

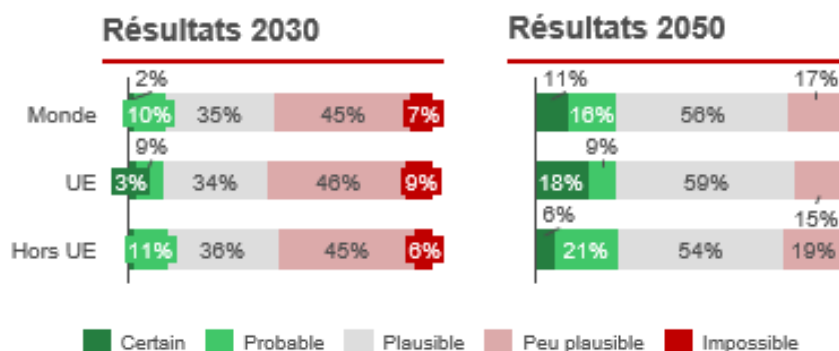
Thèse sur l'hydrogène

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

A terme, une économie de l'hydrogène aura émergé dans les pays développés, apportant une réponse pertinente à des besoins spécifiques sur certains segments de la mobilité mais surtout à une décarbonation massive des systèmes électriques et gaziers.



- Une nette majorité d'avis négatifs est exprimée sur cette thèse à l'horizon 2030, avec plus de 50% de « Peu plausible » et « Impossible » à cette échéance. Les répondants estimant que la réalisation de cette thèse est impossible sont relativement nombreux, en particulier au regard des autres thèses pour lesquelles cette option n'est que rarement utilisée. Les coûts des solutions hydrogène sont évoqués comme « prohibitifs », limitant son développement à court et moyen terme.
- L'incertitude prend à l'horizon 2050 le pas sur les avis négatifs, mais les avis positifs restent largement minoritaires : dans toutes les zones géographiques, plus de 50% des répondants considèrent la thèse comme « Plausible », et les avis positifs augmentent mais ne dépassent pas 30% du panel. Bien que les répondants soulignent le rôle potentiellement important de l'hydrogène dans une transition vers un système énergétique décarboné, la question de la compétitivité (coûts de production et d'infrastructures) persiste à long terme, même si l'hydrogène pourrait s'avérer « complémentaire » des infrastructures gazières existantes, facilitant son adoption. Les décisions d'investissement dans la décennie à venir seront significatives pour le développement à long terme des technologies à hydrogène.
- On peut noter qu'en Europe les avis positifs sont légèrement plus nombreux qu'ailleurs, et surtout que parmi les ~30% d'avis positifs, on trouve près de deux tiers de répondants certains de la réalisation de cette thèse. Il s'agit donc d'un sujet clivant à l'échelle européenne, les avis « certains » étant deux fois plus nombreux que les avis « probables », tout en étant nettement minoritaires devant les « plausibles ».
- L'analyse des commentaires peut par ailleurs apporter une différenciation par secteur. Si une économie de l'hydrogène électrolytique pour l'industrie est jugée dans certains commentaires comme « probable », l'émergence de la pile à hydrogène pour la mobilité « dépend étroitement de la compétition avec les batteries », et le résultat de cette compétition est incertain. Enfin la méthanation de l'hydrogène est considérée comme un « pari industriel » envisageable à l'horizon 2050 et au-delà.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- « Nous n'avons pas la solution toute faite avec les ENR électriques pour substituer toute l'énergie, même avec des programmes d'efficacité drastiques. Il faut miser sur l'H2 qui

pourrait composer 20% du mix en 2050 (il faudra en partie importer, soit de l'H2 venant du fossile avec CCS, soit de l'H2 d'électrolyse de pays à très bas coûts d'ENR) »

➤ **Réserves exprimées :**

- *« La question requiert une réponse différenciée par secteur : une économie de l'hydrogène électrolytique pour l'industrie est très probable et sans doute rapide (<2030). Une économie de l'hydrogène électrolytique pour la mobilité dépend étroitement de la compétition avec les batteries. Son résultat est incertain. Aujourd'hui les batteries sont en tête. Une économie de l'hydrogène pour la méthanation (fabrication de méthane à partir d'hydrogène et de CO2) est un pari industriel, accessible uniquement à horizon lointain (2050). »*
- *“It will take time for hydrogen to emerge as a significant resource for transportation and decarbonization of the grid. While promising, it continues to be “10-years down the road,” as was promised in the mid-1990s. Unless significant technology improvements, resulting from significant government and private sector funding, the price will continue to be too high for the near to mid-term future.”*
- *“The eventual significance of hydrogen energy by 2050 will depend to a great extent on public policy and investment decisions in the next 10-15 years.”*
- *“Hydrogen could emerge, but likely will be limited in scope and scale. The energy economics of making it are simply too costly, with other cheaper alternatives available for all but the most critical applications depending on social preference (e.g., jet fuel substitute?). Too much alternative infrastructure needs to be built out to make it available as a common substitute.”*

I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD	2
II. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE	5
1) SUR LE SEGMENT DE LA MOBILITE, CONTRAIREMENT A IL Y A ENCORE QUELQUES ANNEES, LE VEHICULE A HYDROGENE EST AUJOURD’HUI UNE REALITE, AVEC PLUSIEURS MILLIERS DE VEHICULES EN CIRCULATION ET PLUSIEURS ACTEURS INDUSTRIELS INTERNATIONAUX (CONSTRUCTEURS AUTOMOBILES NOTAMMENT) ANNONÇANT DES AMBITIONS SUR CE SEGMENT, TOYOTA EN TETE.	5
2) SI LA MOBILITE 100% ELECTRIQUE (PAR BATTERIE) A PRIS DE L’AVANCE SUR LA MOBILITE HYDROGENE, L’AUTONOMIE DES VEHICULES RESTE ENCORE LIMITEE ET LA PERFORMANCE TECHNICO-ECONOMIQUE DU 100% ELECTRIQUE SUR CERTAINS SEGMENTS DE TRANSPORT (NOTAMMENT TRANSPORT LOURD, LONGUE DISTANCE) EST ENCORE INCERTAINE, POSITIONNANT L’HYDROGENE COMME UNE ALTERNATIVE PROPRE CREDIBLE.	6
3) AU-DELA DU TRANSPORT, L’HYDROGENE EST VU PAR CERTAINS ACTEURS COMME UNE SOLUTION PERTINENTE AUX BESOINS MASSIFS DE STOCKAGE INTERSAISONNIER D’ENERGIE QUI POURRAIENT APPARAÎTRE SI UN SYSTEME ENERGETIQUE TOTALEMENT DECARBONE ET FORTEMENT RENOUELABLE SE DEVELOPPAIT, BESOINS AUXQUELS LES BATTERIES NE DEVRAIENT PAS POUVOIR REpondre SEULES.	6
4) CERTAINS ACTEURS INDUSTRIELS ETUDIENT EGALEMENT L’OPPORTUNITE DE DEVELOPPER LE VECTEUR HYDROGENE POUR DECARBONER MASSIVEMENT LE SYSTEME ENERGETIQUE (VIA LES TECHNOLOGIES P2G).....	8
III. ARGUMENTS ALLANT A L’ENCONTRE DE LA THESE.....	10
1) POUR LA PRODUCTION ET LE STOCKAGE D’ELECTRICITE COMME POUR LA MOBILITE, LA SOLUTION HYDROGENE REPRESENTE UN SURCOUT ELEVE DANS LA GRANDE MAJORITE DES CAS PAR RAPPORT AUX SOLUTIONS ALTERNATIVES ET NOTAMMENT AUX BATTERIES, ET LES PERSPECTIVES DE REDUCTION DES COUTS RESTENT INCERTAINES.	10
2) MALGRE LES AMBITIONS AFFICHEES PAR CERTAINS GRANDS ACTEURS, LES INVESTISSEMENTS R&D ET INDUSTRIELS ENGAGES DANS LA FILIERE H2 RESTENT AUJOURD’HUI UN A DEUX ORDRES DE GRANDEUR EN DESSOUS DE CEUX DESORMAIS ENGAGES SUR LES BATTERIES PAR LA QUASI-TOTALITE DES GRANDS ACTEURS DE L’AUTOMOBILE. .	11
3) LA PLACE DE L’H2 DANS LA MOBILITE A MOYEN ET LONG TERME POURRAIT EGALEMENT ETRE REDUITE SI L’AMELIORATION DE LA COMPETITIVITE DES BATTERIES S’ACCELERE ET LE DEPLOIEMENT MASSIF DES INFRASTRUCTURES DE RECHARGE VE/VHR SE REALISE.	12
4) PAR AILLEURS, LES BESOINS EN STOCKAGE INTERSAISONNIER – <i>ET DONC LA PERTINENCE ET LA PLACE DE L’HYDROGENE</i> – POURRAIENT RESTER LIMITEES A LONG TERME, EN PARTICULIER EN CAS DE DEVELOPPEMENT IMPORTANT D’ALTERNATIVES DECARBONEES COMME LE GAZ VERT (OBTENU PAR METHANISATION OU GAZEIFICATION) PERMETTANT D’ASSURER UN APPROVISIONNEMENT DECARBONE AU SYSTEME ELECTRIQUE EN PERIODE HIVERNALE.	12
5) LA PERTINENCE TECHNICO-ECONOMIQUE DU MODELE DE DEVELOPPEMENT DE L’HYDROGENE POUR LA DECARBONATION MASSIVE DU SYSTEME ENERGETIQUE RESTE INCERTAINE, COMPTE TENU DES INVESTISSEMENTS REQUIS EN NOUVELLES INFRASTRUCTURES (DE TRANSPORT ET STOCKAGE D’H2 NOTAMMENT) ; PAR AILLEURS, LE MODELE D’IMPORTATION MASSIVE D’H2 ENVISAGE PAR CERTAINS ACTEURS VA A L’ENCONTRE DE LA TENDANCE ACTUELLE PORTANT VERS LA PRODUCTION LOCALE D’ENERGIE ET L’AUTONOMIE DES TERRITOIRES.	13
IV. ANNEXES.....	15
1) GLOSSAIRE.....	15
2) LISTE DES FIGURES.....	15
3) BIBLIOGRAPHIE	15

II. Arguments en faveur de la thèse

- 1) **Sur le segment de la mobilité, contrairement à il y a encore quelques années, le véhicule à hydrogène est aujourd'hui une réalité, avec plusieurs milliers de véhicules en circulation et plusieurs acteurs industriels internationaux (constructeurs automobiles notamment) annonçant des ambitions sur ce segment, Toyota en tête.**

La flotte de véhicules à hydrogène (VH2) en circulation au niveau mondial, encore quasiment inexistante il y a quelques années, atteint aujourd'hui environ une dizaine de milliers de véhicules presque exclusivement légers, concentrés au Japon (~5000 véhicules), et dans une moindre mesure en Europe et aux Etats-Unis (~2000 véhicules dans les deux cas).

Plusieurs grands acteurs industriels de la mobilité ont annoncé des objectifs ambitieux sur ce segment, et en premier lieu Toyota et Hyundai, qui dominent le secteur à la fois en termes de développements technologiques et commerciaux et en termes de lobbying. Leader sur les solutions hydrogène pour la mobilité, Toyota ambitionne de commercialiser des VH2 à un prix équivalent à celui des véhicules hybrides à horizon 2025, et s'est fixé comme cible une capacité de production de 30.000 VH2 par an d'ici 2020. Ce constructeur a également récemment annoncé le développement de stations H2 en Californie, ainsi que le développement en R&D de modèles de camions à hydrogène. Hyundai et Honda se positionnent également de manière volontariste sur la filière : Hyundai, qui avait commercialisé le premier véhicule à hydrogène produit à grande échelle (ix35 fuel cell) a révélé début 2018 son nouveau modèle Nexa, dont l'autonomie devrait atteindre 600 km, et Honda commercialise depuis 2017 la Honda Clarity Fuel Cell, annonçant une autonomie de 650 km pour un plein fait en 3 minutes. En Allemagne, Daimler/Mercedes prépare la production en série de son nouveau modèle à hydrogène GLC F-CELL.

Au-delà des constructeurs, la filière est également soutenue par de grands industriels de l'énergie comme Air Liquide, Total, Shell, ou Statoil. A l'occasion du forum de Davos en 2017, 18 entreprises (industriels, énergéticiens et constructeurs automobiles) se sont ainsi fédérées au sein de l'initiative « *Hydrogen Council* » qui vise à promouvoir le développement et le soutien de la filière hydrogène pour la transition énergétique mondiale. Les « *milestones* » de cette initiative incluent 10 à 15 millions de VH2 et 500.000 camions en 2030 au niveau mondial¹.

Les initiatives gouvernementales se montrent également ambitieuses dans quelques pays comme la Corée du Sud, le Japon, ou l'Allemagne. A Séoul, la tenue d'un forum international sur l'hydrogène en février 2018, réunissant les entreprises impliquées dans la filière et le gouvernement coréen, a abouti à un objectif de 310 stations à hydrogène en Corée à horizon 2022. Au Japon, la publication en décembre 2017 d'une « *Basic Hydrogen Strategy* »² a révélé les ambitions du pays en la matière : déploiement de stations H2 (160 stations en 2020 et 320 en 2025), flotte de VH2 de 40.000 unités en 2020, 220.000 unités en 2025 et 800.000 unités en 2030. Enfin en Allemagne, la Stratégie gouvernementale sur la

¹ Hydrogen Council, 2017, Hydrogen Scaling up – A sustainable pathway for the global energy transition

² METI (Ministry of Economy, Trade and Industry), 2017, Basic Hydrogen Strategy – Key Points
http://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003a.pdf

mobilité prévoit 400 stations H2 et 250.000 véhicules en 2023, et 1000 stations H2 et 1.800.000 véhicules en 2030.

2) Si la mobilité 100% électrique (par batterie) a pris de l'avance sur la mobilité hydrogène, l'autonomie des véhicules reste encore limitée et la performance technico-économique du 100% électrique sur certains segments de transport (notamment transport lourd, longue distance) est encore incertaine, positionnant l'hydrogène comme une alternative propre crédible.

Le parc de véhicules 100% électriques (VE) s'élève aujourd'hui à environ 3 millions de véhicules au niveau mondial³, soit des volumes 100 fois supérieurs à la flotte de VH2.

Cependant l'autonomie des VE reste encore limitée. Sur le segment des véhicules légers, elle atteint jusqu'à ~500km au maximum, ce qui témoigne de progrès techniques importants mais reste inférieur aux VL thermiques classiques et insuffisant pour certains usages requérant des autonomies importantes (certaines flottes d'entreprises, véhicules de livraison, taxi, etc). Pour ces usages, l'H2 se positionne comme une alternative propre crédible d'un point de vue technico-économique.

Par ailleurs, l'offre 100% électrique est pour l'instant inexistante ou limitée sur d'autres segments du secteur des transports, comme le transport lourd longue distance de marchandises ou le transport maritime, qui ont des besoins en autonomie importants et qui font face à des normes environnementales de plus en plus strictes. Une dizaine de constructeurs proposent des modèles de poids lourds ou mi-lourds⁴, mais leurs autonomies (au maximum ~150 km pour les modèles existants) en font des solutions pertinentes essentiellement pour des applications urbaines avec des besoins d'autonomie très limités. Tesla a présenté un prototype de poids lourd avec une autonomie d'environ 500 km, rechargeable à 80% en 30 minutes, mais cela n'en fera pas encore une solution pertinente pour le transport lourd sur de longues distances, la question du prix et des infrastructures de recharge se posant également. Même à long terme, les performances technico-économiques des batteries sont loin d'être garanties sur le segment du transport routier lourd longue distance, et a fortiori sur le segment du transport maritime international dont les exigences vont encore bien au-delà.

Vu d'aujourd'hui, l'hydrogène se présente, avec le gaz naturel d'origine renouvelable, comme la principale alternative décarbonée crédible sur ces segments, qui représentent par ailleurs des volumes importants : les camions poids lourds consomment actuellement plus de 700 TWh/an⁵ en produits pétroliers à l'échelle européenne, et les volumes de soutage en Europe représentent une consommation de l'ordre de 500 TWh, fournis essentiellement par du fioul lourd (à ~78%) et du gasoil (à ~22%).

3) Au-delà du transport, l'hydrogène est vu par certains acteurs comme une solution pertinente aux besoins massifs de stockage intersaisonnier d'énergie qui pourraient apparaître si un système énergétique totalement décarboné et fortement renouvelable se développait, besoins auxquels les batteries ne devraient pas pouvoir répondre seules.

³ Le parc mondial à fin 2016 était de ~2 millions de véhicules, et les ventes de 2017 sont estimées par Macquarie Bank à ~1,1 millions de VE-VHR : <https://www.businessinsider.com.au/the-rapid-growth-in-global-electric-vehicle-sales-in-4-charts-2018-1>

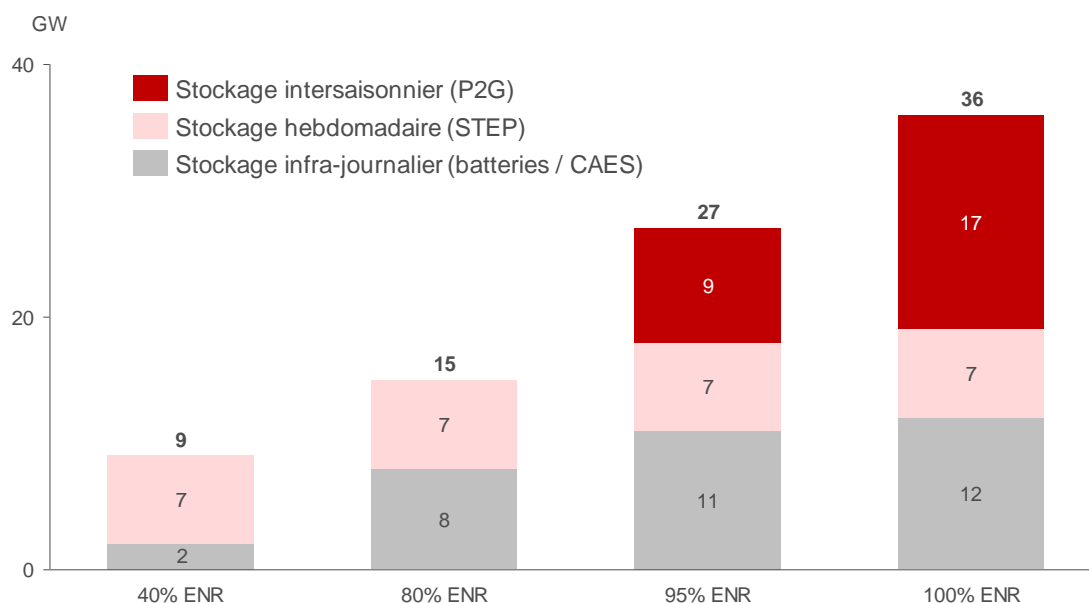
⁴ Clean Technica, 2017, Electric Semi Trucks & Heavy-Duty Trucks – Available Models & Planned Models <https://cleantechnica.com/2017/12/16/electric-semi-trucks-heavy-duty-trucks-available-models-planned-models/>

⁵ Sources : European Environment Agency, Eurostat

Le terme « Power-to-Gas » désigne le processus de production de gaz à partir d'électricité, sous forme d'hydrogène (H₂) en premier lieu (via électrolyse), puis éventuellement de gaz naturel via un procédé de méthanation de l'H₂. Ce gaz (H₂ ou CH₄) peut ensuite être utilisé pour tous les usages du gaz naturel (et donc éventuellement être réutilisé pour la production d'électricité).

Une majorité des études⁶ convergent sur le fait que le développement d'un système électrique majoritairement renouvelable (>80%), associé à une électrification de l'usage chaleur, nécessitera des capacités de stockage significatives en puissance et capacité énergétique, et notamment du stockage intersaisonnier, pour répondre à la non-concomitance entre les fortes périodes de production ENR anticipées principalement l'été (liées à la production solaire) et une consommation qui restera à dominante hivernale (car liée aux besoins en chaleur). Le graphe présenté en figure 1 illustre la hausse des besoins en stockage du système électrique avec la pénétration des ENR dans l'étude de l'ADEME « Un mix électrique 100% ENR : analyses et optimisation ». Ces résultats montrent que des besoins en stockage intersaisonnier apparaissent au-delà de 80% de pénétration des ENR dans le mix de production, et que ces besoins augmentent de manière plus que linéaire lorsque ce taux de pénétration approche les 100% : 9 GW de stockage intersaisonnier sont nécessaires pour passer de 80% à 95% d'ENR, et cette capacité doit presque doubler pour atteindre les 100%.

Figure 1 : Analyse du besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France – source : étude ADEME ("un mix électrique 100% ENR : analyses et optimisation")



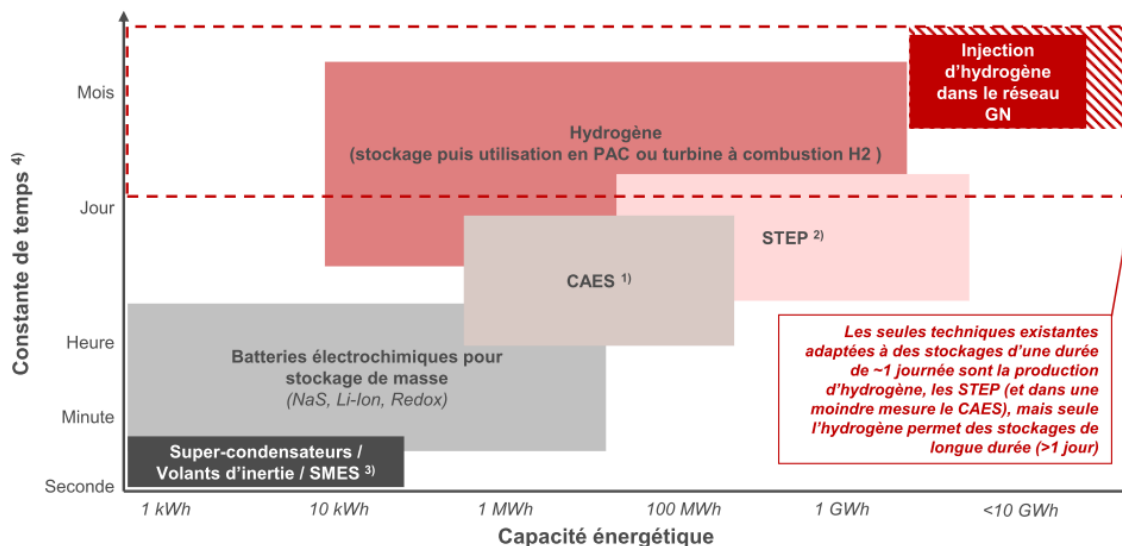
Le vecteur hydrogène – pur, mélangé au gaz naturel ou transformé en gaz naturel (via un processus de méthanation) – obtenu par les technologies de P2G (*Power-to-Gas*) est une des solutions possibles à long terme pour pourvoir à ces besoins de stockage intersaisonnier.

L'hydrogène obtenu par P2G pouvant être mélangé au gaz naturel ou utilisé pour produire du méthane de synthèse par méthanation, son utilisation permettrait de mettre à profit les infrastructures énergétiques existantes, et notamment les capacités de stockage du système gazier, pour valoriser les surplus de production ENR à l'échelle intersaisonnaire. L'objectif serait – entre autres – le retour à

⁶ ADEME – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations » ; Agora Energiewende – 2017 – « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

l'électricité en période de moindre production des capacités renouvelables intermittentes. Les capacités de stockage de gaz naturel s'élèvent en France à 135 TWh, soit plus de 1000 fois plus que les ~80 GWh⁷ existant sur le système électrique français, et 1580 TWh à l'échelle européenne.

Figure 2 - Comparaison des capacités énergétiques et constante de temps des différentes solutions de stockage d'électricité



- 1) « Compressed Air Energy Storage » : Stockage d'Énergie par Air Comprimé
- 2) Station de transfert d'énergie par pompage - De l'eau est pompée dans un réservoir haut, puis turbinée pour régénérer l'électricité, sur le même principe qu'un barrage hydroélectrique
- 3) « Superconduction magnetic energy storage » = Stockage d'énergie par supraconducteurs - A très basse température, les matériaux supraconducteurs permettent de stocker de l'électricité dans des boucles, le courant pouvant y tourner indéfiniment puisque soumis à aucune perte.
- 4) La constante de temps d'un stockage est égale au ratio « Capacité énergétique / Puissance maximale » du stockage. Elle caractérise le temps mis par un stockage pour se vider (ou se charger) entièrement lors d'un fonctionnement à puissance maximale. Son unité est une unité de temps (le plus souvent, l'heure)
- 5) En particulier avec injection réseau

4) Certains acteurs industriels étudient également l'opportunité de développer le vecteur hydrogène pour décarboner massivement le système énergétique (via les technologies P2G).

Au-delà de son utilisation dans les transports et pour la gestion des surplus ENR et le stockage intersaisonnier d'électricité, l'hydrogène est vu par certains acteurs comme un vecteur énergétique en soi, qui pourrait décarboner massivement les réseaux de gaz existant et ainsi les usages énergétiques finaux comme la chaleur dans les secteurs résidentiel et tertiaire, ou les usages énergétiques et matière première dans l'industrie. Une étude récente de l'AFHYPAC⁸ estime que d'ici 2050, l'hydrogène pourrait représenter près d'un tiers du mix de gaz et 12% de la demande énergétique (chaleur et électricité) des bâtiments, et 10% de la demande énergétique de l'industrie⁹.

Deux schémas sont aujourd'hui envisagés : la production locale par électrolyse à partir d'énergie renouvelable d'un hydrogène injecté dans le réseau existant de gaz naturel (et mélangé au gaz naturel dans des proportions techniquement acceptables par le réseau) ; ou l'importation massive d'hydrogène

⁷ Capacité énergétique des STEP françaises existantes : ~4,3 GW de puissance en pompage des STEP, avec des constantes de temps allant de quelques heures (La Coche, Bissorte) à au maximum une quarantaine d'heures (Montézic)

⁸ Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible

⁹ AFHYPAC, 2018, Développons l'Hydrogène pour l'économie française

produit dans des zones géographiques fortement ensoleillées permettant un coût de production de l'hydrogène décarboné plus compétitif mais nécessitant une logistique plus complexe d'importation.

Deux études récentes menées par l'ADEME illustrent la première approche, en analysant le potentiel de décarbonation des systèmes énergétiques via le « power-to-X » (X = chaleur ou gaz)¹⁰ et la faisabilité d'un mix gaz 100% renouvelable en 2050¹¹. Elles concluent qu'une partie des usages chaleur et mobilité pourraient être décarbonés grâce au développement du P2G, la rentabilité de l'opération (et le gisement associé) dépendant de la valorisation du CO2 (potentiel limité et lié au débouché chaleur et hydrogène si prix du CO2 < 100 €/t, potentiel important si prix du CO2 > 300 €/t). Les coûts complets de production de l'H2 « vert » à cet horizon de temps, dans un scénario de production « en base » (i.e. avec un taux d'utilisation important des infrastructures de production d'H2, et non seulement pour la gestion des surplus ENR électriques) sont en effet estimés entre ~60 et ~120 €/MWh¹².

La seconde approche, envisagée aujourd'hui par certains acteurs, repose sur l'idée que l'H2 s'imposera comme un vecteur central dans les systèmes énergétiques, permettant de stocker l'énergie pour la déplacer de zones géographiques bénéficiant de coûts de production des ENR particulièrement compétitifs (Chili, Australie, ou Moyen Orient pour le PV par exemple) vers les zones de consommation. Les coûts de production de l'H2 pourraient alors, sous réserve d'une décroissance importante des coûts des technologies et d'une taxation élevée du CO2, être suffisamment compétitifs par rapport au gaz naturel pour laisser un espace économique au développement d'une logistique d'approvisionnement en H2 en provenance de ces zones géographiques privilégiées : utilisation de navires permettant le transport massif d'hydrogène (à l'instar des méthaniers pour le gaz naturel) dans un schéma répliquant la chaîne logistique connue dans le secteur pétrolier et gazier. Ce schéma est envisagé aujourd'hui au Japon notamment : Kawasaki Heavy Industries développe un pilote de vraquier d'hydrogène permettant une logistique d'importation depuis l'Australie (où l'hydrogène serait en revanche produit à partir de lignite), avec pour objectif une mise en service en 2020¹³.

A titre d'illustration, la figure ci-dessous présente des ordres de grandeur de coût de production d'H2 à partir d'électricité solaire au Chili¹⁴, avec un stockage par batteries lissant la production solaire et permettant un fort taux d'utilisation à puissance nominale de l'électrolyseur, et dans des hypothèses optimistes de coûts des différentes technologies à moyen terme (stockage et électrolyseur en particulier). Ce coût de production est comparé au prix du gaz naturel en Europe à horizon 2030, dans les hypothèses du scénario New Policies de l'AIE et pour différents niveaux de taxation carbone. Le résultat montre que, sous ces hypothèses optimistes de baisse des coûts (incluant un effet d'échelle important sur les CAPEX de l'électrolyseur), et dans un contexte de taxation élevée du carbone, un espace économique pourrait exister pour une logistique d'importation d'H2.

¹⁰ ADEME – 2017 – « *Un mix électrique 100% ENR en 2050 – Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ?* »

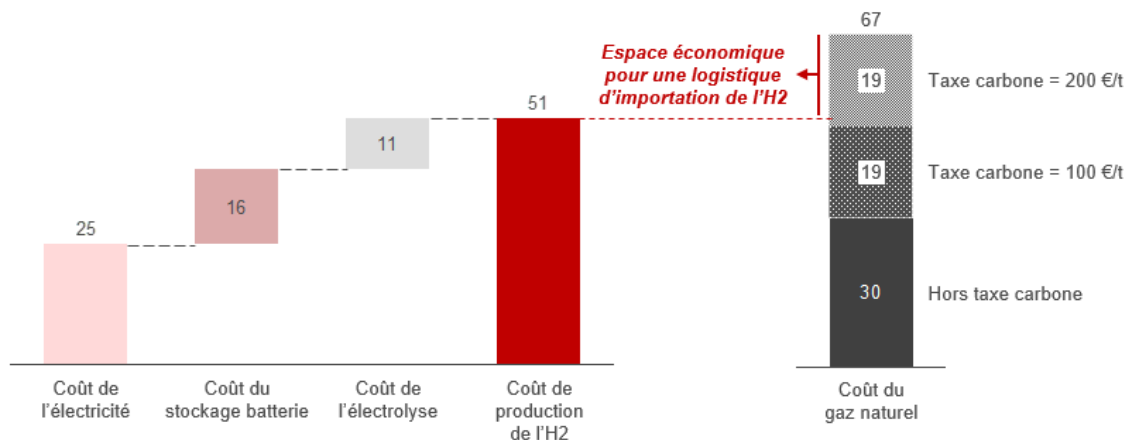
¹¹ ADEME, GRTgaz, GRDF – 2018 – « *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Synthèse de l'étude* »

¹² ADEME, GRTgaz, GRDF – 2018 – « *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Synthèse de l'étude* »

¹³ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling>

¹⁴ Le LCOE de l'électricité utilisée est pris en hypothèse à 20 €/MWh, en cohérence avec le dernier appel d'offre PV au Chili

Figure 3 : Estimation du coût de production de l'hydrogène à partir d'électricité solaire au Chili dans des hypothèses optimistes d'évolution des coûts des technologies à horizon 2030, et comparaison au coût du gaz naturel en Europe à horizon 2030 en fonction du prix du carbone [€/MWh PCS]



Hypothèses clés

- **Electrolyseur** : puissance 100 MW; CAPEX 450 €/kW; rendement 84%; taux d'utilisation 90%; durée de vie du stack 50 000 h; Coût de renouvellement du stack 50% des CAPEX électrolyseur
- **Stockage batterie**: capacité 800 MWh; coût unitaire 100 €/kWh; rendement 90%; durée de vie 15 ans
- **Coût de production de l'électricité** : 20 €/MWh
- **Coût du gaz naturel en Europe à horizon 2030 hors taxation carbone** : 30 €/MWh

Sources : Hydrogenics, 2016, Power-to-gas roadmap for Flanders; AIE, 2015, Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells; DoE, 2014, Hydrogen and Fuel Cell Program Record; AIE, 2017, Global Trends and Outlook for Hydrogen; BNEF, 2017, Lithium-ion battery costs and Market; AIE, 2017, World Energy Outlook; analyses E-CUBE Strategy Consultants

III. Arguments allant à l'encontre de la thèse

- 1) Pour la production et le stockage d'électricité comme pour la mobilité, la solution hydrogène représente un surcoût élevé dans la grande majorité des cas par rapport aux solutions alternatives et notamment aux batteries, et les perspectives de réduction des coûts restent incertaines.

Pour le stockage et la production d'électricité, les solutions hydrogène (électrolyseurs et PAC¹⁵) présentent encore des surcoûts importants. Les coûts d'investissements dans le *Power-to-Power* (PtP) sont évalués, en fonction des technologies, entre ~2000 USD/kW et ~6000 USD/kW¹⁶. A titre d'illustration, dans le cas d'un stockage d'électricité de taille 100 MW/130 MWh comme celui développé récemment par Tesla en Australie, une solution H2 représenterait un investissement total compris – en fonction des technologies – entre 200 et 600 M USD, contre seulement ~52 M USD pour du stockage électrochimique (en supposant un coût des batteries de 400 USD/kWh¹⁷). Dans le cas d'une installation de 13 MW/52 MWh (exemple de celle développée à Hawaii par Tesla également), le surcoût serait un peu plus réduit mais encore important : ~30 à ~80 M USD pour des solutions à hydrogène, contre ~20 M USD pour du stockage batterie.

¹⁵ Pile à Combustible

¹⁶ Fourchette basse : avec un électrolyseur et une PAC à technologie alcaline, respectivement à ~1200 USD/kW et 700 USD/kW
Fourchette haute : avec un électrolyseur et une PEMFC¹⁶ stationnaire, respectivement à ~2600 USD/kW et ~3200 USD/kW
Source: AIE, 2015, Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells

¹⁷ Installation comprise, reflète les estimations actuelles du coût des installations de grande taille (source Tesla)

Sur le segment de la mobilité, un véhicule à hydrogène représente aujourd'hui un surcoût à l'achat (hors subventions) de l'ordre de 60% à 80% par rapport à un véhicule 100% électrique équivalent : un modèle Hyundai ix35 fuel cell ou une Toyota Mirail se vend aujourd'hui ~55 k€ HT, tandis qu'un modèle VE de gamme équivalente a un prix d'achat moyen autour de 30 à 35 k€ HT (ex : Kia Soul EV à ~30 k€, Chevrolet Bolt EV à 34 k€¹⁸). Le coût du carburant par 100km parcouru en France est également ~4 à ~6 fois plus cher avec un VH2 qu'avec un VE, et ~3 à ~5 fois plus cher en incluant l'infrastructure de recharge du VE. Dans le cas d'un VH2, ce coût sera de l'ordre de 12 €/100km¹⁹, alors qu'un VE équivalent coûtera 2 à 3 €/100km²⁰ hors infrastructure de recharge, et 2,5 à 3,5 €/100km en incluant l'amortissement sur 10 ans d'une infrastructure de recharge résidentielle²¹.

La littérature et les acteurs de la filière font état de perspectives de réduction des coûts sur l'ensemble des solutions hydrogène, qui vont de -30% à -70% pour les électrolyseurs à technologie alcaline ou PEM à horizon 2030 par rapport aux coûts actuels²² [cf. [monographie sur le couplage entre les systèmes électrique et gazier](#)]. Les CAPEX des électrolyseurs PEM pourraient ainsi atteindre, à horizon 2030, des valeurs inférieures à 1000 USD/kW, et jusqu'à ~500 USD/kW pour les prévisions les plus optimistes. Dans le cas des PAC, des baisses de coût importantes sont envisagées sur les PEMFC, entre -60% et -80%²³, pour atteindre ~800 USD/kW à horizon 2030 sur les usages stationnaires, et ~50 à 100 USD/kW sur les usages mobilité. Cependant ces perspectives reposent en premier lieu sur des effets d'échelle importants, et sur un cercle vertueux entre les investissements initiaux consentis par les industriels du secteur et la décroissance des coûts des technologies²⁴. Ces perspectives sont incertaines dans la mesure où elles reposent sur une augmentation importante et rapide des investissements dans la filière, tendance encore non garantie.

Enfin, les coûts des batteries sont eux aussi orientés à la baisse, avec une nouvelle division par 2 anticipée par tous les observateurs d'ici à 2025 environ. Même si la baisse des coûts espérée se réalise, il n'est pas certain que la filière hydrogène deviendra compétitive par rapport aux batteries.

2) Malgré les ambitions affichées par certains grands acteurs, les investissements R&D et industriels engagés dans la filière H2 restent aujourd'hui un à deux ordres de grandeur en dessous de ceux désormais engagés sur les batteries par la quasi-totalité des grands acteurs de l'automobile.

Malgré les annonces récentes des industriels (notamment constructeurs automobiles) et des gouvernements sur la mobilité hydrogène, les investissements engagés sur la filière en R&D comme en développement industriel restent très inférieurs à ceux engagés sur le développement des batteries et la mobilité 100% électrique.

En Allemagne par exemple – pourtant un des pays les plus engagés sur la mobilité H2 – les investissements réalisés *ou annoncés* sur la filière hydrogène dans son ensemble depuis 10 ans

¹⁸ Sources constructeurs

¹⁹ Pour un VH2 (type Hyundai ix35) consommant ~1kg/100km, et un prix de l'H2 à la pompe de l'ordre de ~12 €/kg

²⁰ Un véhicule électrique équivalent consomme ~15-20 kWh/100km, pour un prix de détail de l'électricité de ~15 c€/kWh

²¹ Le coût de l'infrastructure de recharge résidentielle est estimé à ~1000 € (source : BEUC, 2015, Low carbon cars in the 2020s: Consumer impacts and EU policy implications), et on suppose un amortissement sur 10 ans en parcourant ~20 000 km/an.

²² Sources: Hydrogenics, 2016; AIE, 2015; DoE, 2014

²³ Sources: Hydrogenics, 2016; AIE, 2015; DoE, 2016

²⁴ Le DoE évalue (« Hydrogen and Fuel Cell Program Record », 2016) le coût des PEMFC pour la mobilité comme une fonction du nombre d'unités produites par an, des CAPEX inférieurs à 100 USD/kW étant prévus au-delà de 10 000 unités/an

atteignent environ 2 Mds€ (investissements à venir compris)²⁵, contre ~12 Mds€ et ~20 Mds€ d'ores et déjà investis respectivement sur le stockage batterie²⁶ et l'électromobilité²⁷ sur la même période.

Au niveau mondial, le niveau annuel d'investissements dans la filière hydrogène (R&D et développement industriel) est évalué actuellement à ~1,4 Mds€/an²⁸, et le « *Hydrogen Council* » s'est engagé à investir ~1,9 Mds€/an dans la filière au cours des 5 prochaines années, soit ~10 Mds€ d'ici 2022. A titre de comparaison, BNEF (*Bloomberg New Energy Finance*) estime que plus de 100 Mds€ seront investis dans le stockage *hors électromobilité* d'ici 2030, pour une moyenne de ~8 Mds€/an.

En outre, les constructeurs automobiles ont récemment multiplié les annonces de plans d'investissements significatifs dans l'électromobilité pour les années à venir (*liste non exhaustive*) :

- 84 Mds USD d'investissements dans la fabrication de VE et batteries d'ici à 2030 pour VW ;
- 11 Mds USD d'investissements dans les VE d'ici 2022 pour Ford ;
- 10 Mds € d'investissements pour Daimler d'ici 2022 ;
- 6 Mds USD d'investissements dans les VE d'ici 2022 pour Porsche.

Le chiffre annoncé par le « *Hydrogen Council* » reste donc au moins un ordre de grandeur en-dessous des investissements dans les batteries et dans l'électromobilité à la même échéance.

Les décisions d'investissement dans la filière hydrogène qui seront prises dans la décennie à venir pourraient donc s'avérer décisives pour la place de l'H₂ à long terme, dans la mobilité et dans le mix énergétique : si les investissements restent à leur niveau actuel alors que ceux consentis dans les batteries augmentent fortement, l'H₂ risque de ne jamais rattraper son retard par rapport au stockage électrochimique ou à d'autres solutions de plus long terme.

3) La place de l'H₂ dans la mobilité à moyen et long terme pourrait également être réduite si l'amélioration de la compétitivité des batteries s'accélère et le déploiement massif des infrastructures de recharge VE/VHR se réalise.

Sur les segments du transport routier lourd longue distance et en particulier du transport maritime, la pertinence technico-économique des batteries est loin d'être acquise, même à long terme et quel que soit le rythme de baisse des coûts des batteries ou de déploiement des infrastructures de recharge.

En revanche, concernant les segments intermédiaires également visés par l'hydrogène (flottes captives, véhicules utilitaires, taxis, berlines, etc.) sur lesquels l'autonomie limitée des VE actuels est encore un facteur limitant, l'amélioration soutenue de la densité énergétique et des coûts des batteries et un déploiement accéléré des infrastructures de recharge pourraient amener la filière batteries à prendre le dessus sur l'H₂. Le rôle de l'H₂ dans la mobilité, au-delà du transport lourd longue distance et du transport maritime, pourrait alors être réduit.

4) Par ailleurs, les besoins en stockage intersaisonnier – et donc la pertinence et la place de l'hydrogène – pourraient rester limités à long terme, en particulier en cas de développement important d'alternatives décarbonées comme le gaz vert

²⁵ Sources: National Innovation Programme for Hydrogen and fuel cell technology, Clean Energy Partnership

²⁶ Sources: JRC, Commission Européenne, 2015, Capacity Mapping: R&D investment in SET-Plan technologies; Ministère Fédéral des Affaires Economiques et de l'Energie, 2016, Report of the Federal Government on Energy Research 2014

²⁷ Sources: National Plattform Elektromobilität; GTAI (Germany Trade & Invest)

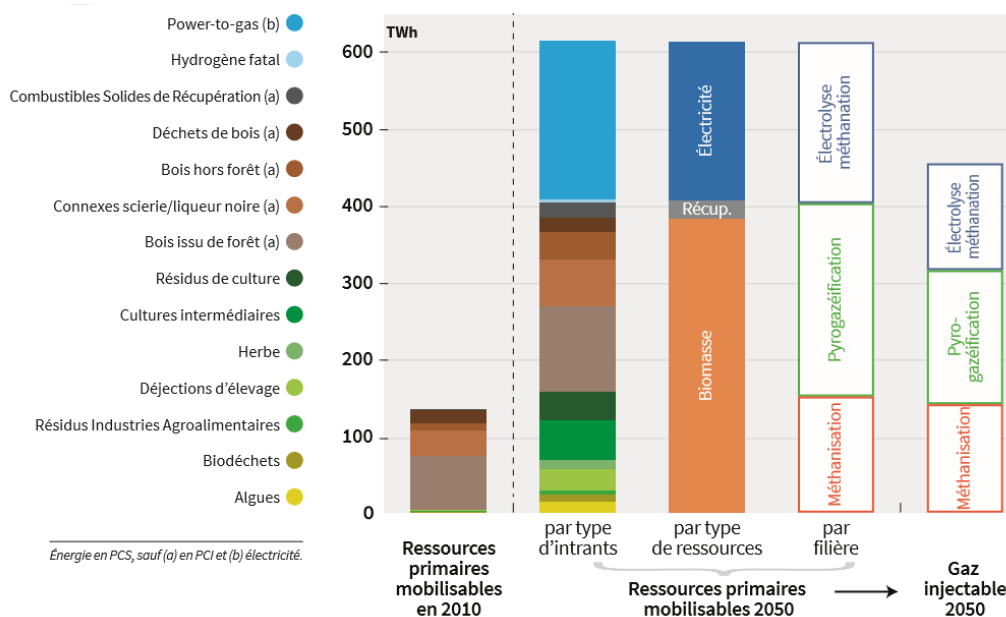
²⁸ En moyenne sur la période 2015-2017 ; source: AIE, 2017, Global Outlook and Trends for Hydrogen

(obtenu par méthanisation ou gazéification) permettant d'assurer un approvisionnement décarboné au système électrique en période hivernale

Les analyses de l'ADEME présentées en figure 1 montrent que le besoin en stockage intersaisonnier n'apparaît que pour des taux très élevés de pénétration des renouvelables, approchant les 100%. Or à moyen et même long terme, l'émergence généralisée de systèmes électriques à plus de 80% ENR n'est pas garantie hors de certaines zones géographiques particulièrement favorables. Ce thème est développé dans la [thèse sur les systèmes électriques fortement décarbonés](#) : des besoins en stockage croissant de manière plus que linéaire à l'approche des 100%, une compétitivité de ces systèmes dépendant de la taxation CO₂ et des prix des commodités, une incertitude sur les coûts liés à l'augmentation des besoins en flexibilité et à l'adaptation du réseau électrique. La pertinence du P2G et de l'H₂, si les systèmes électriques n'atteignent pas de tels taux de pénétration des ENR, pourrait donc être limitée par la demande en stockage intersaisonnier.

En outre, l'étude récente de l'ADEME « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? » identifie un potentiel important de production de biométhane par méthanisation et pyrogazéification de la biomasse en France, et l'évalue à ~320 TWh à horizon 2050. Si ces gisements – dont les coûts de production sont estimés moindres que ceux de l'hydrogène par P2G même à l'horizon 2050 – se développent, ils participeront à l'approvisionnement décarboné du système électrique en période hivernale, réduisant d'autant les besoins en stockage intersaisonnier et la pertinence des solutions H₂.

Figure 4 : Gisement technique de gaz renouvelable en France à 2050 (extrait de ADEME, 2018, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »)



5) La pertinence technico-économique du modèle de développement de l'hydrogène pour la décarbonation massive du système énergétique reste incertaine, compte tenu des investissements requis en nouvelles infrastructures (de transport et stockage d'H₂ notamment) ; par ailleurs, le modèle d'importation massive d'H₂ envisagé par certains acteurs va à l'encontre de la tendance actuelle portant vers la production locale d'énergie et l'autonomie des territoires.

En premier lieu, des surcoûts importants existent et persisteront si l'hydrogène doit être transformé en gaz naturel par méthanation. A horizon 2030, sur la base des coûts actuels estimés des technologies de méthanation, ce surcoût – par rapport à une injection directe d'H₂ sur les réseaux – est évalué à ~40% à ~60%, pour un coût complet de production du CH₄ compris entre ~170 €/MWh_{PCS} et ~350 €/MWh_{PCS}²⁹. L'étude récente de l'ADEME « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? » prévoit que l'ordre de grandeur de ce surcoût se maintiendra à horizon 2050, avec des coûts de production du *Power-to-CH₄* à cette échéance ~45 à 50% plus cher que le *Power-to-H₂*³⁰.

Si par ailleurs l'hydrogène n'est pas transformé en CH₄, et est injecté pur dans les réseaux pour être mélangé au gaz naturel, des investissements seront nécessaires dans les infrastructures de transport et de distribution, ainsi que dans les équipements finaux. En effet, le taux d'H₂ acceptable sans forte modification des équipements dépend des applications et reste aujourd'hui limité à ~20% en volume dans la majorité des cas (soit ~6 à ~7% en énergie) [cf. [monographie sur le couplage des systèmes électrique et gazier](#)]. Certains équipements ne tolèrent même, en l'état actuel des technologies et/ou des réglementations, qu'un taux d'H₂ de moins de 10% en volume, soit 3% en énergie, voire moins (par exemple les turbines à gaz, les compresseurs de gaz naturel ou les moteurs de véhicules au gaz naturel). Les investissements requis pour cette adaptation du système gazier à l'hydrogène sont difficilement quantifiables aujourd'hui, alors que le coût d'adaptation du système à l'injection de biométhane (par des installations de rebours notamment) peut être plus facilement évalué.

Enfin, dans un modèle d'importation massive d'H₂ produit dans des zones à faibles coûts de production des ENR, la logistique de conditionnement et de transport de l'H₂ représente des coûts qui pourraient s'avérer importants. Le projet HESC (*Hydrogen Energy Supply Chain Concept*) de Kawasaki, pour le transport d'H₂ liquéfié d'Australie vers le Japon, évalue par exemple à ~43 USD/MWh_{PCS} le coût de la logistique³¹ sur le MWh d'H₂ délivré, soit 54% du coût complet estimé³². Or la viabilité de ce modèle repose sur la possibilité de limiter ces coûts pour qu'ils soient inférieurs à l'espace économique illustré en figure 3, espace dont l'existence même dépend de perspectives très optimistes de réduction des coûts des technologies et d'une taxation élevée du CO₂.

Enfin, le développement de ce modèle irait à l'encontre de tendances observées dans les sociétés occidentales, qui témoignent d'un goût de plus en plus prononcé pour l'approvisionnement local et l'autonomie énergétique des territoires. Importer des quantités massives d'H₂ en provenance d'Afrique, du Moyen-Orient ou d'Amérique du Sud serait pour l'Europe une forme de dépendance énergétique dont l'acceptabilité sociale et politique n'est pas garantie.

²⁹ Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Fourchette basse : méthanation biologique, fonctionnement continu 8500 h/an, électricité à 25 €/MWh

Fourchette haute : méthanation catalytique, fonctionnement de 2000 h/an, électricité à 50 €/MWh

³⁰ 160 et 180 €/MWh_{PCS} pour le *Power-to-CH₄*, et 110 et 120 €/MWh_{PCS} pour le *Power-to-H₂*, hors prix de l'électricité préférentiel pour le consommateur flexible

³¹ Pipeline d'H₂, liquéfaction, chargement et transport

³² Kawasaki, 2014, Project Overview – The Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) Concept

IV. Annexes

1) Glossaire

- **AFG** : Association Française du Gaz
- **BP** : Bilan Prévisionnel
- **CAPEX** : Capital Expenditures
- **CAES** : Compressed Air Energy Storage
- **CCG** : cycles combinés gaz
- **ENR** : énergies renouvelables
- **EnR&R** : Energies renouvelables et de récupération
- **ENTSO-E/G** : Association des Gestionnaires Européens de Réseaux de Transport d'Electricité / Gaz
- **GES** : Gaz à Effet de Serre
- **GNL** : Gaz Naturel Liquéfié
- **GNV** : Gaz Naturel Véhicule
- **PAC** : Pile à Combustible
- **PCS** : Pouvoir Calorifique Supérieur
- **PEM** : Proton Exchange Membrane
- **PEMFC** : Proton Exchange Membrane Fuel Cell
- **P2G** : Power-to-Gas
- **PtP** : Power-to-Power
- **STEP** : Station de Transfert d'Energie par Pompage
- **VE** : Véhicule 100% Electrique
- **VHR** : Véhicule Hybride Rechargeable
- **VH2** : Véhicule à Hydrogène

2) Liste des figures

Figure 1 : Analyse du besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France – source : étude ADEME ("un mix électrique 100% ENR : analyses et optimisation")	7
Figure 2 - Comparaison des capacités énergétiques et constante de temps des différentes solutions de stockage d'électricité	8
Figure 3 : Estimation du coût de production de l'hydrogène à partir d'électricité solaire au Chili dans des hypothèses optimistes d'évolution des coûts des technologies à horizon 2030, et comparaison au coût du gaz naturel en Europe à horizon 2030 en fonction du prix du carbone [€/MWh PCS]	10
Figure 4 : Gisement technique de gaz renouvelable en France à 2050 (extrait de ADEME, 2018, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »)	13

3) Bibliographie

- Ademe, 2015, « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »
- Ademe, 2017, « Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 »

Ademe, « 2018, Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »

AFHYPAC, 2018, « Développons l'Hydrogène pour l'économie française »

Agora Energiewende, 2017, « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

AIE, 2017, « Global Outlook and Trends for Hydrogen »

AIE, 2017, « World Energy Outlook »

AIE, 2015, « Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells »

BEUC, 2015, « Low carbon cards in the 2020s: Consumer impacts and EU policy implications »

BNEF, 2017, « Lithium-ion battery costs and market »

Bilan Prévisionnel 2017-2035 des gestionnaires de réseau de gaz, « Perspectives Gaz Naturel et Renouvelable »

Commission Européenne, 2015, « Capacity Mapping: R&D investment in SET-Plan technologies »

Commissariat général au Développement durable, 2018, « Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2017 »

DoE, 2016, « Hydrogen and Fuel Cells Program Record – Fuel Cell System Cost – 2016 »

European Biogaz Association, 2016, « Potential biomethane production in Europe »

Eurostat

ENTSO-G / -E, 2017, « TYNDP 2018 »

ENTSO-E, 2017, « Electricity in Europe 2016 »

Hydrogen Council, 2017, « Hydrogen Scaling up – A sustainable pathway for the global energy transition »

Hydrogenics, 2016, « Power-to-gas roadmap for Flanders »

Kawasaki, 2014, « Project Overview – The Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) Concept »

METI (Ministry of Economy, Trade and Industry), 2017, « Basic Hydrogen Strategy – Key Points »

Ministère Fédéral des Affaires Economiques et de l'Energie, 2016, « Report of the Federal Government on Energy Research 2014 »

Observatoire du biométhane

Programmation Pluriannuelle de l'Energie

RTE, 2018, « Panorama de l'électricité renouvelable en 2017 »