RAPPORT

HYDROGÈNE VECTEUR D'ÉNERGIE

Photos (Revue « Moulins de France » & P. Cadet)

Hydrogène Vecteur d'Energie

HENRI MICLOT | | AVRIL 2022

RAPPORT

HYDROGÈNE VECTEUR D'ÉNERGIE

Nota :

Ce rapport d'étude fait suite à la demande de la Fédération Française des Associations de Sauvegarde des Moulins et il est destiné aux industriels comme aux propriétaires de moulins.

Les informations contenues dans ce document pourront être perçues comme basiques pour les uns ou pour les autres suivant les chapitres traités.

Les projets indiqués et décrits dans ce document ne représentent qu'une partie de ceux que le marché de l'hydrogène est susceptible de générer chaque année.

Table des matières

1 Hydrogène en France	4
1-1 Objectifs	4
1-2 Caractéristiques du dihydrogène	4
1-3 Histoire du dihydrogène	4
1-4 Enjeux d'une économie de l'hydrogène	5
1-5 production actuelle de dihydrogène	5
a- Production à partir des énergies fossiles	5
b-Production par décomposition de l'eau	5
c- Production à partir de la biomasse	6
1-6 Stockage du dihydrogène	6
a- Stockage sous forme liquide basse pression	6
b- Stockage gazeux basse pression	6
c- Stockage gazeux haute pression	7
d- Stockage sous forme d'hydrure basse pression	7
1-7 Compression du dihydrogène	7
a- Compresseurs mécaniques	7
1- Compresseurs à pistons	7
2- Compresseurs à diaphragme	8
b- Compresseurs à liquide ionique	8
c- Compresseurs centrifuges	8
d- Compresseurs chimiques	8
1- Compresseurs à hydrures métalliques	8
2- Compresseurs électrochimiques	8
3- Compresseurs d'adsorption-désorption	9
2 Piles à combustibles	11
2-1 Différentes filières technologiques	11
a- Pile à membrane échangeuse de protons (PEM)	11
b- Pile à oxyde solide (SOFC)	11
2-2 Les acteurs & leurs marchés	12
a- Electrolyse à grande échelle (Vallée de Seine)	12
b-Hygreen (Provence)	12
b- LHYFE	12
2-3 Mobilité hydrogène	12
a- Gigafactory de Symbio	13
b- Hyvia Renault	13
c- SAFRA	14
d- EKPO (Plastic Omnium – une alliance franco-allemande)	14
2-4 Mobilité lourde	14

a- Les collectivités déploient leurs flottes	14
b- Rétrofit	15
c- Poids lourds	15
d- Ferroviaire	16
e- Maritime	16
2-5 Les régions épicentre de la production industrielle	16
a- Dynamique territoriale	16
b- Ecosystèmes territoriaux	17
2-6 Projet semi-industriel Pushy	18
2-7 Projet Mobypost	19
3 Hydrogène et l'énergie hydroélectrique	20
a- Comment fonctionne l'énergie hydraulique	20
b- Les machines hydrauliques	20
3-1 Localisation des moulins en France et potentiel	21
3-2 Coût de l'énergie hydraulique	21
4 Normes et Qualifications	23
4-1 Normes	23
a- Systèmes de production	23
b- Gestion des surpressions	24
c- Installations de production décentralisées	24
4-2 Qualifications ICPE	25
5 Produire de l'hydrogène avec un moulin (partie technique)	27
5-1 Poste électrolyseur 5 kWh	27
5-2 Réserve tampon	28
5-3 Traitement des condensats	28
5-4 Purgeur automatique	28
5-5 Compresseur hydrogène	28
5-6 Stockage 250 bars	29
5-7 Station de distribution 250 bar	29
5-8 Zonage et contraintes	29
5-9Poste électrolyseur 50 à 150 kWh	30
5-10 Stockage 250 bar	30
5-11 Station de distribution 250 bar	30
6 Solution indispensable – réseau privatif	31
6-1 Groupe de compression HP 800 bar	34
6-2 Stockage 350 bar	34
6-3 Station de distribution 350 bar	34
6-4 Stockage 800 bars	35
6-5 Station de distribution 700 bar	35
7 Présentation financière réseau privatif	36
7-1 Tableau général des coûts	36
7-2 Tableau général retour financier	36
7-3 Tableau des coûts par poste	37
8 Applications et recommandations	39
a- Applications	39

8-1 Mobilité pour véhicule léger et professionnel	39
8-2 Power to hydrogène	39
8-3 Fourniture d'hydrogène pour le traitement des biodéchets	39
a- Micro-méthanisation	40
b- Projet méthanisation avec de la méthanation (Projet Methan-Up) du Havre	41
9 Conclusions	42
9-1 Société ENGIE	42
9-2 Société Air Liquide	42
9-3 Les moulins et le réseau privatif	42
1- Bilan carbone	44
2- Oxygène	45
Références et remerciements	45

Fédération Française des Associations de Sauvegarde des Moulins

W751045847 Régie par la loi 1901
Siege social : moulin de la chaussée
Place jean Jaurès
– 94410 Saint-Maurice
– Siret 321 895 898 00039
– ape 913 e

12 Rue Gambetta 52200 Langres

Tel 06.86.17.72.85

E-mail : henri.miclot@tolcimhp.fr
N° Siret : 892 099 995

Code NAF : 7490B

1- Hydrogène en France :

1-1 Les objectifs.

Internet, téléphone, chauffage, transport… **l'énergie** est partout autour de nous. Des besoins collectifs aux usages individuels, nous consommons de l'énergie sans même nous en rendre compte.
Et pourtant l'enjeu est de taille : une panne et tout déraille !

Stratégique, le secteur de l'énergie est aussi l'un des plus grands émetteurs de CO_2 et participe donc au dérèglement climatique.

Alors comment concilier ce besoin en constante hausse et les enjeux environnementaux ?

Il faut décarboner l'énergie, c'est-à-dire remplacer les énergies fossiles par des énergies bas-carbone (nucléaire, hydraulique, solaire, éolien…) et réduire la consommation totale en améliorant l'efficacité des technologies.

Entre aujourd'hui et 2025, la population mondiale passera de 6,7 à 8 milliards d'êtres humains. La consommation d'énergie primaire passera de 12 Gtep à 17 Gtep.

En France, l'objectif fixé par la stratégie nationale bas carbone est de réduire les émissions de CO_2 pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Et cela concerne tous les domaines : l'habitat, les transports, l'industrie ou encore l'agriculture. La programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en 2020 donne des objectifs chiffrés. Par exemple, elle fixe pour 2028 une réduction de 16,5 % de la consommation d'énergie finale et une diminution de 35 % de la consommation d'énergie fossiles par rapport à 2012. En 2028, 33 % de l'énergie consommée devra être d'origine renouvelable. Enfin, elle vise 50 % d'électricité d'origine nucléaire en 2035 contre 71 % en 2019.

Pour atteindre ces objectifs, il faut développer des solutions complémentaires qui utilisent différents vecteurs énergétiques à différentes échelles spatiales "locales ou centralisées" et à différentes échelles de temps. Par exemple, adapter le stockage à des besoins courtes durées pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables et les pics de consommation, et à des besoins inter-saisonniers.

1-2 Les caractéristiques du Dihydrogène

Léger, abondant et énergétique.
Face à la demande mondiale d'énergie, il sera un des acteurs incontournables du XXIème siècle

1-3 L'histoire du dihydrogène.

Une petite molécule pleine d'énergie
La molécule de dihydrogène est constituée de deux atomes d'hydrogène (H_2). Sa combustion avec le dioxygène (O_2) ne produit que de l'eau (H_2O) : $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O \quad \Delta H = -486$ kJ/mol
Incolore, inodore, non corrosif, le dihydrogène a l'avantage d'être particulièrement énergétique. La combustion d'1 kg de ce gaz libère environ 3 fois plus d'énergie qu'1 kg d'essence (soit 120 MJ/kg contre 45 MJ/kg pour l'essence).
En revanche, comme ce gaz est très peu dense, il occupe, à masse égale, un volume bien plus grand qu'un autre. Ainsi, pour produire autant d'énergie qu'avec 1 litre d'essence, il faut 4,6 litres de dihydrogène comprimé à 700 bar. Ces volumes importants sont une contrainte pour le transport et le stockage sous forme gazeuse. Comme de nombreux combustibles, le dihydrogène peut s'enflammer ou exploser au contact de l'air. Il doit donc être utilisé avec précaution. Toutefois la petitesse de ses molécules lui permet de diffuser très rapidement dans l'air (quatre fois plus vite que le gaz naturel), ce qui est un facteur positif pour la sécurité.

1-4 Les enjeux d'une économie de l'hydrogène

Combiné à l'électricité, le dihydrogène obtenu à partir de sources d'énergies bas carbone prendra une place croissante dans de nombreuses applications.

« Le dihydrogène est le parfait complément des énergies renouvelables et qui sont intermittentes. »

Dans le cas des énergies renouvelables, il pallie efficacement leur intermittence en stockant sous forme chimique l'énergie excédentaire produite lors des périodes de forte production et/ou de faible consommation. Dans le cas de l'énergie d'origine nucléaire, il peut venir au secours d'une production mal adaptée à la gestion des pics de consommation.
Stockable dans des conditions acceptables de sécurité et transportable, le dihydrogène sert d'étape intermédiaire entre la production et la consommation d'électricité. Son avenir est aussi dans la décentralisation de la production d'énergie électrique, induite par l'utilisation de sources renouvelables de petite ou moyenne taille éparpillées sur de vastes territoires à faible densité de population. Cette perspective est actuellement expérimentée dans le projet éolien-dihydrogène d'Utsira en Norvège ou le projet solaire-dihydrogène Myrte, en Corse.
Mais avant que le dihydrogène n'entre dans la vie quotidienne, des progrès doivent être faits à chaque étape de la filière : production avec une faible empreinte carbone, transport à un coût raisonnable, stockage avec des contraintes de densité énergétique compatibles avec les utilisations visées, conversion.

1-5 La production actuelle de dihydrogène.

Actuellement, si le dihydrogène n'est quasiment pas utilisé dans le domaine de l'énergie, il est une des matières de base de l'industrie chimique et pétrochimique. Il est utilisé notamment pour la production d'ammoniac et de méthanol, et le raffinage du pétrole. Il est également employé dans les secteurs de la métallurgie, de l'électronique, de la pharmacologie ainsi que dans le traitement de produits alimentaires. Pour couvrir ces besoins, 50 millions de tonnes de dihydrogène sont déjà produits chaque année. Mais si ces 50 millions de tonnes devaient servir à la production d'énergie, elles ne représenteraient qu'1,5 % de la demande mondiale. Utiliser le dihydrogène comme vecteur énergétique suppose donc d'augmenter radicalement sa production.

a- Production de dihydrogène à partir des énergies fossiles

Aujourd'hui, 95 % du dihydrogène est produit à partir des combustibles fossiles par reformage : cette réaction chimique casse les molécules d'hydrocarbure sous l'action de la chaleur pour en libérer le dihydrogène. Le vaporeformage du gaz naturel est le procédé le plus courant : le gaz naturel est exposé à de la vapeur d'eau très chaude, et libère ainsi le dihydrogène qu'il contient. Mais la production de dihydrogène par reformage a l'inconvénient de rejeter du gaz carbonique (CO_2), principal responsable de l'effet de serre dans l'atmosphère. Pour éviter cela, sa production à partir de combustibles fossiles supposerait donc d'emprisonner le gaz carbonique par des techniques qui doivent faire l'objet de développements (on envisage, par exemple, de réinjecter le gaz carbonique dans les puits de pétrole épuisés).
L'hydrogène produit aujourd'hui par vaporeformage du méthane coûte environ 1,5 €/kg d'H2 (prix de production en usine, sans compter la distribution). Le dihydrogène produit à partir du gaz naturel est le procédé le moins cher. Mais son prix de revient reste le triple de celui du gaz naturel.

b- Production de dihydrogène par décomposition de l'eau.

Une voie possible consiste à dissocier les atomes de dioxygène et de dihydrogène combinés dans les molécules d'eau (selon la réaction $H_2O \rightarrow H_2 + 1/2\ O_2$). Cette solution est la plus intéressante en termes d'émission de gaz à effet de serre à condition toutefois d'opérer cette dissociation à partir de sources d'énergie elle-même non émettrices de CO_2.

Parmi les procédés envisageables, deux sont actuellement à l'étude :

L'électrolyse de l'eau sépare l'hydrogène de l'oxygène grâce à un courant électrique sans émission directe de CO_2 ou autre GES ni de polluant.
Reconnu comme un des procédés les plus porteurs de production massive d'hydrogène décarboné en synergie avec l'essor de l'éolien et du solaire, il est identifié par la Stratégie nationale Hydrogène, comme une technologie-clé

Pour être rentable, ce procédé exige de pouvoir disposer de **courant électrique à très faible coût**.
Actuellement, la production de dihydrogène par électrolyse coûte 3 à 4 fois plus cher que la production par reformage du gaz naturel. Elle souffre de plus d'un mauvais rendement global.
Le dihydrogène produit par des électrolyseurs industriels peut fluctuer entre **5 et 30 €/kg** d'H_2 suivant le prix de l'électricité.
L'autre procédé de décomposition de la molécule d'eau par cycles thermochimiques permet d'opérer la dissociation de la molécule à des températures de l'ordre de 800 °C à 1 000 °C. Mis à l'étude dans le but de récupérer l'énergie thermique actuellement perdue dans les centrales nucléaires (via les circuits de refroidissement), son intérêt économique n'est pas démontré et son emploi reste encore qu'au stade du démonstrateur en France.

c- Production à partir de la biomasse

La biomasse est constituée de tous les végétaux (bois, paille, etc.) qui se renouvellent à la surface de la Terre. Elle constitue une source potentielle importante de dihydrogène : on obtient, par gazéification, un mélange ($CO + H_2$) que l'on purifie ensuite. Cette solution est attrayante car la quantité de CO_2 émise au cours de la conversion de la biomasse en hydrogène est à peu près équivalente à celle provenant de la photosynthèse, l'écobilan est donc nul.
On cherche actuellement à faire produire du dihydrogène par des microalgues ou des bactéries qui utilisent la lumière et des enzymes spécifiques : les hydrogénases. De telles recherches sont menées sur la plate-forme HélioBiotec, au centre CEA Cadarache.
Une autre voie de recherche prometteuse consiste à mimer chimiquement les réactions impliquant ces hydrogénases, pour développer des réacteurs chimiques bio-inspirés.

1-6 Le stockage du dihydrogène

Le dihydrogène ne peut jouer son rôle de vecteur d'énergie que si l'on peut le stocker efficacement, pour un coût limité et dans des conditions de sécurité acceptables.
Le risque de fuite de dihydrogène doit être pris en considération, compte tenu du caractère inflammable et explosif de ce gaz dans certaines conditions. Or, en raison de la petite taille de sa molécule, il est capable de traverser de nombreux matériaux, y compris certains métaux. De plus, il en fragilise certains en les rendant cassants. Différents modes de stockage doivent être envisagés selon l'utilisation qui en sera faite : industrielle, domestique, mobile ou nomade.

a- Le Stockage sous forme liquide à basse pression

C'est le moins coûteux et le plus abouti des procédés (par kWh) pour stocker de grosses quantités de dihydrogène. Les réservoirs actuels conditionnent le dihydrogène à – 253 °C sous 10 bar. Pour les

applications transport, des réservoirs ont été mis au point, permettant le stockage de 12 kg de H_2 pour les petits réservoirs des voitures.
Le principal inconvénient de ce procédé est l'impossibilité d'éviter les fuites : même très bien isolés, les réservoirs absorbent de la chaleur qui vaporise lentement le liquide. Il faut alors laisser s'échapper le gaz obtenu pour éviter que la pression n'augmente trop. Le stockage en milieu confiné, comme dans les parkings, est ainsi rendu problématique.

b- Stockage gazeux sous basse pression

Lorsqu'il n'est pas nécessaire de réduire le volume de stockage, on peut envisager celui-ci sous forme gazeuse à une pression relativement basse (75 bar). Dans ce cas, la réserve de dihydrogène est régulièrement reconstituée par un dispositif de production in situ (électrolyse) alimenté par une source d'énergie renouvelable. Ce moyen de stockage est peu coûteux et parfaitement maîtrisé.

c- Stockage gazeux sous haute pression

Afin d'atteindre une densité d'énergie satisfaisante tout en évitant les inconvénients liés aux très basses températures nécessaires au stockage à l'état liquide, on cherche à développer le stockage à l'état gazeux sous haute pression (700 bar). À ce niveau de compression, 4,6 litres de dihydrogène comprimé sont encore nécessaires pour produire autant d'énergie qu'avec 1 litre d'essence. La R&D actuelle porte sur des réservoirs qui allient l'imperméabilité aux molécules de dihydrogène à la résistance aux hautes pressions et aux chocs. La partie interne du réservoir (le liner), assurant le confinement du dihydrogène, est réalisée en polymère selon un procédé innovant de synthèse et transformation simultanées. La coque composite externe assure quant à elle la résistance et la protection mécaniques. Elle est constituée par en roulement filamentaire et utilise des matériaux issus de l'aéronautique comme les fibres de carbone haute résistance.

d- Stockage sous forme d'hydrures à basse pression

La molécule de dihydrogène présente une affinité chimique pour de nombreux corps et peut soit s'adsorber sur un support organique ou composé de nanotubes de carbone, soit former des composés chimiques nommés hydrures (sur des métaux tels que les alliages de nickel, titane et magnésium), de manière réversible. Selon la nature du support, la température et la pression de stockage et de restitution sont variables, mais jamais excessives. La R&D dans ce domaine permettra de disposer dans un avenir proche de procédés de stockage variés et adaptés à leur usage (toute application à faible contrainte sur le poids : stationnaire, engins spéciaux...).

1-7 Compression du dihydrogène gazeux

a- Les compresseurs mécaniques

En fonction du scénario de production et de distribution, la stratégie de compression utilisée est spécifique. Dans le cas d'une production centralisée, le compresseur est installé en sortie de site de production avant le transport. En cas de production décentralisée, le compresseur est situé à la sortie de l'électrolyseur. Actuellement, les compresseurs mécaniques sont les technologies les plus utilisées. Ils ont l'avantage d'être une technologie mature mais aussi de pouvoir traiter un flux important d'hydrogène. Néanmoins, ces solutions ont des inconvénients.

1- Les compresseurs à pistons

Sont constitués de nombreux composants nécessitant une maintenance élevée. Le coût de la maintenance peut être évalué à 5% de l'investissement chaque année. L'utilisation de lubrifiants pour réduire les frottements contamine l'hydrogène ce qui peut, dans le cas d'une utilisation à destination d'une pile à combustible être rédhibitoire. Le bruit et les vibrations sont aussi un inconvénient. Ils ne seraient pas recommandés pour des ratios élevés de compression par exemple pour passer de 1 à 100 bar. La taille des cylindres, trop importante, limiterait le refroidissement de l'hydrogène durant la compression, rendant difficile le pilotage du transfert de chaleur.

2- Les compresseurs à diaphragme

Permettent de ne pas mettre en contact l'huile et le gaz. Ces compresseurs sont adaptés à des flux assez faibles, les grands débits pouvant détériorer plus rapidement les membranes.

De manière générale, les compresseurs mécaniques doivent faire face à la fragilisation par l'hydrogène des matériaux, à la contamination par les lubrifiants, des problèmes de maintenance élevés et à une consommation d'énergie évaluée entre 5 et 15% de l'énergie stockée.

D'autre part, ces compresseurs paraissent bien volumineux pour être utilisés dans des stations décentralisées.

Dernier point, ils sont considérés comme onéreux.

Hors production de l'hydrogène, le coût de la compression est le poste le plus important dans la distribution de l'hydrogène. La compression représenterait 54% du Capex de la distribution, 28% de la consommation d'énergie et 18% de l'OPEX dans une station de distribution.

b- Les compresseurs à liquide ionique

Ont été spécialement développés pour la filière hydrogène. Le liquide ionique peut remplacer le piston en raison de sa faible pression de vapeur saturante, de la non miscibilité de l'hydrogène dans le liquide ionique et de ses excellentes propriétés tribologiques.

L'hydrogène peut être comprimé de 5 à 1000 bar en utilisant cette technologie en 5 étapes, avec une consommation énergétique de 25% plus faible que le compresseur à piston et une efficacité élevée de l'ordre de 70%

Linde Gmbh est identifié comme fabricant de compresseur à liquide ionique.

c- Les compresseurs centrifuges

Peuvent aussi être une autre option. Le coût d'un compresseur à piston est de l'ordre de 50% plus élevé qu'un compresseur centrifuge. Le rapport de compression dépend du poids moléculaire du gaz comprimé. La haute vitesse, les contraintes liées à la pureté de l'hydrogène, dans le cas de l'utilisation dans une pile à combustible, posent des problèmes de conception de joints, de contamination, de vibration et de dynamique de rotor. Les pales des turbines de compresseurs centrifuges sont aussi sujet des défaillances.

d- Les compresseurs chimiques

1- Les compresseurs à hydrures métalliques

Offrent des avantages : Il n'y a pas de pièces en mouvement, le fonctionnement est silencieux, le compresseur est fiable et sécurisé et il est compact. Ils sont pilotés thermiquement et utilisent les propriétés des hydrures métalliques. L'hydrogène est absorbé à basse température et désorbé à haute température. Ce compresseur permet de ne pas utiliser de lubrifiants. La performance de ces compresseurs est liée aux choix des matériaux générant des hydrures et à la gestion thermique du compresseur. Il est nécessaire d'utiliser plusieurs étages de compression pour atteindre les 700 bar. Différents types d'hydrures doivent être utilisés en série pour accroître progressivement les phases d'adsorption et de désorption. A ce jour, de hautes températures doivent être utilisées pour obtenir des pressions élevées. Elles peuvent atteindre 573K (300 °C), ce qui réduit l'efficacité de 10%.

2- Les compresseurs électrochimiques

Sont basés sur des membranes d'échanges de protons de piles à combustible. Cette technologie semble être bien adaptée en étant compacte, peu onéreuse et efficace. Un régulateur de pression permet de gérer la pression de décharge d'hydrogène à la cathode.

Aucun mouvement mécanique n'est généré par ce système. L'efficacité est voisine de 60% avec des pressions de sortie pouvant aller jusqu'à 1000 bar. Par contre l'efficacité décroit rapidement avec l'augmentation de la pression de décharge. La membrane devient perméable avec l'augmentation de la pression. De ce fait, les compresseurs électrochimiques sont utilisés pour les basses pressions. Ils peuvent être utilisés pour purifier l'hydrogène.

3- Les compresseurs d'adsorption-désorption

Utilisent des matériaux nano structurés ayant une surface et une microporosité spécifiques. La microporosité peut être utilisée pour piloter la physisorption de l'hydrogène. Ces compresseurs sont en phase d'exploration. Le compresseur est piloté thermiquement comme les compresseurs à hydrures métalliques. L'adsorption vient des cycles thermiques et du refroidissement cryogénique et du chauffage progressif à des températures de l'ordre de 77K, température de liquéfaction de l'azote, donc accessible industriellement. Le développement de matériaux microporeux ayant des conductivités thermiques élevées peut permettre d'accroître les cinétiques d'adsorption et de désorption. Les charbons actifs ont été identifiés comme potentiels matériaux. Des composants hybrides intégrant des graphites et des charbons actifs pourraient augmenter la conductivité thermique du système

Tableau de Comparaison des technologies de compression

Compresseur	Données techniques	Avantages	Inconvénients
Compresseur à piston	Capacité : 10000 Nm3/h faible à élever Efficacité 45% / Cout : 170000€ (moyen à élever) Consommation énergétique : <5 kWh/kg Pression : 130 MPa	Technologie mature « Delta P » Indépendant du poids moléculaire du gaz Débit adaptable jusqu'à de très hauts débits Pressions élevées	Contamination par l'huile Fragilisation par hydrogène Maintenance, bruit Gestion complexe des flux de chaleur Non adapté aux hauts taux de compression
Compresseur à diaphragme	Capacité : < 1000 Nm3/h, faible à moyenne Efficacité 45% Cout : 2300€ /kg/jour Consommation énergétique <5kWh/kg Pression 300 MPa	Faible consommation énergétique « Delta P » Indépendant du poids moléculaire du gaz Pression élevées Refroidissement faible Idéal pour des gaz purs et explosifs	Rupture du diaphragme Conception complexe Débit limité Maintenance moyenne à élevée
Compresseur à liquide ionique	Capacité : < 1000 Nm3/h faible Efficacité 70% Cout : Consommation énergétique 2,7kWh/kg Débit : faible à moyen Pression : 100 MPa	Haute efficacité, fiabilité, haut taux de compression, faible consommation énergétique, longue durée de vie, compression isotherme, pas de contamination du gaz, peu de pièces mécaniques en mouvement donc maintenance faible	Fuite de liquide Phénomène de cavitation Corrosion Coût élevé Débit limité
Hydrures métalliques	Capacité : <10 Nm3/h Efficacité < 10% Cout : 150000€ Consommation énergétique : 10 kWh/kg Débit : faible à moyen Pression : moyenne à haute	Pilotage thermique Conception compacte Sécurité Absence de bruit, Haute pureté de l'hydrogène Fiabilité : peu de pièces en mouvement	Coût élevé Température de désorption élevée, Transfert de chaleur limité Choix des alliages complexes Faible efficacité, poids important, Faibles taux de compression
Adsorption - désorption		Pilotage thermique Pas d'étanchéité Faible coût des matériaux adsorbants Faible chaleur d'adsorption	Faible conductivité thermique des adsorbants Gestion complexe du pilotage thermique Très basses températures d'adsorption
Electrolyse	L'électrolyse peut générer des pressions allant jusqu'à 20 MPa.		Spécifications plus strictes pour les matériaux

2- Pile à Combustible : *Une technologie d'avenir déjà ancienne*

Le développement de la filière hydrogène repose en grande partie sur la technologie de la pile à combustible (PAC). Son principe n'est pas nouveau, puisqu'il fut découvert dès 1839 par ***William R. Grove***. À l'époque, cet avocat anglais, chercheur amateur en électrochimie, constate qu'en recombinant du dihydrogène et du dioxygène, il est possible de créer simultanément de l'eau, de la chaleur et de l'électricité. La pile à combustible est née.

C'est Francis ***T. Bacon***, ingénieur, qui réalisera, en 1953, le premier prototype industriel de puissance notable (de l'ordre du kW). Mais seule la Nasa exploitera cette technologie, dans les années 60, pour fournir en électricité certains de ses vaisseaux Gemini et Apollo.

Car si le principe de la PAC paraît simple, sa mise en œuvre est complexe et coûteuse, ce qui interdisait jusqu'alors sa diffusion dans le grand public. Aujourd'hui, des progrès ont été réalisés et les applications envisageables sont nombreuses.

De la micro-PAC, qui ne produit que les quelques watts nécessaires à l'alimentation d'un téléphone mobile, à la pile capable de produire 1 MW pour fournir de l'électricité à un immeuble collectif, en passant par la pile destinée aux applications embarquées, dans le secteur des transports, il en existe désormais toute une gamme. Le principe de fonctionnement est toujours le même, mais différentes technologies sont en développement suivant la nature du combustible envisagé (hydrogène ou méthanol, gaz naturel, ammoniaque, etc.) et suivant la température de fonctionnement optimale.

2-1 Les différentes filières technologiques

Il existe plusieurs types de piles à combustible qui se différencient par leur électrolyte.

(Substance conductrice chargée de véhiculer les ions.)

Celui-ci définit la température de fonctionnement et donc les applications.

Plusieurs types de combustibles sont envisageables : dihydrogène, gaz de synthèse, gaz naturel, gaz issus de la biomasse, alcools. Selon l'origine du combustible, les PAC peuvent, ou non, émettre des gaz à effet de serre. La R&D porte actuellement sur les améliorations techniques (compacité, rendement énergétique, résistance à l'usure, fonctionnement sur de nombreux cycles…) ainsi que sur la baisse des coûts de production. Les deux principales familles étudiées sont :

a - La pile à membrane échangeuse de protons (***PEMFC***) fonctionne aux alentours de 100 °C avec un électrolyte en polymère. C'est la plus prometteuse pour les transports, et la plus développée. On est actuellement au stade préindustriel avec des coûts de l'ordre de 1 000 €/kW. L'enjeu des recherches est de faire passer ce coût en dessous de 50 €/kW.

Deux variantes, la pile à méthanol direct et la pile à éthanol direct, consomment directement l'hydrogène contenu dans l'alcool. Très compactes, elles sont promises à l'alimentation de la micro-électronique (chargeurs) et de l'outillage portatif.

b - La pile à oxyde solide (***SOFC***) est séduisante pour les applications stationnaires, car sa température de fonctionnement très élevée (de l'ordre de 800 °C) permet d'utiliser directement le gaz naturel sans reformage. De plus, la chaleur résiduelle peut être exploitée à son tour directement, ou servir à produire de l'électricité par le biais d'une turbine à gaz. Dans ce cas, le rendement global (électrique et thermique) pourrait dépasser 80 %.

2-2 Les acteurs et leurs marchés.

Vers une production massive d'hydrogène renouvelable et bas-carbone

Les ambitions portées par la politique climatique de la France induisent des objectifs également ambitieux en termes d'électricité verte.

Là encore, l'hydrogène renouvelable est un des facteurs clés de succès.
Les grands énergéticiens s'engagent de manière affirmée dans cette diversification incontournable.

a- Electrolyse à grande échelle pour l'axe Vallée de Seine

Avec ***Air Liquide*** Normand'Hy (ex H_2V Normandy), Air Liquide prévoit de construire un site d'électrolyse à grande échelle d'au moins 200 MW pour la production d'hydrogène renouvelable. Situé dans la zone de Port-Jérôme proche du Havre, le site permettra d'éviter l'émission de plus de 250 000 tonnes de CO_2 par an.
Il sera équipé d'électrolyseurs Siemens dans le cadre d'un protocole d'accord destiné à combiner les expertises des deux entreprises. Le financement des programmes européens, français et régionaux est un facteur clé pour son développement. La mise en service est prévue pour 2025.

b- Hygreen, au soleil de Provence

"HyGreen Provence" est un projet impliquant un consortium d'acteurs publics et privés, dont Engie et Air Liquide. Piloté par l'agglomération Durance, Luberon, Verdon (DLVA), il vise à produire massivement de l'hydrogène vert à partir d'énergie solaire L'objectif est d'atteindre 1300 GWh d'électricité solaire annuelle pour alimenter notamment une production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau à échelle industrielle.

c- LHYFE ex start-up devenue PME peut faire office de Petit Poucet en termes de volumes mais son dynamisme n'a rien à envier aux grands groupes.

Elle a inauguré le 30 septembre à Bouin, en Vendée, la première unité au monde de production d'hydrogène renouvelable directement connectée à un parc éolien et fonctionnant avec de l'eau salée.

Elle y produit 300 kg d'hydrogène par jour, extensible à 1 tonne, pour alimenter les véhicules utilitaires et de transport en commun des entreprises et collectivités de la région.

Cette première industrialisation permet à Lhyfe de partir développer des projets similaires chez des industriels de la chimie au Danemark, de la mobilité en Allemagne ou de l'acier en Italie.

2-3 La Mobilité hydrogène avance

L'hydrogène est un vecteur d'énergie adapté à de nombreuses applications de mobilité, en particulier la mobilité lourde ou intensive, où il apporte le confort opérationnel des solutions thermiques. Investissements et partenariats industriels se multiplient tandis qu'en parallèle l'infrastructure de production et de recharge se met en place.

Grandes manœuvres dans l'automobile

Les équipementiers historiquement leaders sur les solutions hydrogène sont aujourd'hui rejoints par les constructeurs. Les investissements et les alliances s'incarnent dans des projets industriels de grande ampleur.

En France Les implantations se multiplient dans l'Hexagone, en phase avec les objectifs de réindustrialisation assignés à la filière hydrogène sur le segment de la mobilité.

a- La gigafactory de stackpacks de Symbio

Symbio, la filiale de Faurecia et Michelin va créer la plus grande usine de systèmes hydrogène (stackpacks) d'Europe dans la banlieue lyonnaise. Situé à St Fons, à quelques kilomètres de l'unité pilote de Vénissieux, le site en assurera la production en série. Le démarrage de la production est prévu fin 2023. Le site pourrait générer 1 000 emplois d'ici 2025. Il est conditionné au financement accordé dans le cadre du dispositif européen "PIIEC Hydrogène".

b- Avec Hyvia, Renault entre en piste

Créé en juin, ***HYVIA*** la joint-venture Renault Group et Plug Power affiche d'ores et déjà ses ambitions, en visant plus de 30 % de part de marché sur les VUL à hydrogène en Europe. La joint-venture implantée en France y localise des activités de pointe en R&D, l'assemblage des systèmes piles et leur intégration dans les véhicules, l'ensemble mobilisant quatre sites du constructeur. Le Master, décliné en trois modèles est au cœur de la première gamme proposée

Le Master Van H2-TECH est équipé d'une pile à combustible de 30 kW, d'une batterie de 33 kWh et de réservoirs contenant 6 kg d'hydrogène (4 réservoirs de 1,5 kg) pour une autonomie allant jusqu'à 500 km

10 ans

C'est le temps que

se donne Faurecia pour diviser par

4 le coût de ses réservoirs

30milliards

C'est le montant des investissements que Stellantis et Opel vont consacrer aux véhicules électriques -batteries et piles à combustible - d'ici 2025.

Le lancement de la première gamme de véhicules utilitaires légers hydrogène est annoncé en 2022

c- La nouvelle dimension de *Safra*

Safra est à ce jour le seul constructeur français de bus électrique à hydrogène. Il passe lui aussi à l'échelle supérieure pour répondre à l'accroissement de la demande.

1500 bus de 12 mètres seront équipés de la solution plug and play de Symbio.

Avec ce partenariat renforcé, les deux acteurs affichent leur volonté d'accélérer sur l'industrialisation d'une offre compétitive en vue d'un déploiement à l'international

Le développement de la filière hydrogène passe également par l'intégration de technologies et d'avantages concurrentiels éprouvés, dans le cadre d'alliances européennes qui se concrétisent hors de nos frontières.

d- EKPO et Plastic Omnium, une alliance franco-allemande

Plastic Omnium, spécialiste des réservoirs haute pression se positionne sur le marché des piles à combustible via un partenariat avec l'équipementier allemand Elring Klinger.

La joint-venture EKPO Fuel Cell Technology a reçu le feu vert des autorités de la concurrence en début d'année. Elle ambitionne une part de marché dans les piles à combustible de 10 % à 15 % en 2030.

Les deux partenaires s'appuient sur l'usine de Dettingen / Erms (Bade-Wurtemberg, Allemagne) qui a déjà une capacité industrielle de 10 000 piles à combustible par an.

2-4 Priorité à la mobilité lourde et intensive

Particulièrement adaptée aux besoins de fortes puissances motrices et/ou de longue autonomie, la mobilité routière hydrogène s'adresse en premier lieu aux acteurs professionnels dont les flottes fonctionnent en usage intensif ou aux opérateurs de véhicules lourds de transport et de service. Montée en puissance des usages urbains Qualité de l'air et réduction des nuisances, le développement des véhicules à hydrogène répond aux enjeux de la ville durable. Il est porté par une diversité de segments : transport et services urbains, utilitaires légers de livraison, flottes professionnelles, etc.

a- Les collectivités déploient leurs flottes

Auxerre, ***Bordeaux***, ***Châteauroux***, ***La Roche-sur-Yon*** et ***Rouen*** viennent grossir les rangs des municipalités qui ont fait le choix des bus à hydrogène. Des équipements qui s'insèrent le plus souvent dans de véritables écosystèmes.

En 2023, des bennes à ordures ménagères à hydrogène rouleront dans les rues ***d'Angers, de Dijon*** et du **Mans**. Les trois métropoles ont créé un groupement d'achat pour leurs commandes. Son objectif ? Favoriser les usages de l'hydrogène et réduire le prix d'achat des véhicules. Le groupement est aussi un outil de coordination et d'échanges

b- L'opportunité du Retrofit

Depuis la publication en avril 2020 d'un décret autorisant le rétrofit électrique en France, il est plus facile de convertir des véhicules en mode zéro émission. Le moteur thermique est remplacé par un moteur électrique avec une batterie ou une pile à combustible et un réservoir d'hydrogène. La demande est au rendez-vous en raison du caractère émergent de l'offre de véhicule neufs.

Les acteurs se positionnent, à l'instar de **E-Neo,** qui a fortement contribué à l'évolution réglementaire ou de la toute jeune **Retrofleet** qui s'adosse à des partenaires industriels pour bénéficier d'économies d'échelle. Première mondiale en Normandie, un autocar diesel converti à l'hydrogène transportera des voyageurs en 2022 sur la ligne régionale Nomad Car express Evreux-Rouen.

Gaussin, le spécialiste de la traction hydrogène pour engins de manutention, a développé une plateforme modulaire sur châssis contenant l'intégralité des composants (réservoirs et PAC) d'une propulsion électrique à l'hydrogène. Elle se destine aux camions routiers de classe 8 tracteur ou porteur de 18 à 44 tonnes.

c- Les poids lourds aussi

Les constructeurs et les motoristes se rapprochent des spécialistes des piles à combustible de forte puissance. Le mouvement est principalement impulsé par des opérateurs étrangers, le ticket d'entrée reste élevé et les constructeurs espèrent arriver bientôt à un TCO (coût total de possession) équivalent au diesel, notamment en optimisant le poids des réservoirs.

Faurecia, leader de la haute pression

Faurecia est engagé dans un contrat de 4 ans avec la division poids lourds de Hyundai. Ses réservoirs (350 bar) équipent les 1600 camions coréens qui circulent en Suisse.

Le froid montre la voie

Bosch suit les traces du **carrossier Chéreau**, dont le projet de remorque frigorifique H2 ROAD a été développé avec **H2Sys**. Son projet Fresh2, mené avec de nombreux partenaires, est en phase de test sur route. Dans les deux cas, une pile à combustible remplace le moteur diesel. L'innovation réside dans l'interfaçage direct de la pile à combustible avec le groupe frigorifique, sans recourir à un coûteux et lourd système de batteries tampon embarquées.

Le programme CATHYOPE

Le 44 tonnes (porteur + remorque) du programme lancé par **GreenGT, les transports Chabas et Carrefour** va entrer en phase de test pour Carrefour après 36 mois de conception et construction. Equipé d'une PAC de 170 kW, de deux moteurs électriques et de douze réservoirs d'hydrogène, son autonomie sera de 450 à 480 km

d- L'hydrogène ferroviaire

Le train à hydrogène est l'alternative au diesel pour les lignes à faible trafic où l'électrification nécessiterait des investissements conséquents. Le renouvellement des flottes répond aux enjeux à la fois environnementaux de la mobilité lourde et socio-économiques d'aménagement du territoire.

Une "locomotive" française

La France dispose d'un atout de taille avec Alstom. Au même titre que nombre d'acteurs de la filière, de la start-up au grand groupe industriel, la multinationale s'est engagée en faveur de l'hydrogène il y a une dizaine d'années, précédant et soutenant les ambitions affichées par les pouvoirs publics.

e- Dans le maritime

Le fluvial, des démonstrateurs sont opérationnels sur des puissances motrices de petite capacité. La mise à l'eau de navires et bateaux de puissance élevée (jusqu'à 2 MW) est envisagée à court terme pour les activités portuaires et côtières. A plus long terme, l'hydrogène constitue une opportunité de décarbonation pour le grand maritime (ferries ou porte-conteneurs).

Hylias,

Le projet de navire de transport de voyageurs est porté par la CIAM (Collaborative Integration for Alternative Motorisation).

Long de 24 mètres et d'une capacité de 170 passagers, il naviguera entre la cinquantaine d'îles du golfe du Morbihan. La zone, classée parc Naturel, est actuellement desservie par des bateaux à propulsion classique, au fioul

2-5 Grenoble épicentre de la production industrielle de stations

L'Auvergne Rhône Alpes est définitivement une terre de bon air et de stations.

Le projet ***ZEV*** (Zero Emission Valley) vise à développer un réseau de 20 stations à l'échelle de la région tout en favorisantle développementde flottes captives de 1200 véhicules à horizon 2023.

Les constructeurs de stations se positionnent. ***HRS***, qui a fait son entrée en Bourse en février, va implanter son nouveau site de recherche et de production sur un terrain cédé par l'agglomération grenobloise. Le site, d'une surface totale de 14.300 m², parmi les plus grands en Europe, assurera la production de 180 stations par an dès 2023, avec l'ambition spécifique de développer les stations de grande capacité (1 tonne et plus).

McPhy, par ailleurs leader des électrolyseurs alcalins, annonce l'ouverture dès mars 2022 d'un nouveau site de production de stations à Grenoble. Cette usine favorisera d'importantes synergies industrielles et opérationnelles et permettra à McPhy de multiplier ses capacités de production actuelle, de 20 à 150 stations par an.

a- Une dynamique territoriale...

Les projets de stations hydrogène se déploient dans de nombreuses villes, à l'instar de Dijon avec, le 19 mai dernier, la pose de la première pierre de la station située au nord de la ville (mise en service en 2022).

A Cherbourg, la station livrée en décembre dernier est opérationnelle depuis le début de l'année. A Belfort, la station implantée à côté du dépôt de bus doit sortir de terre en 2022 (mise en service au printemps 2023).

La métropole de St-Etienne a annoncé en septembre l'implantation prochaine de trois stations. En Touraine, la station qui équipera la sortie de l'A10 en 2022 sera rapidement ouverte au public pour les besoins itinérants et industriels.

Renault qui propose une offre comprenant la production, le stockage et la distribution d'hydrogène vert, avec des stations de recharge à installer sur site, ***Total Energies*** s'engage dans un partenariat avec le constructeur ***Hyzon***, comprenant notamment le déploiement de 80 stations de remplissage pour poids lourds d'ici 2023 en France.

*La PME savoyarde **ATAWEY** s'est fixée comme objectif 150 stations à hydrogène en cinq ans, afin de capter 40% du marché national. Un nouveau site de fabrication est prévu.*

b- Vers des écosystèmes territoriaux

Vecteur de dynamisme économique et d'amélioration de la qualité de vie, l'hydrogène est un atout de taille pour les territoires. Son déploiement se décline concrètement à l'échelon local, dans des écosystèmes souvent centrés sur la mobilité. Un environnement destiné à soutenir le développement de la demande et la structuration de l'offre sur l'ensemble de la chaine de valeur, en partenariat étroit avec les acteurs industriels.

Ecosystèmes de mobilité : Auxerre montre la voie

Dans de nombreux territoires, la mobilité hydrogène s'inscrit dans un écosystème transversal couvrant toute la chaîne de valeur : production, distribution, consommation, prémices d'une économie circulaire de l'énergie. Comme à Dijon, Tours ou Châteauroux, Auxerre s'engage dans le développement d'une capacité de production d'hydrogène renouvelable – 1MW dans le cas présent - destinée à une variété d'usages, sur la base du déploiement de solutions de mobilité, des bus aux flottes professionnelles. Sous l'impulsion de la Région, la métropole bourguignonne franchit un cap avec l'intégration du ferroviaire dans l'écosystème.

Les déploiements en région

Au-delà du test réalisé à Valenciennes, plusieurs régions ont d'ores et déjà fait le choix de l'hydrogène pour la conversion de leurs liaisons intra voire inter-régionales en passant commande. Elles avancent de concert avec la SNCF dont la stratégie de transition énergétique ambitionne l'abandon du diesel à horizon 2035. Le train à hydrogène en constitue le projet le plus emblématique.

Des expertises françaises au service du ferroviaire

"L'alliance entre le savoir-faire de Plastic Omnium dans les solutions de stockage d'hydrogène et notre savoir-faire dans les trains à hydrogène constitue une étape importante pour créer une chaîne de valeur robuste et innovante".

C'est par cette déclaration que ***Thierry Best, Directeur commercial chez Alstom*** a salué le protocole d'accord établi en septembre avec Plastic Omnium. L'accord porte sur le développement et la production de systèmes de stockage haut de gamme destinée au secteur ferroviaire. Les deux partenaires pourront lancer des solutions de stockage d'hydrogène dès 2022, destinées à des trains régionaux en France et en Italie. Plus tôt dans l'année, l'acquisition d'Hélion ***Hydrogen Power*** a souligné l'engagement d'Alstom dans l'hydrogène ferroviaire. En intégrant Alstom, le fabricant aixois de piles à combustible de forte puissance est ainsi devenu Alstom Hydrogène.

TOULOUSE, capitale de l'hydrogène aéronautique

A Blagnac, le projet d'écosystème hydrogène ***Hyport*** est piloté par Engie Solutions avec l'Agence régionale énergie climat (Arec). Hyport le futur techno campus sera un maillon clé du développement des futurs systèmes de propulsion des avions de demain.

Ports et aéroports, les écosystèmes de demain

L'utilisation de l'hydrogène constitue également une voie d'amélioration du bilan carbone dans les secteurs maritimes, fluviaux et aériens. Des modes de transport énergivores et fortement émetteurs de CO_2, au cœur de problématiques globales d'éco-logistique.

2-6 Projet semi-industriel pour produire et stocker de l'hydrogène à partir d'un cours d'eau :

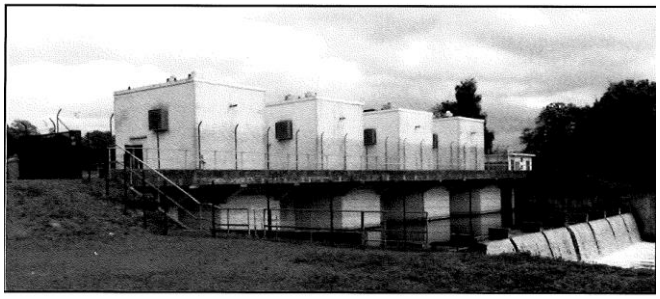
Pushy

La société lyonnaise WH2 a obtenu le feu vert pour lancer Pushy, la première plateforme française de production et de stockage d'hydrogène à partir d'une énergie renouvelable hydraulique.

La plateforme est située sur le territoire de la commune de ***Port-Mort*** dans l'Eure, à une heure de route de Paris. Elle est édifiée près d'un aménagement de la Seine, qui comporte de part et d'autre d'un barrage, une écluse et un barrage équipé d'une turbine d'une puissance de 7,8 MW. Cette turbine produit de l'électricité, sauf lorsqu'en période de crue, elle est déconnectée du réseau pour laisser passer les hautes eaux.

L'électrolyseur d'une puissance de 68 kW, n'utilisera qu'un centième de l'électricité produite. L'électrolyseur décomposera de l'eau propre du réseau d'eau potable, pour en extraire de l'oxygène et 7 tonnes d'hydrogène. La consommation annuelle d'eau représente environ la consommation d'un habitant.

Cet hydrogène sera stocké sous forme solide (selon un procédé mis au point par ***McPhy Energy***, société membre du consortium engagé dans le projet). A plein régime, la plateforme pourrait produire plus de 20 tonnes d'hydrogène. L'hydrogène pourra être acheminé sous forme de solide en toute sécurité.



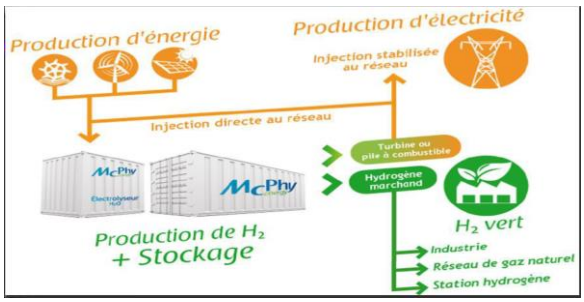


FIGURE 1 : CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE PORT-MORT (27)

2-7 Présentation du projet MOBYPOST

Partenaires

DUCATI energia, EIFER, LA POSTE, MAHYTEC, MES, UTBM (IFSTTAR), NITIDOR, SEZ

Mobilité Hydrogène pour la distribution postale

MOBYPOST est un projet européen qui vise à mettre en œuvre l'hydrogène et les piles à combustible comme source d'énergie de véhicules de distribution postale innovants. Une phase expérimentale importante doit permettre la démonstration de la viabilité de cette technologie. MOBYPOST propose de développer le concept de véhicules électriques alimentés par des piles à combustible ravitaillées en hydrogène produit et stocké localement, de manière complètement autonome. Le combustible hydrogène des véhicules est produit par un électrolyseur alimenté par des panneaux solaires disposés sur les toits des bâtiments des sites de distribution du courrier. Dix véhicules seront conçus, réalisés et expérimentés pour être exploités au sein de deux plateformes de La Poste, l'une à Audincourt dans le Doubs et l'autre à Lons Le Saunier dans le Jura.

Les objectifs sont multiples :

✓ Conception d'une flotte de véhicules spécifiques à chaîne de traction électrique à pile à combustible et dédiés à la distribution de courrier (critères de dimensionnement énergétiques vis-à-vis de l'usage, hybridation, ergonomie spécifique pour la distribution facilitée du courrier.

✓ Flotte de véhicules instrumentée et communicante.

✓ Démarche d'innovation technologique associée aux contraintes normatives pour bénéficier des homologations nécessaires à la circulation normale des véhicules sur la voie publique.

✓ Mise en œuvre de deux infrastructures de production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire sur des sites de La Poste.

✓ Assurer le fonctionnement et l'évaluation, pendant une année d'exploitation, de l'ensemble de la chaine des 10 véhicules sur 2 sites dans le cadre de l'usage réel de distribution du courrier.

3- Hydrogène et l'énergie hydroélectrique

La France possède encore plus de 40.000 moulins répartis dans tout le pays et plus particulièrement en zone rurale.

L'énergie hydroélectrique est aujourd'hui la première source d'énergie renouvelable produite en France. Alors que l'urgence écologique devient un sujet de plus en plus important, la part qu'elle représente est vouée à augmenter dans les années à venir. C'est dans ce contexte que les Moulins peuvent jouer un rôle dans le secteur de l'énergie bas carbone en produisant de l'hydrogène.

a- Comment fonctionne l'énergie hydraulique ?

Une centrale électrique est une installation qui produit de l'électricité en se servant de la force motrice de l'eau.

Le niveau de l'eau dans la rivière est surélevé par un seuil ou des vannes de manière à alimenter un canal de dérivation qui suit les courbes du terrain. Il sert à créer une différence de niveau entre le canal d'alimentation et la rivière.

C'est la hauteur de chute, qui, multipliée par le débit du canal et l'accélération de la pesanteur va déterminer la consistance du moulin en kW. La production d'électricité en kWh va ensuite dépendre de la capacité de la rivière à alimenter le moulin en périodes de hautes eaux, c'est-à-dire l'hiver. En général, un moulin fonctionne 8 à 9 mois par an (6 000 h).

b- Les machines hydrauliques :

La puissance hydraulique de la chute sera transformée en puissance mécanique soit par des roues, soit par des turbines, dont le rendement peut atteindre 80%.

Les vis d'Archimède se développent également de plus en plus du fait qu'elles sont ichtyo compatibles.

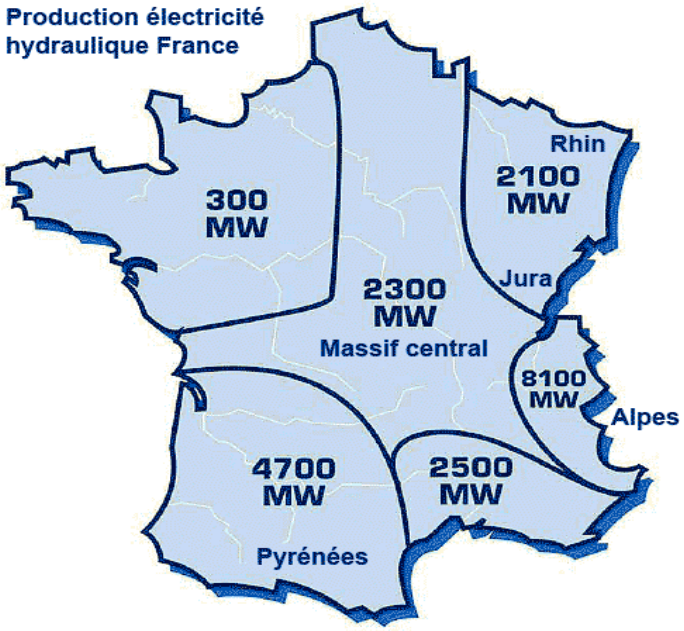
Nota :

Ces turbines présentent, globalement, des taux de mortalité bien plus faibles que les turbines classiques. Leurs gammes d'utilisation ne couvrent toutefois pas toutes les configurations d'aménagements hydroélectriques en termes de chute et de débit (notamment pour les chutes moyennes à hautes).

La solution des turbines ichtyo-compatibles est essentiellement envisageable dans le cas de nouveaux aménagements, leur mise en place sur des ouvrages existants nécessitant généralement des modifications importantes du génie civil.

3-1 Localisation des Moulins en France et potentiel.

http://hydropower.kamilpiwowarski.pl/app



(Production-electricite-hydraulique-en-france.png)

La France se situe en neuvième position au niveau mondial pour sa production hydraulique d'environ 50 TWh/an (en 2002), ce qui ne représente pourtant que 12% de la production électrique nationale (56% en 1960). Dans le monde, l'hydroélectricité représentait en 2005 : 16,2% de la production totale de l'électricité, contre 15,2% de l'électricité produite par le nucléaire, le reste (66%) étant toujours assuré par des combustibles fossiles.

3-2 Le coût de l'énergie hydraulique en France.

Pour la Grande hydraulique :

Une fois l'investissement initial amorti (sur une période de quinze à trente ans) le coût de production est identique à la moyenne européenne à savoir 2 centimes d'euro par kWh, ce qui correspond aux dépenses d'exploitation et d'entretien-maintenance.

Pour la Petite hydraulique :

Elle est aussi très rentable, puisque son coût total (amortissement compris) varie de 2 à 5 centimes d'euro par kWh.

Ainsi le coût du kilowattheure hydroélectrique est compétitif vis-à-vis de l'électricité d'origine fossile (charbon et hydrocarbures), surtout si l'on prend en compte le fait que très souvent les aménagements hydroélectriques sont à buts multiples : énergie, irrigation, contrôle des crues, etc.

Nota :

Le principal obstacle au développement de la petite hydroélectrique est la restauration de la continuité écologique qui part du principe que pour sauver le biodiversité aquatique, dulçaquicole, il faut que les poissons se déplacent, de ce fait, il faut détruire les seuils de moulins qui par conséquence supprime leur potentiel de production d'énergie renouvelable bas carbone.

Voir rapport Dambrine (2006)

Quelques chiffres :

- *Production hydro-électrique actuelle : 70TWh*
- *Potentiel développable à terme : 28,4TWh*
- *Avec contraintes écologiques actuelles :13,4TWh*
- *Avec contraintes écologiques envisagée : 4TWh*

Bilan économique de la continuité écologique :

- *15TWh < poissons+ sédiments <4TWh*
- *Avec un kWh à 0,1€ =* ***1,5 M€ à 2,4M€.***

4- Normes & Qualifications pour installations sous hydrogène

4-1 Normes :

Pour l'hydrogène utilisé en tant que vecteur énergétique, la normalisation au niveau mondial s'établit via l'Organisation internationale de normalisation (ISO) et la Commission électrotechnique internationale (IEC). Au niveau européen, c'est le CEN-Cenelec qui s'en assure ; au niveau national, l'Afnor (Association française de normalisation) et l'Union technique de l'électricité (UTE).

a- Systèmes de production d'hydrogène

Concernant la production sur site, des normes ISO ont été éditées pour chaque procédé (voir tableau 13). Ces normes précisent les exigences en termes de construction et de sécurité de chaque procédé. Pour les procédés d'électrolyse de l'eau et de reformage, chaque domaine d'application (industrielle ou résidentielle) a ses spécificités.

Tableau 13 - normes relatives aux systèmes de production d'hydrogène

Numéro	Titre
NF ISO 16110-1:2009	Générateurs d'hydrogène utilisant les technologies de traitement du carburant - Partie 1 : sécurité
ISO 22734-1:2008	Générateurs d'hydrogène utilisant le procédé d'électrolyse de l'eau - Partie 1 : applications industrielles et commerciales
ISO 22734-2 :2011	Générateurs d'hydrogène utilisant les procédés d'électrolyse à l'eau - Partie 2 : applications résidentielles

L'ISO 16110-1 : 2009 s'applique aux systèmes de génération d'hydrogène conditionnés, autonomes ou adaptables en sortie usine, d'une capacité inférieure à 400 Nm3/h, permettant de convertir un carburant d'entrée en gaz riche en hydrogène, de composition et de conditions adaptées aux dispositifs fonctionnant à l'hydrogène (systèmes d'alimentation à pile à combustible ou systèmes de compression, de stockage et de distribution d'hydrogène, par exemple).

L'ISO 22734-1 : 2008 définit les exigences de fabrication, de sécurité et de rendement relatives aux appareils de génération d'hydrogène gazeux emballés ou assemblés en usine, utilisant l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène et de l'oxygène gazeux. Elle s'applique aux générateurs d'hydrogène qui utilisent les types suivants de milieu de transport des ions : bases aqueuses ; polymères solides avec un groupe à fonction acide, comme les PEM.

L'ISO 22734-1 : 2008 s'applique aux générateurs d'hydrogène prévus pour une utilisation commerciale ou industrielle intérieure ou extérieure (utilisation non résidentielle). Les générateurs d'hydrogène qui peuvent aussi être utilisés pour produire de l'électricité, comme les piles à combustible réversibles, sont exclus du domaine d'application de l'ISO 22734-1 : 2008.

b- Tableau 14 - normes relatives à la gestion des surpressions

Numéro	Titre
NF EN ISO 4126-1 : 2013	Dispositifs de sécurité pour protectioncontre les pressions excessives - Partie 1 : soupapes de sûreté
NF EN ISO 4126-2 : 2003	Dispositifs de sécurité pour la protection contre les pressions excessives - Partie 2 : dispositifsde sûreté à disque de rupture

L'ISO 4126-1 : 2013 spécifie les exigences générales des soupapes de sûreté, quel que soit le fluide pour lequel elles sont conçues. Elle est applicable aux soupapes de sûreté présentant un orifice d'écoulement de diamètre supérieur ou égal à 4 mm, qui sont utilisables à des pressions de début d'ouverture de 0,1 bar effectif et plus. Aucune limitation en température n'est fixée.

L'ISO 4126-2:2003 spécifie les prescriptions applicables aux dispositifs de sûreté à disque de rupture. L'ISO 4126-2 : 2003 comprend les prescriptions de conception, de fabrication, de contrôle, d'essai, de marquage, de certification et de conditionnement. Les prescriptions concernant l'application, la sélection et l'installation des dispositifs de sûreté à disque de rupture sont indiquées dans l'ISO 4126-6.

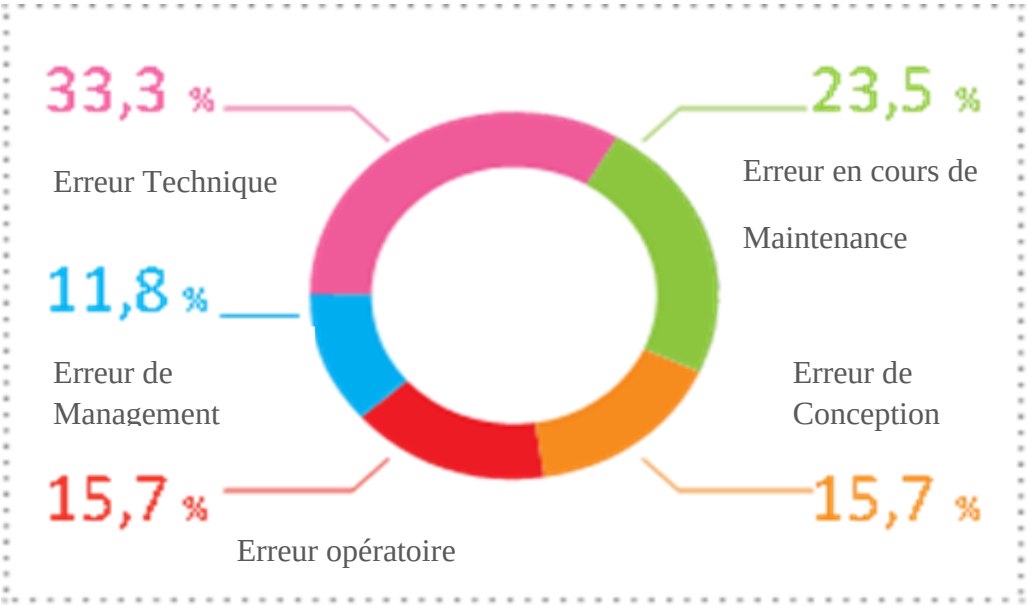
c- Tableau 16 - directives européennes applicables aux installations de production décentralisée d'hydrogène

Directive	Nom de la directive
2014/34/UE	Directive 2014/34/UE du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant les appareils et lessystèmes de protection destinés à être utilisésen atmosphères explosibles
97/23/CE	Directive 97/23/CE du 29 mai 1997 relativeau rapprochement des législations des États membres concernant les équipements sous pression
1999/36/CE	Directive 1999/36/CE du 29 avril 1999 relativeaux équipements sous pression transportables
1999/92/CE	Directive 1999/92/CE du 16 décembre 1999concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécuritéet de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives
2004/108/CE	Directive 2004/108/CE du 15 décembre 2004relative au rapprochement des législations desÉtats membres concernant la compatibilité électromagnétique et abrogeant la directive 89/336/CEE
2006/95/CE	Directive 2006/95/CE du 12 décembre 2006concernant le rapprochement des législationsdes États membres relatives au matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension
2006/42/CE	Directive 2006/42/CE du 17 mai 2006 relative aux machines et modifiant la directive 95/16/CE

- **Nota :**

Une étude plus récente, datant de 2011, sur les causes de 32 incidents concernant les procédés de l'hydrogène montre que la plupart (33 %) sont dus à une mauvaise réalisation technique (hors stations-services, utilisation domestique et transport d'hydrogène, exclus de cette étude).

Figure 15 : origines des incidents identifiées



Cette étude conclut que le « facteur organisationnel et humain » joue un rôle prédominant dans la survenue de ces incidents.

4-2 Qualifications ICPE :

Les installations classées pour la protection de l'environnement

La législation des installations classées vise à réduire les dangers ou inconvénients que peuvent présenter les ICPE soit :

- Pour la commodité du voisinage ;
- Pour la santé, la sécurité, la salubrité publiques ;
- Pour l'agriculture ;
- Pour la protection de la nature, de l'environnement et des paysages ;
- La conservation des sites et des monuments ainsi que des éléments du patrimoine archéologique.

Il est défini rubrique par rubrique dans la nomenclature des installations classées en fonction de la gravité des dangers ou des inconvénients que peut présenter l'exploitation d'une installation.

Nota :

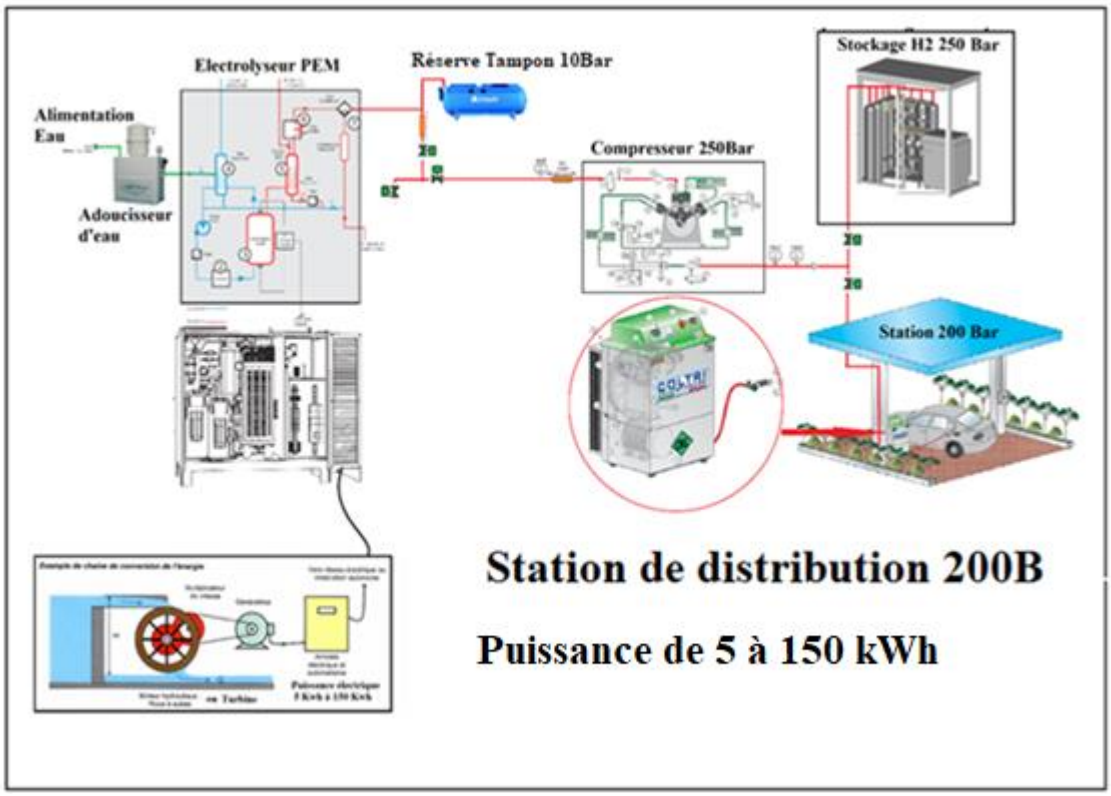
Toutes installations de production, de stockage sous haute pression et de distribution devront respecter les différentes normes en vigueurs et les demandes de classification ICPE.

Pour cela, il sera important de valider un dossier de conception et de réalisation afin d'obtenir les certifications nécessaires avant toute mise en service et ainsi pouvoir dupliquer les dossiers pour réduire les coûts.

La formation et la qualification des exploitants pour l'utilisation d'une installation sous haute pression pourront être obtenues par le fabricant de l'installation.

5- Produire de l'hydrogène avec un Moulin

Schéma de principe (PID)



5-1 Poste électrolyseur : *AEM Electrolyseur* Pour Puissance de 5kWh

Descriptifs Techniques	
Série	EL2.1
Pression (Ps)	8 à 35 bar
Largeur	500 mm
Longueur	700 mm
Hauteur	700 mm
Masse	~ 120 kg
Pression Eau input	1 – 4 bar
Conductivité eau	≤ 20µS/cm (25°C)
Consommation eau	0,8L/h
Température fonctionnement	5 °C à 45 °C
Tension alimentation	AC 240 V- 502/60 Hz
Puissance nominale (Nm^3H_2)	4.8 kWh - Nm^3
Puissance consommée	4.8 kWh
Production volumique (débit H_2)	1 Nm3/h
Production massique (débit H_2)	2.14 kg par 24h

5-2 Réserve tampon 10 Bar :

Descriptifs Techniques	
Volume	900 Litres
Pression (Ps)	11 bar
Lg/H	2200 mm
Diamètre	795 mm

5-3 Traitement des condensats :

Descriptifs Techniques	
Volume	18 Litres
Pression (Ps)	11 bar
Lg/H	254 x 595 mm
Masse	6 kg

5-4 Purgeur automatique à sonde capacitive :

Descriptifs Techniques	
Pression mini	0.8 bar
Pression maxi	16 bar
Débit	5 m^3.h
Puissance pilotage	3 kW (400 V-50 Hz)
Dimensions (L x H x P)	179 x 127 x 74 cm

5-5 Compresseur hydrogène de 0.1 à 250 bar

Descriptifs Techniques	
Fluide	Hydrogène
Pression aspiration	2 à 7 bar
Pression refoulement	250 bar
Débit	5m^3.h
Puissance pilotage	3 kWh (400 V-50Hz)
Dimensions (L x H x P)	70 x 105 x 67 cm
Masse	160 Kg
Niveau sonore	65 dB

5-6 Poste stockage hydrogène à 250 bar

10 bouteilles de volume 50 litres (B50) Pression de service maxi 250 B

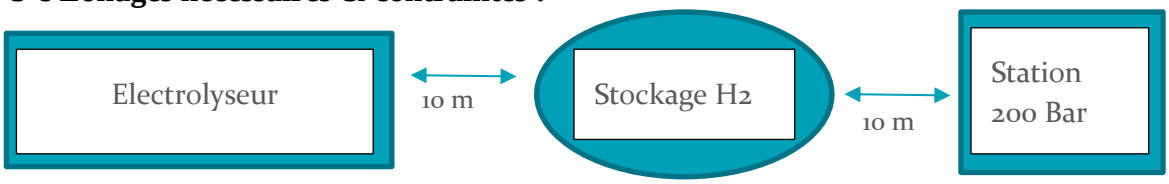
Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	**250 bar**
Nombre de bouteille B50 litres physique	**10**
Temps de remplissage stockage (500dm³)	**125 h**
Après un remplissage réservoir Véhicule	**24 h**

5-7 Station de distribution hydrogène 200 bar

Nota 1 : le design de la Station de distribution n'est pas pris en compte dans cette pré-étude.
Nota 2 : Pour un usage privatif exclusivement.

Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	200 bar
Temps de remplissage réservoir V : 125 L	5 mn
Autonomie Véhicule (base de 1kg/100km)	170 km
Temps entre chaque remplissage Véhicule	24 h

5-8 Zonages nécessaires & contraintes :



Dimensions au sol : 3 m x 2,5 m hauteur 3 m Contraintes températures : 5 à 30 °c. Zone ATEX	Dimensions au sol : 2 m x 2 m hauteur 2,5 m Zone ATEX	Dimensions au sol : 3 m x 2 m hauteur 3 m Zone ATEX Plots de protection

5-9 Poste électrolyseur pour station de 50 à 150Kw/h

Electrolyseur : AEM Electrolyseur

Descriptifs Techniques	
Série	
Pression (Ps)	8 à 35 bar
Largeur	2000 mm
Longueur	700 mm
Hauteur	1700 mm
Masse	~ 1200 kg
Pression Eau input	1 – 4 bar
Conductivité eau	≤ 20µS/cm (25 °C)
Consommation eau	8 L/h
Température fonctionnement	5 °C à 45 °C
Tension alimentation	AC 400 V- 502/60 Hz
Puissance nominale (Nm^3H_2)	5 kWh -Nm^3
Puissance consommée	100 kWh
Production volumique (débit H_2)	20 Nm3/h
Production massique (débit H_2)	21.4 Kg par 24 h

5-10 Poste stockage hydrogène à 250bar

10 bouteilles de volume 50 litres (B50) Pression de service maxi 250B

Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	250 bar
Nombre de bouteille B50 litres physique	10
Temps de remplissage stockage (500dm^3)	10 h
Après un remplissage réservoir Véhicule	2 h

5-11 Station de distribution hydrogène 200bar

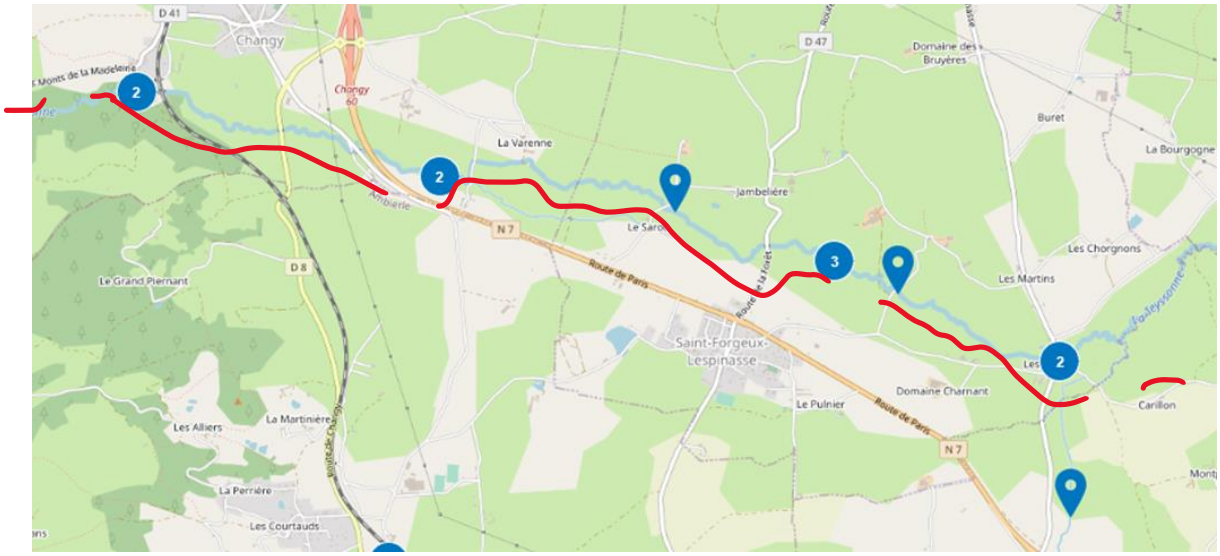
Nota 1 : le design de la Station de distribution n'est pas pris en compte dans cette pré-étude.
Nota 2 : Pour un usage privatif exclusivement

Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	200 bar
Temps de remplissage réservoir V : 125 L	5 mn
Autonomie Véhicule (base de 1kg/100km)	170 km
Temps entre chaque remplissage Véhicule	2 h

6- Solution Indispensable :

Mise en réseau de moulins pour station 350 & 700 Bar

« Exemple étude : Les Moulins sur la Teyssonne (Dept 42) »



http://hydropower.kamilpiwowarski.pl/app

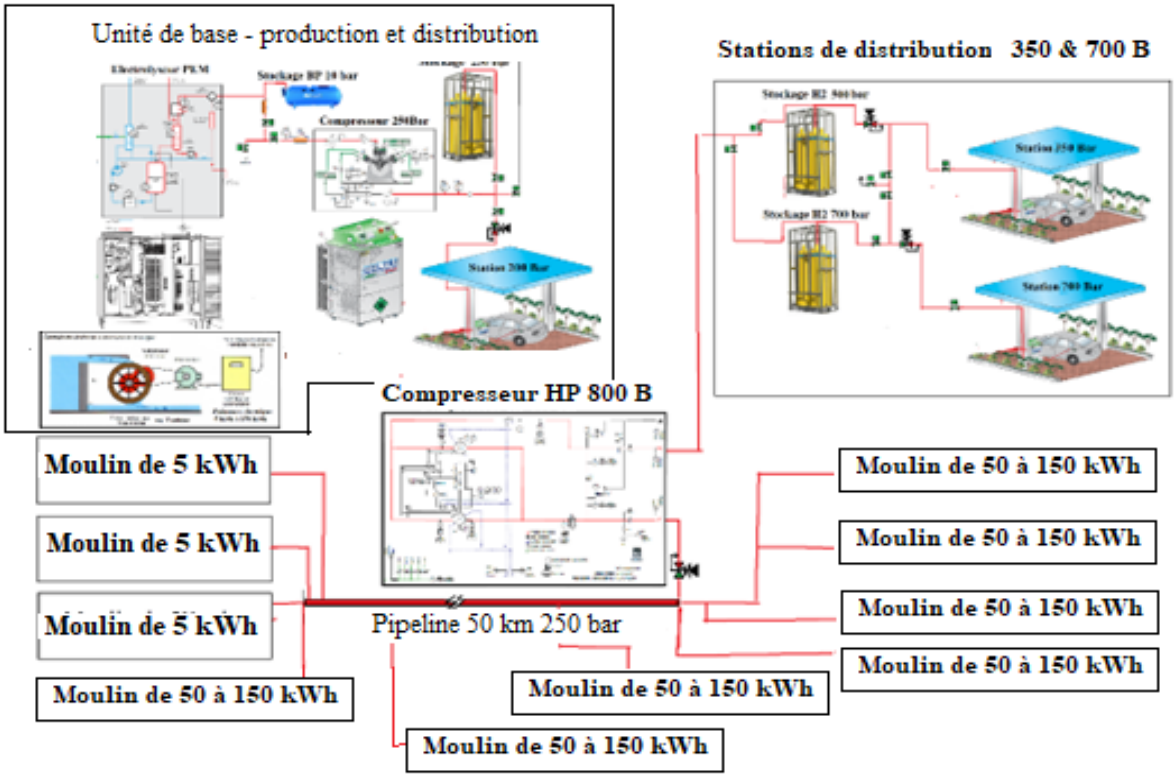
Création d'un réseau local privatif pour distribution hydrogène 350 & 700 bar.

Chaque moulin sera équipé d'une station à 200 bar d'une puissance de 5 à 150 kW/h.

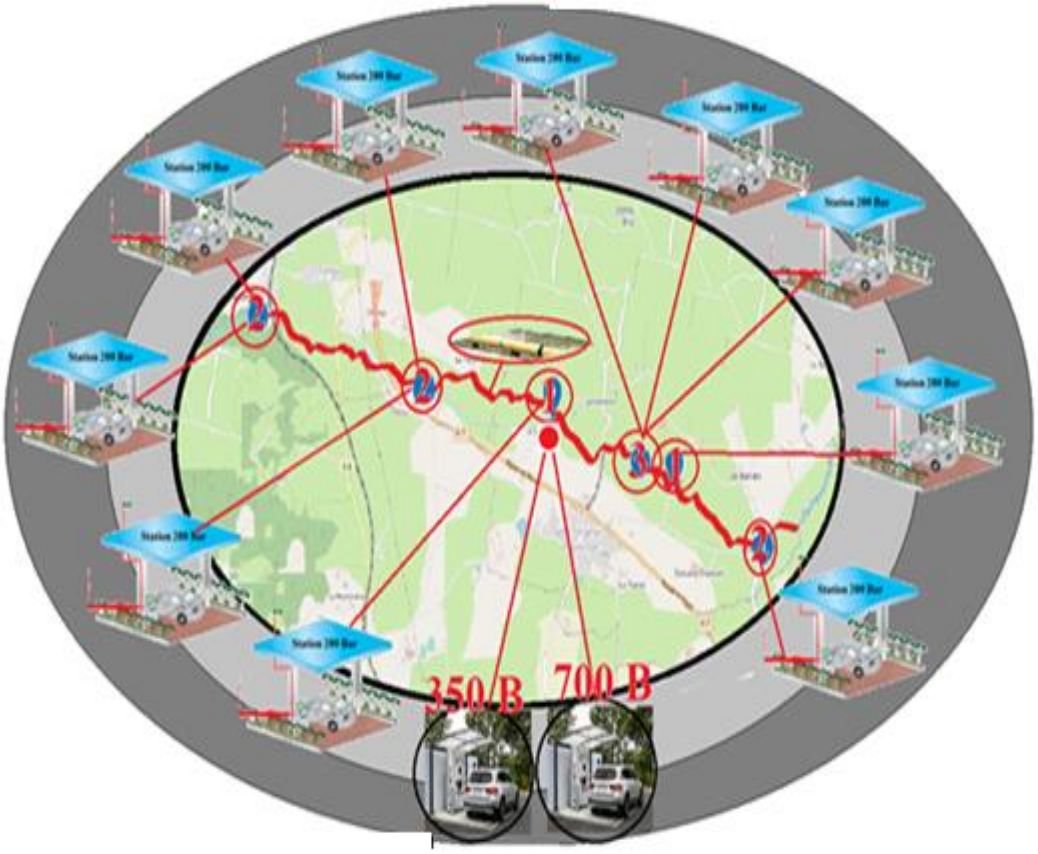
L'excédent de production d'hydrogène sera injecté dans un réseau 250 bar permettant ainsi d'alimenter une station de compression et de distribution haute pression (350 et 700 bar) centralisée tous les 10 km environ.

Ce réseau de distribution privatif permettra ainsi aux adhérents de ce réseau (professionnels ou non) d'accéder à une énergie bas carbone. Avec une autonomie de 300 à 500 km.

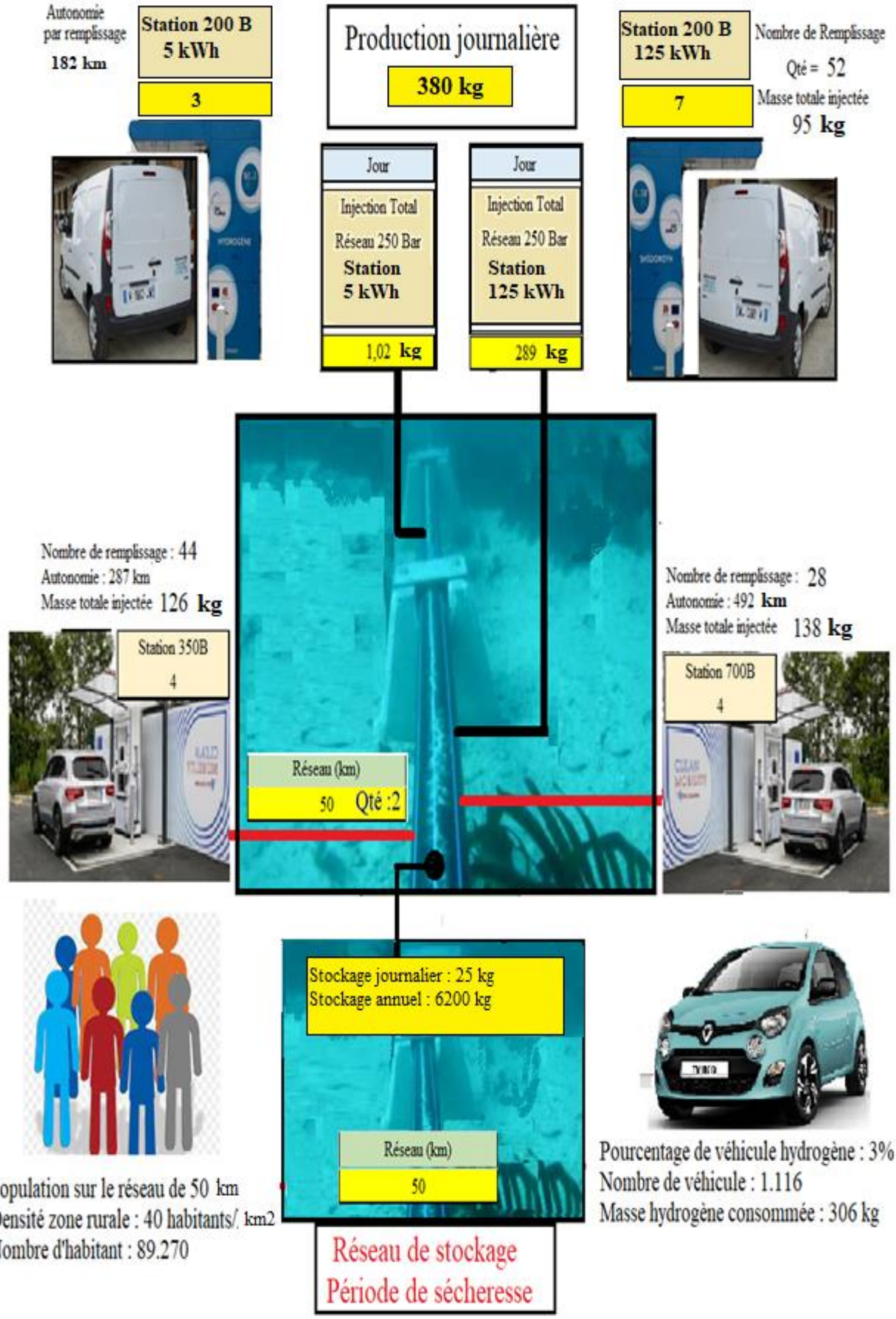
Schéma de principe (PID) Mise en réseau



Présentation vue d'ensemble



Présentation détaillée du réseau privatif



6-1 Groupe de compression membrane HP 800 bar

Descriptifs Techniques	
Série	MKZ 300-100/300
Pression admission	118 à 225 bar
Largeur	3900 mm
Longueur	1900 mm
Hauteur	2000 mm
Masse	~ 5000 kg
Pression Eau refroidissement	2 bar sous 12 m^3/h
Température fonctionnement	5 °C à 45 °C
Tension alimentation	AC 400 V- 502/60 Hz
Puissance consommée	68 kWh
Production volumique (débit H_2)	50 A 100 Nm3/h

6-2 Stockage HP 350 bar :

10 bouteilles de volume 50 litres (B50) Pression de service maxi 500 B

Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	500 bar
Nombre de bouteille B50 litres physique	10
Temps de remplissage stockage (500dm^3)	1h 40 mn
Après un remplissage réservoir Véhicule	20 mn

6-3 Station de distribution hydrogène 350 bar

Nota 1 : *le design de la Station de distribution n'est pas pris en compte dans cette pré-étude.*
Nota 2 : *Pour un usage privatif exclusivement.*

Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	350 bar
Temps de remplissage réservoir V : 125 L	5 mn
Autonomie Véhicule (base de 1kg/100km)	280 km
Temps entre chaque remplissage Véhicule	20 mn

. *Photo (Gilles Rolle/REA)*

6-4 Stockage HP 800 bar :

15 bouteilles de volume 35 litres (B35) Pression de service maxi 1000B

Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	750 bar
Nombre de bouteille B35 litres physique	15
Temps de remplissage stockage (525dm^3)	2 h 40 mn
Après un remplissage réservoir Véhicule	15 mn

6-5 Station de distribution hydrogène 700 bar

***Nota 1** : le design de la Station de distribution n'est pas pris en compte dans cette pré-étude.*
***Nota 2 :** Pour un usage privatif exclusivement.*

Descriptifs Techniques	
Pression de remplissage	700 bar
Temps de remplissage réservoir V : 125 L	5 mn
Autonomie Véhicule (base de 1kg/100km)	510 km
Temps entre chaque remplissage Véhicule	15 mn

. *Photo (Gilles Rolle/REA)*

7 Présentation financière du réseau privatif

Nota :
Cette approche financière est basée sur une hypothèse de 3 moulins de puissance de 5 kWh et de 7 moulins de 125 kWh sur une distance de 50 km.

7-1 Tableau général des coûts

Nota :

Les coûts sont définis sur la base des fournisseurs potentiels mais ne prennent pas en compte les frais études et d'autorisations nécessaire avant la mise en œuvre d'un tel réseau.

Postes	Qté	Montant HT	Investissement
Désignation		Unitaire	Montant Total
Station 5 kWh 200 Bar	3	51 834,00 €	155 502,00 €
Station 125 kWh 200 Bar	7	487 704,00 €	3 413 928,00 €
Réseau Stockage de Base	2	686 193,50 €	1 372 387,00 €
Station distribution 350 Bar	4	243 472,00 €	973 888,00 €
Station distribution 700 Bar	4	271 472,00 €	1 085 888,00 €
Réseau Tampon Temporaire	1	3 430 967,50 €	3 430 967,50 €

7-2 Tableau général retour financier

Amortissement	
Nbre Années	Montant Annuelle
10	15 550,20 €
10	341 392,80 €
30	45 746,23 €
10	97 388,80 €
10	108 588,80 €
30	114 365,58 €

Revenu		Prix	
pour le réseau	par moulin	hydrogène	Carburant
Annuel	Mensuel	€/Kg	€/L
364 378,91 €	3 036,49 €	6,69 €	1,83 €

7-3 Détail par poste

Version 5 kWh	Station 200 Bar		
Poste	Capex	Opex	€ / kg
Electrolyseur	10 000,00 €	8 760,00 €	
Stockage BP	1 200,00 €	85,00 €	
Compression 250bar	8 100,00 €	3 030,00 €	
Stockage HP	5 000,00 €	1 274,00 €	
Matériel HP	4 500,00 €	965,00 €	
Automatisme	3 500,00 €	1 035,00 €	
Montage	3 700,00 €	685,00 €	
Total	36 000,00 €	15 834,00 €	10,58 €

Version 125 kWh	Station 200 Bar		
Poste	Capex	Opex	€ / kg
Electrolyseur	250 000,00 €	195 000,00 €	
Stockage BP	1 200,00 €	85,00 €	
Compression 250bar	16 200,00 €	4 560,00 €	
Stockage HP	5 000,00 €	1 274,00 €	
Matériel HP	4 500,00 €	965,00 €	
Automatisme	3 500,00 €	1 035,00 €	
Montage	3 700,00 €	685,00 €	
Total	284 100,00 €	203 604,00 €	4,67 €

Station 350 Bar			
Poste	Capex	Opex	€ / kg
Compression 500bar	125 000,00 €	66 800,00 €	
Stockage HP	10 000,00 €	1 025,00 €	
Matériel HP	15 000,00 €	2 525,00 €	
Automatisme	15 000,00 €	1 517,00 €	
Montage	3 500,00 €	595,00 €	
Pistolet	1 500,00 €	1 010,00 €	
Total	170 000,00 €	73 472,00 €	0,57 €

Station 700 Bar			
Poste	Capex	Opex	€ / kg
Compression 700bar	125 000,00 €	66 800,00 €	
Stockage HP	25 000,00 €	2 525,00 €	
Matériel HP	25 000,00 €	4 025,00 €	
Automatisme	15 000,00 €	1 517,00 €	
Montage	3 500,00 €	595,00 €	
Pistolet	1 500,00 €	1 010,00 €	
Total	195 000,00 €	76 472,00 €	0,64 €

Réseau 250 Bar		50 km	
Poste	Capex	Opex	€ / kg
Tube inox 20 mm	625 000,00 €	18 750,00 €	
Infrastructure	15 000,00 €	4 500,00 €	
Matériel HP	3 500,00 €	787,50 €	
Montage	17 600,00 €	1 056,00 €	
Total	661 100,00 €	25 093,50 €	0,90 €

8 Applications et Recommandations :

Nota :

Afin de rendre viable un réseau privatif de production et de distribution d'hydrogène à partir de l'énergie hydroélectrique des moulins, il sera nécessaire de développer localement des besoins de cette énergie bas carbone :

8-1 La mobilité pour véhicule léger et professionnel.

Le réseau devra signer des contrats auprès des différents utilisateurs professionnels afin d'avoir une base de consommation d'hydrogène journalière.
Le model du projet ***MOBYPOST*** *peut être un exemple à développer*

Mobilité Hydrogène pour la distribution postale

8-2 Power to hydrogène pour stockage de l'énergie intermittente.

Il sera indispensable que ce réseau puisse stocker la production d'hydrogène sur la période des hautes eaux afin de pouvoir restituer cette énergie en période de faible débit d'eau.

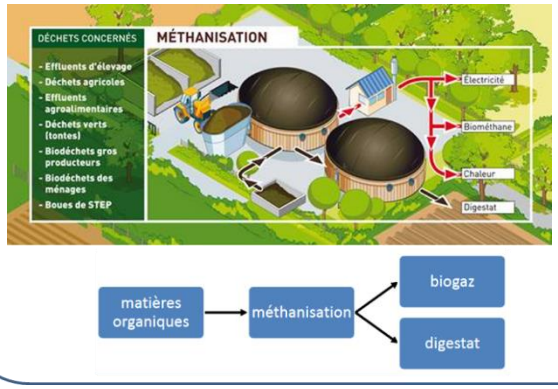
8-3 Fourniture d'hydrogène localement aux sites de méthanisation (traitement des biodéchets)

Nota :

La proximité des moulins auprès d'installations de méthanisation pourra permettre de participer au développement de la filière de méthane de synthèse par méthanation.
Ainsi, le dioxyde de carbone produit lors de la méthanisation pourra être transformé par la réaction de Sabatier en méthane de synthèse.

Méthanation = Réaction de Sabatier

$$CO_2 + 4H_2 \longrightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \Delta H = -165.0\ kJ/mol$$



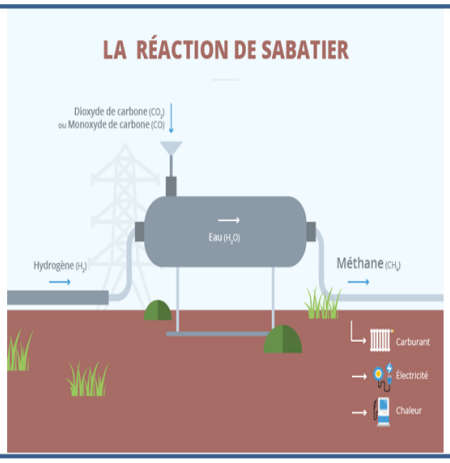
La **méthanisation** est basé sur une **processus biologique de** dégradation de la matière organique par des micro-organismes, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène.
Cette dégradation produit :

- un produit humide, riche en matière organique appelé digestat. Il est généralement envisagé le retour au sol.
- du **biogaz**, composé d'environ **60% de biométhane** et **40% de CO_2**, biométhane qui sera injecté dans le réseau de gaz après épuration.

La méthanisation produit une **énergie renouvelable locale**, **décarbonée** (produit 10 fois moins d'émission de CO_2 que le gaz naturel).

La **méthanation** est un **procédé industriel** consistant à faire réagir du CO_2 (ou du CO) avec de l'**hydrogène**, H2 afin de produire du méthane de synthèse, le syngas, (qui peut lui aussi être ensuite transformé en chaleur, électricité ou carburant) et de l'eau. Cette conversion catalytique est appelée « réaction de Sabatier ».

CO2 + 4 H2 -> CH4 + 2 H2O



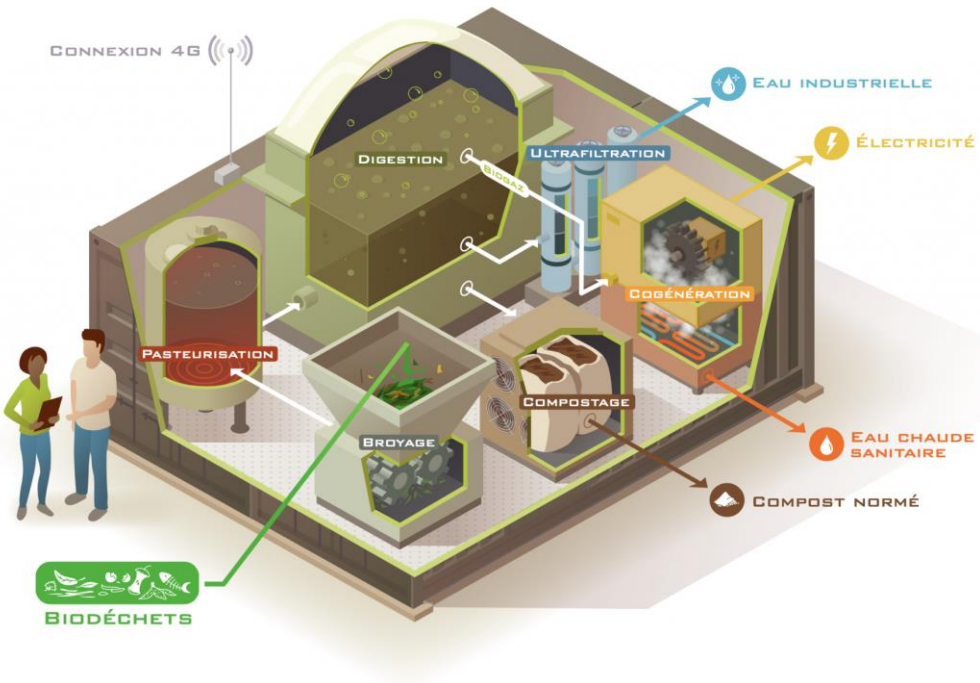
Le couplage de la méthanisation avec la méthanation permet de produire 100% de méthane (60% de biométhane et 40% de méthane de synthèse) en supprimant la brique séparation du CO_2 indispensable pour une unité de méthanisation seule.

Compte tenu de la tension mondiale sur l'approvisionnement du méthane, la filière biogaz et gaz de synthèse va trouver dans les années avenirs une place non négligeable dans le mixte énergétique.

Une solution alternative de Micro-méthanisation pourra être proposée localement pour répondre aux directives de UE concernant le traitement des biodéchets en l'absence d'unité de méthanisation proche.

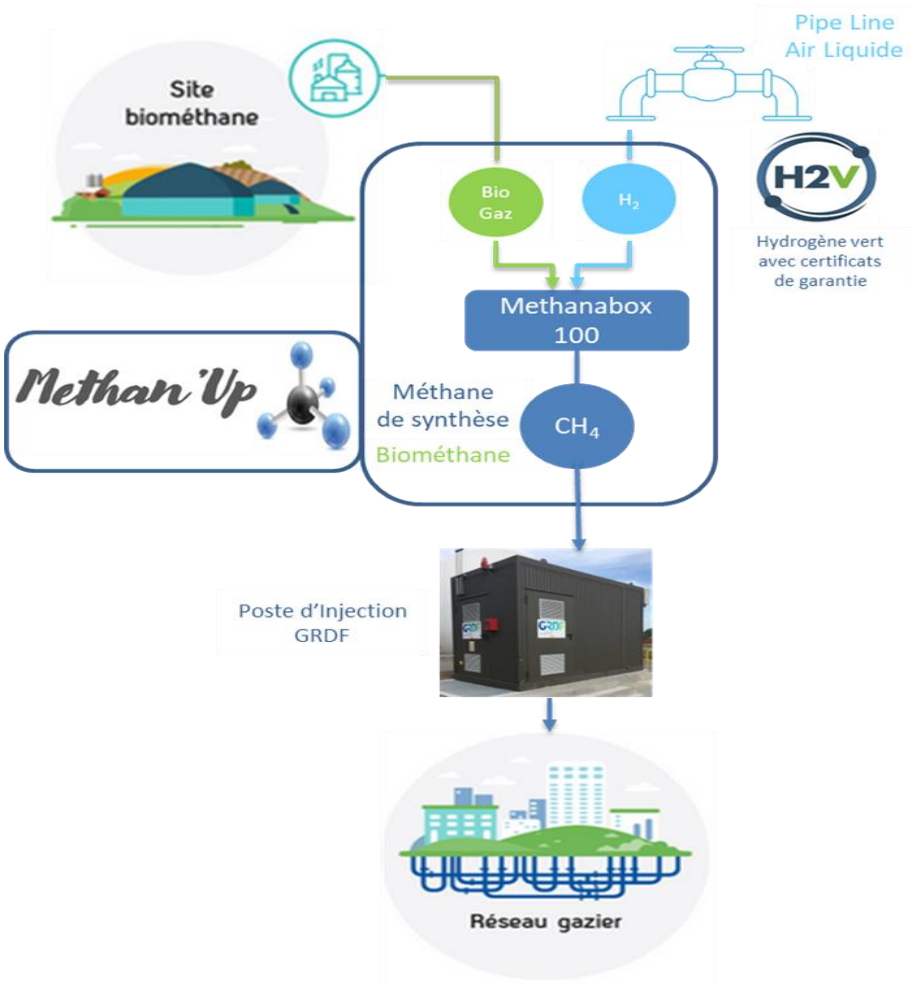
a- Exemple : unité de micro-méthanisation de la société BEE & CO

Des solutions technologiques & écologiques



b- Exemple de projet de couplage de la méthanisation avec une unité de méthanation

Projet Methan-Up sur le site du Havre



9- Conclusions :

Nota

Les projets hydrogène sont en grande partie portés par les deux acteurs majeurs du gaz en France.

9-1 Le premier acteur est la société ENGIE

Engie est un groupe industriel énergétique français. C'est le troisième plus grand groupe mondial dans le secteur de l'énergie, hors pétrole, en 2015. Son principal actionnaire est l'État français, qui détenait un quart du capital jusqu'en 2019

Cette société possède les filiales GRTgaz et de Grdf

GRTgaz *est une société française créée le 1er janvier 2005. L'entreprise est un des deux gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel ou assimilé en France. GRTgaz reprend les activités préalablement assurées par le service transport de Gaz de France. GRTgaz est filiale à 61% du groupe Engie*

Gaz Réseau Distribution France *est une société française de distribution de gaz fondée le 1er janvier 2008. Elle est le principal distributeur de gaz naturel en France et en Europe. C'est une filiale à 100 % d'Engie.*

Engie et ses filiales s'appuie sur sa très grande présence sur le territoire français pour implanter dans les régions de grandes unités de production d'hydrogène avec un réseau de stations de distributions pour les grandes métropoles.

9-2 Le deuxième acteur est la société Air Liquide :

Air liquide, anciennement L'Air liquide, est un groupe industriel français d'envergure internationale, spécialiste des gaz industriels, c'est-à-dire des gaz pour l'industrie, la santé, l'environnement et la recherche.

Cette société par sa maitrise des gaz sous pression et sous très basse température se positionne sur la construction de très grands centres de production d'hydrogène liquide afin de réduire les coûts de transport.

La position de ces deux grands groupes est d'installer des unités de très grande capacité de production afin de réduire le coût de production.

9-3 Les moulins et le réseau privatif

Les positions des moulins envisageables vis-à-vis de ces deux leaders sont :

1- Se rapprocher d'un des deux acteurs afin que la production d'hydrogène soit prise en charge par leur réseau.

Toutefois ce choix a pour contrainte un rachat du kg d'hydrogène à un coût de plus en plus faible ne permettant pas ainsi une rentabilité à terme.

2- Créer un réseau privatif qui ne viendra pas concurrencer ces deux grands groupes.

Nota :

Pour permettre la mise en place d'un tel réseau il sera nécessaire d'envisager les solutions suivantes :

1- Création d'un consortium qui comprendra des équipementiers, des entreprises spécialisées dans la construction de réseau et des utilisateurs privés.

2- Création d'une société regroupant les adhérents à ce réseau privatif.

Nota :

Cette société devra rechercher et posséder les compétences techniques pour la construction et la gestion de réseau de gaz sous pression.

Cette étude démontre la pertinence technique et économique pour la mise en place d'un réseau privatif de distribution hydrogène.

Toutefois, la partie génération d'hydrogène reste un point sensible du fait que les électrolyseurs PEM sont tout juste matures et que les différents fabricants orientent actuellement leurs fabrications vers des puissances supérieures à 1MW.
Le coût très élevé des Opex pour les électrolyseurs de petite puissance montre que la solution PEM n'est pas encore complétement industrialisée.

Il sera nécessaire, pour valider cette solution technique, de passer par une étape de démonstrateur afin de lever tous les verrous techniques et administratifs.

Ce démonstrateur pourra être financé en grande partie par les fonds (ADEME) et (Feder).
Le montant budgétaire pour ce démonstrateur sera de l'ordre de 5 à 10M€.

Nota :
Ce budget devra prendre en compte :

1- **Les études :** *techniques, administratives et réglementaires*
2- **La construction** *d'un réseau de 10Km composé de 3 à 5 moulins d'une puissance de 150Kw/h*
3- **La gestion** *sur une durée de 2 ans pour obtenir un Rex.*

Après cette expérience d'une durée probatoire de deux ans, il sera possible ainsi de multiplier ce réseau de base dans les différentes régions de France afin de créer un maillage local de stockage et de distribution d'hydrogène.

Il sera indispensable de standardiser la solution technique et de mutualiser les moyens afin de réduire les coûts en CAPEX et OPEX d'un tel réseau.

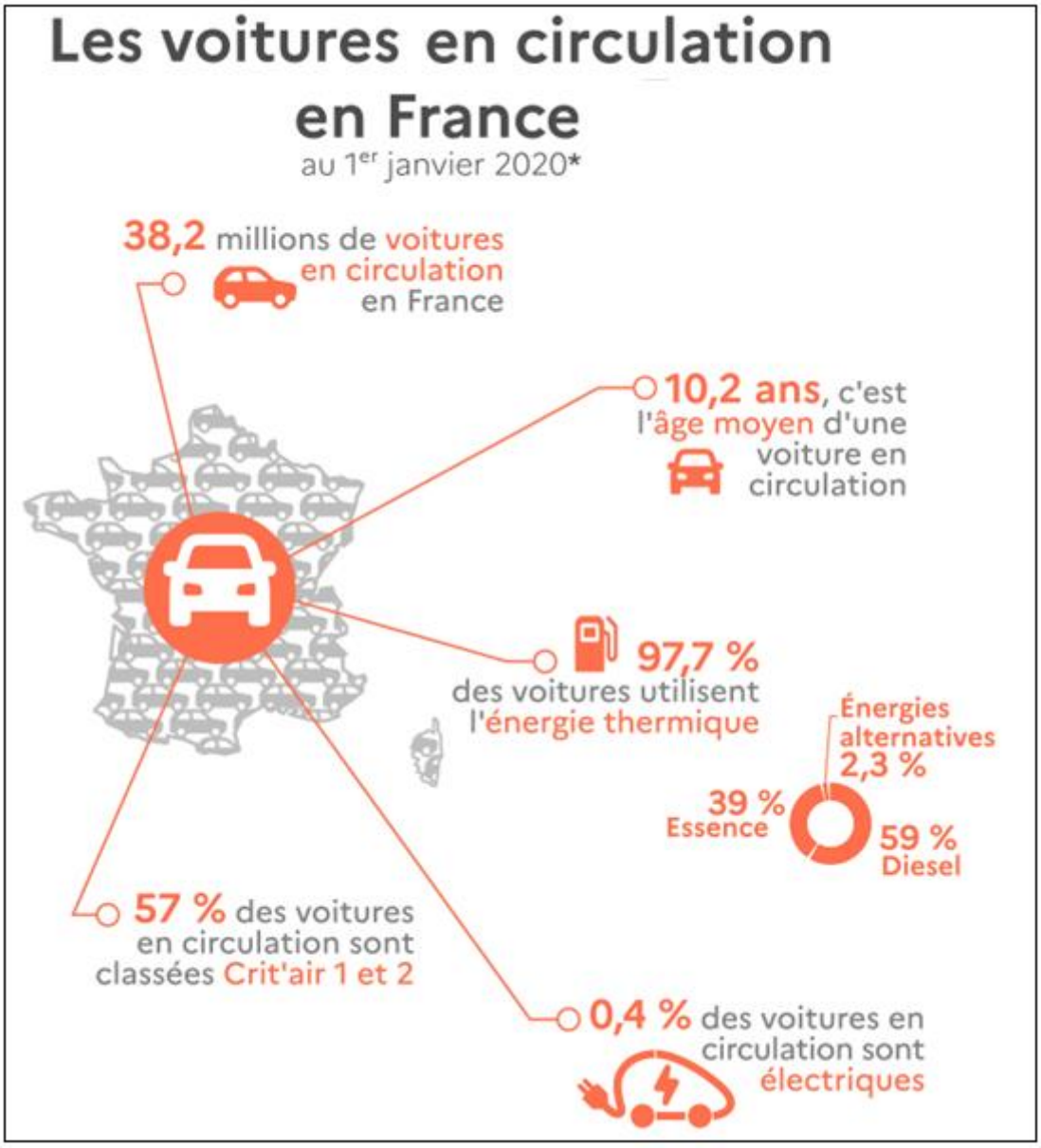
Nota divers :

1- Bilan carbone en fonction de la quantité de carburant consommé

1 litre de diesel pèse 835 grammes. Le diesel est composé à 86.2% de carbone (C), ce qui correspond à 720 g de C par litre de diesel. Pour brûler ce C en CO_2, 1920 g d'oxygène sont nécessaires. La somme nous donne donc 720 + 1920 = 2640 g de CO_2 par litre de diesel.

Une voiture qui consomme 5 litre/100km va donc émettre 5L x 2640 gr = 132 g CO_2/km.

Tableau 17 (Données et études statistiques) MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE



En fonction du tableau 17, une fois que le réseau sera globalisé sur l'ensemble du territoire, le bilan carbone par le remplacement de 3% de véhicules diésel en véhicules hydrogènes (voir page 33) permettra une réduction environ ***800 000 Tonnes/an de CO_2.***

(Base de consommation de 5L/100km pour une distance annuelle parcourue de 10.000 km par véhicule).

2- L'oxygène

Produit lors de l'électrolyse de l'eau, il pourra être injecté en amont du cours d'eau afin de compenser les pertes d'oxygénation causées par la retenue d'eau.

En France, par décision gouvernementale et avec les différents acteurs industriels, l'hydrogène va prendre une place importante dans le mixte énergétique décarboné dans les années futures.

Les moulins, grâce à l'énergie hydroélectrique peuvent participer au développement de ce mixte énergétique.

La ruralité ne peut pas attendre qu'un réseau national se mette en place sur l'ensemble du territoire car c'est prendre un risque de creuser les écarts écologiques et économiques entre les grandes métropoles et les campagnes.

Fin du document

H.Miclot

Références et remerciements :

Cétim *– « Compresseur à hydrogène « quelles technologies utilisées »*

CEA *– « Les énergies XXI siècle « livret thématique n°19 »*

CEA *– « L'hydrogène vecteur d'énergie »*

France Hydrogène *– « L'hydrogène en France « Edition 2021 »*

Projet Pushy

Projet mobypost

FFAM – « *Fiche technique « Moulin et Production d'électricité »*

Carte intéractive - *HydroMap*