caractère à la fois plus global, systémique mais en même temps très local et ponctuel. Il faut tout en conservant une approche intégrée des enjeux, rechercher des solutions locales socialement acceptées et acceptables. Les évolutions liées à la fourniture de carburants alternatifs peuvent avoir des conséquences sociales locales importantes, comme pourrait en provoquer, par exemple, la fermeture d'un terminal méthanier si l'activité gazière du port venait à s'éteindre dans la transition vers d'autres carburants.

### ***Garder de la flexibilité et de l'agilité dans la prise de décision***

Enfin dans un contexte de développement de carburants alternatifs le plus souvent encore à une étape d'expérimentation, la prise de décision se fait en avenir incertain : nous devons faire des choix, développer tout ce qui est possible pour le mettre en œuvre et en même temps, se garder la possibilité d'infléchir cette décision pour tenir compte des risques, des opportunités et des incertitudes. Par exemple, si nous ambitionnons d'être capables de produire nous-même des carburants de synthèse et des biocarburants, nous devons nous engager dès à présent et également garder la possibilité de faire autrement, de compléter une production nationale par des importations.

Ceci plaide pour une grande flexibilité des solutions et des visions et un meilleur partage entre les administrations françaises, nombreuses à travailler sur tout ou partie du sujet (DGITM, DGEC, ADEME, DGPR, APE, CRE, etc.).

**Enfin dans un souci de limiter les coûts de conversion et les actifs échoués, dans le contexte d'incertitude actuel en matière de choix technologique, le soutien de l'État doit se concentrer sur les projets dont la rentabilité peut être assurée sur le moyen terme (avant 2035).**

## 5 La production d'ENR dans les emprises des ports / valorisation du foncier

### 5.1 Un développement important des ENR qui nécessite beaucoup d'espace

Les différentes lois, Loi Énergie Climat et Loi Climat-Résilience) inscrites dans les ambitions du *Green Deal* européen renforcent les engagements et les objectifs nationaux pour tendre vers la neutralité carbone en s'inscrivant dans la vision de la SNBC, elle-même revisitée pour tenir compte de l'indispensable réindustrialisation du pays.

Ces ambitions supposent un développement important des énergies renouvelables et un maintien de l'électricité d'origine nucléaire. Ceci suppose aussi un développement de la chaleur renouvelable et bien sûr des économies d'énergie.

Le décret PPE fixe les objectifs de développement de l'électricité renouvelable en France aux horizons 2023 et 2028 :

- Pour l'éolien terrestre, 24 100 MW devront être installés fin 2023, et entre 33 200 et 34 700 MW fin 2028. Pour atteindre ces objectifs, chaque année deux appels d'offres de 925 MW chacun seront organisés.
- Concernant l'éolien en mer, 2 400 MW devront être installés fin 2023, et entre 5 200 et 6 200 MW fin 2028. Cinq appels d'offres seront organisés d'ici fin 2023, pour un volume entre 3 250 et 3 750 MW (dont 750 MW d'éolien flottant). À partir de 2024, un appel d'offres de 1 000 MW devra être organisé chaque année.
- Pour l'énergie solaire, 20 100 MW devront être installés fin 2023, et entre 35 100 et 44 000 MW fin 2028. À ce titre, pour les installations photovoltaïques au sol, deux appels d'offres de 1 000 MW chacun seront organisés chaque année. Pour les installations photovoltaïques sur bâtiment, chaque année ce seront trois appels d'offres de 300 MW qui seront organisés.
- Pour l'hydroélectricité, la puissance installée devra être de 25 700 MW en 2023, et entre 26 400 et 26 700 MW en 2028. Un appel d'offres de 35 MW par an sera organisé. Des projets de stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) devront par ailleurs être engagés en vue de disposer entre 1 000 et 1 500 MW de capacités entre 2030 et 2035.
- Pour la méthanisation, la puissance installée devra être de 270 MW fin 2023, et entre 340 et 410 MW fin 2028.

Ceci va induire d'importants travaux sur le réseau de transport et de distribution d'électricité en l'absence de moyens de stockage techniquement réalisables et économiquement viables afin de garantir la stabilité du système électrique en permanence.

La Commission de régulation de l'électricité (CRE) a publié fin décembre 2020 ses projets de décision sur la 6<sup>e</sup> période tarifaire du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui couvrent les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux d'électricité. Ils prévoient des hausses tarifaires moyennes pour les consommateurs de 1,57 %/an pour le TURPE transport, et de 1,39 %/an pour le TURPE distribution.

Ces évolutions tiennent compte notamment du renforcement de la maintenance du réseau et de l'évolution des réseaux dans la durée pour répondre aux enjeux de la transition énergétique (investissements, R&D, etc.).

Les énergies renouvelables sont consommatrices d'espace, qu'il s'agisse de photovoltaïque, d'éolien ou de biomasse et suscitent des oppositions liées à l'espace utilisé, à la transformation du paysage et à la protection de la biodiversité. L'ambition des développeurs se heurte très vite à cette réalité : l'étude

réalisée par l'ADEME sur la faisabilité d'un mix 100 % renouvelable le met en évidence. Le syndicat des énergies renouvelables (SER) y a consacré une table ronde lors de son colloque en février 2021<sup>64</sup>.

Ces enjeux d'acceptabilité sont au cœur de la transition écologique et pourraient évoluer au fil de la compréhension des ambitions des politiques publiques.

Aujourd'hui le plus important pour développer les énergies renouvelables et en particulier le solaire et l'éolien, c'est la maîtrise foncière. La surface d'un capteur solaire de 3 kWc est environ 4 à 5 m<sup>2</sup>. Ainsi la centrale solaire de Toul en Lorraine couvre 367 hectares pour 115 MWc.

Ceci ne donne pas une idée de la production électrique car la production photovoltaïque dépend de plusieurs facteurs : la situation géographique et l'ensoleillement qui va avec, l'orientation des panneaux et leur situation dans l'environnement (zones ombrées, ...).

Les panneaux photovoltaïques en toiture sont donc une solution séduisante pour réduire l'impact au sol mais leur coût d'installation est plus élevé, l'orientation n'est pas toujours idéale et il faut s'assurer de la résistance de la toiture et de son orientation pour maximiser la production d'électricité.

Différents modèles d'affaires sont possibles, dépendant des choix techniques, juridiques et financiers. Il peut être intéressant de définir des partenariats avec des opérateurs spécialisés tout en conservant la propriété des espaces utilisés : de la location de l'espace à la création de sociétés dédiées.

***Recommandation 9. DGITM/DBF/DLF/APE : Encourager pour le domaine foncier des ports, notamment dans le cadre des projets stratégiques des grands ports maritimes qu'ils ont élaborés, plus d'innovation, notamment juridique et fiscale, dans les relations avec les développeurs pour utiliser au mieux cet atout, à l'instar de ce que proposent VNF et la CNR sur les domaines qu'ils gèrent.***

## 5.2 L'évolution du coût du photovoltaïque et de l'éolien

La CRE a publié en février 2019 un rapport sur les « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale »<sup>71</sup>. Ce rapport indique que la baisse des coûts des installations photovoltaïques de moyenne et grande puissance (de 100 kWc à 30 MWc) est continue.

Les coûts moyens d'investissement observés en 2018 se situent autour de 800 €/kWc pour les installations au sol et autour de 1 100 €/kWc pour les installations sur bâtiments et ombrières de parking. Les projets les moins chers, au sol et de grande taille, avoisinent désormais les 600 €/kWc.

Les frais de fonctionnement annuels moyens d'une installation photovoltaïque sont aujourd'hui passés sous la barre des 20 €/kWc sur la plupart des segments, ce qui représente une baisse d'en moyenne 27 % sur les trois dernières années.

Les coûts de production moyens calculés sur la base des périodes récentes des appels d'offres « CRE4 » en cours s'échelonnent entre 62 et 99 €/MWh selon la taille et la typologie des installations.

Les 30 % des projets au sol de grande taille les plus compétitifs – dont la puissance est limitée à 30 MWc et jusqu'à récemment à 17 MWc – présentent aujourd'hui des coûts de production d'environ 48 €/MWh. Ces niveaux sont comparables aux coûts complets de production observés à l'étranger.

La CRE conclut que cette situation est de nature à permettre aux projets concernés de se développer sans soutien public, comme ceci a été observé dans d'autres pays européens. Elle évoque aussi deux

---

<sup>64</sup> <https://www.pv-magazine.fr/2021/02/03/comment-liberer-du-foncier-pour-le-photovoltaique/>

<sup>71</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale>

critères à introduire dans ses appels d'offres : la prise en compte de l'environnement et une incitation à la rentabilité énergétique par unité de surface mobilisée.

La programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 indique, sur la base de l'observation des rythmes actuels de baisse des coûts complets, que la baisse des coûts peut être estimée à 4 % par an pour les installations au sol et de 5 à 7 % par an pour les installations sur toitures. En 2028, le coût du photovoltaïque sur toiture pourrait être de l'ordre de 60 €/MWh et de l'ordre de 40 €/MWh pour le photovoltaïque au sol.

On ne dispose pas d'étude aussi récente pour l'éolien terrestre. Les derniers chiffres publiés par la CRE datent de 2014.

### 5.3 Une décision de court terme sans impact sur le long terme

La production d'énergies renouvelables sur les terrains et les toits des entrepôts des ports est l'exemple de la décision de court terme sans conséquences sur le long terme.

C'est un atout important pour se protéger même partiellement des à-coups sur le marché de l'énergie qui ont des impacts sur le marché du gaz naturel et de l'électricité.

C'est typiquement un enjeu qui croise au moins deux autres thématiques clés : l'occupation des sols (et l'imperméabilisation) et la biodiversité. Il faut résolument s'engager vers des solutions qui respectent ces enjeux et les présenter de manière emblématique comme sachant résoudre de manière systémique les différents enjeux liés au développement durable. Ces terrains sont placés sous une seule autorité celle du domaine portuaire c'est une véritable opportunité pour en faire des lieux d'excellence en croisant plusieurs thèmes clés de la transition écologique.

Bien sûr tout dépend de la situation locale : terrains, ensoleillement, vent. La rentabilité des investissements est sur une durée courte : environ une quinzaine d'année suivant la forme d'énergie choisie : photovoltaïque sur les toits des entrepôts ou directement au sol.

En plus les panneaux photovoltaïques, dans une moindre mesure les éoliennes au sol, sont démontables et ne gênent pas une évolution à moyen terme de la destination des terrains. La montée du niveau de la mer n'est pas à considérer sur une durée de ce type : c'est une décision sans regret et sans incidence sur le futur.

Il faut réaliser les études techniques au cas par cas et vérifier la rentabilité des projets en fonction des régulations liées au soutien local des projets d'énergie renouvelable.

Pour articuler le développement des énergies renouvelables consommatrices d'espace et les autres enjeux de durabilité, il faut travailler sur la protection de la biodiversité et le recyclage. Ceci peut concerner des espaces protégés : il faudra sans doute réfléchir à la forme de protection à appliquer. La séquence éviter, réduire, compenser (ERC), semble tout à fait applicable.

L'Union Internationale de conservation de la nature (UICN) vient de définir des préconisations pour la construction de champs éoliens et solaires en travaillant avec des industriels du secteur (<https://portals.iucn.org/library/node/49283>). Ces recommandations produites au niveau international peuvent être adaptées en s'appuyant sur le bureau français de l'UICN. Celui-ci regroupe la plupart des grandes ONG françaises et les pouvoirs publics français, c'est un lieu de concertation et de dialogue reconnu. Et une opportunité extraordinaire pour construire des solutions fondées sur la nature.

Les ports disposent d'un foncier important dont une partie est protégée, c'est incontestablement une opportunité pour développer une méthodologie reconnue par les ONG de protection de la nature pour construire des projets éoliens ou solaires qui respectent la biodiversité et préservent les espaces naturels et peut-être faire évoluer la réglementation.



***Recommandation 10. DGITM/DEB: Adapter les propositions de l'UICN aux espaces portuaires et définir une charte qui permettrait de développer des projets d'énergies renouvelables tout en préservant la biodiversité et en réduisant les risques d'artificialisation des sols. Elles pourraient également intégrer les enjeux d'adaptation au changement climatique et en particulier les évolutions du niveau de la mer et du littoral dans le choix des terrains dédiés aux ENR.***

La question de l'éolien se double du problème des radars et de leur sensibilité, ce n'est pas un problème nouveau, ni spécifique. Certains opérateurs ont breveté des éoliennes compatibles avec certains types de radars aériens, c'est peut-être une piste à explorer. Ces innovations permettent d'élargir les espaces mobilisables pour construire des éoliennes terrestres.

Les ports pourraient se rapprocher des opérateurs pour voir l'adaptabilité des éoliennes compatibles avec les radars au cas particulier des domaines portuaires.

L'éolien off-shore progresse aujourd'hui en France mais là aussi il est indispensable de prendre en compte les enjeux de paysage et de biodiversité en travaillant avec les différentes parties prenantes impliquées.

## 5.4 Le financement des projets

De l'autoconsommation totale ou partielle à la location d'espace à un opérateur, du PPA (*Power Purchase Agreement*) industriel aux appels d'offres de la CRE, les modes de financement des projets renouvelables revêtent des formes diverses et leur rémunération ne se résume pas à une comparaison avec le prix de l'énergie payée sur la facture d'électricité.

Les modes d'injection, de distribution et de répartition vont avoir un coût différent suivant les situations. L'intermittence des énergies renouvelables rend indispensable soit des solutions de stockage soit une connexion avec le réseau pour injecter et soutirer de l'énergie : la concordance des consommations et de la production peut se présenter dans certains cas mais la question de la maintenance des équipements voire de la panne doivent aussi être prises en compte. Du coup, le modèle mélange plusieurs sources de revenus et de coûts.

Il est donc indispensable de réaliser une étude complète envisageant les différentes situations techniques, juridiques et financières.

La réforme tarifaire des « anciens » contrats d'achat d'énergie solaire actée par la loi de finances pour 2021, va probablement perturber le marché pendant quelque temps et rendre les investisseurs plus frileux pour soutenir des projets en France.

## 6 Les synergies entre les différentes activités des ports (économie circulaire)

### 6.1 Le cas de l'hydrogène

L'hydrogène est une des solutions énergétiques associées à la transition énergétique, il ne faut néanmoins pas oublier ses contraintes et ses difficultés. Pour commencer, l'hydrogène ne sera pas polluant que s'il est produit par électrolyse et non pas à partir d'énergie fossile comme c'est majoritairement le cas aujourd'hui. Le différentiel de coût va baisser, néanmoins aujourd'hui c'est sans appel.

On pourra en plus peut-être demain disposer d'hydrogène natif dont les ressources pourraient s'avérer abondantes<sup>72</sup>.

Pour le moment il convient d'être vigilant dans le développement des projets liés à l'hydrogène en privilégiant les applications de l'hydrogène qui ont un coût de la tonne de carbone évitée intéressant.

Selon le rapport récent de l'académie des technologies <sup>73</sup>, il serait donc nécessaire d'assurer prioritairement une production décentralisée d'hydrogène par électrolyse pour les usages industriels diffus en substitution des productions centralisées et émettrices de CO<sub>2</sub>.

C'est une des voies actuellement privilégiées pour la décarbonation de certains processus industriels comme la sidérurgie ou le ciment où l'hydrogène peut servir comme réducteur ou encore le ciment où il peut réduire les émissions du *process* industriel complet.

Dans ce cas, il peut être intéressant de combiner les productions locales d'hydrogène dédiées à ces industriels avec les besoins de réseaux locaux comme cela est envisagé au niveau de Dunkerque ou Marseille. Il conviendrait que, sous l'égide de l'Union des ports de France (UPF), un recensement des expérimentations locales soit effectué.

### 6.2 L'enjeu des réseaux internes aux ports

La création de réseaux internes aux ports relève de leur rôle d'aménageur qui met à disposition des commodités qu'il s'agisse d'électricité, d'eau industrielle, demain d'hydrogène ou de CO<sub>2</sub> et collecte des déchets divers. Ces réseaux et ces collectes servent à fournir des matières premières et à évacuer des déchets.

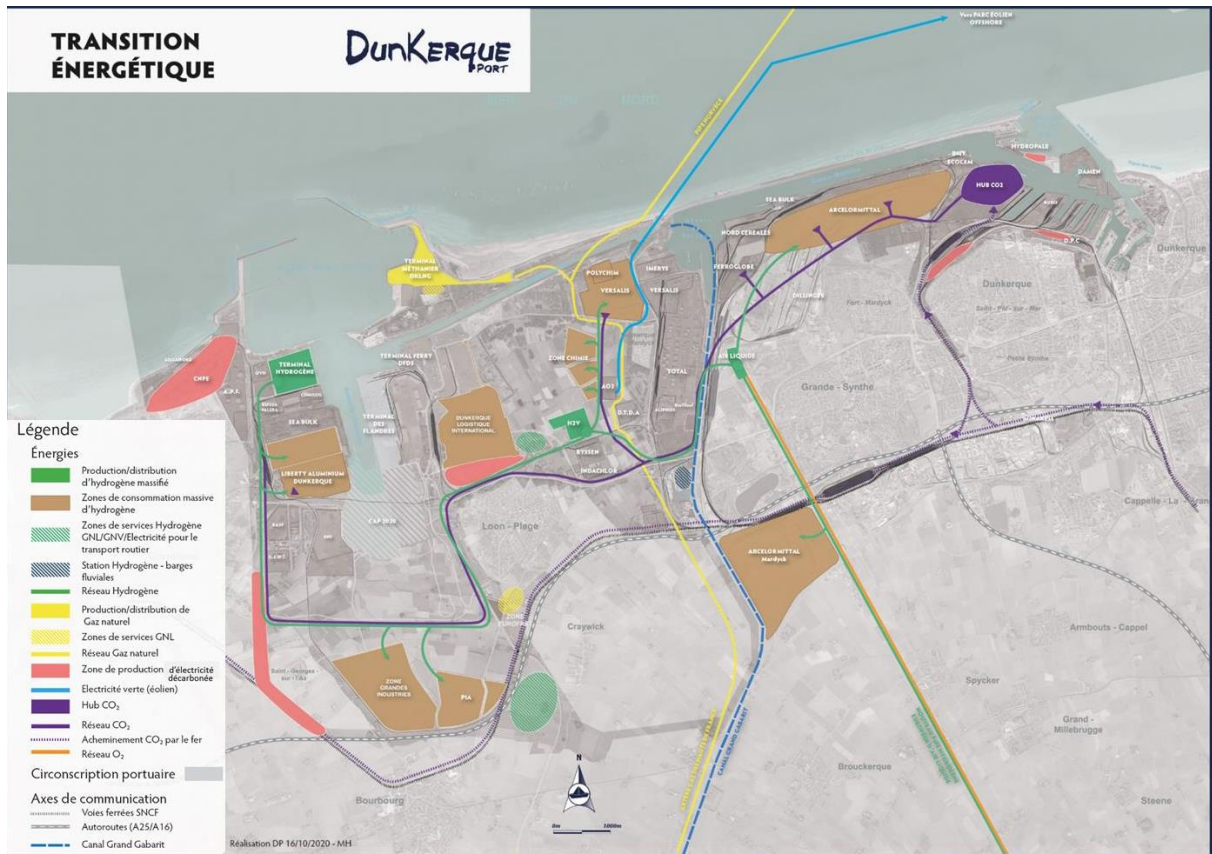
Les commodités (eau, énergies, ...) nombreuses sur les zones portuaires sont des possibilités de partage de ressources, de collectes et de distribution organisées. De nouvelles vont apparaître demain comme le CO<sub>2</sub> ou d'autres.

Pourra-t-on réutiliser les réseaux d'hydrocarbures ? Quelle sera la situation de l'e-méthane et du biométhane ? Comment développer les utilisations de chaleur et de froid distribués par des réseaux ? Comment créer des synergies locales qui attireront des industriels sur l'espace portuaire ?

---

<sup>72</sup> [https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/developpement-durable/les-ressources-naturelles-d-hydrogene-deviendront-un-veritable-complement\\_152263](https://www.sciencesetavenir.fr/nature-environnement/developpement-durable/les-ressources-naturelles-d-hydrogene-deviendront-un-veritable-complement_152263)

<sup>73</sup> <https://www.academie-technologies.fr/blog/categories/publications-de-l-academie/posts/role-de-l-hydrogene-dans-une-economie-decarbonee-rapport>



Ceci peut rejoindre une réflexion sur l'écologie industrielle mais pas uniquement comme on le voit dans les différents projets stratégiques des ports : il s'agit davantage pour le moment de mise en commun de ressources. C'est un premier pas vers l'économie circulaire.

### 6.3 L'économie circulaire

L'économie circulaire vise à changer de paradigme par rapport à l'économie dite linéaire, en limitant le gaspillage des ressources et l'impact environnemental, et en augmentant l'efficacité à tous les stades de l'économie des produits. L'économie circulaire cible la gestion sobre et efficace des ressources.

## L'économie circulaire

### 3 domaines, 7 piliers



source : ADEME

Il s'agit d'une gestion raisonnée des ressources naturelles que nous utilisons pour créer des richesses. Il faut donc aborder le cycle complet de l'extraction des matériaux à la mise en décharge en passant par le recyclage : approvisionnement durable, écoconception, écologie industrielle et territoriale (c'est le point qui concerne le plus les ports et leurs écosystèmes industriels), économie de la fonctionnalité (qui peut aussi concerner les ports par la mise en commun de services), la consommation responsable, l'allongement de la durée d'usage et pour finir le recyclage.

## 6.4 Pourquoi les ports ? Pourquoi pas !

Écoconception, écologie industrielle et territoriale, économie de la fonctionnalité, recyclage concernent toutes les zones regroupant des activités. Les ports peuvent créer des outils pour faciliter ces transitions et servir ainsi d'exemples et de références. C'est un lieu privilégié sous la responsabilité d'un opérateur public qui peut ainsi acquérir un leadership dans ces domaines.

Il n'y a pas de réelle spécificité à la situation des ports. Tous les aménageurs qui veulent développer l'économie circulaire sont confrontés aux difficultés de mise en place.

L'institut national de l'économie circulaire a réalisé une étude sur les freins et les conditions de succès de la mise en place d'une économie circulaire dans l'industrie pour favoriser sa résilience et réduire son impact sur l'environnement<sup>74</sup>. Parmi les freins au développement de l'économie circulaire relevés dans cette étude, la question de la disponibilité de la ressource nécessaire à une production est clé mais ce n'est pas la seule : la fiabilité et la garantie sont tout aussi importantes.

Un industriel ne peut pas prendre le risque d'une interruption de fourniture qui fragiliserait ses propres engagements vis-à-vis de ses clients. C'est la question de la résilience que nous avons douloureusement expérimentée lors de la pandémie sur le paracétamol ou les masques.

<sup>74</sup> <https://institut-economie-circulaire.fr/wp-content/uploads/2021/04/pivoter-vers-lindustrie-circulaire-preview01.pdf>

Un industriel qui utilise de la chaleur doit être assuré qu'en cas de panne du fournisseur, il pourra fonctionner même en système dégradé. Et cette garantie augmente le coût du produit : la maintenance de l'installation de production suppose une coordination entre les industriels, seront-ils d'accord sur les dates ? Il faut que la baisse du coût soit significative pour qu'ils se sentent encouragés, et acceptent de perdre leur indépendance. Et du coup la question du stockage réapparaît avec son coût et ses difficultés.

Il en va de même pour celui qui produit un déchet qui peut être réutilisé : il doit être sûr que ce déchet sera évacué et qu'il n'en gardera pas la responsabilité.

La chaleur, demain le CO<sub>2</sub>, peuvent devenir des sous-produits d'un *process* utilisés comme input d'un autre *process*, l'hydrogène ou l'électricité peuvent être des ressources partagées : il est nécessaire de créer des dynamiques dans les territoires industriels et d'encourager ces pratiques entre industriels. Mais il faut qu'un aménageur responsable assume les responsabilités liées au partage, au stockage et à la distribution.

Pour toutes ces ressources, l'enjeu n'est pas seulement le transport et le partage, la pérennité et la stabilité de la fourniture. Ces problématiques nécessitent des garanties entre industriels que les ports peuvent peut-être apporter.

Le rôle des ports peut être, au-delà d'encourager les échanges et de favoriser l'installation d'industriels susceptibles d'échanger des produits ou des sous-produits, de mettre en place les outils juridiques et techniques pour garantir les échanges entre industriels. Les réseaux physiques ne seront pas les seuls outils d'échange : il y a beaucoup d'innovations dans ces domaines.

Les espaces portuaires peuvent être aussi propices à la mise en place de synergies pour le recyclage des déchets industriels et faciliter le développement de telles filières.

Ces questions sont abordées dans les réflexions stratégiques des ports comme Le Havre, Dunkerque ou Marseille mais uniquement sous l'enjeu d'accueil et d'encouragement des projets. Les réflexions stratégiques menées sont l'occasion pour les ports de se différencier comme aménageurs en prenant une part de risques pour encourager les industriels à coopérer.

*DGITM : Au-delà de la création d'échanges et de synergies entre industriels, les ports pourraient devenir des interlocuteurs apporteurs de garanties pour les industriels : garantie de fourniture d'une ressource, garantie d'enlèvement d'un déchet, ... en vue de développer l'écologie industrielle.*

## Conclusion

La mission a bien conscience que d'autres missions, aussi bien ministérielles qu'interministérielles abordent aussi bien certains sujets liés aux carburants alternatifs, d'autres à la position des ports français eu égard aux objectifs du schéma national portuaire. Des initiatives récentes sont également en cours, que ce soit au niveau des diverses administrations centrales, au niveau de la Commission européenne qui vient de sortir son projet « *Fit for 55* » ainsi que des armateurs, des ports eux-mêmes, de certaines collectivités territoriales, des industriels.

**Aussi, au-delà des recommandations que formule la mission, celle-ci souligne qu'il est important de conserver une flexibilité forte des politiques publiques pour s'adapter aux évolutions qui nous entourent et développer un meilleur partage entre les administrations aujourd'hui qui apparaissent cloisonnées dans des approches trop linéaires des sujets.**

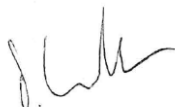
Si la mission considère que, globalement, les objectifs poursuivis par la DGITM pour le soutien des projets des différents ports au titre du plan de relance sont atteints, elle formule néanmoins certaines considérations visant à améliorer les projets liés à la CENAQ dans les ports ainsi qu'une adaptation de l'arrêté des droits de port afin de favoriser les modulations pour les aspects environnementaux.

Si la mission prend acte de l'objectif affiché par grand nombre de partenaires de constituer une filière hydrogène française en s'appuyant notamment sur les ports et leur domaine foncier, elle considère qu'il faut suivre néanmoins les autres filières d'autant que les armateurs, au niveau mondial, ont des objectifs différents en matière de carburants et permettre aux ports d'être partenaire-développeur auprès des armateurs, énergéticiens, afin de contribuer à stabiliser à terme leurs ressources financières.

**François  
MARENDET**



**Philippe  
GRATADOUR**



**Simon LIU**



**Claude NAHON**



**Ingénieur Général  
des ponts, eaux et  
forêts**

**Ingénieur Général  
des ponts, eaux et  
forêts**

**Ingénieur en chef  
des Mines**

**Ingénieure ENSAE,  
retraitee d'EDF et  
membre associée au  
CGE**

# Annexes

# 1 Lettre de mission



MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE LA RELANCE  
MINISTÈRE DE LA MER  
MINISTÈRE DÉLÉGUÉ CHARGÉ DES TRANSPORTS

04 FEV. 2021

Paris, le

28 JAN. 2021

uclw CGEAD

Réf : D20015216

Les ministres

à

Monsieur le Vice-président du Conseil général de  
l'environnement et du développement durable

Monsieur le Vice-président du Conseil général de  
l'économie

**Objet** : Mission portant sur le modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports

A la suite du comité interministériel de la mer de décembre 2019, nous vous confions une mission visant à étudier le modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports.

Les ports sont au cœur des enjeux liés aux transitions énergétique et écologique : au-delà des enjeux de réduction de leur consommation, de l'optimisation de leur propre empreinte environnementale et de l'amélioration des échanges multimodaux qu'ils concentrent, les ports sont aux avant-postes de la mise en œuvre de la transition écologique, comme vecteurs notamment de l'accélération du développement d'énergies alternatives et renouvelables. En tant que maillons incontournables de la chaîne logistique et donc des activités de transport de marchandises, ils ont plus largement un impact sur la transition énergétique et environnementale du transport maritime, fluvial et terrestre. Compte tenu de leur réserve foncière, ils constituent un territoire de choix pour les énergéticiens en recherche de surfaces exploitables pour la production d'énergies nouvelles.

Une diversification de l'offre en énergies renouvelables et faiblement carbonées doit être étudiée pour accompagner la transition écologique dans les places portuaires et les territoires. L'anticipation du développement de solutions, en renforçant l'offre d'électricité à quai et en structurant les filières énergétiques nouvelles telles que celles du GNL et de l'hydrogène, à destination à la fois des navires, de la mobilité terrestre, des équipements industriels de manutention portuaire ainsi que, le cas échéant, des industries sises dans les places portuaires, permettra aux ports français non seulement d'améliorer l'acceptabilité et l'intégration des activités de transport maritime dans la ville grâce à une diminution des nuisances pouvant accompagner leur activité, mais aussi de demeurer compétitifs vis-à-vis de leurs concurrents.

1



Pour favoriser le développement des carburants alternatifs et faciliter cette diversification, des mesures financières, fiscales et réglementaires, par le biais de l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) mais aussi dans le cadre de la loi de finances et de la loi d'orientation des mobilités, ont été mises en place. Néanmoins, l'impact de ces dernières doit être évalué, de même que les évolutions des règles européennes afférant au développement et à la tarification de l'électricité à quai. L'application des garanties d'origine de biogaz au GNL livré dans les ports fera aussi l'objet d'une attention particulière.

La mise en œuvre efficace d'une politique de transition écologique pour l'ensemble des acteurs appelle une mise en cohérence des différentes mesures d'accompagnement, tenant compte des facteurs économiques spécifiques à ces activités et des enjeux associés en matière de finances publiques. Ainsi, le renforcement et la structuration des dispositifs développés nécessitent une étude du modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports développé par la DGITM.

Dans un premier temps, vous proposerez une évaluation des mesures déjà mises en place, et une méthode d'analyse socio-économique de l'intérêt de l'implantation des différentes filières de carburants alternatifs, en l'appliquant à des cas types, afin de recommander une ou plusieurs filières à privilégier.

Vous vous attacherez à définir une méthodologie pour déterminer la tarification appropriée de ces offres vis-à-vis des armateurs et le niveau de subventions publiques adéquat de sorte à permettre une juste rentabilité pour les ports de ces opérations.

Vous formulerez des recommandations respectant le cadre financier prévu par la loi d'orientation des mobilités (LOM) et du plan de relance, en tenant compte de l'ensemble des autres investissements qui devront être réalisés par les places portuaires.

La mission travaillera en lien avec les ports, en particulier avec les grands ports maritimes. Elle s'appuiera également sur le cadre général prévu par la stratégie nationale portuaire.

Nous tenons nos services et les établissements publics à votre disposition pour l'exercice de votre mission, notamment la direction générale des infrastructures, des transports et de la mer, la direction générale de l'énergie et du climat, la direction de la législation fiscale, la direction du budget et les grands ports maritimes.

Nous vous saurions gré de remettre votre rapport de mission dans un délai de trois mois.



Bruno LE MAIRE



Annick GIRARDIN



Jean-Baptiste DJEBBARI

## 2 Liste des personnes rencontrées

Nom	Prénom	Organisme	Fonction	Date de rencontre
<b>Administrations centrales</b>				
VIRLET	Alain	Cabinet transports		1 <sup>er</sup> mars 2021
TRIFT	Nicolas	DGITM/DST/PTF		
MILLOIS	Loïc	Cabinet mer		
FERNANDEZ	Julien	DGITM/DST/PTF4	Chef de bureau	
ARONICA	Gabriel	DGITM/DST/PTF4		
FRACHON	Bruno	Cabinet mer		
JEREMIE	Pierre	Cabinet industrie	Conseiller	8 avril 2021
PREVORS	Lionel	DGEC/DG	Chef de projet H2	10 mars 2021
TRIFT	Nicolas	DGITM/DST/PTF	Sous-directeur	11 mars 2021
CUBIER	Stéphanie	DGITM/DST/PTF	Adjointe au sous-directeur	
FERNANDEZ	Julien	DGITM/DST/PTF4		
MORIN	Nicolas	DGEC/DE/SD2/2C	Adjoint au chef de bureau	15 mars 2021
FORGET	Nicolas	DGEC/DE/SD2/2C	Chargé de mission	
GEIGER	Philippe	DGEC/DE	Directeur adjoint de l'énergie	
REMOUE	Christophe	Evolen	Directeur général	17 mars 2021
DENIEUL	Etienne	DGEC/DE/SD2/2B	Chef de bureau	17 mars 2021
CLAUSSET	Nicolas	DGEC/DE/SD3	Sous-directeur	17 mars 2021
PETON	Emmanuel-Marie	Cluster maritime français	Directeur projet T2EM	19 mars 2021

Nom	Prénom	Organisme	Fonction	Date de rencontre
CHALUS	Jean-Pierre	Union des ports français	Président	22 mars 2021
POLLET	Mathilde	Union des ports français	Affaires économiques et européennes	
LEGER	Marc	DGITM/DAM/STEN	Adjoint au sous-directeur	31 mars 2021
VULLIERME	Emmanuel	DGITM/DAM/STEN	Chargé de mission « technologies vertes »	
ARDOHAIN	Michel	DGITM/DAM/STEN1	Chef du bureau de la transition écologique des navires	
HERVE	Guillaume	DGITM/DAM/STEN1		
ARONICA	Gabriel	DGITM/DST/PTF4		
TREMEAC	Yann	ADEME	Chef de service adjoint transports et mobilité	1 <sup>er</sup> avril 2021
CAUNEAU	Philippe	ADEME	Ingénieur transports maritime et fluvial	
DOZIERES	Alexandre	DGEC/SCEE/SD5	Sous-directeur	9 avril 2021
CHATILLON	Thibaud	DGEC/SCEE/SD5/BQA	Chargé de mission qualité de l'air	
GILLET	Jean-Baptiste	Bureau Veritas	Directeur stratégie et services avancés	13 avril 2021
ABALLEA	Loïc	Bureau Veritas	Directeur affaires IMO et EU	
CHAUVIERE	Christophe	Bureau Veritas BV Marine France	Directeur	
FRORUP	Ulrik	Bureau Veritas BV Marine	Directeur projets et affaires externes	
LORMELLE	Christophe	Bureau Veritas BV Industrie France	Directeur de marché transport	

Nom	Prénom	Organisme	Fonction	Date de rencontre
LECHAPTOIS	Benjamin	Bureau Veritas BV Marine	Responsable stratégie sustainable shipping	
DANARADJOU	Krishna-raj	Grand Port Maritime du Havre	Directeur Général Adjoint	28 avril 2021
GERAUD	Hervé	Grand Port Maritime du Havre	Chargé de mission raccordement électrique des navires à quai	
LE NENAN	Etienne	Grand Port Maritime du Havre	Responsable pôle marchandises dangereuses/vrac/Antifer - Service de la Capitainerie	
GABET	Pascal	Grand Port Maritime de Rouen	Président du directoire	28 avril 2021
SAMSON	Sandrine	Grand Port Maritime de Rouen		
LEMOINE	Xavier	Grand Port Maritime de Rouen		
ROUAN	Sophie	Grand Port Maritime de Marseille	Responsable Département Réseaux Eaux Electricité Direction de l'Exploitation DSER	28 septembre 2021
SUHAS	Jean-François	Club de la Croisière	Président	9 juin 2021
HARDELEY	Jacques	Chantier naval de Marseille	Président	9 juin 2021
SADONES	Denis	Chantier naval de Marseille	Directeur technique	9 juin 2021
TOURASSE	Corinne	DREAL PACA	DREAL	8 juin 2021
STORTZ	Mathieu	Elengy	Directeur des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer	8 juin 2021

Nom	Prénom	Organisme	Fonction	Date de rencontre
HAMOU	Laurent	Elengy	Head of European and Institutional Affairs	11 mai 2021 et 8 juin 2021
RUEL	Delphine	DGPR	Sous-directrice des risques accidentels	1 <sup>er</sup> juillet 2021
MARTEL	Hervé	GPMM	Président du directoire	8 juin 2021
REICHE	Stéphane	GPMM	Délégué général auprès de la direction générale	8 juin 2021
ROSSO	Christine	GPMM	Directrice du développement	8 juin 2021
VILLANOVA	Pierre	Corsica linea	Président	8 juin 2021
KERZIERSKI	Antoine	Commission européenne/DG Move	Policy Officer	21 mai 2021
BJERRE	Jorgen	Commission européenne/DG Move	Deputy head of unit, ports and inland navigation	21 mai 2021
SOERENSEN	Pernille Palmelund	Commission européenne/DG Move	Policy officer	21 mai 2021
SANTAMATO	Sandro	Commission européenne/DG Move	Chef de l'unité maritime et logistique	21 mai 2021
AVRILLIER	Paul	Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne	Conseiller transports	21 mai 2021
GUEDES DE CAMPOS	Pedro	Commission européenne/DG ENER	Financial engineering officer	21 mai 2021
KEMPENER	Ruud	Commission européenne/DG ENER	Policy officer	21 mai 2021
CONSTANTINESCU	Tudor	Commission européenne/DG ENER	Principal adviser	21 mai 2021
TZAMALIS	Georgios	Commission européenne/DG MOVE	Policy officer	21 mai 2021
BUFFI	Marco	Commission européenne/Joint research center	Scientific project officer	21 mai 2021

Nom	Prénom	Organisme	Fonction	Date de rencontre
SELEN	Valter	ESPO	Senior policy advisor	21 mai 2021
SPOTTI	Giuseppe	Elengy	Chief commercial officer	17 mai 2021
CASTAING	Laurent	Chantiers de l'Atlantique	Directeur général	17 mai 2021
BOISRAME	Laurence	ENGIE	Directeur programme hydrogène et e-fuels	11 mai 2021
LE BARON	Franck	ENGIE	Senior Vice President	11 mai 2021
LUCILLE	Pierre-Laurent	ENGIE	-	11 mai 2021
RAOUX	Alain	TotalEnergies	Directeur des relations institutionnelles	29 avril 2021
HOFFAIT	Bernard	TotalEnergies	Directeur des relations institutionnelles Raffinage-Chimie	29 avril 2021
MEYER	Frédéric	TotalEnergies	Strategy director	29 avril 2021
MESNARD	Jean-Noël	TotalEnergies	Vice President LNG Operations	29 avril 2021
DE CARVALHO	Mathieu	TotalEnergie	Biogas policy, regulation and advocacy	29 avril 2021
NISSING	Christian	TotalEnergies	Head of strategy	29 avril 2021
CORBIN	Patrick	Association française du gaz	Président	21 avril 2021
GIACOSA	Alain	Plateforme GNL	Directeur	21 avril 2021
FLACHAT	Guillaume	EDF	Directeur Développement des Territoires Action Régionale	15 avril 2021
BRIERE	Etienne	EDF	Directeur des programmes énergies renouvelables, stockage et environnement	15 avril 2021

Nom	Prénom	Organisme	Fonction	Date de rencontre
CAYLA	Jean-Michel	EDF	Economiste	15 avril 2021
JUMEL	Sébastien	Enedis	Directeur développement, innovation et numérique	12 avril 2021
HARTMANN	Sandrine	Enedis	Cheffe de département postes sources	12 avril 2021

### 3 Exemple de plan des dossiers d'investissement CENAQ

Nota : dans le cadre des règlements AFIR et Fuel EU Maritime, les ports peuvent être amenés à électrifier quasiment tous les quais recevant des porte-conteneurs, des ferrys et des navires passagers, notamment de croisière. Le cadre ci-dessous peut alors s'appliquer globalement, les dossiers individuels se référant à l'analyse globale en tant que de besoin.

#### *Résumé pour décideur*

##### *1- Présentation du projet*

Raccordements aux réseaux Enedis, RTE, réseau internes

Sous-stations : puissance, convertisseurs de fréquence, etc.

Installations de branchement

Autoproduction d'ENR : profil de production comparée au profil de demande, évaluation du risque d'évolution de la facturation des fonctions de réseau

Coûts d'investissement et d'exploitation, temps d'utilisation des équipements par an

Coût du kWh livré décomposé

Planning de réalisation

##### *2- Historique des décisions*

##### *3- Variantes étudiées et justification des choix*

Pour les raccordements au réseau, variantes de raccordement Enedis, RTE, réseau interne

Choix entre achat de l'énergie directement par l'armateur au fournisseur d'énergie et achat et/ou production de l'énergie par le port

Éléments d'analyse de la situation concurrentielle du port justifiant éventuellement des limites aux augmentations des redevances et/ou droits de port

Montages juridiques et contractuels envisagés et analyse avantages/inconvénients : investissement et exploitation par le port, concession, etc.

##### *4- Contexte*

Plan de protection de l'atmosphère et part des émissions du secteur maritime

Décomposition des émissions du port par type de navire

Incitations environnementales appliquées par le port

##### *5- Description des clients visés*

Navires et compagnies susceptibles d'utiliser le service : nombre, caractéristiques des services, durée et nombre d'escales de chaque navire, etc. Référence aux seuils des règlements européens.

Taux d'équipement pour la CENAQ et perspectives d'évolution

Évaluation du coût d'équipement des navires et du prix du kWh acceptable

État des discussions avec les armateurs



## 6- Plan d'affaire

Hypothèses justifiées de tarification, trafic, consommation kWh, coûts d'investissement et exploitation, coût moyen pondéré du capital, etc.

Principaux ratios : coût moyen achat électricité fournisseur et TURPE au kWh, coût équipements, puissance, M€/MW, consommation prévue, taux d'utilisation (h)

Évaluation des augmentations de redevances et/ou droit de port nécessaires pour financer la CENAQ vs niveau de subvention demandé. Nota : plusieurs stratégies sont possibles, augmentations sur l'ensemble des droits de port, ciblées sur certains droits, ciblées sur certains utilisateurs

## 4 Glossaire des sigles et acronymes

Acronyme	Signification
DGITM	Direction générale des infrastructures , des transports et de la mer
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DGPR	Direction générale de la prévention et des risques
DEB	Direction de l'eau et de la Biodiversité
DLF	Direction de la législation fiscale
DBF	Direction du budget et des finances
CRE	Commission de régulation de l'énergie
UPF	Union des ports français
GPM	Grand port maritime
ADF	Armateurs de France
DGE	Direction générale des entreprises
CENAQ	Connexion électrique des navires à quai
OMI	Organisation maritime internationale
OACI	Organisation de l'aviation civile internationale
PPA	Plan de protection de l'atmosphère
GNL	gaz naturel liquéfié
TICFE	taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
SO <sub>x</sub>	oxydes de soufre
NO <sub>x</sub>	oxydes d'azote
GES	gaz à effet de serre
HFO	fuel lourd
MGO	gasoil marin
EVP	équivalent vingt pieds



[Site internet du CGEDD : « Les derniers rapports »](#)

