

Novembre 2021



Hubs hydrogène avec stockage en région Grand Est : dynamiques en cours, potentiels et bénéfices de court et moyen termes

Ony Rabetsimamanga

Storengy

Chargée d'affaire Stratégie - Hydrogène

+33 (0) 6 07 29 84 60

ony.rabetsimamanga@storengy.com

Charlotte de LORGERIL

Sia Partners

Partner

+33 (0) 6 24 73 18 34

charlotte.delorgeril@sia-partners.com

Yann LESESTRE

Sia Partners

Consultant sénior

+33 (0) 6 62 75 95 67

yann.lesestre@sia-partners.com

Sommaire

Hubs hydrogène avec stockage en région Grand Est : dynamiques en cours, potentiels et bénéfices de court termes

	Page
1. Résumé exécutif	3
2. Hubs hydrogène avec stockage : enjeux et perspectives	8
3. Scénarios de déploiement	19
Annexe 1 – Glossaire	32
Annexe 2 – Hypothèses techniques retenues pour la construction des scénarios	35
Annexe 3 – Contributeurs	42



1. Résumé exécutif

Résumé exécutif – 1/3



Des cibles ambitieuses de production d'hydrogène inscrites dans la stratégie régionale, impliquant un développement fort des nouveaux usages de l'hydrogène et/ou des exportations massives

- La stratégie hydrogène de la Région Grand Est envisage pour 2030 une production annuelle de 90 000 tonnes d'hydrogène décarboné et vert, pour un parc d'électrolyseur d'une puissance de 600 MW. Elle ambitionne notamment le développement d'une mobilité lourde hydrogène et le développement d'écosystèmes énergétiques hydrogène multi usage, tournés vers la mobilité et l'industrie.
- La problématique des infrastructures de transport figure parmi les problématiques prises en compte par cette stratégie régionale, qui prévoit le lancement d'un projet relatif au transport d'hydrogène par hydrogénoduc et un projet de stockage d'hydrogène par cavité saline.
- La région possède de **plusieurs atouts** pour faire émerger de nouvelles filières industrielles liées à l'hydrogène décarboné, parmi lesquels :
 - Des objectifs régionaux ambitieux de production d'énergie renouvelable
 - Un réseau d'infrastructures gazières dense susceptible d'être partiellement converti à l'hydrogène
 - Un nœud potentiel pour une future dorsale européenne hydrogène
- Plusieurs trajectoires de développement de la filière hydrogène peuvent être envisagées à l'échelle d'une décennie, en fonction de la priorisation des efforts en vue du développement de nouveaux usages et du rythme de déploiement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène. Nous proposons ainsi **trois scénarios de déploiements de hubs hydrogène à horizon 2030** :
 - Un Scénario A reprend les cibles de production d'hydrogène de la Région, tout en supposant une vitesse modérée du développement des usages de l'hydrogène renouvelable et bas carbone. Une grande partie de l'hydrogène produit est exporté vers l'Allemagne ou le Luxembourg.
 - Un Scénario B envisage une consommation bien plus importante d'hydrogène décarboné dans les domaines de la mobilité et de l'industrie, avec de faibles exportations vers l'Allemagne et le Luxembourg. Faute de capacité de stockage massive, un équilibre journalier production/consommation d'hydrogène doit être garanti.
 - Un Scénario C avec stockage massif reprend les mêmes cibles de consommation, mais prévoit une capacité conséquente de stockage d'hydrogène souterrain, en cavités salines. Les excédents de production sur certaines parties de l'année peuvent être stockés pour être valorisés lors des périodes connaissant les niveaux de consommation les plus importants.

Résumé exécutif – 2/3



Des hubs territoriaux hydrogène pour développer l'industrialisation

- L'appui au déploiement de hubs hydrogène se matérialisera par l'**émergence de nouvelles chaînes de valeur territoriales** formées par des producteurs, consommateurs d'hydrogène et d'opérateurs de réseaux d'énergie. Les dynamiques ainsi mises en œuvre renforceront l'attractivité des territoires et attireront de nouveaux acteurs, notamment des fabricants d'équipements destinés à la filière hydrogène (électrolyseurs, piles à combustibles, véhicules, stations d'avitaillement, ...). D'ores et déjà, des projets industriels notables voient le jour (exemple : investissement de 38 M€ de John Cockerill sur son site Aspach-Michelbach pour une usine de production d'électrolyseurs alcalins).
- Une production massive d'hydrogène renouvelable et bas carbone sur un territoire favorisera par ailleurs le maintien des emplois industriels et renforcera son attractivité à long terme, grâce à la présence de solutions de décarbonation.
- **Sur le plan économique, les externalités à attendre dès l'année 2030 sont notamment les suivantes :**
 - Constitution d'un tissu industriel régional : selon nos scénarios, de **69 à 80% des dépenses de la chaîne de valeur hydrogène bénéficieront à des acteurs localisés dans la région**
 - Création de **6 900 à 7 800 emplois directs et indirects locaux**, sur toutes les étapes de la chaîne de valeur de l'hydrogène renouvelable et bas carbone
 - Conclusion de nouveaux **partenariats** et **renforcement des synergies** entre acteurs publics, entreprises, acteurs régionaux de la formation et organisations du monde de la recherche



Une autonomie énergétique renforcée et des bénéfices environnementaux sensibles dès 2030

- **Les investissements réalisés sur la période 2022-2030 permettront d'après nos scénarios d'éviter dès 2030 entre 181 et 719 kt.eq.CO₂/an**, soit l'équivalent de l'empreinte carbone de 16 000 à 65 000 français sur l'année 2019.
- Nos différents scénarios aboutissent également à une **réduction des besoins d'importation d'énergies carbonées de 1,8 à 3,3 TWh chaque année**.
- Au total, **près du tiers de l'hydrogène consommé par la région pourra être produit avec 1 600 GWh d'électricité renouvelable, soit environ 7% du volume total d'électricité renouvelable régional attendu pour 2030 selon les objectifs du SRADDET de la Région**.
- **A mesure du déploiement de ses nouveaux usages, le rôle de l'hydrogène renouvelable et bas carbone gagnera en importance comme levier de décarbonation dans différents secteurs, industries et mobilités particulièrement.**

Résumé exécutif – 3/3



Les infrastructures de stockage massif d'hydrogène : un appui précieux au développement d'une filière hydrogène régionale robuste

- Les études menées mettent en évidence les aspects bénéfiques du développement précoce d'infrastructures de stockage. **L'aménagement de cavités salines pour un stockage d'hydrogène permettra aux acteurs d'optimiser les coûts de production d'hydrogène.** Elle donnera en effet la **possibilité de réaliser des arbitrages sur les périodes de fonctionnement des électrolyseurs**, afin de bénéficier des meilleures opportunités liées à la disponibilité des sources de production d'électricité renouvelable. La présence d'infrastructures de stockage offrira également aux consommateurs des assurances contre les aléas susceptibles d'entraîner des épisodes de sous-production ponctuels et donc des ruptures d'approvisionnement : conditions météorologiques défavorables pour la production d'électricité renouvelable, maintenances des électrolyseurs, saisonnalité de certains usages (ex : secteur de la logistique), ...
 - **Notre Scénario C dit « Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives » avec stockage massif met en évidence un besoin estimé de capacités de stockage d'hydrogène de l'ordre de 2 200 tonnes en 2030. L'aménagement dans la région de cavités salines à cette fin apparaît réalisable pour l'horizon de temps considéré.**
 - **Storengy investigue d'ores et déjà les pistes de développement de capacités de stockage souterrain d'hydrogène dans les cavités salines de Cerville.** Le groupe ENGIE, dont Storengy est l'une des filiales, intègre pleinement dans sa stratégie les enjeux de stockage d'hydrogène et prévoit à ce titre d'aménager des capacités totales de 1 TWh à l'échelle européenne.
-



2.

Hubs hydrogène avec stockage : enjeux et perspectives

Vue d'ensemble de notre scénario 2030 avec stockage massif



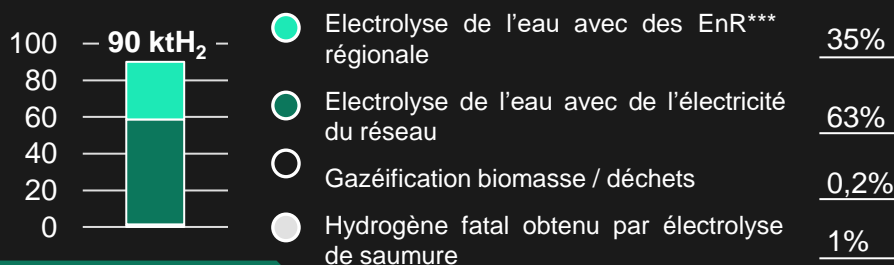
Région Grand Est

Présentation du Scénario C*

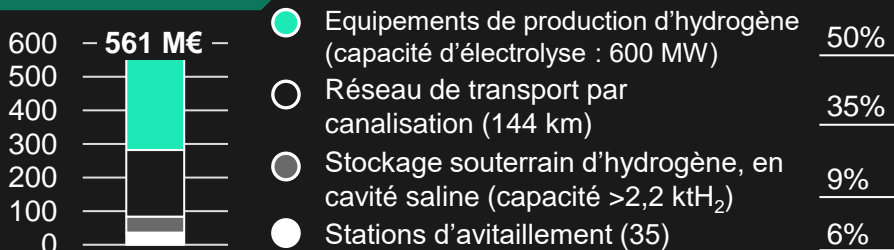
Demande en hydrogène décarboné**



Production d'hydrogène décarboné



Investissements



Le secteur industriel représentera d'ici 2030 la majeure partie de la demande en hydrogène renouvelable et bas carbone de la région Grand Est, offrant ainsi au territoire des opportunités de mutation de son tissu économique. Tous secteurs confondus, la filière hydrogène pourrait **contribuer à hauteur de 8,5% à l'atteinte des objectifs régionaux de réductions des émissions de CO₂**, sur la période 2017-2030. La région devrait par ailleurs devenir un terrain pionnier d'expérimentation d'un **marché transfrontalier** d'hydrogène décarboné.

Retombées économiques



Chaîne de valeur territorialisée

77% des dépenses liées à la filière hydrogène (CAPEX, OPEX, achat d'électricité) bénéficiant à des acteurs régionaux



Contribution au dynamisme des territoires

7760 emplois directs et indirects régionaux créés sur toute la chaîne de valeur



Versements aux budgets des collectivités et EPCI

1,6 M€ annuels de recettes fiscales pour les collectivités et EPCI de la région

Contribution à la transition énergétique



Réduction des émissions de gaz à effet de serre

718 kt.eq.CO₂ évitées par an grâce à la substitution d'hydrogène bas carbone et renouvelable à des énergies carbonées (dont hydrogène gris)



Volume soutenable d'électricité renouvelable prélevée

7% de la production d'électricité prévue en 2030 par le SRADDET de la région dédiée à la production d'hydrogène



Indépendance énergétique des territoires renforcée

3,0 TWh/an d'importations de combustibles fossiles évitées (pétrole et produits pétroliers, gaz naturel, charbon)

* Scénario C : Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives

** Demande en hydrogène pour la mobilité et résidentiel-tertiaire : recours à des piles à combustible. Production de chaleur pour l'industrie : recours à des chaudières hydrogène. *** EnR : Energie renouvelable

Les hubs hydrogène avec stockage : des leviers pour ancrer les territoires dans la transition énergétique et l'économie du XXIème siècle

Un hub hydrogène se caractérise par la présence sur un territoire donné d'un ensemble cohérent d'activités de production, consommation, transport, distribution et stockage d'hydrogène renouvelable et bas carbone, dans le contexte d'un développement d'apparition de nouveaux usages de l'hydrogène.



Des filières industrielles territoriales, créatrices d'emplois

- **Présence dans ces territoires de compétences et d'expertises** sur lesquelles capitaliser pour faire émerger des projets de grande ampleur
- **Opportunités de mutation du tissu industriel des régions**, avec à la clé la perspective de nombreuses **créations d'emplois**



Une autonomie énergétique des régions renforcée

- **Capacité de valorisation des ressources locales** : **électricité renouvelable, biomasse, déchets**
- **Opportunités d'exportation d'hydrogène vers d'autres pays**, pour **dessiner une nouvelle géopolitique de l'énergie plus favorable aux territoires**



Une contribution majeure aux objectifs climatiques des territoires

- Une nécessaire **décarbonation de l'hydrogène industriel** dont la production représente aujourd'hui 9 Mt CO₂/an, soit près de 3% des émissions nationales de CO₂
- Substitution de l'hydrogène renouvelable et décarboné à des énergies d'origine fossile grâce au développement de ses **nouveaux usages dans la mobilité, l'industrie et à plus long terme le résidentiel-tertiaire**

Focus : les avantages du stockage souterrain en cavité saline

Des entretiens conduits par Sia Partners en juin et juillet 2021 avec des parties prenantes de la filière hydrogène (collectivités, consommateurs d'hydrogène, ADEME, acteurs de la recherche et de la formation) ont permis de révéler les attentes suivantes quant à la présence de stockage souterrain d'hydrogène :



Garantir la sécurité d'approvisionnement

- **Assurance contre les aléas susceptibles d'entraîner des épisodes de sous-production ponctuelles et donc des ruptures d'approvisionnement** : conditions météorologiques défavorables pour la production d'électricité renouvelable, maintenance des électrolyseurs, saisonnalité de certains usages (ex : secteur de la logistique), ...



Optimiser les coûts de production d'hydrogène

- **Baisse des coûts moyens d'approvisionnement en électricité** sur une année grâce à un arbitrage rendu possible sur les périodes de mise en fonctionnement des électrolyseurs, permettant ainsi aux producteurs de produire durant les périodes de l'année où les coûts d'achat d'électricité sont les plus faibles (poste représentant 60 à 80% des coûts totaux de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau)



Offrir une flexibilité au système électrique (à long terme)

- **Stockage d'une partie de la production d'électricité renouvelable ne pouvant être injectée sur le réseau**
- **Mise à disposition d'hydrogène pour des moyens pilotables de production d'électricité** (ex : centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) reconverties)

Le stockage d'hydrogène en cavité saline en Europe : une technique qui a démontré sa pertinence et sa sûreté et amené à se développer pour accompagner l'essor des filières hydrogène renouvelable et bas carbone



Trois sites de stockage d'hydrogène en cavité saline exploités au Texas, dont le terminal Chevron Phillips Clemens au Texas en opération depuis les années 1980 et d'une capacité d'environ 2,5 ktH₂



Exploitation de sites de stockage en cavité saline dans la région du Teesside depuis les années 1970, représentant un volume total de 210 000 m³



Aménagement de capacités de stockage souterrain d'hydrogène disséminées dans toute l'Europe proposé par des opérateurs de réseaux gaziers actifs dans 21 pays, dans le cadre de la construction d'une « dorsale européenne hydrogène ».

Dans cette perspective, capacités de stockage nécessaires estimées à 70 TWh à horizon 2030 et à 450 TWh à l'horizon 2050 par le GIE (Gas Infrastructure Europe). 8 et 43 TWh évalués comme nécessaires pour ce qui concerne la France aux horizons 2030 et 2050.

Portrait d'un hub territorial hydrogène : principales parties prenantes

Acteurs formant les hubs hydrogène territoriaux

Producteurs d'hydrogène

- Electrolyse de l'eau
- Gazéification de la biomasse / déchets
- Electrolyse de saumure (hydrogène fatal)



Consommateurs d'hydrogène

- Industriels consommateurs (matière première, en tant que nouveau vecteur énergétique)
- Entreprises assurant des activités logistiques
- Collectivités et EPCI (transport de voyageurs)



Opérateurs d'infrastructures

- Opérateurs des réseaux de transport et de distribution d'électricité
- Opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz
- Opérateurs d'infrastructures de stockage d'hydrogène
- Opérateurs de stations d'avitaillement



Parties prenantes gravitant autour des hubs hydrogène territoriaux

Fabricants d'équipements

- Fabricants d'électrolyseurs
- Fabricants de stations d'avitaillement
- Fabricants de piles à combustible, de véhicules hydrogène ou d'autres équipements liés à l'utilisation d'hydrogène (chaudières, ...)



Entreprises de services

- Installation, exploitation et maintenance des équipements (électrolyseurs, chaudières, ...)
- Logistique de l'hydrogène (compression, liquéfaction, transport routier)



Acteurs de la recherche et centres techniques

- Laboratoires et centres de R&D
- Centres de tests et de certification



Acteurs de la formation

- Ecoles et universités
- Campus des Métiers et Qualifications
- Industriels



Appui à la filière

- Collectivités et EPCI
- Pôles de compétitivité
- Organisations professionnelles



Légende

Enjeux concurrentiels	Activités délocalisables / relocalisables	Activités non délocalisables, ou difficilement délocalisables
Intérêts stratégiques		
CAPEX importants à prévoir, impliquant un soutien public et/ou des garanties sur le déploiement des technologies hydrogène à terme	Enjeux de rayonnement hors de la région d'implantation	
Attentes fortes vis-à-vis des externalités positives de la filière hydrogène (environnement, emplois, attractivité des territoires, flexibilité des systèmes énergétiques et sécurité d'approvisionnement, ...)		

Cartographie d'acteurs mobilisés – Consommateurs d'hydrogène

(aperçu non exhaustif)



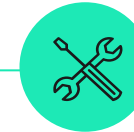
Typologie d'acteurs



Principaux acteurs



Usages de l'hydrogène



Exemples de projets

<p>Nouveaux / Futurs consommateurs d'hydrogène renouvelable et bas carbone</p>	<p>Collectivités et autorités organisatrices des transports Exemples de collectivités engagées dans la commande de véhicules hydrogène :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grand Est • Metz Métropole • Communauté de Communes Cœur du Pays Haut <p>Exploitants de flottes hydrogène privées</p>	<p>Transport de marchandises ou transport de voyageurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mobilité routière • Mobilité fluviale • Mobilité ferroviaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Stratégie hydrogène de la Région Grand Est – Stratégie hydrogène incluant des objectifs de déploiement de véhicules hydrogène et un usage de l'hydrogène comme vecteur énergétique dans l'industrie (voir précisions dans la partie dédiée du document) • Projet de ligne de bus hydrogène et de bennes à ordures ménagères hydrogène à Metz Métropole – Projet annoncé en 2021 pour une mise en service en 2025. • Compagnie des transports strasbourgeois – Réflexions sur l'alimentation de bus en hydrogène, en lien avec l'installation d'une stations d'avitaillement dans le cadre du projet R-Hynoca • MHyRABEL – Projet porté par la SODEGER avec le CEA et ENGIE Green et visant à développer un écosystème hydrogène. Installation dans le cadre du projet d'une première station hydrogène dans le Cœur du Pays Haut, dotée d'une capacité de production d'hydrogène vert sur site et mise notamment à disposition de collectivités utilisant des véhicules à hydrogène (3 véhicules Kangoo exploités par la Communauté de Commune Cœur du Pays Haut). • LE³ – Projet d'expérimentation de péniches hydrogène auquel s'associent le CEA, VNF, PSA, SME et les Ports de Mulhouse-Rhin. Jusqu'à 40-45 péniches en circulation envisagé pour 2027.
<p>Consommateurs industriels historiques d'hydrogène comme matière première</p>	<p>Industriels du secteur de la chimie</p> <p>Autres industries (métallurgie, verrerie, ...)</p>	<p>Exemples dans le secteur de la chimie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Borealis – Production d'ammoniac • Alsachimie – Fabrication de sel de Nylon et de ses intermédiaires, fabrication d'HDM <p>Exemples dans les autres industries :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Création d'une atmosphère protectrice 	

Cartographie d'acteurs mobilisés – Producteurs hydrogène

(aperçu non exhaustif)



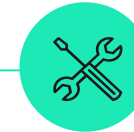
Typologie d'acteurs



Principaux acteurs



Technologies de production



Exemples de projets

<p>Porteurs de projets de production d'hydrogène vert</p>	<p>Porteurs de projets avec valorisation d'électricité renouvelable :</p> <ul style="list-style-type: none"> • ENGIE Green • GazelEnergie • H2V • Storengy <p>Porteurs de projets avec valorisation de biomasse :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Haffner energy • R-GDS 	<ul style="list-style-type: none"> • Valorisation d'électricité renouvelable : Electrolyse de l'eau • Valorisation de biomasse : procédé de thermolyse 	<ul style="list-style-type: none"> • Emil'Hy – Reconversion de la centrale à charbon de Saint-Avold en Moselle, exploitée par GazelEnergie, en une installation de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Capacité d'électrolyse de 5 MW prévue pour 2023, puis de 50 à 100 MW pour 2025. • H2V Gandrange – Projet de la société H2V visant à installer deux unités d'électrolyse de l'eau de 100 MW chacune sur le site de l'ancienne aciérie de Gandrange, pour une production annuelle de 28 000 tonnes d'hydrogène par an. Investissement prévu de 250 M€. Mise en service souhaitée en 2024 ou 2025. • R-Hynoca – Projet porté par R-ENR (filiale de R-GDS) et Haffner Energy, visant à la production de gaz combustible, dont l'hydrogène, et de biochar par l'application du procédé Hynoca de transformation thermochimique de la biomasse. Valorisation prévue de plaquettes forestières d'origine locale et potentiellement de biomasse-déchets. Les gaz produits pourront être valorisés dans un réseau de chaleur urbain. Une station hydrogène doit également voir le jour dans le cadre de ce projet. Mise en service du démonstrateur industriel prévu pour 2021-2022.
<p>Producteurs d'hydrogène gris ou obtenu comme coproduit</p>	<p>Producteur d'hydrogène commercial</p> <ul style="list-style-type: none"> • Linde <p>Industriels producteurs d'hydrogène fatal</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Producteurs d'hydrogène commercial – Vaporeformage du méthane • Producteurs d'hydrogène fatal – Electrolyse de saumure, autres techniques 	

Cartographie d'acteurs mobilisés – Autres acteurs hydrogène

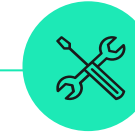
(aperçu non exhaustif)



Typologie d'acteurs



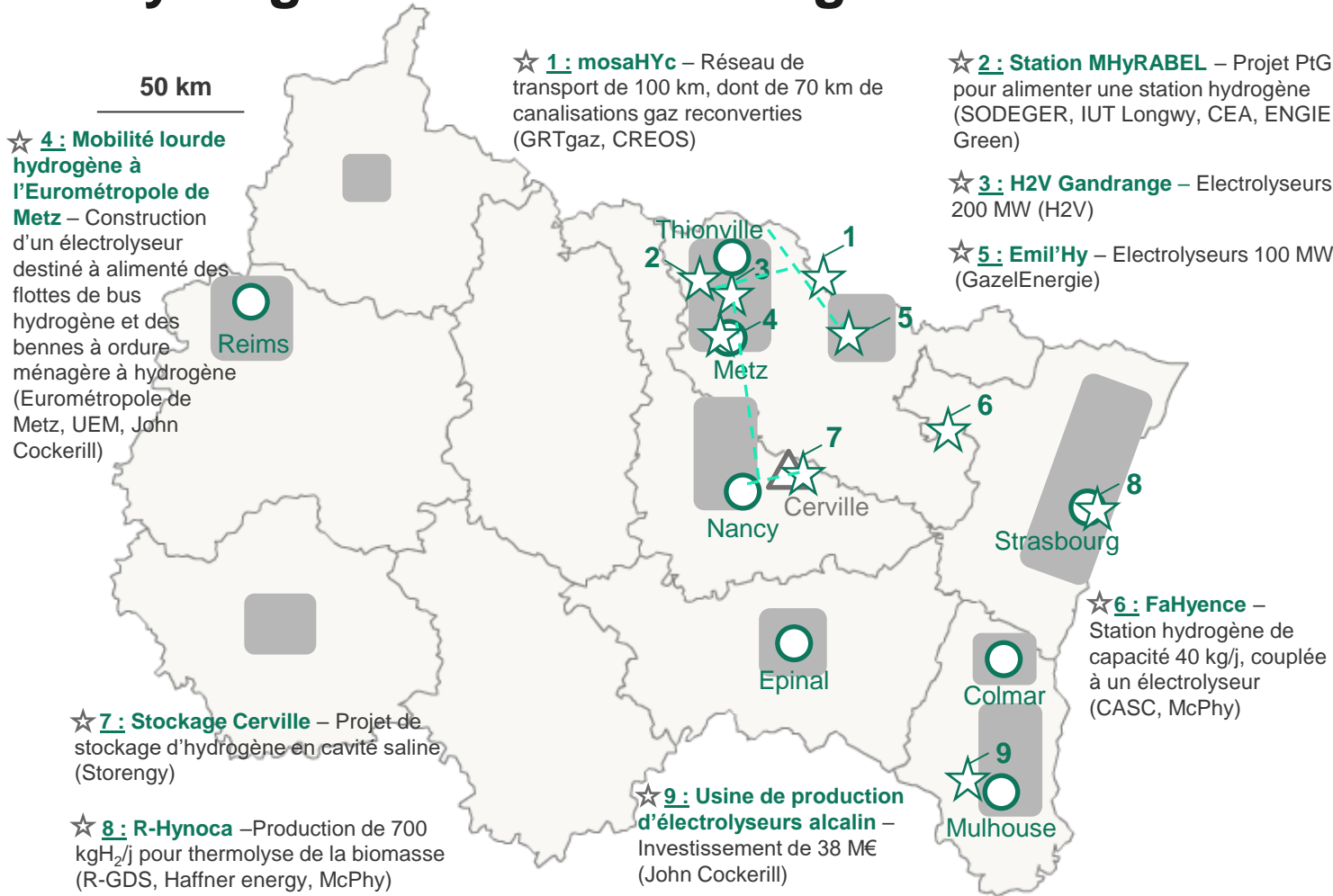
Principaux acteurs



Exemples de projets

Opérateurs d'infrastructures énergétiques	Opérateur de réseau de transport de gaz <ul style="list-style-type: none"> GRTgaz 	Opérateur d'infrastructures de stockage de gaz <ul style="list-style-type: none"> Storengy 	<ul style="list-style-type: none"> mosaHYc – Projet porté par GRTgaz et CREOS visant à créer un réseau de transport européen d'hydrogène, reliant la Sarre (Allemagne), le Grand Est et la frontière Luxembourgeoise par un réseau de 70 km mis en service suite à l'adaptation d'infrastructures gazières existantes. Stockage d'hydrogène à Cerville – Projet Storengy visant au stockage d'hydrogène en cavité saline
Équipementiers et installateurs et exploitants de stations hydrogène	Installateurs et exploitants de stations hydrogène <ul style="list-style-type: none"> McPhy ENGIE Green Hynamics Fabricants d'électrolyseurs <ul style="list-style-type: none"> John Cockerill 	Fabricant de trames de trains hydrogène <ul style="list-style-type: none"> Alstom Fabricant de compresseurs d'hydrogène <ul style="list-style-type: none"> Eifhytec 	<ul style="list-style-type: none"> Usine de production d'électrolyseurs alcalins - Investissement de 38 M€ de John Cockerill sur son site Aspach-Michelbach. Mise en service prévue pour fin 2022 avec une capacité de production initiale de 200 MW d'électrolyseurs par an. Production de trames de train hydrogène – Conception et assemblage de 12 trains hydrogène commandés par quatre régions françaises. Site de 750 salariés actuellement exploité par Alstom à la date de rédaction et en passe d'être cédé à Skoda Transportation.
Appui à la filière	Collectivités et EPCI	Pôles de compétitivité <ul style="list-style-type: none"> Pôle Véhicule du Futur IAR – Pôle de la bioéconomie Fibres Energivie 	<ul style="list-style-type: none"> DINAMHySE et Club Hydrogène Grand Est – Voir focus dédié dans la suite du document
Recherche et formation	<ul style="list-style-type: none"> CEA Tech CentraleSupélec Institut Carnot de Mulhouse Université de Lorraine 		<ul style="list-style-type: none"> Participation aux projets de démonstrateurs de technologies hydrogène émergentes – Exemples : Participation de CentraleSupélec au projet Vitrohydrogène conduit par Haffner Energy pour expérimenter la technologie Hynoca (voir projet R-Hynoca page précédente) ; Participation de CEA aux projets MHyRABEL et LE³ (voir pages précédentes).

Zones clés pour le déploiement pour le déploiement d'une filière hydrogène décarbonée régionale



○ Principales aires urbaines

- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
 - Mobilité
 - Production d'énergie pour le résidentiel-tertiaire
- Potentielles zones de production décentralisée d'hydrogène par électrolyse de l'eau

■ Principales zones industrielles d'intérêt pour la filière hydrogène

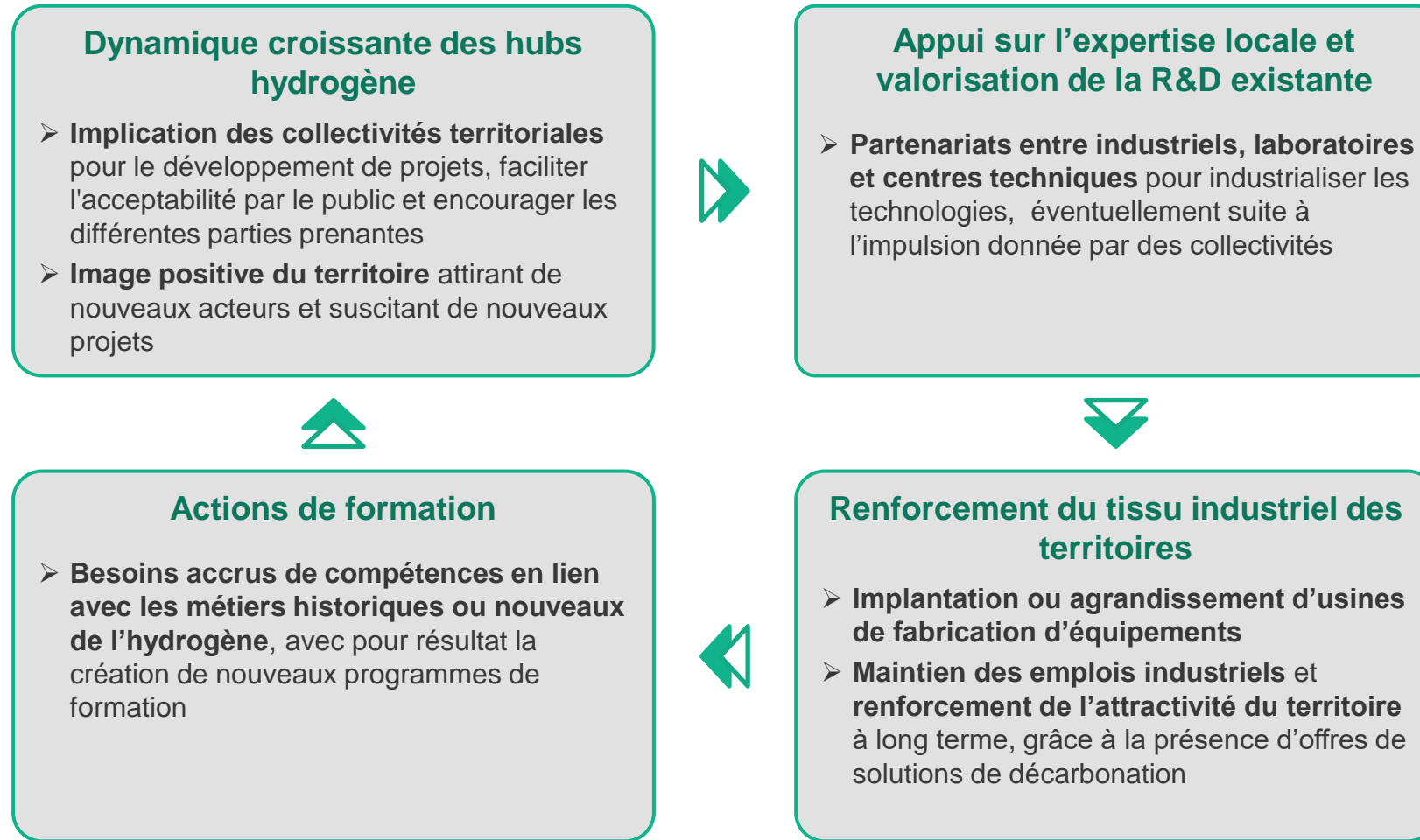
- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
 - Usages matière première
 - Mobilité
 - Production de chaleur haute température (secteurs chimie, métallurgie, matériaux non métalliques, papier-carton)
- Potentielles zones de production d'hydrogène :
 - Electrolyse de l'eau
 - Electrolyse de saumure (hydrogène fatal)

△ Principale zone considérée pour un stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline

☆ Principaux projets (non exhaustif)

--- Tracés de réseaux de transport d'hydrogène à considérer à horizon 2030

Hubs hydrogène et dynamisme des territoires : un cercle vertueux



🔍 Focus – DINAMHySE : un consortium d'acteurs complémentaires pour accélérer le développement d'une filière hydrogène régionale

Objet de l'initiative

Lancé en 2019, le consortium DINAMHySE piloté par le Pôle Véhicule du Futur vise à informer sur les évolutions et opportunités de l'hydrogène, structurer, animer les acteurs de la filière et accompagner et valoriser les projets de R&D et de déploiement. **Cette initiative témoigne d'une volonté d'associer acteurs de la recherche et de l'innovation, entreprises et acteurs publics pour impulser et développer une filière hydrogène renouvelable et bas carbone régionale.**



Partenaires

▪ Pôles de compétitivité



▪ Organismes de recherche



▪ Agence de l'innovation



▪ Entreprises



▪ Collectivité



Conditions d'émergence du projet

- **Financement** dans le cadre de l'appel à projet « Be Est Filière d'Avenir » du Grand Plan d'Investissement du Grand Est
- Des **acteurs régionaux préalablement mobilisés**
- Des **complémentarités identifiées** entre les membres du consortium
- Constat de **problématiques de reconversion industrielle** dans la région Grand Est



Principaux jalons

- 2019** Lancement de **DINAMHySE**
- 2019** Création par le consortium du **Club Hydrogène Grand Est** visant à animer l'écosystème hydrogène régional et apporter une offre de service à ses membres
- Objectifs du consortium fixés en 2019 ***
- 2023**
 - 10 stations hydrogène
 - 500 véhicules utilitaires légers (VUL)
 - 20 véhicules lourds
 - Production de 9 ktH₂ décarboné
- 2028**
 - 10-40 stations hydrogène
 - 2000-5000 VUL
 - 80-200 véhicules lourds
 - Production de 18-36 ktH₂ décarboné



Bénéfices de l'initiative

- Communication renforcée entre les parties prenantes, avec pour effet potentiel de **développer les synergies**
- Grâce à une ambition commune affirmée par le consortium, renforcement de l'**image positive** et de l'**attractivité de la région Grand Est** pour les acteurs positionnés sur la filière hydrogène
- **Offres de service à destination des membres du Club Hydrogène** créé par DINAMHySE, pour gagner en maturité et faciliter la mise en œuvre de leurs initiatives (informations, veilles, prestations de recherche, achats groupés, communications, ...)

Stratégie hydrogène 2020-2030 de la Région Grand Est : ambitions affichées et marges de renforcement

	Sélection de thématiques (non exhaustif)	Sélection d'objectifs mis en avant dans la stratégie publiée (non exhaustif)	Principaux partenaires à impliquer (analyse Sia Partners)	Marges pour préciser ou renforcer les ambitions 2030
	Production d'hydrogène décarboné	<ul style="list-style-type: none"> Produire 90 ktH₂/an via un parc d'électrolyseur de 600 MW et en utilisant 4,5% de la production électrique verte de la Région Déployer 5 unités de production massives (Saint-Avold (57), Florange (57), Chalampé (68) ou Marckolsheim (67)) 	<ul style="list-style-type: none"> Producteur d'hydrogène Producteurs d'électricité renouvelable Opérateurs d'infrastructures Pouvoirs publics 	<p>Limitées</p> <p>Objectifs chiffrés et ambitieux pour l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Opportunités pour d'autres modes de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone à explorer (ex : gazéification de la biomasse ou des déchets)</p>
	Usages industriels	<ul style="list-style-type: none"> Accompagner 15 territoires industriels vers une sobriété énergétique bas carbone Développer 5 démonstrateurs industriels qui valorisent l'hydrogène-énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> Industriels Acteurs de la recherche Sociétés d'ingénierie Opérateurs d'infrastructures 	<p>Fortes</p> <p>Pas d'objectifs chiffrés d'adoption de l'hydrogène décarboné. Ambition en matière de décarbonation des usages non énergétiques de l'hydrogène à préciser.</p>
	Usages dans la mobilité lourde	<ul style="list-style-type: none"> Accompagner 10 territoires de mobilité sur la transition de leurs flottes en bas carbone d'ici 5 ans Développer 5 écosystèmes énergétiques hydrogène multi-usages Déployer 30 stations d'avitaillement Déployer 700 bus, 50 cars, 1 200 camions et bennes à ordures ménagères, 100 péniches et identifier une flotte de trains légers 	<ul style="list-style-type: none"> Opérateurs de flottes privés ou publics Collectivités et EPCI Opérateurs d'infrastructures 	<p>Limitées</p> <p>Objectifs précis et ambitieux de déploiement de véhicules (malgré l'absence d'évaluation dans les documents consultés du volume de consommation d'hydrogène à prévoir)</p>
	Infrastructures	<ul style="list-style-type: none"> Lancer un projet relatif au transport d'hydrogène Lancer un projet relatif au stockage d'hydrogène en cavité saline 	<ul style="list-style-type: none"> Opérateurs d'infrastructures Collectivités et EPCI Acteurs publics nationaux 	<p>Fortes</p> <p>Objectifs à préciser. Capitalisation à prévoir sur les premières expérimentations prévues à l'horizon de quelques années par des opérateurs d'infrastructures (ex : Storengy, GRTgaz) pour lancer des initiatives à plus grande échelle.</p>
	Accès à la connaissance et compétences	<ul style="list-style-type: none"> Identifier les entreprises dont les compétences techniques pourront nourrir le développement d'une économie de l'hydrogène Mettre en place des actions de formation ciblées Acculturer les acteurs régionaux et le grand public en organisant des manifestations locales 	<ul style="list-style-type: none"> Entreprises de la filière Acteurs de la formation Collectivités et EPCI Opérateurs d'infrastructures Pôles de compétitivité 	<p>A déterminer</p> <p>Actions citées dans les documents consultés nécessaires mais peu détaillées</p>



3.

Présentation des scénarios de déploiement

Trois scénarios de progression de l'hydrogène renouvelable et bas carbone dans le Grand Est



Principes généraux

Scénario A –
Flux tendu avec
ambitions actuelles
(capacités de
stockage limitées)

- **Hypothèses conservatrices** quant au développement de l'hydrogène renouvelable et bas carbone, mais cohérentes avec les objectifs nationaux
- Valorisation d'**hydrogène bas carbone, renouvelable ou fatal**

Scénario B –
Flux tendus avec
ambitions renforcées
(capacités de
stockage limitées)

- Accélération du déploiement de la filière hydrogène régionale, avec le **développement de nouveaux usages**
- Valorisation d'**hydrogène bas carbone, renouvelable ou fatal**

Scénario C –
Ambitions
renforcées avec
capacités de
stockage massives

- Accélération du déploiement de la filière hydrogène régionale, avec le **développement de nouveaux usages**
- Préférence à la valorisation d'**hydrogène renouvelable ou fatal**



Production d'hydrogène

- **Production de 90 ktH₂/an** (objectif de la Région)
- Electrolyse de l'eau avec des **moyens de production d'électricité renouvelables dédiés**
- Electrolyse de l'eau avec de l'**électricité achetée sur le réseau**, avec un contenu carbone de 68 gCO₂/kWh*

- **Production de 90 ktH₂/an** (objectif de la Région)
- Electrolyse de l'eau avec des **moyens de production d'électricité renouvelables dédiés**
- Electrolyse de l'eau avec de l'**électricité achetée sur le réseau**, avec un contenu carbone de 68 gCO₂/kWh*

- **Production de 90 ktH₂/an** (objectif de la Région)
- Electrolyse de l'eau avec des **moyens de production d'électricité renouvelables dédiés**
- Electrolyse de l'eau avec de l'**électricité renouvelable achetée sur le réseau** (PPA ou achat de garanties d'origine), avec un contenu carbone de 18 gCO₂/kWh**



Moyens de stockage

- Capacité de stockage souterrain en cavité saline limitée à **9 tH₂** (projet porté par Storengy à Cerville)

- Capacité de stockage souterrain en cavité saline limitée à **9 tH₂** (projet porté par Storengy à Cerville)

- **Disponibilité d'une capacité de stockage souterrain suffisante** pour garantir un arbitrage intersaisonnier sur la production d'hydrogène, en fonction des opportunités de marché et des conditions météorologiques. **Besoins de capacités évalués à 2 500 tH₂**.

* Estimation du bilan carbone moyen de l'électricité du réseau réalisé sur la base du mix de production d'électricité prévu pour 2030 par le scénario B de la PPE (voir Annexe 2)

** Estimation du bilan carbone de la production d'électricité renouvelable sur la base du mix de production d'électricité renouvelable prévu pour 2030 par le scénario B de la PPE (voir Annexe 2)

Focus méthodologique : construction des scénarios

1 Détermination de trajectoires d'adoption de nouveaux usages de l'hydrogène

- Construction du Scénario A sur la base des objectifs nationaux de déploiement de l'hydrogène (moyenne des objectifs chiffrés lorsqu'une fourchette est exprimée), des stratégies régionales et métropolitaines, des ambitions communiquées par des acteurs privés et du scénario « Baseline » du rapport *Hydrogen in North-Western Europe - A vision towards 2030 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)*, publié en 2021
- Construction du Scénario B et du Scénario C avec stockage massif en reprenant les valeurs hautes des fourchettes des objectifs nationaux, en rapprochant les parts d'adoption de certains usages du scénario « Accelerated » du rapport de l'AIE mentionné plus haut et en reprenant certaines hypothèses de rapports du FCH JU
- Voir page suivante des précisions sur l'adoption de nouveaux usages de l'hydrogène renouvelable et bas carbone

2 Evaluation des besoins en hydrogène associés à chacune de ces trajectoires pour l'année 2030

- Estimation à partir des données disponibles dans la littérature de référence de la consommation d'hydrogène nécessaire pour satisfaire différents usages (voir tableau ci-contre)

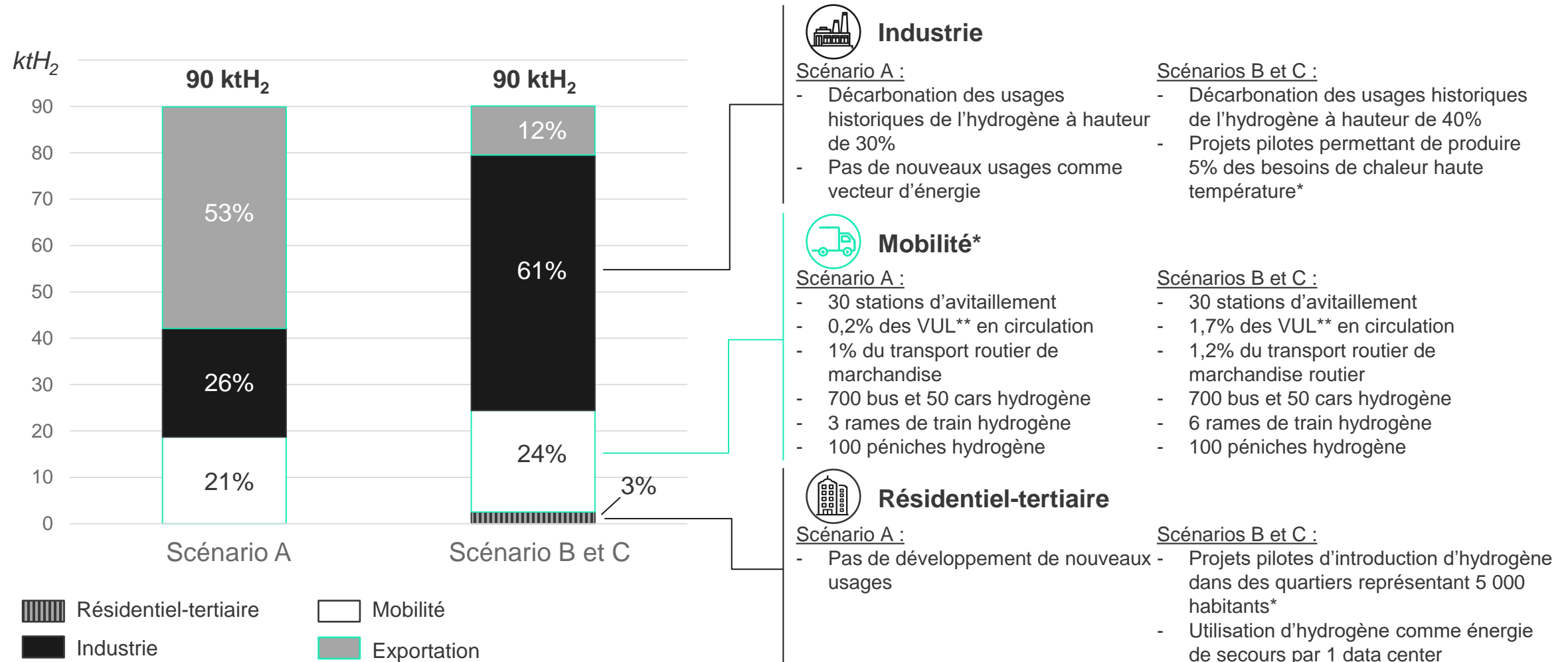
3 Estimation du volume d'hydrogène pouvant être produit grâce à des énergies renouvelables et des besoins complémentaires

- Attribution d'une part raisonnable de la production régionale d'électricité renouvelable à l'alimentation des électrolyseurs de la région (part de 7%)
- Estimation du volume régional de production d'hydrogène fatal, supposée presque intégralement valorisé
- Production complémentaire d'hydrogène par électrolyse de l'eau avec de l'électricité importée d'autres régions, de manière à équilibrer l'offre et la demande régionale mensuelle (Scénario A et Scénario B) ou annuelle (Scénario C avec stockage massif). Capacité installée d'électrolyse de l'eau de 585 MW, suffisante pour satisfaire la demande régionale mensuelle hors aléas.
- Electricité importée supposée bas carbone dans le Scénario A et le Scénario B et de source renouvelable dans le Scénario C avec stockage massif, en raison de la faculté donnée aux producteurs de choisir les périodes de production

Typologie de données d'entrée	Hypothèses techniques retenues et sources
Evolutions de la demande en énergie finale par secteur d'activité	Evolutions cohérentes avec les objectifs du SRADDET de la Région
Parts des différentes typologies de véhicules dans les consommations totales d'énergie du secteur de la mobilité	Estimées d'après croisements de données nationales ADEME, MTE, VNF, CETMEF et de données régionales de l'ORCEA AuRA et de la Région
Consommation d'hydrogène industriel comme matière première	Estimée par rapport aux consommations nationales d'hydrogène par secteur (<i>Les marchés de l'hydrogène industriel français</i> , Alain Le Duigou et Marianne Miguet, 2010), rapporté aux poids des consommations d'énergies de différentes industries dans la région par rapport aux consommations nationales (données ADEME)
Part de la production de chaleur haute température dans le total des consommations d'énergie de l'industrie	Estimée pour les industries de la sidérurgie, de la chimie et des matériaux non métalliques d'après croisements de données de la littérature technique, de l'Hydrogen Council, de l'INSEE et de l'ADEME
Rendement des piles à combustibles (pour usages dans la mobilité et usages résidentiel-tertiaire)	Valeur de 16 kWh/kgH ₂ , sur la base de l'étude ADEME <i>Rendement de la chaîne hydrogène</i> (2020)
Rendement des chaudières hydrogène	Supposée équivalent aux chaudières gaz, soit de l'ordre de 90%
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de voyageurs	Demande supposée constante sur l'année, avec l'hypothèse d'une utilisation prioritaire des véhicules décarbonés
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de marchandises	Volumes d'activité mensuels estimés sur la base des valeurs 2018 et 2019 pour le transport par voies routières et fluviales. Cf : Bulletin trimestriel statistiques des transports de mai 2020 du CGDD
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène comme matière première	Demande supposée constante dans l'année, sur la base de résultats d'entretiens avec des consommateurs d'hydrogène
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène pour la production de chaleur haute température	Estimée d'après les consommations mensuelles de gaz des clients GRTgaz. Cf : Opendata Réseaux Energies
Saisonnalité de la production d'énergie renouvelable	Facteurs de charges mensuels estimés d'après la moyenne des facteurs de charge sur les années 2015-2021. Cf : Opendata Réseaux Energies)
Production régionale d'hydrogène fatal	Estimée par rapport aux capacités de production des unités d'électrolyse de saumure dans la région et du volume d'hydrogène obtenu par tonne de chlore produite (<i>BAT Reference Document for the Production of Chlor-alkali</i> , JRC, 2010)

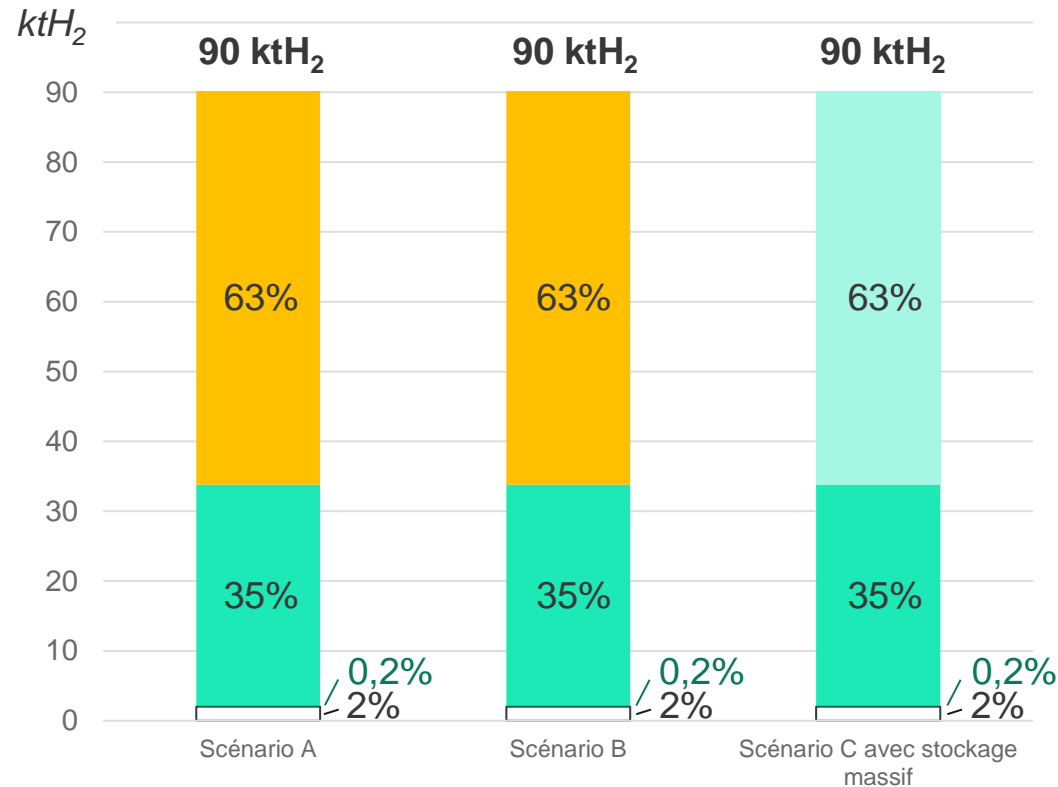
La filière hydrogène dans le Grand Est : photographies 2030

– Demande en hydrogène vert et bas carbone



La filière hydrogène dans le Grand Est : photographies 2030

– Origine de l'hydrogène renouvelable et bas carbone



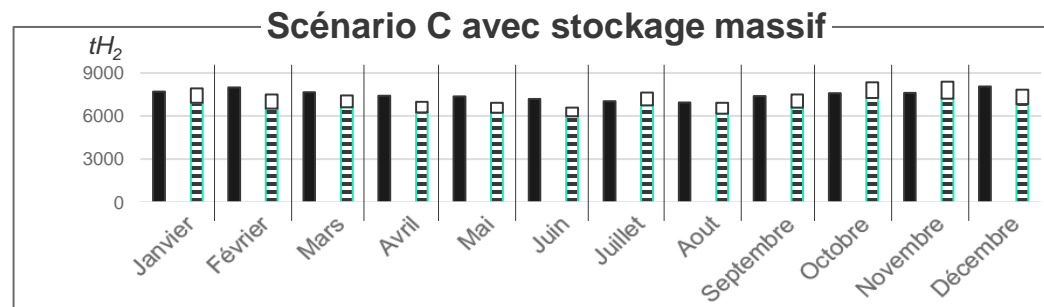
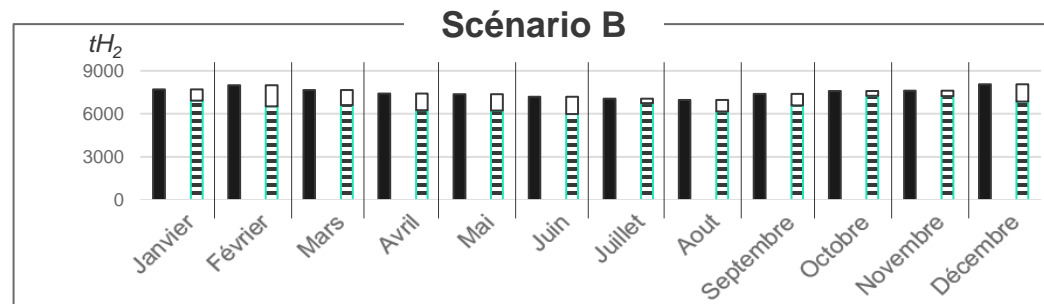
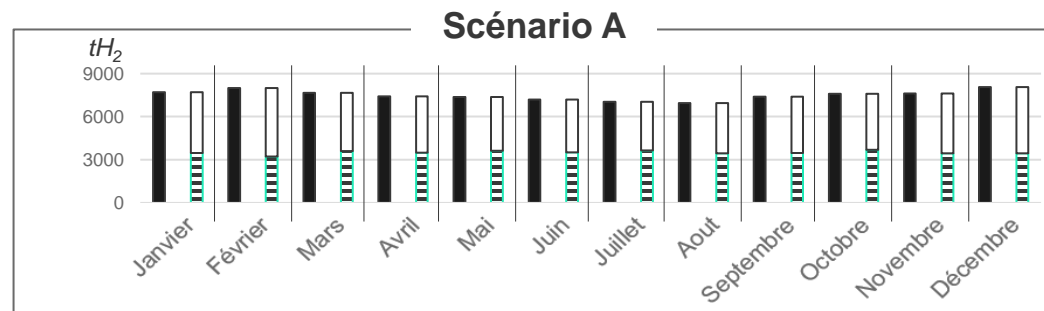
- **Capacité d'électrolyse de l'eau installée : 600 MW**
 - *Prise en compte des objectifs régionaux à horizon 2030*
- **Production d'électricité renouvelable dédiée à la filière hydrogène : 1 600 GWh**
 - 200 GWh de PV (8,1% objectifs de production 2030 du SRADDET)
 - 800 GWh d'énergie éolienne (6,7% objectifs de production 2030 du SRADDET)
 - 600 GWh d'énergie hydraulique (6,7% objectifs de production 2030 du SRADDET)
- **Scénario B : production complémentaire avec de l'électricité achetée sur le marché français**
 - *Peu de possibilités d'arbitrage sur les périodes d'achat d'électricité, faute de capacité de stockage : coût moyen de 80 €/MWh**
- **Scénario C avec stockage massif : production complémentaire avec de l'électricité principalement renouvelable et fournie via le réseau (PPA, GO ou production concomitante avec l'injection massive d'électricité renouvelable sur le réseau)**
 - *Possibilité d'arbitrage sur les périodes d'achat d'électricité, grâce à la disponibilité des capacités de stockage : coût moyen de 60 €/MWh**

H₂ fatal (électrolyse de saumure)
 Gazéification de la biomasse / de déchets
 Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable régionale

Electrolyse de l'eau avec de l'électricité du réseau
 Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable importée d'autres régions françaises

La filière hydrogène dans le Grand Est : photographies 2030

– Saisonnalité de la demande et de l'offre en hydrogène vert et bas carbone



■ Production régionale ■ Consommation régionale □ Exportations

- Une saisonnalité observable de l'offre et de la demande régionale en hydrogène
 - Production régionale : variabilité due à la disponibilité des capacités de production d'électricité renouvelable dédiées à la production d'hydrogène. Ecart entre les mois connaissant la production la plus faible et la plus forte :
 - 1,1 ktH₂, entre août (7,0 ktH₂) et décembre (8,1 ktH₂)
 - Demande régionale : Ecart entre les mois connaissant les besoins les plus faibles et les plus forts :
 - Scénario A : 0,5 ktH₂, entre février (3,2 ktH₂) et octobre (3,7 ktH₂)
 - Scénarios B : 1,3 ktH₂, entre juin (6,0 ktH₂) et octobre (7,3 ktH₂)
- Une région autosuffisante pour ses besoins en hydrogène et exportatrice, avec cependant des enjeux liés à la prise en charge de la saisonnalité variables selon les scénarios
 - Scénario A : production cible de la Région largement supérieure aux besoins régionaux. Exportations de quantités massives d'hydrogène pour écouler les surplus
 - Scénario B : une production en « flux tendu » à peu près équivalente à la demande régionale. Rôle marginal des exportations pour écouler les surplus de production et risques ponctuels sur les approvisionnements
 - Scénario C avec stockage massif : stockage possible de grandes quantités d'hydrogène, permettant d'optimiser les coûts de production. Adaptation des volumes de production mensuels aux opportunités offertes sur les marchés de l'électricité et non à l'état instantané de la demande

Focus méthodologique : Evaluation des bénéfices économiques

1 Estimation des différentes briques de coûts liés à la réalisation des scénarios

- Voir tableau ci-contre pour les briques de coûts hors production d'hydrogène
- Voir page suivante les coûts de production d'hydrogène par source

2 Formulation d'hypothèses sur le cadre de marché et les attentes des acteurs privés à horizon 2030

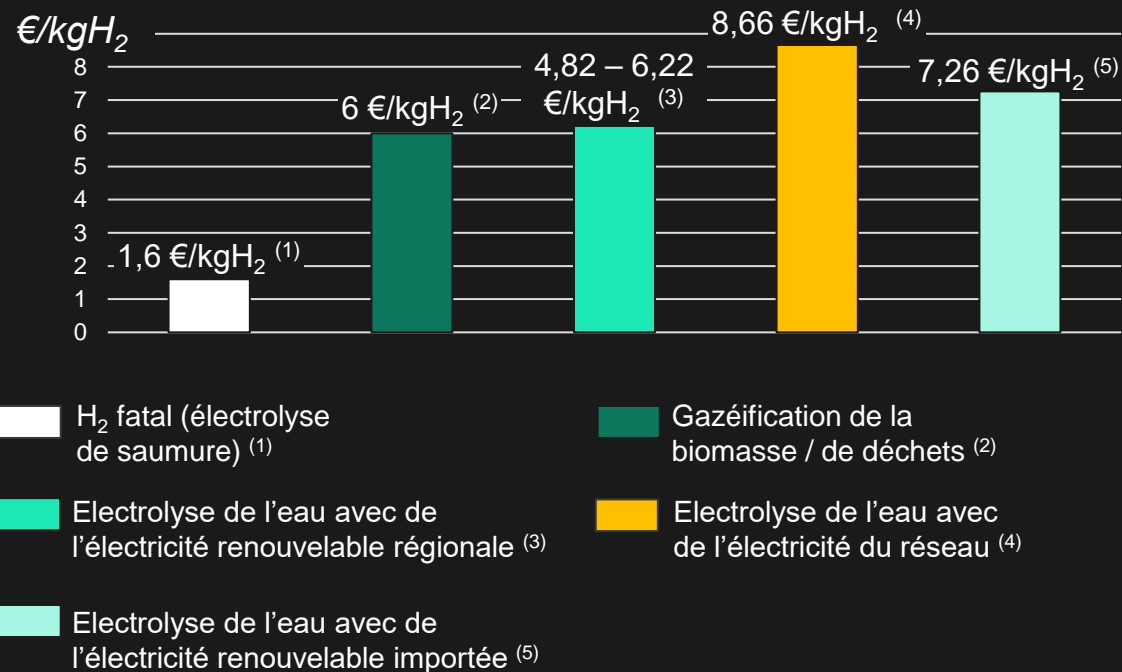
- Hypothèse d'une recherche de marge commerciale de 10% par les acteurs privés
- Prise en charge par la puissance publique (Union Européenne, Etat, agences publiques, Collectivités) de 33% de l'ensemble des coûts de la filière hydrogène
- Vente d'un hydrogène à un prix de 2,3 €/kg pour l'hydrogène à usage industriel et à 6 €/kg pour les usages dans le domaine de la mobilité et du résidentiel-tertiaire

3 Calculs des indicateurs clés, sur la base des résultats des étapes 1 et 2

- Estimation de la part des dépenses versées à des acteurs locaux en tenant compte des projets d'implantation d'usines à date, de la facilité de délocalisation des briques de la chaînes de valeur et de la part de l'électricité produite localement dans le total des consommations d'électricité des électrolyseurs
- Estimation du chiffre d'affaires généré et impact sur le volume d'emploi créé (voir ci-contre)
- Estimation de la valeur ajoutée et en conséquence du niveau des recettes fiscales à attendre (voir ci-contre)

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
Coûts de production d'hydrogène	Voir graphique ci-après	
CAPEX et OPEX infrastructures de réseau de transport d'hydrogène	Voir Annexe	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
Part des canalisations reconverties dans le total des canalisations de transport d'hydrogène mise en service	100%	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
CAPEX et OPEX stations d'avitaillement	Voir Annexe	<i>The Future of Hydrogen</i> , AIE, 2019
Coûts de compression et de transport d'hydrogène par camion	2,63 €/kgH ₂	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
Part de l'hydrogène distribué en stations d'avitaillement et livré par camion	66%	Sur la base d'observations des modèles économiques liés aux premières stations d'avitaillement installées
CAPEX et OPEX des infrastructures de stockage souterrain	Voir Annexe	<i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
CAPEX des électrolyseurs	461 000 €/MW	Energy Technology Perspectives, AIE, 2020
Part des CAPEX des systèmes d'électrolyse de l'eau et des stations d'avitaillement liés à des travaux sur site	16%	Extrapolée d'après données fournies par <i>Early Business case</i> , FCH JU, 2017
Emplois directs et indirects liés aux activités de la filière hydrogène, hors usines de production d'équipements	13 emplois pour 1 M€ de CA	<i>Hydrogen Roadmap Europe</i> , FCH JU, 2019
Part du PIB d'un territoire métropolitain reversé aux collectivités et EPCI de la région via la fiscalité	1,27%	Analyse des budgets des collectivités et EPCI en 2019 et informations gouvernementales sur les règles de calcul de la CVAE et CFE (situation pré-2020)

Focus méthodologique : Coûts de production d'hydrogène retenus par source*



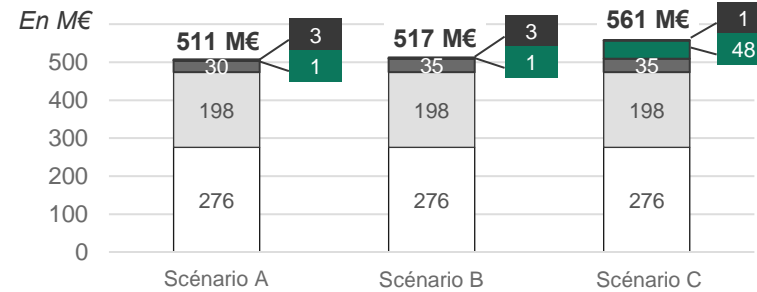
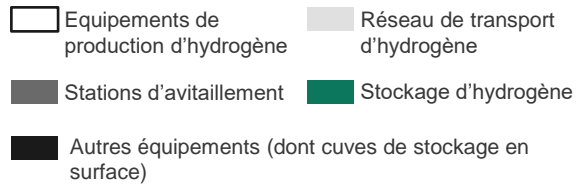
* Hors coûts de compression, transport et distribution

Précisions sur les hypothèses de travail retenues pour les coûts par sources d'approvisionnement en hydrogène

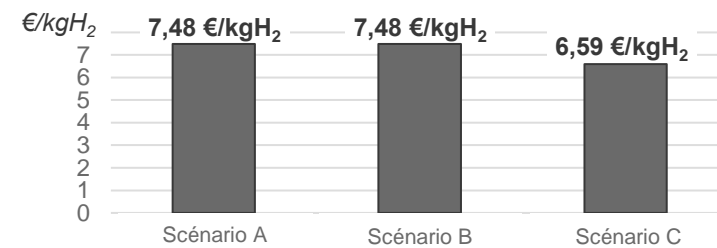
- (1) Répartition des coûts de production entre chlore et hydrogène en fonction des chiffres d'affaires générés par ces 2 débouchés des opérations d'électrolyse de saumure
- (2) Médiane des coûts de production des projets recensés par le Club pyrogazéification de l'ATEE
- (3) Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, en retenant les LCOE des différents moyens de production d'électricité renouvelable pour 2030, sur la base du rapport ADEME *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* publié en 2019
- (4) Coûts calculés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 80 €/MWh (pas d'optimisation possible faute de capacités de stockage massif)
- (5) Coûts calculés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 60 €/MWh (optimisations possibles grâce à la présence de capacités de stockage massif)

Conditions économiques de mise en œuvre des différents scénarios

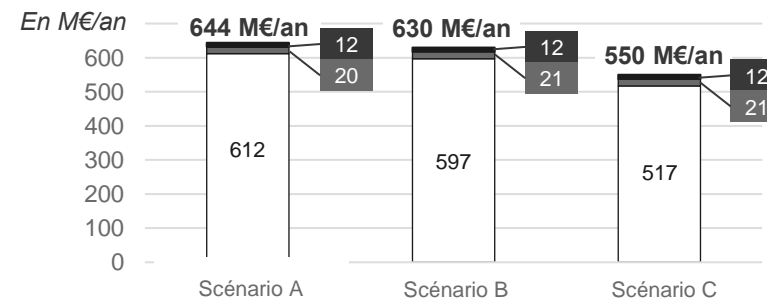
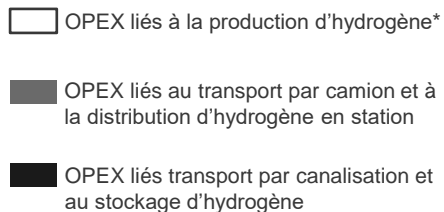
CAPEX à prévoir sur la période 2022-2030



Coûts moyens de production d'hydrogène



OPEX à prévoir sur l'année 2030*



- Des besoins de CAPEX additionnels de 44 M€ dans le Scénario C avec stockage massif par rapport au Scénario B (+9%), compensé par des OPEX plus faibles et une plus grande fiabilité d'approvisionnement
 - Hypothèse retenue d'une baisse des coûts moyens d'achat d'électricité dans le Scénario C avec stockage massif, à 60 €/MWh contre 80 €/MWh dans le Scénario A et le Scénario B. Différence justifiée par la possibilité de produire de l'hydrogène lors des périodes durant lesquelles le marché de l'électricité présente des conditions avantageuses, indépendamment des besoins journaliers ou hebdomadaires de consommation
 - En conséquence, baisse du coût moyen de production d'hydrogène de 7,48 à 6,59 €/kg, se traduisant par des OPEX économisés de 80 M€/an
 - Confiance renforcée des consommateurs d'hydrogène renouvelable et bas carbone, se traduisant par une meilleure acceptabilité de l'adoption de ses usages (valeur pour la filière hydrogène non chiffrée dans nos modélisations)

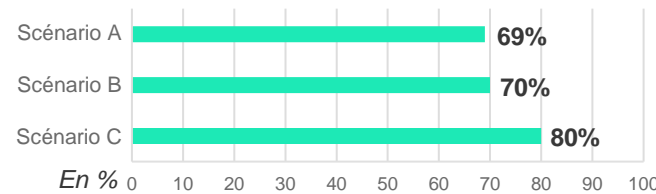
* OPEX liés à la production d'hydrogène : valeurs indiquées après soustraction des OPEX évités liés à la production d'hydrogène gris pour ses usages industriels historiques

Retombées économiques des investissements sur la période 2022-2030 – Chiffres clés



Part des dépenses versées à des acteurs régionaux (CAPEX et OPEX sur 20 ans)

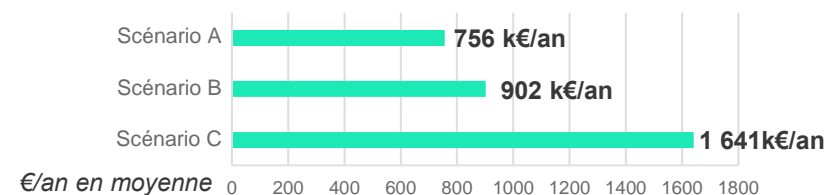
Comprenant l'installation des équipements/infrastructures et leur exploitation et maintenance



Emplois directs et indirects créés



Recettes fiscales directes pour les collectivités et EPCI de la région Grand Est sur la période 2022-2050*



- **Des retombées économiques positives pour les territoires, plus avantageuses dans le Scénario C avec stockage massif**
 - *80% de la valeur générée par la filière hydrogène localisée dans la région Grand Est. Part plus élevée par rapport aux autres scénarios en raison d'une part d'un moindre coût de l'électricité achetée à d'autres régions et d'autre part par des investissements supplémentaires réalisés dans les infrastructures de stockage*
 - *Près de 7 800 emplois directs et indirects (à titre de comparaison : objectif de la stratégie nationale hydrogène de création de 50 000 à 150 000 emplois).*
En termes de créations d'emplois, un avantage du Scénario C avec stockage massif est observable par rapport au Scénario B et justifiable par des bénéfices supérieurs engrangés par les acteurs privés, se traduisant par de plus grandes marges de manœuvre pour l'embauche de salariés destinés à assurer le SAV et la fiabilité des opérations (impact sur l'attractivité des solutions hydrogène non évalué)
 - *Des recettes fiscales pour les territoires de l'ordre de 1,6 M€/an. Valeur plus importante dans le Scénario C avec stockage massif et justifiable par une valeur ajoutée générée par les producteurs d'hydrogène supérieure.*

* Pour une VA estimée en considérant des marges commerciales de 10% et une prise en charge de 67% des coûts de production d'hydrogène par les acteurs privés

🔍 Focus méthodologique : Evaluation des émissions de CO₂ évitées

1 Calcul du bilan carbone de la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone

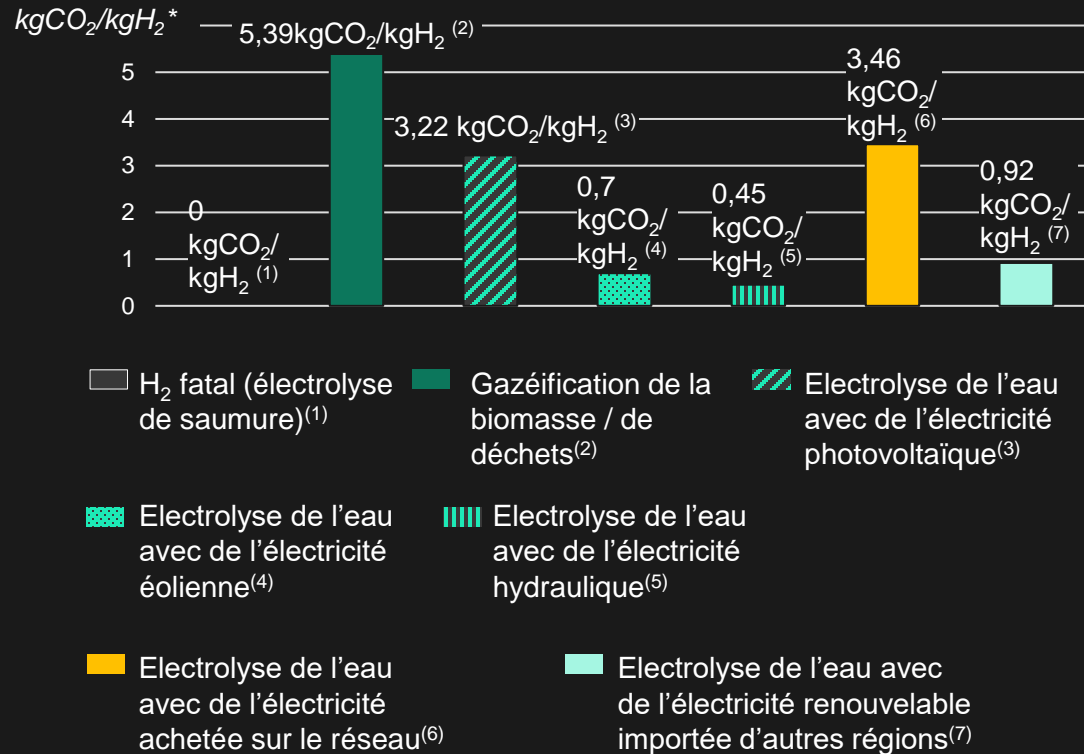
- Voir page suivante le bilan carbone retenu pour la production d'hydrogène selon son origine

2 Evaluation des émissions de CO₂ évitées par rapport à une situation de référence sans usage de l'hydrogène

- Estimation de la quantité d'énergie carbonée remplacée par l'hydrogène dans les secteurs de la mobilité, de l'industrie et du résidentiel-tertiaire
- Prise en compte du facteur d'émission de ces énergies pour obtenir le volume total d'émissions directes de CO₂ évitées, auquel doivent être retranchées les émissions liées à la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
Bilan carbone de la production d'hydrogène	Voir graphique ci-après	
Emissions directes évitées par la conversion des véhicules utilitaires légers	733 333,3 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de diesel remplacé	Calculées d'après données de base carbone ADEME, en supposant un rendement des moteurs diesel de 42% hypothèse rendement moteur à 42%
Emissions directes évitées par la conversion des transports collectifs		
Emissions directes évitées par la conversion des transports routiers de marchandises		
Emissions directes évitées par la conversion de la mobilité ferroviaire régionale	1 046 995,2 kg.eqCO ₂ /an/ train diesel remplacé	Hypothèse d'un fonctionnement des trains 6h par jour en moyenne, 6 jours sur 7, à une vitesse moyenne de 83 km/h (cf : article Le Monde paru le 18/11/17) et avec une consommation de 200 litres pour 100 km (cf : article Franceinfo paru le 10/08/20), pour un bilan carbone de 2,88 kgCO ₂ /l (cf : base de donnée ADEME)
Emissions directes évitées par la conversion du transport fluvial	355 320 kg.eqCO ₂ .an/ péniche diesel remplacée	Calculées d'après base carbone ADEME en retenant l'hypothèse de péniches de 300t, chargées à 80%, fonctionnant 250j/ans avec une vitesse moyenne de 7.5km/h (cf : rapport TL & Associés de 2011)
Emissions directes évitées par la décarbonation de l'hydrogène industriel	10,0 kg.eqCO ₂ /kgH ₂ gris remplacé	Rapport CEA remis au MTES en 2018
Emissions directes évitées par la conversion des procédés de production de chaleur haute température	318 486,1 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de gaz naturel remplacé	Calculées d'après données de la base carbone ADEME, avec l'hypothèse d'un rendement total des systèmes de 91% (cf : données constructeurs de chaudières)
Emissions directes évitées par la conversion du résidentiel-tertiaire	79 000 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale remplacée	Calculées d'après données du rapport PPE pour ce qui concerne le chauffage électrique

Focus méthodologique : Empreinte carbone de l'hydrogène par source de production*



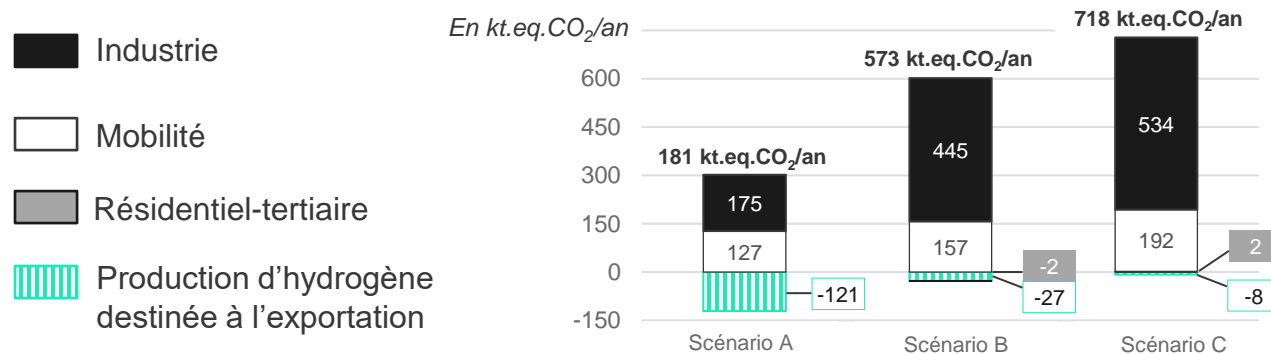
* Hors émissions liées à la compression, au transport et à la distribution

Précisions sur les hypothèses de travail retenues pour les coûts par sources d'approvisionnement en hydrogène

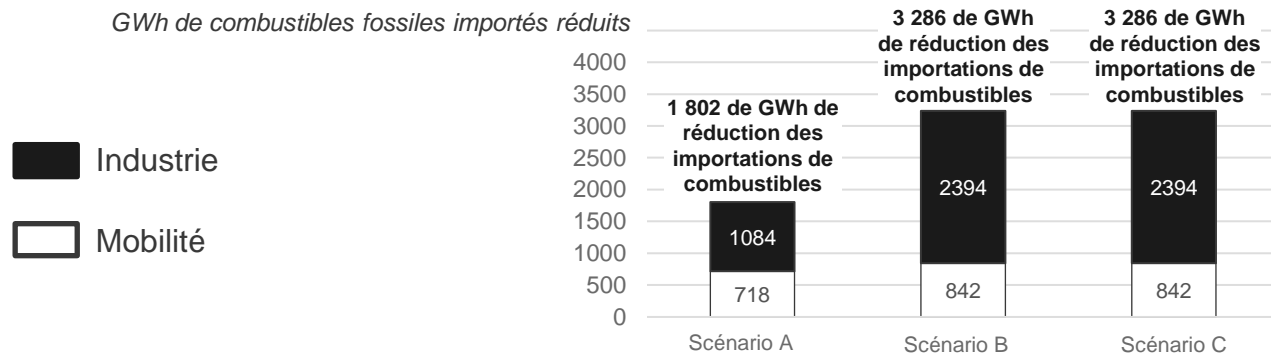
- (1) Emissions de CO₂ dues aux procédés de production supposées entièrement comptabilisées sur le bilan carbone du produit principal obtenu (chlore)
- (2) Calculées sur la base de *The Development of Lifecycle Data for Hydrogen Fuel Production and Delivery*, publié par le National Center for Sustainable Transportation et l'Institute of Transportation Studies de l'UC Davis en 2017
- (3) Base carbone de l'ADEME
- (4) Base carbone de l'ADEME
- (5) Base carbone de l'ADEME
- (6) Calculées en supposant un mix électrique français correspondant au scénario B de la PPE pour 2028, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020)
- (7) Calculées en retenant le mix des sources d'électricité renouvelable injectées sur le réseau français en 2028 d'après le scénario B de la PPE, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020)

Autonomie énergétique des territoires et émissions de CO₂ évitées sur l'année 2030

Emissions de gaz à effet de serre évitées



Réduction de la dépendance à l'importation de combustibles fossiles



- **Une contribution aux objectifs climatiques et d'autonomie énergétique de la Région, amenée à progressivement s'accroître**
 - *Scénario C avec stockage massif : Emissions de CO₂ évitées équivalentes à 9% des réductions d'émissions annuelles nécessaires entre 2017 et 2030 pour atteindre les objectifs du SRADDET de la Région. Ecart par rapport au Scénario B explicable par l'origine de l'électricité importée d'autres régions (majoritairement renouvelable dans le Scénario C avec stockage massif et bas carbone dans le Scénario B)*
 - *Scénario B et Scénario C avec stockage massif : Importations évitées de GWh de combustibles fossiles équivalentes à 18% des réductions de consommation d'énergies non renouvelables à prévoir pour atteindre d'ici 2030 l'objectif du SRADDET de porter à 41% la part des énergies renouvelables dans le mix des consommations d'énergie régionales*
- **Des indicateurs nettement plus avantageux dans les scénarios B et C avec stockage massif**
 - *Par rapport au Scénario A, augmentation de 216 à 297% des émissions de CO₂ évitées et de 82% de la quantité d'importation de combustibles réduite*
 - *Bénéfices cités ci-dessus obtenus avec une hausse des CAPEX de 1% à 10% par rapport au Scénario A (voir précédemment)*

Annexe 1 – Glossaire



Glossaire (1/2)

Cavité saline : Ensemble de cavités creusées dans de profondes et épaisses couches de sel gemme. Elles sont obtenues en injectant de l'eau qui dissout progressivement une partie du sel. Celui-ci est ensuite extrait sous forme de saumure. La place est alors libre pour le stockage d'un fluide (exemple : gaz naturel ou hydrogène) injecté sous forme gazeuse à une pression élevée. Imperméables et non poreuses, ces cavités présentent une remarquable étanchéité. (cf : Storengy)

CCGT : *Combined Cycle Gas Turbine* : centrale co-produisant de la chaleur et de l'électricité à partir de gaz, par la combinaison de deux cycles thermodynamiques. Son rendement global peut atteindre 70%.

Electrolyse de l'eau : Procédé de production d'hydrogène à partir d'un électrolyseur valorisant de l'eau et de l'électricité. Cette technique se base sur l'application d'un courant électrique entre deux électrodes. Sur l'anode, les molécules d'eau se décomposent de la manière suivante : $H_2O \Rightarrow 2H^+ + 2e^- + \frac{1}{2} O_2$. Sur la cathode, les protons se réduisent ainsi : $H^+ + 1e^- \Rightarrow \frac{1}{2} H_2$. Les ions H^+ formés en excès à l'anode migrent vers la cathode à travers le séparateur où ils sont réduits en hydrogène.

Electrolyse de saumure : Opération industrielle visant à obtenir différents produits chimiques (chlore, hydrogène, hydroxyde de potassium et hydroxyde de sodium) via un procédé d'électrolyse permettant la décomposition d'une solution de sel dans de l'eau. L'hydrogène ainsi obtenu est assimilé à de l'hydrogène fatal (voir définition « Hydrogène fatal »).

Facteur de charge : Sur un temps donné, rapport entre l'énergie produite par un équipement de production d'énergie et l'énergie qui pourrait être produite si cet équipement était mis en fonctionnement à puissance nominale.

Gazéification de la biomasse ou de déchets : Transformation thermochimique de la biomasse ou de certaines typologies de déchets solides, visant à obtenir de l'hydrogène à la suite d'une série d'opérations (pyrolyse ou thermolyse, gazéification, oxydation, réduction, purification, ...)

Hydrogène bas carbone : Hydrogène produit à partir de sources d'énergies non renouvelables et dont la production engendre un niveau d'émissions de CO_2 inférieur à un seuil défini. Exemple : hydrogène produit avec de l'électricité bas carbone.

Hydrogène fatal : Hydrogène obtenu de manière involontaire par un procédé industriel visant à fabriquer un autre produit principal, par exemple l'électrolyse de la saumure ou, dans l'industrie pétrolière, les opérations de vapocraquage et de reformage catalytique.

Glossaire (2/2)

Hydrogène gris : Hydrogène obtenu de manière courante dans certaines industries par des procédés impliquant la valorisation d'énergie fossiles (gaz naturel, charbon et produits pétroliers). Ces procédés sont responsables d'émissions de CO₂. En France, la méthode la plus répandue pour produire de l'hydrogène gris « commercial » (c'est-à-dire non obtenu comme coproduit d'une opération industrielle) est la technique de vaporeformage du méthane. Celle-ci consiste à faire réagir de la vapeur d'eau avec du gaz naturel pour obtenir un syngaz, mélange d'hydrogène et de CO. Des opérations successives permettent ensuite d'obtenir de manière séparée de l'hydrogène et du CO₂ (émissions d'environ 10 kgCO₂/kgH₂ produit).

Hydrogène renouvelable : Hydrogène produit à partir de sources d'énergie renouvelable (exemple : électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable). L'ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène dispose que pour être qualifié de « renouvelable », l'hydrogène doit être produit via un procédé qui engendre un niveau d'émissions de CO₂ inférieur à un seuil défini. L'énergie renouvelable utilisée ne doit par ailleurs pas entrer en conflit avec d'autres usages permettant sa valorisation directe.

Pile à combustible : Equipement permettant de produire de l'électricité et de la chaleur à partir d'hydrogène, par oxydation de l'hydrogène et réduction de l'oxygène au sein d'un élément de pile conduisant à la réaction chimique globale : $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \Rightarrow H_2O + We + \Delta Q$ (We : électricité, ΔQ : chaleur) (cf : France Hydrogène).

Station d'avitaillement : Infrastructure permettant la distribution d'hydrogène à un véhicule hydrogène

SRADDET : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires : document régional fixant les objectifs de moyen et long termes en lien avec plusieurs thématiques : équilibre et égalité des territoires, implantation des différentes infrastructures d'intérêt régional, désenclavement des territoires ruraux, habitat, gestion économe de l'espace, intermodalité et développement des transports, maîtrise et valorisation de l'énergie, lutte contre le changement climatique, pollution de l'air, protection et restauration de la biodiversité, prévention et gestion des déchets

Vaporeformage du méthane avec capture du CO₂ : Technique de production d'hydrogène dit « bleu » consistant à réaliser une opération de vaporeformage du méthane (voir définition « Hydrogène gris ») et à capturer les rejets de CO₂ issus de processus, à des fins de stockage ou de réutilisation.

Annexe 2 – Principales hypothèses techniques retenues pour la modélisation des scénarios



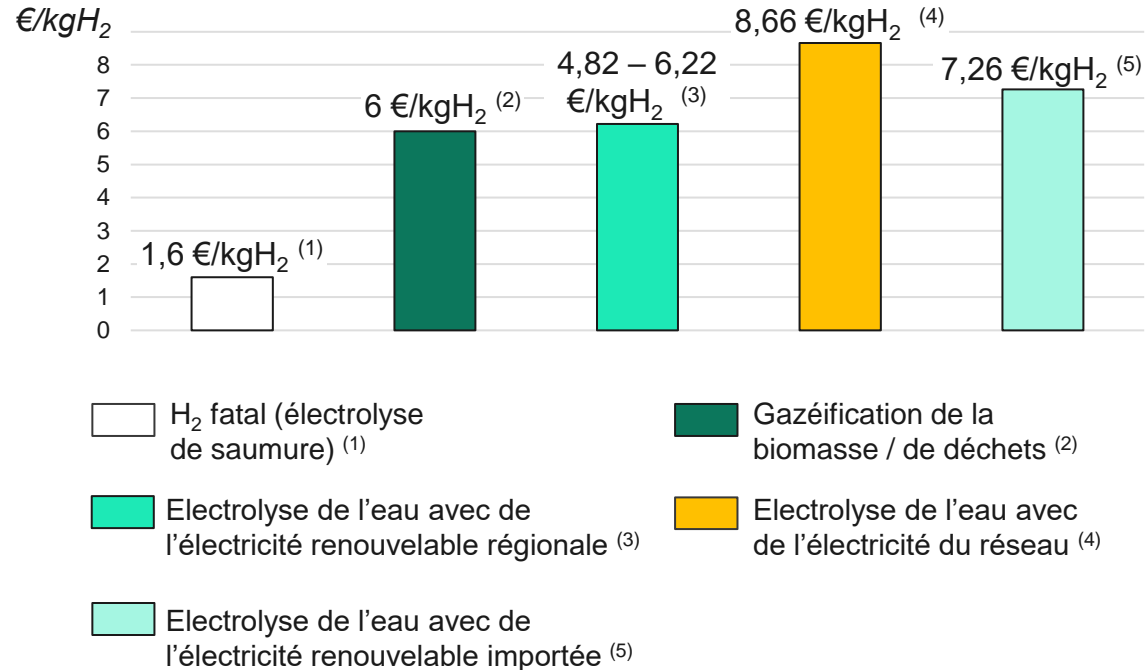
Hypothèses techniques retenues pour la construction des scénarios

Typologie de données d'entrée	Hypothèses techniques retenues et sources
Evolutions de la demande en énergie finale par secteur d'activité	Evolutions cohérentes avec les objectifs du SRADDET de la Région
Parts des différentes typologies de véhicules dans les consommations totales d'énergie du secteur de la mobilité	Estimées d'après croisements de données nationales ADEME, MTE, VNF, CETMEF et de données régionales de l'ORCEA AuRA et de la Région
Consommation d'hydrogène industriel comme matière première	Estimée par rapport aux consommations nationales d'hydrogène par secteur (<i>Les marchés de l'hydrogène industriel français</i> , Alain Le Duigou et Marianne Miguet, 2010), rapporté aux poids des consommations d'énergies de différentes industries dans la région par rapport aux consommations nationales (données ADEME)
Part de la production de chaleur haute température de le total des consommations d'énergie de l'industrie	Estimée pour les industries de la sidérurgie, de la chimie et des matériaux non métalliques d'après croisements de données de la littérature technique, de l'Hydrogen Council, de l'INSEE et de l'ADEME
Rendement des piles à combustibles (pour usages dans la mobilité et usages résidentiel-tertiaire)	Valeur de 16 kWe/kgH ₂ , sur la base de l'étude ADEME <i>Rendement de la chaîne hydrogène</i> (2020)
Rendement des chaudières hydrogène	Supposée équivalent aux chaudières gaz, soit de l'ordre de 90%
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de voyageurs	Demande supposée constante sur l'année, avec l'hypothèse d'une utilisation prioritaire des véhicules décarboné
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de marchandises	Volumes d'activité mensuels estimés sur la base des valeurs 2018 et 2019 pour le transport par voies routières et fluviales. Cf : Bulletin trimestriel statistique des transports de mai 2020 du CGDD
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène comme matière première	Demande supposée constante dans l'année, sur la base de résultats d'entretiens avec des consommateurs d'hydrogène
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène pour la production de chaleur haute température	Estimée d'après les données des consommations mensuelles de gaz des clients GRTgaz. Cf : Opendata Réseaux Energies
Saisonnalité des exportations d'hydrogène vers l'Allemagne et le Luxembourg	Scénario A et Scénario B : exportations mensuelles équivalentes à la différence entre la production régionale et la demande régionale Scénario C avec stockage massif : saisonnalité correspondante à celle des consommations mensuelles de gaz des clients GRTgaz. (Cf : Opendata Réseaux Energies), supposée être un indicateur de la saisonnalité des activités industrielles dans les territoires transfrontaliers
Saisonnalité de la production d'énergie renouvelable	Facteurs de charges mensuels estimés d'après la moyenne des facteurs de charge sur les années 2015-2021. Cf : Opendata Réseaux Energies)
Production régionale d'hydrogène fatal	Estimée par rapport aux capacités de production des unités d'électrolyse de saumure dans la région et du volume d'hydrogène obtenu par tonne de chlore produite (<i>BAT Reference Document for the Production of Chlor-alkali</i> , JRC, 2010)

Hypothèses techniques retenues pour l'évaluation des coûts et l'analyse des retombées économiques

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
CAPEX canalisations de transport de gaz reconverties en canalisations de transport d'hydrogène	500 000 €/km	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
CAPEX canalisations de transport d'hydrogène construites	2,5 M€/km	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
CAPEX stations de compression reconverties	37% du total des CAPEX liés à un réseau de transport d'hydrogène	Calculés d'après données <i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
Part des canalisations reconverties dans le total des canalisations de transport d'hydrogène mise en service dans la région Grand Est	70%	Hypothèse de travail proposée par Storengy, sur la base de la part des anciennes canalisations gaz reconverties qui pourront composer une future dorsale européenne de l'hydrogène selon des opérateurs de réseaux de transport de gaz européens (rapport <i>European Hydrogen Backbone</i> publié en 2020)
OPEX du réseau de transport d'hydrogène par canalisation	5,25% du total des CAPEX	Calculés d'après données <i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
CAPEX des stations d'avitaillement	1 000 000 € par station	Estimé d'après données <i>The Future of Hydrogen</i> , AIE, 2019. Hypothèses de CAPEX retenues pour des stations d'une capacité de 200 kgH ₂ /j
OPEX des stations d'avitaillement	5% des CAPEX des stations	<i>The Future of Hydrogen</i> , AIE, 2019
Coûts de compression et de transport d'hydrogène par camion	2,63 €/kgH ₂	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
Part de l'hydrogène distribué en stations d'avitaillement et livré par camion	66%	Sur la base d'observations des modèles économiques liés aux premières stations d'avitaillement installées
CAPEX des infrastructures de stockage souterrain	180 €/GJ de capacité	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
OPEX des infrastructures de stockage souterrain	0,11 €/GJ/an	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
CAPEX des équipements de stockage en surface	7 400 €/GJ de capacité	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
OPEX des équipements de stockage en surface	Aucun	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
CAPEX des électrolyseurs	461 000 €/MW	Energy Technology Perspectives, AIE, 2020
Part des CAPEX des systèmes d'électrolyse de l'eau et des stations d'avitaillement liés à des travaux sur site	16%	Extrapolée d'après données fournies par <i>Early Business case</i> , FCH JU, 2017
Emplois directs et indirects créés par le projet d'usine de Symbio	1 000	Communiqués de l'entreprise Symbio
Emplois directs et indirects créés en lien avec les autres activités de la filière hydrogène	13 emplois pour 1 M€ de CA	<i>Hydrogen Roadmap Europe</i> , FCH JU, 2019
Part du PIB d'un territoire métropolitain reversé aux collectivités et EPCI de la région via la fiscalité	1,27%	Analyse des budgets des collectivités et EPCI en 2019 et informations gouvernementales sur les règles de calcul de la CVAE et CFE (situation pré-2020)

Coûts de production d'hydrogène retenus par source*



□ H₂ fatal (électrolyse de saumure) ⁽¹⁾

■ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable régionale ⁽³⁾

■ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable importée ⁽⁵⁾

■ Gazéification de la biomasse / de déchets ⁽²⁾

■ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité du réseau ⁽⁴⁾

Précisions sur les hypothèses de travail retenues pour les coûts par sources d'approvisionnement en hydrogène

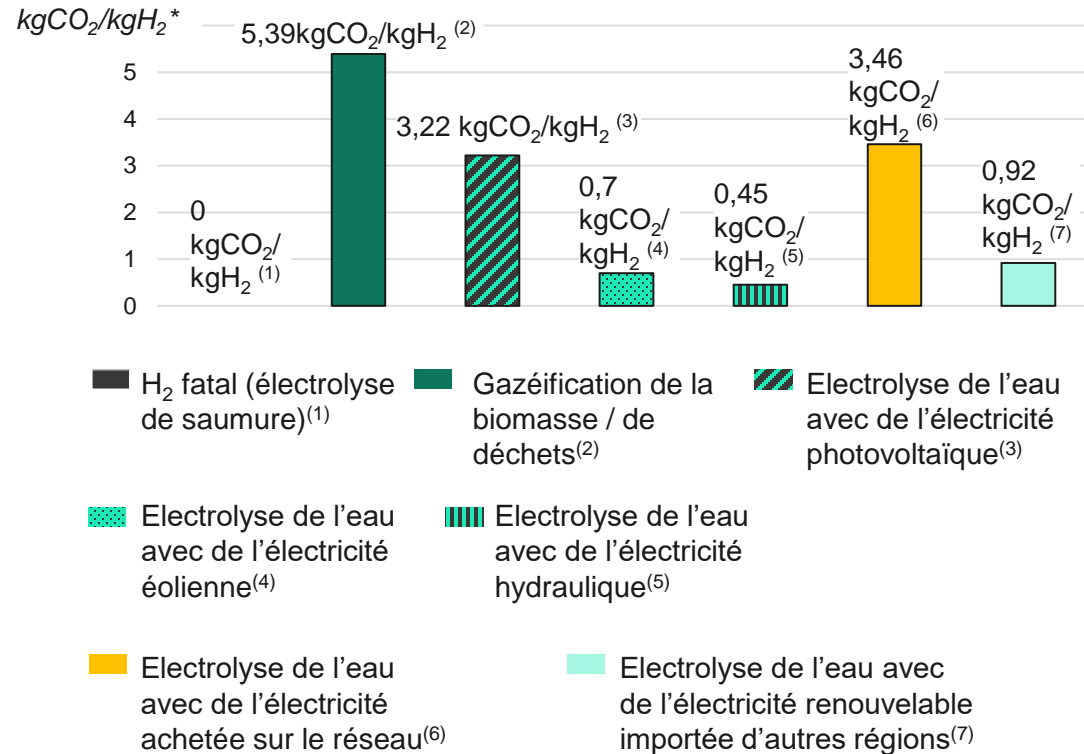
- (1) Répartition des coûts de production entre chlore et hydrogène en fonction des chiffres d'affaires générés par ces 2 débouchés des opérations d'électrolyse de saumure
- (2) Médiane des coûts de production des projets recensés par le Club pyrogazéification de l'ATEE
- (3) Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, en retenant les LCOE des différents moyens de production d'électricité renouvelable pour 2030, sur la base du rapport ADEME *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* publié en 2019
- (4) Coûts calculés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 80 €/MWh (pas d'optimisation possible faute de capacités de stockage massif)
- (5) Coûts calculés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 60 €/MWh (optimisations possibles grâce à la présence de capacités de stockage massif)

* Hors coûts de compression, transport et distribution, sauf pour l'hydrogène importé

Hypothèses techniques retenues pour l'estimation des émissions de CO₂ évitées

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
Bilan carbone de la production d'hydrogène	Voir graphique ci-après	
Emissions directes évitées par la conversion des véhicules utilitaires légers	733 333,3 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de diesel remplacé	Calculées d'après données de a base carbone ADEME, en supposant un rendement des moteurs diesel de 42% hypothèse rendement moteur à 42%
Emissions directes évitées par la conversion des transports collectifs		
Emissions directes évitées par la conversion des transports routiers de marchandises		
Emissions directes évitées par la conversion de la mobilité ferroviaire régionale	1 046 995,2 kg.eqCO ₂ /an/ train diesel remplacé	Hypothèse d'un fonctionnement des trains 6h par jour en moyenne, 6 jours sur 7, à une vitesse moyenne de 83 km/h (cf : article Le Monde paru le 18/11/17) et avec une consommation de 200 litres pour 100 km (cf : article Franceinfo paru le 10/08/20), pour un bilan carbone de 2,88 kgCO ₂ /l (cf : base de donnée ADEME)
Emissions directes évitées par la conversion du transport fluvial	355 320 kg.eqCO ₂ .an/ péniche diesel remplacé	Calculées d'après base carbone ADEME en retenant l'hypothèse de péniches de 300t, chargé à 80%, fonctionnant 250j/ans avec une vitesse moyenne de 7.5km/h (cf : rapport TL & Associés de 2011)
Emissions directes évitées par la décarbonation de l'hydrogène industriel	10,0 kg.eqCO ₂ /kgH ₂ gris remplacé	Rapport CEA remis au MTES en 2018
Emissions directes évitées par la conversion des procédés de production de chaleur haute température	318 486,1 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de gaz naturel remplacé	Calculées d'après données de la base carbone ADEME, avec l'hypothèse d'un rendement total des systèmes de 91% (cf : données constructeurs de chaudières)
Emissions directes évitées par la conversion du résidentiel-tertiaire	79 000 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale remplacée	Calculées d'après données du rapport PPE pour ce qui concerne le chauffage électrique

Empreinte carbone de l'hydrogène par source de production*



* Hors émissions liées à la compression, au transport et à la distribution

Précisions sur les hypothèses de travail retenues pour les coûts par sources d'approvisionnement en hydrogène

- (1) Emissions de CO₂ dues aux procédés de production supposées entièrement comptabilisées sur le bilan carbone du produit principal obtenu (chlore)
- (2) Estimée sur la base de *The Development of Lifecycle Data for Hydrogen Fuel Production and Delivery*, publié par le National Center for Sustainable Transportation et l'Institute of Transportation Studies de l'UC Davis en 2017
- (3) Base carbone de l'ADEME
- (4) Base carbone de l'ADEME
- (5) Base carbone de l'ADEME
- (6) Calculée en supposant un mix électrique française correspondant au scénario B de la PPE pour 2028, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020). Voir précisions ci-après concernant le mix électrique pris en considération.
- (7) Calculée en retenant le mix des sources d'électricité renouvelable injectées sur le réseau français en 2028 d'après le scénario B de la PPE, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020). Voir précisions ci-après concernant le mix électrique pris en considération.

Mix et empreinte carbone de l'électricité consommée sur le réseau à horizon 2030

Scénario A et Scénario B : électricité achetée sur le réseau français sans égard pour son origine

Source d'énergie	Volume de production attendu pour 2028 d'après le scénario B de la PPE	Part dans le mix électrique français	Bilan carbone (cf : données ADEME)	Bilan carbone moyen de la production d'électricité
Nucléaire	371 TWh	59%	371 gCO ₂ /kWh	68 gCO₂/kWh
Fioul et Gaz naturel	32 TWh	5%	443 gCO ₂ /kWh**	
Hydraulique	62 TWh	10%	13 gCO ₂ /kWh	
Eolien terrestre	81 TWh	13%	12,7 gCO ₂ /kWh	
Photovoltaïque	53 TWh	8%	32 gCO ₂ /kWh	
Bioénergie	10 TWh	2%	28 gCO ₂ /kWh***	
Eolien offshore et énergies marines renouvelables	21 TWh	3%	Supposé équivalent à éolien terrestre	

* PPA : *Power Purchase Agreement*. Contrat d'approvisionnement d'énergie long-terme signé entre une entreprise et un producteur d'électricité renouvelable.

** Cas retenu : recours à du gaz naturel. *** Cas retenu : valorisation de bois de forêt

Scénario C avec stockage massif : électricité de sources renouvelables achetée sur le réseau français

Recours à des PPA, à des offres de marché avec garanties d'origine et/ou consommation d'électricité aux heures où la production d'électricité renouvelable occupe une place prépondérante dans le mix français

Source d'énergie	Volume de production attendu pour 2028 d'après le scénario B de la PPE	Part dans le mix électrique renouvelable français	Bilan carbone (cf : données ADEME)	Bilan carbone moyen de la production d'électricité
Hydraulique	62 TWh	27%	13 gCO ₂ /kWh	18 gCO₂/kWh
Eolien terrestre	81 TWh	35%	12,7 gCO ₂ /kWh	
Photovoltaïque	53 TWh	23%	32 gCO ₂ /kWh	
Bioénergie	10 TWh	4%	28 gCO ₂ /kWh***	
Eolien offshore et énergies marines renouvelables	21 TWh	9%	Supposé équivalent à éolien terrestre	

Annexe 3 – Contributeurs



Pour leurs précieuses contributions à la réalisation de cette étude, nos remerciements à...



Une société de 

Storengy France :

- Mariem El Aakid, Pilote de l'étude
- Elsa Decrette
- Xavier Mandle
- Ony Rabetsimamanga
- Damien Ravaud
- Florence Sulmont

Storengy SAS :

- Rostand Ngameni
- Mailis Benazet, Anil Kalyanpur, Mickaël Rouvière



Acteurs régionaux consultés via des entretiens

- Un industriel du secteur de la chimie consommateur d'hydrogène
- Un industriel du secteur du raffinage, consommateur et producteur d'hydrogène
- Une administration régionale
- Un représentant de l'ADEME
- Un acteur de la formation



Bureau de Paris :

- Yann LESESTRE, Consultant Senior, Energy, Utilities & Environment
- Mathieu DEMOULIN, Consultant Energy, Utilities & Environment

Bureau de Lyon :

- Alice MOREUIL, Manager Energy, Utilities & Environment
- Yasmina BENBRAHIM, Consultante Energy, Utilities & Environment

SIAPARTNERS

Pionnier du *Consulting 4.0*, Sia Partners réinvente le métier du conseil et apporte un regard innovant et des résultats concrets à ses clients. Nous avons développé des solutions basées sur l'Intelligence Artificielle et le design pour augmenter l'impact de nos missions de conseil. Notre présence globale et notre expertise dans plus de 30 secteurs et services nous permettent d'accompagner nos clients dans le monde entier.

À travers notre démarche "*Consulting for Good*", nous mettons notre expertise au service des objectifs RSE de nos clients et faisons du développement durable un levier de performance pour nos clients.

Suivez-nous sur **LinkedIn** et **Twitter @SiaPartners**

Pour plus d'informations :

sia-partners.com

*Sia Partners Panama, une société membre du groupe Sia Partners

Abou Dabi
Amsterdam
Baltimore
Bruxelles
Casablanca
Charlotte
Chicago
Denver
Doha
Dubai
Dublin
Édimbourg
Francfort
Hambourg
Hong Kong
Houston
Londres
Luxembourg
Lyon
Milan
Montréal
New York
Panama*
Paris
Riyad
Rome
San Francisco
Seattle
Singapour
Tokyo
Toronto

