

Novembre 2021

Les hubs hydrogène avec stockage, au service des territoires : dynamiques en cours, potentiels et bénéfices de court et moyen termes

Etudes de cas appliquées aux régions Auvergne-Rhône-Alpes, Grand Est et Provence-Alpes-Côte d'Azur

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

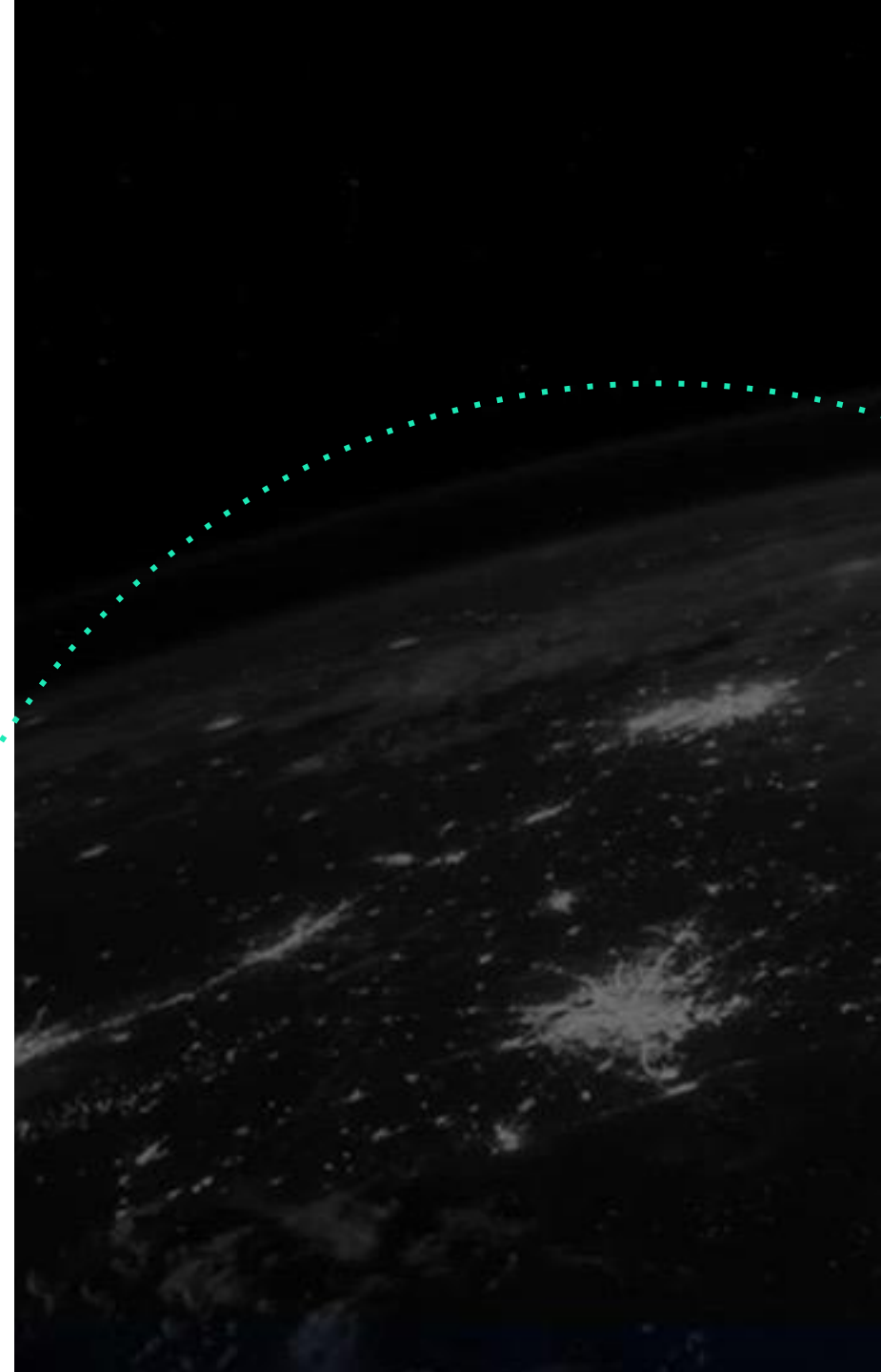
Yann LESESTRE

Sia Partners

Consultant sénior

+33 (0) 6 62 75 95 67

yann.lesestre@sia-partners.com



Sommaire

Page

- 3** Les hubs hydrogène avec stockage, au service des territoires : dynamiques en cours, potentiels et bénéfices de court et moyen termes
- 15** Annexe 1 – Glossaire
- 18** Annexe 2 – Présentation des scénarios régionaux
- 26** Annexe 3 – Démarche méthodologique
- 32** Annexe 4 – Contributeurs

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



Des filières industrielles territorialisées, créatrices d'emplois et renforçant le dynamisme des territoires

- 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



Région Grand Est

Potentiel de création d'emploi de 6 800 et 7 700 à horizon 2030 selon le niveau d'ambition régional déterminé



Une autonomie énergétique des régions renforcée

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



Région AuRA

93% des besoins en hydrogène décarboné en 2030 produit avec 7% de l'électricité renouvelable régionale



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
- 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



Région PACA

2 MtCO₂ évités/an d'ici 2032 selon la stratégie hydrogène régionale



Focus – Besoins de stockage identifiés

Les scénarios régionaux construits par Sia Partners et présentés plus loin démontrent un besoin de stockage massif d'hydrogène dû d'une part à la saisonnalité de certains des nouveaux usages de l'hydrogène et d'autre part à la variabilité des facteurs de charge des équipements de production d'électricité renouvelable dédiés à la production d'hydrogène renouvelable : **besoins d'une capacité de stockage de 2,5 ktH₂ en région AuRA, 2,2 ktH₂ en région Grand Est et 4,1 ktH₂ en région PACA.**

Des entretiens conduits par Sia Partners en juin et juillet 2021 avec des parties prenantes de la filière hydrogène 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 CCGT reconverties)

Hubs hydrogène et dynamisme des territoires : un cercle vertueux

Dynamique croissante des hubs hydrogène


- **Implication des collectivités territoriales** pour le développement de projets, faciliter l'acceptabilité par le public et encourager les différentes parties prenantes
- **Image positive du territoire** attirant de nouveaux acteurs et suscitant de nouveaux projets

 **Exemple :** Ecosystème **Zero Emission Valley**, soutenu notamment par l'ADEME, et visant à déployer 20 stations hydrogène et 1 200 véhicules d'ici 2023



Appui sur l'expertise locale et valorisation de la R&D existante


- **Partenariats entre industriels, laboratoires et centres techniques** pour industrialiser les technologies, éventuellement suite à l'impulsion donnée par des collectivités

 **Exemple :** Création de **Genvia** en mars 2021 par le CEA, Schlumberger, VINCI Construction, Vicat et l'Agence Régionale Energie Climat Occitanie, pour le développement et le déploiement industriel de la technologie d'électrolyseur d'oxyde solide à haute performance, développée par le CEA.



Actions de formation


- **Besoins accrus de compétences en lien avec les métiers historiques ou nouveaux de l'hydrogène**, avec pour résultat la création de nouveaux programmes de formation

 **Exemple :** Lancement en avril 2021 de la « Symbio Hydrogen Academy », une initiative de Symbio visant à dispenser des cycles de formation sur l'hydrogène en partenariat avec des entreprises d'ingénierie, le pôle de compétitivité CARA et des acteurs régionaux de la formation.



Renforcement du tissu industriel des territoires

- **Implantation ou agrandissement d'usines de fabrication d'équipements**
- **Maintien des emplois industriels et renforcement de l'attractivité du territoire** à long terme, grâce à la présence de solutions de décarbonation

 **Exemple :** Investissement de 140 M€ de **Symbio** dans une usine de production de piles à combustible en région AuRA, avec la création attendue de 1 000 emplois directs et indirects

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**
- Intérêts stratégiques**
- Activités délocalisables / relocalisables
- Activités non délocalisables, ou difficilement délocalisables
- 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, ...)

Trois régions à fort potentiel identifiées pour la constitution de hubs territoriaux hydrogène avec stockage massif souterrain



Des projets à grande échelle



Exemple – Région PACA

Projet HyGreen Provence de production et stockage massif d'hydrogène vert conduit par DLVA, ENGIE, Storengy et Air Liquide. D'ici 2028, production annuelle projetée de 30 000 tonnes d'hydrogène vert



Un écosystème d'acteurs dynamique



Exemple – Région AuRA

Implantation dans la région de 80% des acteurs nationaux de la filière hydrogène. Rôle notable de la Vallée de la chimie comme écosystème industriel propice pour catalyser des initiatives.



Des collectivités moteurs pour l'émergence de projets



Exemple – Région PACA

Stratégie régionale prévoyant une consommation de 28 000 tonnes d'hydrogène renouvelable et décarboné à horizon 2027 et 82 000 tonnes à horizon 2032, avec un appui de la Région d'au moins 52 M€ sur la période 2021-2027



De forts potentiels de production d'énergie renouvelable



Exemple – Région AuRA

1^{ère} région française productrice d'énergie renouvelable en France et objectifs de progression de la production d'électricité renouvelable à 39,5 TWh à horizon 2030, soit +42% par rapport à 2015 (Cf : SRADDET de la Région)



Des problématiques de recomposition du tissu industriel



Exemple – Région Grand Est

Enjeux liés de politique industrielle dans le secteur énergétique suite à la fermeture de Fessenheim ; Projet de reconversion de l'ancienne aciérie de Gandrange en site de production d'hydrogène, ...



Des territoires ouverts sur l'Europe



Exemple – Région Grand Est

Projet mosaHyc (GRTgaz, Creos, Encevo) visant à constituer dès 2026 un réseau de transport d'hydrogène par canalisation reliant des territoires industriels français, allemands et luxembourgeois

Enjeux à horizon 2030 retenus pour construire nos scénarios régionaux



AuRA



Grand Est



PACA



Décarbonation de la mobilité

- **Capitalisation sur le projet Zero Emission Valley** de la Région (20 stations hydrogène et 1 200 véhicules lourds et légers à horizon 2023)
- 200 M€ prévu par la Région d'ici 2026 pour expérimenter la mobilité hydrogène dans les transports régionaux de voyageurs

- Région transfrontalière, au **cœur des flux européens** (ex : 70% du trafic fluvial européen)
- **Déploiement prévu par la stratégie hydrogène régionale de plus de 2 000 véhicules hydrogène d'ici 2030**

- Volonté de la Région de développer les consommations d'hydrogène à hauteur de **12 000 tonnes par an d'ici 2032** dans les domaines de la mobilité maritime, fluviale et routière (logistique industrielle et transport de voyageurs)



Décarbonation des industries

- Décarbonation de secteurs industriels utilisant l'hydrogène comme matière première, notamment le **secteur de la chimie**

- Un **grand nombre de zones industrielles dans la région** : accompagnement prévu de 15 territoires par la stratégie hydrogène régionale

- **Industries de la chimie et de la pétrochimie** fortement consommatrices
- Volonté de la Région de décarboner l'industrie via la consommation de **70 000 tonnes d'hydrogène bas carbone et renouvelable à horizon 2032**



Nouvelles filières industrielles

- Implantation ou agrandissement d'usines visant à la **production d'équipements hydrogène** (sites McPhy, HRS, Symbio, Ataway, ...)
- **Partenariats entre industriels et acteurs du monde de la recherche et de la formation** (ex : CEA-Liten, IFPEN, Grenoble Ecole de Management, INES, IRCELYON, Mines Saint Etienne)

- Investissement de 38 M€ prévu par John Cockerill pour l'**installation d'une « gigafactory » de production d'électrolyseurs alcalins**
- Construction de **trains hydrogène** sur un site Alstom
- **Partenariats entre industriels et acteurs du monde de la recherche et de la formation** (ex : Universités de Lorraine, Strasbourg et Troyes)

- Rôle potentiel de la région comme **futur hub hydrogène méditerranéen d'importation et d'exportation d'hydrogène**, à moyen ou long terme
- **Partenariats entre industriels et acteurs du monde de la recherche et de la formation** (ex : CEA-Cadarache, Aix-Marseille Université-CNRS, Mines ParisTech, Arts et Métiers, ENSOSP)






Infrastructures de réseaux

- Anticipation par les gestionnaires d'infrastructures de transport de gaz européens d'un **réseau régional de transport dès 2030, dans le cadre d'une future « dorsale hydrogène » européenne**
- **Capacités de stockage d'hydrogène en cavité saline aménageables sur le site Storengy d'Etrez** (expérimentation sur un stockage avec 44 tH₂ prévu dans le cadre du projet HyPSTER)

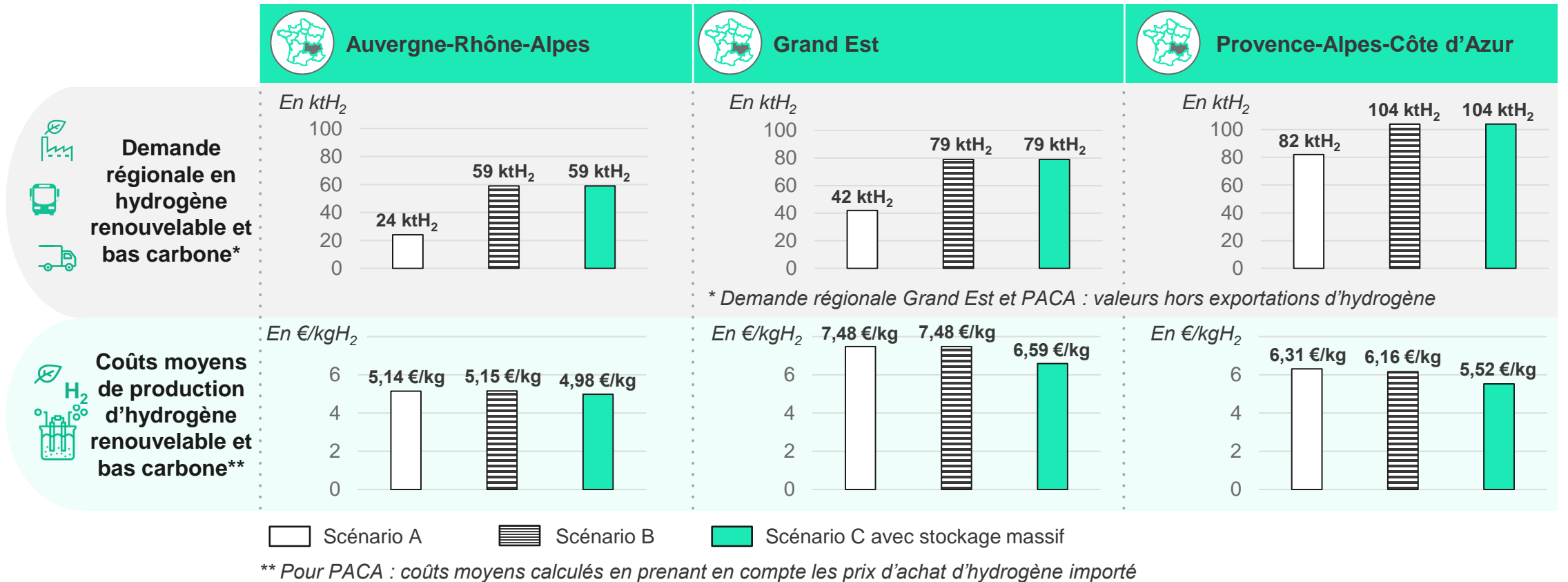
- **Territoires industriels consommateurs d'hydrogène en France, en Allemagne et au Luxembourg à relier** (objet du projet mosaHyc conduit par GRTgaz et Creos)
- **Capacités de stockage d'hydrogène en cavité saline aménageables sur le site Storengy de Cerville** (expérimentations prévues d'un stockage massif sur ce territoire)

- Perspectives de développement de l'**injection d'hydrogène** dans les réseaux de gaz (objet du projet Jupiter 1000 piloté par GRTgaz) : injection de 3 000 tonnes d'hydrogène anticipée par la Région pour 2027
- **Capacités de stockage d'hydrogène en cavité saline aménageables sur le site Géométhane de Manosque** (actions en ce sens prévues dans le cadre du projet Hygreen Provence)

Notre démarche : construction et comparaison de trois scénarios par région, à niveaux d'ambition variables, avec ou sans stockage massif

	Scénario A - Flux tendu avec ambitions actuelles (capacités de stockage limitées)	Scénario B – Flux tendus avec ambitions renforcées (capacités de stockage limitées)	Scénario C – Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives
 <p>Demande en hydrogène renouvelable et bas carbone</p>	<p>Développement de l'hydrogène renouvelable et bas carbone limité aux objectifs et visions portés à date par les acteurs publics et privés des territoires</p>	<p>Développement plus conséquent des usages de l'hydrogène vert et bas carbone, en cohérence avec les :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les fourchettes hautes des objectifs nationaux (PPE, plan France Relance) - Le rapport <i>Hydrogen in North-Western Europe - A vision towards 2030</i> de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) publié en 2021 - Les progrès technologiques anticipés par le FCH JU à l'horizon 2030 	
 <p>Capacités de stockage d'hydrogène</p>	<p>Stockage souterrain limité aux projets annoncés en juillet 2021 + Capacités de stockage en surface décentralisées</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Nécessité d'équilibrer de manière hebdomadaire, voire journalière, la production et la consommation d'hydrogène 		<p>Aménagement de cavités salines pour un stockage massif souterrain, avec des capacités cohérentes avec les besoins observés + Capacités de stockage en surface décentralisées</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Possibilité de surproduire ou de sous-produire de l'hydrogène à certaines périodes de l'année, en fonction des conditions du marché de l'électricité
 <p>Origine de l'hydrogène</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable régionale ▪ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité achetée sur le réseau à un prix moyen de 80 €/MWh ▪ Hydrogène fatal, obtenu involontairement par certains procédés industriels ▪ Gazéification de la biomasse ou de déchets (Grand Est, PACA) ▪ Vaporeformage du méthane avec capture du CO₂ (PACA) ▪ Importations (PACA) 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable régionale ▪ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité achetée sur le réseau à un prix moyen de 60 €/MWh, de source essentiellement renouvelable ▪ Hydrogène fatal, obtenu involontairement par certains procédés industriels ▪ Gazéification de la biomasse ou de déchets (Grand Est, PACA) ▪ Vaporeformage du méthane avec capture du CO₂ (PACA)

Des trajectoires distinctes de développement de l'hydrogène, avec une meilleure efficacité économique dans les scénarios avec stockage massif



Les résultats des modélisations présentées dans les fiches régionales ci-après concernent uniquement les Scénarios hauts S+. L'[Annexe 1](#) propose une comparaison des principaux indicateurs tirés de la modélisation des scénarios régionaux.

Nos scénarios 2030 avec stockage massif



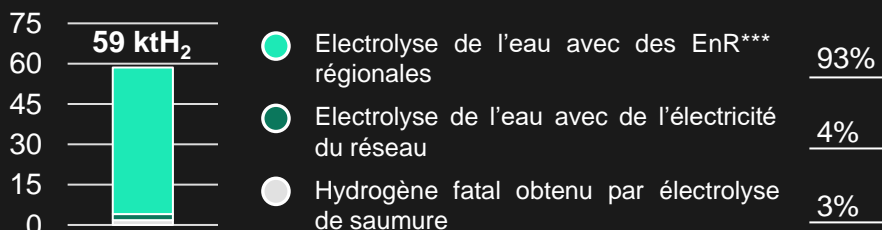
Région Auvergne-Rhône-Alpes

Présentation de notre Scénario C*

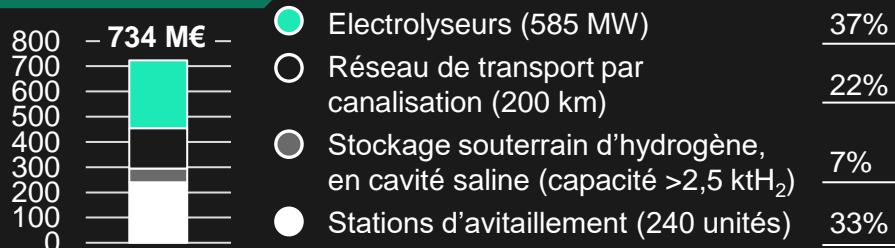
Demande en hydrogène décarboné**



Production d'hydrogène décarboné



Investissements



En tant que première région productrice d'énergie renouvelable de France, la région AuRA pourra **assurer la quasi-intégralité de ses besoins en hydrogène par la valorisation de ses ressources locales, hydraulique, PV et éolien, au service d'une stratégie tournée principalement vers le secteur de la mobilité. Le potentiel de création d'emploi a été estimé le plus élevé dans cette région, en raison de l'implantation d'un grand nombre d'industriels, dont des fabricants d'équipements (Symbio, McPhy, HRS, ...).**

Retombées économiques



Chaîne de valeur territorialisée

93% des dépenses liées à la filière hydrogène (CAPEX, OPEX, achat d'électricité) bénéficiant à des acteurs régionaux



Contribution au dynamisme des territoires

10 780 emplois directs et indirects régionaux créés sur toute la chaîne de valeur



Versements aux budgets des collectivités et EPCI

2,1 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

570 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 puissance installée prévue en 2030 par le SRADDET de la région dédiée à la production d'hydrogène



Indépendance énergétique des territoires renforcée

2,2 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 10

Nos scénarios 2030 avec stockage massif



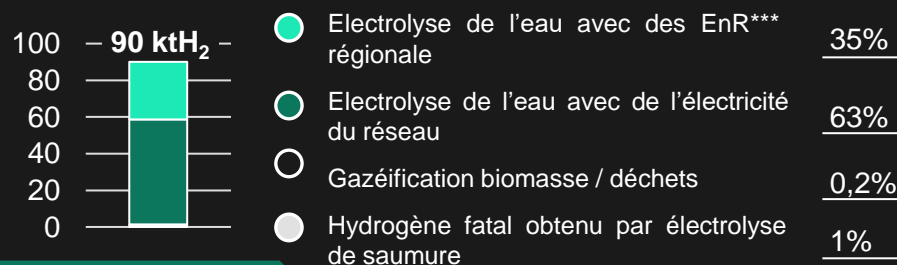
Région Grand Est

Présentation de notre Scénario C*

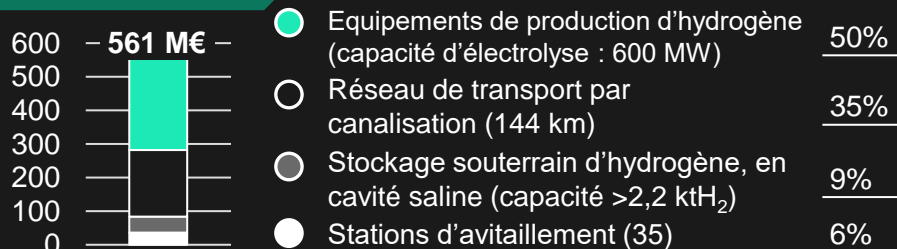
Demande en hydrogène décarboné**



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

7 760 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

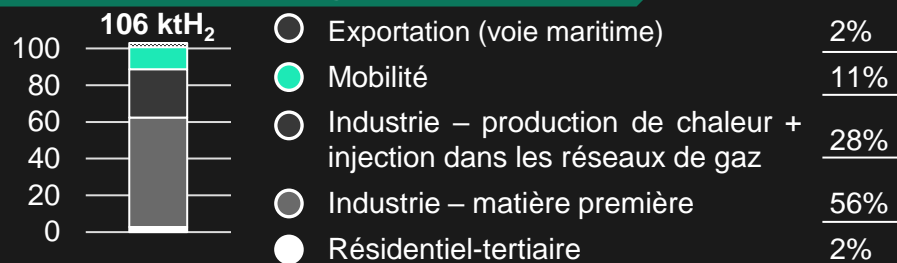
Nos scénarios 2030 avec stockage massif



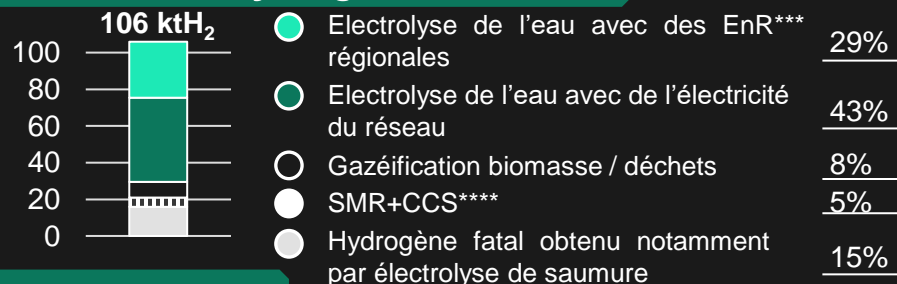
Région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Présentation de notre Scénario C*

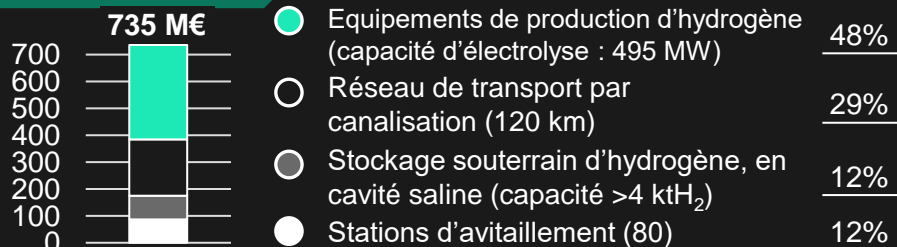
Demande en hydrogène décarboné**



Production d'hydrogène décarboné



Investissements



A horizon 2030, le secteur industriel pourrait représenter près de 84% de la demande en hydrogène renouvelable et bas carbone, en raison des fortes problématiques de décarbonation de l'hydrogène gris. Tous secteurs confondus, la stratégie hydrogène de la Région anticipe d'ici 2032 la réduction de 2 MtCO₂/an. Pour cela, la région pourra compter en grande partie sur la valorisation de ses ressources : production d'électricité renouvelable, biomasse et déchets (objectifs volontaristes de la Région) et hydrogène fatal.

Retombées économiques



Chaîne de valeur territorialisée

89% des dépenses liées à la filière hydrogène (CAPEX, OPEX, achat d'électricité) bénéficiant à des acteurs régionaux



Contribution au dynamisme des territoires

7 200 emplois directs et indirects régionaux créés sur toute la chaîne de valeur



Versements aux budgets des collectivités et EPCI

2,2 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

Selon le plan Régional Hydrogène, 2 000 ktCO₂ évitées par an



Volume soutenable d'électricité renouvelable prélevée

5% 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

4,2 TWh/an d'importations de combustibles fossiles évitées (pétrole et produits pétroliers, gaz naturel, charbon)

* Scénario C : Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives

*** EnR : Energie renouvelable

** 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.

**** SMR+CCS : vaporeformage 12 du méthane avec capture du CO₂

Bilan des scénarios proposés : les points forts sur lesquels capitaliser et les principaux bénéfices à attendre



AuRA

- ▶ Important **potentiel de production d'électricité renouvelable**
- ▶ **Ecosystème d'acteurs** de la filière hydrogène implantés dans la région particulièrement important
- ▶ **Nombreuses usines de production d'équipements en service ou en projet**

 Principales forces des territoires




Grand Est

- ▶ **Nombreuses industries consommant de la chaleur haute température** (chimie, métallurgie, papeterie, matériaux non métalliques), dont la production se révèle être un des nouveaux usages industriels de l'hydrogène les plus prometteurs
- ▶ **Tracés des hydrogénoducs à envisager relativement courts (144 km au total)** et possibilité de **réutiliser en partie des infrastructures existantes**
- ▶ **Besoins identifiés en stockage moindre** que pour les autres régions (capacité minimale de 2,2 ktH₂ à prévoir)



PACA

- ▶ **Fortes problématiques de décarbonation de l'hydrogène gris historiquement consommé par les industries régionales**
- ▶ **Important volume d'hydrogène fatal ou obtenu comme coproduit**
- ▶ Vision volontariste de la Région concernant la **valorisation de la biomasse et des déchets** pour la production d'hydrogène décarboné d'ici 2027 selon le Plan Régional Hydrogène)

 Bénéfices notables à attendre des hubs hydrogène

- ▶ **Gains d'indépendance énergétique :** couverture de 93% des besoins en hydrogène renouvelable et bas carbone en ne mobilisant que 7% de la production régionale d'électricité renouvelable de la région attendue pour 2030
- ▶ **Très haut potentiel de création d'emplois directs et indirects :** jusqu'à 10 780

- ▶ **Décarbonation du secteur industriel**
- ▶ **Besoins en CAPEX pour des infrastructures de transport et de stockage relativement faibles** rapporté au volume d'hydrogène consommé : de l'ordre de 246 M€ (contre 297 M€ en région PACA et 216 M€ en région AuRA, pour une consommation d'hydrogène inférieure d'un tiers)

- ▶ **Haut volume d'émission de CO₂ évitées, particulièrement dans le secteur industriel :** 2 MtCO₂/an attendus tous secteurs confondus pour 2032 par le Plan Régional Hydrogène de la région PACA
- ▶ **Volume important d'importation de combustibles fossiles évités :** de l'ordre de 4,2 TWh/an

Propos conclusifs : des contextes régionaux variés et des bénéfices différenciés à attendre des hubs hydrogène territoriaux, mais un intérêt partagé à soutenir leur déploiement



Soutenir les projets de stockage pour répondre aux besoins identifiés et accompagner les scénarios les plus ambitieux de la filière hydrogène

Un stockage massif d'hydrogène permettra de répondre à deux enjeux clés pour le développement de la filière à court et moyen termes : **sécurité d'approvisionnement** et **baisse des coûts de production d'hydrogène par électrolyse** (en rendant possible les arbitrages temporels sur la mise en service des électrolyseurs en fonction des prix de l'électricité).

Considérant la saisonnalité de certains nouveaux usages de l'hydrogène et la variabilité des sources de production d'électricité renouvelable, **des besoins importants de capacités de stockage ont été identifiés dans nos scénarios régionaux : 2,5 ktH₂ en région AuRA, 2,2 ktH₂ en région Grand Est et 4,1 ktH₂ en région PACA.**

Dans chacune de ces régions, Storengy et ses partenaires ont identifié des cavités salines susceptibles d'être aménagées pour le stockage d'hydrogène. Des expérimentations ou des projets à grande échelle sont d'ores et déjà prévus à Etrez (AuRA), Cerville (Grand Est) et Manosque (PACA).



Soutenir les hubs territoriaux avec stockage massif 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 des opérateurs d'infrastructures. **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, de nombreux exemples de projets industriels voient le jour dans les régions passées en revue (exemple : McPhy, HRS, Ataway et Symbio en région AuRA, John Cockerill et Alstom en région Grand Est).

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**.

Les hubs hydrogène seront d'autant plus impactants sur les économies régionales qu'**une grande partie des dépenses liées aux filières hydrogène ne pourra être délocalisée aisément** : installation, maintenance et exploitation des équipements, logistique de l'hydrogène, ...

Au total nos scénarios régionaux évaluent les **potentiels de création d'emploi à 10 800 en région AuRA, 7 800 en région Grand Est et 7 200 en région PACA.**



Soutenir les hubs territoriaux avec stockage massif pour accélérer l'atteinte des objectifs climatiques

Les scénarios proposés permettront d'éviter dès 2030 l'émission de centaines de milliers de tonnes de CO₂ : 570 ktCO₂/an en région AuRA et 718 ktCO₂ en région Grand Est. Le Plan Régional Hydrogène de la région PACA projette quant à lui des émissions de CO₂ évitées de l'ordre de 2 MtCO₂/an dès 2032.

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, industrie et mobilité particulièrement.

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 – Présentation des scénarios régionaux



Rappel : construction de trois scénarios pour chacune des régions

Scénario A

- Développement de l'hydrogène renouvelable et bas carbone limité aux objectifs et visions portés à date par les acteurs publics et privés des territoires
- Alimentation d'électrolyseurs avec de l'électricité renouvelable régionale + de l'électricité du réseau public
- Achat de l'électricité non régionale à un prix de **80 €/MWh**
- **Absence d'une capacité de stockage souterraine de grande dimension**

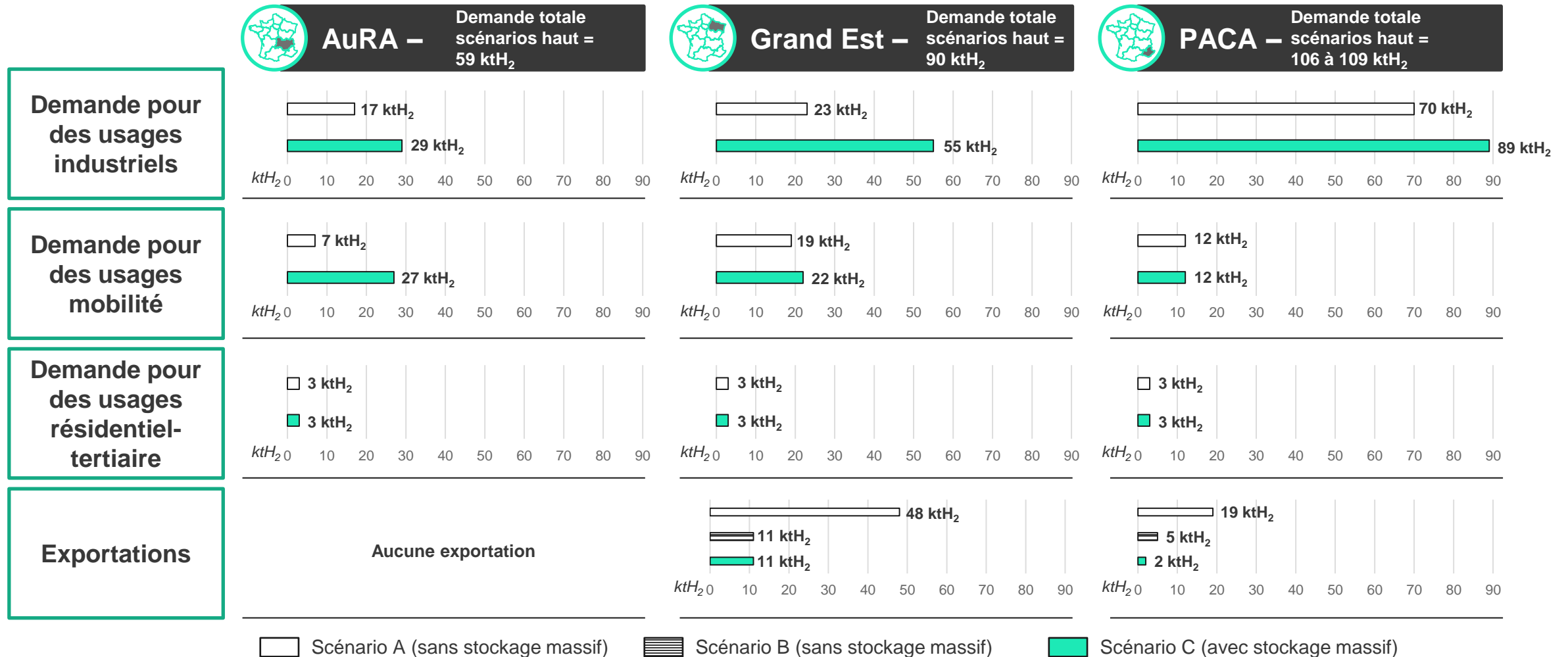
Scénario B

- Développement plus conséquent des usages de l'hydrogène vert et bas carbone
- Alimentation d'électrolyseurs avec de l'électricité renouvelable régionale + de l'électricité du réseau public
- Achat de l'électricité non régionale à un prix de **80 €/MWh**
- **Absence d'une capacité de stockage souterraine de grande dimension**

Scénario C avec stockage massif

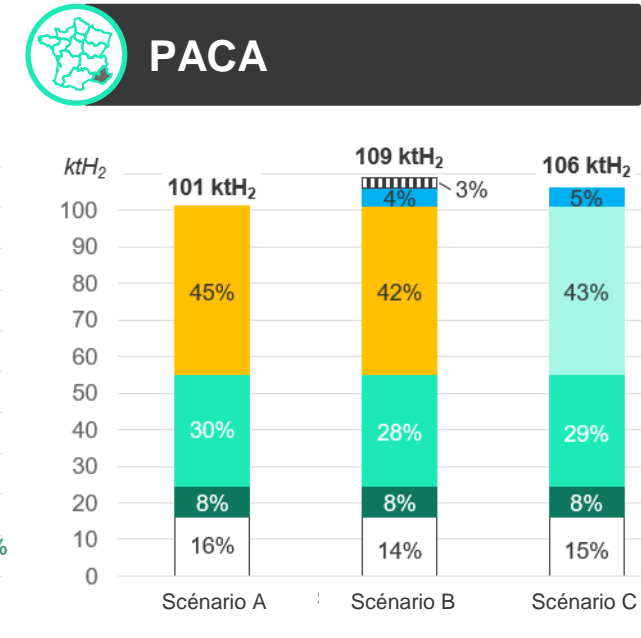
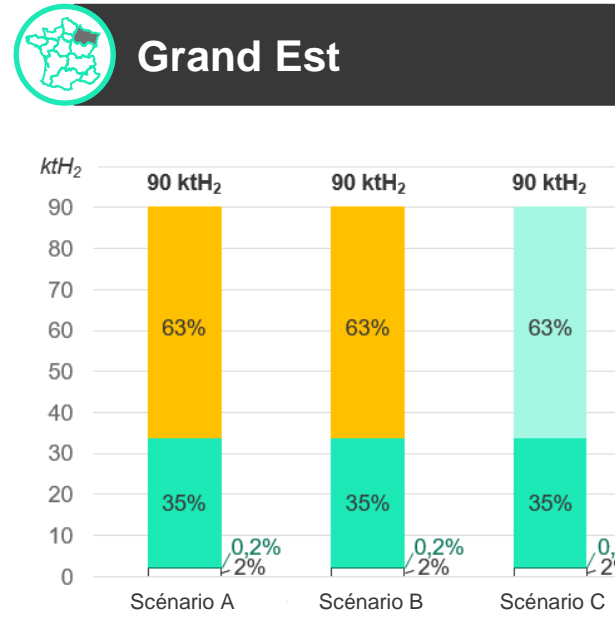
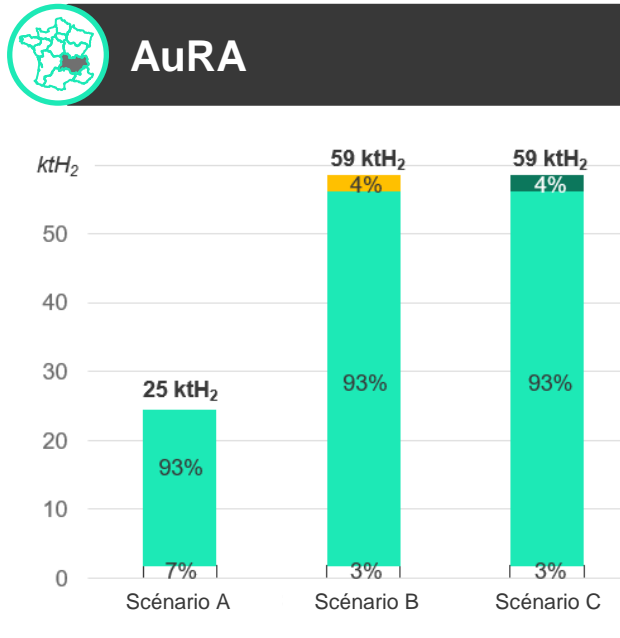
- Développement des usages de l'hydrogène renouvelable et bas carbone équivalent à celui du Scénario haut avec stockage massif
- Alimentation d'électrolyseurs avec de l'électricité renouvelable régionale + de l'électricité renouvelable non régionale acheminée via le réseau public (PPA et achat de GO)
- Achat de l'électricité non régionale à un prix de **60 €/MWh** (possibilité pour les producteurs de réaliser des arbitrages sur les périodes d'achat)
- **Aménagement de cavités salines en vue d'un stockage massif d'hydrogène**

Des profils de consommation fortement variables, reflétant les caractéristiques des différentes régions



Une diversité des profils de production expliquée par les différentes priorisations exprimées dans les stratégies régionales

Origine de l'hydrogène



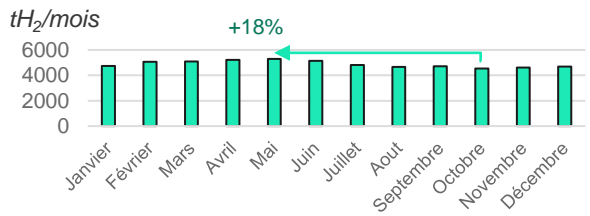
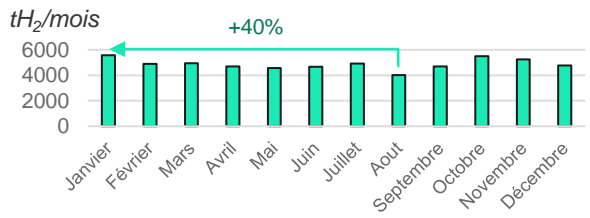
- H₂ fatal (électrolyse de saumure)
- Gazéification de la biomasse / de déchets
- Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable régionale
- Electrolyse de l'eau avec de l'électricité du réseau
- Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable importée d'autres régions ou pays
- Vaporemformage du méthane avec capture du CO₂
- Importations

Le stockage massif d'hydrogène, levier de sécurité d'approvisionnement et de baisse de coûts pour l'ensemble de la filière

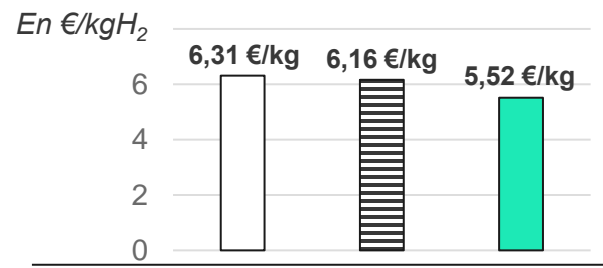
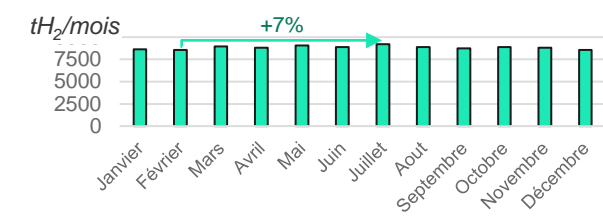
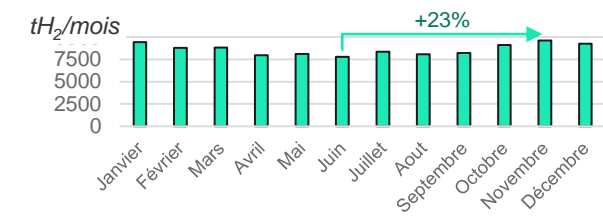
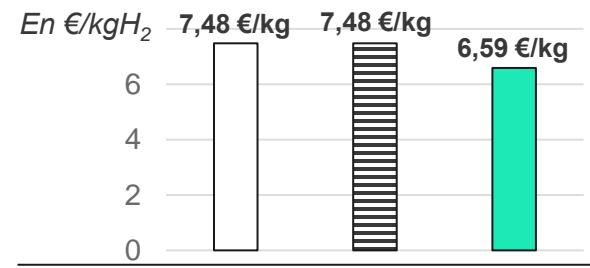
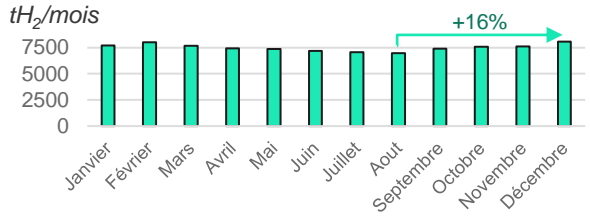
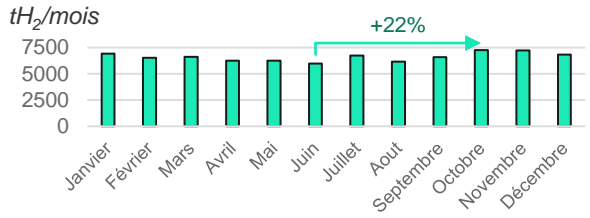
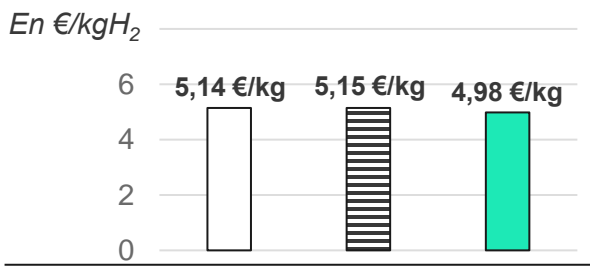
Demande régionale dans le Scénario B et le Scénario C

Production dans le Scénarios C (avec stockage massif)

Coûts moyens de production et d'importation d'hydrogène*



Coût d'achat de l'électricité non régionale supposé de 80 €/MWh en l'absence de stockage massif et de 60 €/MWh avec la présence de stockage massif



Scénario A (sans stockage massif)
 Scénario B (sans stockage massif)
 Scénario C (avec stockage massif)

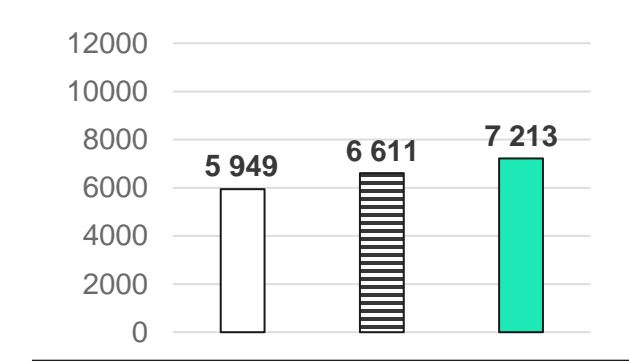
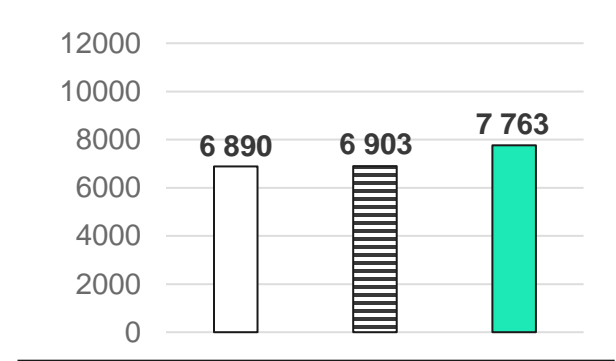
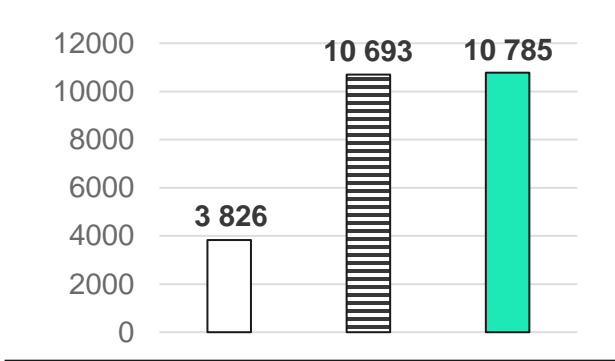
Des retombées économiques significatives à horizon 2030

 **AuRA**

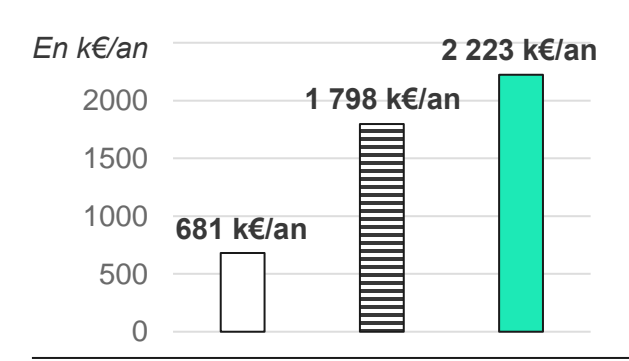
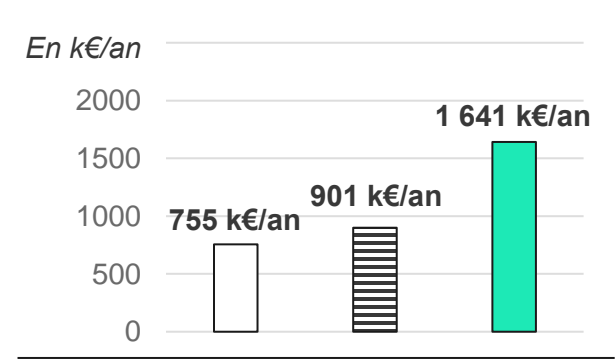
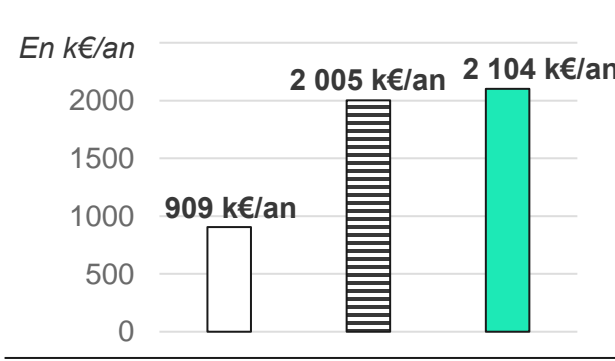
 **Grand Est**


 **PACA**

Création d'emploi



Retombées fiscales directes pour les collectivités et EPCI des régions



 Scénario A (sans stockage massif)  Scénario B (sans stockage massif)  Scénario haut C (avec stockage massif)

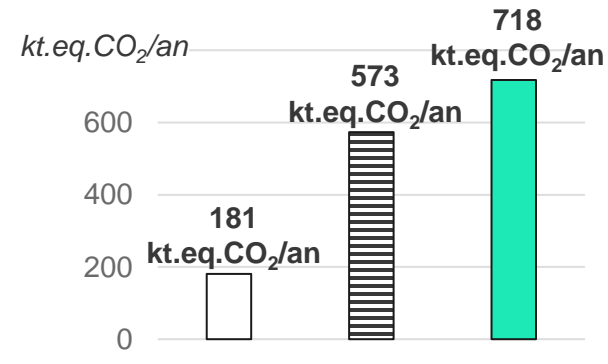
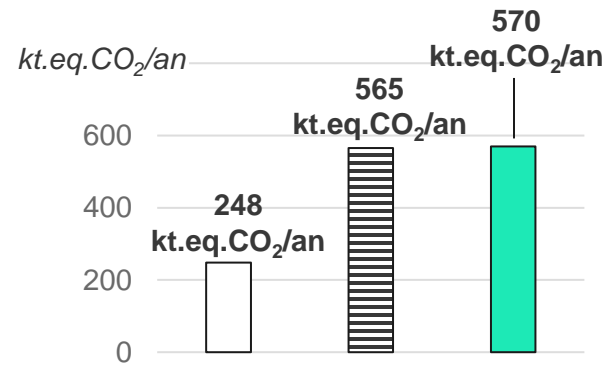
Des contributions notables mais inégales aux objectifs environnementaux des régions à horizon 2030


AuRA

Grand Est

PACA

Emissions de CO₂ évitées

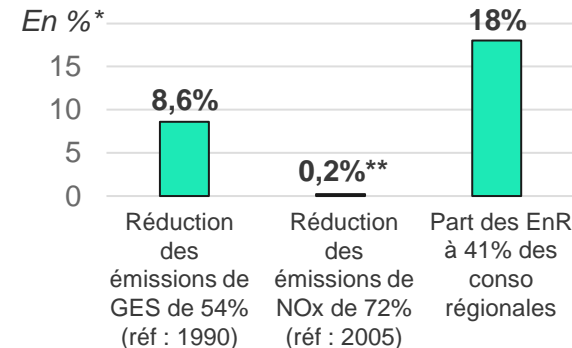
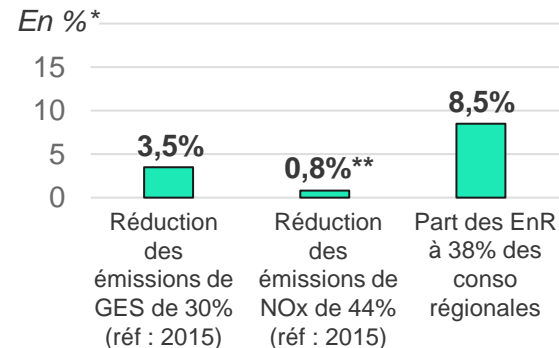


2 000 kt.eq.CO₂/an selon la stratégie régionale hydrogène, sur laquelle se base le Scénario bas retenu dans l'étude

⚠ Incomparabilité avec les estimations réalisées pour les autres régions :

- Equivalent à 24 tonnes de CO₂ évitées par tonne d'hydrogène vert ou bas carbone consommé
- Contre 8 tonnes de CO₂ par tonne d'hydrogène dans le Scénario haut avec stockage massif de la région AuRA
- Et 10 tonnes de CO₂ par tonne d'hydrogène dans celui de la région Grand Est

Contribution à l'atteinte des objectifs des SRADET à horizon 2030 (dans les Scénarios haut avec stockage massif)



Bénéfices de l'hydrogène à horizon 2032 Selon la stratégie régionale :

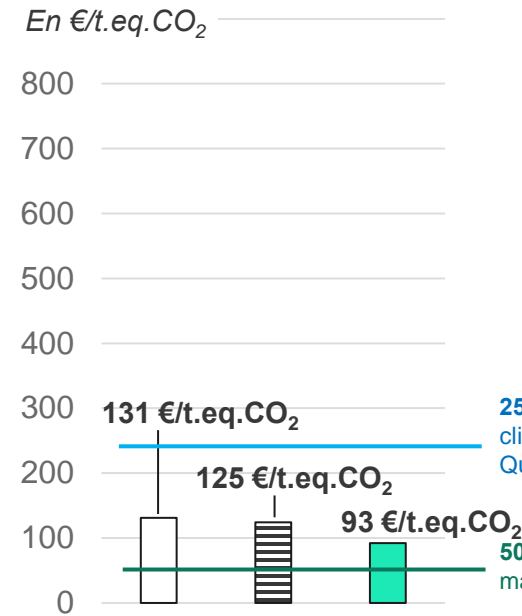
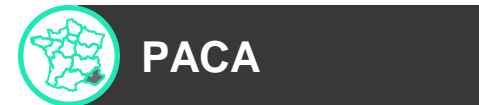
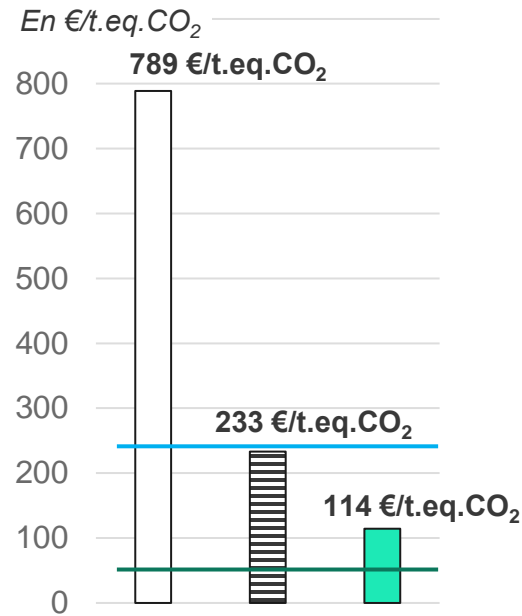
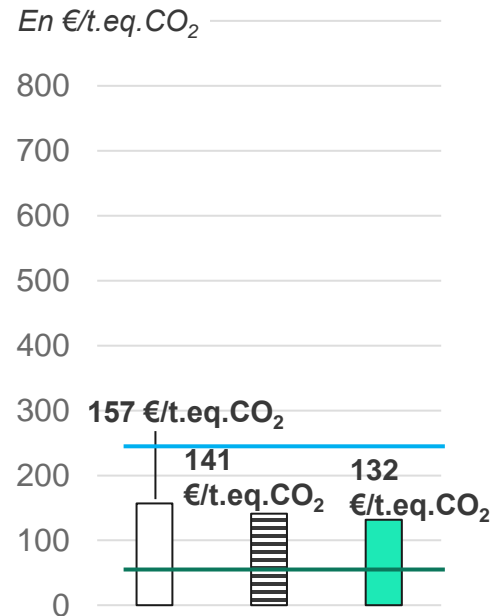
- Réduction des émissions de CO₂ de 4% (cible SRADET : -27% en 2030 par rapport à 2012)
- Réduction des émissions de NOx de 1,6% (cible SRADET : -58% en 2030 par rapport à 2012)

Pas d'objectif régional concernant la part des EnR dans les consommations régionales à horizon 2030

Scénario A (sans stockage massif)
 Scénario B (sans stockage massif)
 Scénario C (avec stockage massif)

Des coûts de l'action pour le climat défendables pour l'horizon 2030 dans les scénarios avec stockage massif

Coûts restant en charge de l'action climatique pour la puissance publique, après prise en compte des produits de la vente d'hydrogène*



250 €/tCO₂ : Valeur tutélaire pour le climat préconisée par la Commission Quinet de 2030 pour l'année 2030

50 €/tCO₂ : Prix du carbone sur le marché ETS européen en juin 2021

* Hypothèse de revente de l'hydrogène par les acteurs privés à 2,3 €/kg pour des usages industriels et 6 €/kg pour des usages dans la mobilité et le résidentiel-tertiaire

□ Scénario A (sans stockage massif) ▨ Scénario B (sans stockage massif) ■ Scénario C (avec stockage massif)

Annexe 3 – Démarche 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 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 via des énergies renouvelables et 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, presque intégralement valorisé
- Production complémentaire d'hydrogène par électrolyse de l'eau avec de l'électricité importée d'autres régions, pour équilibrer offre et demande régionale mensuelle (Scénario A et Scénario B) ou annuelle (Scénario C). 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, car choix des producteurs des 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 Miguët, 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 kWe/kgH ₂ , sur la base de l'étude ADEME <i>Rendement de la chaîne hydrogène (2020)</i>
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 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)

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

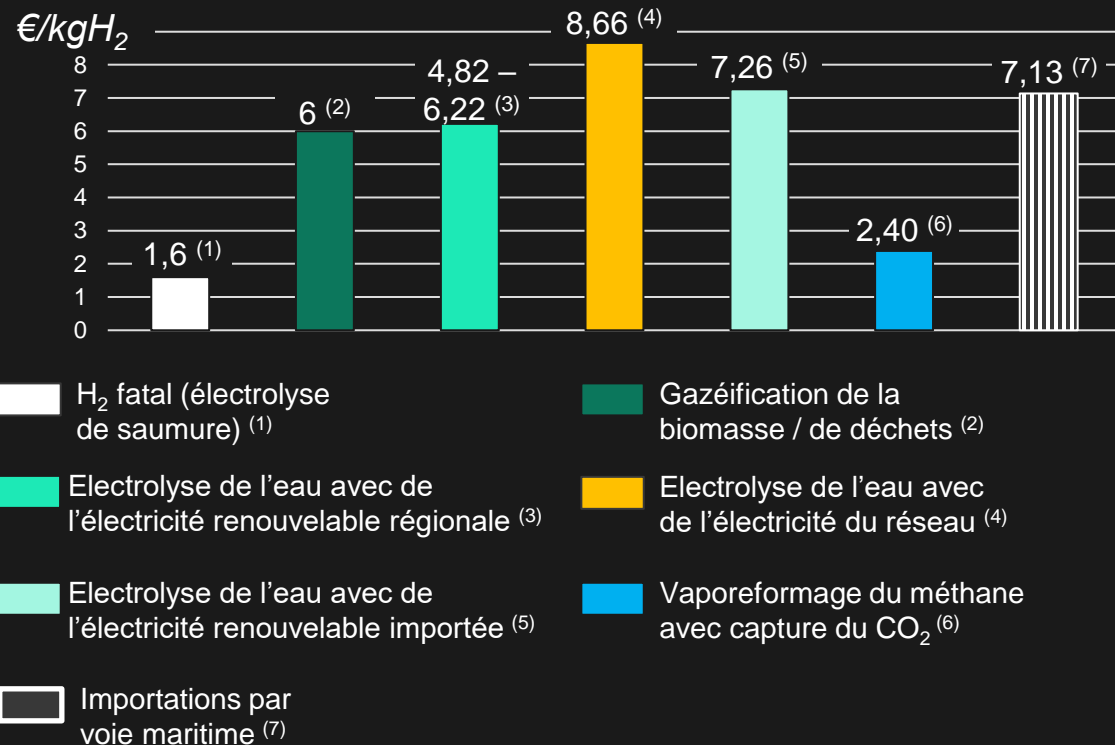
- Hypothèse d'une recherche de marge commerciale de 10% par les acteurs privés
- Prise en charge par la puissance publique (Union Européenne, Etat, agences publiques, Collectivités) de 33% de l'ensemble des coûts de la filière hydrogène
- Vente d'un hydrogène à un prix de 2,3 €/kg pour l'hydrogène à 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 ci-après	
CAPEX et OPEX infrastructures de réseau de transport d'hydrogène	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020 (voir détails dans les présentations détaillées des études régionales)	
CAPEX et OPEX stations d'avitaillement	<i>The Future of Hydrogen</i> , AIE, 2019 (voir précisions dans les présentations détaillées des études régionales)	
Coûts de compression et de transport d'hydrogène par camion	<i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019 (voir précisions dans les présentations détaillées des études régionales)	
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	<i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019 (voir détails dans les présentations détaillées des études régionales)	
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%	Extrapolé 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)

🔍 Coûts de production d'hydrogène retenus par source*



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

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 calculés 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)
- (6) Surcoûts liés à la capture du CO₂ calculés sur la base de données AIE (2019) et de données Sia Partners (surcoûts liés à la capture du CO₂ uniquement pris en compte car hypothèse que l'hydrogène bleu produit alimentera des usages industriels historiques aujourd'hui satisfaits par de l'hydrogène gris)
- (7) Coûts de production de l'hydrogène importé supposé de 4,2 €/kg, auquel s'ajoute des coûts logistiques estimés grâce au *position paper Hydrogen in the electricity value chain* publié en 2019 par le DNV GL. Marge commerciale de 15% retenue pour les acteurs de la chaîne de valeur

Evaluation des émissions de CO₂ évitées

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

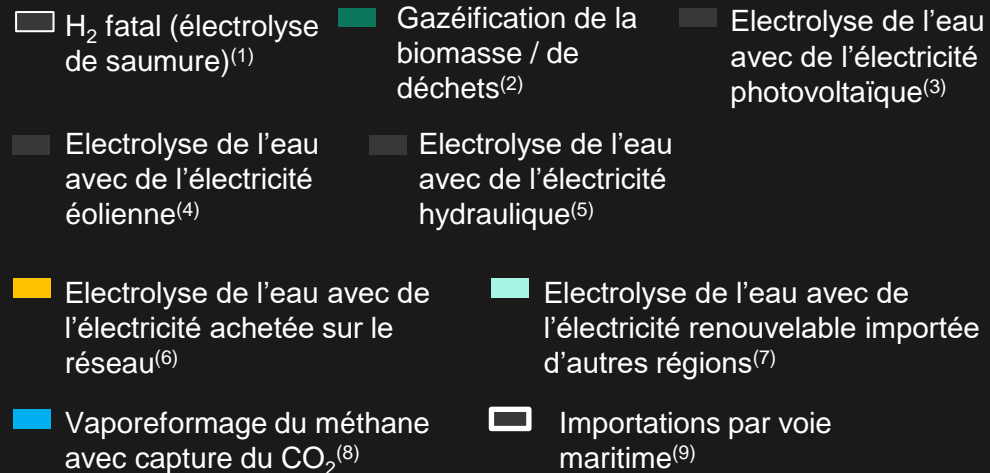
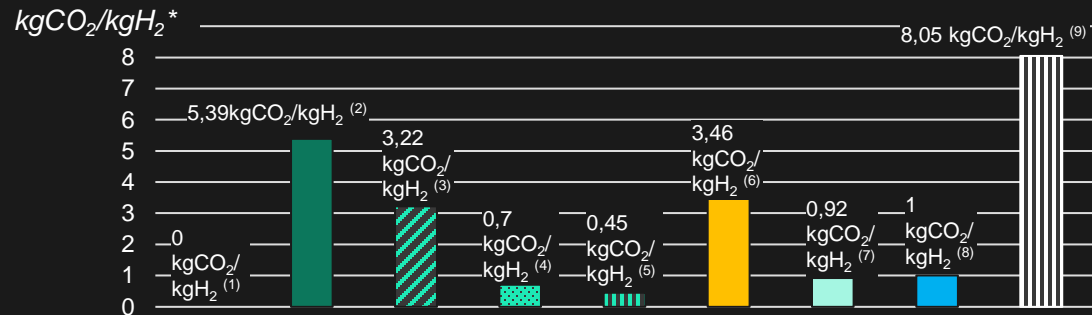
- Voir page suivante le bilan carbone retenu pour la production d'hydrogène selon son origine

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 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	Estimé d'après données de la 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	Estimé d'après données de la base carbone ADEME en retenant l'hypothèse de péniches de 300t, chargés 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	Estimé 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	Estimé 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, sauf pour l'hydrogène importé

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) Estimé 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) Estimé 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)
- (7) Estimé 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)
- (8) Estimé d'après *The Future of Hydrogen*, AIE, 2019
- (9) Estimé en supposant une production d'hydrogène par électrolyse de l'eau avec de l'électricité photovoltaïque et un rendement de 40% de l'étape de liquéfaction de l'hydrogène (*L'hydrogène Liquide*, AFHYPAC, 2019)

Annexe 4 – 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
- Dubaï
- Dublin
- Édimbourg
- Francfort
- Hambourg
- Hong Kong
- Houston
- Londres
- Luxembourg
- Lyon
- Milan
- Montréal
- New York
- Panama*
- Paris
- Riyad
- Rome
- San Francisco
- Seattle
- Singapour
- Tokyo
- Toronto