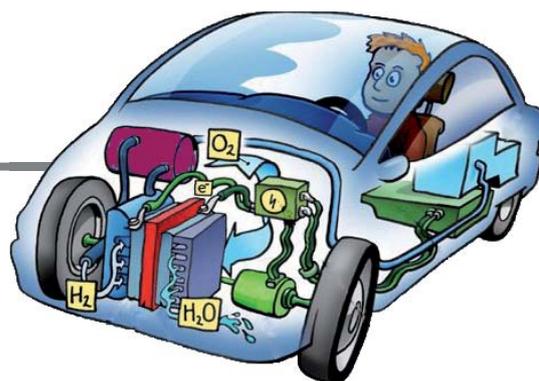


HYDROGÈNE et TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

■ INTRODUCTION

- Longtemps perçue comme une technologie « d'après-demain », la filière hydrogène énergie connaît une accélération des innovations et progrès qui peut bousculer notablement l'agenda des technologies en place ou en plein développement. Plusieurs marchés de niche sont apparus, par exemple la logistique et l'approvisionnement de flottes captives.
- Même si le développement de la filière hydrogène reste aujourd'hui un pari sur l'avenir, en raison de fortes incertitudes sur les coûts et bénéfices, y compris non monétaires, les enjeux



pour l'industrie française sont très importants.

- La France possède apparemment les éléments d'une filière complète, allant de petites entreprises à des grands groupes, et appuyée par des organismes de recherche puissants. Mais la logique de réseau reste insuffisante et les réalisations sur le terrain national sont en deçà du potentiel.

Source : Rapport sept 2015 du conseil général de l'économie et de l'environnement et du développement durable.

Commandée par la DREAL Normandie, la présente fiche a vocation à réaliser une synthèse sur les principaux enjeux de contribution de l'hydrogène à la transition énergétique.

ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

■ LA PRODUCTION D'HYDROGENE

Aujourd'hui, un peu plus de 900 000 tonnes d'hydrogène sont produites et consommées chaque année en France, essentiellement pour des applications industrielles (power to chemical). La quasi totalité de l'hydrogène produit provient de la décomposition d'hydrocarbures (vaporeformage du méthane), au coût de **1,5 €/kg d'H2** (prix de production en usine, sans compter la distribution).

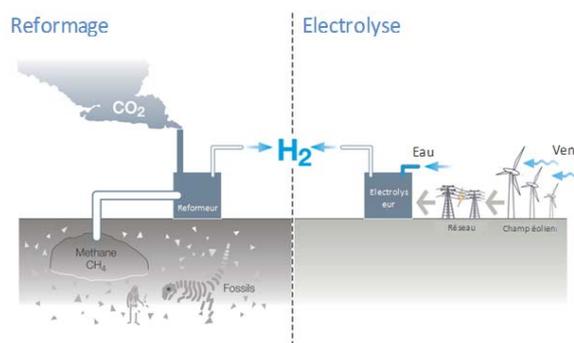
Face aux procédés fossiles, l'électrolyse de l'eau (décomposition de l'eau en Oxygène et Hydrogène en utilisant du courant électrique) est susceptible d'apporter de grosses quantités d'H2 en réduisant les émissions de GES. Néanmoins, en termes d'impact environnemental, l'intérêt de ce procédé dépend bien évidemment du mix énergétique utilisé :

Mix énergétique	Émissions de CO2 pour produire 1 tonne d'H2
Européen	20 tonnes
Français	5 tonnes
100 % nucléaire et renouvelable	0,3 tonne

Dans l'hypothèse d'une usine de production massive utilisant des électrolyseurs à coût réduit par l'industrialisation, l'on pourrait atteindre des coûts de **3 €/kg d'H2** pour une électricité à 40 €/MWh (source conventionnelle, non ENR). **L'on retiendra que le coût de production de l'hydrogène par électrolyse reste environ 2 fois plus élevé que le coût de production conventionnel par vaporeformage.**

En vue d'une filière totalement propre, on pourrait coupler ce procédé à une électricité de type ENR. Dans ce cas de figure, le coût de production pourrait être de 3 à 8 fois plus élevé.

L'hydrogène produit de façon centralisée par vaporeformage du gaz naturel est généralement liquéfié ou fortement comprimé pour pouvoir être transporté. Cette étape a un coût énergétique important (les grands clients industriels s'approvisionnent aux alentours de 10 à 20 €/kg d'H2).



source : inetnet site Mission Hydrogène

ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

■ LES APPLICATIONS DE L'HYDROGENE

On distingue généralement 4 grandes applications:

Power to chemical (Hydrogène industriel)

Utilisé essentiellement pour 2 applications industrielles : la chimie (production d'ammoniac) et le raffinage. Actuellement, l'hydrogène utilisé dans l'industrie provient à 95% du réformage du gaz naturel avec pour conséquence un très mauvais bilan carbone (**10kg de CO2 par kg d'H2 produit**)

Power to mobility

Utilisé dans des piles à combustibles pour alimenter des véhicules électriques ou en mélange avec du gaz naturel pour alimenter des moteurs à combustion interne

Power to power

Utilisé pour les systèmes isolés (off grid) ou des systèmes insulaires

Power to gas

- **Injecté directement** dans les réseaux de gaz naturel à raison de quelques pour cent, ce qui est techniquement possible.
- **Par méthanation**, ce qui permet de s'affranchir des difficultés liées aux limites physiques de l'injection directe

La méthanation : ou l'H2 pour recycler le Co2

L'hydrogène, combiné au CO2, permet de former n'importe quel hydrocarbure, et notamment du méthane ou gaz naturel. L'hydrogène produit par les ENR, ou par l'électricité nucléaire la nuit, pourrait transformer le CO2 émis par certaines usines en gaz naturel injecté dans le réseau. **Recyclage du CO2 et stockage de l'électricité sont ainsi réalisés conjointement.**

En raison de son coût de production, la formule power to gas, n'apparaît pertinente que lorsque l'électricité d'origine ENR atteint 40 à 50 % du mix énergétique de la production électrique.

HYDROGENE ET ENR

L'Hydrogène constitue aussi un moyen de stocker de l'électricité renouvelable intermittente (photovoltaïque / éolien) : le principe est d'utiliser l'électricité excédentaire en heures creuses pour produire de l'hydrogène et de l'utiliser :

- soit pour alimenter des utilisateurs industriels d'hydrogène (qui l'utilisent aujourd'hui à partir d'énergies fossiles). **Power to chemical**
- soit pour produire de l'électricité à l'aide d'une pile à combustible (PAC), en période de pointe de consommation ou aux heures où l'énergie renouvelable n'est plus disponible. **Power to power**
- soit pour l'injecter dans le réseau de gaz naturel, qui peut absorber plusieurs pour cents d'hydrogène sans risque et créer ainsi des passerelles entre les réseaux électriques et gaziers. **Power to gaz**
- soit pour alimenter un réseau local de distribution d'hydrogène, une station service par exemple. **Power to mobility**

Aux conditions actuelles, de l'hydrogène produit par une éolienne dédiée à de l'électrolyse reviendrait à plus de 500 €/MWh, soit plus de 20 fois le prix du gaz naturel en Europe, plus de 50 fois aux États-Unis.

La production d'H₂ n'est intéressante d'un point de vue bilan carbone qu'à condition qu'elle soit faite à partir d'ENR et que sa production et distribution soit organisée en local. Une réflexion sur les meilleures implantations territoriales serait à engager.

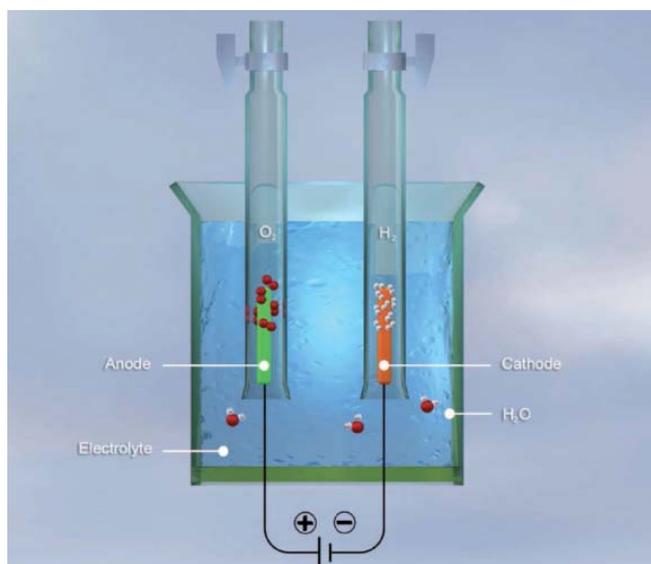
Une éolienne de 2MW produit de 4 à 6 millions de Kwh/an, soit de 77t à 115t d'H₂ par an. (52kwh pour produire 1 kg d'H₂)

HYDROGENE ET MOBILITE

Sommairement, un véhicule à hydrogène est un véhicule électrique qui tire son énergie de l'H₂ transformé en électricité grâce à une pile à combustible (PAC). Le fonctionnement d'une PAC est inverse à celui d'un électrolyseur.

Principe de la pile à combustible (PAC)

L'hydrogène est injecté à l'anode de la pile à combustible. Les molécules d'H₂ se dissocient en ions H⁺ qui migrent vers l'électrolyte et en électrons qui sont contraints de circuler dans un circuit qui génère un courant et donc de l'électricité. A la cathode, ces électrons se recombinaient avec les ions H⁺ et les molécules O₂ (issues de l'air ambiant) pour rejeter de l'eau H₂O.



source : CEA Saclay

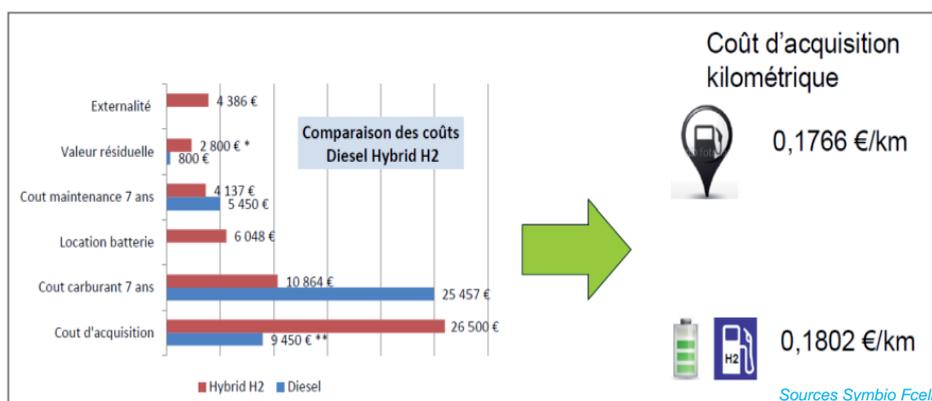
ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

- La PAC coûte près de 500 € par KW de puissance. Pour un moteur de véhicule électrique moyen ayant une puissance de 60 à 70 KW, le coût de la PAC serait donc de 30 000€. Il conviendrait donc de diviser ce coût par un facteur de 10 avant tout développement de ce type de véhicule.
- L'H2 étant très léger (0,1g/litre), son stockage dans le véhicule ne peut se faire que sous haute pression (350 ou 700 bar) dans un réservoir en matériaux composites. Le CEA indique qu'à 700 bar, il faut 95 kg de réservoir pour stocker 5 kg d'H2 qui vont permettre l'autonomie de 500 km recherchés. Le coût d'un tel réservoir est estimé à 3000 €.

Face à ces constats, la France a développé la solution hybride du prolongateur d'autonomie basé sur une PAC :

L'autonomie des véhicules électriques étant à l'heure actuelle limitée (inférieure à 150 km pour la Renault ZOE), l'adjonction d'un dispositif PAC de petite taille (1 kg d'H2 au lieu de 5 KG), double l'autonomie initiale en minimisant les coûts d'investissement, tant sur le véhicule que sur la station de recharge.

Ci-contre, coûts comparés entre la Kangoo H2 et un véhicule diesel analogue :



À signaler également en matière d'électro-mobilité, les applications de niche de l'H2 aux engins de manutention. Ces derniers, lorsqu'ils fonctionnent en atmosphère confinée (équivalents thermiques bannis) peuvent supporter des surcoûts inhérent à la technologie de l'hydrogène.

Coût d'une station de distribution d'hydrogène

Il n'y a pas encore de standard concernant la pression de remplissage des stations, il en existe deux types : 350 bars et 700 bars. La différence entre les deux réside dans la puissance du compresseur et le système de refroidissement. D'après nos partenaires sur Eas-HyMob l'investissement sur une station 700 bars est 3 à 4 fois celui d'une station 350 bars.

Ensuite le prix varie en fonction de la capacité de distribution journalière d'hydrogène pour laquelle est dimensionnée la station. Le programme Eas-HyMob ne subventionne que deux types de stations :

- Station de 350 bars de capacité 20 Kg/j : 200 k€,
- Station de 350 bars de capacité 50 kg/j : 450 k€.

ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

■ LE POSITIONNEMENT DE L'ÉTAT

Le titre III de la loi de transition énergétique du 17 août 2015 porte sur le développement de transports « propres »

- **L'État et ses établissements publics** doivent respecter une part minimale de **50 %** de véhicules à faibles émissions de CO₂ et de polluants de l'air, tels que des véhicules électriques lors du renouvellement de leur parc.
 - **Les collectivités locales** doivent s'engager de leur côté à une part minimale de **20 %**. Tous les nouveaux bus et autocars qui seront acquis **à partir de 2025** pour les services publics de transport, devront être à faibles émissions.
 - **Les loueurs de voitures, les exploitants de taxis et de véhicules de transport avec chauffeur (VTC)** devront acquérir **10 %** de véhicules à faibles émissions lors du renouvellement de leur flotte.
- La Ministre de l'environnement a confié aux Conseils généraux de l'économie et de l'environnement et du développement durable une mission relative à :
la filière hydrogène énergie. Ce rapport, publié en septembre 2015, vise à proposer des mesures concrètes propres à lever les freins de son développement. Cette mission a dressé 20 recommandations pour développer la filière dont plusieurs font déjà l'objet d'applications concrètes. Parmi ces recommandations, la mission proposait le lancement d'un appel à projets pour développer une économie de l'hydrogène à l'échelle d'un territoire.
 - **Appel à projets « Territoires Hydrogènes »** : Ouvert depuis le 4 mai 2016 et clôturé le 30 septembre 2016, il vise à labelliser des projets de démonstration d'envergure mettant en œuvre le vecteur énergétique hydrogène dans des territoires.

En Normandie, 3 territoires travaillent à une candidature groupée pour déposer une réponse régionale à cet appel à projet : Le Havre, Caen et le Département de la Manche. Trois modes différents de production d'hydrogène seront ainsi proposés : à partir d'EnR, à partir de déchets de bois de classe B et à partir d'un électrolyseur.

ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

■ L'HYDROGENE EN NORMANDIE

- À Notre Dame de Gravenchon (76), **Air Liquide**, leader mondial des gaz industriels, a installé le plus grand site de production d'hydrogène en France, d'une capacité de 47 000 m³/h.



Air Liquide - Sources usinenouvelle.com



Air Liquide - Sources divergence-images.com

- A Gonfreville l'Orcher (76), **Total** a mis en service une unité de production d'hydrogène, notamment pour alimenter une unité de désulfuration du gazole installée dans la plus grande raffinerie de France.



Vue aerienne raffinerie Total - Sources usinenouvelle.com

ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

- Le pôle de compétitivité **MOV'EO** (R&D automobile / Mobilité et transports publics) accompagne les projets de développement de piles à combustible pour les transports. 2 régions composent le territoire de MOV'EO, l'Île-de-France et la Normandie. Il convient de citer dans ce cadre, le projet **GAPPAC** (Groupe Auxiliaire de Pile à Combustible). GAPPAC a bénéficié d'1,4 M€ de financements publics, pour réaliser un démonstrateur qui permet le développement d'un produit industriel et commercial sur le marché en pleine croissance de l'électricité à bord.



Stations à hydrogène dans la Manche [Sources ouestfrance.fr](http://Sources.ouestfrance.fr)

- Air Liquide a installé début 2015, une station de distribution d'hydrogène dans la ville de Saint-Lô dans la Manche. **Le Conseil départemental de la Manche** a été la première collectivité de France à s'équiper d'une telle station pour ses véhicules. Elle dispose d'ores et déjà d'une flotte captive de 15 véhicules.



Département de la Manche : projet BHYKE

Le Département de la Manche a reçu le soutien de l'ADEME pour son projet BHYKE, qui a pour objectif de tester en conditions réelles le vélo du consortium Easybike, Pragma Industries et Ataway avec ses infrastructures associées, à Saint-Lô et Cherbourg. C'est une ouverture vers le grand public, avec des vélos qui seront à la fois utilisés pour des déplacements domicile-travail (pour des personnes en insertion) et pour le tourisme. Le programme va débiter à partir du 1er janvier 2017.

ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

- **Rouen Métropole** prévoit l'ouverture d'une première station de distribution d'hydrogène pour fin 2016 (investissement de l'ordre de 200 000 €), a intégré le plan Eas-Hymob pour le développement de station H2 et réfléchit aux investissements nécessaires pour équiper ses flottes de transport public ou de services communautaires.



Stations à hydrogène dans la Manche Sources actu-rse.com

- **La Région**, en partenariat avec les sociétés SymbioFCcell et Serfim, s'est engagée dans un programme de mobilité hydrogène Normand, le programme **Eas-HyMob (Easy Access to Hydrogen Mobility = accès facile à la mobilité hydrogène)** qui a commencé début 2016 et s'étalera jusqu'en 2018. Ce projet est soutenu par un financement de l'Union Européenne à travers l'agence européenne INEA (Innovation and Networks Executive Agency) dans le cadre du programme d'infrastructure CEF-T (Connecting Europe Facility – Transports). Eas-HyMob doit permettre de constituer, à horizon 2018, un premier maillage de 15 infrastructures de recharge hydrogène sur les grands axes routiers normands reliant les grandes agglomérations. L'installation de chaque station de ravitaillement sera synchronisée avec le déploiement d'une flotte de véhicules hydrogène captifs assurant un usage quotidien. L'objectif est de développer un parc de 250 véhicules hydrogène. Le programme FEDER prend en charge 50 % des investissements initiaux liés à l'acquisition et à l'installation des stations.

Ce programme bénéficie d'un financement européen de 2,4 M€.



rencontres internationales - Sources www.normandie.fr

ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

■ ENJEUX ET PERSPECTIVES EN NORMANDIE

- Les applications potentielles de l'hydrogène sont multiples et la région Normandie possède en la matière des atouts indéniables sur l'ensemble de la filière : recherche et développement, production, conditionnement, distribution, valorisation dans des applications finales.
- La prise de conscience des acteurs normands quant à la nécessité de développer cette filière est réelle. Notamment, pour stocker les ENR et pour prolonger l'autonomie des Véhicules électriques en flottes captives privées ou publiques.
- Il conviendra donc d'encadrer et d'accompagner cette montée en puissance tout en sécurisant les acteurs en réduisant les obstacles administratifs et en mettant en place une réglementation adaptée. Dans ce cadre les DREAL peuvent d'ores et déjà faciliter les procédures relatives aux installations classées.
- A très court terme, la DREAL et les DDT pourront suivre les projets déposés dans le cadre de l'appel à projet « Territoires Hydrogènes » en lien avec les orientations en matière de NCT, retenus ou non.
- Pour minimiser l'attentisme entre déploiement des infrastructures et développement des usages, la DREAL pourrait organiser la concertation et accompagner les industriels dans le choix des sites destinés à accueillir les stations de recharge et valider les prescriptions de sécurité inhérentes à leur mise en place.
- Les DDT(M)s, la DREAL, la DIRNO et la DIRMER pourraient devenir un client précurseur pour initier le développement des usages et acheter par exemple un véhicule à hydrogène en fonction des implantations des stations et des besoins exprimés.
- La DREAL et les DDT(M)s pourraient concevoir un livret de promotion destiné à vulgariser le concept pour notamment engager les collectivités à jouer pleinement leur rôle d'utilisateurs précoces et identifier les verrous à lever au niveau du territoire afin de multiplier les usages.
- La DIRNO et la DREAL pourraient étudier les possibilités de mise à disposition gratuite de foncier le long des infrastructures non concédées éligibles aux projets FEDER (RN13, RN154, A28 ...) en vue d'une implantation de station.
- La DREAL pourrait suivre le futur contrat de filière Energie Normandie qui inclura un volet hydrogène pour accompagner le développement territorial de cette solution.

Zoom sur le programme EAS-HyMob

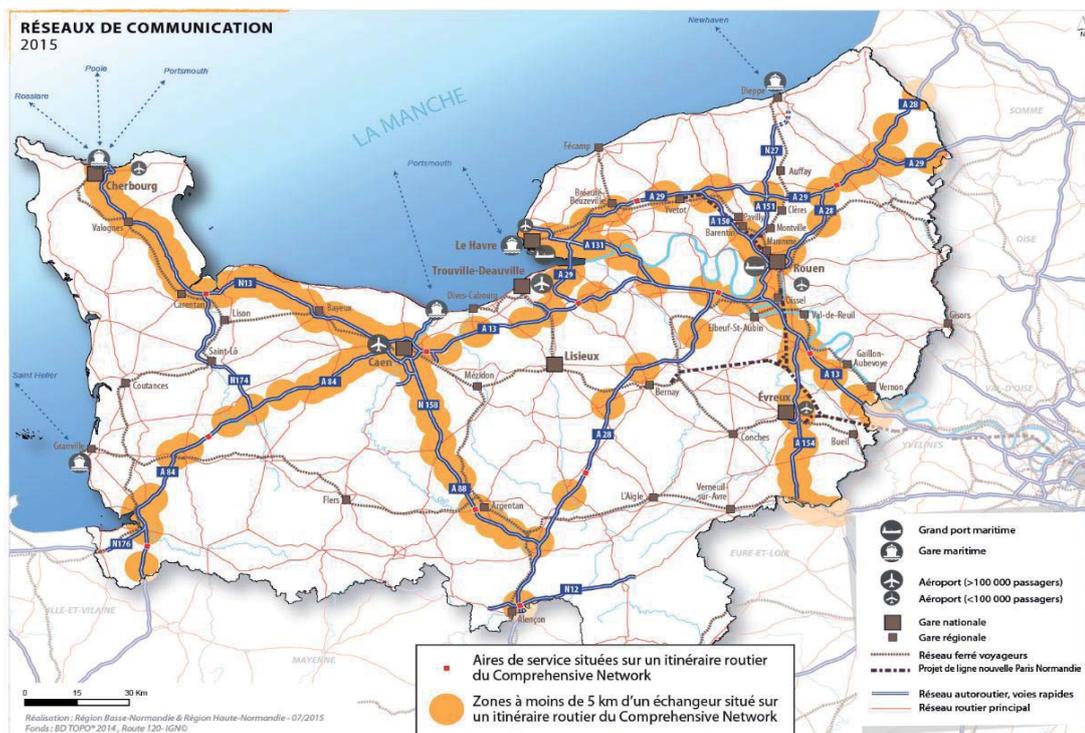


PROGRAMME EUROPEEN DE MOBILITE HYDROGENE EN NORMANDIE

Subvention pour l'installation et l'achat d'une station de recharge hydrogène

Les dossiers seront évalués selon trois critères, détaillés dans les tableaux ci-dessous (géographiques, fonctionnels et concernant le taux d'utilisation des stations). Ceux-ci présentent des critères de type destructif qui devront être obligatoirement remplis et de type sélectif, non obligatoires, utilisés pour classer les dossiers par ordre d'attractivité.

CRITERES GEOGRAPHIQUES	TYPE
1. La station doit être placée à moins de 5 km du Compréhensive Network. En Normandie, celui-ci couvre les axes routiers suivants : <ul style="list-style-type: none"> - la route nationale 13 (Caen-Cherbourg), - la route nationale 154 (Val de Reuil-Evreux) - l'autoroute A84 (Caen-Avranches), - les autoroutes A13 et A131 (Caen-Le Havre), - les autoroutes A88/ A28 (Caen-Argentan-Alençon), - l'autoroute A29 (Beuzeville- Saint-Germain-sur-Eaulne). 	Destructif
2. La station doit être localisée en Normandie	Sélectif



ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

CRITERES SUR LE TAUX D'UTILISATION	TYPE
Petite station (20 kg/jour)	
3. Parc préexistant ou précommandé de 12 véhicules légers (acompte de 10%)	Destructif
4. Potentiel anticipé de 8 à 16 véhicules sur la durée du projet (2016-2018)	Destructif
5. Potentiel anticipé \geq 16 véhicules sur la durée du projet (2016-2018)	Sélectif
Grande station (50 kg/jour)	
3. La station peut accueillir un bus ou un camion (jusqu'à 16 tonnes)	Destructif
4. Parc préexistant ou précommandé de 20 véhicules légers (acompte de 10%)	Destructif
5. Potentiel anticipé de 12 à 24 véhicules sur la durée du projet (2016-2018)	Destructif
6. Potentiel anticipé \geq 24 véhicules sur la durée du projet (2016-2018)	Sélectif

CRITERES FONCTIONNELS	TYPE
7. La station est accessible à tout véhicule léger	Destructif
8. L'accès à la station doit être possible aux heures usuelles d'ouverture au public de la collectivité locale	Destructif
9. L'emplacement de la station doit être précisément identifié	Destructif
10. Le foncier est mis à disposition gracieusement pour la durée d'exploitation	Destructif
11. La collectivité locale demandant la subvention doit s'engager à faciliter les démarches administratives	Destructif
12. La station est de type 350 bars	Destructif
13. La station répond au cahier des charges technique du projet en fonction de sa taille	Destructif
14. L'accès à la station est possible au-delà des heures usuelles d'ouverture au public de la collectivité	Sélectif
15. La station est accessible dans les deux sens de circulation	Sélectif
16. Le prix du service de remplissage proposé, ramené au kg d'hydrogène est à terme, inférieur à 9,5 €/kg	Sélectif

CONTACTS

- Région Normandie**
 Mathilde Belhache
 Chargée de mission hydrogène, énergies renouvelables.
mathilde.belhache@normandie.fr
 02 31 53 35 29
- SymbioFCell :**
 Julien Brunet
 Responsable développement, mobilité durable
julien.brunet@symbiofcell.com
 07 62 38 90 46



Un projet sous la convention de subvention
n° INEA/CEF/TRAN/A2014/1027357



Co-financed by the European Union
Connecting Europe Facility

Etude réalisée par le CEREMA Direction territoriale Normandie-Centre Département Aménagement Durable des Territoires - Groupe Territorial Centre



Établissement public à caractère administratif, sous tutelle des ministères chargés du développement durable, des transports et de l'urbanisme, le Cerema capitalise une somme d'expertises unique en France. Doté d'un savoir-faire transversal, de compétences pluridisciplinaires et d'un fort potentiel d'innovation et de recherche, il accompagne les territoires pour la réalisation de leurs projets dans 9 champs d'action complémentaires :

- ⇒ Aménagement et développement des territoires
- ⇒ Ville et stratégies urbaines
- ⇒ Transition énergétique et climat
- ⇒ Environnement et ressources naturelles
- ⇒ Prévention des risques
- ⇒ Bien-être et réduction des nuisances
- ⇒ Mobilité et transport
- ⇒ Infrastructures de transport
- ⇒ Habitat et bâtiment