

Etude de pertinence sur la mise en place d'un écosystème Hydrogène à Mayotte

CCI Mayotte

Rapport d'étude



Etude de pertinence sur la mise en place d'un écosystème Hydrogène à Mayotte

CCI Mayotte

Rapport d'étude

VERSION	DESCRIPTION	ÉTABLI(E) PAR	DATE
V1	Version initiale	MQE	01/2024
V2	Mise à jour des logos	MQE	01/2024

ARTELIA

BRANCHE ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le First Part-Dieu
2 Avenue Lacassagne
69425 Lyon Cedex 03
Tel. : +33 (0)4 37 65 56 00
Fax : +33 (0)4 37 65 56 01

CCI MAYOTTE

ETUDE DE PERTINENCE SUR LA MISE EN PLACE D'UN ECOSYSTEME HYDROGENE A MAYOTTE

SOMMAIRE

FIGURES	5
LEXIQUE	6
RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISEES	7
CONTEXTE	8
OBJECTIF	8
A. ANALYSE CONTEXTUELLE DU TERRITOIRE MAHORAIS	9
A.1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE ET VISION D'ENSEMBLE	10
A.2. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	11
A.1.1. DEMANDE EN ELECTRICITE	11
A.1.2. MOYENS DE PRODUCTION	11
A.3. TRANSPORT ET MOBILITÉ	13
A.1.1. MOBILITE LEGERE	13
A.1.2. MOBILITE LOURDE.....	13
A.4. RESSOURCE EN EAU	14
A.5. LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE ET LA PLACE DE L'HYDROGÈNE.....	15
B. CHAÎNE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE	18
B.1. DE LA PRODUCTION AUX APPLICATIONS	19
B.1.1. PRODUCTION.....	19
 1.1.1. PRINCIPES GÉNÉRAUX	19
 1.1.2. SUR LE TERRITOIRE MAHORAIS	20
B.1.2. STOCKAGE ET DISTRIBUTION	21
 1.1.3. STOCKAGE	21

1.1.4. DISTRIBUTION	22
1.1.5. SUR LE TERRITOIRE MAHORAI.....	22
B.1.3. APPLICATION, CONSOMMATION.....	23
B.2. RENDEMENT DE LA CHAINE HYDROGENE PRODUIT PAR ÉLECTROLYSE	24
B.3. QUANTITÉ ET QUALITÉ DE L'EAU POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE	25
B.1.4. QUANTITE D'EAU.....	25
B.1.5. QUALITE DE L'EAU	26
B.4. COÛT DE L'HYDROGÈNE	27
B.5. ORDRES DE GRANDEUR POUR UNE INSTALLATION TYPE	29
C. STRATÉGIE SUR LES TERRITOIRES VOISINS ET INSULAIRES ..	30
C.1. STRATÉGIE HYDROGÈNE.....	31
C.1.1. FRANCE METROPOLITAINE	31
C.1.2. ZONE NON INTERCONNECTEE	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
D. IDENTIFICATION ET CIBLAGE DES ACTEURS POTENTIELS	34
D.1.APPLICATIONS IDENTIFIABLES	35
D.1.1. MOBILITE LOURDE.....	36
D.1.2. USAGES STATIONNAIRES	37
D.1.3. SERVICES SYSTEME ELECTRIQUE.....	37
D.1.4. SYNTHESE DES INTERETS ET PERSPECTIVES D'USAGES	38
D.1.5. SIMULATION SUR UNE CONSOMMATION POTENTIELLE.....	39
D.1.6. FORMATION ET COMPETENCES.....	42
E. CONCLUSION GÉNÉRALE DE L'ÉTUDE	43
E.1. CONCLUSION	44
E.2. OUVERTURE.....	44

F. ANNEXES 45

ANNEXE 1 : RESTITUTION DES ÉTUDES HYLIAS..... 46

FIGURES

Figure 1 : Répartition entre moyens de production (2018).....	11
Figure 2 : Parc de production électrique (2018, source : Open data d'EDM)	12
Figure 3 : Evolution de la consommation d'hydrocarbures en m3, source : Total Mayotte 2022	13
Figure 4 : couleurs de l'hydrogène	19
Figure 5 : Volume de stockage pour 1kg d'hydrogène.....	21
Figure 6 : Rendement de la chaîne hydrogène, ADEME 2020	24
Figure 7 : les 5 différentes qualités de l'eau	26
Figure 8 : Coût de la production d'hydrogène.....	27
Figure 9 : simulation sur une consommation potentielle d'H ₂	39
Figure 10 : Liste des métiers hydrogène concernant l'exploitation et la maintenance des équipements [France Hydrogène, 2021]	42

LEXIQUE

PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
EDM	Electricité de Mayotte
ZNI	Zones Non Interconnectées
GES	Gaz à Effet de Serre

EnR	Energies Renouvelables
PV	Photovoltaïque
H ₂	Hydrogène
PAC	Pile à combustible

kW _e	kilowatt électrique
W _c	Watt crête (puissance électrique d'une installation photovoltaïque dans les conditions standards : 1000 W/m ² , 25°C)

RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISEES

- Eléments de projet de décret de révision simplifiée de la PPE de Mayotte, CG976-SGAR, 2023
- Vers l'autonomie énergétique en zone non interconnectée à Mayotte, ARTELIA, 2020
- Bilan prévisionnel Mayotte horizon 2040, EDM, 2018
- Le développement de l'hydrogène à la Réunion et Mayotte, ADEME, 2021
- Liste des acteurs identifiés pour l'utilisation éventuelle d'hydrogène, CCIM, 2023
- Projet européen Maesha - Intégration du solaire dans un système insulaire, démonstration des solutions sur Mayotte, 2023
- Plan global transports et déplacements de Mayotte, DEAL-CG976-Ville de Mamoudzou, 2018

CONTEXTE

La lutte contre le dérèglement climatique est incontestablement le défi de notre siècle. Dans son sixième rapport d'évaluation, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) des Nations unies nous alerte sur l'impératif d'actions rapides et à grande échelle pour limiter le réchauffement à 2°C. Les scénarios qui prévoient de limiter le réchauffement à 1,5°C impliquent que les émissions mondiales de gaz à effet de serre atteignent un pic au plus tard en 2025. Nous constatons déjà les effets de ce dérèglement climatique au travers des canicules successives, des incendies à répétition, de l'assèchement de nos nappes phréatiques, de la fonte de nos glaciers ou encore de la disparition d'une partie de notre biodiversité.

La guerre en Ukraine et ses conséquences géopolitiques ont bouleversé les circuits d'approvisionnement des produits énergétiques fossiles, produits pétroliers et gaz naturel, rappelant la dépendance de notre économie et de nos modes de vie aux énergies fossiles importées. La crise sanitaire liée au COVID 19 a partiellement désorganisé les chaînes de productions et d'approvisionnement mondiales d'équipements, complexifiant le développement des Energies Renouvelables en pleine phase d'accélération.

Sur le territoire mahorais, la production massive d'énergie décarbonée est déterminante pour son autonomie énergétique et ses objectifs climatiques, car le territoire est encore majoritairement dépendant des énergies fossiles. Il est possible d'y arriver en accélérant massivement le développement des énergies renouvelables, qui constitue le choix écologique le plus pertinent.

En 2015, la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (la LTECV) a fixé comme objectif de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'Outre-Mer à l'horizon 2030.

Certains territoires sont identifiés comme prioritaires pour des expérimentations et déploiements pilotes dans le domaine du stockage et notamment de la filière hydrogène. Le développement de l'hydrogène décarboné en France est une des priorités du gouvernement et a fait l'objet d'une stratégie nationale en 2020 avec un investissement de 7 milliards d'euros d'ici 2030.

OBJECTIF

Jusqu'ici à Mayotte, aucune étude relative à la création d'une filière hydrogène n'avait été réalisée. Les acteurs de Mayotte, département récemment labellisé 'Territoire d'industrie' pour la première fois pour la période 2023-2027, travaillent sur l'identification des filières industrielles susceptibles d'émerger sur leur territoire. Dans ce cadre, le département de Mayotte et la CCIM souhaitent étudier l'opportunité de création d'une filière hydrogène sur le territoire mahorais.

L'objectif de cette étude est ainsi de pouvoir évaluer la pertinence de la mise en place d'une filière hydrogène à Mayotte. Le présent document présente plusieurs aspects clés liés au territoire mahorais et à son développement dans le contexte de l'hydrogène.

Tout d'abord, une analyse contextuelle du territoire de Mayotte est établie, mettant en évidence ses particularités géographiques, économiques et environnementales.

Ensuite, une exploration de la chaîne de valeur de l'hydrogène est présentée, mettant en lumière les différentes étapes de production, de stockage, de distribution et d'utilisation de ce vecteur énergétique.

Seront ensuite analysées les stratégies associées aux territoires voisins et insulaires, prenant en compte les défis et les opportunités propres à ces régions.

Enfin, une démarche d'identification et de ciblage des acteurs locaux potentiels a pu être entreprise, pour lesquels des échanges ont été menés afin d'apporter une vision globale et d'initier des premiers enseignements dans la mise en œuvre éventuelle de cette stratégie hydrogène.



A. ANALYSE CONTEXTUELLE DU TERRITOIRE MAHORAIS

A.1. CONTEXTE ENERGETIQUE ET VISION D'ENSEMBLE

Mayotte reste à ce jour un **territoire majoritairement dépendant des énergies fossiles** pour couvrir l'ensemble de ses besoins énergétiques.

Sa **situation insulaire** confère à Mayotte des **enjeux spécifiques** : elle est actuellement entièrement dépendante de pays tiers pour ce qui concerne l'importation d'énergies fossiles. Le territoire consacre encore aujourd'hui 60 % d'hydrocarbure pour la production d'électricité et 40 % au secteur du transport.

Dans les années à venir, il est noté une **évolution de la demande en énergie significative**, qui repose toutefois sur les critères suivants :

- la progression de l'accès à l'électricité
- l'évolution démographique du territoire
- l'accroissement du taux d'équipement des ménages
- l'évolution de l'activité économique et des infrastructures publiques

Des efforts ont été entrepris pour la transition vers les énergies renouvelables avec une **diversification du mix électrique** qui a pu s'opérer à partir de 2008. Toutefois, à ce jour le **photovoltaïque** reste la seule filière qui a fait l'objet de **réalisations concrètes**. Plus récemment (2018) mais restant à la marge, le biogaz s'est également déployé par la mise en place d'une installation de méthanisation.

Via la **Programmation Pluriannuelle de l'Energie** qui sera présentée plus tard, le territoire va pouvoir déverrouiller des projets matures à court terme en vue **d'amorcer sa transition énergétique**.

A.2. PRODUCTION D'ELECTRICITE

A.1.1. DEMANDE EN ELECTRICITE

D'après le bilan prévisionnel d'EDM élaboré en 2018, 340 GWh ont été injectés sur le réseau.

La répartition des consommations par catégorie de clients s'établit comme suit (chiffres disponibles pour l'année 2017):

- 69,8 % au Tarif Bleu (particuliers, professionnels faiblement consommateurs)
- 7,8 % au Tarif Bleu + (généralement les professionnels)
- 22,4 % au Tarif Vert (professionnels et industries)

La puissance de pointe maximale de consommation a atteint 58,7 MW le 18/11/2019. Elle était de 55,3 MW en 2018 et 54,0 MW en 2017. La pointe est observée autour de 19h00 quel que soit le jour de la semaine. On note une réduction de l'écart entre la pointe du soir (éclairage/cuisson/climatisation) et la pointe de la mi-journée (froid/climatisation) en saison chaude.

A.1.2. MOYENS DE PRODUCTION

Le parc électrique de Mayotte est constitué de deux centrales thermiques fonctionnant au gasoil détenues et exploitées par EDM :

- la centrale de Longoni (**73,2 MW**) située sur Grande-Terre
- la centrale des Badamiers (**33,6 MW**) sur Petite-Terre

Les îles de Grande-Terre et Petite-Terre sont reliées par des câbles sous-marins.

Les puissances (de 2,1 MW à 11,3 MW) des moteurs diesels (16 moteurs répartis sur les 2 centrales) permettent une certaine flexibilité pour optimiser l'appel des moyens au regard de ses besoins (fonctionnement en base, en pointe, modulation, réserves rapides).

Le parc est complété par des **installations photovoltaïques** avec et sans stockage pour une puissance cumulée fin 2019 de **17,8 MWc** (94 installations). Une **installation de méthanisation de 1 MW** produisant de l'électricité à partir du biogaz issu de l'installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND) située sur la commune de Dzoumogné, a été mise en service fin 2018. La capacité installée du parc de production d'électricité à la fin de l'année 2019 s'élève ainsi à 125,6 MW.



Figure 1 : Répartition entre moyens de production (2018)

D'après EDM, les trois types de service suivant sont utilisés pour satisfaire la demande en électricité :

- Un service de **production à la base** de **32 MW**
 - 3 moteurs de Longoni II, 2 Badamiers II et 2 de Longoni I (*soit 64 MW de puissance installée*)
- Un service de **production de semi-base** de **12 MW**
 - 3 moteurs complémentaires de Longoni I (*soit 23,5 MW de puissance installée*)
- Un service de production de **pointe** de **10 MW**
 - 2 moteurs de Badamiers II et 4 de Badamiers I (*soit 19 MW de puissance installée*)
 - *Moyens de production utilisés 1900 heures par an*
 - *Taux de charge de 25%*
 - *Production représentant 1,5% du besoin en électricité du territoire*

❖ Intégration du photovoltaïque

Avec environ 19 MW, les énergies renouvelables représentent 15 % de la capacité installée mais seulement 5 % de la production électrique. La part visualisable dans la figure ci-dessous représente ainsi en 2018 la seule filière photovoltaïque. Aujourd'hui, l'installation de méthanisation mise en service en 2018 permet une production de l'ordre de 4 GWh, par an, soit 1% de la production.

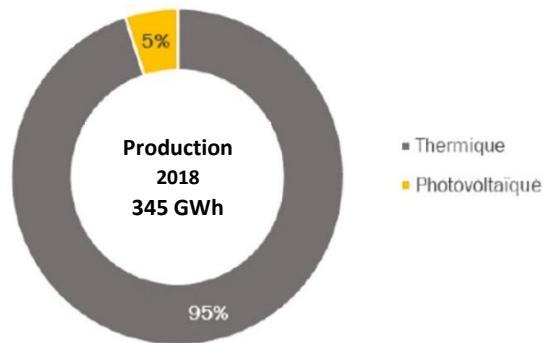


Figure 2 : Parc de production électrique (2018, source : Open data d'EDM)

En **2022** l'électricité livrée sur le réseau est maintenant de **400 GWh**, soit une augmentation de +15% en 4ans. La puissance de **pointe** atteinte de **68 MW**.

Mayotte est un des premiers territoires français où le **taux de pénétration des ENR** a dépassé ponctuellement le **seuil réglementaire de déconnexion de 30%**. Suite à une étude d'EDM pour faire évoluer ce seuil, sa mise en application a été faite en juin 2019 avec une évolution du seuil de 30 à **36%**. Avec une augmentation significative des ENR à venir dans les prochaines années, il pourrait être nécessaire de prévoir des moyens supplémentaires pour stabiliser le réseau : moyens de stockage supplémentaire et compensation synchrone.

La demande en électricité à Mayotte reste assurée à 95 % par les deux centrales EDM alimentées au gasoil. L'**autonomie énergétique** de l'île n'est ainsi **pas assurée**, le fonctionnement des centrales EDM nécessitant l'importation du gasoil.

La place prépondérante des moyens thermiques conduit à un mix électrique très carboné, de plus de **600 gCO2eq par kilowattheure produits**, soit 10 fois plus qu'en France métropolitaine continentale.

Ainsi, les enjeux sont considérables pour **verdir le mix électrique** et réduire les émissions de CO2 du territoire.

A.3. TRANSPORT ET MOBILITE

Le transport à l'intérieur du territoire est un problème majeur qui freine les échanges, les déplacements et le développement économique. Du fait des infrastructures routières, de l'absence du transport en commun et de l'augmentation du nombre de véhicules, **le trafic routier à Mayotte est saturé.**

A.1.1. MOBILITE LEGERE

Avec près de 40 % des consommations d'énergie finale de l'île, les transports intérieurs sont majoritairement représentés par les véhicules particuliers, qui constituent l'un des enjeux phares de la transition énergétique. La consommation connaît une évolution notable, présentée sur le tableau ci-dessous.

	2018	2019	2020	2021	2022	Répartition 2022	Variation 2022/2021	Variation 2022/2018
Essence	19 621	20 513	19 589	22 571	23 958	14,0%	6,1%	22,1%
dont sans plomb	18 404	19 296	18 852	22 184	23 544	98,3%	6,1%	27,9%
Gazole	111 980	120 227	124 042	133 399	137 686	80,4%	3,2%	23,0%
Gazole routier	30 258	32 951	35 351	40 923	44 242	32,1%	8,1%	46,2%

Figure 3 : Evolution de la consommation d'hydrocarbures en m3, source : Total Mayotte 2022

Le taux encore faible d'équipement en véhicules des ménages mahorais et l'augmentation de la population laissent présager que l'augmentation du parc de véhicules va se poursuivre, ce qui risque de saturer davantage le réseau routier et augmenter davantage cette consommation d'hydrocarbures.

Aujourd'hui, la **mobilité est ainsi totalement dépendante des énergies fossiles** avec des transports entièrement alimentés par des produits pétroliers. Si les véhicules électriques apparaissent comme une solution séduisante pour atteindre à terme les objectifs de la transition énergétique dans le domaine du transport, **l'électrification des véhicules** n'est pas encore un **sujet à court terme** pour plusieurs critères :

- Manque de pertinence avec un mix encore fortement carboné
- Impact du pouvoir d'achat qui n'orientera vraisemblablement pas vers ces véhicules
- Problématique de gestion des batteries en fin de vie (*pas de filière de traitement ou d'export des déchets dangereux, surcoût pour les constructeurs à la vente*)
- Compte tenu de la durée de vie du parc existant et de la faible progression des VE, il n'est pas attendu un très haut niveau d'intégration des VE d'ici 2033
- La PPE a pour vocation d'insister sur la sobriété et le développement des transports en commun

A.1.2. MOBILITE LOURDE

Sur le territoire, il est constaté que les **transports collectifs** sont **aujourd'hui peu développés** à Mayotte, comme dans la plupart des ZNI. En dehors de la barge assurant le transit entre Petite-Terre et Grande-Terre (environ 10 000 personnes/jour), les transports en commun sont peu développés sur l'île.

Pour pallier les problèmes d'engorgement des réseaux routiers, les pouvoirs publics ont d'ores et déjà amorcé une stratégie de développement des transports en commun et du réseau routier, déclinée dans le **Plan Global Transports et Déplacements (PGTD)**. Plusieurs projets sont identifiés via ce plan :

- **Transport Collectif Interurbain** : réseau de 5 lignes à la mise en service (3 lignes sur Grand-Terre et 2 sur Petite-Terre, nécessitant 47 autocars)
- **TCSP CARIBUS** (géré par la CADEMA) : 1 ligne BHNS et 3 autres lignes classiques au niveau du grand Mamoudzou qui concentre 80% du trafic de l'île
- Réorganisation et intégration des taxis brousses

D'autre part, **le développement du transport maritime** - qui permet de s'affranchir des contraintes du réseau routier et de fluidifier le trafic - constitue également une alternative intéressante.

Enfin, le parc des poids-lourd reste majoritairement la propriété de quelques entreprises privées pour lequel il est plus difficile d'avoir une réflexion globale.

A.4. RESSOURCE EN EAU

La mise en place d'une filière hydrogène implique forcément d'avoir un **regard sur la ressource en eau** du territoire, l'eau étant essentielle à la production d'hydrogène vert.

Aujourd'hui, la **situation est critique** sur Mayotte avec un déficit hydrique lié à plusieurs facteurs :

- Faible pluviométrie conduisant à des sécheresses récentes
- Faible niveau des retenues collinaires et nappes phréatiques
- Augmentation de la demande en eau potable

Plusieurs **mesures ont déjà été entreprises** pour pallier cette problématique, notamment :

- Coupures nocturnes et restrictions dans certains endroits
- Réhabilitation des réseaux de distribution
- Mise en place de stations de dessalement
- Mesures d'économie d'eau

L'eau étant une ressource précieuse et limitée à Mayotte, son utilisation éventuelle pour la production d'hydrogène doit être gérée de manière responsable afin de ne pas compromettre l'accès à l'eau potable pour la population.

Plusieurs questions se posent alors, notamment sur la quantité et la qualité d'eau nécessaire pour la production d'hydrogène. Cela est abordé dans le § B.3 Quantité et qualité d'eau pour la production d'hydrogène.

Il peut déjà être retenu à ce stade que la **consommation en eau** pour la production d'hydrogène reste très faible au regard des besoins quotidiens en eau potable de la population mahoraise, et qu'elle ne constitue pas en soi une problématique ni une menace.

Il est essentiel de mettre en place des stratégies durables et équilibrées qui prennent en compte les besoins en eau potable tout en explorant à l'avenir les possibilités de production d'hydrogène. Cela pourrait impliquer l'utilisation de technologies efficaces de production d'hydrogène qui minimisent la consommation d'eau, ainsi que des politiques de régulation et de gestion de l'eau pour garantir un approvisionnement adéquat à la fois pour la population et pour les besoins industriels.

Une collaboration entre les autorités locales, les experts en gestion de l'eau et les acteurs impliqués dans la production d'hydrogène est toutefois cruciale pour trouver un équilibre entre ces deux impératifs importants.

Sans être un problème majoritaire sur la ressource, la disponibilité en eau revêt davantage d'une considération politique quant à son utilisation pour la production d'hydrogène.

La production d'hydrogène peut être établie via un électrolyseur, qui reste un **équipement piloteable et flexible**. Ainsi, un **arrêt de son fonctionnement** lors des périodes restrictives peut également être envisageable.

A.5. LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE ET LA PLACE DE L'HYDROGENE

Au sein de la PPE, il n'y a aujourd'hui pas de mesure spécifique inscrite concernant l'hydrogène. La PPE faisant l'objet d'une révision en 2028, cela représente toutefois un jalon pertinent pour de possibles réorientations sur la filière hydrogène, où la porte est donc laissée ouverte pour de possibles développements.

❖ Temporalité de la PPE :

- Une révision de **PPE simplifiée** a été établie en 2023, dans le but de lancer de premiers projets (révision non substantielle de la PPE). La délibération associée a eu lieu en avril, et a été validé par décret après passage au conseil supérieur de l'énergie.
- Une **PPE 2024-2033** est en cours de rédaction, avec une révision prévue à mi-parcours en 2028.

Des axes de développement importants sont donc à venir et sont attendus dans la prochaine PPE à l'horizon 2028 avec notamment le développement des EnR, et la sécurisation de l'approvisionnement en énergie. Les futurs enjeux de la PPE sont donnés ci-dessous.

➤ **PPE simplifiée**

PPE simplifiée à court terme :

Cette PPE a pour but de déverrouiller des projets matures à court terme et de préparer l'arrivée de la PPE 2024-2033.

Dans cette PPE, on retrouve :

- Un fil rouge de conversion des deux centrales thermiques de l'île aux biocombustibles, comme énergie de transition, et non comme une finalité en attente de solution pour une autonomie énergétique mahoraise dont aucune solution n'est trouvée à court termes. La conversion de la centrale de Badamier est plus rapide (2 ans de travaux, pour la sea-line) et commencera en premier. La conversion de la centrale de Longoni demande la construction d'un nouveau bac de stockage, demandant 3 ans de travaux, dont le début et prévu en avec une mise en service prévue en 2027/2028. La conversion des deux centrales sera gérée par Total Energie, et non EDM. Les travaux principaux en termes d'infrastructure sont donc portés par Total Energies.
- Une puissance de pointe à atteindre d'ici 2028 nécessitant 12 MW additionnels aux installations existantes pour la consommation de base. La solution fléchée est une nouvelle centrale biomasse Albioma qui utiliserait des intrants de Namibie d'une espèce envahissante locale.
- L'augmentation des volumes solaires : les objectifs des appels à projets précédents sont remplis. Objectif d'augmenter la puissance, avec un guichet ouvert pour correspondre à ce que les développeurs d'aujourd'hui peuvent fournir. (Arrêté tarifaire 100-500kWc à paraître qui sera applicable) et un appel d'offres pour les plus de 500 kWc plus régulier.

PPE simplifiée à plus long terme :

- Géothermie : un gisement est probable sur Petite-Terre d'après les études du BRGM. Le gisement se situerait à 1.5km de profondeur, en mer mais assez proche des côtes pour que le forage puisse avoir lieu depuis la terre ferme. Le gisement exact est inconnu, et sa potentielle exploitation pour la production d'électricité est inconnue. Le CRE va financer un forage à 2km de profondeur pour Albioma, dans le but de préciser le potentiel du gisement.
- Photovoltaïque flottant sur le lagon : lancement d'une consultation de l'état et du conseil départemental, pour une ferme flottant d'une puissance encore inconnue (de l'ordre de 10 MW à priori, pour être cohérent avec le système électrique de l'île). La réalisation de ce projet est soumise à des contraintes de biodiversité et d'envasement. La mise en service paraîtrait envisageable en 2030.

➤ PPE 2024-2033

- En termes de merit order : sélection de l'énergie en premier lieu par l'autonomie puis par la décarbonation.
- Solaire : scénario tout ouvert. Indication de 10 MW/an additionnel, toiture et sol indifférenciés. Cet objectif n'est pas forcément réaliste, mais permet de ne pas avoir de frein au développement de la filière. Du côté du réseau, la volonté est d'enlever le seuil de déconnexion où a minima de l'élèver au plus haut possible compte tenu des contraintes technico-économiques, pour permettre un taux de pénétration des énergies renouvelables supérieur à 36%. Concernant le photovoltaïque au sol, le foncier adapté n'est à priori pas disponible sauf pour quelques sites déjà identifiés.
- Géothermie : objectif de maximiser la puissance tirée du gisement. Aujourd'hui c'est une inconnue (de 5 MW à 25 MW éventuels). Albioma n'investira probablement pas si la puissance est inférieure à 10 MW. La centrale ne sera pas disponible avant au moins 10 ans. Les problèmes de réseaux liés à l'ajout de cette centrale seraient gérés en parallèle de la mise en place de cette dernière.
- Valorisation énergétique des déchets : l'usine de Dzoumogné va arriver à saturation beaucoup plus rapidement que prévu à l'origine (2040 prévu initialement). Quelques MWc envisageables pour de nouvelles usines à créer. La mise en service de ces centrales est à envisager dans les mêmes ordres de temps que la possible géothermie (2033). Au niveau des déchets ultimes d'un UVE, l'île à une problématique sur les mâchefers, dont l'enfouissement ou l'export sont coûteux.
- STEP : développement d'une STEP par an jusqu'en 2027. Le gisement est important, avec la volonté de ne plus enfouir. Du retard a été pris sur les obligations européennes. La PPE donne tout feu vert pour le traitement des boues de STEP pour possible méthanisation. Actuellement, beaucoup d'hydrocarbures arrivent dans les eaux à traiter, et il n'y a pas de connaissance précise du pouvoir méthanogène des boues. Un calcul approximé serait possible à partir du nombre d'équivalents habitant. La puissance est à priori de quelques MW.

- Eolien terrestre et offshore : le vent n'est présent que l'hiver austral, de juin à octobre, ce qui correspond à la saison froide. La saison chaude est celle où la demande d'électricité est la plus forte. Vu le faible potentiel éolien sur Mayotte, l'installation de grosses fermes éoliennes paraît incohérente avec le contexte. Le développement d'une filière éolienne pour un nombre de mâts réduits serait associé à des surcoûts. Ceci est d'autant plus probable pour l'éolien offshore nécessitant des infrastructures plus lourdes.
- A terre, la contrainte foncière constitue un autre frein, avec 9,5% du territoire maintenant classé en réserve naturelle, et une piste longue d'aéroport probable à venir sur Petite-Terre ou au centre de Mayotte. En prenant ces contraintes en compte, la PPE n'inclut pas le développement de filière éoliennes.
- Energies Marines : le parc solaire flottant envisagé a été considéré comme énergie marine. Le seul site à potentiel hydrolien significatif est localisé sur une passe dans le lagon, riche en biodiversité et fortement utilisée par des bateaux. Les autres énergies marines ne semblent pas assez pragmatiques et adaptées au cas de l'île pour être encouragées par la PPE (ETM, et houlomoteur). La PPE n'exclue tout de même pas ces énergies, avec des études possibles, et qui pourront influencer la révision de la PPE en 2028.
- Hydroélectricité : problématique d'une faible ressource en eau sur Mayotte, avec une topographie collinaire à faible potentiel. Possibilité d'envisager des retenues collinaires porté par le schéma eau potable du territoire et non la PPE additionnelles après 2033. L'imagination de STEP est très incertaine également, vu la sensibilité de la ressource en eau. La micro-hydroélectricité sur des canalisations d'eau est ouverte dans la PPE pour des possibles porteurs de projets, mais sans objectifs chiffrés.
- Huiles alimentaires : possibles utilisations de ces huiles avec les biocarburants ciblés pour les centrales thermiques. Le potentiel est très faible par rapport aux quantités de combustibles utilisées par les centrales.
- Transports : ils représentent les 60% restant du mix énergétique de l'île, basés sur l'essence et le diesel. Aujourd'hui, pas de vrai scénario de sortie de ce type de carburant. Le parc de véhicule se modifie progressivement en intégrant plus d'hybrides non rechargeables (20% des véhicules neufs dans le marché sont des hybrides entre 2020 et 2022 en 2022 alors que les ventes étaient anecdotiques en 2020). La solution la plus logique semble de modifier la carburation des véhicules pour intégrer des biocarburants. Une étude est en cours pour Caribus. Les biocombustibles seraient importés par EDM, et pourraient également servir à alimenter les bateaux, dont les moteurs sont similaires à ceux des groupes de Badamiers. Les entreprises possédant des grands parcs de camions pourraient également mettre en place des stations de biocombustibles en interne.



B. CHAINE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE

B.1. DE LA PRODUCTION AUX APPLICATIONS

B.1.1. PRODUCTION

1.1.1. Principes généraux

L'hydrogène est principalement un **vecteur énergétique** et non une énergie en tant que telle, car il est produit au moyen d'une réaction chimique à partir d'une ressource primaire. Actuellement, pour des raisons économiques, l'hydrogène est issu à 95 % de la transformation d'énergies fossiles, dont pour près de la moitié à partir du gaz naturel.

Différentes techniques de production existent :

- le reformage du gaz naturel à la vapeur d'eau est la technique la plus répandue et utilisé dans l'industrie. Il s'agit de faire réagir du méthane avec de l'eau pour obtenir un mélange contenant de l'hydrogène et du CO₂. Le CO₂ émis par ce procédé pourrait éventuellement être capté et stocké pour produire un hydrogène décarboné. En lieu et place du gaz naturel, l'utilisation du biométhane (méthane issu de la fermentation de la biomasse) constitue aussi une solution pour produire un hydrogène décarboné ;
- **l'hydrogène peut aussi être produit à partir d'eau et d'électricité, c'est l'électrolyse de l'eau.** L'électrolyseur sépare une molécule d'eau en hydrogène et en oxygène. Cette voie n'est encore que peu répandue car nettement plus coûteuse (2 à 3 fois plus chère que le reformage du gaz naturel).
- la gazéification permet de produire, par combustion, un mélange de CO et d'H₂ à partir de charbon (solution qui émet beaucoup de CO₂) ou de biomasse.

A ces différentes techniques de production, on parle de **couleur de l'hydrogène** selon la manière dont il est produit :

- **Hydrogène vert** est fabriqué par électrolyse de l'eau à partir d'électricité provenant uniquement d'énergie renouvelable.
- **Hydrogène gris** est fabriqué par procédés thermochimiques avec comme matières premières des sources fossiles (charbon ou gaz naturel).
- Hydrogène bleu est fabriqué de la même manière que l'hydrogène gris, à la différence que le CO₂ émis lors de la fabrication sera capté pour être réutilisé ou stocké.

- Hydrogène jaune, plus spécifique à la France métropolitaine, est fabriqué par électrolyse comme l'hydrogène vert mais l'électricité provient essentiellement de l'énergie nucléaire.

	HYDROGENE GRIS	HYDROGENE BLEU	HYDROGENE VERT
Processus	Vaporeformage du gaz ou gazéification	Vaporeformage du gaz/gazéification avec séquestration et stockage CO ₂	Electrolyse Gazéification biomasse
Source d'énergie	Energies fossiles 	Energies fossiles 	ENR 

L'ADEME a récemment suggéré de changer la **terminologie**. L'hydrogène qui était jusqu'ici appelé « vert » est désormais appelé « renouvelable », l'hydrogène « gris » devient « fossile », et enfin, les hydrogènes « bleu » et « jaune » sont regroupés sous l'appellation « bas-carbone ».

Figure 4 : couleurs de l'hydrogène

1.1.2. Sur le territoire mahorais

A Mayotte, la production d'hydrogène aurait un intérêt s'il est **produit (et consommé) localement** à partir de **ressources renouvelables**. Toutefois, les réserves foncières sont limitées sur le territoire pour le déploiement des EnR. De plus, les ressources énergétiques associées sont déjà identifiées et mobilisées pour un usage direct, **limitant les capacités de production locales supplémentaires**.

Ainsi, l'**option technologie la plus pertinente pour la production d'hydrogène vert sur Mayotte serait celle de l'électrolyse de l'eau, alimentée par du photovoltaïque**. La gazéification nécessiterait effectivement le recours à de la biomasse locale, mais qui reste très limitée sur le territoire. De plus, ce procédé reste à ce jour plus coûteux que l'électrolyse.

Pour le procédé d'électrolyse, trois types d'électrolyseurs existent :

- **L'électrolyseur alcalin.** La technologie alcaline est la technologie la plus avancée, possédant un rendement actuel d'environ 65-70%. Les cellules ne peuvent pas fonctionner sous haute pression et sont donc plutôt volumineuses.
- **L'électrolyseur PEM (membrane échangeuse de protons).** Cette technologie possède un moins bon rendement (60%) et un CAPEX plus élevé que l'électrolyseur alcalin. Ces moins bons résultats s'expliquent cependant par le fait que cette technologie est plus récente et est donc plus à même d'évoluer. L'électrolyse PEM a néanmoins comme avantage de pouvoir être utilisée de 0 à 160% de sa puissance nominale et donc d'être très flexible et d'être assez compact par rapport à la technologie alcaline. L'hydrogène en sortie se trouve à une pression entre 10 et 30 bars et l'électrolyseur fonctionne à température ambiante.
- **L'électrolyseur haute température (HTE).** Le principal inconvénient de cette électrolyse est son fonctionnement à haute température (650-1000°C) technologie efficace si on récupère cette chaleur fatale.

Les électrolyseurs alcalins et ceux à membrane échangeuse de protons (PEM) se positionnent comme les solutions de production les plus adaptées sur le territoire. Si la technologie alcaline bénéficie d'une grande maturité industrielle, la technologie PEM semble plus adaptée pour une production avec des énergies intermittentes, du fait de sa **grande flexibilité**. Cela permettrait également la fourniture de services au système électrique, notamment pour de la réserve rapide. Cette solution semblerait donc la **plus adaptée** une production d'hydrogène sur Mayotte.

Le coût d'investissement des installations de production par électrolyse reste important : 1000 €/kW en 2020 pour la simple fourniture de l'électrolyseur, avec une baisse envisagée à 600€/kW en 2030 ; coûts obtenus et estimés en Europe. Ce **coût est renforcé par l'insularité de Mayotte**, avec une importation nécessaire des équipements augmentant davantage l'investissement déjà important.

La clé du déploiement de l'hydrogène décarboné passera par la **baisse des coûts, l'industrialisation et la massification de ces électrolyseurs**. En 2022, il est aussi à noter qu'une tension est déjà identifiée sur la disponibilité des équipements de production (électrolyseur, purificateur, buffer, compresseur).

B.1.2. STOCKAGE ET DISTRIBUTION

1.1.3. Stockage

Une fois produit, l'hydrogène doit être **stocké puis transporté**. Du fait de son utilisation comme vecteur énergétique, la question du stockage sur différentes échelles de temps de l'hydrogène est une question centrale. L'hydrogène étant un élément chimique le plus léger, il a la problématique d'occuper **un volume important** dans les conditions de pression et de température standard.

Outre l'exploitation de cavités existantes pour stocker l'hydrogène gazeux, les deux formes les plus communes pour le stockage d'hydrogène sous forme de bonbonnes métalliques sont les formes gazeuses et liquides. Selon le niveau de compression, l'hydrogène va occuper un volume plus ou moins important, comme l'atteste la figure ci-dessous.



Figure 5 : Volume de stockage pour 1kg d'hydrogène

Une première forme de stockage possible pour stocker de l'hydrogène en très grandes quantité est celle du stockage en cavité saline. Elle consiste à placer l'hydrogène produit dans une cavité située à une grande profondeur dans un cavité qui puisse être stable, imperméable et inerte chimiquement. Cette solution ne sera pas davantage explorée car non applicable sur Mayotte, du fait des caractéristiques géologiques et hydrogéologiques du sous-sol.

Outre le stockage souterrain, les **deux formes les plus communes** pour le stockage d'hydrogène sous forme de bonbonnes métalliques sont les **formes gazeuses et liquides**. Selon le niveau de compression, l'hydrogène va occuper un volume plus ou moins important, comme l'atteste la figure ci-dessous. La taille des bonbonnes peut varier en fonction de leur finalité : du transport classique ($0,06 \text{ m}^3$ environ) aux tubes trailer ($0,41 \text{ m}^3$ environ), en passant par le stockage haute capacité (quelques m^3). Ainsi, selon les besoins, les dimensions des installations de stockage peuvent représenter une taille importante. Cela pose moins de problèmes dans les applications stationnaires, où de grands réservoirs de stockage à basse pression sont acceptables, que dans les applications mobiles, où la taille et le poids des réservoirs sont une préoccupation importante.

Le stockage sous forme gazeuse nécessite la mise en place de réservoirs dédiés à la **haute pression** (de 300 jusqu'à 700 bars) qui relèvent d'une **grande technicité**. Restant volatile, il faut pouvoir au maximum éviter les fuites car l'hydrogène est un élément inflammable. Il est alors nécessaire de garantir l'intégrité des composants ainsi que la formation des employés à la manipulation sûre de l'hydrogène.

A quantité égale d'hydrogène stocké, la **liquefaction** permet de réduire davantage le volume d'hydrogène par rapport à la forme gazeuse. Cependant, cela nécessite des installations d'autant plus spécifiques pour assurer la température de **-253°C** nécessaire à sa liquefaction (réservoirs isolés et **stockage cryogénique**), équipements là aussi très complexes et coûteux.

L'hydrogène peut également être transporté sous **d'autres formes**, notamment en le transformant en ammoniac ou en méthanol, éléments présentant une densité énergétique plus élevée que celle de l'hydrogène liquide, et plus faciles à manipuler. Cela permettrait d'être plus **facilement transporté** sur de **longues distances**.

1.1.4. Distribution

Une fois le dihydrogène produit et stocké, il est nécessaire qu'il soit acheminé vers son lieu d'utilisation finale. Dès lors, de multiples solutions sont à la portée du gestionnaire : le paramètre faisant pencher vers une solution plutôt qu'une autre restant souvent la **distance à parcourir**.

Pour l'**hydrogène gazeux**, la distribution peut se faire selon **plusieurs façons** :

- Distribution au point d'utilisation par transport routier, ferroviaire ou maritime dans des réservoirs à haute pression
- Distribution par pipeline
- Injection en mélange directement dans le réseau de gaz naturel, en profitant des réseaux de distribution déjà en place



Pour l'**hydrogène liquide**, celui-ci peut être distribué en navire-citerne ou camion-citerne spécialement conçus pour le **stockage cryogénique**.

1.1.5. Sur le territoire mahorais

A Mayotte, il n'y a **pas de réseau de gaz naturel existant**, et il serait difficilement concevable de mettre en place un pipeline pour sa distribution sur le territoire.

Sa distribution pourrait ainsi se faire en **transport routier par camion** sur les différents points d'utilisation, même si les infrastructures routières associées pour les poids-lourds ne permettent pas forcément un **maillage complet du territoire**, avec certaines liaisons encore en développement.

Dans le cas où l'hydrogène ne serait pas produit sur place mais importé, cela impliquerait un réaménagement significatif du terminal portuaire pour accueillir des navires spécifiques et stocker l'hydrogène, l'ammoniac, ou le méthanol. Un volume très conséquent encore loin d'être atteint au regard des besoins serait nécessaire pour assurer une certaine viabilité économique.

B.1.3. APPLICATION, CONSOMMATION

L'énergie contenu dans l'hydrogène est valorisable de 2 manières :

- **directement** utilisé dans l'industrie lourde comme **matière première ou par réaction chimique** : réduction de minerai de fer pour la production d'acier, raffinage d'hydrocarbures, production d'engrais.
- utilisé afin de **produire de l'électricité** via à une pile à combustible qui peut être intégrée dans des usages finaux (véhicules, stations,...)

Mobilisant le procédé inverse qu'un électrolyseur, les piles à combustible (PAC) utilisent de l'hydrogène et de l'oxygène pour générer de l'électricité et de la chaleur. Dans les deux cas, le processus est **exempt d'émission de GES**.

Sur Mayotte, et plus globalement dans les ZNI, il n'a **pas été identifié d'applications justifiant l'utilisation directe de la molécule d'hydrogène** :

- Pas de besoins en chauffage
- Pas d'industrie lourde ou de processus utilisant l'hydrogène

Ainsi, les applications identifiables sur le territoire mahorais pour l'hydrogène sont inévitablement identiques à celles qui nécessitent de l'électricité, et où des solutions plus directes existent déjà. Trois catégories d'applications permettant une transition énergétique des usages sont dès lors envisageables :

- **Mobilité lourde**
- **Usages stationnaires**
- **Services au système électrique**

Ce sont ces catégories d'application qui vont être étudiées dans la suite de ce rapport, et pour lesquelles des entretiens avec les acteurs locaux ont été menés, présentés au § D Identification et ciblage des acteurs insulaires.

B.2. RENDEMENT DE LA CHAINE HYDROGÈNE PRODUIT PAR ELECTROLYSE

Sur l'ensemble de la chaîne hydrogène, de la production jusqu'aux usages électriques, le potentiel énergétique se dégrade de la façon suivante :

- **Production** de l'hydrogène par électrolyse : de 65 à 80 %
- **Stockage et distribution** (compression et pertes) : de 85 à 95%
- **Conversion en électricité** via la pile à combustible (**PAC**) : de 30 à 60%

Sur l'ensemble de la chaîne, le rendement de la source électrique pour la production d'hydrogène jusqu'à l'usage communément considéré est de 25% (valeur pouvant varier de 18 à 40% maximum selon les typologies d'installations et les usages). La figure ci-dessous détaille la dégradation du potentiel sur la chaîne :



Figure 6 : Rendement de la chaîne hydrogène, ADEME 2020

En comparaison avec des solutions tout-électriques, le rendement d'un stockage électrochimique est de l'ordre de 70 à 90%, et le rendement d'un moteur électrique est très bon puisqu'il peut atteindre jusqu'à 95%.

L'intérêt de l'électrification directe réside ainsi dans son excellent rendement énergétique. Aussi, la **pertinence de l'hydrogène** sera constamment à évaluer au regard des usages dans le cas où la solution **tout-électrique** ne remplit pas les **critères : autonomie, intensité journalière, charge utile, recharge, kilométrage/longueur, stockage, etc.** La comparaison des deux solutions permettra de conduire au choix privilégiant l'optimum technico-économique et valorisant au mieux l'énergie.

Il est aussi important de noter que la production d'hydrogène par électrolyse fait l'objet d'un travail important de **recherche et développement**, qui pourrait contribuer au **progrès** de ces différents rendements.

B.3. QUANTITE ET QUALITE DE L'EAU POUR LA PRODUCTION D'HYDROGENE

B.3.4. QUANTITE D'EAU

Selon l'ARS, les besoins en eau pour l'ensemble du territoire sont de 40 000 m³/jour pour l'année 2021.

A tire d'information, il est considéré qu'il faut 10 litres d'eau pour produire par électrolyse 1 kg d'hydrogène.

Sur la base d'une puissance **d'électrolyseur de 2 MW** (taille minimum pour profiter d'une subvention sur l'équipement avec les AAP ADEME) avec une production quotidienne de 800 kgH₂, cela représenterait ainsi 8 m³ d'eau par jour. Au regard des besoins en eau potable, cette consommation n'est donc que très peu significative avec une faible part de 0,02%. **A titre de comparaison, la quantité nécessaire en eau dans ce cas de figure serait équivalente à la consommation quotidienne de deux centres de lavage automobiles.**

Outre la quantité d'eau nécessaire en moyenne, il est également intéressant de se renseigner sur le débit nécessaire (m³/h). 200 L/h par MW d'électrolyse s'avère être une bonne estimation des besoins en eau ultrapure. Ainsi pour un électrolyseur de 2 MW, cela nécessiterait d'assurer l'approvisionnement de 0,4m³/heure d'eau pour l'électrolyse.

Sans être un problème majoritaire sur la ressource, la disponibilité en eau revêt davantage d'une considération politique quant à son utilisation pour la production d'hydrogène.

Un électrolyseur restant un équipement pilotable et flexible, une diminution ou un arrêt de son fonctionnement lors des périodes restrictives peut également être envisageable.

B.1.5. QUALITE DE L'EAU

Dans la production d'hydrogène vert, l'eau utilisée comme matière première pour l'électrolyseur doit être **une eau ultrapure**.

Plusieurs paramètres influencent la qualité de l'eau pour qu'elle soit adaptée à l'électrolyse. Ceux-ci incluent le type d'électrolyseur, le matériau de l'électrode, la conception du système et même la marque de l'électrolyseur. Cela rend très difficile l'élaboration d'une norme unifiée de qualité de l'eau pour tous les électrolyseurs.

Une stratégie que les fabricants d'électrolyseurs suivent pour simplifier le problème consiste à fixer des qualités de l'eau avec des exigences de conductivité (en $\mu\text{S}/\text{cm}$) suffisamment basses pour garantir que les niveaux soient inférieurs aux exigences de l'électrolyseur. Un bon point de départ peut être $<1 \mu\text{S}/\text{cm}$ pour les électrolyseurs alcalins standard et $<0,1 \mu\text{S}/\text{cm}$ pour les électrolyseurs PEM.



Figure 7 : les 5 différentes qualités de l'eau

Cette eau ultrapure peut provenir de plusieurs sources. Pour la plupart des projets observés aujourd'hui, l'eau du réseau potable est utilisée. Cependant, à mesure que la taille des usines d'hydrogène augmente, cette approche devient non durable et l'eau doit provenir d'ailleurs.

Les trois sources d'eau brute les plus courantes pour les projets d'hydrogène à plus grande échelle sont : les eaux souterraines, les eaux usées traitées et l'eau de mer.

Il est essentiel de mettre en place des **stratégies durables et équilibrées** qui prennent en compte les besoins en eau potable tout en explorant à l'avenir les possibilités de production d'hydrogène. Cela pourrait impliquer l'utilisation de technologies efficaces de production d'hydrogène qui minimisent la consommation d'eau, ainsi que des politiques de régulation et de gestion de l'eau pour **garantir un approvisionnement adéquat à la fois pour la population et pour les besoins industriels**.

Une collaboration entre les autorités locales, les experts en gestion de l'eau et les acteurs impliqués dans la production d'hydrogène est cruciale pour trouver un équilibre entre ces deux impératifs importants.

A Mayotte, une usine de dessalement existe sur Petite-Terre, et un projet d'usine de dessalement est prévu sur Grande-Terre à moyen terme. Pour le dessalement, le rapport entre le volume d'eau de mer extrait par rapport au volume d'eau produit est d'environ 40%. Il faut rajouter à cela le processus de traitement pour purifier cette eau obtenue, qui est réalisé avec un rendement d'environ 75%. Ainsi, il est estimé qu'il faut prélever **3,3 m³ d'eau de mer pour fournir 1m³ d'eau ultrapure**.

B.4. COUT DE L'HYDROGENE

Comme cela a été décrit, il existe de nombreuses façons de produire de l'hydrogène. Toutefois, la production d'hydrogène n'a de sens que s'il est produit par électrolyse de l'eau à partir d'énergie peu émettrice de GES. Pour être compétitif, il serait souhaitable que le coût de l'hydrogène ainsi produit ne dépasse pas ou peu celui de la production par vaporeformage (technologie la plus utilisée aujourd'hui), soit environ 2€/kg H₂.

Ce coût dépend ainsi :

- du **prix de l'électricité**
- du **prix de l'électrolyseur**
- du **nombre d'heures de fonctionnement** de l'électrolyseur (plus il est élevé, plus bas sera le prix de l'hydrogène) et du rendement de ce dernier

Le diagramme ci-dessous, issu d'une étude de l'Encyclopédie de l'Energie en 2021 donne, pour une durée de vie de l'électrolyseur de 20 ans, le coût de l'hydrogène en fonction du nombre d'heures de fonctionnement.

On constate que le coût de l'hydrogène :

- augmente considérablement en-dessous de 2000-2500 h/an ;
- reste nettement supérieur à celui du vaporeformage, même avec un électrolyseur bon marché (1000€/kW).

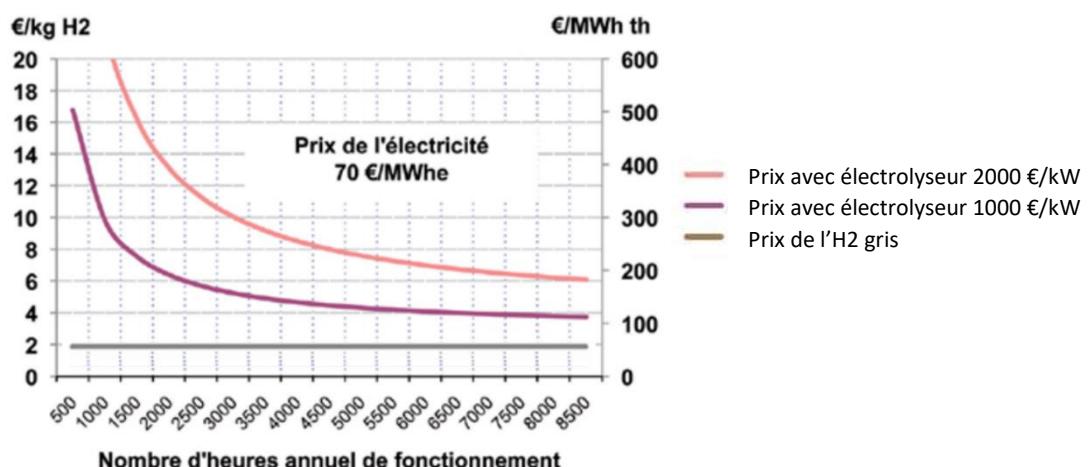


Figure 8 : Coût de la production d'hydrogène

La droite constante grise correspond au coût de production de l'hydrogène gris avec un coût de l'ordre de 2 €/kgH₂. Le coût de l'hydrogène produit par électrolyse avec un prix de l'électricité fixé à 70€/MWh atteint au mieux environ 4 €/kg H₂ même avec les électrolyseurs les plus compétitifs du marché, **soit environ le double de celui obtenu par vaporeformage**.

Afin de rendre l'hydrogène vert plus attractif et de permettre son développement, la mise en place de **subvention permet de réduire le CAPEX** des installations. Le déploiement d'installations devrait également permettre, via **un effet d'échelle une réduction du coût** des composants.

Les coûts de **conditionnement, stockage et transport** de l'hydrogène, quels que soient les modes de transports, **varient autour de 2 €/kgH₂**, ce qui revient, en reprenant un coût de 4 €/kg de production à un vecteur énergétique à 6 €/kgH₂ soit 180 €/MWh.

Cette énergie reste **onéreuse face aux autres produits** disponibles sur le marché à savoir, charbon (20 €/MWh), gaz (35 €/MWh), fioul (71 €/MWh), ou électricité (70 €/MWh). Dans le secteur de la mobilité, ces coûts sont d'autant plus élevés, qu'en plus du combustible, il faut compter 5 €/kgH₂ pour l'installation d'une station de recharge, ce qui revient à 11 €/kgH₂ au total, soit par exemple pour un poids lourd, presque 180 €/100km contre 60 €/100km avec un moteur thermique.

D'un point de vue environnemental, le procédé de vaporeformage émet près de 10 kg de CO₂ _{eq} par kg d'hydrogène produit. Selon la taxonomie européenne actuelle, l'hydrogène est considéré comme vert en dessous d'une valeur seuil de 2,256 kg CO₂ _{eq}/kg H₂ qui peut être atteinte avec un mix électrique décarboné. A titre d'information et avec ces hypothèses, **la parité de coût de production** entre **l'hydrogène gris** obtenu par vaporeformage et **l'hydrogène vert** pourrait être atteinte avec une **taxe carbone de 300 €/tCO₂ _{eq}**.

Sans développer davantage cette thématique, la mise en application d'une taxe carbone et de la valeur tutélaire du carbone d'environ 250€ par tonne de CO₂ _{eq} en 2030 et jusqu'à 775€ en 2050 (d'après le rapport Quintet) permettrait ainsi à l'hydrogène vert de se montrer plus compétitif. En France, la taxe carbone reste à ce jour stabilisée à 44,6 € par tonne CO₂ _{eq} depuis 2019. Cette taxe carbone est un instrument dont dispose les pouvoirs publics et le cadre réglementaire de cette fiscalité écologique est amené à évoluer dans les années à venir.

B.5. ORDRES DE GRANDEUR POUR UNE INSTALLATION TYPE

Après avoir défini la chaîne de valeur de l'hydrogène et ses grands principes, il est proposé ici un travail préliminaire afin d'envisager de manière prospective les ordres de grandeurs d'une installation de production d'hydrogène sur le territoire mahorais.

Toujours sur la base d'une puissance d'électrolyseur de 2 MW (taille minimum pour profiter d'une subvention sur l'équipement avec les AAP ADEME), voici quelques éléments principaux pour mieux comprendre les enjeux technico-économiques :

- **CAPEX : de 10 à 15 M€** (*basé sur la REX du bilan des AAP Ecosystèmes et extrapolé pour une mise en place sur Mayotte*)
 - **Journalier: 800 kg H₂produits/jour | 48 MWh_{élecinitiale} | 8 m³ d'eau**
 - **Annuel : 170 tonnes d'H₂produits | 10,2 GWh_{élecinitiale} | 1 700 m³ d'eau** (*durée d'utilisation 5 000h par an*)
- Respectivement 3% et 0,02% de la consommation annuelle de Mayotte pour l'électricité et l'eau.
- **Centrale PV de l'ordre de 3 MWc (~3 hectares) pour couvrir ~50% des besoins en électricité**

Comme cela le laisse transparaître, la problématique est davantage portée sur la **consommation électrique** nécessaire que sur la ressource en eau. Cet approvisionnement en électricité reste important au regard d'autres installations qui pourraient également être demandeurs (futures usines de dessalement notamment). Il doit d'autant plus provenir de sources renouvelables pour assurer la production d'un hydrogène vert.

La puissance requise pour couvrir la moitié de la consommation électrique nécessaire à l'électrolyse nécessiterait la mise en place d'une centrale photovoltaïque d'une taille de 3 MWc, puissance encore jamais installée sur le territoire pour une unique centrale au sol. Les projets les plus récents de centrale au sol identifiés atteignent en effet des tailles allant de 1 à 2 MWc (carrière M'Tsamoudou, Hamaha, Longoni), ce qui traduit la problématique du foncier concernant la mise en place de ce moyen de production pour des grandes puissances. De plus, cette installation viendrait en concurrence avec ces centrales photovoltaïques prévues pour produire de l'électricité en vue d'une réinjection directe sur le réseau.

➤ **Exemples d'applications possibles avec une production de 800 kg H₂/jour :**

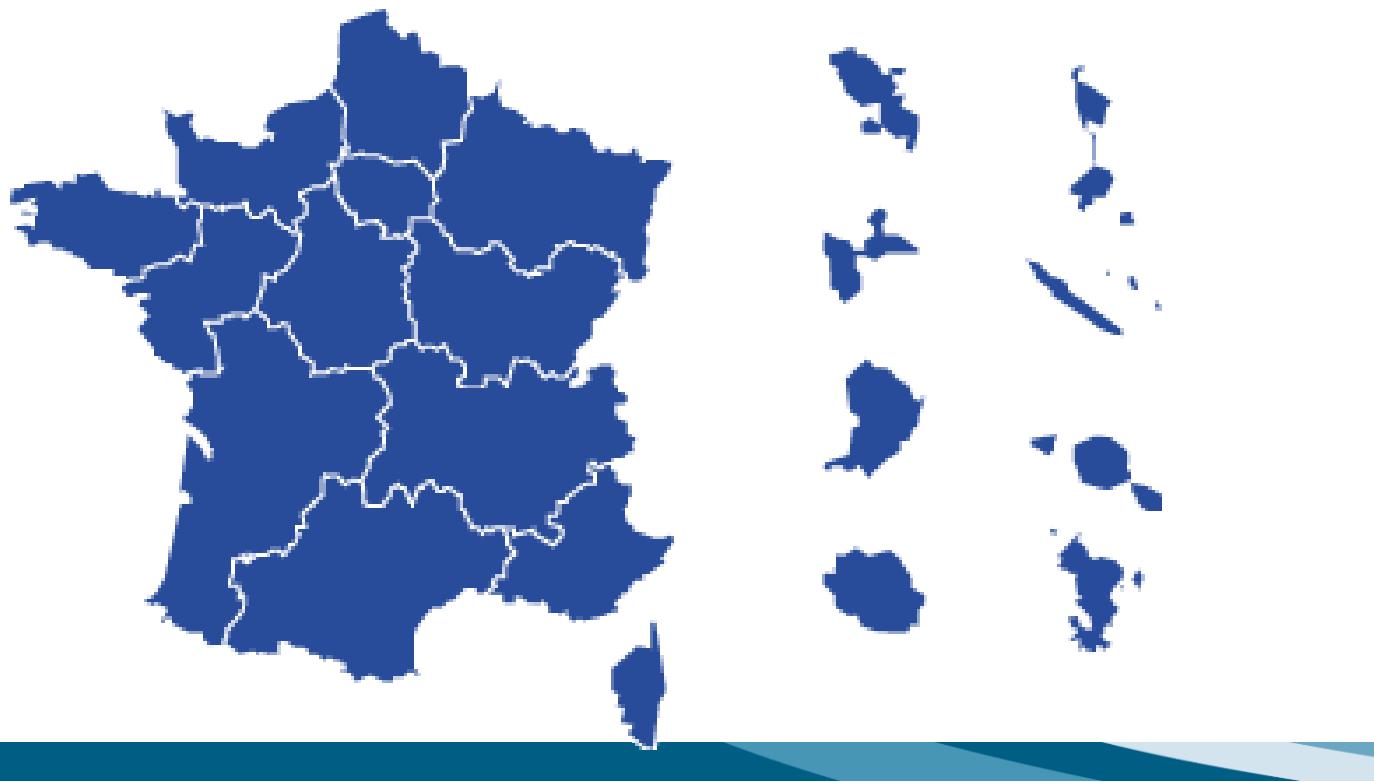
- **Fonctionnement d'une flotte de 35 bus H₂ sur une année**

Hypothèse considérée : 15 kg/H₂/100 kms avec un kilométrage moyen de 100 kms 90% de l'année.

ou

- **Fonctionnement de 2 navettes maritimes sur une année**

Hypothèse considérée : 200 passagers et 120 miles nautiques/jour, avec une consommation estimée à 400 kg H₂/jour.



C. STRATEGIE SUR LES TERRITOIRES VOISINS ET INSULAIRES

C.1. STRATEGIE HYDROGENE

La France est l'un des premiers pays industrialisés à s'être doté d'un plan hydrogène dès 2018 puis d'une **stratégie nationale** en 2020. Cette stratégie a également été réaffirmée par la Première ministre dans le cadre de France 2030, avec des investissements massifs dans la structuration de la filière.

L'hydrogène est depuis longtemps utilisé dans l'industrie pétrolière et chimique, pour une consommation française totale d'environ 900 000 tonnes par an.

C.1.1. FRANCE METROPOLITaine

Dans l'optique de décarbonation des activités en France Métropolitaine, l'hydrogène décarboné est une des solutions retenue. Le développement de l'usage de cet hydrogène permet de répondre favorablement à plusieurs problématiques :

- D'un point de vue environnemental, l'hydrogène est une réponse à la **décarbonation de l'industrie et des transports**
- D'un point de vue économique, l'hydrogène permet de créer de **nouvelles filières** et, de ce fait, de **nouveaux emplois**
- L'usage de l'hydrogène décarboné répond aux souhaits de la France de **réduire sa dépendance aux énergies d'importation**.
- L'hydrogène décarboné permettrait également à la France d'assoir son indépendance technologique.

Dans le cadre du plan de relance, une enveloppe de 2 milliards d'euros est d'ores et déjà attribuée au développement de l'hydrogène décarboné. Au total, un financement de 7 milliards d'euros de soutien public est prévu jusqu'en 2030.

A travers le développement des technologies de l'hydrogène décarboné, la transition écologique s'accélère. En se tournant vers cette stratégie, la France fait émerger **trois priorités**.

- **Décarboner l'industrie** en faisant émerger une filière française de l'électrolyse
- Développer une **mobilité lourde** à l'hydrogène décarboné
- Soutenir la **recherche, l'innovation et le développement** de compétences afin de favoriser les usages de demain

Au niveau des territoires, c'est l'ADEME qui met en œuvre la stratégie nationale hydrogène en accompagnant les déploiements d'écosystèmes hydrogène via des appels à projets. Le principe est de rassembler des acteurs publics et privés en combinant à la fois les infrastructures de production ainsi que les usages potentiels, en partant toutefois d'usages identifiés qui permettent d'atteindre une taille minimum pour justifier des infrastructures et viser un équilibre économique acceptable pour l'ensemble des parties prenantes.

A travers ces appels à projets, l'ADEME soutient également la consolidation de la filière industrielle française Hydrogène (fabricants ou assembliers de véhicules, équipementiers, fabricants d'électrolyseurs et de piles à combustible, réservoirs, stations-service...) de façon complémentaire aux autres dispositifs prévus dans le cadre de la stratégie nationale H2.

Les appels à projets écosystèmes de l'ADEME de 2018 et 2020 ont permis de sélectionner 43 projets, représentant 32 écosystèmes dans les territoires métropolitains. En 2023, un nouvel AAP a été publié.

C.1.2. L'ADEME ET LES DEFIS DE L'HYDROGENE

Opérateur du plan France Relance, du Programme d'investissements d'avenir (PIA) et partenaire historique de la filière hydrogène, l'**Agence de la transition écologique (ADEME)** est au cœur du dispositif de soutien pour accompagner les innovations technologiques et le déploiement de solutions. Elle le fait en lien étroit avec les Régions, sur l'ensemble du territoire national.

En amont, l'**ADEME mobilise plusieurs types d'outils** pour encourager l'innovation : appels à projets de recherche, financement de thèses, accompagnement de démonstrateurs industriels

Ensuite depuis 2018, elle pilote l'appel à projets "Écosystèmes territoriaux hydrogène" pour favoriser un déploiement, associant infrastructures et usages de l'hydrogène dans l'industrie ou dans le domaine de la mobilité.

Opéré par l'ADEME depuis 2018, ces appels à projets permettent de soutenir financièrement les projets de déploiement de véhicules et d'installations de production et de distribution d'hydrogène, contribuant ainsi à structurer la filière française et européenne. Il est complémentaire à d'autres types d'aides dédiées à la filière, comme le soutien à l'innovation, le soutien au développement d'usines (IPCEI) ou encore le soutien aux coûts d'exploitation pour les électrolyseurs.

C'est dans ce cadre que l'ADEME propose le dispositif d'aide « **Études d'opportunité et de faisabilité du déploiement de l'hydrogène sur un territoire** » qui permet le co-financement de l'étude de pertinence initié par le Conseil Départemental et la CCIM. Ce dispositif a pour but d'initier ou d'approfondir la réflexion sur les besoins d'hydrogène renouvelable ou bas carbone sur les territoires, l'ADEME soutient les études préalables, en amont des décisions d'investissement dans des usages et infrastructures hydrogène.

Au-delà de ces outils de financement, l'ADEME mène des **réflexions sur le pilotage des politiques publiques et le rôle futur de l'hydrogène dans la transition écologique**.

C.1.1. ZONE NON INTERCONNECTEE

Les zones non interconnectées (ZNI) sont les territoires français non reliés au réseau électrique métropolitain continental. Il s'agit des territoires insulaires que sont la Corse, les départements d'outre-mer (Guadeloupe, Martinique, La Réunion, Mayotte, Guyane), les collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, la Polynésie française, Wallis-et-Futuna), la Nouvelle-Calédonie et les îles du Ponant et Chausey.

En premier lieu, la **stratégie nationale de l'hydrogène identifie les ZNI comme territoires prioritaires** pour le déploiement d'expérimentations de **stockage hydrogène** (Plan H2 2018) :

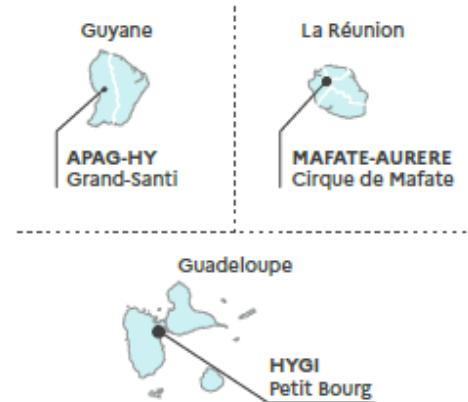
« En outre, au regard de l'objectif d'autonomie énergétique à 2030 dans les zones non interconnectées (ZNI) et des besoins forts pour la flexibilité des réseaux, ces territoires sont identifiés comme prioritaires pour des expérimentations et déploiements pilotes dans le domaine du stockage et notamment de l'hydrogène. »

A noter qu'une étude de même nature à celle-ci a été mise en œuvre à la Réunion, en cours d'élaboration par la SPL Horizon Réunion et séquencée en 3 phases chronologiques :

- 1 - Etat des lieux (publié en mai 2023)
- 2 - Scénarios de déploiement (à venir)
- 3 - Approfondissement et stratégie de déploiement 2030-2035 (à venir)

Les AAP Ecosystème de l'ADEME sont également ouverts au ZNI, et à ce jour il a été recensé 3 projets lauréats :

- **Guyane:** APAH-HY Grand-Santi
Site isolé non raccordé au réseau
Centrale PV + stockage batterie + hydrogène
Electrolyseur de 10kW, stockage H2 76kg et PAC de 7,5 kW
Budget total de 1,9 M€
- **La Réunion:** Aurère
Micro-réseau sur site isolé
Centrale PV + 2 électrolyseurs de 5,5 kW
En complément de la batterie lithium, appont et secours par l'hydrogène (69 kgs)
Budget total : 0,57 M€
- **Guadeloupe:** HYGI Petit Bourg
Unité de production d'1MW associée à une installation PV
Alimentation des bus pour le transport de voyageurs



Au vu de ces projets et des autres études menées au niveau des ZNI, la stratégie hydrogène sur ces territoires se concentre sur :

- Le transport
- Les usages stationnaires
- Les sites isolés

Outre ces projets lauréats de l'AAP Ecosystème, d'autres projets ZNI ont également vu le jour, à savoir :

- **Guyane:** CEOG
Plus grand projet au niveau mondial de centrale électrique à hydrogène avec stockage
Centrale PV 55 MWc | BESS lithium 40 MWh | Electrolyseur de 16 MW, stockage de 140 MWh d'H2
Puissance électrique fixe de 10 MW la journée, 3 MW la nuit
- **Guyane:** Centre spatial
Financement FEDER
45 tonnes/an
- **Corse:** Corstyrène
Fonctionnement des chariots élévateurs FENWICK à H2 avec ses propres stations

Le retour d'expérience des **projets ZNI** via l'AAP ADEME Ecosystème montre qu'il est nécessaire de financer des **surcoûts important** en comparaison à des projets en France Métropolitaine. Du fait des surcoûts locaux et de la petite taille des projets, les projets en ZNI restent plus élevés que la moyenne nationale, ce qui implique des taux d'aides nécessaires restant supérieur.

De plus, le nouvel AAP sortir en 2023 diffère des précédents, car ce dernier est basé sur une **logique de mise concurrence** des projets sur un critère d'€ d'aide publique divisée par la quantité de CO2eq évitée par les usages. Les usages stationnaires ne sont également plus éligibles à cet AAP. S'il est toujours possible aux porteurs de projets de ZNI d'y répondre, ces éléments ne militent toutefois pas en leur faveur.

L'espoir d'un AAP adapté aux ZNI reste envisageable puisque l'ADEME y travaille actuellement, bien que sous réserve de validation par le Ministère de la Transition Ecologique. Le cadre réglementaire n'est donc pas figé à ce niveau-là, et certains projets peuvent quand même voir le jour, tout dépendant du besoin d'aide.

Enfin, au niveau des ZNI il n'a pas été recensé d'applications utilisant directement la molécule d'hydrogène :

- Pas d'industrie lourde ou de processus utilisant l'hydrogène
- Besoins en chauffage très faibles voire nuls, pas de réseaux de gaz existants

Ainsi, les applications identifiables sur ces territoires pour l'hydrogène seront dans la plupart des cas identiques à **celles qui nécessitent de l'électricité, et où des solutions plus directes existent déjà**. La **pertinence** de la solution hydrogène sera alors à **évaluer au regard des usages** dans le cas où la solution tout-électrique montre ses limites.



D. IDENTIFICATION ET CIBLAGE DES ACTEURS POTENTIELS

D.1. APPLICATIONS IDENTIFIABLES

Suite aux échanges menés avec les parties prenantes de l'étude, il a été identifié 3 catégories d'usages d'applications identifiables :

➤ **Usages transport/mobilité:**

Mobilité lourde : bus, camions, navettes maritimes

➤ **Usages stationnaires:**

Alimentation de bateaux à quai

Groupes de secours sur industries

Electrification de sites isolés évitant le recours à un GE

➤ **Services système électrique:**

Flexibilité de la demande (via l'électrolyseur)

Arbitrage

Réserve secondaire

Parmi les acteurs mahorais présents sur le territoire, la liste ci-dessous présente les **acteurs susceptibles** d'être **intéressés** par la filière **hydrogène** au regard de leurs activités, et pour lesquels une demande d'entretien a été établie. L'objectif des entretiens était de donner un premier panorama du positionnement des acteurs vis-à-vis de l'hydrogène. A noter que la majorité des acteurs rencontrés ne se positionnent pas sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène : production, stockage, distribution mais principalement du côté utilisation.

Catégorie	Applications	Acteurs	Entretiens	Retours*
Mobilité lourde	Bus et navettes maritimes	CADEMA	Oui	-
	Cars scolaires	TRANSDEV	Oui	-
	Transport maritime	STM	Oui	-
	Poids-lourd	COLAS	Oui	-
Usages stationnaires	Alimentation de bateaux à quai	SGTM	Non	Non
		MCG (Port de Longoni)	Non	Oui
	Eviter/remplacer le recours aux groupes électrogènes	SMAE	Oui	-
		CHM	Oui	-
Services système électrique	Soutien au réseau et services	EDM	Oui	-
		ALBIOMA	Oui	-
		TOTAL ENERGIES	Oui	-
		MAESHA	Non	Oui

Parmi les 12 acteurs identifiés, 9 acteurs ont pu être rencontrés, ce qui traduit un **taux de réponse satisfaisant**. Il peut également être noté que l'ensemble des acteurs identifiés sur le **secteur de la mobilité lourde** a répondu favorablement aux entretiens, ce qui souligne l'intérêt des porteurs de projet sur ce secteur. C'est aussi un des secteurs en fort développement sur Mayotte.

Pour la partie portuaire, l'acteur privé MCG a pu apporter une réponse soulignant son intérêt, mais l'entretien n'a pu être mené faute de retour tardif et de disponibilité de leur part.

Concernant le programme européen **MAESHA**, ce dernier avait initialement pour vocation d'étudier la décarbonation des systèmes énergétiques par l'intégration d'EnR et de stockage, notamment grâce à l'hydrogène. Le scope de l'étude a toutefois été limité à l'élaboration de spécifications pour faciliter les premiers démonstrateurs H₂ dans les ZNI dans une logique de réplicabilité. Un premier contact a pu être établi mais **sous réserve de confidentialité** aucun élément n'a pu être transmis. Le projet est réalisé en partenariat avec EDM avec qui des échanges ont été établis, et une restitution de cette étude est prévue pour 2024.

Pour chacun des acteurs rencontrés, la synthèse des échanges est présentée sous forme de tableaux reprenant les éléments qualitatifs suivants :

- Projets identifiés
- Enjeux clés et enseignements principaux

D.1.1. MOBILITE LOURDE

Catégorie et applications	Acteurs rencontrés	Synthèse
Mobilité lourde	Bus et navettes maritimes	<ul style="list-style-type: none"> ➤ TCSP Caribus : motorisation <p>Solution diesel-(hybride?) pour l'instant retenue, encore à l'étude</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Navettes maritimes : marché infra (pontons) 1^{er} trimestre 2024 <p>Lancement d'un marché prévu pour 5 navettes</p> <p>Motorisation non définie, accompagnement par un cabinet pour étude comparative</p>
	Cars scolaires	<p>Rôle d'exploitant : parc de 300 cars scolaires)</p> <p>H₂ : solution développée par Bureau d'Etudes TRANSDEV (Réunion & Métropole)</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Cars scolaires : pas d'enjeux sur l'autonomie au vu du service et du faible kilométrage ➤ Réflexion à porter davantage sur le réseau interurbain avec des distances plus importantes
	Transport maritime	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Actuellement motorisation diesel-électrique pour barge et amphidromes ➤ Réflexion sur le déploiement de 2 lignes pour aller jusqu'à Longoni et Iloni (barge mix passagers + PL) : distance plus importante qui pourrait être plus pertinente pour l'hydrogène
	Poids-lourd	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Transformation d'une partie du parc de VL et VUL en basculant en électrique ➤ Parc de 100 Poids-Lourd ➤ Réflexion à porter pour la décarbonation des engins de chantier

D.1.2. USAGES STATIONNAIRES

Catégorie et applications		Acteurs rencontrés	Synthèse
Usages stationnaires	Eviter/remplacer le recours aux groupes électrogènes	SMAE	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 6 usines et 4 stations de pompage ~20 Groupes électrogènes utilisés en secours (puissance allant de 20 à 1 000 kVA, liste transmise) ➤ Echanges avec EDM pour le sujet de l'effacement : quelques groupes sur 2 sites utilisés à cette fin en 2023
		CHM	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Priorisation d'investissement : <ul style="list-style-type: none"> - à court terme : développement d'opérations sur sites existants - à moyen terme : création d'un deuxième hôpital à Combani ➤ Groupes électrogènes secours : 5 GE - Puissance de 900 kVA ➤ Au vu de la criticité du secours, très prudent sur les solutions hydrogène car volonté de recourir à des solutions fiables et éprouvées sur les dernières années

D.1.3. SERVICES SYSTEME ELECTRIQUE

Au niveau des services que peut apporter l'hydrogène au réseau électrique, un intérêt est notable pour celui de la **réserve rapide**, rendu possible par la **flexibilité de fonctionnement d'un électrolyseur (capacité à fonctionner en surcapacité pendant une durée limitée : 200% pendant 30min pour un électrolyseur PEM)**, mais **sous réserve qu'il soit déjà installé et justifié** au sein d'un écosystème.

Catégorie et applications		Acteurs rencontrés	Synthèse
Services système électrique	Soutien au réseau et services	EDM	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Priorité donnée sur la conversion des centrales de production vers les biocombustibles ➤ Projets de stockage développés avec ALBIOMA et TOTAL Energies avec solution batteries (en attente d'éléments du service Systèmes) ➤ Etude en cours sur l'augmentation du seuil réglementaire de déconnexion ENR au-delà de 36% <i>(en attente du retour du service Systèmes)</i>
		ALBIOMA	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Déploiement d'un projet de stockage avec EDM : service d'arbitrage : 7,4 MW / 15 MWh ➤ Filière hydrogène : intérêt éventuel pour un couplage avec des centrales photovoltaïques
		TOTAL ENERGIES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Déploiement d'un projet de stockage avec EDM pour service de réserve rapide (REX en cours) : 4 MW / 2 MWh ➤ Pas de velléités à développer l'hydrogène sur le territoire mahorais qui ne rentre pas dans leur feuille de route stratégique

D.1.4. SYNTHESE DES INTERETS ET PERSPECTIVES D'USAGES

Toujours sur les 3 catégories d'usages, l'exercice suivant proposer de montrer les intérêts et les usages pour l'ensemble des acteurs, même ceux qui n'ont pas pu être interrogés. Afin de partir des usages vers la solution comme le veut la logique des écosystèmes hydrogène, l'évaluation des usages proposés ici est établie selon **2 facteurs sur une échelle de 0 à 5** :

- la pertinence P du recours à l'**hydrogène** pour les usages (au regard d'autres solutions)
- La maturité M des projets / usages identifiés (leur concrétisation à court/moyen terme)

Ces 2 indicateurs vont donc permettre de caractériser les projets du côté des acteurs, et de cibler les usages qui seraient les plus pertinents. Un exemple est donné pour illustrer ces 2 facteurs : un usage pour lequel l'hydrogène serait pertinent, mais où le projet en question reste encore non mature se verrait doté d'un classement P:4 | M:1.

Suite aux entretiens menés avec les acteurs, voici la **synthèse de leur positionnement** sur l'hydrogène, ainsi que l'**évaluation des usages** potentiels de leur activité.

	Entités interrogées et identifiées	Intérêt pour l'H2				Perspective des intérêts en usages et indicateurs de pertinence-maturité correspondant (de 0 à 5)							Freins au développement H ₂ identifiés
		Fort	Modéré	Faible	Nul	VL	VUL	Camions	Cars scolaires	Bus	Navettes maritimes	Engins de chantier	
Mobilité lourde 	CADEMA	X							P:2 M:3	P:3 M:1			Considérations économiques : coûts d'acquisition de véhicules H ₂ trop onéreux et surcoûts d'exploitation (électrolyseurs, véhicules, aménagements des dépôts)
	TRANSDEV	X							P:0 M:2	P:2 M:3			Acteurs publics et privés en incapacité d'absorber le surcout de la technologie seuls
	STM	X									P:3 M:1		Concurrence d'autres technologies alternatives comme le GNV, l'électrique à batterie ou le biocarburant
	COLAS	X				P:1 M:2	P:2 M:3					P:2 M:1	Crainte de l'approvisionnement en hydrogène Disponibilité des véhicules auprès des constructeurs Dissuasion des fournisseurs vis-à-vis de l'insularité et des particularités climatiques
Usages stationnaires 	Entités interrogées et identifiées	Intérêt pour l'H2				Perspective des intérêts en usages et indicateurs de pertinence-maturité correspondant (de 0 à 5)							Freins au développement H ₂ identifiés
	Entités interrogées et identifiées	Fort	Modéré	Faible	Nul	Groupes électrogènes de secours	Sites isolés	Alimentation à quai	Chantiers de construction	Évènements éphémères			Surcoûts importants pour une utilisation ponctuelle prévue pour du secours
	SMAE			X		P:1 M:2	-	-	-	-			Fiabilité des solutions pour des usages de secours
	CHM			X		P:1 M:2	-	-	-	-			Cadre réglementaire sur la rémunération des contrats d'effacement
	MCG*			?		-	-	?	-	-			Compétences et main d'œuvre nécessaire
Services système électrique 	Entités interrogées et identifiées	Intérêt pour l'H2				Perspective des intérêts en usages et indicateurs de pertinence-maturité correspondant (de 0 à 5)							Freins au développement H ₂ identifiés
	Entités interrogées et identifiées	Fort	Modéré	Faible	Nul	Stockage ENR / Arbitrage	Réserve rapide 30min	Réserve lente	Arbitrage saisonnier				Concurrence d'autres technologies alternatives : batteries lithium-ion, air comprimé, volant d'inertie, STEP,...
	EDM		X			P:1 M:1	P:2 M:2	P:1 M:1	P:1 M:0				Réserve rapide : intérêt notable via la flexibilité de fonctionnement d'un électrolyseur sous réserve qu'il soit déjà installé et justifié économiquement par d'autres usages
	ALBIOMA		X			P:1 M:1							Surcoût important des installations
	TOTAL ENERGIES			X		P:1 M:1							
	MAESHA*		X			-	-	-	-				

D.1.5. SIMULATION SUR UNE CONSOMMATION POTENTIELLE

Toujours sur la base d'un exercice prospectif de premier ordre, il est proposé de retenir les **usages les plus pertinents et les plus matures**, puis de les traduire quantitativement en une consommation potentielle d'hydrogène.

Ont ainsi été retenus **4 usages**, présentés dans le tableau ci-dessous. Les hypothèses pour la conversion d'usages utilisant l'hydrogène se veulent prospectives et optimistes afin de réaliser un **scénario volontariste** qui puisse être dimensionnant. Les hypothèses considérées pour la consommation équivalente en hydrogène des équipements proviennent quant à elles de retours d'expérience et du travail d'analyse bibliographique mené au sein de cette étude.

	<i>Nombre retenu</i>	<i>Hypothèse considérée</i>	<i>Nombre estimé pour un passage à l'hydrogène</i>	<i>Besoins sur l'usage</i>	<i>Consommation H₂/besoins</i>	<i>Conso kgH₂/jour</i>	<i>Conso totale H₂ annuelle</i>
Camions	Parc PL Colas : 100 16 camions benne 32 T	Renouvellement de 10 camions benne 32 T	10 Poids-Lourds 32 T	100 kms_{moyen}/jour	15 kg _{H₂} /100km	150 kgH ₂ /jour	38 t
Bus	40 véhicules (acquisition court-terme réseau transport interurbain)	Renouvellement de 20% du matériel roulant en H ₂	8 bus	300 kms_{moyen}/jour	20 kg _{H₂} /100km	480 kgH ₂ /jour	158 t
Maritime (navettes maritimes, barges, amphidromes)	8 unités	1 navette maritime CADEMA	1 navette maritime	200 passagers 120 milles/jour <small>24 000 milles.passagers/jour 2 kg_{H₂}/passager/120 milles</small>	400 kgH ₂ /jour	400 kgH ₂ /jour	131 t
Groupes électrogènes de secours	24 GE	Renouvellement de 10% des GE en hydrogène	2 GE Puissance 250 kW	24 MWh_{moyen}/an <small>fonctionnement pleine capacité sur 96h</small>	100 kg_{H₂}/MWh	-	3 t
Conso Total journalière (kg H₂)						~1 000 kg H₂/jour	330 t

Figure 9 : simulation sur une consommation potentielle d'H₂

Ce travail exploratoire permet de rendre compte des ordres de grandeur que pourrait constituer un déploiement de la filière hydrogène sur Mayotte. La consommation journalière estimée pour ces usages serait de l'ordre de 1 000 kg H₂/jour ce qui équivaut à un électrolyseur de l'ordre 2,5 MW pour en assurer la production. Les éléments dimensionnants pour la mise en place d'un tel écosystème seraient :

- **la conversion d'une flotte de bus.**
- **la mise en place de navettes maritimes à hydrogène.**

❖ Bus Hydrogène

Au niveau des bus, bien que la solution tout-électrique existe, **l'autonomie des véhicules** reste limitée par leur **poids**, le **relief** (pouvant être vallonné sur le territoire) ainsi que les besoins de **climatisation** non négligeables sur Mayotte.

Sur ces usages spécifiques, il serait alors nécessaire **d'augmenter la flotte** de bus électriques pour assurer les mêmes rotations qu'avec un véhicule thermique ou mettre en place des **solutions de recharge** sur le **parcours** des véhicules, ce qui **augmente les coûts**.

Avec une autonomie des véhicules lourds à hydrogène se rapprochant des véhicules thermiques, la solution **hydrogène** pourrait alors être **pertinente**. Une modification de la carburation des bus afin d'intégrer les biocarburants serait également envisageable. Une étude plus approfondie sur une ligne dédiée (celle nécessitant le plus d'autonomie pour les bus) permettrait de réaliser **l'étude comparative technico-économique entre ces différentes solutions**.

En France métropolitaine, plusieurs écosystèmes lauréats intègrent notamment une flotte de bus H₂:

- FEBUS, Pau
- AuxHYGen, Auxerre
- HyPort, Toulouse
- H2 Ouest, Le Mans
- Ecosystème Dijon
- THETYS, TCL Lyon
- H2 Créteil
- H2_NFC Belfort
- LH2 Le Havre
- LHyMo, Limoges



❖ Navette maritime

A Mayotte, le **transport maritime** apparaît comme un **usage spécifique au territoire**, et déjà utilisé entre Petite-Terre et Grande-Terre. Le développement du transport maritime interurbain pour les personnes ainsi que pour les marchandises permettrait de **décongestionner** des lignes routières déjà très saturées. Au niveau de la filière hydrogène, ce mode de transport apparaît comme **une opportunité d'usage** qui mériterait un **approfondissement** pour la faisabilité d'un **projet pilote / démonstrateur**.

Comme pour les bus, ce type de transport reste un usage où la solution tout-électrique atteint ses limites : puissance significatives des navires, poids des batteries trop importants, vitesse, autonomie.

Restant novateur, cet usage ne bénéficie pas encore d'une maturité technique approuvée pour la solution hydrogène. De **premiers démonstrateurs français** ont déjà vu le jour récemment. Le travail d'analyse bibliographique a permis de recenser les caractéristiques et la maturité de ces démonstrateurs, présenté dans le tableau ci-dessous. Le projet Hylias apparaît comme le projet de navire à passagers à propulsion hydrogène électrique le plus abouti en France.

	Hylia	Hyseas	Neptech NepShuttle NepRiver	Neptech Nepferry
Longueur	24 m	26 m	24 m	12m
Nombre passagers	200	200	200	50
Puissance	2 x 110 kW	2 x 240 kW	2 x 80 kW	?
Motorisation	PAC + batteries	PAC (Full H2)	?	?
Stockage H2	120 kg +120 kWh de batterie	260 kg	88 kWh de batterie	?
Autonomie	?	10 h	210 miles (11h)	?
Vitesse	12 nœuds	12 nœuds	19 nœuds	15 nœuds
Statut	<i>Mise en service prévue 2024 Document de restitution des études AVP transmis en annexe</i>	<i>Solution adoptée écosystèmes Hynomed & Hynovar Hyseas : liquidation judiciaire en juillet 2023..</i>	<i>Test effectués au lac de Peyrolles en juin 2022 sur prototypes Etude comparative pour la propulsion : batterie électrique, H2 gazeux, H2 liquéfié et HydroSil Encore au stade de développement</i>	



D.1.6. FORMATION ET COMPETENCES

Suite aux entretiens menés avec les acteurs, le niveau de connaissance sur la filière hydrogène reste logiquement **très basique**, et aucune veille technologique n'est établie à ce niveau. La majorité des acteurs rencontrés ne se positionnent pas sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène : production, stockage, distribution mais principalement du côté utilisation.

Outre les infrastructures, la mise en place d'un écosystème hydrogène **impliquerait** également la nécessité d'une **montée en compétence** sur le sujet avec le **développement de nouveaux métiers** restant à créer.

Dans son livre blanc Compétences métiers [France Hydrogène, 2021], France hydrogène répertorie 84 métiers avec des niveaux de spécialisation dans l'hydrogène plus ou moins importants.

Parmi ces métiers, plus de la moitié concernent la conception et la fabrication d'équipements hydrogène, en lien avec l'objectif de développement d'une filière française de l'électrolyseur. Le tableau ci-dessous liste les **28 métiers** qui concernent **l'exploitation et la maintenance des équipements hydrogène** (métiers qui seraient à développer sur le territoire). Parmi ces métiers, seuls 5 nécessitent des connaissances avancées sur l'hydrogène, 18 nécessitent des connaissances de base sur l'hydrogène et 5 aucune connaissance spécifique.

Cela permet de se doter d'une première vision **sur la ressource humaine et les compétences** associées qui seraient nécessaires pour le **déploiement de la filière**.

Expertise sur l'hydrogène	Connaissances de base sur l'hydrogène	Pas de connaissances particulières
Ingénieur R&D Ingénieur électrique Ingénieur de maintenance Ingénieur d'exploitation Ingénieur sûreté, risques*	Ajusteur-Monteur Chauffeur de bus hydrogène Conducteur de camions hydrogène* Ingénieur automaticien* Ingénieur génie climatique Ingénieur généraliste Monteur Assembleur Opérateurs de production sur sites industriels Plombier chauffagiste Réparateur de matériel ATEX* Soudeur* Technicien automaticien * Technicien chimiste* Technicien de maintenance* Technicien gaz* Technicien mécanicien Technicien mise en service Tuyauteur-Canalisateur*	Electromécanicien* Electronicien de puissance Electrotechnicien Ingénieur data Technicien électricité

*certificats demandés : ATEX, HAZOP, HAZID ou ADR

Métiers en rouge : métier en tension (difficultés de recrutements)

Figure 10 : Liste des métiers hydrogène concernant l'exploitation et la maintenance des équipements [France Hydrogène, 2021]



E. CONCLUSION GENERALE DE L'ETUDE

E.1. CONCLUSION

Sur Mayotte, la dépendance aux énergies fossiles reste très marquée, avec une électricité restant aujourd’hui fortement carbonée. La volonté de progresser le plus rapidement vers un mix décarboné se retrouve dans la Programmation Pluriannuelle de l’Energie où la conversion de centrales thermiques a été entériné. Cela s’inscrit dans une situation où la demande énergétique est en hausse, du fait du contexte économique et social. Cela amène également la volonté de développer l’offre de transports en commun, qui pourrait présenter une opportunité pour l’hydrogène. Bien que ce vecteur énergétique reste un « impensé » de la PPE, la révision de cette dernière en 2028 pourrait être un jalon pertinent pour de possibles réorientations sur la filière. Enfin, la situation sur la disponibilité en eau, bien que critique, ne représenterait pas un réel problème de ressource au vu des faibles volumes, ni de fonctionnement de l’équipement qui reste flexible, mais restera néanmoins une problématique politique à considérer.

Aujourd’hui, la production de l’hydrogène par électrolyse de l’eau est la technologie la plus mature, mais impose une électricité décarbonée. Sur le territoire mahorais, l’absence d’industrie lourde conduit au fait qu’aucun usage direct de la molécule d’hydrogène ne puisse être fait. Les usages finaux resteront alors d’ordre électrique via une pile à combustible pour la mobilité et le stockage. Ces usages viendront alors en concurrence directe avec des solutions tout-électrique présentant un rendement supérieur au rendement de l’ensemble de la chaîne hydrogène de 18 à 40%, encore trop faible mais difficilement améliorable.

Pour les ZNI, l’Appel à Projets ADEME existant à ce jour pour les Ecosystèmes H₂ n’est pas vraiment adapté. Les aides publiques sont basées sur des critères de décarbonation et aujourd’hui fléchées prioritairement vers l’industrie. Le surcoût sur Mayotte reste important, sur un marché de l’H₂ Vert mondial en cours de constitution, et renforcé par l’insularité.

Au regard des acteurs interrogés, la mobilité collective apparaît comme l’usage le plus pertinent à développer pour 2 types de transport interurbains : les bus et les navette maritimes. Les coûts de la filière et l’obligation de maturité des équipements H₂ limitent toutefois un développement rapide de la filière. Ces deux usages représentent des opportunités qui seraient à étudier plus profondément.

Les acteurs restent peu matures sur l’hydrogène, et il n’y a ce jour pas d’acteur « assemblier » de la filière hydrogène sur Mayotte qui pourrait combiner production, stockage, distribution et usages.

La mission appelle à privilégier les usages les plus pertinents, pour lesquels des substitutions se révèlent difficiles, en prenant en compte le rendement énergétique, le coût des technologies et l’efficacité environnementale des carburants ou vecteurs énergétiques.

E.2. OUVERTURE

Au regard des spécificités du territoire, un démonstrateur ou un premier usage à cibler pourrait être la mise en place de navettes maritimes interurbaines. Ce mode de transport est déjà existant sur Mayotte, mais limité sur la distance entre Petite-Terre et Grande-Terre. Dans le cadre du Plan Global Transports et Déplacements de Mayotte, plusieurs liaisons et navettes maritimes sont identifiées afin de décongestionner le trafic routier. Cet usage serait difficile à mettre en place par une solution uniquement électrique, et l’hydrogène pourrait ainsi être pertinent. Ce mode de transport apparaît comme une opportunité d’usage qui mériterait un approfondissement pour la faisabilité d’un projet pilote / démonstrateur. A ce titre, la restitution d’une étude de faisabilité technico-économique présentée en février 2022 pour le projet de navette maritime Hylias est disponible en annexe 1.

F. ANNEXES

ANNEXE 1 : RESTITUTION DES ETUDES HYLIAS