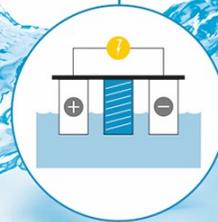
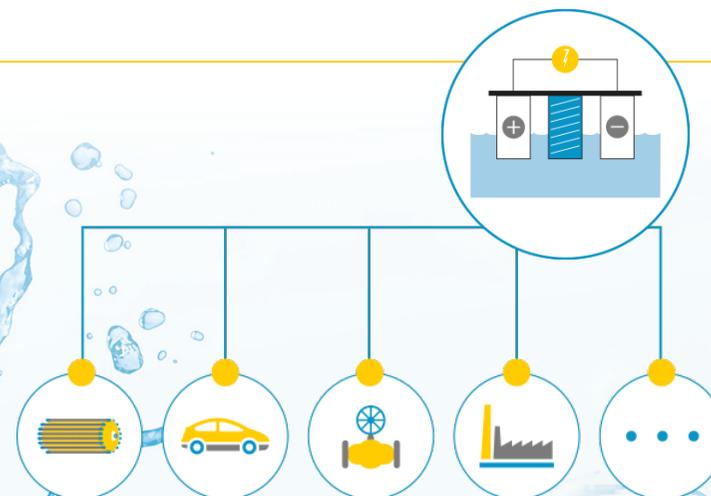


# Roadmap H2 pour la Wallonie



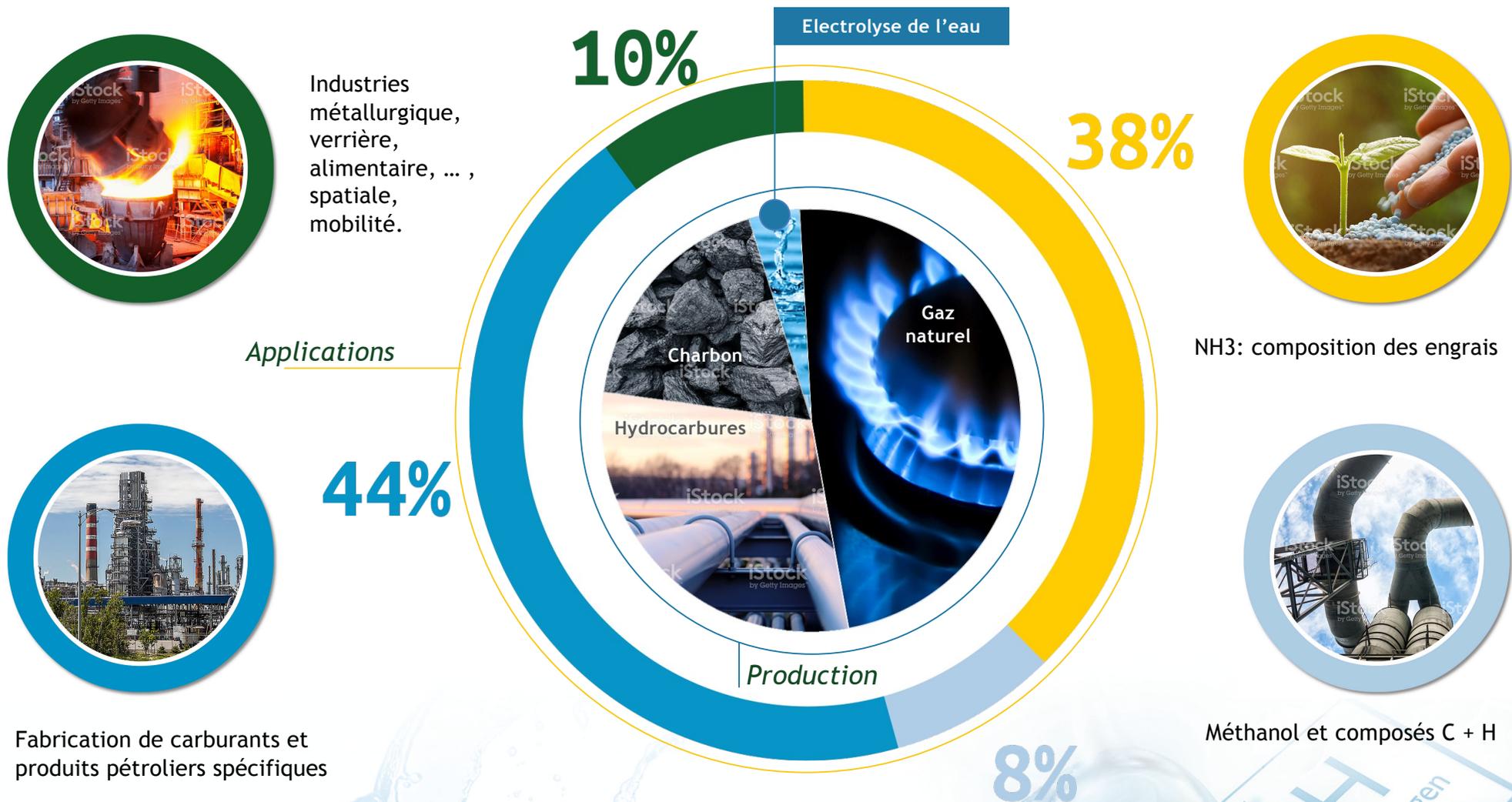
# Gros titre

Sous-titre ou intro



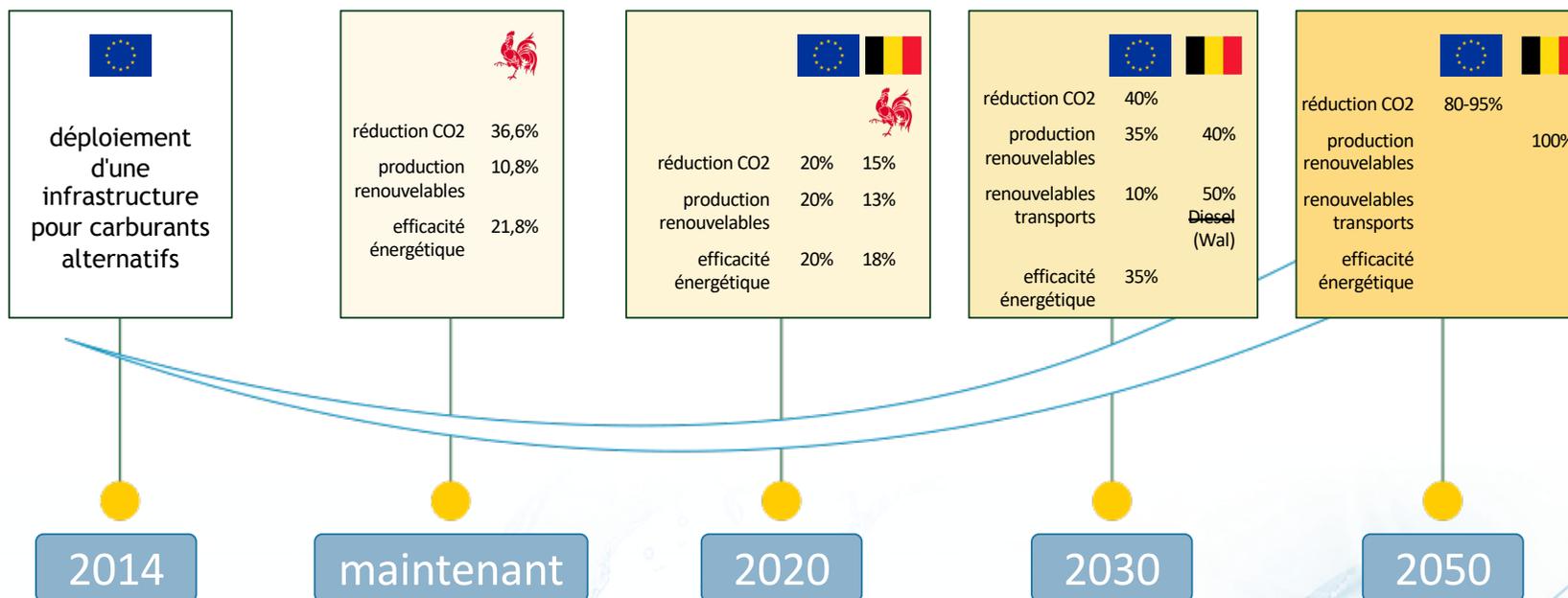
# Hydrogène (H2) – Production et consommation mondiale

Monde: 60 millions de tonnes d'H2 = 2% de la production totale d'énergie



# Prise de conscience climatique et impositions légales

- Lors de la conférence de Paris sur le climat (COP21) en décembre 2015, 195 pays ont adopté le tout premier accord universel sur le climat juridiquement contraignant.
- Au niveau européen, le cadre pour le climat et l'énergie fixe des grands objectifs pour 2020, 2030 et à l'horizon 2050.
- En termes de mobilité verte, à côté de l'objectif des 10% renouvelables dans le secteur du transport, l'UE a adopté une nouvelle réglementation (Directive 2014/94/UE) visant notamment à assurer la mise en place de points de ravitaillement en carburants alternatifs dans l'ensemble de l'Europe.
- En tant que membre de l'Union européenne, la Belgique, et donc la Wallonie, est tenue de suivre ces dispositions. Une mesure visant l'interdiction des véhicules au diesel en 2030 a par ailleurs été adoptée.
- Pacte énergétique: Sortie du nucléaire en 2025. Vers 100% d'énergies renouvelables pour 2050.

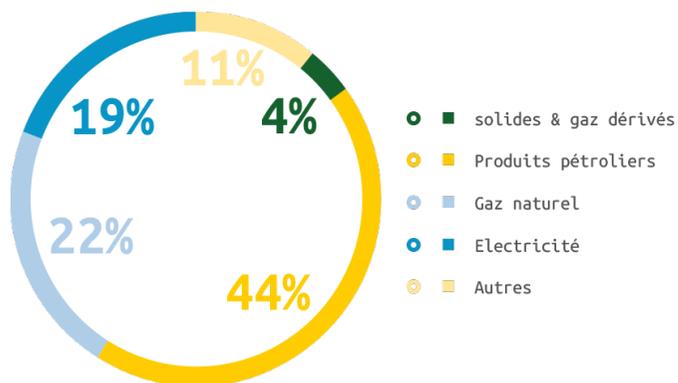


# Contexte énergétique wallon

## Consommation

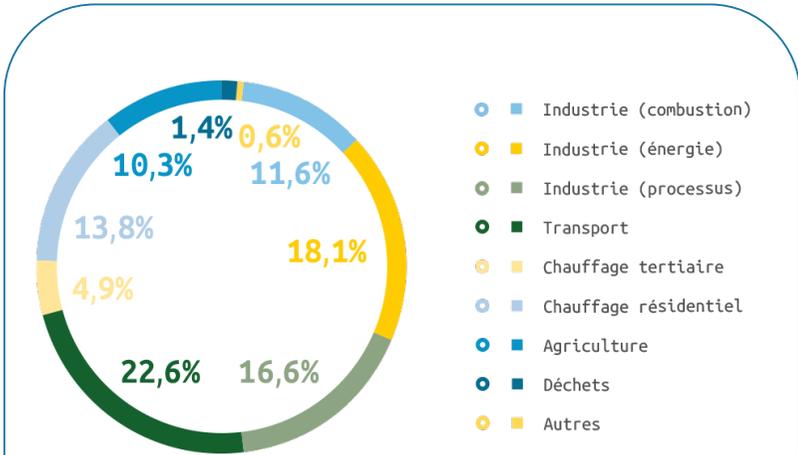
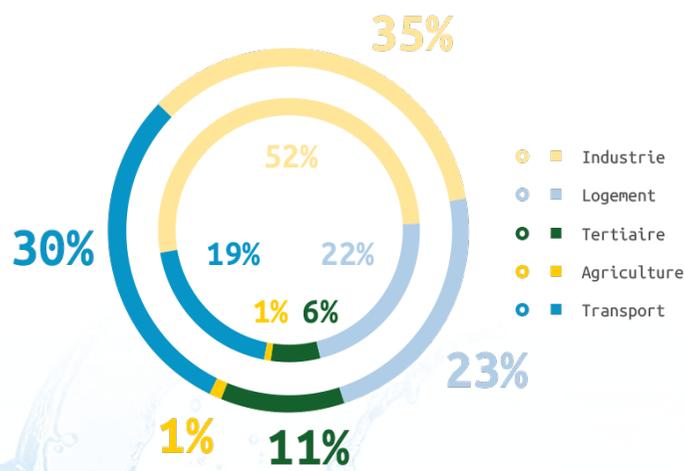
En 2014, la part des renouvelables dans la consommation finale brute belge a atteint 8,0%. La Wallonie ouvre la marche avec un taux de 10,8% (objectif 2020 : 13%)

La consommation totale d'énergie finale de la Wallonie a atteint 121 TWh en 2014 (-17 % par rapport à 1990). Il s'agit du niveau de consommation le plus bas depuis 1985.



On constate également une augmentation importante de la consommation d'électricité (+29 %) et des carburants (+29 %).

Le secteur transport est celui, avec le secteur tertiaire, qui a une consommation connaissant la plus forte progression depuis 1990 avec respectivement +33 % et +43 %, au contraire de celui de l'industrie (-44 %).



## Emissions

Le secteur des transports constitue désormais 22,6 % des émissions totales (contre 14,1 % en 1990) (transport routier = 97,5%).

La source principale de consommation énergétique dans l'industrie est la production d'électricité publique et de chaleur, qui représentaient 78 % des émissions du secteur en 2015.

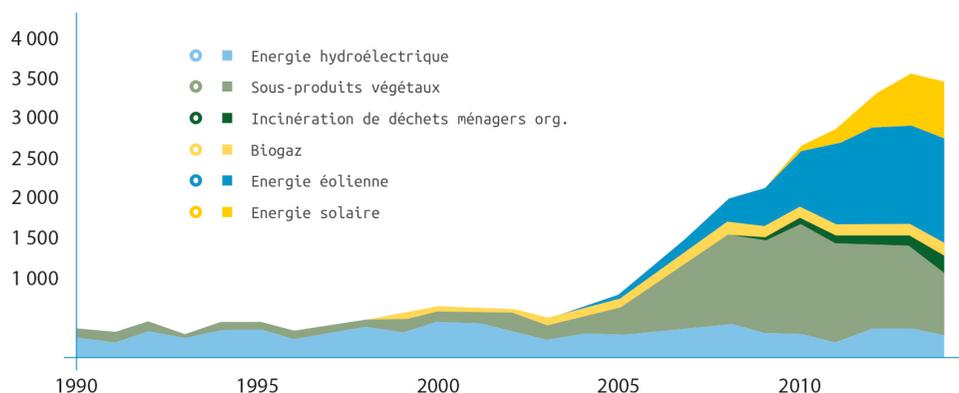
En ce qui concerne les processus industriels, les émissions de gaz à effet de serre ont été principalement causées par l'industrie chimique (42 % des émissions dont 57 % juste pour l'industrie pétrochimique et 5 % pour la production d'acide nitrique et d'ammoniac)

# Production d'énergie renouvelable en Wallonie

En 2014, le pourcentage d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute en Wallonie est de 10,8% (13,1 TWh), dont 3,1% dus à l'électricité, 6,5% à la chaleur et 1,2% aux transports.

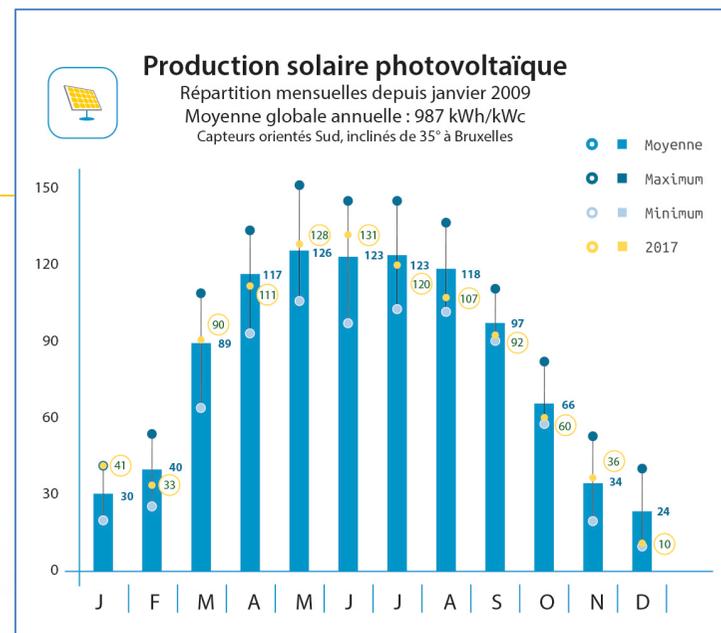
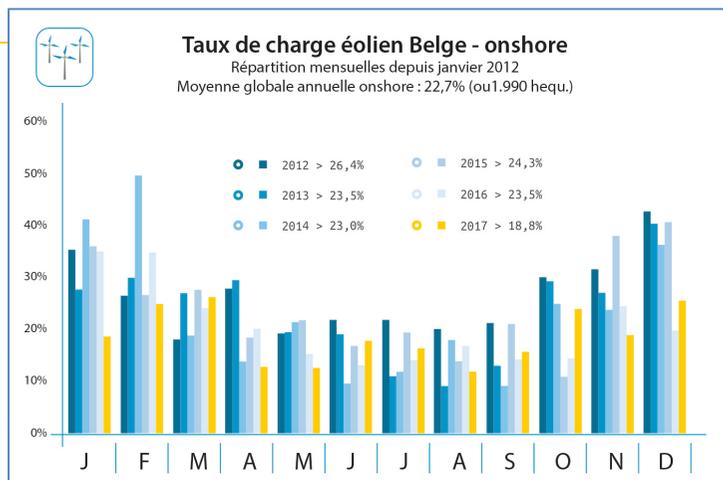
L'évolution de la production nette d'électricité par source renouvelable d'énergie est la suivante:

Electricité nette GWh



- L'éolien est le principal contributeur (38%), suivi de la production issue de la biomasse solide (23%), talonnés par la production électrique du solaire photovoltaïque (21%).
- Les installations éoliennes et photovoltaïques sont celles ayant connus les croissances les plus élevées ces dernières années (+7,4% et +14% par rapport à 2013).

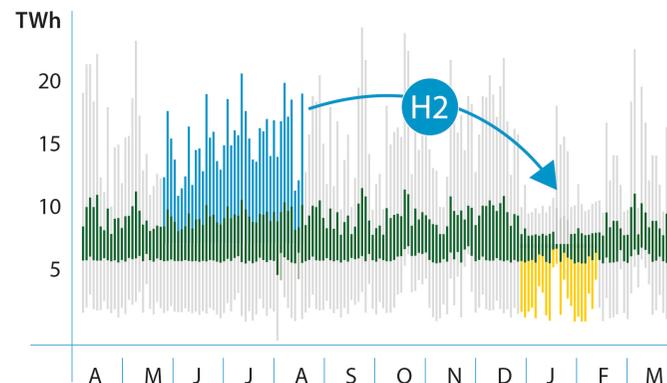
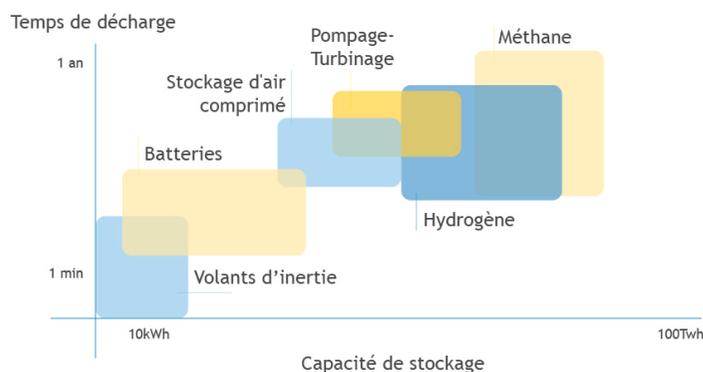
- Comme on le voit sur les graphiques de production ci-joint, ce sont par ailleurs des sources énergétiques intermittentes et fluctuantes au fil des saisons de l'année.



# Hydrogène (H2) - Vecteur énergétique d'avenir

## Intégration efficace des énergies renouvelables

- Prob: Non adéquation journalière et saisonnière entre la production renouvelable variable d'énergie et la consommation.
- Solut: Transformation des surplus électriques en H2
  - pouvant être reconverti et réinjecté en cas de déficits électriques à court terme.
  - pouvant être conservé à long terme pour du stockage saisonnier.
- Ex: En Allemagne, la demande est 30% supérieure en hiver qu'en été tandis que la production renouvelable y est 50% inférieure!

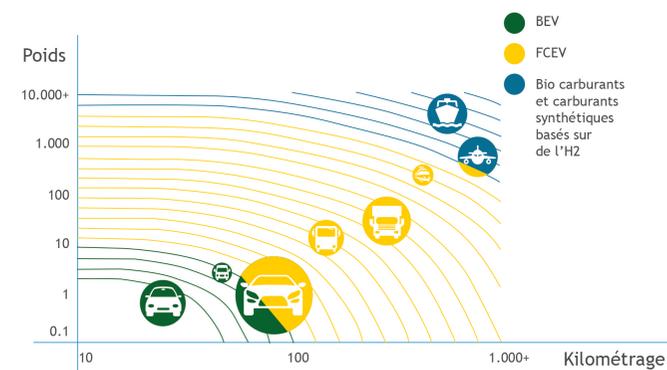


## Stockage long-terme et production décentralisée d'énergie

- Prob: Les moyens de stockage conventionnels (batterie, super-capaciteur, air comprimé) ont des limites en terme de capacité et de durée de stockage tandis que le pompage-turbinage nécessite des conditions géographiques particulières.
- Solut: L'hydrogène peut être produit là où les conditions météorologiques sont optimales, être stocké en larges quantités, et être transporté de différentes façons, sans perte d'énergie.

## Décarbonisation des transports, de l'industrie, du résidentiel et tertiaire

- Prob: Les secteurs des transports, de l'industrie et du chauffage résidentiel et tertiaire sont ceux qui consomment le plus d'énergie, dont la croissance est la plus marquée et dans le même temps ceux qui émettent le plus de CO2 dans l'atmosphère.
- Solut: En complément aux voitures électriques, les véhicules à H2 n'émettent pas de CO2, améliorent la qualité de l'air et ne font pas de bruit.
- Solut: En industrie, l'hydrogène renouvelable peut être utilisé en tant que matière première, transformé pour la pétro-chimie, comme substitut aux combustibles fossiles.
- Solut: L'H2 peut être soit mélangé au gaz naturel (décarbonisation partielle), soit, combiné à du CO2 issu de l'industrie, transformé en gaz naturel (décarbonisation totale), soit valorisé tel quel au moyen d'une pile à combustible (mini-cogénération) pour produire de la chaleur (et de l'électricité) pour les logements et bureaux.

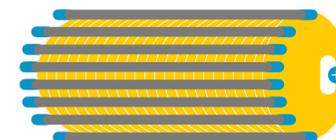
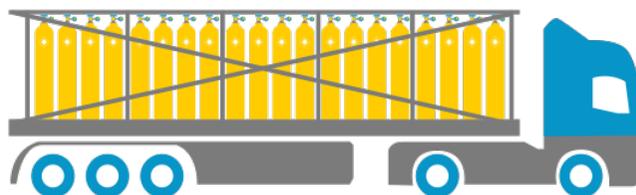


# Production et valorisation de l'hydrogène renouvelable

La production de l'hydrogène a jusqu'à présent été majoritairement destinée aux utilisations industrielles via le procédé de reformage du gaz naturel, d'hydrocarbures liquides ou du charbon, avec pour inconvénient d'être fortement émissif en dioxyde de carbone (CO2).

Même si elles ne représentent qu'une infime partie du marché actuel, des technologies alternatives décarbonées existent et devraient ouvrir de nouvelles voies de valorisation à l'hydrogène.

Avec l'essor des productions d'électricité d'origine renouvelable, l'électrolyse est une des technologies les plus en vue du moment. En effet, l'hydrogène peut être produit, de manière propre et décarbonée, à partir d'électricité d'origine renouvelable via la réaction d'électrolyse de l'eau ou à l'inverse servir à produire de l'électricité par l'intermédiaire d'une pile à combustible.



Production	Stockage et transport	Valorisation
<b>Electrolyseur:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Alcalin</li> <li>Proton Exchange Membrane (PEM)</li> <li>Solid Oxide (SOE)</li> <li>...</li> </ul>	<b>Gaz:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Bonbonne haute pression (350/700 bars)</li> <li>Caverne souterraine</li> <li>Pipelines</li> </ul>	<b>Pile à combustible (électricité):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Alcalin</li> <li>Proton Exchange Membrane (PEM)</li> <li>Solid Oxide (SOFC)</li> <li>...</li> </ul>
Gazéification de la biomasse	<b>Solide:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Hydrures métalliques</li> <li>Metal Organic Framework (MOF)</li> </ul>	<b>Injection avec le gaz naturel</b> (mélange H2/CH4)
Autre: Photocatalyse Voies photobiologiques Voies biologiques	<b>Liquide:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Réservoir cryogénique</li> </ul>	<b>Capture de CO2:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Méthanation (gaz naturel)</li> <li>Methanolisation (méthanol)</li> <li>Produits / usages industriels</li> </ul>

# Marchés de l'hydrogène

Le recours à l'hydrogène pour des applications énergétiques se fait principalement à travers l'usage des piles à combustible. 50.000 piles, représentant une capacité des 200 MW, ont ainsi été commercialisées en 2015 et 2016. 80% de celles-ci ont été destinées à des applications stationnaires, le reste allant au secteur de la mobilité. Les acteurs clés du marché sont les États-Unis, le Japon et l'Allemagne.

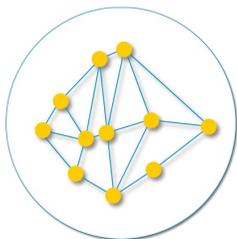
Pays clés	<p>Japon</p> 	<p>Le Japon est le pionnier et le leader sur le marché des miro-cogénérations pour le résidentiel (+ de 200.000 unités). Le gouvernement en prévoit 5,3 millions en 2030. La mobilité hydrogène est y également très soutenue, notamment par Toyota avec sa Mirai (+ de 90 stations de remplissage et se partage la plupart des 4200 véhicules commercialisés avec les USA).</p>
	<p>Etats-Unis</p> 	<p>Les USA disposent du plus grand réseau mondial d'hydrogène (2608 km) devant la Belgique (613 km). À l'inverse de la Chine, les projets stationnaires (moins nombreux) sont de puissances supérieures. Plus de 11.000 clarks H2 sont exploités par les entreprises américaines (moyenne de 100 unités par flotte). Environ 50 petits camions sont en circulation et 90% des voitures H2 immatriculées le sont en Californie (= 30/61 stations de remplissage).</p>
	<p>Allemagne</p> 	<p>L'Allemagne s'intéresse notamment à l'injection de l'H2 dans le réseau gazier ainsi qu'à la combinaison d'H2 avec du CO2 capturé (formation de gaz naturel) de manière à soulager ses réseaux électriques dans les zones fortement développées en énergie renouvelable. Une cinquantaine de trains hydrogène sont également prévus pour 2021. La mobilité, avec les nombreux constructeurs présents, est également un sujet important puisque 37 stations sont actuellement installées et 400 sont attendues pour 2023.</p>
Pays/régions voisines	<p>France</p> 	<p>En terme de mobilité, la France mise des initiatives régionales où des flottes captives sont privilégiées (utilitaires, taxis, La Poste, ...). Des véhicules électriques, de type Renault Kangoo (+ de 50), équipés de piles à combustible (prolongateur d'autonomie) et rechargées sous 350 bars offrent une solution économique pour lancer le marché. De nombreux projets variés, européens et issus de l'appel à projets « Territoires Hydrogène », sont en cours.</p>
	<p>Pays-Bas</p> 	<p>Les Pays-Bas souhaite substituer leurs réseaux de gaz naturel par de l'hydrogène. Cet hydrogène, produit en grande quantité, alimentera principalement les industries chimiques de production d'ammoniaque et de méthanol ainsi que l'exportation.</p>
	<p>Flandres</p> 	<p>La Flandres a rédigé une roadmap hydrogène (Power-to-Gas) basée sur des données technico-économiques qui préconise la mise en place de différents projets pilote sur le territoire ainsi que la création d'un cluster dédié à l'hydrogène. Au niveau de la mobilité, des objectifs ont été mis en avant dans le H2Mobility Belgium plan (projet TEN-T Hit-2-Corridors) par l'association Waterstofnet. Quelques projets ont eu lieu / sont en cours en Flandres via des aides européennes.</p>

# Défis à relever



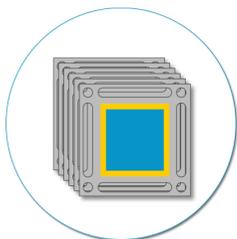
## Viabilité économique

- ⊙ Diminution des coûts des matériaux (plaque, électrode, catalyseur, membrane, électrolyte, stockage solide ...) et des processus de fabrication des composants (stack de cellules, réservoir, ...) via l'automatisation
- ⊙ Mise à l'échelle des projets pilotes (MW)
- ⊙ Amélioration de la qualité et de la durée de vie des matériaux
- ⊙ Augmentation de la pression atteinte en sortie d'électrolyseur (coût de la compression post électrolyse)
- ⊙ Développement de nouveaux modèles économiques et monétisation des services réseau et des émissions de CO2 évitées



## Recherche de matériaux de substitution

- ⊙ Facilement disponibles
- ⊙ Peu coûteux
- ⊙ Performants
- ⊙ Avec une bonne durée de vie
- ⊙ Permettant de la flexibilité (variabilité des EnR)
- ⊙ Et des temps de réponse courts (intermittence des EnR)



## Optimisation technologique

- ⊙ Amélioration du rendement des cellules (design, surface, durabilité, résistance) pour les hautes densités énergétiques
- ⊙ Augmentation du nombre de cycles et de la densité énergétique stockée à l'état solide
- ⊙ Recherche de catalyseurs à hautes performances pour la méthanation et les productions de carburants synthétiques
- ⊙ Développement de la technologie d'électrolyse à haute température solide oxyde



## Applications énergétiques

- ⊙ Adaptation des réglementations sécuritaires et administratives
- ⊙ Etablissement de normes et de standards communs
- ⊙ Vérification de la compatibilité des niveaux d'H2 avec les équipements du réseau de gaz naturel et les utilisateurs finaux
- ⊙ Acceptabilité sociale de l'hydrogène



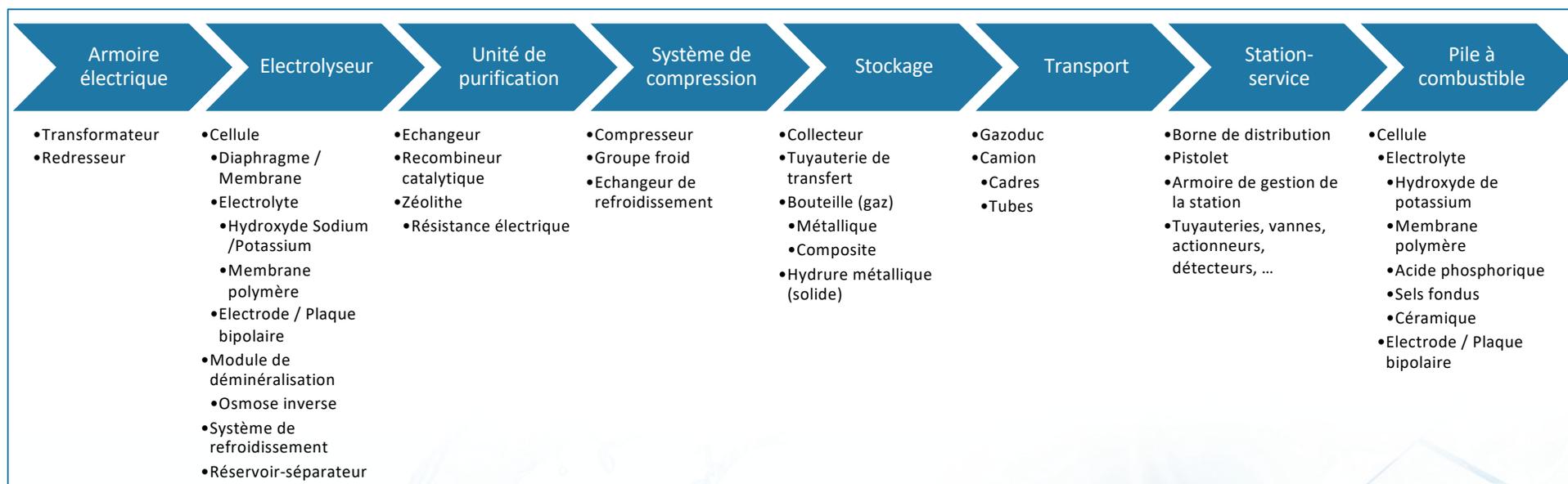
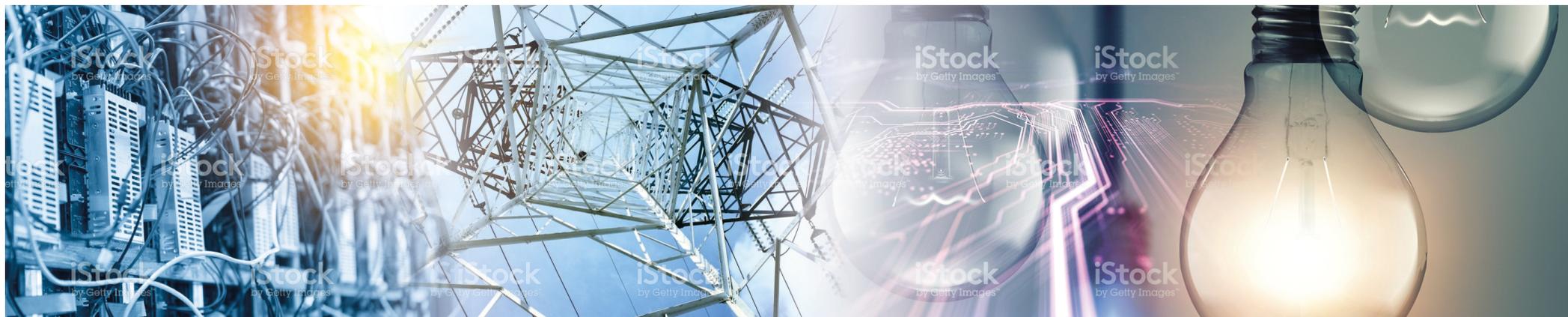
# Chaîne de valeurs des métiers et chaîne de valeurs technologique



- La production décentralisée d'hydrogène consiste en plusieurs étapes : la production d'hydrogène par électrolyse, sa purification, la compression et le stockage de l'hydrogène en bouteilles ou son stockage direct sous forme solide. S'en suit le transport de l'hydrogène vers son lieu de valorisation. Dans le cas de la mobilité, des phases de compression additionnelles précéderont un refroidissement du gaz et la livraison effective à la pompe.
- Sur la chaîne de valeurs des métiers, on peut voir que de nombreux secteurs d'activités gravitent autour de la production de l'hydrogène.



# Chaîne de valeurs des métiers et chaîne de valeurs technologique

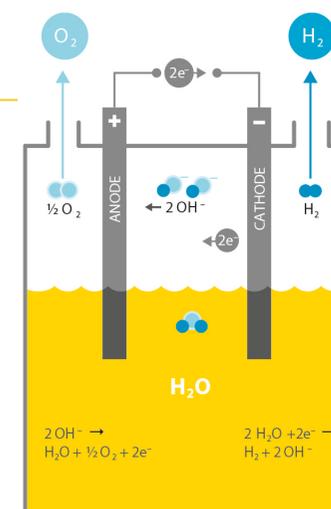


# Electrolyse

L'électrolyse de l'eau est un procédé électrochimique produisant de l'hydrogène et de l'oxygène à partir d'eau et d'électricité.

Cette réaction est mise en œuvre dans des cellules d'électrolyse contenant de l'eau avec deux compartiments séparés par un diaphragme ou une membrane. L'hydrogène est produit dans l'un des deux compartiments, l'oxygène dans l'autre. Le procédé d'électrolyse libère de la chaleur.

Trois voies d'électrolyse de l'eau sont actuellement utilisées, la voie alcaline et la voie PEM à l'échelle industrielle et la voie SOFC à l'échelle expérimentale.



- **La voie alcaline** utilise une solution aqueuse d'électrolyte alcalin (hydroxyde de sodium ou de potassium) : les électrons circulent de la cathode (électrode négative) vers l'anode (électrode positive) par le circuit électrique. Le compartiment contenant la cathode consomme de l'eau pour produire de l'hydrogène et des ions hydroxyde (OH<sup>-</sup>), tandis que le compartiment contenant l'anode consomme des ions hydroxyde et produit de l'oxygène. Les deux compartiments sont séparés par un diaphragme à travers lequel passent les ions hydroxyde.
- **L'électrolyse PEM** utilise un électrolyte solide sous forme de membrane polymère conductrice de protons qui sépare les deux compartiments. Les électrons circulent également par le circuit électrique de la cathode vers l'anode. Les deux électrodes sont collées à la membrane. L'eau s'oxyde sur l'anode pour former de l'oxygène et des protons, libérant des électrons. Les protons (ions H<sup>+</sup>) traversent la membrane et se recombinaient à la cathode pour former de l'hydrogène en captant des électrons.
- **La disposition de la pile des SOEC** est semblable à celle des PEM. Les électrodes sont construites autour d'une membrane en céramique solide qui sert d'électrolyte, portant des ions oxygène, O<sup>2-</sup>. Contrairement aux autres cellules, les SOEC fonctionnent mieux à haute température. Une quantité significative de l'énergie nécessaire peut donc être fournie en tant qu'énergie thermique (chaleur) au lieu d'électricité, ce qui améliore l'efficacité énergétique jusqu'à près de 100%. Un autre avantage est que les SOEC peuvent être utilisés à la fois comme électrolyseurs et comme piles à combustible, ouvrant la voie à un stockage électrique efficace et peu coûteux.

Propriétés	Electrolyse Alcaline	Electrolyse PEM
Réaction de production d'hydrogène à la cathode	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$
Réaction de production d'oxygène à l'anode	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$



	Avantages	Inconvénients
Alcalin	<ul style="list-style-type: none"> <li>Technologie commercialisée</li> <li>Option la moins chère (pas de métaux rares)</li> <li>Stack de grandes dimensions</li> <li>Hydrogène ultra-pure en sortie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potentiel de réduction des coûts limité (densité de courant faible)</li> <li>Amélioration de l'efficacité restreinte (technologie mature)</li> <li>Electrolyte corrosif</li> <li>Faible réactivité (vs PEM)</li> <li>Faible flexibilité (facture de charge de min. 20%)</li> <li>Opère sous haute pression</li> <li>Convertisseur spécifique (&lt; 250 kW)</li> </ul>
PEM	<ul style="list-style-type: none"> <li>Design simple et fiable</li> <li>Système compacte</li> <li>Rendement comparable à l'alcalin mais avec des densités de courant plus élevées</li> <li>Temps de réponse rapide</li> <li>Opère à haute pression</li> <li>Potentiel de réduction des coûts</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts d'investissement élevés (métaux nobles)</li> <li>Production en batch</li> <li>Durée de vie des membranes</li> <li>Dimensions des stacks limitées</li> <li>Puissance nominale des stacks inférieure</li> <li>Besoin d'eau plus pure</li> </ul>
SOEC	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rendement le plus élevé</li> <li>CAPEX faible (haute densité et pas de métaux rares)</li> <li>Co-électrolyse possible pour produire du syngas</li> <li>Utilisation réversible en pile à combustible (et réutilisation de la chaleur)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Technologie non-mature</li> <li>Faible durée de vie (stabilité des matériaux à haute température)</li> <li>Flexibilité limitée (charge constante pour un meilleur rendement et éviter la « décomposition » des cellules)</li> </ul>

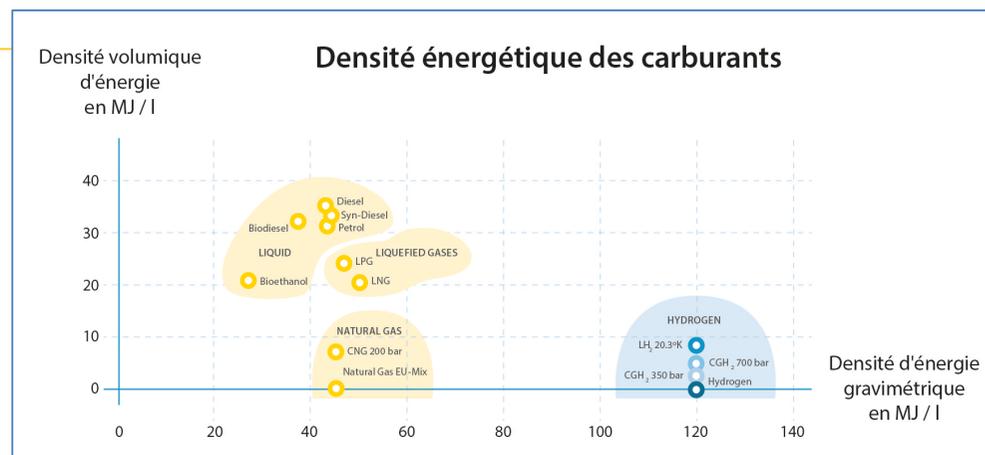
	Alcalin			PEM			SOEC		
Electrolyte	KOH liquide			Membrane polymère			Membrane céramique		
Porteur de charge	OH <sup>-</sup>			H <sup>+</sup>			O <sup>2-</sup>		
Maturité technique	Commercialisé			Commercialisé (début)			R&D		
Capacité maximale de la pile (kW)	1,8-5300			0,2-1150			10		
Rendement du système (% PCS)	65-82%			65-78%			85%-potentiellement 90%		
Dégradation annuelle	2-4%			2-4%			17% (test de 1000h seul.)		
	Auj.	2030	Visé	Auj.	2030	Visé	Auj.	2030	Visé
Densité de courant (A/cm <sup>2</sup> )	0,2-0,5	0,1-1	0-2	0-1	0-2	0-5	0-0,5	0-1	0-2
Température de fonctionnement (°C)	0-120	0-150	0->150	50-80	80-120	100-150	800-950	700-800	600-700
Pression de fonctionnement (bar)	1-200	1-350	1-700	1-50	1-350	1-700	1-5	1-30	1-100
Durée de vie (h)	10 <sup>5</sup>	>10 <sup>5</sup>	>10 <sup>5</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup> -50 <sup>4</sup>	>10 <sup>5</sup>	10 <sup>3</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>5</sup>
Capacité de production (Nm <sup>3</sup> /h)	500	>1000	>10000	10	>100	>1000	<10	100	1000
CAPEX (€/kW)	1000-1200	700	570	1900-2300	650	520	NC		160

	Acteurs Internationaux & Belges	
Alcalin		
PEM		
SOEC		



# Stockage et transport

L'hydrogène en tant que vecteur énergétique a de loin la plus haute densité d'énergie gravimétrique (PCI: 120,1 MJ/kg - PCS: 141,88 MJ/kg). Sa densité d'énergie par kilo est presque trois fois plus élevée que celle des hydrocarbures. Inversement, sa densité d'énergie volumétrique est comparativement très faible. Dans des conditions atmosphériques ambiantes, celle-ci est proche de zéro (PCI: 0,01 MJ /l). Pour des raisons pratiques, la densité de l'hydrogène est dès lors augmentée lors de son stockage. Trois principaux modes de stockage existent mais un seul est couramment utilisé, la compression gazeuse.



Stockage gazeux	Les électrolyseurs fonctionnent sous pression dans une gamme typique de 3 à 30 bar. Ils peuvent également être équipés de systèmes de compression. Les technologies et le nombre d'étages de compression utilisés dépendent de la pression de sortie requise. En vue d'applications de mobilité, les pressions communément envisagées sont de 350 ou 700 bar. Le phénomène de compression augmentant la température de l'hydrogène, il est refroidi à la sortie de chaque étage de compression.
Stockage solide	Le module de stockage sur hydrures, matériau à l'état solide, fonctionne à la pression de l'électrolyseur selon des séquences distinctes de stockage et de déstockage. En phase de stockage, l'hydrogène est absorbé sur les hydrures. La réaction d'absorption libère de la chaleur, ce qui nécessite de refroidir le réservoir d'hydrures pour maintenir une température constante. En phase de déstockage, le réservoir d'hydrures est chauffé pour produire la réaction de désorption de l'hydrogène qui consomme de la chaleur. Des recherches sont également menées pour stocker d'hydrogène par adsorption sur des structures organométalliques (MOF).
Stockage liquide	La température de liquéfaction de l'hydrogène à pression atmosphérique est de -253 °C. À cette température, l'hydrogène a une masse volumique de 71 kg/m <sup>3</sup> . Cela impose des technologies cryogéniques qui demandent des investissements importants. La solution hydrogène liquide semble par ailleurs abandonnée pour le stockage embarqué.
Pipeline	À travers un pipeline, l'hydrogène peut être transporté seul ou avec d'autres gaz. Le plus grand réseau mondial (1 500 km) se trouve en Europe et parcourt le Nord de la France, la Belgique (613 km) et les Pays-Bas. Ces réseaux ont été créés pour transporter de grandes quantités d'hydrogène dans ces zones de forte utilisation industrielle et pétrochimique.
Camions	Pour les petites quantités, l'hydrogène gazeux reste majoritairement transporté par camion, principalement sous deux formes : Dans des structures métalliques appelées « cadres » contenant plusieurs bouteilles reliées entre elles avec une seule sortie et renfermant plusieurs dizaines de kilos d'hydrogène. Les cadres sont déchargés et déposés à la station-service. Dans de grands cylindres, appelés aussi « tubes », sur une remorque contenant plusieurs centaines de kilos d'hydrogène (de 180 à 500 kg). Celle-ci est laissée sur site ou transférée dans un réservoir fixe installé chez le client.



# Stockage et transport

	Avantages	Inconvénients
<b>Gaz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mature</li> <li>Processus rapide</li> <li>Facile à transporter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Faible densité volumétrique</li> <li>Faible capacité par camion</li> </ul>
<b>Solide</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sûr</li> <li>Grande capacité de stockage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lourd</li> <li>Processus lent</li> <li>Faible durée de vie</li> </ul>
<b>Liquide</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Haute densité énergétique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CAPEX élevé</li> <li>OPEX élevé</li> </ul>

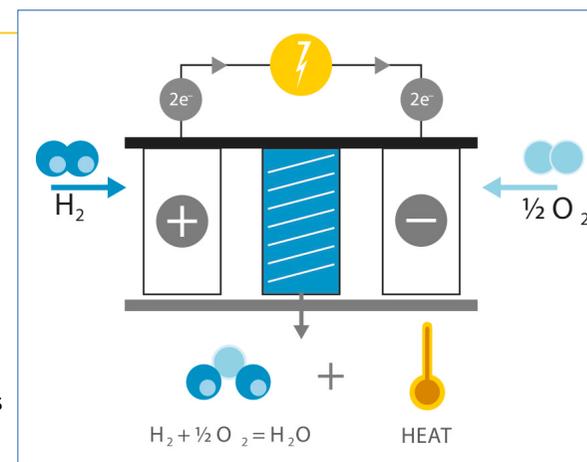
	Gaz comprimé (200 – 700 bar)	Hydrures métalliques	Liquide
Densité d'énergie volumétrique	2,9 MJ/l (350 bar) 4,8 MJ/l (700 bar)	5,5 kg H2/100 kg	8,5MJ/l
Pression de fonctionnement	350 & 700 bar	1-30 bar	1 bar
Température de fonctionnement	Ambiante	Ambiante – 280°C	-253°C
Fréquence des cycles	Elevé – Quelques minutes pour charger / décharger	Moyen– Plusieurs heures pour charger / décharger	Moyen– Plusieurs heures pour charger / décharger
Capacité de stockage énergétique	0,1-10 MWh par réservoir	0,1 kWh-25 MWh par container	0,1-100 GWh par réservoir
Capacité de stockage à LT	Elevée – Pas de fuite	Elevée – Pas de fuite	Faible – 0,1-0,5% par jour
Rendement	89-91% (350 bar) 85-88% (700 bar)	80-98%	55-75%
Sécurité / acceptation sociale	Risque d'explosion sous haute pression	/	Risques accrus d'incendie et d'explosions
Coûts	325 €/kg H2 (350 bar) 570 €/kg H2 (700 bar)	> 405 €/kg H2	160 - 220 €/kg H2

	Transport	Gaz	Solide	Liquide
Acteurs Internationaux & Belges				

## Pile à combustible

La pile à combustible convertit l'hydrogène en électricité, en eau et en chaleur, selon la réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. Les piles à combustible peuvent être stationnaires (production d'électricité pour un site isolé) ou bien embarquées pour des applications de mobilité (voitures, bus, chariots-élévateurs, etc.). Les types de piles à combustible sont classifiés selon le type d'électrolyte et la température de fonctionnement. Parmi les types d'électrolytes envisageables, on peut citer l'hydroxyde de potassium, les membranes polymères, l'acide phosphorique, les sels fondus, ou encore la céramique.

Tout comme une cellule d'électrolyse, une pile à combustible contient une anode et une cathode séparées par un électrolyte. L'électrolyte sépare les gaz l'un de l'autre, mais est perméable à certains ions. L'hydrogène gazeux fourni du côté de l'anode se sépare en ions en raison de l'action du catalyseur et émet des électrons:  $\text{H}_2 \rightarrow 4 \text{H}^+ + 4\text{e}^-$ . Ces électrons sont dirigés vers la cathode à travers un circuit externe, dans lequel ils créent un courant électrique. Là, ils provoquent l'ionisation de l'oxygène  $\text{O}_2 + 4 \text{e}^- \rightarrow 2 \text{O}_2^-$ . Enfin, les radicaux libres d'oxygène et d'hydrogène se combinent en émettant de la chaleur pour former de l'eau, électriquement neutre:  $4 \text{H}^+ + 2 \text{O}_2^- \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$



- ⦿ **La pile à combustible alcaline (AFC)** est la première pile à combustible créée. Ses avantages sont l'atteinte rapide de sa basse température de fonctionnement et son design compact. L'utilisation d'un électrolyte simple (solution d'hydroxyde de potassium) et de catalyseurs peu coûteux (métaux de base) entraîne de faibles coûts d'investissement. Son principal problème est sa très faible tolérance au dioxyde de carbone (besoin d'oxygène pur).
- ⦿ **La pile à combustible à membrane d'électrolyte polymère (PEMFC)** est également une pile à basse température (80 °C). Elle a une densité de puissance élevée et un faible volume, ce qui la rend particulièrement adaptée aux applications de mobilité. Le catalyseur à base de métal noble (platine) entraîne des coûts de construction élevés. Elle peut fonctionner avec de l'air plutôt qu'avec de l'oxygène pur. C'est la pile la plus fréquente sur le marché et celle qui présente le meilleur potentiel de réduction des coûts en fonction du volume de production.
- ⦿ **La pile à combustible à acide phosphorique (PAFC)** fonctionne à des températures moyennes (160-220 °C). La densité de puissance et la flexibilité des PAFC sont faibles. Leur efficacité électrique est relativement faible (40%), bien qu'en valorisant la chaleur résiduelle, on puisse atteindre des rendements globaux plus élevés (80%) qu'avec les piles à basses températures. Moins sensibles au monoxyde de carbone, elles nécessitent une charge de métal noble plus élevée.
- ⦿ **La pile à combustible à carbonate fondu (MCFC)** est catégorisée comme une pile à haute température (de 600 à 700 °). Les MCFC couvrent jusqu'à la gamme du MW et nécessitent beaucoup d'espace. Des rendements électriques d'environ 65% et des rendements globaux de 85% peuvent être atteints en utilisant la chaleur perdue en aval pour une production d'électricité supplémentaire.
- ⦿ **La pile à combustible à oxyde solide (SOFC)** est une pile à haute température (500-1000 °C), dont l'électrolyte est constitué d'un matériau céramique poreux solide. Les SOFC couvrent un large éventail d'applications, allant de l'alimentation décentralisée (domestique: quelques kilowatts) au secteur des centrales électriques (plusieurs mégawatts). En raison de leur température de fonctionnement élevée, les SOFC nécessitent des temps de démarrage relativement longs. Leurs rendements électriques sont élevés (environ 60%) de même que leurs rendements globaux (jusqu'à 85%). Comparées aux MCFC, les SOFC se caractérisent par des coûts d'investissement plus faibles et une durée de vie beaucoup plus longue. Ces dernières années, les SOFC sont devenues le deuxième type de pile à combustible le plus important après la PEMFC.

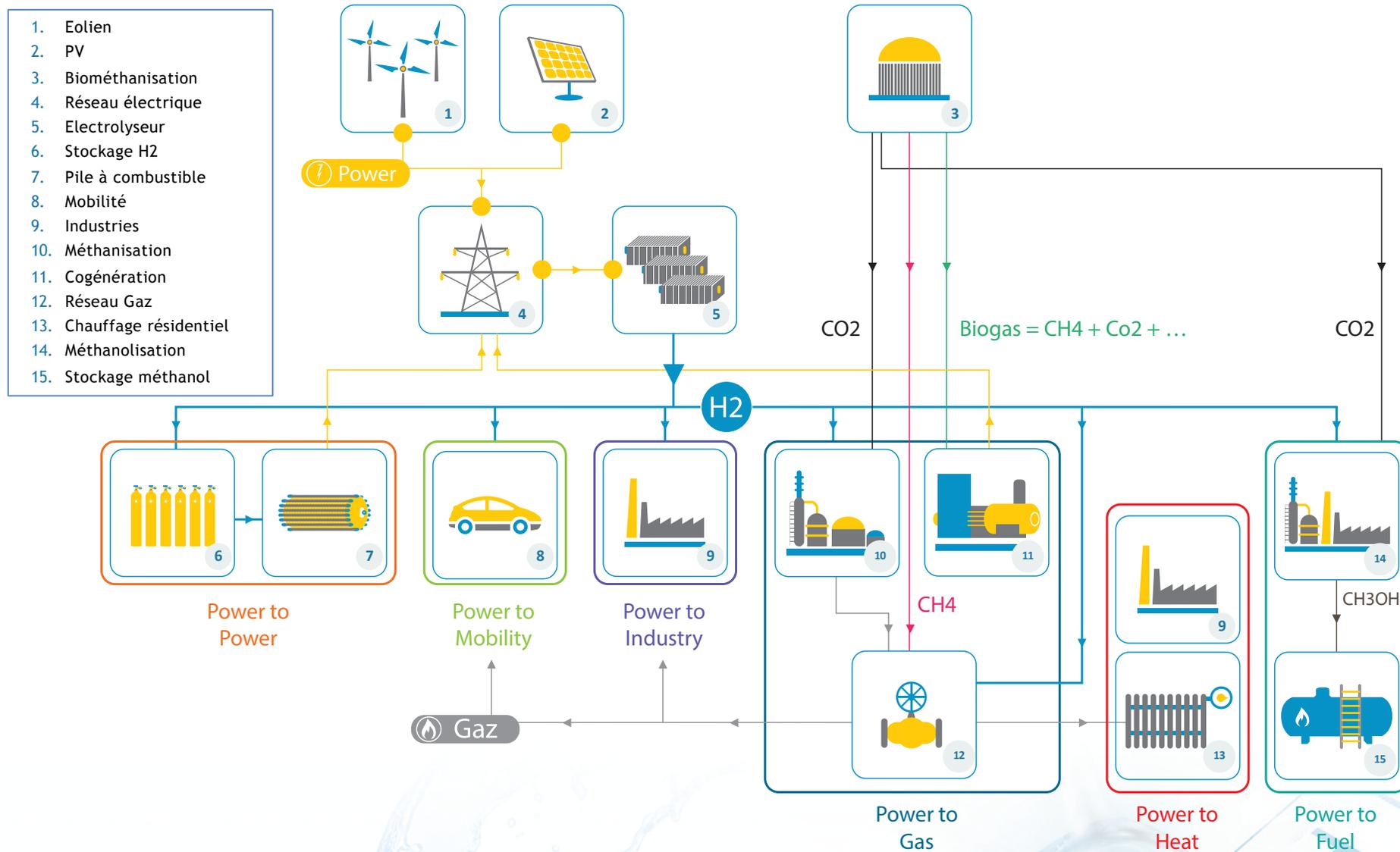
# Pile à combustible

	Température (°C)	Electrolyte	Gamme de puissance	Rendement électrique (%)	Rendement énergétique global (%)	Coût (€/kW <sub>el</sub> )	Durée de vie (h)	Maturité commerciale	Application
AFC	60-90	Hydroxyde de potassium	Jusqu'à 250 kW	50-60	50-60	160-560	5000-8000	Existe depuis longtemps mais limité à certaines applications	Aérospatial (historique), stationnaire
PEMFC	50-90	Membrane polymère	Entre 500 W et 400 kW	30-60	30-60	2400-3200 (statio.) 400 (mobile)	60000 (statio.) 5000 (mobile)	Début de la commercialisation / technologie la plus en vogue	Aérospatial, mobilité, micro-cogén., backup
PAFC	160-220	Acide phosphorique	Jusqu'à plusieurs dizaines de MW	30-40	80	3200-4000	30000-60000	Mature (faible volume)	Production d'électricité décentralisée, cogén.
MCFC	600-700	Carbonate fondu	De quelques 100 kW à plusieurs MW	55-60 65 (transfo. chaleur - élec.)	85	3200-4800	20000-40000	Introduction sur le marché (grosses installations)	Centrale électrique, cogén. (transfo. chaleur - élec)
SOFC	700-1000	Ceramique oxide solide	De quelques kW à plusieurs MW	60 70 (transfo. Chaleur - élec.)	85	2400-3200	Jusqu'à 90000	Mature (ventes en croissance)	Centrale électrique, cogén. (transfo. chaleur - élec), micro-cogén.

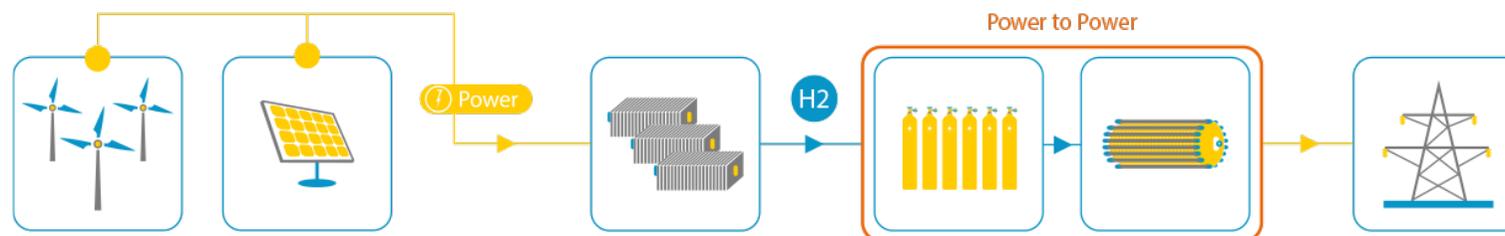
	Avantages	Inconvénients
Basse T°	<ul style="list-style-type: none"> <li>Démarrage rapide</li> <li>Applications mobiles (PEM)</li> <li>Tailles relativement compactes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Faible rendement</li> <li>Coûts élevés (métaux nobles)</li> <li>Faible durée de vie</li> <li>Tolérance à l'H<sub>2</sub> uniq.</li> </ul>
Haute T°	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bon rendement (CHP)</li> <li>Multi-combustible</li> <li>(Grosses) applications stationnaires</li> <li>Réversible (SOFC-SOEC)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts élevés (matériaux résistants HT)</li> <li>Démarrage lent</li> </ul>

### Acteurs Internationaux & Belges

# Roadmap H2 -- Hydrogène – Le chaînon manquant



## Power-to-Power (stockage)



La transformation électricité - hydrogène aller-retour peut être assimilée à du stockage énergétique. Ses rendements électriques, de 66-80% pour l'aller (électrolyseur: électricité - hydrogène) combiné à ceux du retour (pile à combustible: hydrogène-électricité), de 30-60% créent, avec une efficacité aller-retour de 20-48% au mieux (hors transport et distribution, compression, ...), des pertes de ré-électrification substantielle.

Son rendement global est nettement inférieur à l'efficacité aller-retour de toutes les autres technologies de stockage à grande échelle:

- ⊙ pompage-turbinage hydroélectrique (70-85%),
- ⊙ stockage d'énergie via l'air comprimé (45 à 85%),
- ⊙ batteries à flux (60-85%).

La compétitivité de ces systèmes dépendra de leurs autres attraits :

- ⊙ capacité de stockage d'énergie incomparable à LT,
- ⊙ capacité d'utiliser de la chaleur résiduelle pour la production combinée de chaleur et d'électricité,
- ⊙ découplage entre la capacité de stockage (kWh) et la puissance (KW).

À noter que la récupération des pertes de chaleur provenant de la ré-électrification dans les applications combinées de chaleur et d'énergie (cogénération) améliore l'efficacité énergétique du système, jusqu'à 76% aujourd'hui (PEM) et près de 95% à l'avenir (SOEC, 45% en pure électrique), mais elle n'est pas toujours possible à mettre en place. En effet, ce type de système se prête davantage à une utilisation domestique (ou tertiaire) où les deux énergies (électricité et chaleur) seront au mieux valorisées.



## Power-to-Power (stockage)



### Forces

- Solution efficace pour le stockage à long-terme
- Production de chaleur combinée
- Stockage indépendant à l'électrolyseur (production et consommation séparée)
- Temps de réponse rapide pouvant servir le réseau

### Faiblesses

- Rendement de la conversion A/R électrique faible (20-48%)
- Coût et sécurité du stockage

### Opportunités

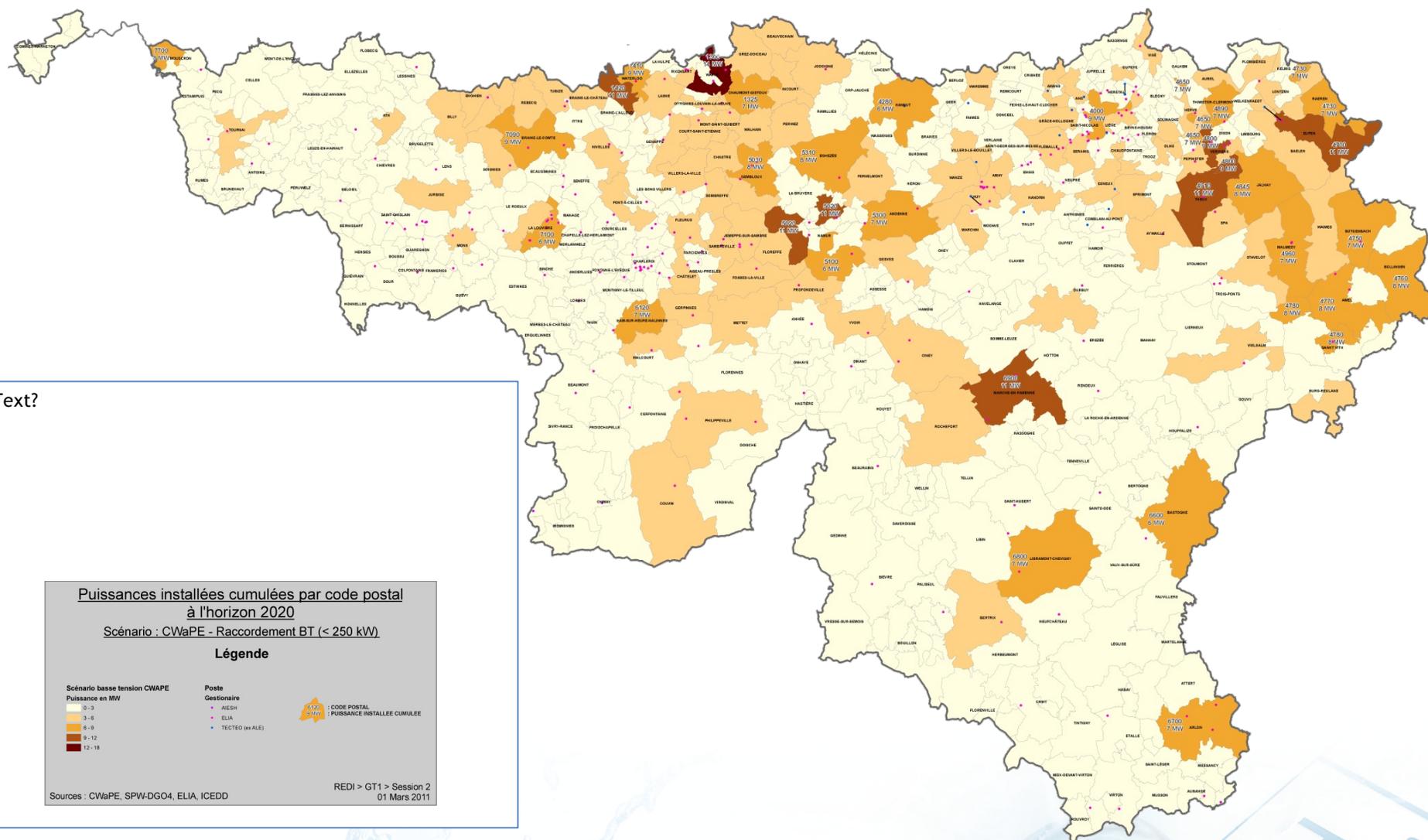
- Applications nécessitant du stockage long-terme (ex : site isolé hors réseau)
- Réduction des coûts d'extension/renforcement du réseau

### Menaces

- Concurrence des autres technologies de stockage plus compétitives/adaptées (batterie notamment)
- Autres technologies pouvant supporter le réseau



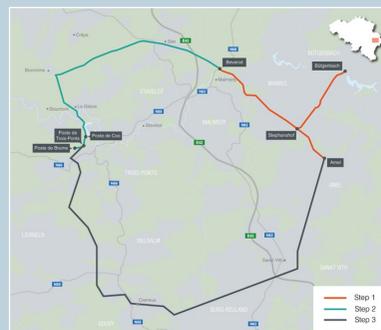
# Power-to-Power (stockage)



# Exemples de projets en Wallonie

# / à l'international

- Surtension sur le réseau basse tension dû à l'intégration d'un nombre élevé d'installations photovoltaïques domestiques sur un réseau de distribution de type semi-rural.
  - Exemple: Commune de Flobecq - Taux de pénétration du PV domestique de 35% en 2016
- Refus de raccordement d'un parc éolien supplémentaire au regard de la puissance maximale admissible du transformateur du poste source.
  - Exemple: Villers-le-Bouillet - Raccordement d'une nouvelle production décentralisée (parc éolien de 8 unités pour une puissance totale de 26,4 MVA) sur un poste source 70kV (Croix-Chabot).
- Congestion du réseau de transport local et application potentiel des raccordements avec accès flexible.
  - Exemple: Renforcement de la « Boucle de l'Est »
- Augmentation de la couverture du réseau téléphonique.
  - Exemple: Fagnes, Manhay, Daverdisse, ...



## Exemples de projets & business cases H2

### Services au réseau électrique - Business cases

Demonstration of fuel cell-based energy solutions for off-grid remote areas		2017	Demonstration of technical and economic viability of fuel cell technologies generating electrical energy in off-grid or isolated micro-grid areas
Electrolyzers for operation with off-grid renewable installations (ELY4OFF)		2016	Demonstration of autonomous off-grid fuel cell systems as energy storage or back-up solutions to replace diesel engines (50 kW PEM electrolyser to work along existing renewable electricity, H <sub>2</sub> storage and stationary fuel cell)
Micro-CHP FC system for off-grid (FLUIDCELL)		2014	Proof of concept and validation of advanced high performance micro-CHP fuel cell system for decentralised off-grid operation

### Services au réseau électrique - Business cases

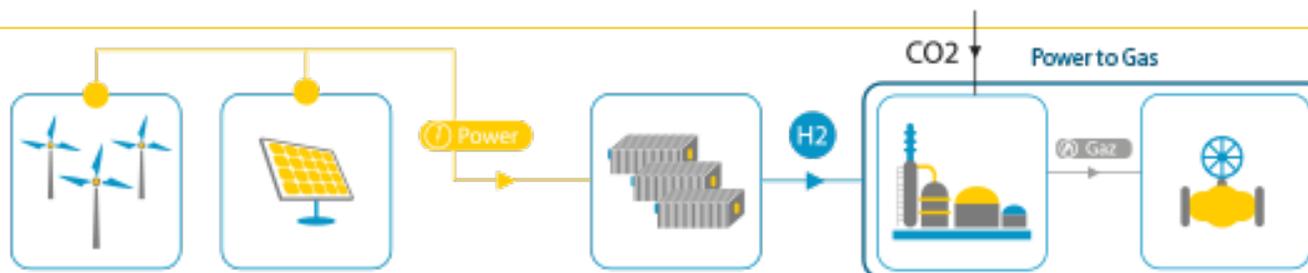
Demo4Grid		2017	Demonstration of 4MW pressurized alkaline electrolyser for grid balancing services under market conditions; demonstration site in Austria and project partners in ES, AT and CH; funded by the FCH2 JU with EUR 2.9 m
QualiGridS		2017	Establishment of a standardised test for electrolysers performing electricity grid services; performance and business case analysis for (50 – 300 kW) PEM as well as Alkaline electrolysers; funded by the FCH2 JU with EUR 1.9 m and project partners in DE, NO, UK, FR, DK, NL and CH
H2Future		2017	Joint project of energy suppliers, the steel industry, technology providers and research partners; 6 MW PEM electrolyser, funded by the FCH2 JU with EUR 12m. Hydrogen used for rapid response to provide grid balancing services and supply to hydrogen markets; project partners in AT, DE and NL
Ingrid		2016	1.2 MW Alkaline electrolyser for renewable energy electricity with a solid hydrogen storage system and a fuel cell for flexibility services and grid balancing in general
HyBalance		2015	PEM electrolyser designed for combined operation providing both grid balancing services and hydrogen for industry and as a fuel for transport; funded by FCH2 JU with EUR 8 m; project partners in DE, DK, FR, BE
Myrte		2010	PEM Electrolyser and storage system on the island of Corsica used for electricity grid services

### Back-up énergétique - Business cases

Federal Agency for Digital Radio of Security Authorities and Organisations (BDBOS)		2012	Trial of more than 100 fuel cell back-up systems to power digital radio communication network used by German police and fire services (bridging time of up to 72 hours)
Denmark Public Safety Network (SINE)		2010	Installation and operation of fuel cell backup power systems at 120 radio base station sites throughout the Denmark SINE emergency service network
Field test for portable generators, back-up and UPS power systems (FITUP)		2010	Installation of 19 market-ready fuel cell systems as UPS/back-up power sources for customers in telecom and hotel industry with power levels in 1-10 kW range, demonstration of technical performance to accelerate commercialisation in Europe (coordinated by EPS)



# Power-to-Gas



Le Power-to-Gas consiste à transformer l'électricité en H2, avant de l'injecter dans le réseau de gaz naturel, valorisant de la sorte son pouvoir calorifique. L'H2 peut être transportée dans le réseau gazier de trois façons:

**Mélangé au méthane :** Le produit est du gaz naturel (CH4) enrichi en H2, les deux gaz n'ayant pas réagi ensemble.

- Pertes d'énergie négligeables et peu d'investissement supplémentaire (quand infrastructure gazière fortement développée)
- Volumes restreints par la concentration limitée d'H2 qui peut être mélangée dans le réseau sans qu'il soit nécessaire de le modifier
  - Réseau global: environ 2% du volume (limité par interconnexion entre pays, injection en amont et période de faible demande)
  - Par section de transport et distribution: jusqu'à 20% du volume (si pas d'application critique en aval)

**Méthanisation :** Transformation de l'H2 et du dioxyde de carbone (CO2) en méthane (CH4, « gaz naturel synthétique [SNG] »).

- Densité volumétrique plus importante et transport plus facile via le méthane (infrastructure de gaz existante)
- Investissements en capital supplémentaires et pertes lors de la conversion d'énergie
- Améliore l'efficacité de la conversion de la biomasse (20%) et réduit les besoins en matières premières (utilisation de terres)
- Deux processus de méthanisation: la catalyse thermochimique et biologique (bio-méthanisation).

**Pur:** Injection dans le réseau d'hydrogène géré, en Belgique, par Air Liquide (613 km).

- L'injection d'hydrogène vert dans de l'hydrogène fatal d'origine fossile est actuellement un non-sens économique (perte de valeur).

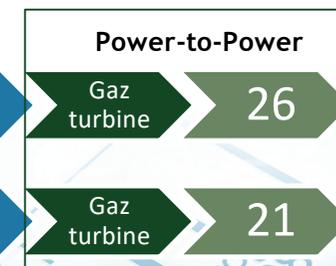
**Les quatre avantages principaux du Power-to-Gas sont les suivants :**

- Utilisation du réseau gazier comme stockage unidirectionnel (à l'inverse des systèmes conventionnels) pour le réseau électrique
- Soulager l'infrastructure du réseau électrique, qui, en général, a moins de capacité et coûte plus cher que le recours au réseau de gaz
- Décarboner les réseaux de gaz naturel et réduire les importations de gaz (autonomie énergétique accrue)
- Permettre à l'offre de répondre à une demande illimitée

## Power-to-Gas (Mélangé au méthane)



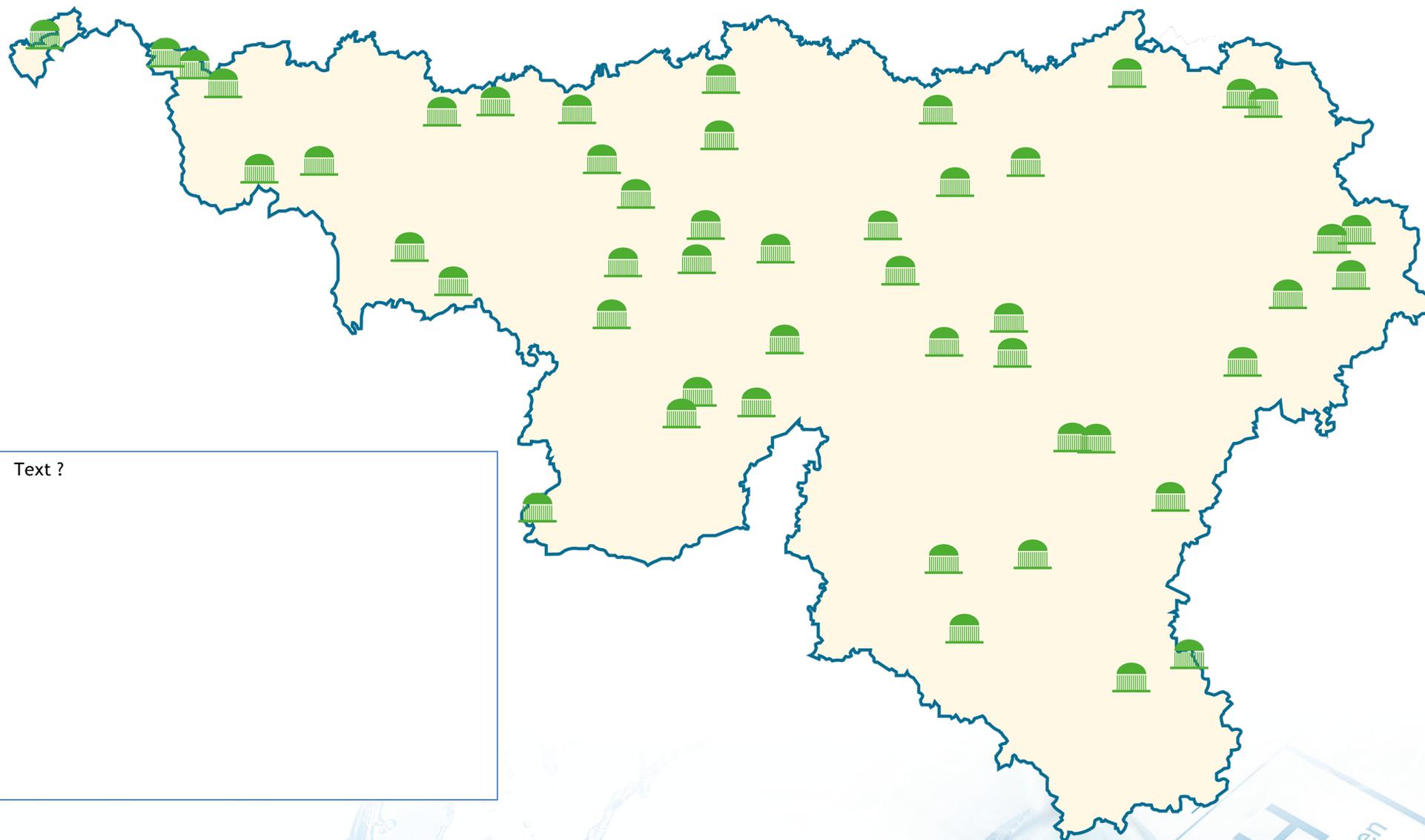
## Power-to-Gas (Méthanisation)



# Power-to-Gas

<p><b>Forces</b></p> <p><b>Injection d'H2</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Investissement minimal quand l'infrastructure gazière est déjà bien développée</li> <li>• Pas de stockage dédié à l'hydrogène</li> <li>• Pas de transformation supplémentaire (et donc pas de perte énergétique)</li> <li>• Diminution de l'empreinte carbone du méthane vendu</li> </ul> <p><b>Méthanisation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pas de limite d'injection sous forme de méthane</li> <li>• Le méthane synthétique a les mêmes propriétés que le naturel</li> <li>• Le CH4 est plus facile à manipuler que l'H2</li> </ul>	<p><b>Faiblesses</b></p> <p><b>Injection d'H2</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le ratio H2 / gaz naturel est techniquement limité à 17 - 25% dans certaines parties du réseau de distribution et ne peut être supérieur à ~ 2% de l'ensemble du volume du réseau de transport</li> <li>• Un monitoring en temps réel du niveau d'injection sur le réseau est requis au jour le jour</li> <li>• L'H2 introduit sur le réseau de gaz naturel ne peut être restitué en l'état (existe mais pas économique)</li> </ul> <p><b>Méthanisation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crée une autre étape dans la chaîne de valeur P2G déjà longue</li> <li>• Investissements supplémentaires (usine de méthanisation et stockage tampon H2)</li> <li>• Efficacité énergétique inférieure : réaction H2 vers CH4 limitée physiquement à 77,7 (P-to-méthane : 60%)</li> <li>• Localisation : près d'une source de CO2 et d'un gazoduc existant</li> </ul>
<p><b>Opportunités</b></p> <p><b>Injection d'H2</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valorisation du réseau gazier existant</li> </ul> <p><b>Méthanisation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le recyclage des émissions de CO2 provenant de la biomasse augmente le taux de rendement de l'utilisation des terres</li> <li>• Débouché supplémentaire potentiel pour les installations de bio-méthanisation</li> <li>• Autonomie énergétique accrue</li> <li>• Utilisation du CNG pour la mobilité</li> </ul>	<p><b>Menaces</b></p> <p><b>Injection d'H2</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compétition avec les réseaux d'H2 existant (Air Liquide)</li> <li>• La limite d'injection d'H2 est incertaine et très spécifique au système, limitée par l'intégrité du réseau, la sécurité, la capacité de transport d'énergie et selon les spécifications des applications d'utilisation finale</li> <li>• La législation sur le sujet est (quasi) inexistante</li> </ul> <p><b>Méthanisation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Recours à du CO2, pas spécialement d'origine renouvelable/fatal</li> </ul>

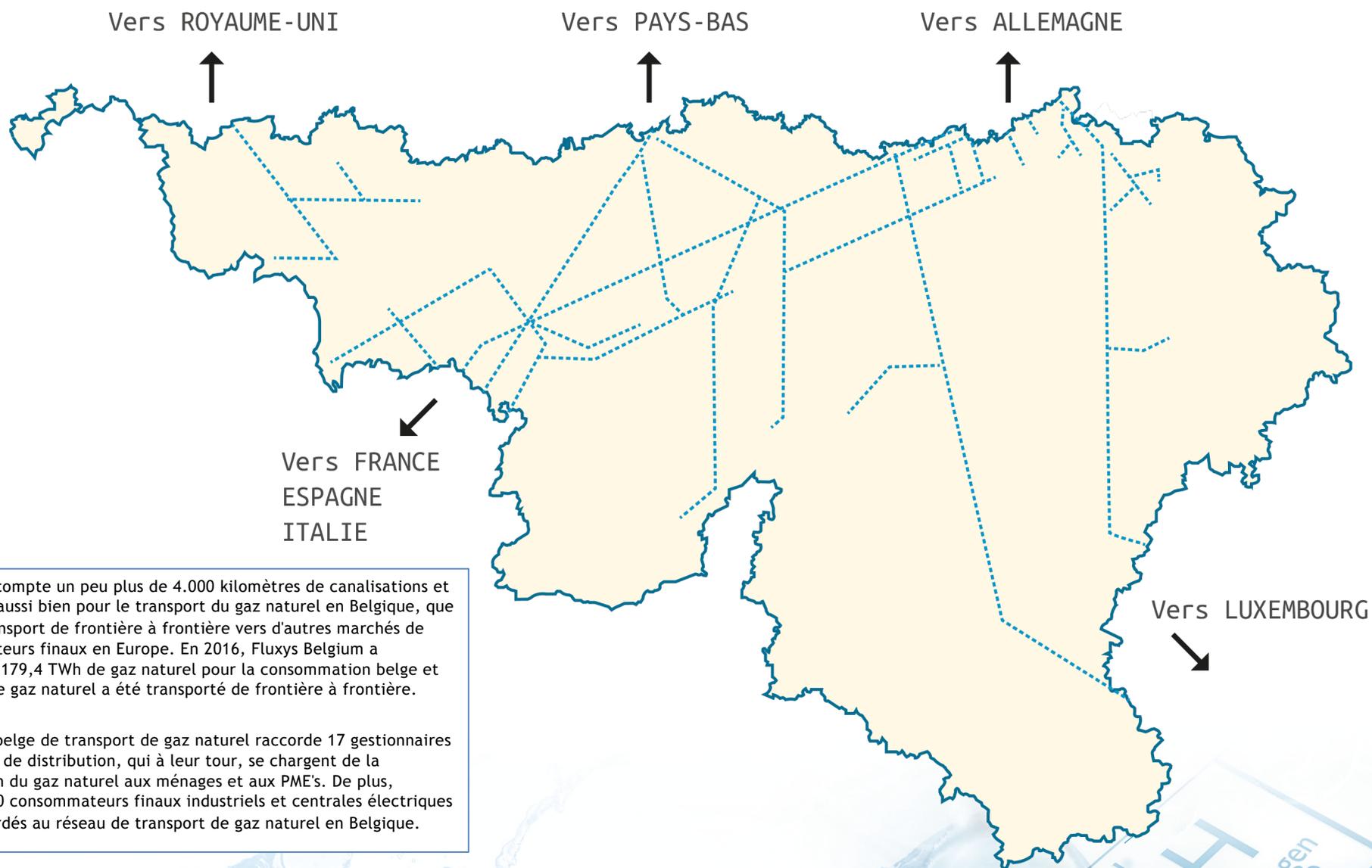
## Installations de bio-méthanisation en Wallonie



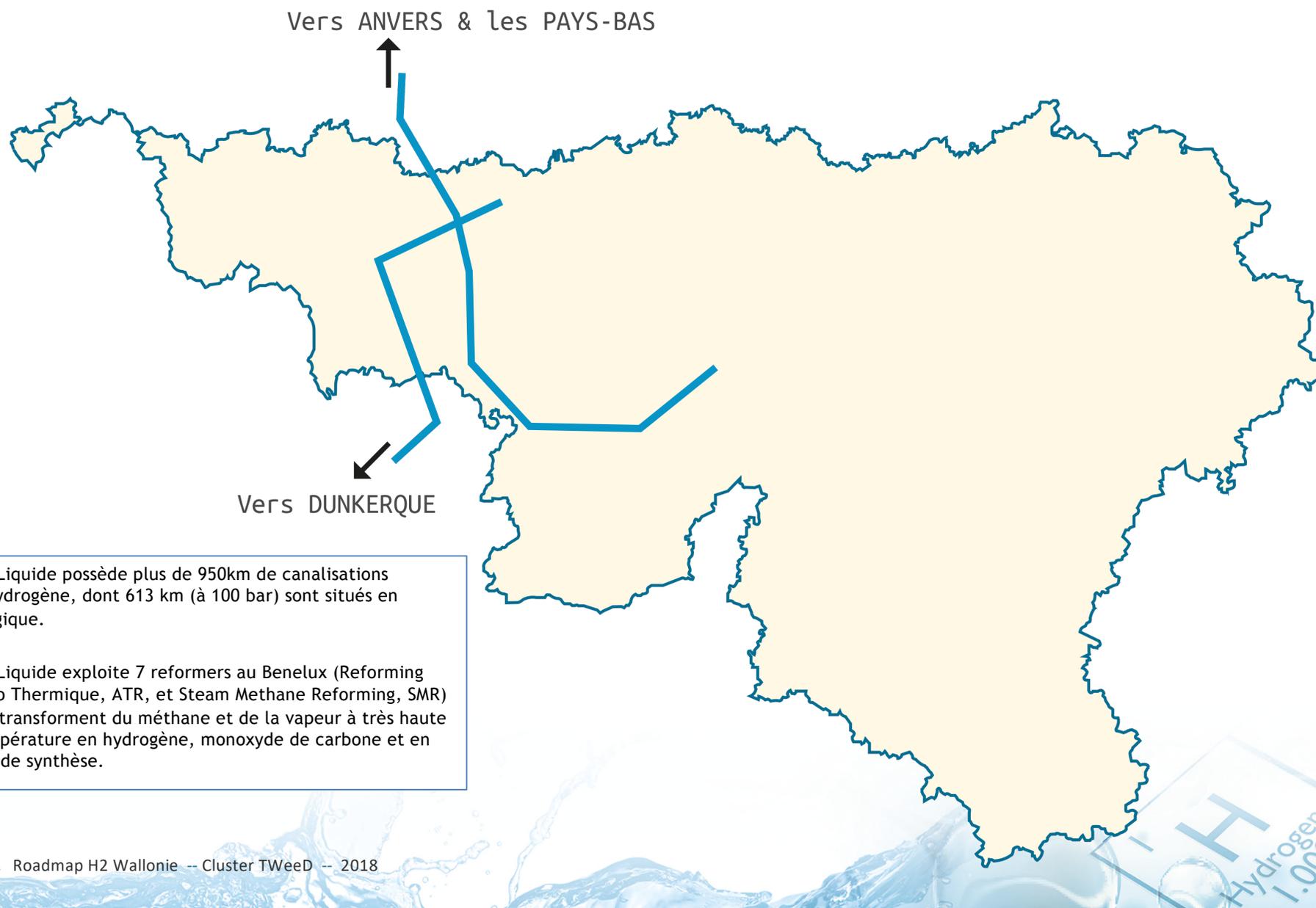
Text ?



## Réseau gaz naturel



## Réseaux d'hydrogène (Air Liquide)



# Exemples de projets en Wallonie / à l'international

- Amélioration du rendement de production de CH<sub>4</sub> des unités de biométhanisation en y injectant de l'hydrogène qui réagit avec le CO<sub>2</sub> présent dans le biogaz.
  - ◉ Exemple: Production d'hydrogène via PV (Ferme du Faascht à Attert) ou éolien (Biogaz du Haut Geer) afin de diminuer les intrants et de booster la production de méthane. (1ères unités d'injection de biométhane en cours de construction.)
- Mise en place de systèmes de cogénération H<sub>2</sub> pour l'alimentation électrique et thermique de bâtiments tertiaires ou résidentiels.
  - ◉ Exemple: Pour les nouveaux quartiers ayant accès au réseau de gaz naturel d'ORES ou à celui d'Air Liquide, installations de réseaux de chaleur et d'électricité permettant d'obtenir de meilleurs rendements globaux.
- Transformation de l'électricité excédentaire issue d'un parc éolien en hydrogène et injection sur le réseau de gaz naturel.
  - ◉ Exemple: Tournai, installation d'une éolienne supplémentaire dans un parc grâce à l'injection sur le réseau d'Ores alimentant un zoning, évitant ainsi le renforcement du réseau électrique.

## Exemples de projets & business cases H<sub>2</sub>

### Injection d'H<sub>2</sub> dans le réseau de gaz naturel - [Business cases](#)

P2G Ibbenbüren demonstration plant (RWE)		2014	Operation of 150 kW P2G demonstration plant producing green hydrogen to be injected into gas distribution network, grid operation by Westnetz GmbH
WindGas Falkenhagen (E.ON)		2011	Green hydrogen production from 2 MW wind power to be fed into gas distribution network, grid operation by Ontras Gastransport GmbH
Network management by injecting hydrogen to reduce carbon content (GRHYD)		2013	Phase 1: Two-year preliminary study adapting existing natural gas vehicle (NGV) fuelling station with new hydrogen/natural gas mixture (Hythane®) Phase 2: Five-year demonstration phase of hydrogen injection into natural gas distribution network with blend level of up to 20%
HyDeploy		2016	0.5 MW electrolyser to demonstrate the use of blended hydrogen in the UK gas

### Méthanisation de l'hydrogène

BioCatProject		2014	Design, engineer, construct and test a commercial-scale power-to-gas facility at a wastewater treatment plant in Denmark and demonstrate its capability to provide energy storage services
BioPower2Gas		2013	The focus of this project is the flexibilization of biogas and biomethane plants, which play an essential and system-supporting role in an energy supply system that is increasingly based on renewable energies (RE).

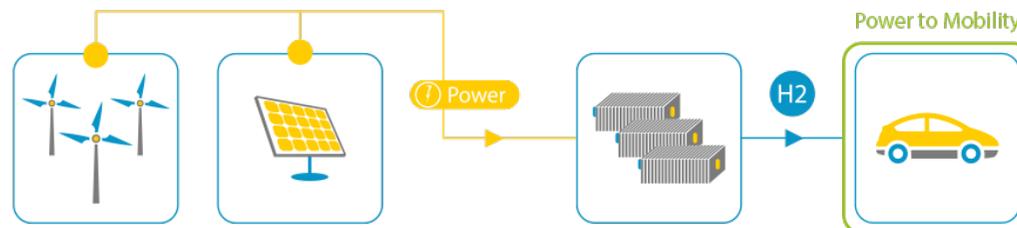
### Micro-cogénération pour le résidentiel - [Business cases](#)

PACE		2016	Horizon 2020 funded project to help European mCHP sector take the next step to mass market commercialisation with ~2,650 units by 4 mCHP OEMs
European wide field trials for residential fuel cell micro-CHP (ene.field)		2011	Europe's largest demonstration project with ~1,000 residential fuel cell micro CHP installations across 11 countries to demonstrate market potential and push commercialisation
Callux field test		2008	Field test of ~500 fuel cell powered heating units for residential use for a period of 7 years demonstrating commercial feasibility and long lifetime of application

### Cogénération pour le tertiaire - [Business cases](#)

First commercial deployment in hotel		2017	Installation of 400 kW fuel cell by FCES through e.on in Radisson hotel facility in Frankfurt. 3 GWh electricity production and 600 t of CO <sub>2</sub> reduction
CHP fuel cell system in Fenchurch 20 Office Tower		2014	Installation of 300 kW CHP fuel cell system running on natural gas to power major office tower in downtown London, reduction of carbon emission by 6-7% and awarded with BREEAM excellence rating
MCFC deployment in Federal Ministry		2013	Installation of 250 kW MCFC of FCES in office building of Federal Ministry in Berlin, Germany as innovative concept for combined supply of electricity, heat and chilling (incl. power supply for data centre)
Fuel cell CHP industrial demonstration by US Department of Energy		2010	Installation of 15 CHP fuel cell systems in small commercial buildings to document market viability through engineering, environmental and economic data analysis
PEM fuel cells in real conditions (EPACop)		2002	Assessment of performance of CHP fuel cell systems in public buildings (e.g. universities, city halls) and various testing conditions

# Power-to-Mobility

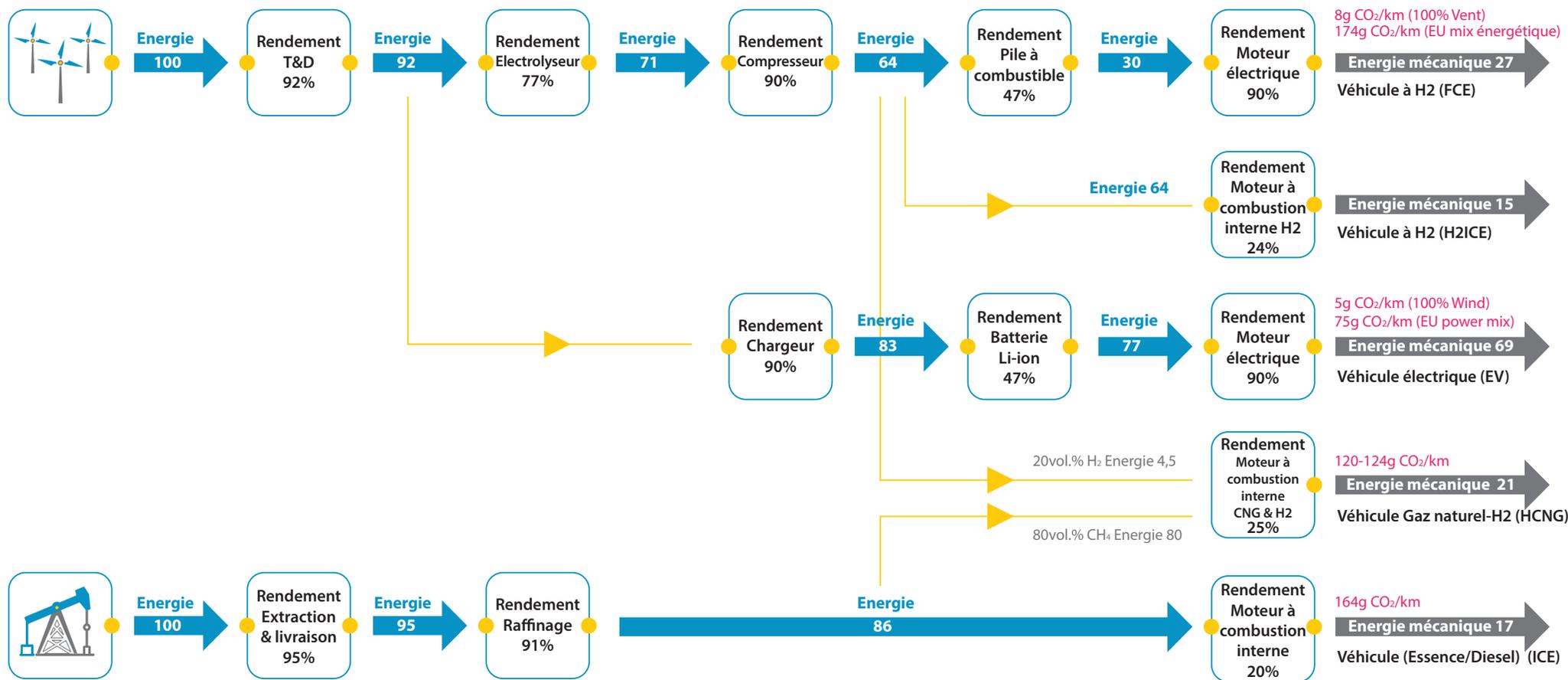


Il existe trois types de véhicules à hydrogène:

- les véhicules à pile à combustible dont l'avantage comparatif est l'efficacité énergétique de son moteur (deux fois l'efficacité des véhicules à moteur à combustion interne). D'autres avantages incluent l'absence de bruit lors de la conduite, les émissions nulles à l'échappement et la capacité des FCEV au freinage régénératif. Les inconvénients incluent le coût élevé et la durée de vie relativement courte des systèmes de piles à combustible. Le remplissage du réservoir d'une voiture s'effectue dans une bonbonne en fibre de carbone remplis par 5 kg d'H<sub>2</sub> à 700 bar en moins de 5 minutes, ce qui permet une autonomie de 500 km. A noter que des véhicules électriques hybrides munis de piles à combustible servant de prolongateur d'autonomie existent également.
- les véhicules à moteur à combustion interne à l'hydrogène (H<sub>2</sub>ICE) adaptent une technologie connue, et donc maîtrisée, pour réduire les coûts de fabrication des véhicules. En raison de l'efficacité moindre de l'hydrogène sous forme de carburant, cette technologie est en perte de vitesse.
- les véhicules à gaz comprimé enrichis en hydrogène (HCNG) sont des véhicules fonctionnant au gaz naturel et avec 20% d'hydrogène et qui, en fournissant un réglage minime au moteur, permettent une conduite plus propre et des performances mécaniques améliorées.

L'un des principaux obstacles à la mobilité hydrogène est le dilemme « de l'œuf et de la poule » concernant l'infrastructure H<sub>2</sub> : le manque de stations de ravitaillement décourage le développement du véhicule électrique à pile à combustible (FCEV) et vice versa. Néanmoins, dans certaines configurations (optimisation des heures de fonctionnement, des coûts de l'électricité, des services annexes, ...), une mobilité basée sur l'hydrogène pourrait être rentable maintenant ou du moins à court terme. En général, les flottes captives de véhicules (autobus et les chariots élévateurs notamment) sont considérés comme les premiers marchés de niche pour la mobilité hydrogène.

# Power-to-Mobility



# Power-to-Mobility



## Forces

- Temps de recharge rapide (3-5 min)
- Autonomie (500 km)
- Meilleur rendement que les moteurs à combustion
- Aucune émission si électrolyse (juste de l'eau)
- Basé sur la technologie de la voiture électrique

## Faiblesses

- Dilemme « de l'oeuf et de la poule » (infrastructure inexistante et coûteuse)
- Système de stockage embarqué coûteux et inefficace (compresseur et refroidissement)
- PEMFC : durée de vie limitée et coût de fabrication élevée par kW
- Modèles commercialisés coûteux (Mirai : 70.000€)

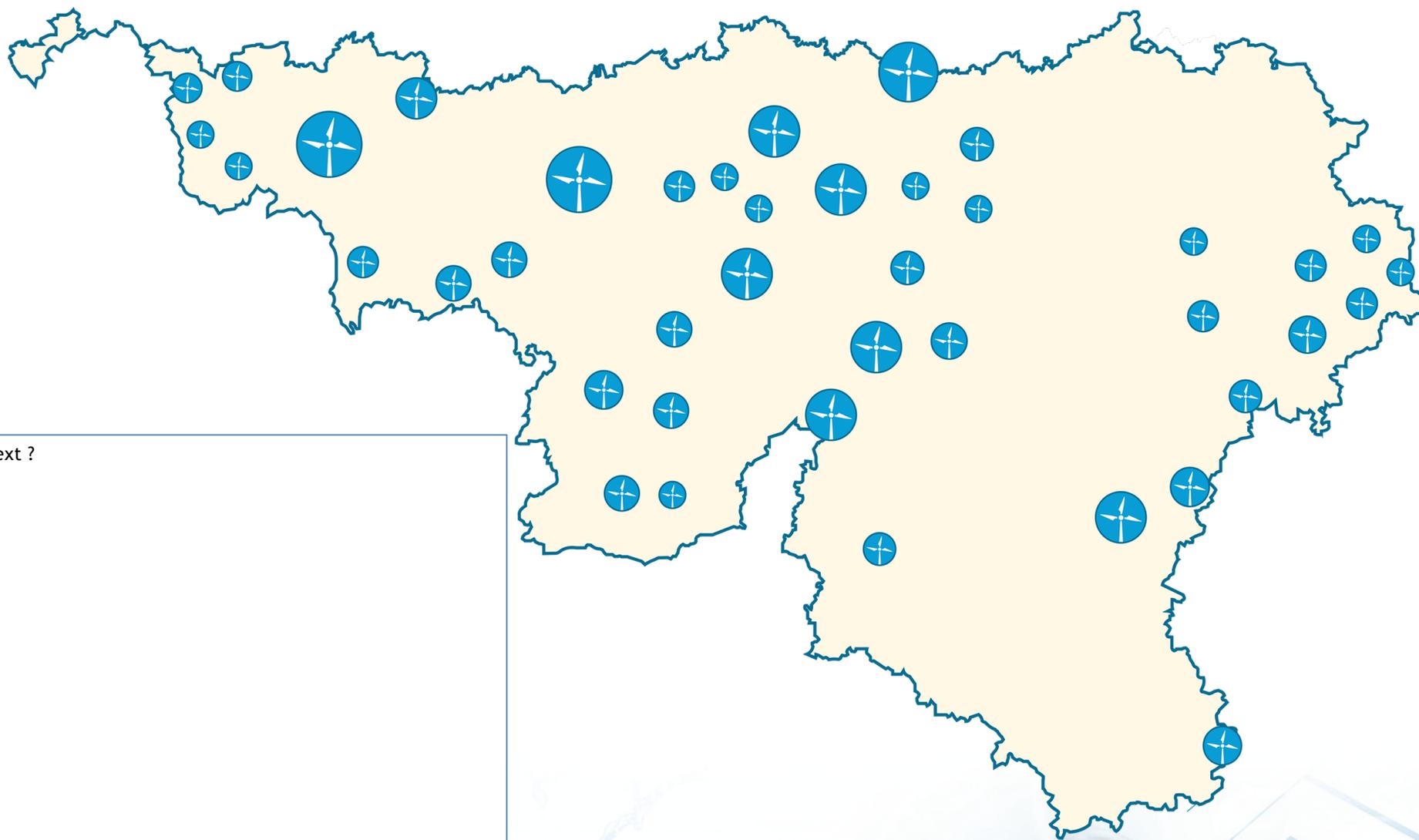
## Opportunités

- Accroître l'indépendance énergétique vis-à-vis des combustibles fossiles
- Réduction des gaz à effets de serre et émissions de particules nocives
- Réduction du bruit
- Développer les flottes captives/marchés de niche (bus, taxis, clark, livraison)
- Véhicule CNG (avec injection H2) pour assurer la transition
- H2 reconnu comme combustible vert
- Ambition politique

## Menaces

- Véhicules électriques : les batteries ont un meilleur rendement, des prix en diminution et des autonomies croissantes
- Pas de rentabilité sur les stations existantes (trop peu d'utilisateurs)
- Acceptation sociale (sécurité)

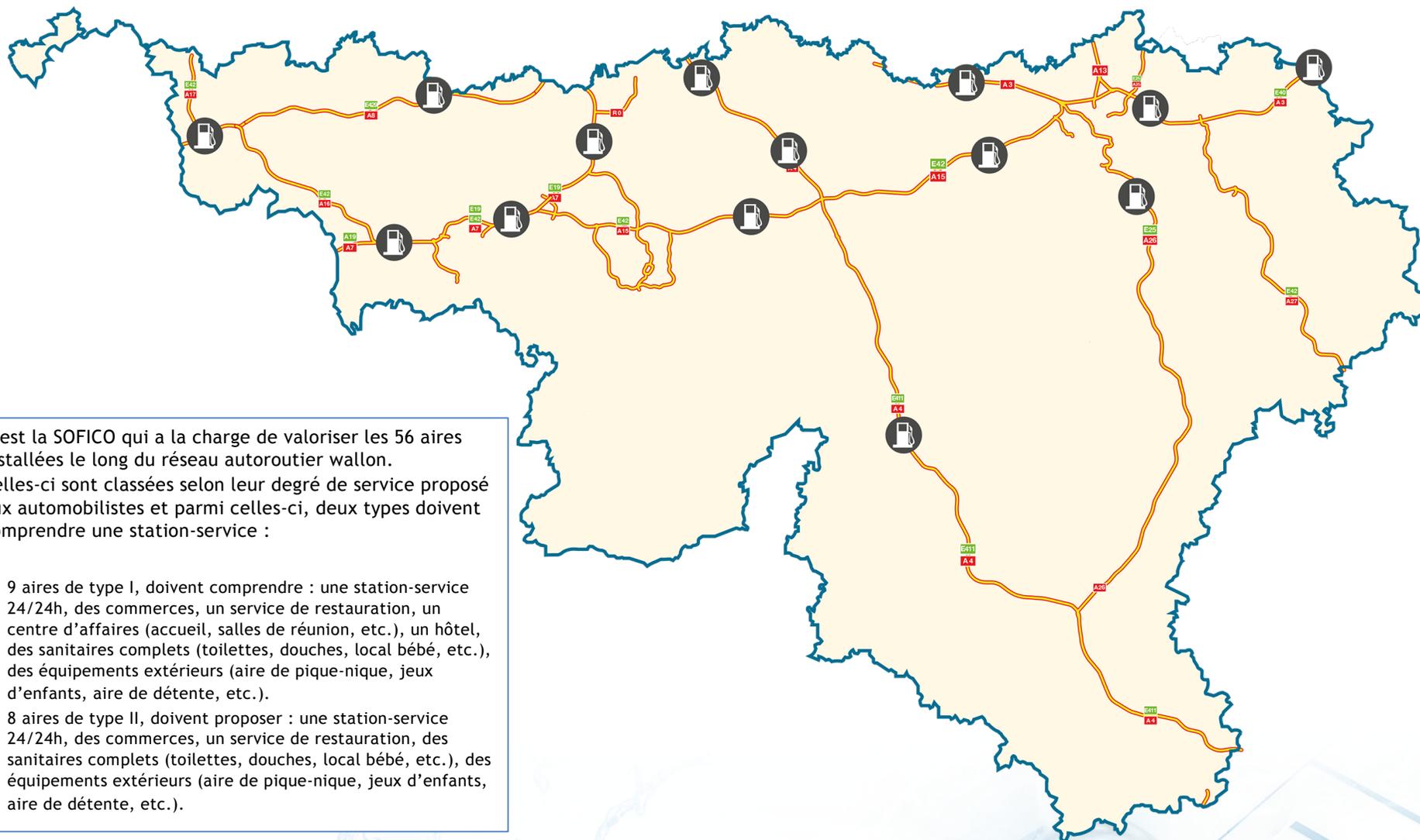
## Eoliennes et parcs éoliens en Wallonie



Text ?



## Aires autoroutières avec stations essence



C'est la SOFICO qui a la charge de valoriser les 56 aires installées le long du réseau autoroutier wallon. Celles-ci sont classées selon leur degré de service proposé aux automobilistes et parmi celles-ci, deux types doivent comprendre une station-service :

- 9 aires de type I, doivent comprendre : une station-service 24/24h, des commerces, un service de restauration, un centre d'affaires (accueil, salles de réunion, etc.), un hôtel, des sanitaires complets (toilettes, douches, local bébé, etc.), des équipements extérieurs (aire de pique-nique, jeux d'enfants, aire de détente, etc.).
- 8 aires de type II, doivent proposer : une station-service 24/24h, des commerces, un service de restauration, des sanitaires complets (toilettes, douches, local bébé, etc.), des équipements extérieurs (aire de pique-nique, jeux d'enfants, aire de détente, etc.).



# Exemples de projets en Wallonie / à l'international

- Déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (directive 2014/94/UE).
  - Exemple: Le projet INTERESTS (DGO4) vise à créer un outil d'optimisation permettant la définition, le dimensionnement et la gestion de « stations intégrées » de production, de stockage et de consommation d'énergie renouvelable (électricité / hydrogène) pour la mobilité.
- Verdissement de la flotte publique wallonne.
  - Exemple: Bus TEC - La Wallonie s'engage à remplacer progressivement ses véhicules à carburant essence ou diesel. 50% des véhicules de la flotte publique wallonne remplacés seront des véhicules à carburant alternatif, propres ou très propres et ce en suivant l'évolution des performances écologiques de ces véhicules. Objectif: 1er janvier 2030, 100% des véhicules remplacés seront à carburant alternatif (CNG, hybride, électrique, hydrogène).
- Développement d'une logistique alternative tant interne qu'externe pour les sociétés wallonnes.
  - Exemple: Clarks et transpalettes H2 dans les centres de distribution régionaux (Colruyt à Halles, IKEA, ...) et véhicules H2 pour les flottes captives (distribution du courrier Bpost, taxis, commerciaux).

## Exemples de projets & business cases H2

### Voitures H2 - [Business cases](#)

Hydrogen Mobility Europe (H2ME)		2016	H2ME brings together eight European countries in order to improve hydrogen refuelling infrastructure and to demonstrate feasibility of over 1,400 cars and vans in real-life operations
Hydrogen for Innovative Vehicles (HyFIVE)		2014	One of Europe's largest transnational FCEV projects deploying 185 vehicles and creating clusters of refuelling station networks to lead the sectors commercialisation

### Bus H2 - [Business cases](#)

Joint Initiative for Hydrogen Vehicles Across Europe (JIVE)		2017	Large scale deployment of 140+ fuel cell buses across 9 European locations in cooperation with FCH JU; coordinated bus procurement activities
3EMOTION		2015	Deployment of 21 new and 8 existing FC electric buses in several countries all over Europe including the refuelling infrastructure. 6 public transport operators
Integration of Hydrogen Buses in Public Fleets (HIGH V.LO-CITY)		2012	Large scale demonstration of FC buses and refuelling infrastructure addressing key environmental and operational issues, commercial fleets in 3 EU regions
Clean Hydrogen in European Cities (CHIC)		2011	Flagship zero emission bus project demonstrating readiness of FC electric buses for widespread commercial deployment

### Véhicules de livraison légers H2 - [Business cases](#)

Hydrogen Mobility Europe (H2ME)		2016	H2ME brings together eight European countries to improve hydrogen refuelling infrastructure and to demonstrate feasibility of over 1,400 vans and cars in real life operations
Fuel Cell Hybrid Electric Delivery Van Project		2014	Proof-of-concept for commercial hydrogen powered delivery vehicles as well as performance and durability data collection from in-service operations of 17 fuel-cell vans in collaboration with UPS, funded by U.S. Gov. through DOE
HyWay <sup>1)</sup>		2014	Largest European hydrogen fleet and 2 refuelling stations to test operation of hydrogen-powered range extenders, 50 Kangoo ZE- H <sub>2</sub> in service
VULe partagé <sup>1)</sup>		2014	Commercial car sharing service in partnership with Paris town hall targeted at merchants and craftsmen; 10 Kangoo ZE-H <sub>2</sub> (range extended) in service

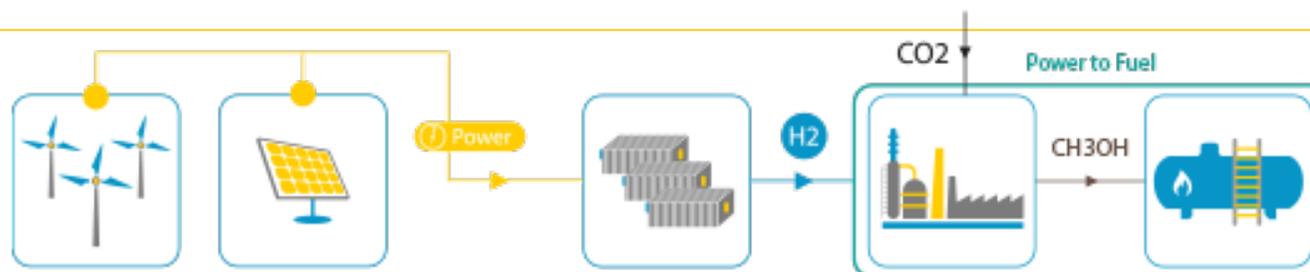
### Véhicules de manutention H2 - [Business cases](#)

Carrefour – Distribution center near Vendin-lès-Béthune (project part of HyLIFT-Europe)		2016	150 class-2 & 3 electric lift trucks (STILL) powered with GenDrive (PlugPower) fuel cell stack units for a new distribution center
E-LOG Biofleet at DB Schenker cross-docking terminal Hirsching, Austria		2010-2016	Test of battery-powered vehicles versus fuel cell-powered vehicles with 10 (+2) Linde T20-24 AP/SP stand-on pallet trucks operating 24/5
BMW Manufacturing Co. LLC plant in Spartanburg, South Carolina.		2010	~600,000 m <sup>2</sup> production plant operates more than 350 forklifts to service production and logistic functions; fleet reached > 1,000,000 fills (2015); energy reduction of 4.1 million kW/h p.a.

### Camions & Poids lourds H2 – [Business cases](#)

### Camions bennes à ordures (WaterstofNet) – [Business cases](#)

## Power-to-Fuel



Les carburants liquides ont une densité d'énergie volumétrique beaucoup plus élevée que les combustibles gazeux, même lorsque les carburants gazeux ont été comprimés à très haute pression.

Le diesel et l'essence synthésés, bien que possédant les meilleures propriétés en termes de densité d'énergie et utilisant des technologies existantes, sont beaucoup plus difficiles à synthétiser à partir de l'hydrogène et du carbone que le méthanol.

Le méthanol est le carburant liquide synthétique électrolytique le plus prometteur en concurrence avec le méthane (son rapport H / C est égal à celui du méthane). Il figure parmi les 10 produits organiques les plus importants en quantités fabriquées et peut être utilisé comme substitut partiel à l'essence. Cependant, pour une substitution complète de l'essence, une infrastructure dédiée au méthanol serait nécessaire, ce qui nuirait à son avantage par rapport à l'hydrogène.

Le procédé de transformation hydrogène-méthanol est très similaire à la méthanisation. Il existe trois options de production de méthanol renouvelables qui ont recours aux électrolyseurs:

- ⦿ L'hydrogénation directe du CO<sub>2</sub> en méthanol, très similaire à la réaction de méthanisation thermo-chimique (même efficacité, mais légèrement plus chère)
- ⦿ Dans les usines de production de biométhanol, pour enrichir le gaz de synthèse produit à partir de la biomasse avec de l'H<sub>2</sub>, avant l'hydrogénation du CO
- ⦿ Directement avec un électrolyseur SOEC HT qui convertit l'eau, l'électricité et le CO<sub>2</sub> en méthanol en une seule étape (niveau R&D).

Sans surprise, les coûts du Power-to-Méthanol ne sont pas compétitif avec les prix pratiqués à la pompe et ne devraient pas l'être avant plusieurs années.



# Power-to-Fuel



## Forces

- Densité d'énergie volumétrique beaucoup plus élevée que les combustibles gazeux
- Plus facile à synthétiser à partir de l'hydrogène et du carbone que l'essence
- Marché existant
- Combustible domestique pour le chauffage et la cuisson: le méthanol brûle plus proprement que l'essence et est plus sûr pour un usage domestique

## Faiblesses

- Moteurs à combustion interne: le méthanol, comme l'éthanol, contient environ deux fois moins d'énergie par volume que l'essence
- À l'échelle des multi-MW

## Opportunités

- Pas besoin d'infrastructure lourde pour sa distribution
- Utilisation pour fabriquer des plastiques, des solvants et d'autres produits pétrochimiques (verts)
- Produit à partir d'électricité propre / renouvelable et potentiellement de biomasse, ils peuvent être certifiés comme des carburants propres / renouvelables et vendus à un prix avantageux.

## Menaces

- Concurrence avec le méthane pour les zones fortement peuplées (et avec un réseau)
- Recours à du CO<sub>2</sub>, pas spécialement d'origine renouvelable/fatal

## Réseau des voies navigables



# Exemples de projets en Wallonie / à l'international

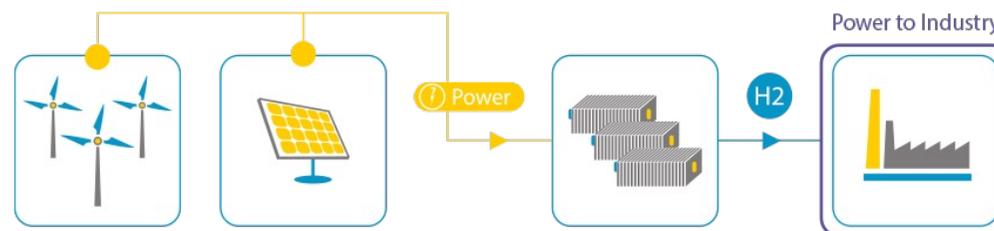
- Pas d'usine de production de méthanol située en Belgique.
- Biocarburants
  - Mobilité:
    - Le méthanol peut être utilisé comme carburant de substitution dans les stations de remplissage pour les moteurs à essence (3%).
    - Il constitue également un produit intermédiaire dans les processus de production d'autres biocarburants.
    - À l'avenir, les piles à combustible à méthanol direct permettront une valorisation directe du méthanol afin de propulser les voitures H2 (Stade R&D).
  - Navigation fluviale (et maritime):
    - En réponse aux changements réglementaires internationaux de l'Organisation Internationale Maritime (IMO) (alternative sans soufre, à faibles émissions) et aux avantages financiers (trois à quatre fois moins cher que le distillat marin), des armateurs développent à présent des bateaux fonctionnant au méthanol.
- Exemple: La Wallonie pourrait doter ses voies navigables d'infrastructures permettant un transport de marchandise basé sur l'hydrogène tant pour les bateaux (méthanol) que pour les véhicules basés sur les plateformes portuaires / multimodales (élévateurs, camions H2).
- Industrie
  - Utilisé comme matière première pour la synthèse d'autres produits chimiques comme par exemple le formaldéhyde (résine, colles, ...) ou l'acide acétique (fibres de polyester, PET,...), bases des matières plastiques.

## Exemples de projets & business cases H2

Acronyme	Titre	Début	Prog.
<a href="#">BeingEnergy</a>	Integrated low temperature methanol steam reforming and high temperature polymer electrolyte membrane fuel cell	2011	FP7
<a href="#">DURAMET</a>	Improved Durability and Cost-effective Components for New Generation Solid Polymer Electrolyte Direct Methanol Fuel Cells	2010	FP7
<a href="#">IRAFC</a>	Development of an Internal Reforming Alcohol High Temperature PEM Fuel Cell Stack	2008	FP7
<a href="#">IRMFC</a>	Development of a Portable Internal Reforming Methanol High Temperature PEM Fuel Cell System	2012	FP7
<a href="#">ISH2SUP</a>	In situ H2 supply technology for micro fuel cells	2008	FP7
<a href="#">LiquidPower</a>	LiquidPower	2011	FP7
<a href="#">MefCO2</a>	Methanol fuel from CO2: Synthesis of methanol from captured carbon dioxide using surplus electricity	2014	H2020

Info & Info & Business cases « [production de méthanol vert](#) », « [mobilité](#) » & « [navigation](#) »

## Power-to-Industry



Alors que l'utilisation de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique est actuellement limitée aux applications de niche, il est un produit important dans l'industrie des produits chimiques et pétrochimiques où il est utilisé:

- ⦿ Pour synthétiser l'ammoniac ( $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$ ), la base la plus commune pour les engrais (environ 50% de l'utilisation de l'hydrogène). En pratique, la synthèse de l'ammoniac est habituellement couplée à la production d'hydrogène à partir de reformage du méthane par la vapeur, dans de grandes infrastructures intégrées.
- ⦿ Les raffineries produisent de l'hydrogène comme sous-produit du reformage catalytique et consomment de l'hydrogène pour améliorer la performance du pétrole brut et convertir le brut lourd en combustibles de transport raffinés (presque 40% de l'utilisation de l'hydrogène). Ainsi, chaque raffinerie se caractérise par son équilibre hydrogène, composé de production, de consommation et de pertes.
- ⦿ Dans une grande variété d'autres applications, comme les semi-conducteurs, les aliments et les boissons, le secteur hospitalier, ou avec des métaux, en utilisant ses propriétés réactives et protectrices.

Bien que la production d'hydrogène vert issu de l'électrolyse pour l'industrie soit réalisable, dans la pratique, il est peu probable qu'il concourt à court terme avec le reformage du méthane à la vapeur en raison de ses coûts de production, surtout à grande échelle ou lorsque des pipelines sont déjà en place.

# Power-to-Industry



## Forces

- Offre de la flexibilité (limitée) sans devoir investir dans de nouvelles infrastructures de SMR coûteuses
- Solution pour les producteurs d'ammoniac (engrais) isolés

## Faiblesses

- Echelle multi-MW requise pour s'adresser à ces consommateurs

## Opportunités

- Marchés conséquents et en croissance pour l'hydrogène (verdir la production)
- Réseau de gaz H2 existant et desservant déjà les gros consommateurs
- Les plus petits consommateurs (semi-conducteur, alimentaire, hôpitaux, ...) paient actuellement cher leur H2 industriel.

## Menaces

- Reformage du méthane très compétitif (prix du gaz naturel bas actuellement)
- Structures production-consommation intégrées

# Exemples de projets en Wallonie / à l'international

- Remplacement de l'hydrogène d'origine fossile (SMR) auprès des entreprises consommatrices de celui-ci comme matières premières ou comme produit de transformation.

- Exemple: Sur les zones d'activités de l'IDEA, présence notamment de:

Zoning	Entreprise	Activités
Tertre	Advachem	Production de résine, AdBlue, engrais, ...
Tertre	Yara Tertre	Fabrication d'engrais et produits azotés (ammoniac, acide nitrique, nitrates agricoles)
Feluy (H2)	Hydrofel (Air Liquide)	Centrale de production d'hydrogène gazeux par réformage
Feluy (H2)	Total Petrochemicals Feluy Sa	Production de polymères (polypropylène, polyéthylène, polystyrène) à partir de dérivés du pétrole pour la transformation plastique
Ghlin-Baudour Nord (H2)	Akzo Nobel Chemicals Sa	Fabrication et distribution de peroxydes organiques et de dérivés azotés des acides gras, FC
Seneffe-Manage	Agc Glass Europe Sa	Façonnage et transformation du verre plat (vitrage anti-feu, trempés chimiquement, vitrages pour les marchés ferroviaires)
Seneffe-Manage	Valore	Fabrication, production et commercialisation de mélanges de polymères ou d'autres produits chimiques
Seneffe-Manage	Precimetal Fonderie De Precision Sa	Fonderie de précision (par cire perdue) de métaux ferreux et non-ferreux (alliages de nickel, cuivre et cobalt) - ISO 9001
Seneffe-Manage	Sapa Precision Tubing Seneffe S.A.	Extrusion et étirage d'aluminium en couronnes ou sur bobines

- Barrières: Producteurs & Réseaux d'H2 existants à proximité des gros consommateurs wallons.

## Exemples de projets & business cases H2

### Industrie - [Business Cases](#)

Installation example of large scale fuel cell system at Friatec AG		2015	Deployment of 1.4 MW fuel cell system at production facility of Friatec AG meeting 60% of power need of manufacturing process
Installation of SOFC fuel cells in Osaka wholesale market <sup>1</sup>		2015	Installation of 1.2 MW fuel cell system at Osaka Prefectural Central Wholesale Market supplying 50% of buildings energy needs, subsidised by Japan's Ministry of Environment
Demonstration of large SOFC system fed with biogas from WWTP (DEMOSOFC)		2015	Large scale (3 x 50 kW <sub>el</sub> ) fuel cell CHP plant demonstration in using biogas from a wastewater treatment facility (no commercial building application as such, but relevant for this power range)
Demonstration of CHP 2 MW PEM fuel cell (DEMCOPEM)	 	2015	Design, construction and demonstration of 2 MW PEM fuel cell power plant to be integrated into a chlorine production plant, objective is to reach competitive electricity price until 2020
Demonstration of large scale alkaline fuel cell system (POWER-UP)		2013	Installation of 500 kW alkaline fuel cell system with heat capture to demonstrate automated and scaled up manufacturing capabilities of cost-effective industrial fuel cell components

### Production d'hydrogène « vert » - [Business Cases](#)

H2Future		2017	One of the biggest green hydrogen production sites worldwide; 6 MW PEM electrolyser, funded by FCH 2 JU with EUR 12m. Hydrogen used for industrial use and for balancing the power reserve market
Ingrid		2016	1.2 MW Alkaline electrolyser for renewable energy electricity with a solid hydrogen storage system and a fuel cell for re-electrification and other use cases
GrinHy		2016	Production of green hydrogen for a Steel Company. Solid oxide electrolyser cell (SOEC) with 80% efficiency, 40 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h output
European Marine Energy Centre (EMEC)		2015	Storage capacity of 500 kg compressed hydrogen; 0.5 MW PEM electrolyser with integrated compression absorbs excess energy from tidal turbines
Mainz Energy Farm		2014	6 MW, high-pressure PEM electrolyser with targeted output of 200t H <sub>2</sub> /year; Power from windfarms
Jupiter1000		2014	Demonstration project of renewable energy electricity storage in a transmission gas grid via Alkaline and PEM electrolysers of 0.5 MW each. Commissioning and start-up in 2018
WindGas Falkenhagen		2013	Production of 360 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h green hydrogen from wind energy via 2 MW electrolysers in Falkenhagen. Injection of hydrogen into gas grid

### [Early business cases for the h2-related industry](#)

# Recommandations pour la mise en place de futurs projets H2 rentables

## Agencement du projet:

- Production centralisée / décentralisée par rapport au site de consommation
- Connexion au réseau électrique ou pas

## Profil d'utilisation optimal et configuration de l'installation (dimensionnement et choix technologiques):

- Profil des coûts d'approvisionnement en électricité
  - Réduction du facteur de charge (avec surdimensionnement éventuel)
  - Volatilité des prix de l'électricité (trop faible via le réseau)
- Valeur de marché potentielle de la production de l'usine

+ les écarts de prix sont importants entre l'entrée d'énergie électrique et la production sous forme d'énergie électrique ou chimique, meilleure est la rentabilité d'un projet. (via décalage dans le temps, délocalisation ou changement d'application)

**En général, un prix total (électricité, redevances, taxes inclus) de 40-50 € / MWh ou moins est requis pour créer un business case rentable.**

- Afin de permettre le déploiement des solutions H2, l'exemption des redevances, taxes, et autres prélèvements est déjà d'application dans certains pays.

## S'assurer de revenus complémentaires permet aux projets d'être rentable plus facilement:

- Vente d'hydrogène sous forme de produits finis ou sous forme d'énergie
  - cf. Power-to-X décrits précédemment
- Prestations de services énergétiques
  - Stratégie d'arbitrage sur les prix de l'électricité
  - Optimisation de la charge minimale des centrales électriques
  - Evitement des bridages des producteurs renouvelables
  - Sécurité d'approvisionnement énergétique (réserve stratégique)
  - Qualité d'approvisionnement (ajustement de fréquence et de voltage)
  - Investissements différés via allègement du réseau
- Ventes de sous-produits
  - Oxygène
  - Chaleur

En fonction des régulations et des solutions énergétiques mises en place, des aides supplémentaires pourraient favoriser (parfois indirectement) le développement de l'« hydrogène vert » :

- Feed-in-tariffs
- Quotas
- Volonté de payer d'avantage pour du renouvelable
- CVs
- ...

Exemple: De fortes synergies existent entre le Power-to-Mobility, l'injection sur le réseau et les services au réseau (= combinaison gagnante à court voire moyen terme pour éviter le creux de consommation propre au lancement de la mobilité H2, dû au peu de véhicules en circulation).

## La difficulté d'évaluer le modèle commercial des solutions à base d'hydrogène est un problème crucial qui découle de trois facteurs principaux:

- Les paramètres économiques des solutions de stockage H2 sont intrinsèquement spécifique au système et à son application
- Les solutions d'hydrogène sont d'autant plus complexes qu'elles impliquent un nombre très élevé de parties prenantes
- La conversion vers l'hydrogène crée un nouveau paradigme commercial multi-source et multi-produits qui nécessite de nouveaux outils d'optimisation et complique l'approche habituelle de modélisation

# Contexte mobilité voitures Wallonie

## Evolution de la flotte automobile belge :



	Essence		Diesel		LPG		Hybride		PHEV		Electrique		CNG		H2		Total
		%		%		%		%		%		%		%		%	
1990	2744249	71%	1014905	26%	40099						23	0,001%					3864159
2000	2732352	58%	1867351	40%	59059						71	0,002%					4678376
2010	2028166	38%	3181017	60%	37440	0,7%	9927	0,2%	9	0,00%	61	0,00%	94	0,00%	1	0,0000%	5275610
2015	2115479	37%	3463234	61%	18368	0,3%	36765	0,6%	3831	0,07%	3308	0,06%	1889	0,03%	8	0,0001%	5661742

- ⊙ Tendance à la dé-diésélisation encouragée par la réforme fiscale de 2015 (augmentation des droits d'accise).
- ⊙ Interdiction totale des voitures au diesel en 2030.
- ⊙ Nombre de véhicules à carburants alternatifs très modeste par rapport au parc automobile belge total.
- ⊙ En termes d'infrastructures de remplissage, le cadre d'actions wallon vise un scénario de type « Business as usual ».

		PHEV		Electrique		CNG		H2	
		Véhicules	Stations	Véhicules	Stations	Véhicules	Stations	Véhicules	Stations
Derniers chiffres	<b>Total</b>	<b>6583</b>	<b>NC</b>	<b>4748</b>	606	<b>3559</b>	58	<b>12</b>	1
	Flandre	5762	NC	3012	321	2874	52	8	1
	Wallonie	479	NC	960	215	477	5	0	0
	Bruxelles	342	NC	776	70	208	1	4	0
Prévu 2020	<b>Total</b>			<b>86641</b>	8324	<b>42584</b>	333	<b>NC</b>	22
	Flandre			74100	7436	41000	300	NC	20
	Wallonie			9903	688	1344	30	NC	2
	Bruxelles			2638	200	240	3	NC	0





## Scénario: Mobilité voitures

### Voiture:

Prix (700 bars): 50-70 k€  
 Réservoir (700 bars): 5 kg H2  
 Prix (350 bars): 30-35 k€  
 Réservoir (350 bars): 1,7 kg H2  
 Consommation: 1 kg H2/100 km

### Station de remplissage:

Pression: 350 / 700 bars  
 Coût (station publique, 700 bars): 1-2 M€  
 Prix indiqué H2: 6€/kg (équivalence diesel)

### Considérations:

- Croissance du parc auto. belge: 1,6%/an sur les 10 dernières années → Mais saturation du réseau autoroutier et tendance vers la multi-modalité: 72% (FAST - Usage de la voiture: 83% en 2017 → 60% en 2030)
- GW: Plus de voiture au diesel en 2030. → Plus de voiture essence en 2050 (100% EnR).
- 2030: Concurrence: essence, CNG, électrique, hybride, hydrogène.
- 2050: Concurrence: CNG, électrique, hydrogène.
- Kilométrage moyen par an (2015) et évolutions futures:
  - Diesel: 18.884 → Suppression
  - Essence: 9.259 → Plus longues distances car remplacement diesel (+/- 15.000)
  - CNG: 22.150 → Idem
  - Electrique: 18.609 → Moins longues distances car mobilité urbaine / 2<sup>ème</sup> voiture (+/- 15.000)
  - Hydrogène: NC → Longues distances (+/- 25.000)
- Consommation future en baisse via améliorations technologiques: 0,9 kg H2/100 km en 2030 et 0,7 kg H2/100 km en 2050

	km/an	Wal. 2017	2030			2050				
		#	%	#	kt H2	GWh	%	#	kt H2	GWh
<b>Total</b>		1788264	100%	1287550			100%	927036		
<b>Voitures H2</b>	25000	/	2%	25751	5,79	330,26	35%	324463	56,78	3236,51
			<b>Stations H2</b>	86			<b>Stations H2</b>	162		

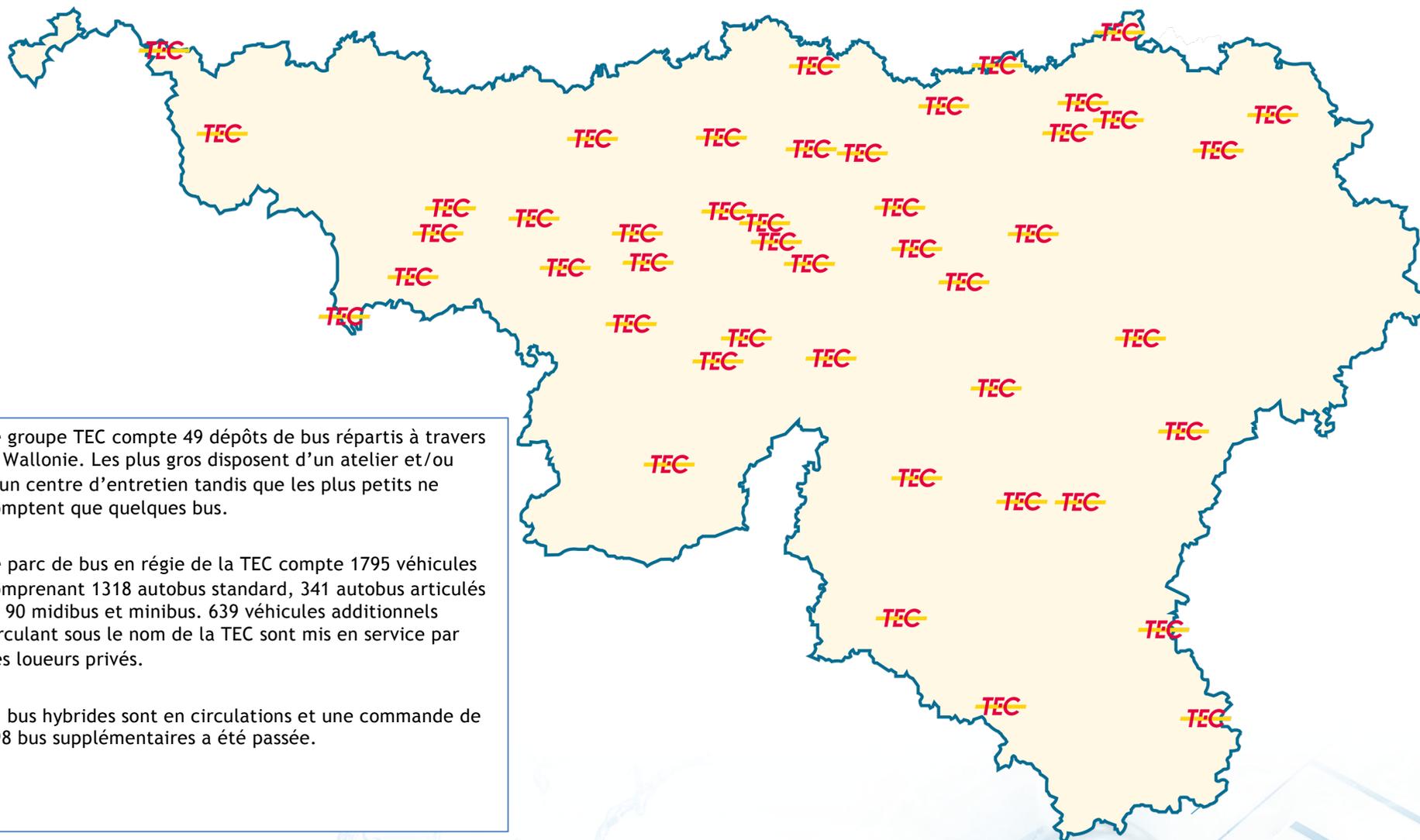
### Prérequis:

- Compétitivité avec le diesel: 5 l diesel / 100 km = 6€ → 1 kg H2 / 100 km = 6€ (Actuellement: 10€/kg)
- Compétitivité avec le diesel: Diminution des prix des véhicules H2.

### Recommandations:

- Favoriser le développement de flottes captives: optimise la charge d'une même station de remplissage.
- Multiplier les stations de remplissage approvisionnées par un (gros) électrolyseur centralisé sur la zone: mutualise les coûts.
- Lancer le marché avec des voitures électriques munies de « range extender H2» (modèle français): diminue le coût des véhicules.

## Contexte mobilité Wallonie



Le groupe TEC compte 49 dépôts de bus répartis à travers la Wallonie. Les plus gros disposent d'un atelier et/ou d'un centre d'entretien tandis que les plus petits ne comptent que quelques bus.

Le parc de bus en régie de la TEC compte 1795 véhicules comprenant 1318 autobus standard, 341 autobus articulés et 90 midibus et minibus. 639 véhicules additionnels circulant sous le nom de la TEC sont mis en service par des loueurs privés.

11 bus hybrides sont en circulations et une commande de 298 bus supplémentaires a été passée.

# Scénario: Bus



<b>Bus:</b> Prix (12 m): 620 k€ à 400 k€ (si production de masse, FCH JU) Réservoir (350 bars): 45 kg H2 Consommation (12 m): 10 kg H2/100 km Bus 18m: En développement				<b>Station de remplissage:</b> Pression: 350 bars Coût (station publique, 700 bars): 1-2 M€ ou station privée avec flotte captive (350 bars)						
<b>Considérations:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Développement des services offerts par les transports en commun → Croissance 125% d'ici 2030, idem entre 2030 et 2050. (FAST - Usage du bus: 4% en 2017 → 10% en 2030)</li> <li>TEC: 11 bus hybrides (diesel – électrique, 7 km) en circulation → 298 commandés pour 2018 - 2019.</li> <li>Concurrence future: Diesel (→ 2030), CNG, électrique, hybride, hydrogène.</li> <li>Kilométrage moyen par an (2015) et évolutions futures:             <ul style="list-style-type: none"> <li>Diesel: 60.000 → Suppression en 2030</li> <li>Hybride: 40.000 (TBC) → Idem en électrique pur (urbain)</li> <li>Hydrogène: → Remplacement diesel, longues distance: 60.000 (extra-urbain)</li> </ul> </li> <li>Consommation future en baisse via améliorations technologiques: 9 kg H2/100 km en 2030 et 7 kg H2/100 km en 2050</li> </ul>										
		<b>Wal. 2017</b>	<b>2030</b>			<b>2050</b>				
	<b>km/an</b>	<b>#</b>	<b>%</b>	<b>#</b>	<b>kt H2</b>	<b>GWh</b>	<b>%</b>	<b>#</b>	<b>kt H2</b>	<b>GWh</b>
<b>Total</b>		1670		2088				2609		
<b>Bus 12 m</b>		1318	100%	1648			100%	2059		
<b>Bus H2 12m</b>	60000	0	10%	165	0,89	50,71	40%	824	3,46	197,21
			<b>Stations H2</b>	8			<b>Stations H2</b>	41		
<b>Prérequis:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Compétitivité avec le diesel: 30 l diesel-hybride / 100 km = 36€ → 7-9 kg H2 / 100 km = 4-5€ / kg H2</li> <li>Compétitivité avec le diesel: Diminution des prix des bus H2.</li> </ul>										
<b>Recommandations:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Participer aux achats groupés de bus du FCH JU: minimise les coûts unitaires.</li> <li>Disposer d'une vingtaine de bus par station de remplissage dans les grands dépôts: optimise la charge de la station de remplissage.</li> </ul>										



# Scénario: Mobilité camions



### Camion / Semi-remorques:

En développement.

Consommation estimée (camion): 11 kg H2/100 km

Consommation estimée (semi): 15 kg H2/100 km

### Station de remplissage:

Pression: 350 bars

Coût (station publique, 700 bars): 1-2 M€ ou station privée avec flotte captive (350 bars)

### Considérations:

- Diminution du transport autoroutier wallon par camion (# et km en baisse) mais, en réalité, augmentation globale car camions étrangers « à bas coûts » → Encourager le recours aux solutions multimodales (Wallonie = « banane logistique »):
  - Camion: 91% d'ici 2030 (FAST - Transport routier: 82% en 2017 → 75% en 2030) puis -1%/an jusque 2050.
  - Semi: -1%/an jusque 2050.
- Concurrence future: Diesel (→ 2030), (essence), CNG/LNG, électrique, hydrogène.
- Kilométrage moyen par an (2016) et évolutions futures:
  - Camion (diesel): 19.579 → Migration vers H2 (CNG/LNG) pour longs trajets (25.000), charges importantes
  - Semi-remorques (diesel): 63.839 → Migration vers H2 (CNG/LNG)
- Consommation future (camion-semi) en baisse via améliorations technologiques: 10-14 kg H2/100 km en 2030 et 8-12 kg H2/100 km en 2050

	km/an	Wal. 2017		2030			2050			
		#	%	#	kt H2	GWh	%	#	kt H2	GWh
<b>Total</b>		39062		38100				28319		
<b>Camion</b>		28368	100%	28368				20566		
<b>Semi-remorque</b>		10694	100%	9732				7753		
<b>Camion H2</b>	25000		2%	567	1,42	80,85	50%	10283	20,57	1172,28
<b>Semi H2</b>	60000		2%	195	1,63	93,19	50%	3876	27,91	1590,90
			<b>Stations H2</b>	28			<b>Stations H2</b>	103		

### Prérequis:

- Attendre les retours d'expérience: Les premiers projets pilotes viennent seulement de démarrer.

### Recommandations:

- Favoriser le développement de flottes captives (ex: camion-bennes à ordures): optimise la charge d'une même station de remplissage.



## Scénario: Mobilité ferroviaire & fluviale

<b>Locomotive:</b> En développement.	<b>Bateau:</b> En développement.	<b>Avion:</b> En développement
<p><b>Considérations:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Encourager le recours aux solutions multimodales (Wallonie = « banane logistique »)</li> <li><b>Mobilité ferroviaire:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Le réseau belge est globalement électrifié. Les machines diesel y sont utilisées, notamment pour réaliser des manœuvres, des dépannages, des travaux ou certains transport de marchandises.</li> <li>La migration de ces locomotives vers des solution électrique sera sans doute privilégiée dans le futur.</li> <li><a href="#">Coradia iLint</a> (Alstom): Train H2 pour voies non-électrifiées (Allemagne).</li> </ul> </li> <li><b>Mobilité fluviale:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Estimation de la flotte wallonne en 2015:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Bateaux de marchandise: 307 (dont 19 pousseurs et 56 barges)</li> <li>Bateaux à passagers: 61</li> <li>Tonnes.kilomètres par an (2017) et évolutions futures:</li> </ul> </li> <li>1.700 M t.km/an. → Reprise après une décroissance depuis 2011.</li> <li>Organisation Maritime Internationale (OMI): Objectif de décarbonation progressive de la navigation commerciale:               <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; 50% de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport à 2008.</li> <li>« Un bateau construit en 2020 doit être conçu pour atteindre la neutralité carbone plus tard dans son existence ».</li> <li>OCDE: Réduction de 82 à 95% d'ici à 2035 est possible avec les technologies alternatives actuelles.</li> </ul> </li> <li>Concurrence future: Diesel (→ 2030), CNG/LNG, électrique, hydrogène/méthanol vert.</li> <li>Plan wallon d'aide pour modernisation de la flotte: peu d'intérêt pour adaptation moteur alternatif car coût très élevé pour le batelier. → Production de solutions complètes en série?</li> <li><a href="#">Hydroville</a> (CMB): 1er bateau navette avec moteur à combustion d'H2 en Belgique (Anvers).</li> <li><a href="#">Energy Observer</a> : Catamaran autonome en énergie (production d'H2 à bord) réalisant un tour du monde (France).</li> </ul> </li> <li><b>Aviation:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>L'hydrogène ne peut actuellement se substituer au kérosène pour les applications aéronautiques de grandes envergures.</li> <li><a href="#">HY4</a>: Avion électrique alimenté par une pile à combustible pouvant transporter 4 personnes. (Allemagne)</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Prérequis:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Attendre les retours d'expérience: Les premiers projets pilotes viennent seulement de démarrer.</li> </ul>		

## Scénario: Utilisation sous forme de gaz

### (Micro-) cogénération:

- Avec H2: En développement
  - Avec Reformage de Gaz Naturel + PAC: Existant
- Prix (micro-cogénération CH4): +- 20.000€

### Réseau:

- Injection d'H2 avec gaz naturel:
  - < 2%: Adaptation des compteurs
  - > x% (à déterminer): Adaptation des turbines à gaz, des réseaux, des applications de conso. finales
- Méthanisation de l'H2 avec CO2: Multiplication des coûts à chaque poste d'injection
- Réseau d'H2 pur: coût €/m très important sauf si mise à niveau possible  
→ [H21 Leeds \(UK\)](#)

### Considérations:

- Fin du nucléaire en 2025: relance/nouvelles capacités TGV (2030) ↔ Objectifs climatiques: Logique de réduction des gaz à effet de serre.
- Industrie: Reprise de l'activité économique (2030) ↔ Consommation accrue à contrebalancer avec les accords de branches / eff. éner.
- Tertiaire & Domestique: Tertiairisation de l'industrie et augmentation # logements ↔ Amélioration de l'isolation des bâtiments.
- Suivi des projections de l'IEA permettant avec 50% de chances de limiter l'augmentation moyenne de la température mondiale à 2 °C en 2050 → diminution des consommations de gaz naturel dans tous les secteurs.
- Potentiel:
  - Injection d'H2: 2% du gaz naturel en 2030 (analyse nécessaire pour des % plus élevés) → Vers 100% en 2050! (= Réseau d'H2 pur: Etude au cas par cas (réseau fermé / cf. réseau de chaleur)
  - Méthanisation d'H2: idem gaz naturel (substitution)

### Prérequis:

- Fixation des taux limites d'injection sur le réseau.
- Etudes des coûts liées aux différentes voies de valorisation sur les réseaux gaziers.
- Adaptation 1) des compteurs 2) du réseau 3) des applications de consommations finales.

### Recommandations:

- Privilégier l'injection d'H2 sur le réseau de gaz naturel: limite les investissements pour lancer la filière H2.
- Etudier la méthanisation au cas par cas: analyse de la rentabilité.

## Scénario: Utilisation en tant qu'intrant/produit (H2 et dérivés) pour l'industrie

Prix H2 (SMR - pipeline): 1,5 – 3€/kg  
 Coût H2 (SMR): 0,7€/kg  
 Prix méthanol: 300 – 400 €/tonne

Synthèse d'ammoniac : 1 975 m3/t NH3  
 Synthèse du méthanol : 1 500 m3/t CH3OH

### Considérations:

La majorité des sites industriels qui consomment beaucoup d'H2 en Wallonie sont approvisionnés via les pipelines d'Air Liquide sur des zones d'activités bien déterminées. Cet hydrogène, d'origine fossile est issu du vapo-réformage du méthane (SMR). Au vu de l'infrastructure réseau existante, des importantes quantités consommées et donc des faibles prix obtenus, il est difficilement envisageable de parvenir à concurrencer Air Liquide au moyen d'électrolyseurs. C'est le cas des entreprises dont l'H2 est une matière première, notamment celles des secteurs suivants:

- Raffinage et pétrochimie: Une partie de la production et de la consommation d'H2 est effectuée en boucle fermée.
- Production d'ammoniac (engrais):  $N_2(g) + 3 H_2(g) \rightleftharpoons 2 NH_3(g) + \Delta H$
- Production de méthanol (produits plastiques): Il n'y a pas d'usine de production de méthanol en Belgique.
- Les entreprises qui utilisent l'H2 en plus petite quantité, notamment pour la réalisation de processus de fabrication/transformation industriels, ne sont pas reliées à ces pipelines et peuvent être approvisionnées par des livraisons de camions. Une production d'H2 sur site par électrolyse peut dès lors être envisager comme une solution alternative. Exemples: Fabrication d'huiles, production du verre plat, électronique, traitement thermique en métallurgie, ...

Usage du gaz naturel en chimie à des fins non-énergétiques (2014): 1754 GWh → Steam Methane Reforming? Si oui, combien d'H2 produit?

Dans l'Union européenne, en 2015, la production de dihydrogène marchand, hors autoproductions, est de 1,43 million de t dont 404 000 t en Allemagne, 165 000 t en Finlande, 150 000 t aux Pays Bas, 108 152 t en Italie, 101 000 t en France, 62 000 t en Espagne, 52 000 t au Royaume Uni. Les productions de Belgique sont confidentielles. Dans le monde, en 2014, 80 % de la production est autoproduite par les industries consommatrices.

Industrie	2014 (Fossile)			2030 (50% Renouv)		2050 (100% Renouv)	
	NH3 (t)	H2 (kton)	Electricité (GWh)	H2 (kton)	Electricité (GWh)	H2 (kton)	Electricité (GWh)
<b>Ammoniac</b>	274000	49	2779	24	1389	49	2779

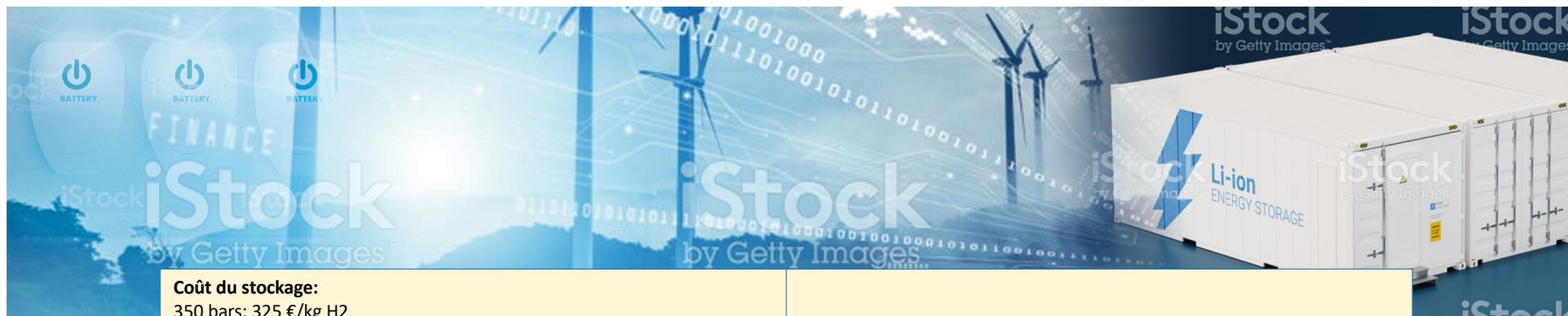
### Prérequis:

- Compétitivité avec le SMR: 30\$/MWh électricité. > 50% charge, 450\$/kW électrolyseur (source IEA).
- Identifier les besoins (solde production VS consommation) d'H2 des industries wallonnes.

### Recommandations:

- Viser les entreprises éloignées du réseau Air Liquide: évite une guerre des coûts avec un acteur solidement implanté sur la zone.
- Installer un gros électrolyseur pour plusieurs consommateurs industriels: mutualise les coûts.

## Scénario: Stockage énergétique



### Coût du stockage:

350 bars: 325 €/kg H2

700 bars: 570 €/kg H2

### Considérations:

En vue d'intégrer au mieux le développement des énergies renouvelables, plusieurs adaptations sont prévues en Belgique dans les années à venir, notamment:

- Le renforcement du réseau électrique
- La mise en place d'interconnexions avec les réseaux des pays voisins.
- La gestion optimisée de l'offre et de la demande d'électricité.
- Le recours à des nouvelles capacités (TGV) pour assurer une transition progressive (« buffer »).

Plus la proportion d'énergie renouvelable sera importante dans le mix énergétique, plus le besoin en solutions de stockage, dont l'hydrogène fait partie, sera conséquent. Il est néanmoins actuellement difficile de prédire les quantités énergétiques futures à stocker et les technologies qui y répondront le mieux (sans doute au cas par cas). Selon l'étude Artelys, les besoins de flexibilité pour 2030 vont à peine croître et resteront proches des niveaux actuels. À LT (2050), les besoins de flexibilité hebdomadaires et annuels vont croître (hebdo: x 2, annuel: augmentation de 75% via éolien) → Nécessité de solutions Power-to-X pour l'équilibre global du système (balancing). À MT (2030), les besoins de flexibilité locale pour la gestion des congestions sont possibles (mais pas quantifiés).

### Prérequis:

- Identifier les besoins futurs de stockage en Wallonie et en Belgique (niveaux global et local).
- Créer un cadre propice à la flexibilité en Wallonie.

### Recommandations:

- Consommer localement / Eviter le recours au réseau électrique: diminue le coût de l'électricité (et donc de l'H2).

## Objectifs renouvelables



### PACTE ÉNERGÉTIQUE

LA CONCERTATION ENTRE  
L'ÉTAT FÉDÉRAL ET LES RÉGIONS

- Pacte énergétique: « La part des énergies fossiles dans le mix électrique doit progressivement diminuer à long terme pour disparaître complètement en 2050, de sorte que le gaz et l'électricité ne soient plus que d'origine renouvelable. À côté de la production, une importance croissante est accordée à la flexibilité (y compris le stockage et la gestion de la demande) et aux interconnexions afin d'assurer une sécurité d'approvisionnement. »

Objectifs BEL.	Maintenant	2030	2050
Electricité renouv.	14%	40%	100%
- PV	3,2 GW	8 GW	?
- Eolien off-shore	0,9 GW	4 GW	?
- Eolien on-shore	1,8 GW	4,2 GW	?
- Cogén./ Géothermie			

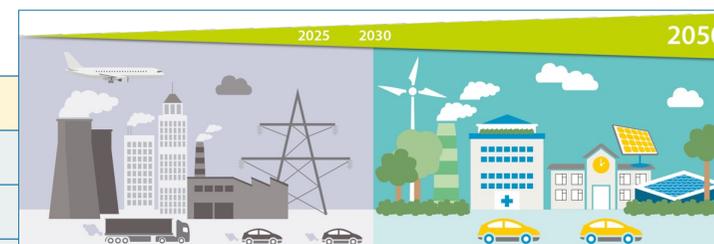
# Objectifs renouvelables



**PACTE ÉNERGÉTIQUE**  
LA CONCERTATION ENTRE  
L'ÉTAT FÉDÉRAL ET LES RÉGIONS

- Pacte énergétique: « La part des énergies fossiles dans le mix électrique doit progressivement diminuer à long terme pour disparaître complètement en 2050, de sorte que le gaz et l'électricité ne soient plus que d'origine renouvelable. À côté de la production, une importance croissante est accordée à la flexibilité (y compris le stockage et la gestion de la demande) et aux interconnexions afin d'assurer une sécurité d'approvisionnement. »

Objectifs BEL.	Maintenant	2030	2050
Electricité renouvel.	14%	40%	100%
- PV	3,2 GW	8 GW	?
- Eolien off-shore	0,9 GW	4 GW	?
- Eolien on-shore	1,8 GW	4,2 GW	?
- Cogén./ Géothermie			



# Recommandations

---

- ⊙ L'efficacité énergétique et la transition vers une consommation d'énergie durable, notamment au moyen de l'hydrogène, doivent être intégrées dans l'ensemble des domaines régis par les autorités, notamment en ce qui concerne la fiscalité, la santé, l'économie circulaire, l'emploi, la formation, l'aménagement du territoire, ...
- ⊙ Les freins légaux, administratifs, réglementaires ou fiscaux doivent être analysés et levés.
- ⊙ Prendre en compte les externalités (ex: internalisation correcte des coûts de CO2) dans la production d'électricité et d'hydrogène.
- ⊙ Une tarification carbone sera étudiée et mise en place pour les secteurs non-ETS.
- ⊙ Adapter et optimiser les mécanismes de soutien afin d'intégrer l'hydrogène dans le marché énergétique à moindre coût.
- ⊙ Encourager les synergies d'usage avec les autres gaz verts (bio-méthane, gaz synthétique).
- ⊙ S'assurer de la compatibilité des réseaux de gaz pour le transport d'hydrogène.
- ⊙ Valoriser la chaleur récupérable lors des processus de production/consommation d'hydrogène.
- ⊙ Mettre en place des zones de basses émissions, notamment dans les centres urbains, pour favoriser une mobilité décarbonnée.
- ⊙ Favoriser les coopératives énergétiques et la participation citoyenne dans les projets de production et de stockage d'hydrogène.
- ⊙ Développer des interconnexions avec les pays européens afin de bénéficier de la complémentarité des mix de productions et de stockage.
- ⊙ Mettre en place des projets de démonstrations pour développer la chaîne de valeur technologique wallonne, sensibiliser les autorités et familiariser le grand public à l'hydrogène.

